

---

# ***Bruxelles Environnement***

***Réalisation d'une étude du potentiel  
d'efficacité en matière de chaleur et de froid  
en RBC***



**RAPPORT FINAL – TACHES 1 à 6**

**Décembre 2015**

## Table des matières

<b>Structure du document</b> .....	<b>6</b>
<b>Chapitre 1 Estimation des besoins de chaleur et de froid</b> .....	<b>7</b>
<b>Introduction</b> .....	<b>8</b>
Objectif et méthodologie.....	8
<b>I. Estimation des besoins de chaleur</b> .....	<b>9</b>
<b>I.1 Estimation des besoins de chaleur en 2012</b> .....	<b>9</b>
I.1.1 Besoins de chaleur du secteur résidentiel.....	9
I.1.2 Besoins de chaleur du secteur tertiaire .....	11
I.1.3 Besoins de chaleur du secteur industriel.....	13
I.1.4 Synthèse.....	15
<b>I.2 Estimation de l'évolution des besoins de chaleur jusqu'en 2030</b> .....	<b>16</b>
I.2.1 Evolution des besoins de chaleur du secteur résidentiel .....	16
I.2.2 Evolution des besoins de chaleur du secteur tertiaire .....	19
I.2.3 Evolution des besoins de chaleur du secteur industriel .....	22
I.2.4 Synthèse.....	25
<b>II. Estimation des besoins de froid</b> .....	<b>26</b>
<b>II.1 Estimation des besoins de froid en 2012</b> .....	<b>26</b>
II.1.1 Besoins de froid du secteur résidentiel .....	26
II.1.2 Besoins de froid du secteur tertiaire .....	27
II.1.3 Besoins de froid du secteur industriel .....	28
<b>II.2 Estimation de l'évolution des besoins de froid jusqu'en 2030</b> .....	<b>30</b>
II.2.1 Evolution des besoins de froid du secteur résidentiel .....	30
II.2.2 Evolution des besoins de froid du secteur tertiaire .....	31
II.2.3 Evolution des besoins de froid du secteur industriel.....	32
<b>III. Conclusion</b> .....	<b>33</b>
<b>IV. Annexes Chapitre 1</b> .....	<b>35</b>
<b>IV.1 Besoins de chaleur du secteur industriel</b> .....	<b>35</b>
<b>IV. Bibliographie Chapitre 1</b> .....	<b>38</b>
<b>Chapitre 2 Cartographie des besoins de chaleur et de froid</b> .....	<b>39</b>
<b>Introduction</b> .....	<b>40</b>
Objectif et méthodologie.....	40
<b>I. Méthodologie</b> .....	<b>41</b>
<b>I.1 Méthodologie pour spatialiser les besoins de chaleur</b> .....	<b>41</b>
I.1.1 Les besoins de chaleur du secteur résidentiel .....	44
I.1.2 Les besoins de chaleur du secteur tertiaire.....	47
I.1.3 Les besoins de chaleur du secteur industriel .....	48
<b>I.2 methodologie pour spatialiser Les besoins dE froid</b> .....	<b>49</b>
I.2.1 Les besoins de froid du secteur résidentiel.....	49
I.2.2 Les besoins de froid du secteur tertiaire .....	50

I.2.3	Les besoins de froid du secteur industriel .....	51
<b>I.3</b>	<b>methodologie pour spatialiser Les données complémentaires .....</b>	<b>52</b>
I.3.1	Les points à forte demande de chaleur et de froid .....	52
I.3.2	Les infrastructures existantes et prévues de chaleur et de froid .....	52
I.3.3	Les points d'approvisionnement potentiels en chaleur et en froid .....	53
<b>II.</b>	<b>Présentation de la carte interactive .....</b>	<b>54</b>
<b>II.</b>	<b>Bibliographie Chapitre 2 .....</b>	<b>66</b>
<b>Chapitre 3</b>	<b>Identification des solutions pour répondre aux besoins de chaleur et de froid .....</b>	<b>67</b>
<b>Introduction.....</b>		<b>68</b>
Contexte, objectif et méthodologie .....		68
<b>I.</b>	<b>Analyse des Technologies.....</b>	<b>69</b>
<b>I.1</b>	<b>Les technologies pour répondre aux besoins dE chaLEUR .....</b>	<b>69</b>
I.1.1	La chaudière à condensation .....	70
I.1.2	La cogénération à haut rendement.....	74
I.1.3	La pompe à chaleur .....	80
I.1.4	Le chauffage électrique .....	88
I.1.5	Les panneaux solaires thermiques.....	90
I.1.6	Les solutions industrielles.....	93
I.1.7	Les réseaux de chaleur .....	96
<b>I.2</b>	<b>Les technologies pour répondre aux besoins dE froid.....</b>	<b>101</b>
I.2.1	Le refroidissement passif.....	102
I.2.2	Le refroidissement renouvelable .....	107
I.2.3	Le refroidissement par absorption et trigénération.....	111
I.2.4	Le réseau de froid.....	112
<b>II.</b>	<b>Elaboration des scénarios .....</b>	<b>115</b>
II.1	Les matrices Besoins-technologies .....	115
II.2	Les scénarios les plus intéressants pour la RBC.....	117
II.3	Potentiel technique.....	124
<b>IV.</b>	<b>Bibliographie Chapitre 3.....</b>	<b>126</b>
<b>Chapitre 4</b>	<b>Analyse coûts-bénéfices.....</b>	<b>129</b>
<b>Introduction.....</b>		<b>130</b>
Objectif et méthodologie.....		130
<b>I.</b>	<b>Rappel des scénarios définis au chapitre III.....</b>	<b>131</b>
<b>II.</b>	<b>Analyse technique et économique des scénarios.....</b>	<b>132</b>
<b>II.1</b>	<b>Description des choix techniques correspondant à la réalisation des scénarios .....</b>	<b>132</b>
II.1.1	Scénarios pour les besoins de chaleur à l'échelle d'un quartier.....	132
II.1.2	Scénarios pour les besoins de chaleur dans les immeubles à appartements.....	133
II.1.3	Scénarios pour les besoins de chaleur dans les immeubles de bureau et de commerce.....	135
II.1.4	Scénarios pour les besoins de froid dans les immeubles de bureaux et de commerce.....	136
<b>II.2</b>	<b>Hypotheses technico-economiques des scénarios .....</b>	<b>137</b>

II.2.1	Hypothèses techniques.....	137
II.2.2	Hypothèses économiques.....	138
II.2.3	Données de départ .....	139
<b>II.3</b>	<b>Résultats .....</b>	<b>143</b>
II.3.1	Analyse des résultats.....	143
II.3.2	Analyse de sensibilité .....	150
II.3.3	Conclusions.....	153
<b>Chapitre 5</b>	<b>Potentiel économique de la cogénération .....</b>	<b>154</b>
<b>Introduction.....</b>		<b>155</b>
Objectif et méthodologie.....		155
<b>I. Rapprochement des technologies et des besoins actuels .....</b>		<b>156</b>
<b>I.1 Evolution de la cogénération en RBC .....</b>		<b>156</b>
I.1.1 Evolution historique .....		156
I.1.2 Segmentation par carburant.....		156
<b>II. Valorisation des potentiels offerts actuellement .....</b>		<b>159</b>
<b>II.1 Structure de la demande .....</b>		<b>159</b>
<b>II.2 Evolution historique de la demande de chaleur .....</b>		<b>160</b>
<b>II.3 Prévisions de croissance de la demande de chaleur à 2030 .....</b>		<b>161</b>
<b>II.4 Evolution historique de la demande d'électricité .....</b>		<b>162</b>
<b>II.5 Prévisions de croissance de la demande d'électricité à 2030 .....</b>		<b>163</b>
<b>III. Intégration de la cogénération dans les besoins de chaleur.....</b>		<b>165</b>
III.1 Approche méthodologique.....		165
III.2 Hypothèses de travail.....		166
<b>IV. Projection de la situation dans les deux horizons étudiés .....</b>		<b>167</b>
IV.1 Analyse par segment.....		167
IV.2 Comparaison des prévisions .....		168
IV.3 Synthèse des prévisions .....		171
<b>V. Conclusion .....</b>		<b>174</b>
<b>Chapitre 6 Stratégie 2030 .....</b>		<b>175</b>
<b>Introduction.....</b>		<b>176</b>
Objectif et méthodologie.....		176
<b>I. Analyses SWOT .....</b>		<b>177</b>
<b>II. Définition de pistes .....</b>		<b>182</b>
<b>II.1 Pistes économiques et financières.....</b>		<b>182</b>
<b>II.2 Pistes juridiques .....</b>		<b>182</b>
<b>II.3 Pistes techniques .....</b>		<b>183</b>
<b>II.4 Autres pistes .....</b>		<b>183</b>

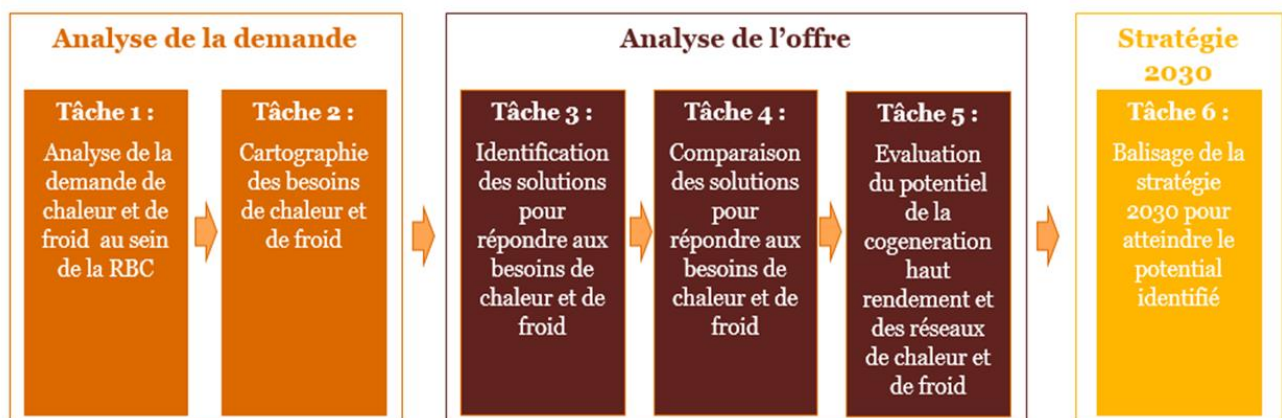
---

**III. Plan d'actions ..... 185**

## Structure du document

Le présent rapport s'inscrit dans le cadre de la transposition de l'article 14 de la Directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique. En particulier, l'article 14.1 de la Directive prévoit que pour le 31 décembre 2015 au plus tard, les Etats membres réalisent et communiquent à la Commission une évaluation complète du potentiel pour l'application de la cogénération à haut rendement et des réseaux efficaces de chaleur et de froid qui contient les informations indiquées à l'annexe VIII. Aux fins de l'évaluation visée au paragraphe 1 de l'article 14, les Etats membres doivent réaliser une analyse coûts-avantages sur l'ensemble de leur territoire, en tenant compte des conditions climatiques, de la faisabilité économique et de l'adéquation technique, conformément à l'annexe IV, partie 1.

Le présent rapport contient les résultats des 6 phases de l'étude confiée par l'Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement au consortium « PwC – ULG (LEMA) – Bureau Ph. Deplasse ». Chaque phase fait l'objet d'un chapitre au sein duquel la bibliographie et les annexes correspondantes sont intégrées.



Synthèse des 6 étapes du projet « Réalisation d'une étude du potentiel d'efficacité en matière de chaleur et de froid en RBC »

---

## ***Chapitre 1***

### ***Estimation des besoins de chaleur et de froid***

---

# INTRODUCTION

## *Objectif et méthodologie*

**Ce premier chapitre** présente les besoins de chaleur et de froid en RBC de manière agrégée pour 2012 sur base des données du bilan énergétique et d'estimer cette évolution jusqu'en 2030.

La **méthodologie** suivie comprend les deux points suivants :

- Etape 1.1 : **estimation des besoins de chaleur et de froid en 2012**
- Etape 1.2 : **estimation de l'évolution des besoins de chaleur et de froid jusqu'en 2030.**

La première section présente les besoins de chaud de 2012 au sein de la Région bruxelloise ainsi que l'évolution de ces besoins jusqu'en 2030. La seconde section présente les besoins de froid de 2012 au sein de la Région bruxelloise ainsi que l'évolution de ces besoins jusqu'en 2030.



---

# I. ESTIMATION DES BESOINS DE CHALEUR

## I.1 ESTIMATION DES BESOINS DE CHALEUR EN 2012

Les besoins de chaleur au sein de la Région bruxelloise ont été estimés en considérant la consommation des différents vecteurs répondant à des besoins de chaleur sur base des informations reprises dans le bilan énergétique bruxellois de 2012 (ICEDD, 2014). Cette estimation a été faite pour les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel.

Concernant l'estimation des besoins de chaleur, la Commission européenne indique que celle-ci devrait être réalisée à partir des données qui sont reprises au sein des statistiques énergétiques (mesurées et vérifiées) nationales et européennes ainsi qu'au sein des bilans énergétiques. En outre, elle doit être réalisée à un niveau sectoriel en reprenant des informations pour les secteurs industriel, tertiaire, résidentiel et agricole<sup>1</sup> (European Commission, 2013).

### I.1.1 Besoins de chaleur du secteur résidentiel

#### I.1.1.1 Méthodologie

Les besoins de chaleur dans le secteur résidentiel ont été estimés à partir des données du bilan énergétique de la RBC de 2012 en considérant la consommation de chauffage par type de logement et en fonction du vecteur énergétique. Pour les bâtiments résidentiels, les besoins de chaleur couvrent le chauffage principal (central ou décentralisé), l'eau chaude sanitaire, le chauffage d'appoint, la cuisson.

#### I.1.1.2 Résultats

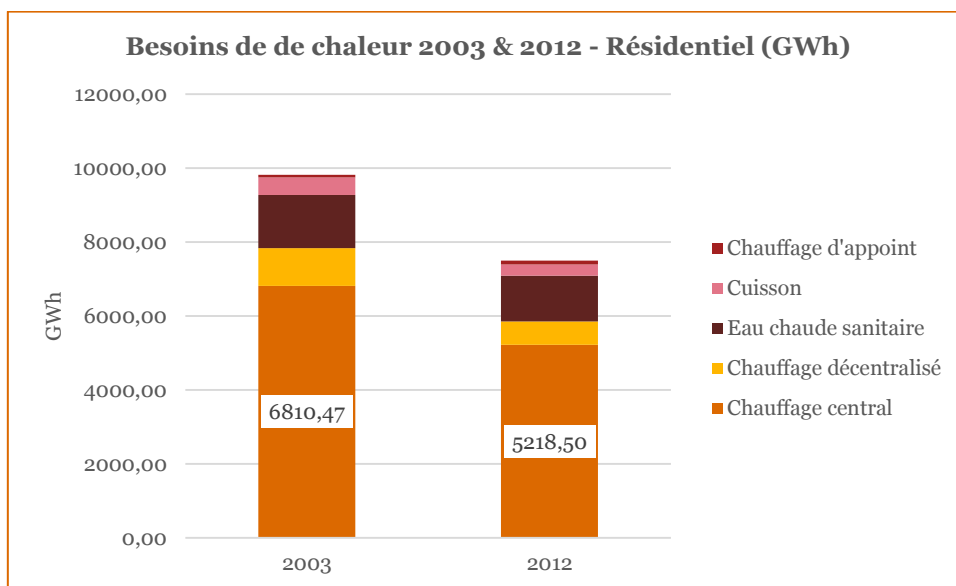
**Les besoins de chaleur du résidentiel au sein de la RBC étaient de 7.491,4 GWh en 2012** contre 9.818,6 GWh en 2003, enregistrant une diminution de 24% sur la période considérée. Ils représentaient 89% de la consommation énergétique du secteur résidentiel en 2012 contre 91% en 2003.

De manière plus détaillée, nous reprenons ci-après la répartition des besoins de chaleur du secteur résidentiel en fonction de l'utilisation :

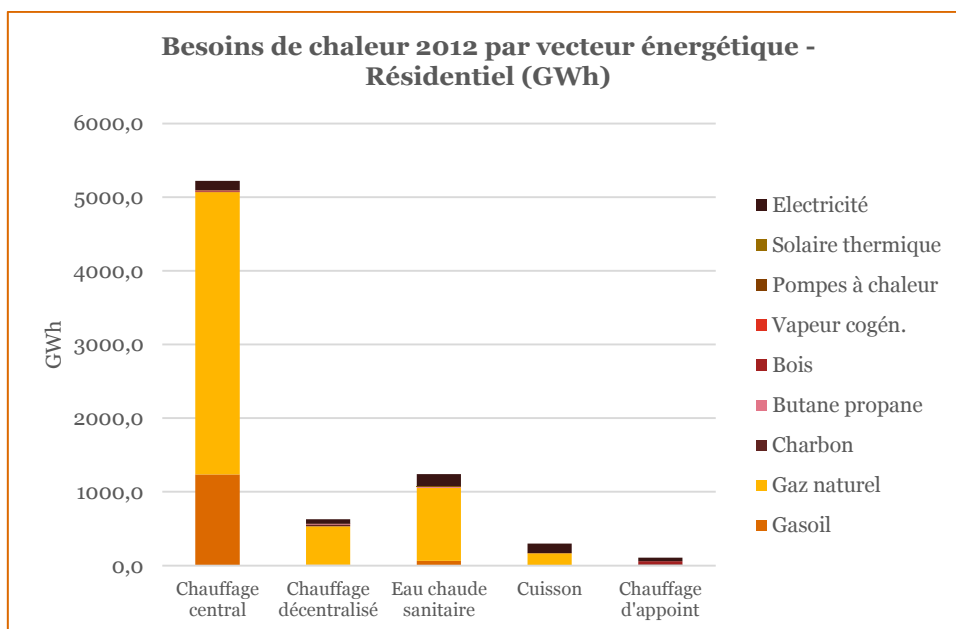
- 5.218,5 GWh pour le chauffage central contre 6.810,5 GWh en 2003 (soit une diminution de 23%);
- 630,6 GWh pour le chauffage décentralisé contre 1022,1 GWh en 2003 (soit une diminution de 38%);
- 1239,1 GWh pour l'eau chaude sanitaire contre 1438,4 GWh en 2003 (soit une diminution de 14%)
- 298,1 GWh pour la cuisson contre 474,4 GWh en 2003 (soit une diminution de 37%);
- 105,1 GWh pour le chauffage d'appoint contre 73,3 GWh en 2003 (soit une augmentation de 43%).

---

<sup>1</sup> Non applicable pour la Région bruxelloise



**Le vecteur énergétique le plus utilisé pour répondre aux besoins de chaleur du secteur résidentiel est le gaz naturel** (5.510,4 GWh, soit 74% des besoins de chaleur du secteur résidentiel). Le gaz naturel permet d'alimenter les installations de chauffage central à hauteur de 3.831,6 GWh, les systèmes d'alimentation d'eau chaude sanitaire à hauteur de 989,6 GWh, les foyers individuels à hauteur de 522 GWh ainsi que les équipements de cuisson à hauteur de 167,2 GWh. Le deuxième vecteur le plus utilisé est le gasoil (1.314,7 GWh, soit 18% des besoins de chaleur du secteur résidentiel). Ce dernier est utilisé pour le chauffage central (1.237,6 GWh), l'eau chaude sanitaire (65,5 GWh) et le chauffage décentralisé (11,6 GWh).



## I.1.2 Besoins de chaleur du secteur tertiaire

### I.1.2.1 Méthodologie

Les besoins de chaleur du tertiaire ont été estimés à partir des données du bilan énergétique de la Région bruxelloise de 2012 qui répartissent la consommation d'énergie par secteur (commerce, transport, banques, administration, enseignement, etc.). En vue de pouvoir appréhender la consommation d'énergie qui répond à des besoins de chauffage, des pourcentages de consommation ont été appliqués à la consommation de combustibles enregistrées en 2012 par le tertiaire au sein de la Région bruxelloise. Ces pourcentages sont issus du bilan énergétique et proviennent essentiellement d'une étude réalisée par l'Université d'Anvers "Bouw en ontwikkeling van SAVER-LEAP als tool voor scenario-analyses van energiegebruik en emissies".

	Part de de la consommation de combustibles qui répond à des besoins de chauffage
Commerce	91%
Transport communication	86%
Banques assur. serv.entr.	92%
Enseignement	94%
Soins santé	63%
Culture et sport	86%
Autres serv.	86%
Administration	92%
Energie eau	86%

Source : ICEDD (2014)

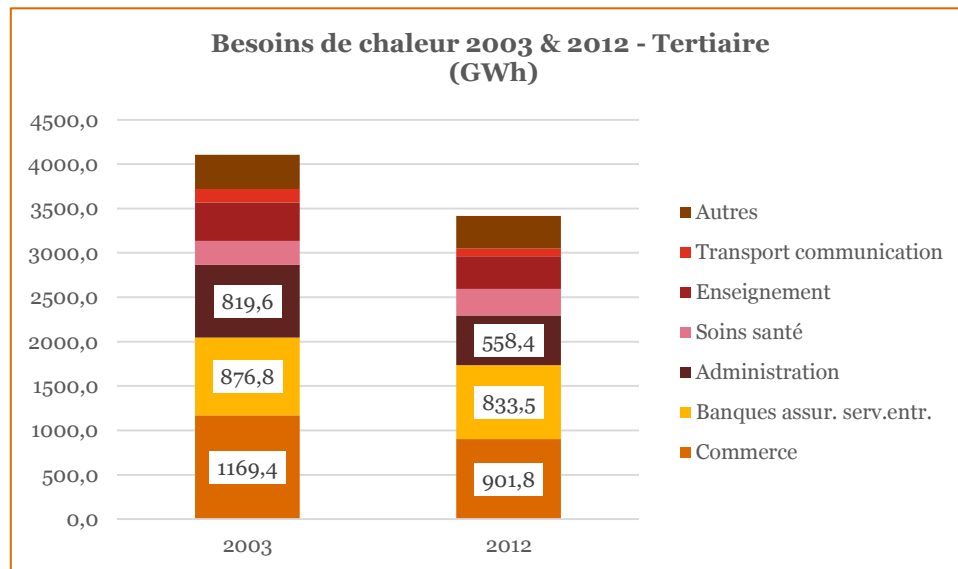
### I.1.2.2 Résultats

Les besoins de chaleur du tertiaire au sein de la RBC étaient de **3.416,6 GWh en 2012** contre 4.106,7 GWh en 2003, enregistrant une diminution de 17% sur la période considérée. Ils représentaient 88% de la consommation énergétique du tertiaire en 2012 contre 93% en 2003.

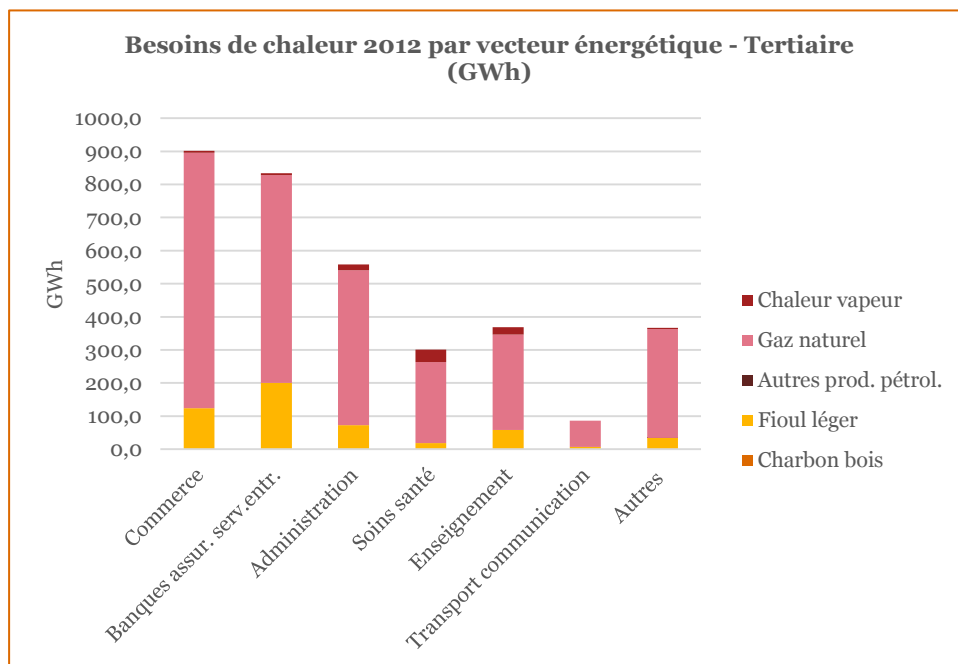
De manière plus détaillée, nous reprenons ci-après les besoins de chaleur de chacun des secteurs tertiaires bruxellois :

- 901,8 GWh pour le commerce contre 1.169,4 GWh en 2003 (soit une diminution de 23%);
- 833,5 GWh pour les banques, assurances & services aux entreprises contre 876,8 GWh en 2003 (soit une diminution de 5%);
- 558,4 GWh pour l'administration contre 819,6 GWh en 2003 (soit une diminution de 32%);
- 301,1 GWh pour les soins de santé contre 268,4 GWh en 2003 (soit une augmentation de 12%) ;
- 368,5 GWh pour l'enseignement contre 434,3 GWh en 2003 (soit une diminution de 15%) ;

- 86 GWh pour les *transports communication* contre 151,4 GWh en 2003 (soit une diminution de 43%) ;
- 367,2 GWh pour les *autres secteurs tertiaires* contre 387 GWh en 2003 (soit une diminution de 5%).



**Le vecteur énergétique le plus utilisé pour répondre aux besoins de chaleur du tertiaire est le gaz naturel (2.809 GWh, soit 82% des besoins de chaleur du tertiaire).** Le graphique ci-dessous permet de voir que cette tendance s'observe au sein de l'ensemble des secteurs tertiaires. Le deuxième vecteur le plus utilisé est le fioul léger (501,6 GWh, soit 15% des besoins de chaleur du tertiaire).



## I.1.3 Besoins de chaleur du secteur industriel

### I.1.3.1 Méthodologie

Les besoins de chaleur de l'industrie ont été estimés à partir des données du bilan énergétique de la RBC de 2012 qui répartissent la consommation d'énergie par secteur et en fonction du vecteur énergétique. Le bilan énergétique ne précise toutefois pas les parts de la consommation énergétique qui répondent à des besoins de chauffage.

En vue de n'appréhender que la part de chauffage dans la consommation énergétique de l'industrie, les pourcentages de consommation repris dans le tableau ci-dessous ont été appliqués.<sup>2</sup>

	Fuel léger	Fuel lourd	But-propane	gaz	bois charbon
Part du chauffage dans la consommation	0,9	0,9	1	0,9	1

Source : IBGE (2001), Les données de base pour le plan

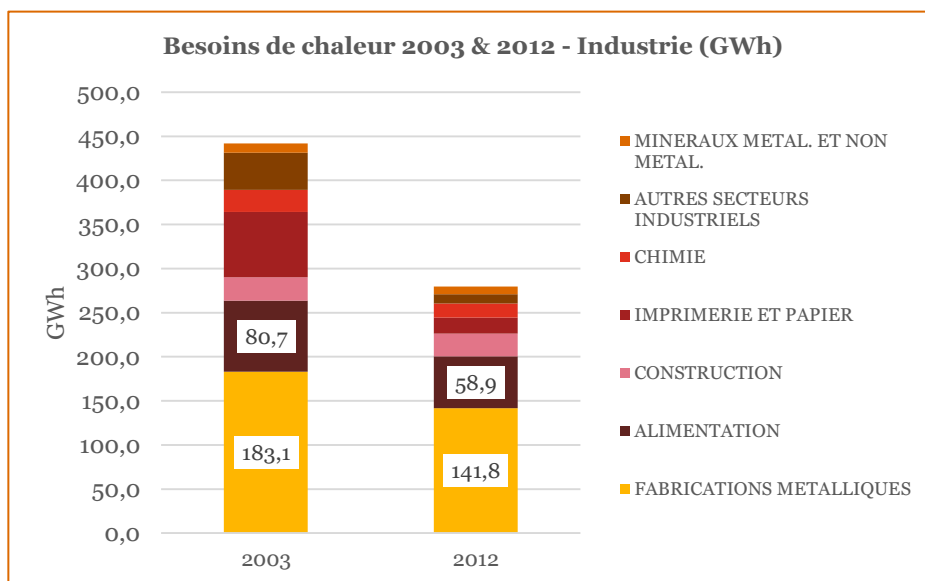
### I.1.3.2 Résultats

Les besoins de chaleur de l'industrie bruxelloise étaient de **279,7 GWh en 2012** contre 441,7 GWh en 2003, enregistrant une diminution de 37% sur la période considérée. Ils représentaient 45% de la consommation énergétique de l'industrie bruxelloise en 2012 contre 47% en 2003.

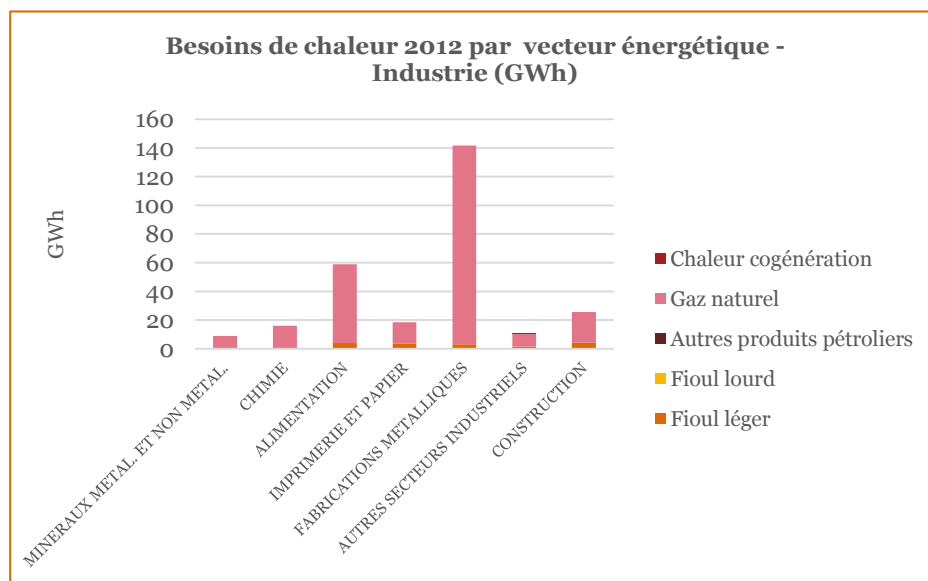
De manière détaillée, nous reprenons ci-après les besoins de chaleur de chacun des secteurs industriels bruxellois :

- 141,8 GWh pour les fabrications métalliques contre 183,1 GWh en 2003 (soit une diminution de 23%)
- 58,9 GWh pour l'alimentation contre 80,7 GWh en 2003 (soit une diminution de 27%);
- 25,6 GWh pour la construction contre 26,2 GWh en 2003 (soit une diminution de 2%) ;
- 18,4 GWh pour l'imprimerie et le papier contre 74,3 GWh en 2003 (soit une diminution de 75%);
- 15,9 GWh pour la chimie contre 25,1 GWh en 2003 (soit une diminution de 37%);
- 8,8 GWh pour les minéraux métalliques et non métalliques contre 10,5 GWh en 2003 (soit une diminution de 16%);
- 10,5 GWh pour les autres secteurs industriels contre 41,9 GWh en 2003.

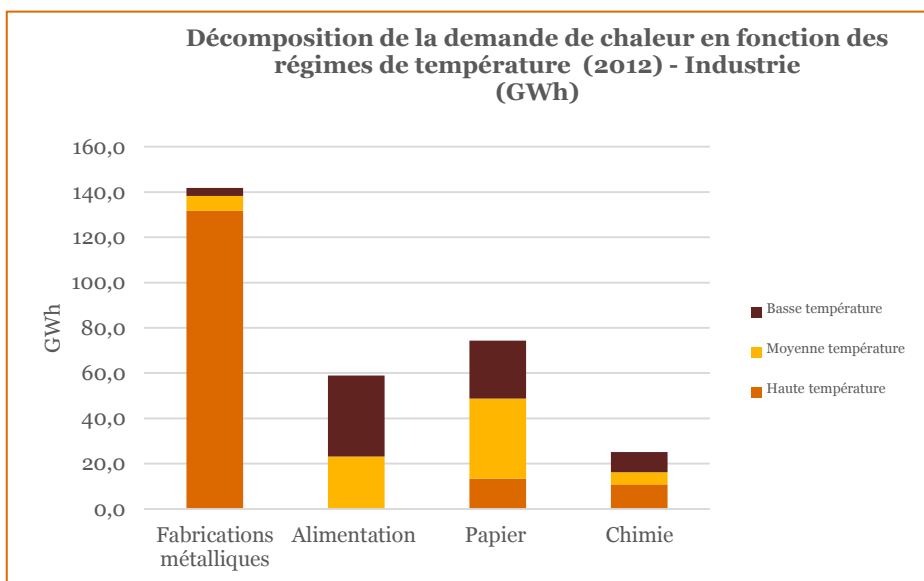
<sup>2</sup> La consommation d'électricité n'a pas été retenue dans le cadre de l'estimation des besoins de chaleur de l'industrie car elle permet de répondre principalement à d'autres besoins que le chauffage (éclairage, force motrice, etc.).



**Le vecteur énergétique le plus utilisé pour répondre aux besoins de chaleur de l'industrie bruxelloise est le gaz naturel** (263 GWh, soit 94% des besoins de chaleur de l'industrie bruxelloise). Le graphique ci-dessous permet de voir que cette tendance s'observe au sein de l'ensemble des secteurs industriels bruxellois. Le deuxième vecteur le plus utilisé est le fioul léger (16,6 GWh, soit 6% des besoins de chaleur de l'industrie bruxelloise).



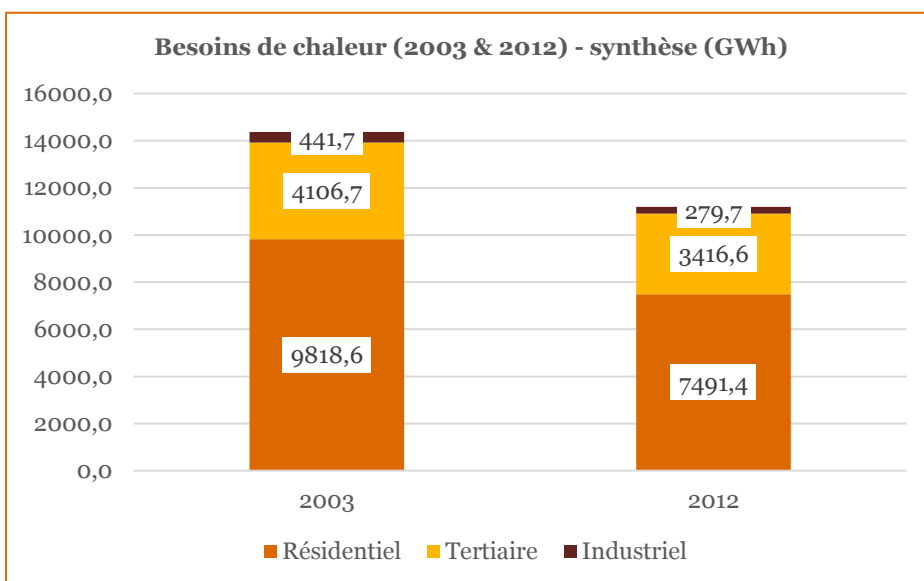
Le graphique ci-dessous décompose la demande de chaleur de quatre secteurs industriels importants au sein de la Région bruxelloise en fonction des régimes de température (haute température, moyenne température, basse température). Cette analyse a été réalisée à partir des données disponibles pour l'industrie belge au sein d'une étude réalisée par le *Joint Research Center* (2012).



Une analyse sectorielle plus fine de la consommation d'énergie enregistrée au sein de l'industrie bruxelloise a été réalisée sur base d'une extraction de la base de données « Baden ». Cette analyse, bien que réalisée sur une base de données relativement hétérogène, confirme globalement les données agrégées utilisées ci-dessus. Elle précise notamment l'importance du sous-secteur des « matériels de transport » (automobile principalement) qui à lui seul est à l'origine de près de la moitié de la consommation d'énergie au sein de la Région bruxelloise.

### ***I.1.4 Synthèse***

**En 2012, les besoins de chaleur au sein de la Région bruxelloise étaient de 11.187,7 GWh** contre 14.367,1 GWh en 2003, traduisant une diminution de 22% sur la période considérée. Ils ont diminué de 24% au sein du secteur résidentiel, 17% au sein du tertiaire et 37% au sein de l'industrie bruxelloise. **En 2012, 67% des besoins de chaleur étaient imputables au secteur résidentiel, 31% au tertiaire et 3% à l'industrie.**



## I.2 ESTIMATION DE L'ÉVOLUTION DES BESOINS DE CHALEUR JUSQU'EN 2030

Une approche pour chacun des secteurs (résidentiel, tertiaire, industrie) a été développée par PwC en vue d'appréhender l'évolution des besoins de chaleur au sein de la RBC jusqu'en 2030. Ces estimations reposent sur l'évaluation des besoins de chaleur de 2012 et considèrent l'évaluation prospective de différents paramètres clés ayant été réalisée par le Bureau fédéral du Plan, ou à défaut sur l'évaluation historique de certains paramètres.

La Commission européenne indique que les prévisions doivent tenir compte des tendances enregistrées au sein des principaux secteurs de l'économie (EC, 2013) :

- Cette analyse devrait tenir compte de l'évolution probable de la demande de chaleur dans les **secteurs industriels**, tout en tenant compte des évolutions structurelles à long terme (désindustrialisation, réindustrialisation, amélioration de l'efficacité énergétique, impact de nouvelles technologies de production) ainsi que des changements cycliques à court terme.
- L'évolution de la demande chaleur dans les **bâtiments** devrait inclure l'impact des améliorations de l'efficacité énergétique conformément à la méthode de calcul prévue par la Directive 2010/31/UE (article 3).

### I.2.1 Evolution des besoins de chaleur du secteur résidentiel

#### I.2.1.1 Méthodologie

Les besoins de chaleur du secteur résidentiel jusqu'en 2030 ont été estimés sur base des projections de l'évolution annuelle des besoins de chaleur du secteur résidentiel en 2012 (soit le « g » de l'équation 1).

#### Equation 1 : Projection du taux de croissance des besoins de chaleur du secteur résidentiel

$$BC_{t2}^R = BC_{t1}^R * (1 + g) \rightarrow g = \frac{BC_{t2}^R}{BC_{t1}^R} - 1$$

$$\text{Avec } BC = \frac{BC}{Log} * Log :$$

$$g = \frac{\left(\frac{BC_{t2}}{Log_{t2}}\right) * Log_{t2}}{\left(\frac{BC_{t1}}{Log_{t1}}\right) * Log_{t1}} - 1 = \left\{ \frac{\left[\left(\frac{BC_{t1}}{Log_{t1}}\right) * (1 + \Delta \frac{BC}{Log})\right]}{\left(\frac{BC_{t1}}{Log_{t1}}\right)} * \frac{[(Log_{t1}) * (1 + \Delta Log)]}{Log_{t1}} \right\} - 1 = \{(1 + \Delta \frac{BC}{Log}) * (1 + \Delta Log)\} - 1$$

$$BC_{t2}^R = BC_{t1}^R * (1 + [(1 + \Delta \frac{BC}{Log}) * (1 + \Delta Log)] - 1) = BC_{t1}^R * \{(1 + \Delta \frac{BC}{Log}) * (1 + \Delta Log)\}$$

Légende : BC= besoins de chaleur; g = Evolution annuelle des besoins de chaleur ; Log = Logements

Sur base de l'équation 1, il ressort que l'évolution des besoins de chaleur du secteur résidentiel est dépendante de l'évolution des besoins de chaleur par logement ainsi que de l'évolution du nombre de logements. Par conséquent, en vue de pouvoir procéder à l'estimation des besoins de chaleur jusqu'en 2030, il convient d'avoir une estimation des variations annuelles des besoins de chaleur par logement ainsi que du nombre de logements jusqu'en 2030.



## 1. Estimation de l'évolution des besoins de chaleur par logement :

Nous partons de l'hypothèse que deux paramètres contribuent à l'évolution des besoins de chaleur par logement, à savoir les degrés jours et l'amélioration des performances énergétiques du bâtiment<sup>3</sup> (voir équation 2) :

### Equation 2 : Estimation de l'évolution des besoins de chaleur par logement

$$\Delta \frac{BC}{Log} = \alpha \Delta dj + \beta \Delta EE$$

Légende :

- BC = besoins de chaleur
- Log = logements
- dj = degrés-jours
- EE = Performances énergétiques du bâtiment (besoins de chaleur/m<sup>2</sup>)
- $\alpha = \left[ \frac{\text{contribution } dj}{\Delta dj} \right] = 0,04\%$  (Estimation du Bureau fédéral du Plan)
- $\beta = \left[ \frac{\text{contribution } EE}{\Delta EE} \right] = 1 - \alpha$

- **Concernant l'évolution des degrés-jours jusqu'en 2030**, nous partons de l'hypothèse, tout comme le propose le Bureau fédéral du Plan (2014 bis) que les degrés-jours sont supposés rester constants et se maintenir à leur niveau de 2005. Partant de cette hypothèse et sur base l'estimation des degrés-jours qui est faite au sein du bilan énergétique de la Région bruxelloise (ICEDD, 2014) pour 2005, nous estimons que les degrés-jours seront de 1828 chaque année jusqu'en 2030.<sup>4</sup> Etant donné que nous maintenons un niveau constant de degrés jours jusqu'en 2030, la contribution des degrés-jours à l'évolution des besoins de chaleur par logement sera nulle. *Il importe de bien préciser que le raisonnement présenté ci-dessus porte sur la contribution de l'évolution des degrés jours à l'évolution des besoins de chaleur et non sur la contribution des degrés jours d'une année à la consommation de combustibles de cette même année.* Dans le cas qui nous concerne ici, tout en posant l'hypothèse que les degrés jours seront de 1828 pour chaque année jusqu'à 2030, la contribution de l'évolution des degrés jours à l'évolution de la demande de chaleur est bien nulle.

D'après des estimations réalisées par le Bureau fédéral du Plan, le paramètre  $\alpha$  serait de 0,04%. Autrement dit, une augmentation d'un degré-jour entraînerait une variation des besoins de chaleur de 0,04%. Corolairement à la définition du  $\alpha$ , le paramètre  $\beta$  a une valeur de 0,96.

- **Concernant l'évolution des performances énergétiques des bâtiments jusqu'en 2030**, nous nous basons sur :
  - La consommation normalisée de combustibles par mètre carré (kWh/m<sup>2</sup>) enregistrée en 2012 au sein du secteur résidentiel. La consommation de combustibles a été normalisée afin de ne pas tenir compte de l'impact des variations des degrés-jours sur l'évolution de la consommation

<sup>3</sup> Elle est appréhendée par l'évolution de la consommation d'énergie répondant aux besoins de chauffage par mètre carré.

<sup>4</sup> Il convient par ailleurs d'indiquer que cette hypothèse permet de lisser les variations importantes qu'ont connues les degrés jours ces dernières années. Ils étaient de 2309 en 2010, 1515 en 2011 et 1915 en 2012.

de combustibles. Sur cette base, la consommation de combustibles normalisée en 2012 était de 140, kWh/m<sup>2</sup> (voir Tableau 1 pour plus d'informations).

**Tableau 1 : Estimation de la consommation de combustibles par mètre carré**

	2001	2012	2001-2012 (TCAM*)
Consommation de combustibles (GWh) <i>Source : Bilan énergétique 2012</i>	8.947 GWh	6.969 GWh	-2,25%
Nombre de logements en RBC <i>Source : IBSA</i>	462.893	505.545	0,80%
Surface moyenne logements en RBC (m <sup>2</sup> ) <i>Source : Enquête socio-économique 2001 &amp; données IBGE (2015)</i>	74,4	94	2,15%
Consommation combustibles/mètre carré (kWh/m <sup>2</sup> )	259,8 kWh/m <sup>2</sup>	146,7 kWh/m <sup>2</sup>	-5,07%
Degrés-jours <i>Source : Bilan énergétique 2012</i>	1929	1915	1834,7**
<b>Consommation moyenne normalisée (consommation de combustibles/m<sup>2</sup>)</b>	<b>246,2 kWh/m<sup>2</sup></b> (=259,8 *1828/1929)	<b>140,0 kWh/m<sup>2</sup></b> (=146,7*1828/1915)	<b>-5,00%</b>

\*taux de croissance annuel moyen

\*\* Moyenne des degrés-jours sur la période observée. La valeur normalisée est de 1828 degrés jours.

- L'entrée en vigueur du Règlement (UE) N°813/2013 de la Commission du 2 août 2013 portant application de la Directive 2009/125/CE en ce qui concerne les exigences d'écoconception applicables aux dispositifs de chauffage des locaux et aux dispositifs de chauffage mixtes. Ce dernier prévoit de porter la majorité des équipements à une efficacité saisonnière de 86% (Hs pouvoir calorifique supérieur).
- Une situation actuelle où le rendement annuel (saisonnier) moyen de la production n'excède pas 70% (Hs pouvoir calorifique supérieur).
- De la persistance d'une exception au Règlement N°813/2013 se rapportant à 20% du parc de chaudières individuelles en résidentiel collectif.

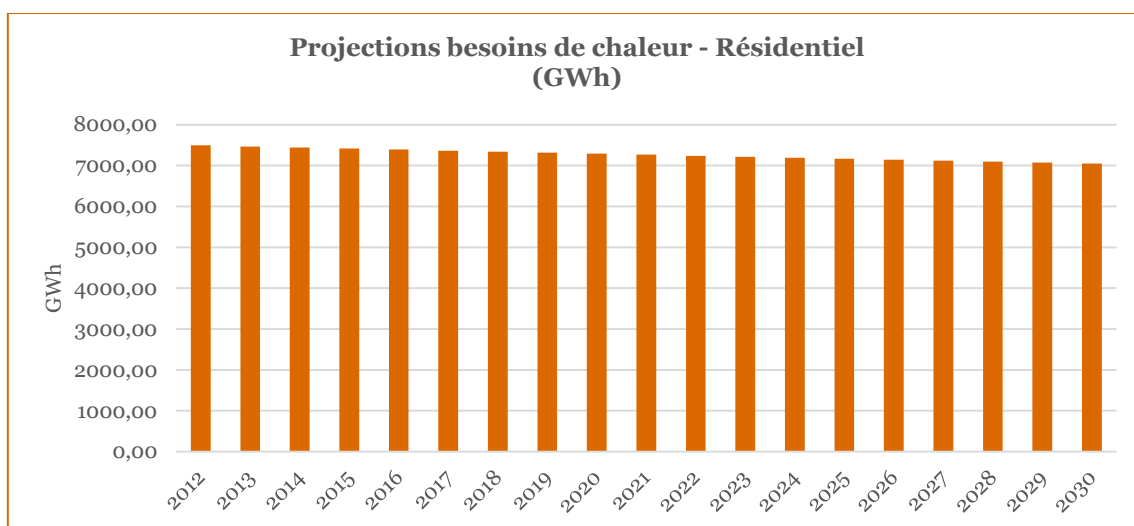
Sur base de ces différentes informations, il nous semble raisonnable de considérer qu'à l'horizon 2030, 80% des chaudières auront atteint le rendement saisonnier de 86% Hs, tandis que les 20% restant seront inchangés par rapport à 2012. *En conséquence, la consommation de combustibles par mètre carré serait de 119,15 kWh/m<sup>2</sup> en 2030* (soit une diminution annuelle de la consommation de combustibles par m<sup>2</sup> de 0,89%).

## **2. Estimation de l'évolution du nombre de logements :**

En vue de pouvoir estimer l'évolution du nombre de logements, nous prenons en compte l'évolution du nombre de ménages au sein de la Région bruxelloise jusqu'en 2030 d'après les projections réalisées par le Bureau fédéral du Plan (Bureau fédéral du Plan, 2014). Ce dernier considère que le nombre de ménages bruxellois va augmenter de 9,2% entre 2013 et 2030, passant de 542.040 en 2013 à 591.965 ménages bruxellois (soit une augmentation annuelle moyenne de 0,52%).

### I.2.1.2 Résultats

Globalement, les besoins de chaleur dans le secteur résidentiel vont diminuer en moyenne annuelle de 0,34% par an, passant de 7.491,4 GWh en 2012 à 7.045,3 GWh en 2030. Cette évolution découle principalement de l'amélioration de l'efficacité énergétique (besoins de chaleur/m<sup>2</sup>) au sein des logements bruxellois. En moyenne annuelle, l'accroissement du nombre de logements (+0,52%/an) reste inférieure à l'amélioration de l'efficacité énergétique des logements (-0,89%/an).



## I.2.2 Evolution des besoins de chaleur du secteur tertiaire

### I.2.2.1 Méthodologie

Les besoins de chaleur du secteur tertiaire jusqu'en 2030 ont été estimés sur base des projections de l'évolution annuelle des besoins de chaleur du secteur tertiaire en 2012 (soit le « g » de l'équation 3).

#### Equation 3 : Projection du taux de croissance des besoins de chaleur du secteur tertiaire

$$BC_{t2}^T = BC_{t1}^T * (1 + g) \rightarrow g = \frac{BC_{t2}^T}{BC_{t1}^T} - 1$$

Avec  $BC = \frac{BC}{VA} * VA$ :

$$g = \frac{\left(\frac{BC_{t2}}{VA_{t2}}\right) * VA_{t2}}{\left(\frac{BC_{t1}}{VA_{t1}}\right) * VA_{t1}} - 1 = \frac{\left[\left(\frac{BC_{t1}}{VA_{t1}}\right) * (1 + \Delta \frac{BC}{VA})\right] * [(VA_{t1}) * (1 + \Delta VA)]}{\left(\frac{BC_{t1}}{VA_{t1}}\right) * VA_{t1}} - 1 = \{(1 + \Delta \frac{BC}{VA}) * (1 + \Delta VA)\} - 1$$

$$BC_{t2}^T = BC_{t1}^T * (1 + [\{(1 + \Delta \frac{BC}{VA}) * (1 + \Delta VA)\} - 1]) = BC_{t1}^T * \{(1 + \Delta \frac{BC}{VA}) * (1 + \Delta VA)\}$$

Légende : BC= besoins de chaleur; g = Evolution annuelle des besoins de chaleur ; VA = valeur ajoutée

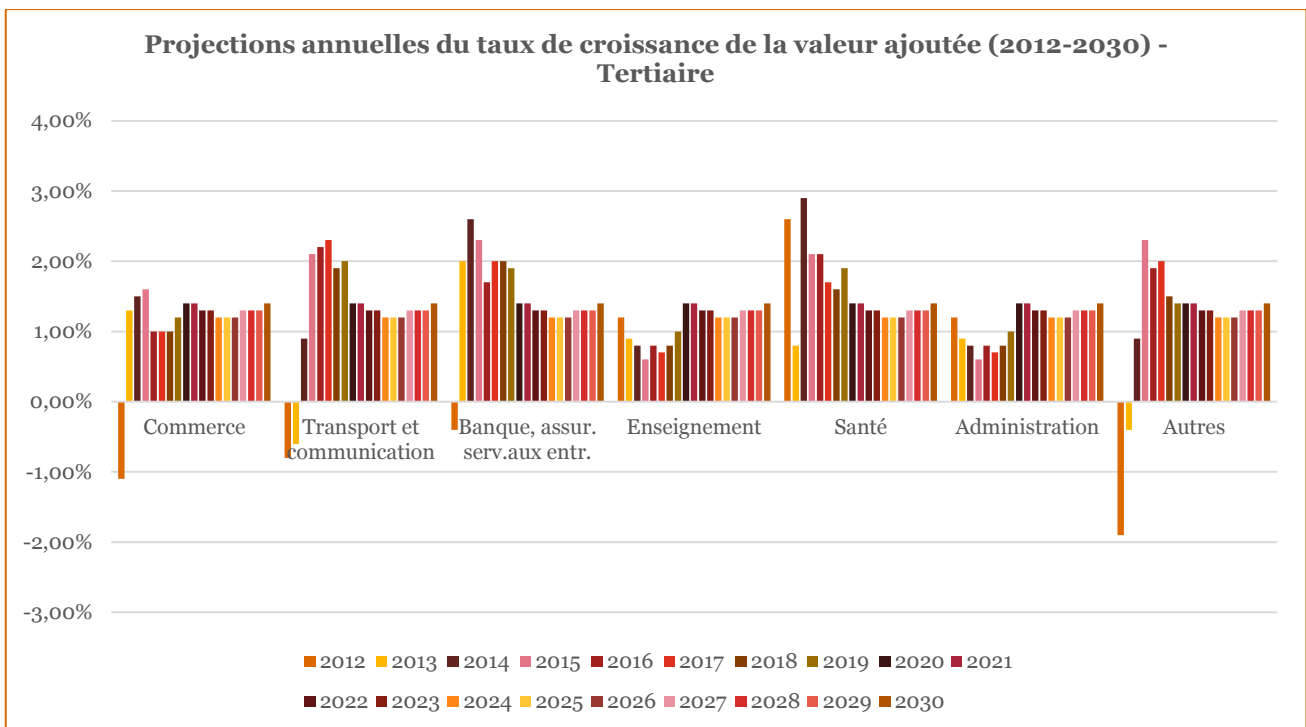
Sur base de l'équation 3, il ressort que l'évolution des besoins de chaleur du secteur tertiaire est dépendante de l'évolution des besoins de chaleur par unité de valeur ajoutée (efficacité énergétique) ainsi que de l'évolution de la valeur ajoutée. Par conséquent, en vue de pouvoir procéder à l'estimation des besoins de chaleur jusqu'en 2030, il convient d'avoir une estimation des variations annuelles des besoins de chaleur par unité de valeur ajoutée ainsi que de la valeur ajoutée jusqu'en 2030.

**1. Estimation de l'évolution des besoins de chaleur par unité de valeur ajoutée :**

En vue de pouvoir appréhender l'évolution des besoins de chaleur par unité de valeur ajoutée du secteur tertiaire, nous utilisons les projections de l'évolution de l'efficacité énergétique tertiaire qui sont réalisées par le Bureau fédéral du Plan (BFP, 2014 bis). Entre 2012 et 2020, le Bureau fédéral du Plan considère que l'efficacité énergétique au sein du tertiaire belge va s'améliorer de 1,9% par an et qu'entre 2021 et 2030 cette amélioration sera de 1,6% par an.

**2. Estimation de l'évolution de la valeur ajoutée :**

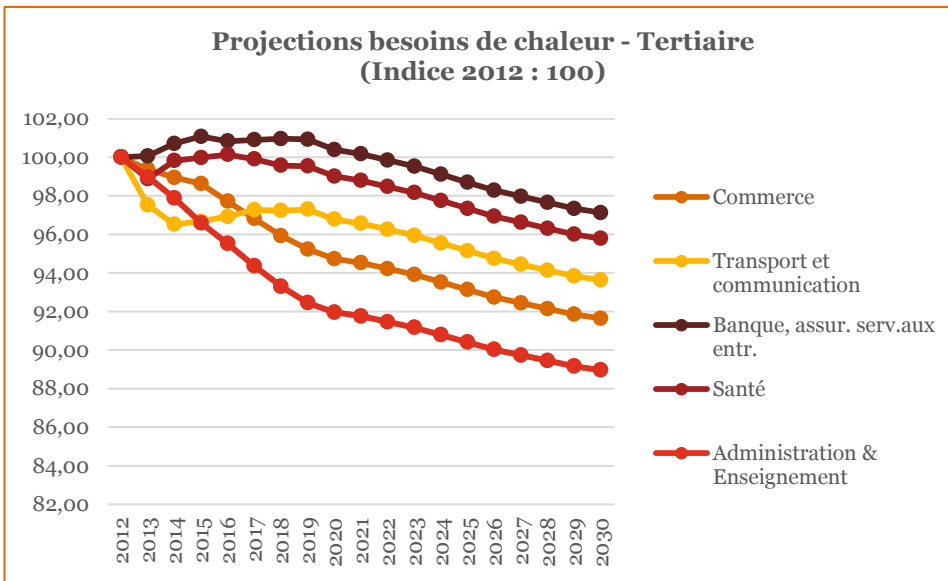
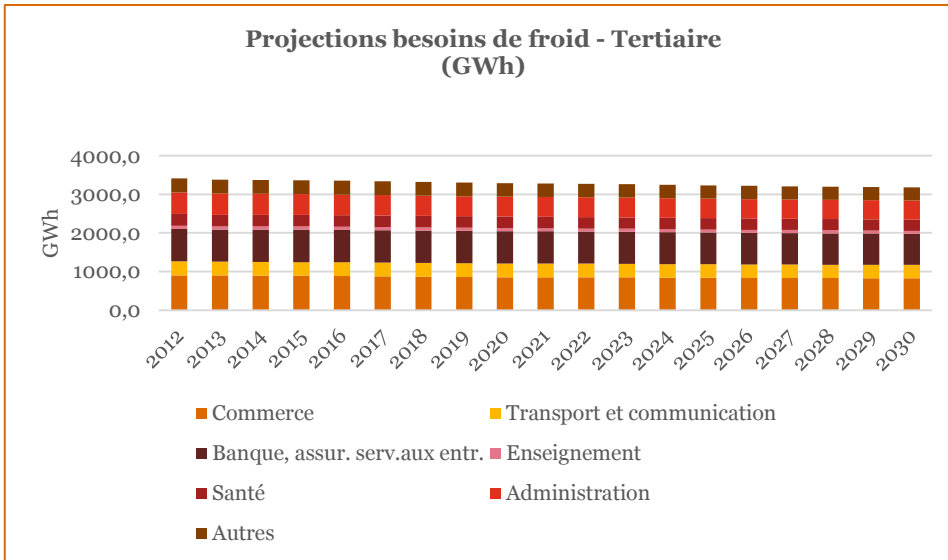
Afin d'estimer l'évolution de la valeur ajoutée du tertiaire bruxellois, nous nous référons aux dernières projections régionales qui ont été réalisées par le Bureau fédéral du Plan pour chacun des secteurs tertiaires (BFP, 2014 ter). Ces projections ont été réalisées jusqu'en 2019 pour chacun des secteurs tertiaire (commerce, transport communication, banques, services aux entreprises, etc.). De 2020 à 2030, à défaut de projections régionales, nous utilisons les projections nationales qui ne font pas la distinction entre les différents secteurs de l'économie. Ces dernières reposent sur les mêmes prescrits méthodologiques qui ont été définis pour réaliser les projections régionales (BFP, 2014 quater).



Source : BFP (2014 ter) & BFP (2014 quater)

### I.2.2.2 Résultats

Globalement, les besoins de chaleur dans le secteur tertiaire vont diminuer en moyenne annuelle de 0,4% par an, passant de 3.416,6 GWh en 2012 à 3.182,6 GWh en 2030. C'est au sein de l'enseignement et l'administration que les besoins de chaleur vont le plus diminuer (-0,65%/an) et au sein des banques, assurances, services qu'ils vont diminuer le moins (-0,16%/an).



## I.2.3 Evolution des besoins de chaleur du secteur industriel

### I.2.3.1 Méthodologie

Les besoins de chaleur de l'industrie bruxelloise jusqu'en 2030 ont été estimés sur base des projections de l'évolution annuelle des besoins de chaleur du secteur tertiaire en 2012 (soit le « g » de l'équation 4).

#### Equation 4 : Projection du taux de croissance des besoins de chaleur de l'industrie

$$BC_{t2}^I = BC_{t1}^I * (1 + g) \rightarrow g = \frac{BC_{t2}^I}{BC_{t1}^I} - 1$$

Avec  $BC = \frac{BC}{VA} * VA$ :

$$g = \frac{\left(\frac{BC_{t2}}{VA_{t2}}\right) * VA_{t2}}{\left(\frac{BC_{t1}}{VA_{t1}}\right) * VA_{t1}} - 1 = \frac{\left[\left(\frac{BC_{t1}}{VA_{t1}}\right) * (1 + \Delta \frac{BC}{VA})\right] * [(VA_{t1}) * (1 + \Delta VA)]}{\left(\frac{BC_{t1}}{VA_{t1}}\right) * VA_{t1}} - 1 = \{(1 + \Delta \frac{BC}{VA}) * (1 + \Delta VA)\} - 1$$

$$BC_{t2}^I = BC_{t1}^I * (1 + [\{(1 + \Delta \frac{BC}{VA}) * (1 + \Delta VA)\} - 1]) = BC_{t1}^I * \{(1 + \Delta \frac{BC}{VA}) * (1 + \Delta VA)\}$$

Légende : BC= besoins de chaleur; g = Evolution annuelle des besoins de chaleur ; VA = valeur ajoutée

Sur base de l'équation 4, il ressort que l'évolution des besoins de chaleur de l'industrie est dépendante de l'évolution des besoins de chaleur par unité de valeur ajoutée (efficacité énergétique) ainsi que de l'évolution de la valeur ajoutée. Par conséquent, en vue de pouvoir procéder à l'estimation des besoins de chaleur jusqu'en 2030, il convient d'avoir une estimation des variations annuelles des besoins de chaleur par unité de valeur ajoutée ainsi que de la valeur ajoutée jusqu'en 2030.

#### 1. Estimation de l'évolution des besoins de chaleur par unité de valeur ajoutée

En vue de pouvoir appréhender l'évolution des besoins de chaleur par unité de valeur ajoutée de l'industrie, nous utilisons les projections de l'évolution de l'efficacité énergétique de l'industrie qui sont réalisées par le Bureau fédéral du Plan (BFP, 2014 bis).

**Tableau 2 : Projection de l'évolution de l'efficacité énergétique de l'industrie bruxelloise**

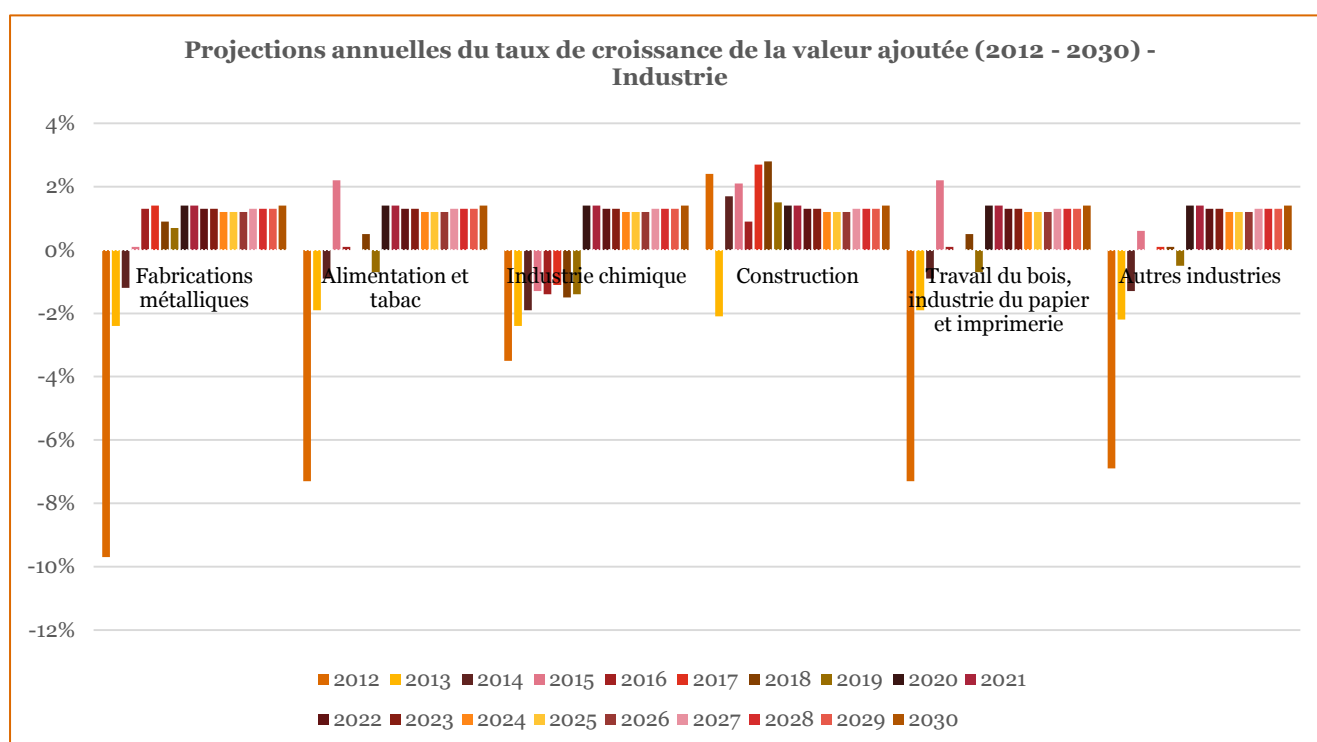
Secteurs industriels	2010-2020	2021-2030
Fabrications métalliques	-1,8%	-0,50%
Alimentation et tabac	-1,2%	-1,00%
Industrie chimique	-2,2%	-1,90%
Construction*	-1,3%	-1,10%
Travail du bois, industrie du papier et imprimerie	-1,8%	-1,50%
Autres industries	-1,3%	-1,10%

\*A défaut de statistiques disponibles pour le secteur de la construction, nous reprenons les mêmes estimations que celles réalisées pour les autres industries.

Source : BFP (2014 bis)

## 2. Estimation de l'évolution de la valeur ajoutée

Afin d'estimer l'évolution de la valeur ajoutée, nous nous référons aux dernières projections régionales qui ont été réalisées par le Bureau fédéral du Plan pour chacun des secteurs industriels (BFP, 2014 ter). Ces projections au niveau des secteurs ont été réalisées jusqu'en 2019. De 2020 à 2030, à défaut de projections régionales, nous utilisons les projections nationales qui ne font pas la distinction entre les différents secteurs de l'économie. Ces dernières reposent toutefois sur les mêmes prescrits méthodologiques qui ont été définis pour réaliser les projections régionales (BFP, 2014 quater).

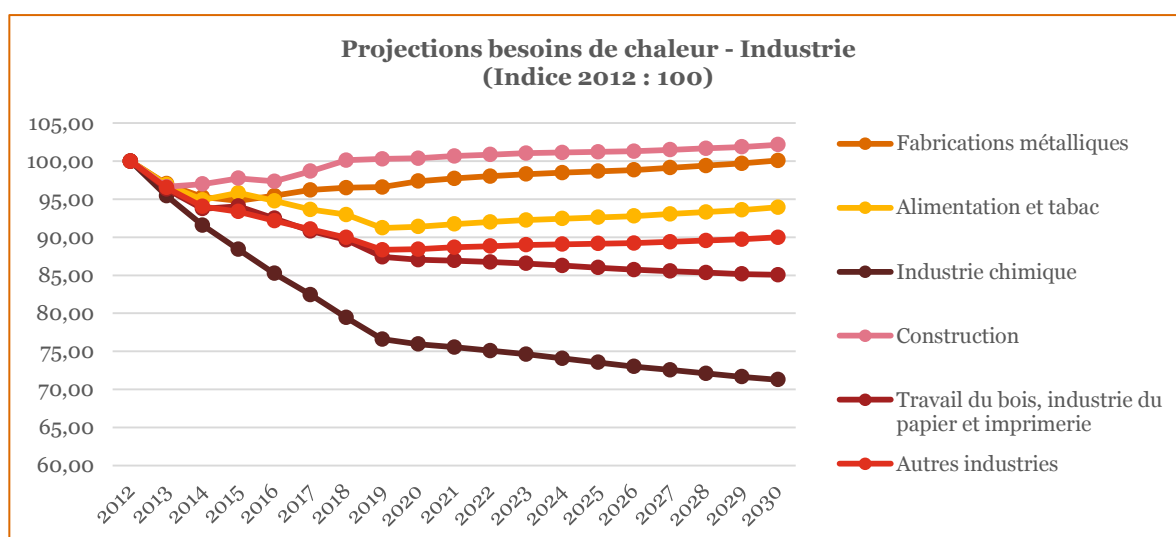
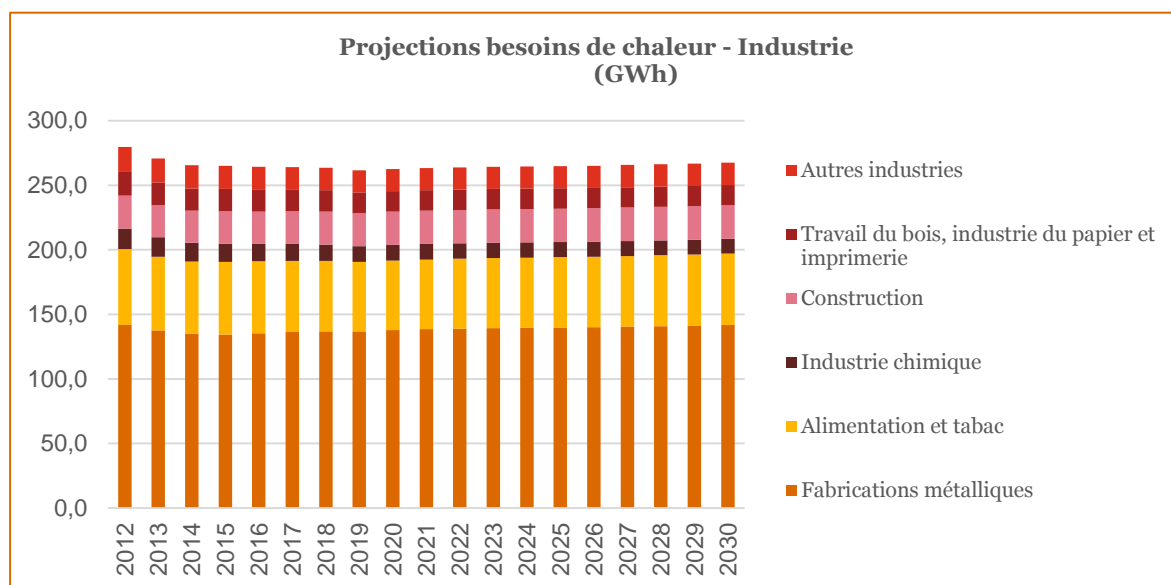


A l'égard du secteur des fabrications métalliques, il convient d'indiquer que la fabrication de matériels de transport en fait partie et y contribuait à hauteur de 58% de la valeur ajoutée en 2013 (BNB, 2014). Par conséquent, les évolutions à venir de l'usine d'Audi à Bruxelles auront des répercussions non négligeables sur les variations de la valeur ajoutée du secteur des fabrications métalliques au sein de la Région bruxelloise.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> A titre d'information, la presse indique que les équipes d'Audi Brussels accueilleront la production d'un successeur à l'A1 dont le contrat prend fin en 2016. Pour plus d'informations, voir : <http://studioweb.lesoir.be/minio4/article/audi-brussels%C2%A0-%E2%80%99aura-bien-un-successeur>.

### I.2.3.2 Résultats

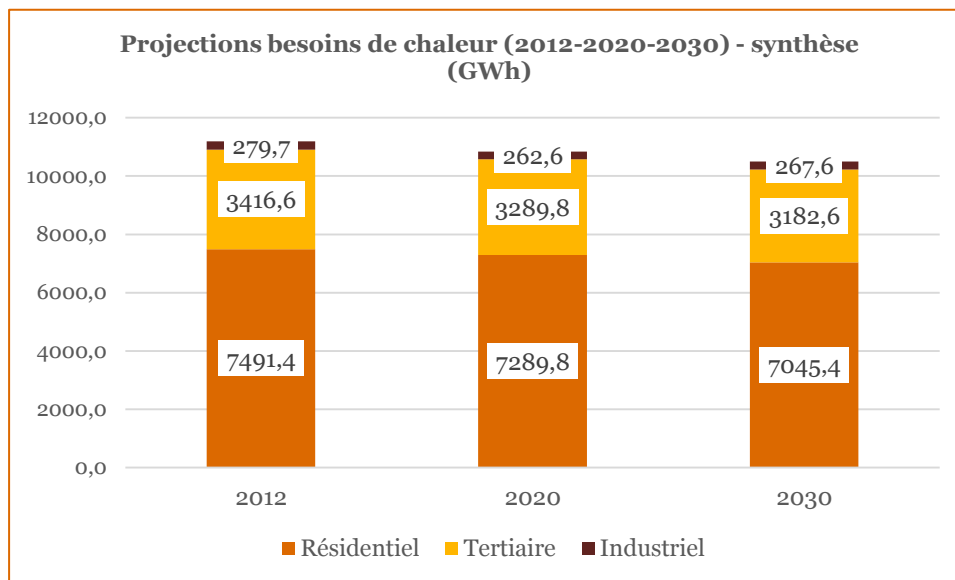
Globalement, les besoins de chaleur dans l'industrie vont diminuer en moyenne annuelle de 0,25% par an, passant de 279,7 GWh en 2012 à 267,6 GWh en 2030. C'est au sein de l'industrie chimique que les besoins de chaleur vont le plus diminuer (-1,9%/an). Ils vont par contre augmenter au sein du secteur de la construction (+0,12%/an).





## I.2.4 Synthèse

Globalement, les besoins de chaleur vont diminuer au sein de la Région bruxelloise d'ici 2030, passant de 11.187,7 GWh en 2012 à 10.495,6 GWh en 2030. La diminution la plus importante des besoins de chaleur se trouve au sein du secteur tertiaire, passant de 3.416,6 GWh en 2012 à 3.182,6 GWh en 2030 (soit une diminution de 7%). Au sein du secteur résidentiel, les besoins de chaleur vont diminuer de 6% passant de 7.491,4 GWh en 2012 à 7.054,4 GWh en 2030. Au sein de l'industrie bruxelloise, les besoins de chaleur vont diminuer de 4% passant de 279,7 GWh en 2012 à 267,6 GWh en 2030.



## II. ESTIMATION DES BESOINS DE FROID

### II.1 ESTIMATION DES BESOINS DE FROID EN 2012

De façon générale, les statistiques relatives aux besoins en froid sont lacunaires et imprécises. La situation varie selon les secteurs. Ceci dépend des conditions d'utilisation autant que des contraintes techniques. Ainsi, par exemple, le *secteur résidentiel* est assez homogène en ce qui concerne les conditions d'utilisation. Du moins dans la mesure où les données précises peuvent être dégagées au niveau du taux de pénétration du marché des installations de conditionnement d'air et des conditions d'utilisation de ces mêmes équipements.

Dans le *secteur industriel*, en revanche, la réalité rencontrée est plus complexe. Les besoins en frigories dépendent pour une grande part du secteur d'activité et, au sein de chaque secteur, des conditions de production. Dans le secteur de la construction par exemple, les besoins de froid peuvent apparaître dans le cadre de la réalisation d'ouvrages importants, comme des barrages, dans lesquels le béton est coulé « en masse ». La réfrigération est alors nécessaire pour éliminer la chaleur résultant du processus d'hydratation du ciment. Un autre domaine d'application est celui de la réalisation d'ouvrages souterrains comme des tunnels. Dans certaines conditions de site, la congélation des sols est utilisée pour assurer leur stabilité pendant l'excavation. C'est le cas pour les sols pulvérulents dans une nappe phréatique. Les conditions de charge sont évidemment assez différentes en raison du type de projet.

Il en va de même, quoique dans une mesure moindre dans le *secteur tertiaire*. Par exemple, dans le secteur de la distribution, les besoins en froid sont directement influencés par la part prise par les produits de la chaîne du froid dans les activités de l'entreprise. En dehors de cette dernière le froid intervient encore à des niveaux de température moins bas pour la conservation des produits frais, comme les fruits et légumes, les fromages, la charcuterie, etc. Sans compter l'utilisation du froid pour le traitement de l'air dans les installations de conditionnement d'air.

#### II.1.1 Besoins de froid du secteur résidentiel

##### II.1.1.1 Méthodologie

Les besoins de froid du secteur résidentiel ne font pas l'objet d'une évaluation dans le bilan énergétique de la RBC (2012).

Afin d'obtenir une première estimation des besoins, deux hypothèses complémentaires ont été formulées :

- i. D'une part, l'hypothèse selon laquelle on ne prend en compte que des logements certifiés dépassant le seuil de 50% de climatisation.
- ii. D'autre part, l'estimation de la consommation moyenne d'un appareil de réfrigération.

En disposant de la surface des logements au sein de la RBC, il est possible de déduire en approximation du moins la consommation d'électricité répondant à des besoins de froid pour le résidentiel (cfr résultats de la tâche 2).

##### II.1.1.2 Résultats

La réponse aux deux hypothèses de travail est la suivante :

- i. 1% des habitations certifiées sont climatisées à plus de 50% ;
- ii. Les équipements d'air conditionné dans le résidentiel consomment en moyenne sur une année 14,4 kWh d'électricité par m<sup>2</sup>.

Considérant qu'un logement moyen présente une surface de 94 m<sup>2</sup> et que le nombre de logements enregistrés dans le RBC est de 505.545 unités (cf. supra), on déduit que la consommation électrique annuelle requise pour couvrir les besoins de froid serait proche de 6.843 MWh. Ce chiffre reste évidemment modeste en regard des besoins de chauffage. On soulignera cependant que cette évaluation est minimaliste notamment en raison du seuil de 50% minimum de climatisation introduit dans les hypothèses de travail. Pour l'heure, il n'est pas possible de rapprocher ces résultats de l'impact des aspects climatiques.

## II.1.2 Besoins de froid du secteur tertiaire

### II.1.2.1 Méthodologie

Les besoins de froid du tertiaire ont été estimés à partir des données du bilan énergétique de la RBC (2012) qui répartissent la consommation d'énergie selon les grands secteurs de l'économie régionale (RBC).

En vue de pouvoir estimer la consommation d'énergie qui répond à des besoins de froid (air conditionné, ventilation, froid), des pourcentages de consommation ont été appliqués à la consommation d'électricité enregistrée au sein du secteur tertiaire. Ces pourcentages sont issus du bilan énergétique et proviennent essentiellement d'une étude réalisée par l'Université d'Anvers : "Bouw en ontwikkeling van SAVER-LEAP als tool voor scenario-analyses van energiegebruik en emissies". Les résultats de cette étude sont repris à la suite.

	Part de de la consommation d'électricité qui répond à des besoins de froid
Commerce	13%
Transport communication	7%
Banques assur. serv.entr.	7%
Enseignement	7%
Soins santé	10%
Culture et sport	8%
Autres serv.	8%
Administration	7%
Energie eau	0%

Source : ICEDD (2014)

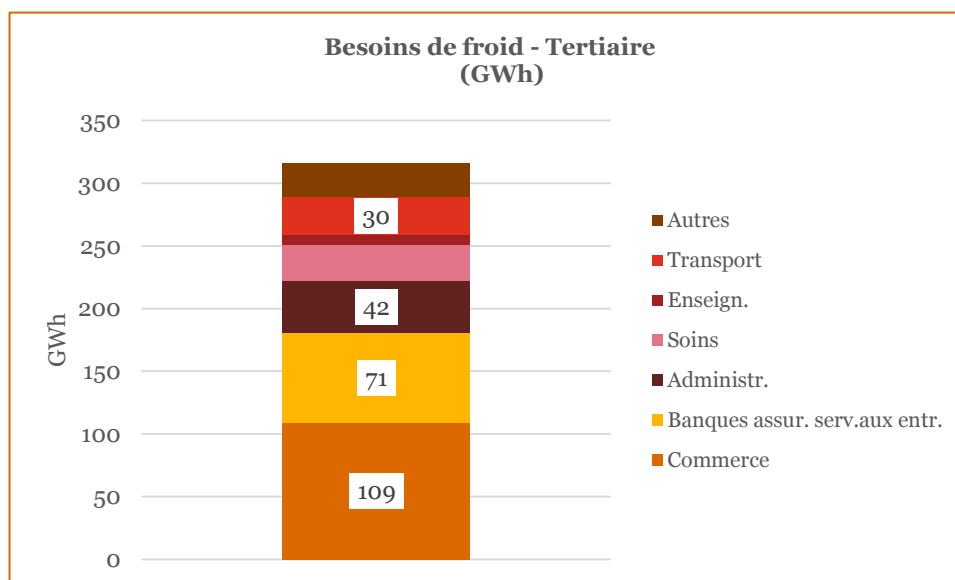
### II.1.2.2 Résultats

En 2012, la consommation de froid représentait quelque 9% de la consommation d'électricité du tertiaire bruxellois, soit **316,2 GWh**. De manière détaillée, nous reprenons ci-après les besoins de froid de chacun des secteurs tertiaires bruxellois :

- 109 GWh au sein du commerce (soit 35% des besoins de froid du tertiaire) ;
- 71 GWh pour les banques, assurances et services aux entreprises (soit 23% des besoins de froid du tertiaire) ;
- 42 GWh pour l'administration (soit 13% des besoins de froid du tertiaire) ;

- 28 GWh pour *les soins de santé* (soit 9% des besoins de froid du tertiaire) ;
- 8 GWh pour *l'enseignement* (soit 3% des besoins de froid du tertiaire) ;
- 30 GWh pour *le transport* (soit 9% des besoins de froid du tertiaire) ;
- 27 GWh pour *les autres secteurs* (soit 9% des besoins de froid du tertiaire) ;

La part du commerce est prépondérante dans l'ensemble des besoins de froid du tertiaire bruxellois (35%). Elle est suivie par les banques, assurances et services aux entreprises (23%) ainsi que par l'administration (13%).



## II.1.3 Besoins de froid du secteur industriel

### II.1.3.1 Méthodologie

Comme évoqué précédemment, les statistiques disponibles sur la consommation de froid au sein de l'industrie bruxelloise sont moins fournies que sur les besoins de chauffe. Ceci découle notamment du fait que les activités qui incluent des frigorifiques dans leur processus de production ne le font généralement pas sur base d'une transformation directe d'énergie primaire (comme le gaz naturel) sauf à considérer des cycles à absorption dont les possibilités d'utilisation restent limitées pour des raisons techniques.

En outre, la demande électrique des cycles de production de froid classiques (compression) se combine avec d'autres demandes (comme l'éclairage, le chauffage, la force motrice, etc.). Une approche « top-down » ne peut donc être valablement entreprise dans un premier temps.

### II.1.3.2 Résultats

De façon globale les principaux secteurs concernés par le froid sont les suivants :

- *L'industrie agro-alimentaire*. Le froid y joue un rôle important pour la conservation des produits, le contrôle du processus de transformation (vin et bière), la concentration de jus et la déshydratation.
- *Les industries de transformation* telles que la plasturgie, les caoutchoucs, les industries mécaniques, le traitement des matériaux, le traitement des surfaces ainsi que la déshumidification de l'air comprimé.
- *La production et la liquéfaction de gaz industriels*, la liquéfaction et la purification des gaz d'hydrocarbures.

- Le traitement des déchets (gazeux, liquides solides) comme la captation des vapeurs de COV<sup>6</sup> (adsorption à basse température), la purification des effluents liquides (congélation, cristallisation).
- Le génie civil pour la consolidation des sols (ouvrages souterrains) et le refroidissement des grandes structures en béton (barrages, etc.).
- Les loisirs pour les patinoires et la production de neige artificielle.

Au vu des secteurs intéressés par la consommation de frigories, la demande de froid est limitée au sein de l'industrie bruxelloise. Le rapprochement de la segmentation sectorielle disponible et des demandes industrielles de froid décrites plus haut fait apparaître les constatations suivantes :

- Dans l'ensemble des activités industrielles de la RBC, la construction occupe une place importante puisqu'elle y génère près de la moitié de la valeur ajoutée de la région. Cependant, les activités au sein du secteur de la construction qui demandent du froid restent des activités de niche. Ces activités sont réduites aux grands ouvrages de génie civil dans des contextes d'application spécifiques.
- Le secteur des fabrications métalliques vient en second rang en termes de création de valeur. Il offre un potentiel théorique mais l'éventail d'application est large et les conditions d'utilisations peuvent différer de façon importante. Enfin, les chiffres disponibles ne sont pas suffisamment précis pour permettre de quantifier les retombées possibles. Une évaluation basée sur une discrétisation plus fine serait souhaitable.
- Le secteur de l'alimentaire intervient en troisième position. La situation spécifique de la RBC (taux d'urbanisation très élevé, faibles ressources/surfaces agricoles) suggère que les activités concernées sont davantage concentrées sur l'aval que sur l'amont de filière : éventuellement transformation (segment intermédiaire), surtout distribution (segment final).
- Le secteur des loisirs représente également une activité de niche pour les applications du froid. Sa taille est très réduite si on envisage les patinoires puisque elles sont généralement en nombre restreint pour une très grande agglomération. Elle l'est davantage encore pour la neige artificielle dans le contexte de la RBC. Le traitement de l'air des piscines pourrait également être mentionné (contrôle de l'hygrométrie) ainsi que les opérations conditionnement d'air de certains centres de sport. Dans les cas mentionnés, le profil de charge présente en général une certaine saisonnalité.

Quoi qu'il en soit, en tenant compte (i) de la demande de la Commission européenne qui est d'appréhender les besoins de chaleur/froid à partir de statistiques mesurées & vérifiées et (ii) de l'étroitesse de l'activité industrielle au sein de la RBC, nous ne sommes pas en mesure de présenter une estimation des besoins de froid dans le cadre de la présente étude pour le secteur industrie bruxellois. Ces estimations pourraient néanmoins être réalisées dans les prochains bilans énergétiques de la Région bruxelloise.

---

<sup>6</sup> Composés organiques volatiles.

---

## **II.2 ESTIMATION DE L'ÉVOLUTION DES BESOINS DE FROID JUSQU'EN 2030**

### **II.2.1 Evolution des besoins de froid du secteur résidentiel**

#### **II.2.1.1 Méthodologie**

En raison de l'insuffisance de données portant sur la demande de froid au sein de la RBC pour le résidentiel, nous nous retrouvons dans une situation qui ne nous permet pas d'estimer l'évolution des besoins de froid jusqu'en 2030.

#### **II.2.1.2 Résultats**

Pour le résidentiel, tel que formulée dans l'étude réalisée par le SPF Environnement ("Scenarios for a low carbon transition"), nous pouvons toutefois supposer que la part des ménages équipés de systèmes d'air conditionné restera similaire à celle de 2014, soit 1%.

Cette précision est supportée par plusieurs constatations réalistes :

1. Le faible taux de renouvellement qui caractérise le parc immobilier résidentiel est peu favorable a priori à l'installation à grande échelle de réfrigérations efficaces. Ceci en fonction des performances énergétiques limitées des bâtiments anciens et des contraintes d'investissement liées à la mise à niveau de ces derniers en matière de réfrigération.
2. La dimension climatique qui réduit en conséquence les besoins de réfrigération. La Belgique est un pays au climat tempéré qui connaît peu d'épisodes extrêmes en matière de température. Lorsque c'est le cas, ces derniers sont en général limités dans le temps.
3. En cas de hausse temporaire des températures, les bâtiments anciens, qui sont généralement de performance limitée en matière de performance de chauffage, offrent en revanche l'avantage d'une inertie thermique importante. Ceci favorise, toutes autres choses égales l'utilisation passive du « free/night cooling » (cf. Tâche 3).
4. Enfin, le domaine couvert rencontre difficilement les objectifs de cette étude. La production de froid au moyen d'unités de co/tri-génération implique la simultanéité des charges thermiques chaud/froid. Sauf à envisager un cycle à absorption qui consommerait toute la production thermique de la cogénération pendant la période de réfrigération. Bien que théoriquement réalisable, on se heurte en pratique à des problèmes de dimensionnement en raison de la différence entre les besoins de chaleur/froid selon les saisons.

Toutes ces raisons poussent à adopter une approche prudente pour l'évolution de la demande de froid en RBC.

## II.2.2 Evolution des besoins de froid du secteur tertiaire

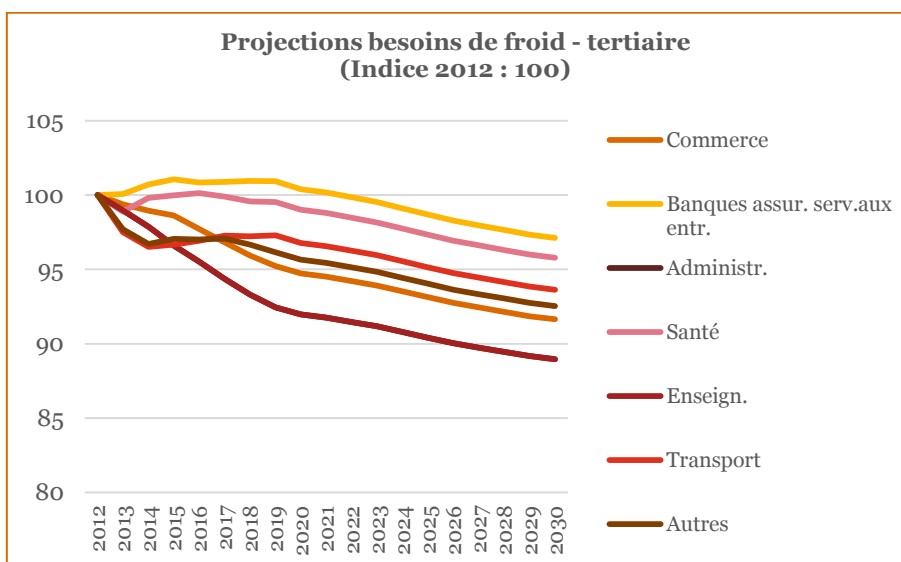
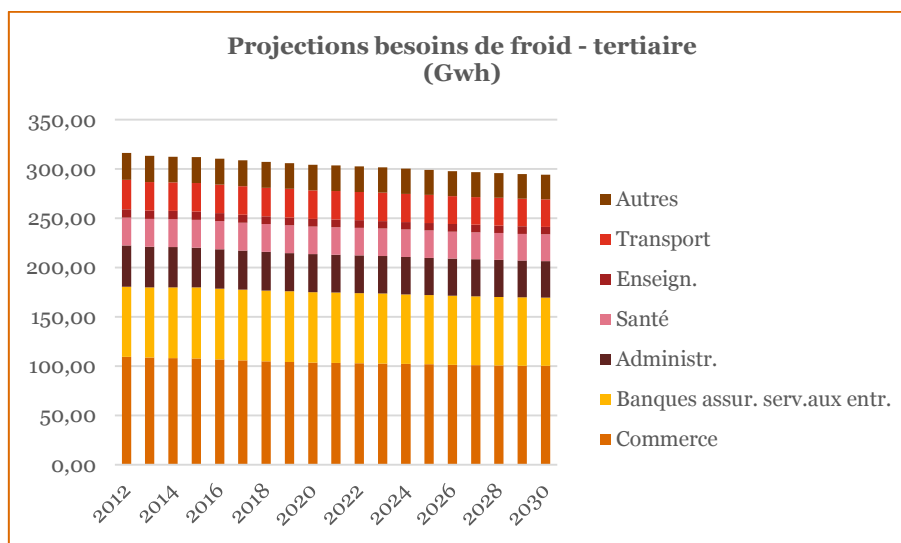
### II.2.2.1 Méthodologie

L'approche est la même que pour l'estimation de l'évolution des besoins de chaleur utilisée plus haut.

### II.2.2.2 Résultats

Les besoins de froid dans le secteur tertiaire devraient diminuer légèrement au sein de la RBC jusqu'en 2030, passant de 316,2 GWh en 2012 à 294,3 GWh en 2030. Ceci traduit une diminution annuelle de 0,4% en moyenne.

La figure suivante illustre cette tendance ainsi que la part relative des secteurs concernés.



---

### ***II.2.3 Evolution des besoins de froid du secteur industriel***

En raison de l'absence des données sur les besoins de froid du secteur industriel au sein de la Région bruxelloise, nous n'avons pas la possibilité de réaliser une estimation de l'évolution de ces besoins jusqu'en 2030. Sur base d'une estimation des besoins de froid qui pourrait être réalisée dans le bilan énergétique de la Région bruxelloise, il sera possible de procéder à une estimation de l'évolution des besoins de froid du secteur industriel au sein de la Région bruxelloise jusqu'en 2030.



### III. CONCLUSION

Le présent rapport reprend une estimation des besoins de chaleur et de froid au sein de la Région bruxelloise pour les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel enregistrés en 2012 ainsi qu'une évolution jusqu'en 2030.

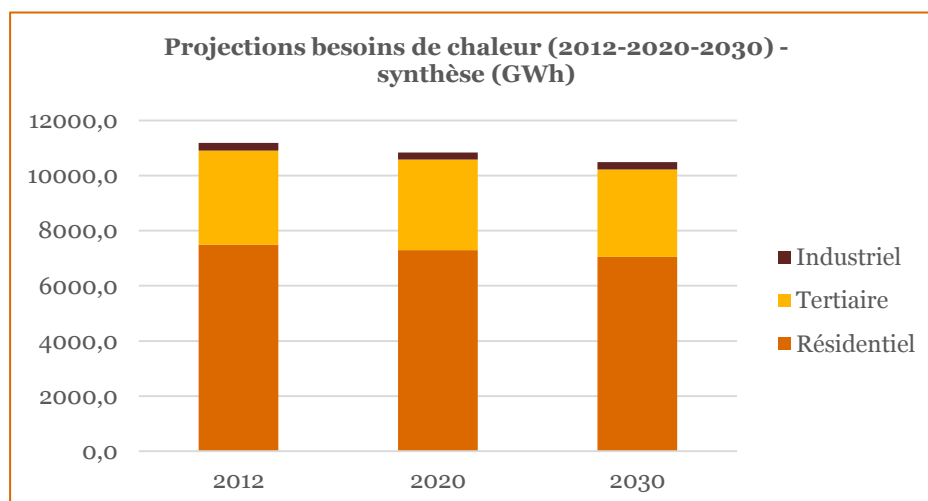
#### *Estimation des besoins de chaleur*

De façon générale, les besoins de chaleur ont été estimés à partir des statistiques du bilan énergétique de la Région bruxelloise de 2012. Les besoins de chaleur au sein de la Région bruxelloise étaient de 11.187,7 GWh dont 67% qui étaient imputables au secteur résidentiel, 31% au secteur tertiaire et 3% à l'industrie. Pour ces différents secteurs, le vecteur énergétique qui est le plus utilisé pour répondre aux besoins de chaleur est le gaz naturel (74% des besoins de chaleur du secteur résidentiel, 82% des besoins de chaleur du secteur tertiaire et 94% des besoins de chaleur du secteur industriel).

Globalement, les besoins de chaleur vont diminuer au sein de la Région bruxelloise d'ici 2030, passant de 11.187,7 GWh en 2012 à 10.495,6 GWh en 2030. La diminution la plus importante des besoins de chaleur se trouve au sein du secteur tertiaire, passant de 3.416,6 GWh en 2012 à 3.182,6 GWh en 2030 (soit une diminution de 7%). Au sein du secteur résidentiel, les besoins de chaleur vont diminuer de 6% passant de 7.491,4 GWh en 2012 à 7.054,4 GWh en 2030. Au sein de l'industrie bruxelloise, les besoins de chaleur vont diminuer de

279,7 GWh  
267,6 GWh

4% passant de  
en 2012 à  
en 2030.



#### *Estimation des besoins de froid*

Concernant l'estimation des besoins de froid en 2012, des premières estimations ont pu être réalisées pour les secteurs résidentiel et tertiaire. Considérant qu'un logement moyen présente une surface de 94 m<sup>2</sup> et que le nombre de logements enregistrés dans le RBC est de 505.545 unités, la consommation électrique annuelle requise pour couvrir les besoins de froid dans le résidentiel serait proche de 6.843 MWh. Les besoins de froid du tertiaire ont été estimés à partir des données du bilan énergétique de la RBC (2012). En 2012, la consommation de froid représentait quelque 9% de la consommation d'électricité du tertiaire bruxellois, soit 316,2 GWh. Par ailleurs, en tenant compte (i) de la demande de la Commission européenne qui est d'appréhender le besoins de chaleur/froid à partir de statistiques mesurées & vérifiées et (ii) de l'étroitesse de

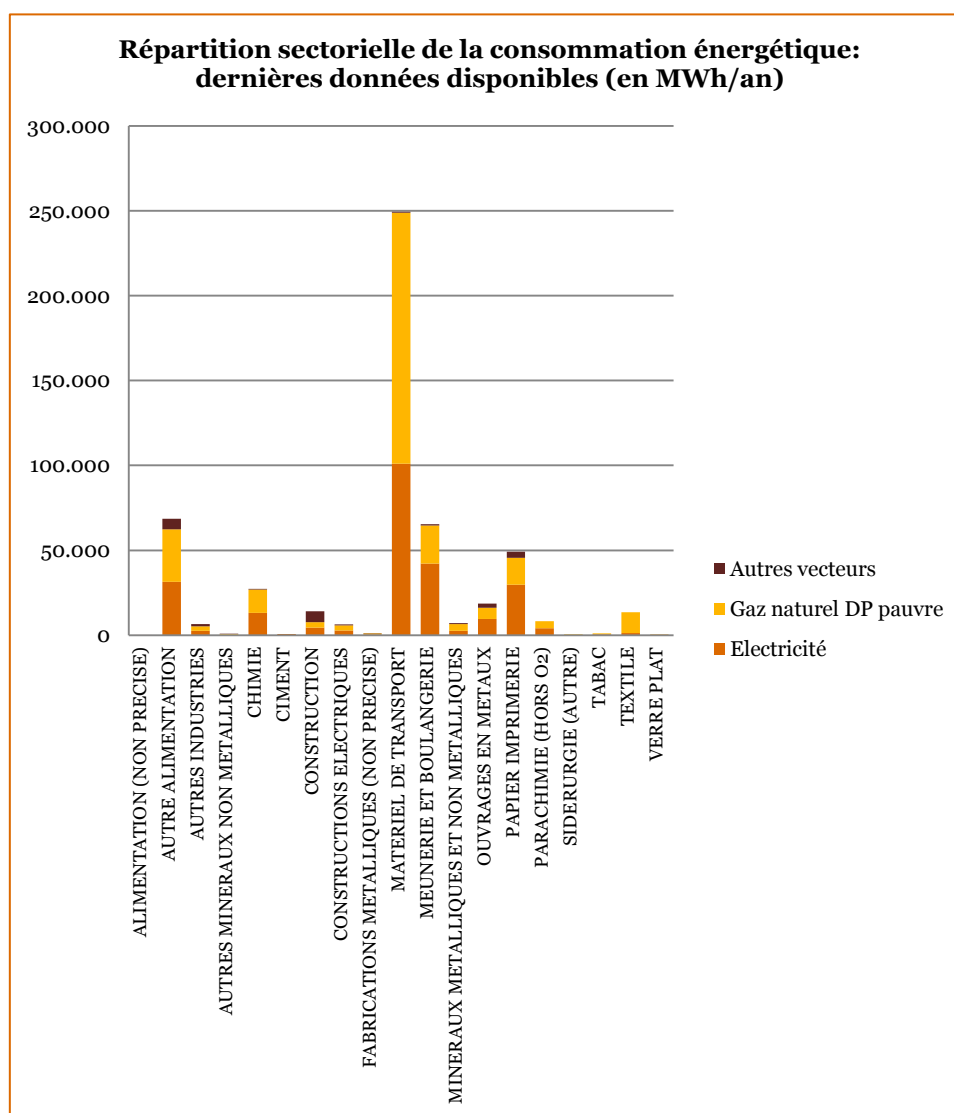
---

l'activité industrielle au sein de la RBC, les besoins de froid du secteur industriel n'ont pas été estimés dans le cadre de la présente étude.

## IV. ANNEXES CHAPITRE 1

### IV.1 BESOINS DE CHALEUR DU SECTEUR INDUSTRIEL

Afin de compléter les résultats des analyses réalisées ci-dessus pour les besoins de chauffage du secteur industriel bruxellois, nous avons conduit une analyse à partir d'une autre source donnant des statistiques dont la segmentation sectorielle est plus fine (BADEN). Les résultats des analyses sont décrits à la figure suivante.



Source : Baden Bxl, IBGE

Les résultats qui agrègent directement les données de consommation émanant des entreprises situées au sein de la Région bruxelloise doivent toutefois être considérés avec précaution car :

- La base de données « Baden » utilisée n'est pas homogène en ce qui concerne les années de saisie. Pour certaines entreprises, les dernières ou les seules données disponibles datent de 2005 ou des années immédiatement ultérieures. Dans d'autres cas elles vont jusqu'en 2013.

- 
- La base de données n'est pas non plus toujours consistante pour les vecteurs énergétiques (cf. infra).
  - Les chiffres ne concernent pas nécessairement les besoins de chauffage puisque certains vecteurs énergétiques sont parfois utilisés comme « feedstock ». Par ailleurs, l'électricité contribue du moins partiellement à la couverture des besoins de chauffage industriel.

Dans le cadre des analyses présentées ci-dessus, nous avons travaillé sur base des hypothèses suivantes :

- 1) Utilisation systématique des dernières données disponibles (min. 2005 – max. 2013) ;
- 2) Utilisation de la segmentation par vecteur la plus poussée à l'année où les dernières données sont disponibles.

Les vecteurs énergétiques ont été cependant regroupés comme suit :

- a) Agrégation de l'électricité HT et BT ;
- b) Agrégation dans « autres vecteurs » des combustibles suivants : fioul léger, fioul lourd, gasoil de chauffage et propane.

Le gaz naturel considéré est le gaz à bas pouvoir calorifique par le réseau de la RBC (gaz de Hollande).

Outre le fait que la place prépondérante occupée par le gaz naturel, il convient de souligner la forte concentration sur le sous-secteur « matériel de transport » en RBC, représentant 46,3% de la consommation d'énergie du secteur de la Région bruxelloise. C'est évidemment le reflet de l'importance de l'industrie automobile locale. Il est suivi par le segment « autre alimentation » (12,7%) puis par « meunerie et boulangerie » (12,2%). Vient enfin le secteur « papier et imprimerie » (9,1%). Les autres sous-secteurs ont des poids négligeables.



---

## IV. BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 1

Banque nationale de Belgique (2013), « Comptes régionaux », Bruxelles.

Bureau fédéral du Plan (2014), « Perspectives démographiques 2013-2060 : Population, ménages et quotients de mortalité prospectifs », Bruxelles.

Bureau fédéral du Plan (2014 bis), « Le paysage énergétique Belge : perspectives et défis à l'horizon 2050 », Bruxelles.

Bureau fédéral du Plan (2014 ter), « Perspectives économiques régionales », Bruxelles.

Bureau fédéral du Plan (2014 quater), « *Rapport annuel 2014 du Comité d'étude sur le vieillissement* », Bruxelles.

Climact & Vito (2013), « Scenarios for Low Carbon Belgium by 2050 », SPF Environnement.

Commission européenne (2013), « Règlement (UE) N°813/2013 de la Commission du 2 août 2013 portant application de la Directive 2009/125/CE en ce qui concerne les exigences d'écoconception applicables aux dispositifs de chauffage des locaux et aux dispositifs de chauffage mixtes », Bruxelles.

European Commission (2013), « Guidance note on Directive 2012/27/UE on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EC, and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC. Article 14 : Promotion of efficiency in heating and cooling, Brussels.

IBGE (2001), « Emissions atmosphériques liées à la consommation énergétique du secteur de l'industrie », Bruxelles.

Institut Bruxellois de Statistique et d'Analyse : [http://www.ibsa.irisnet.be/?set\\_language=fr#.VZ5IdO8cQuQ](http://www.ibsa.irisnet.be/?set_language=fr#.VZ5IdO8cQuQ).

ICEDD (2014), « Bilan énergétique de la Région de Bruxelles-Capitale 2012 », Rapport final, IBGE.

JOINT RESEARCH CENTER (2012), « Heat and cooling demand and market perspective », JRC Scientific and policy report, European Commission.

---

## ***Chapitre 2***

### ***Cartographie des besoins de chaleur et de froid***

---

# INTRODUCTION

## *Objectif et méthodologie*

L'**objectif** de ce deuxième chapitre est de réaliser une carte du territoire de la Région de Bruxelles-Capitale en indiquant les points de demande de chaleur et de froid, les infrastructures existantes et prévues de réseaux de chaleur et de froid ainsi que les points d'approvisionnement potentiels en chaleur et en froid.

La **méthodologie** suivie comprend les trois étapes suivantes :

- Etape 2.1 : **spatialisation des besoins de chaleur et de froid** à l'échelle communale et à l'échelle du secteur statistique
- Etape 2.2 : **spatialisation des données complémentaires** : points à forte demande de chaleur et de froid, infrastructures existantes et prévues de réseaux de chaleur et de froid et points d'approvisionnement potentiels en chaleur et en froid
- Etape 2.3 : **élaboration d'une carte interactive** en format électronique consultable via le site internet de Bruxelles Environnement.

Dans le cadre de cette deuxième phase du projet, une analyse spatiale approfondie des besoins de chaleur et de froid en Région bruxelloise a été réalisée. La première section décrit la **méthodologie** utilisée pour spatialiser les besoins de chaleur et de froid, les points à forte demande de chaleur et de froid, les infrastructures existantes et prévues de réseaux de chaleur et de froid ainsi que les points d'approvisionnement potentiels en chaleur et en froid.

La seconde section présente la **carte interactive** élaborée afin de présenter spatialement les données relatives aux besoins de chaleur et de froid sur le territoire de la Région de Bruxelles-capitale à l'échelle communale et à l'échelle du secteur statistique. Cette carte est réalisée en format électronique et est consultable via le site internet de Bruxelles Environnement. Les utilisateurs peuvent zoomer dans la carte et elle offre la possibilité de choisir différentes options en termes de visualisation de résultats.



# I. MÉTHODOLOGIE

Ce chapitre décrit la méthodologie utilisée pour **spatialiser** les besoins de chaleur et de froid, les points à forte demande de chaleur et de froid, les infrastructures existantes et prévues de réseaux de chaleur et de froid ainsi que les points d'approvisionnement potentiels en chaleur et en froid. Cette méthodologie est basée sur une analyse approfondie des besoins de chaleur et de froid en Région bruxelloise ainsi que l'utilisation d'un système d'information géographique.

Suite à une demande du service de cartographie de Bruxelles Environnement (réunion du 19 mai 2015), le système d'information géographique sélectionné pour cette tâche est **QGIS** (logiciel libre), bien que ArcGIS avait été proposé comme système d'information géographique pour la réalisation de cette tâche lors de la soumission du projet. Cette modification du système d'information géographique utilisé assurera une meilleure intégration et un meilleur suivi de la carte interactive élaborée au sein de l'ensemble des cartes produites et utilisées par Bruxelles Environnement.

## I.1 MÉTHODOLOGIE POUR SPATIALISER LES BESOINS DE CHALEUR

Cette étape consiste à estimer et spatialiser les besoins de chaleur sur l'ensemble du territoire régional. Les besoins en chaleur des différents bâtiments sont estimés à partir des données cadastrales (matrice cadastrale : Cadmap 2010) et des données du bilan énergétique 2012 de la Région bruxelloise (ICEDD 2014) ainsi que de l'analyse qui en a déjà été faite lors de la tâche 1. Les besoins de chaleur des bâtiments sont agrégés, pour chaque type de bâtiment, à deux échelles différentes: **l'échelle du secteur statistique et l'échelle communale**. Pour rappel, « le secteur statistique est l'unité territoriale de base qui résulte de la subdivision du territoire des communes et anciennes communes par l'Institut national de Statistique pour la diffusion de ses statistiques à un niveau plus fin que le niveau communal. Il a été créé pour le Recensement de la Population et des Logements de 1970 et redessiné pour le recensement de 1981 sur base de caractéristiques structurelles d'ordre social, économique, urbanistique ou morphologique. Il a été retouché pour l'Enquête socio-économique de 2001 afin d'épouser les modifications des limites communales et afin d'intégrer les grandes modifications de l'utilisation du sol. » (Statbel 2011).

Les besoins de chaleur au sein de la Région bruxelloise ont été estimés de manière globale pour l'ensemble de la région dans le cadre de la **tâche 1** pour les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel. Cette évaluation a été réalisée en considérant la consommation des différents vecteurs répondant à des besoins de chaleur pour différents types de bâtiments sur base des informations reprises dans le **bilan énergétique bruxellois de 2012 (ICEDD, 2014)**. Dans le cadre de la tâche 2, ces valeurs globales à l'échelle de la région seront utilisées mais un travail de spatialisation des besoins de chaleur à l'échelle communale et à celle du secteur statistique demande une plus grande précision des données. Pour ce faire, les **données cadastrales (matrice cadastrale : Cadmap 2010)** sont utilisées. Les plans cadastraux numérisés fournissent la trace des bâtiments et des parcelles. Les matrices cadastrales attribuent une grande quantité d'informations aux bâtiments construits sur les parcelles, notamment la dernière affectation du bien et sa surface. Ces informations permettront notamment d'obtenir la répartition des fonctions sur le territoire pour chaque commune et chaque secteur statistique. Le fichier utilisé dans cette étude comme matrice cadastrale est le fichier « `donnees_cadastre_bruxelles_traitees_lemma` » comprenant les données cadastrales de Cadmap 2010 mises en forme dans le cadre d'une recherche précédente de manière à faciliter l'utilisation dans un but cartographique. Sur base de ce fichier général, un premier traitement des données cadastrales est nécessaire.

Le **traitement effectué sur la base de données cadastrales** consiste à extraire et préparer les données utiles pour la cartographie. Ce travail comprend la réalisation d'une jointure entre B\_CaPa et la matrice cadastrale en utilisant le champ CaPaKey commun grâce à une jointure attributaire entre le fichier comprenant les parcelles et la couche Données\_Cadastre\_Bruxelles\_traitees\_LEMA en utilisant le champ CaPaKey. Afin de limiter tout de suite le nombre d'éléments à traiter, une sélection est effectuée pour ne conserver que les

parcelles ayant une entrée dans la matrice cadastrale (parcelles dont au moins un bâtiment est construit). Dans ce but, il est important lors de la première jointure de cocher l'option : "keep only matching record" car cela permet de ne conserver que les parcelles ayant au moins un bâtiment construit.

Ensuite, une jonction spatiale est réalisée entre la couche des bâtiments dans le cadastre et les parcelles sélectionnées. Il s'agit de réaliser une jonction spatiale (« jonction based on location ») entre B\_CaBu (Couche des bâtiments dans le cadastre) et le fichier créé. Cette opération prend énormément de temps et doit être effectuée avec Arcgis. Réaliser cette opération avec Qgis crée des doublons à moins de modifier la méthode de jointure spatiale sur Python. Une seconde sélection permet d'exclure les bâtiments qui ne sont pas fermés (on sélectionne les bâtiments fermés avec Cabuty = 'CL') et ceux dont la fonction ne génère aucune consommation énergétique (cabines électriques, garages, hangar, etc).

La **liste complète des fonctions qui ont été retirées** est la suivante : TAUDIS, CABINE, GAR.DEPOT, REMISE, GARAGE, HANGAR, B.ANIMAUX, TR.IMMONDI, STATION, SOUTERRAIN, SERRE, B.PARCAGE, ECURIE, ENTREPOT, LEGATION, MONUMENT, PAVILLON, , CAB.GAZ, LAVATORY, MOUL.VENT, ABRI TRANS, GAZOMETRE, , KIOSQUE, , MARCH.COUV, POINT VUE, GASCABINE, GAZOMETER, PUIN (débris en N), BERGPLAATS (entrepot en N), WACHTHUIS (guérite), BAT.FUNNER. , BAT.RURAL, DUIVENTIL (colombier), ELEK.CABIN, FERME, GAR.STELPL (dépôt) , HOEVE (ferme en N), K.VEETEELT (élevage), KIOSK, KROTWONING (taudis), LANDGEBOUW (terrains à bâtir), ONDERGR.R. (ondergrond=souterrain), PAARDESTAL, PARKEERGEB, PART.COMM., PAVILJOEN (pavillon), PIGEONNIER, PT.ELEVAGE, RUINES, WINDMOLEN (moulin à vent), SUP.& P.C., SUP.BAT.A, GAR.ATEL. , GAR.WERKPL, o, BARAQUEM, , GEB.ERED. INST.FRIGO, EXPL.IND#, KOELINR., RESERVOIR, MAT.&OUT, AFVALVERW., GERECHTSH.(cour), SCHRIJNW. (tombeau), ABRIS , AFDAK, AFVALVERW. , CAB.ELECT. , CAB.TEL.

Enfin, à l'aide du logiciel QGIS, une recherche des différentes fonctions présentes dans les champs de données permet de réaliser une comptabilisation du nombre de m<sup>2</sup> associé à chaque type de bâtiment à l'échelle du secteur statistique et à l'échelle de la commune. Dans ce travail de comptabilisation des surfaces construites, c'est le champ 'supbatie' (superficie bâtie) qui est utilisé pour obtenir le nombre de m<sup>2</sup> par niveau. Ensuite, la superficie totale d'un bâtiment est calculée en multipliant la valeur supbatie par le nombre de niveaux du bâtiment. Attention, le fichier « données\_cadastre\_bruelles\_lem » ne donne pas directement le nombre de niveaux construits d'un bâtiment mais uniquement son nombre d'étages. Il faut donc ajouter le rez-de-chaussée au nombre d'étages indiqué pour obtenir le nombre total de niveaux. Le traitement des données prend d'autant plus de temps que le nombre de bâtiments à prendre en considération est élevé. A l'échelle de la région de Bruxelles-capitale, le temps nécessaire au traitement des données est donc très important.

Plus d'une centaine de fonctions différentes sont référencées dans le cadastre. Il n'est pas possible d'établir une typologie énergétique basée sur un si grand nombre de fonctions différentes car les données du bilan énergétique ne sont pas aussi précises. Les différents types de bâtiments choisis pour cette cartographie correspondent aux affectations étudiées dans le cadre de la tâche 1 sur base du bilan énergétique 2012 de la RBC. Le tableau ci-dessous reprend la **typologie de bâtiments** utilisée pour la cartographie de la tâche 2 et les références cadastrales qui y ont été associées.

Secteur	Types de bâtiments	
<b>Résidentiel</b>	Résidentiel unifamilial (maison)	MAISON, MAISON#, HUIS (maison en N), HUIS#, HAB.VACAN.,
	Résidentiel collectif (appartement)	BUILDING, P.IM.AP.#, P.P.IM.AP. , BEB.OPP.A, M.D.AP.GEB, G.D.AP.GEB, M.D.AP.GEB, D.AP.GEB.#, D.AP.GEB#, OPP.&G.D., HAND/HUIS (uniquement les étages de la maison de commerce), M.COMMERCE (uniquement les étages)
<b>Tertiaire</b>	Commerce	GD.MAGASIN, M.COMMERCE (uniquement le rez-de-chaussée)

		des maisons de commerce), MAGAZIJN, CAFE, DRANKHUIS (bar), HAND/HUIS (uniquement le rez-de-chaussée des maisons de commerce), ETAB.BAINS, GR.WARENH. , RESTAURANT, SERV.STAT. , STAT.SERV. , HOTEL, CASINO
	Transport - communication	TELECOM/G. , B.TELECOM. ,
	Banques, assurances et services aux entreprises	BANK, BANQUE, BOURSE, BEDRIJFSC# (bedrijfs=affaire), KANTOORGE (=bureau), BAT.BUREAU,
	Enseignement	B.SCOLAIRE, SCHOOLGEB, UNIVERSIT. , C.RECHER. , UNIVERSITE,
	Soins santé	BAT.HOSPIT, KINDERBEW (orphelinat, classé dans la rubrique Zorg (soin) dans le cadastre néerlandais), BESCHER/W (=protection en N, classé dans la rubrique Zorg (soin) dans le cadastre néerlandais), CRECHE, RUSTHUIS (maison de repos), MAIS.REPOS, MAIS.JEUN, VERPL/INR. (classé dans la rubrique Zorg (soin) dans le cadastre néerlandais), WELZIJNSG (classé dans la rubrique Zorg (soin) dans le cadastre néerlandais), GEZANTSCH, ORPHELINAT, ETAB.CURE
	Administration	M.COMMUN., BAT.JUSTIC, BAT.MILIT. , BAT.PENIT. , MILIT.GEB, BAT.ADMIN. , B.AIDE SOC, ADMIN.GEB., GENDARMER., NOODWONING, GOUVER/GEB, GERECHTSH. (Tribunal),
	Culture, sport et autres secteurs tertiaires	LAVOIR, LIJKENHUIS (morgue), WASSERIJ (blanchisserie), WATERTOREN WATERWINN., CAPTAG.EAU, INS.EPURAT, CENTR.ELEC, ELEK.CENTR, USINE GAZ, BIBLIOTH. , BAT.CULTE, CENTR.CULT, FEESTZAAL (salle des fêtes), KULT.CENTRE, S.EXPOSIT. , S.FETES, S.SPECTACL, TOONZAAL (salle d'exposition), SPEKT.ZAAL (salle de spectacle), SPORTGEB, MUSEE, MUSEUM, THEATRE, THEATER, INST.SPORT, CHAPELLE, EGLISE, TEMPLE, MOSQUEE, PRESBYTERE, CHATEAU, COUVENT, BAT.HISTOR, SYNAGOGUE, TEMPEL, BIOSCOOP (cinéma), CINEMA, K.PALEIS (palais), KAPEL, KASTEEL, KERK, MOSKEE, PASTORIE (presbytère), KLOOSTER (couvent), TEMPEL
<b>Industriel</b>	Fabrications métalliques	ELEK.MAT.F, F.MAT.ELEC, BAT.INDUST, NIJV/GEB (bâtiment industriel)
	Alimentation	BOULANGER. , F.PR.ALIM. , F.BOISSONS, CHARCUTER. , BAKKERIJ (boulangerie), F.ALIM.BET, F.PR.ALIM, SLACHTERIJ (boucherie), VLEESW/FAB (=viande), ABATTOIR, SLACHTERIJ (=abattoir), MEUNERIE, VOEDINGS/F (=nutrition)
	Construction	CEMENTFAB. (Fabrique de ciment), BOUWMAT/F (matériaux de

		construction), F.MAT.CONNS, CONSTR/WPL, MENUISERIE, SCIERIE, VERRERIE, ZAGERIJ (scierie). , AT.CONSTR.
	Imprimerie et papier	DRUKKERIJ (Imprimerie), IMPRIMERIE, PAPETERIE, PAPIER.FAB.
	Chimie	CHEMIC/FAB, U.CHIMIQUE
	Minéraux métalliques et non métalliques	METALLURG. , METAALNIJV
	Autres secteurs industriels	F.HABILLEM, F.ART.CUIR, F.COULEURS. , F.HABILLEME, F.PLASTIQ, TEXTIELFAB, ATELIER, AT.PROTEGE, WERKPLAATS (atelier), F.MEUBLES, F.A.USUELS, F.JOUETS, MEUBELFAB.,

Enfin, un calcul des besoins de chaleur pour chaque type de bâtiments, agrégés aux échelles de la commune et du secteur statistique, est réalisé sur base des formules présentées ci-dessous dans les trois points suivants :

- les besoins de chaleur du secteur résidentiel,
- les besoins de chaleur du secteur tertiaire,
- les besoins de chaleur du secteur industriel.

Pour rappel, dans le cadre de la tâche 1, il a été montré qu'en 2012 en Région de Bruxelles-capitale environ 67% des besoins de chaleur étaient imputables au secteur résidentiel, 31% au tertiaire et 3% à l'industrie.

### ***1.1.1 Les besoins de chaleur du secteur résidentiel***

Lors de la tâche 1, les besoins de chaleur globaux dans le secteur résidentiel à l'échelle de la région ont été estimés à partir des données du bilan énergétique de la RBC de 2012 (ICEDD 2014) en considérant la consommation de chauffage par type de logement et en fonction du vecteur énergétique. Pour les bâtiments résidentiels, les besoins de chaleur couvrent le chauffage principal (central ou décentralisé), l'eau chaude sanitaire, le chauffage d'appoint et la cuisson. Les **besoins de chaleur du résidentiel à l'échelle de la RBC** sont de **7.491,4 GWh en 2012** et représentaient 89% de la consommation énergétique du secteur résidentiel en 2012.

Sur base des données du bilan énergétique 2012 (ICEDD 2014), on peut préciser cette valeur en spécifiant en GWh PCI que la part des consommations spécifiques de chauffage de l'ensemble des logements qui est liée aux bâtiments résidentiels unifamiliaux (maison) vaut 2403,1 GWh et la part des consommations spécifiques de chauffage liée aux bâtiments résidentiels collectifs (appartements) vaut 3441,7 GWh ainsi que la consommation spécifique globale pour l'eau chaude sanitaire, le chauffage d'appoint et la cuisson pour l'ensemble de tous les logements vaut 1646,6 GWh. Le tableau et les formules ci-dessous présentent le calcul des besoins de chaleur des bâtiments résidentiels à l'échelle de la commune et du secteur statistique.

Besoins de chaleur	Consommations spécifiques des logements (GWh PCI)
<b>Besoin total de chauffage des maisons en RBC</b>	3441,7
<b>Besoin total de chauffage des appartements en RBC</b>	2403,1
<b>Besoin total de chaleur lié à l'ECS + le chauffage d'appoint + la cuisson de tous les logements (maisons et appartements) en RBC</b>	1646,6

La consommation spécifique des besoins de chauffage des maisons dans chaque commune est déterminée selon la formule suivante :

$$\begin{aligned} \text{BCM1} &= \text{Besoin de chauffage des maisons pour une commune} \\ &= \frac{\text{Nombre de m}^2 \text{ des maisons dans une commune}}{\text{Nombre total des m}^2 \text{ des maisons en RBC}} \times \text{Besoin de chauffage total des maisons en RBC} \end{aligned}$$

La consommation spécifique des besoins de chauffage des maisons dans chaque secteur statistique est déterminée selon la formule suivante:

$$\begin{aligned} \text{BCM2} &= \text{Besoin de chauffage des maisons pour un secteur statistique} \\ &= \frac{\text{Nombre de m}^2 \text{ des maisons dans un secteur}}{\text{Nombre total des m}^2 \text{ des maisons en RBC}} \times \text{Besoin de chauffage total des maisons en RBC} \end{aligned}$$

La consommation spécifique des besoins de chauffage des appartements dans chaque commune est déterminée selon la formule suivante:

$$\begin{aligned} \text{BCA1} &= \text{Besoin de chauffage des appartements pour une commune} \\ &= \frac{\text{Nombre de m}^2 \text{ des appartements dans une commune}}{\text{Nombre total de m}^2 \text{ des appartements en RBC}} \times \text{Besoin de chauffage total des appartements en RBC} \end{aligned}$$

La consommation spécifique des besoins de chauffage des appartements dans chaque secteur statistique est déterminée selon la formule suivante:

$$\begin{aligned} \text{BCA2} &= \text{Besoin de chauffage des appartements pour un secteur statistique} \\ &= \frac{\text{Nombre de m}^2 \text{ des appartements dans un secteur}}{\text{Nombre total de m}^2 \text{ des appartements en RBC}} \times \text{Besoin de chauffage total des appartements en RBC} \end{aligned}$$

La consommation spécifique des besoins de chaleur pour l'eau chaude sanitaire, le chauffage d'appoint et la cuisson de tous les logements (maisons et appartements) dans chaque commune est déterminée selon la formule suivante:

$$\begin{aligned} \text{BEL1} &= \text{Besoin de chaleur pour l'ECS + chauffage d'appoint + cuisson pour une commune} \\ &= \frac{\text{Nombre de m}^2 \text{ résidentiel dans une commune}}{\text{Nombre total de m}^2 \text{ résidentiel en RBC}} \times \text{Besoin de chaleur pour l'ECS + CA + C en RBC} \end{aligned}$$

La consommation spécifique des besoins de chaleur pour l'eau chaude sanitaire, le chauffage d'appoint et la cuisson de tous les logements (maisons et appartements) dans chaque secteur statistique est déterminée selon la formule suivante:

$$\begin{aligned} \text{BEL2} &= \text{Besoin de chauffage pour l'ECS + chauffage d'appoint + cuisson pour un secteur statistique} \\ &= \frac{\text{Nombre de m}^2 \text{ résidentiel dans un secteur}}{\text{Nombre total de m}^2 \text{ résidentiel en RBC}} \times \text{Besoin de chaleur pour l'ECS + CA + C en RBC} \end{aligned}$$

Les besoins de chaleur globaux du secteur résidentiel dans chaque commune sont calculés selon la formule suivante :

$$\text{Besoins de chaud d'une commune} = \text{BCM1} + \text{BCA1} + \text{BEL1}$$

Les besoins de chaleur globaux du secteur résidentiel dans chaque secteur statistique sont calculés selon la formule suivante :

$$\text{Besoins de chaud d'un secteur statistique} = \text{BCM2} + \text{BCA2} + \text{BEL2}$$

Une analyse a également été réalisée pour évaluer l'intérêt éventuel d'utiliser la base de **données PEB** ou d'autres informations complémentaires pour affiner la répartition spatiale de l'estimation des besoins de chaud des bâtiments résidentiels entre les différentes communes ou les différents secteurs statistiques. En ce qui concerne la base de données PEB, elle n'a pas pu nous être fournie par Bruxelles Environnement. D'autre part, les certificats PEB étant souvent réalisés lors de la vente d'un logement, avant son éventuelle rénovation énergétique par les habitants, elle ne semble pas pouvoir représenter de manière vraiment précise la performance énergétique actuelle du stock bâti.

Une autre option envisagée a été de travailler avec les données des **primes énergétiques en RBC** : Bruxelles Environnement nous a transmis le nombre de chantiers (primes) par rapport au nombre de logements dans chaque commune en excluant les primes pour l'électro-ménager (voir Figure 1). Cette donnée très générale ne permet pas de connaître avec précision la performance énergétique des bâtiments dans chaque commune mais elle donne une information sur la répartition des actions de rénovations énergétiques entreprises sur les différentes communes.

**% de chantiers par rapport au total de logements par commune**

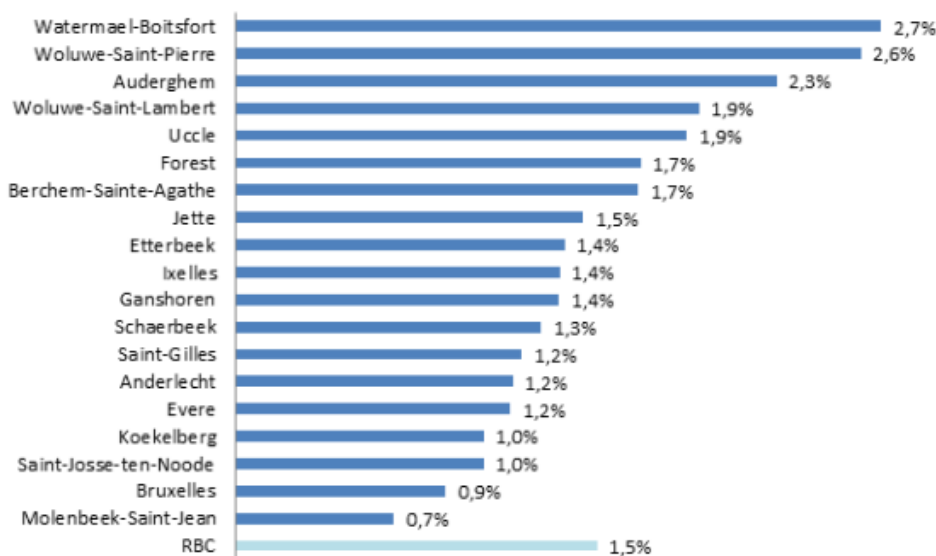


Figure 1 : Répartition communale des chantiers bénéficiant de primes énergie en RBC, en fonction du total des logements par commune (exceptés F)

La Figure 1 permet de constater que, proportionnellement au nombre de logements présents sur le territoire communal, les chantiers concernant des logements et bénéficiant des primes Energie sont plus nombreux dans les communes de la seconde couronne. Toutefois, cette différence reste très faible, de l'ordre de 2% entre la commune qui bénéficie du plus grand nombre de primes et celle qui bénéficie du plus faible nombre de primes, avec une **moyenne régionale très représentative** puisque seulement 5 communes sur 19 s'écartent de plus de 0,5% de la valeur moyenne et 2 communes sur 19 de plus de 0,8% (avec 1,1% et 1,2% de différence respectivement). Par ailleurs, certaines améliorations du bâti peuvent avoir été réalisées sans recourir aux primes Energie et il n'est pas certain que le taux de primes demandées suite à des travaux effectués soit identique dans toutes les communes.

Au vu de l'incertitude sur le nombre réel de rénovations énergétiques réalisées dans chaque commune et leur impact sur la performance énergétique des logements ainsi que la valeur très représentative du nombre moyen de primes Energie à l'échelle régionale en % pour caractériser le nombre de primes d'une très grande majorité des communes, la cartographie des besoins de chaud en RBC sera basée uniquement sur les valeurs régionales disponibles dans le Bilan énergétique 2012 et le nombre de m<sup>2</sup> de chaque type de logements par commune et par secteur statistique. Enfin, signalons que le fait de garder les valeurs moyennes régionales permettra dans le futur de réactualiser plus facilement la carte interactive créée.

### **I.1.2 Les besoins de chaleur du secteur tertiaire**

Dans le cadre de la **tâche 1**, les besoins de chaleur du tertiaire à l'échelle régionale ont été estimés à partir des données du bilan énergétique de la Région bruxelloise de 2012 (ICEDD 2014) qui répartissent la consommation d'énergie du secteur tertiaire par type de bâtiments tertiaires (commerce, transport, banques, administration, enseignement, etc.). En vue de pouvoir appréhender la consommation d'énergie qui répond à des besoins de chauffage, des pourcentages de consommation ont été appliqués à la consommation de combustibles enregistrée en 2012 par le tertiaire au sein de la Région bruxelloise. Ces pourcentages sont issus du bilan énergétique. Les valeurs des besoins de chaleur du tertiaire par type de bâtiment tertiaire définies dans la tâche 1 seront utilisées dans le cadre de la cartographie des besoins de chaleur sur le territoire de Bruxelles-capitale.

Les **besoins de chaleur du secteur tertiaire au sein de la RBC** sont de **3.416,6 GWh en 2012** et représentaient 88% de la consommation énergétique du tertiaire en 2012. Le tableau et les formules ci-dessous présentent le calcul des besoins de chaleur des bâtiments tertiaires à l'échelle de la commune et du secteur statistique.

Types de bâtiment tertiaire	Besoin total de chaleur de chaque type de bâtiment en RBC (GWh PCI)
<b>Commerce</b>	901,8
<b>Transport communication</b>	86
<b>Banques, assurances et services aux entreprises</b>	833,5
<b>Enseignement</b>	368,5
<b>Soins santé</b>	301,1
<b>Administration</b>	558,4
<b>Culture, sport et autres secteurs tertiaires</b>	367,3

Les besoins de chaleur de chaque type de bâtiment tertiaire dans chaque commune sont calculés selon la formule suivante :

BCT1-type x= Besoin de chaleur des bâtiments tertiaires de type x dans une commune =

$$\frac{\text{Nombre de m}^2 \text{ des bâtiments de type x de la commune}}{\text{Nombre de m}^2 \text{ des bâtiments tertiaires de type x en RBC}} \times \text{Besoin total de chaleur des bâtiments de type x en RBC}$$

Les besoins de chaleur de chaque type de bâtiment tertiaire dans chaque secteur statistique sont calculés selon la formule suivante :

BCT2-type x= Besoin de chaleur des bâtiments tertiaries de type x dans chaque secteur statistique =

$$\frac{\text{Nombre de m}^2 \text{ des bâtiments de type x du secteur}}{\text{Nombre total de m}^2 \text{ des bâtiments de type x en RBC}} \times \text{Besoin total de chaleur des bâtiments de type x en RBC}$$

Les besoins de chaleur globaux de tous les bâtiments tertiaires par commune sont calculés selon la formule suivante : **Besoins de chaud des bâtiments tertiaires d'une commune** = BCT1-type1+ BCT1-type2+ BCT1-type3+ BCT1-type4 + BCT1-type5 + BCT1-type6 + BCT1-type7

Les besoins de chaleur globaux de tous les bâtiments tertiaires par secteur statistique sont calculés selon la formule suivante : **Besoins de chaud des bâtiments tertiaires d'un secteur** = BCT2-type1+ BCT2-type2+ BCT2-type3+ BCT2-type4 + BCT2-type5 + BCT2-type6 + BCT2-type7

### **I.1.3 Les besoins de chaleur du secteur industriel**

Dans le cadre de la **tâche 1**, les besoins de chaleur du secteur industriel à l'échelle régionale ont été estimés à partir des données du bilan énergétique de la Région bruxelloise de 2012 (ICEDD 2014) qui répartissent la consommation d'énergie par type d'industrie (fabrications métalliques, alimentation, construction, etc.). En vue de pouvoir appréhender la consommation d'énergie qui répond à des besoins de chauffage, des pourcentages de consommation ont été appliqués à la consommation de combustibles enregistrée en 2012 par l'industrie au sein de la Région bruxelloise. Les valeurs des besoins de chaleur du secteur industriel par type de bâtiment définies dans la tâche 1 seront utilisées dans le cadre de la cartographie des besoins de chaleur sur le territoire de Bruxelles-capitale.

Les **besoins de chaleur du secteur industriel au sein de la RBC** sont de **279,7 GWh en 2012** et représentaient 45% de la consommation énergétique de l'industrie bruxelloise en 2012. Le tableau et les formules ci-dessous présentent le calcul des besoins de chaleur des bâtiments industriels à l'échelle de la commune et du secteur statistique.

Types de bâtiment industriel	Besoin total de chaleur de chaque type de bâtiment en RBC (GWh PCI)
<b>Fabrications métalliques</b>	141,8
<b>Alimentation</b>	58,9
<b>Construction</b>	25,6
<b>Imprimerie et papier</b>	18,4
<b>Chimie</b>	15,9
<b>Minéraux métalliques et non métalliques</b>	8,8
<b>Autres secteurs industriels</b>	10,3



Les besoins de chaleur de chaque type de bâtiment industriel dans chaque commune sont calculés selon la formule suivante :

BCI1-type x= Besoin de chaleur des bâtiments industriels de type x dans une commune =

$$\frac{\text{Nombre de m}^2 \text{ des bâtiments de type x de la commune}}{\text{Nombre de m}^2 \text{ des bâtiments industriels de type x en RBC}} \times \text{Besoin total de chaleur des bâtiments de type x en RBC}$$

Les besoins de chaleur de chaque type de bâtiment industriel dans chaque secteur statistique sont calculés selon la formule suivante :

BCI2-type x= Besoin de chaleur des bâtiments industriels de type x dans chaque secteur statistique =

$$\frac{\text{Nombre de m}^2 \text{ des bâtiments de type x du secteur}}{\text{Nombre total de m}^2 \text{ des bâtiments de type x en RBC}} \times \text{Besoin total de chaleur des bâtiments de type x en RBC}$$

Les besoins de chaleur globaux de tous les bâtiments industriels par commune sont calculés selon la formule suivante : **Besoins de chaud des bâtiments industriels d'une commune** = BCI1-type1+ BCI1-type2+ BCI1-type3+ BCI1-type4 + BCI1-type5 + BCI1-type6 + BCI1-type7

Les besoins de chaleur globaux de tous les bâtiments tertiaires par secteur statistique sont calculés selon la formule suivante : **Besoins de chaud des bâtiments tertiaires d'un secteur** = BCI2-type1+ BCI2-type2+ BCI2-type3+ BCI2-type4 + BCI2-type5 + BCI2-type6 + BCI2-type7

## I.2 METHODOLOGIE POUR SPATIALISER LES BESOINS DE FROID

Cette étape consiste à estimer et spatialiser les besoins de froid sur l'ensemble du territoire régional. Il est important de souligner dès à présent que les **données relatives aux besoins en froid sont lacunaires et imprécises**, même si la situation varie selon les secteurs.

Les besoins de froid au sein de la Région bruxelloise ont été estimés de manière globale pour l'ensemble de la région dans le cadre de la **tâche 1** pour les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel, sur base des informations reprises dans le **bilan énergétique bruxellois de 2012 (ICEDD, 2014)**. Dans le cadre de la tâche 2, ces valeurs globales à l'échelle de la région seront utilisées mais un travail de spatialisation des besoins de froid à l'échelle communale et à celle du secteur statistique demande une plus grande précision des données. Pour ce faire, les **données cadastrales (matrice cadastrale : Cadmap 2010)** peuvent être utilisées. Le **traitement effectué sur la base de données cadastrales** ainsi que la **typologie de bâtiments** développée pour cartographier les besoins de chaleur aux échelles des communes et des secteurs statistiques dans le point 1.1 de ce rapport peuvent être réutilisés pour cartographier les besoins de froid à ces mêmes échelles.

La justification des hypothèses de calcul des besoins de froid pour chaque type de bâtiments, agrégés aux échelles de la commune et du secteur statistique, est donnée ci-dessous dans les trois points suivants :

- les besoins de froid du secteur résidentiel,
- les besoins de froid du secteur tertiaire,
- les besoins de froid du secteur industriel.

### I.2.1 Les besoins de froid du secteur résidentiel

Les besoins de froid du secteur résidentiel ne font pas l'objet d'une évaluation dans le bilan énergétique de la RBC en 2012 (ICEDD 2014) où ils sont estimés **négligeables**. C'est donc cette même hypothèse qui sera conservée dans le cadre de la cartographie des besoins de froid en RBC. De plus, ce choix de considérer que les

besoins de froid du secteur résidentiel sont négligeables en RBC a été soumis au comité d'accompagnement du projet le 26 juin 2015 et a été validé par celui-ci.

### **I.2.2 Les besoins de froid du secteur tertiaire**

Dans le cadre de la **tâche 1**, les besoins de froid du secteur tertiaire à l'échelle régionale ont été estimés à partir des données du bilan énergétique de la Région bruxelloise de 2012 (ICEDD 2014) qui répartissent la consommation d'énergie du secteur tertiaire par type de bâtiments tertiaires (commerce, transport, banques, administration, enseignement, etc.). En vue de pouvoir estimer la consommation d'énergie qui répond à des besoins de froid (air conditionné, ventilation, froid), des pourcentages de consommation ont été appliqués à la consommation d'électricité enregistrée au sein du secteur tertiaire. Ces pourcentages sont issus du bilan énergétique et proviennent essentiellement d'une étude réalisée par l'Université d'Anvers : "Bouw en ontwikkeling van SAVER-LEAP als tool voor scenario-analyses van energiegebruik en emissies". Les valeurs des besoins de froid par type de bâtiment tertiaire définies dans la tâche 1 seront utilisées dans le cadre de la cartographie des besoins de froid sur le territoire de Bruxelles-capitale.

En 2012, la consommation de froid représentait quelque 9% de la consommation d'électricité du tertiaire bruxellois, soit **316,2 GWh**. La part du commerce est prépondérante dans l'ensemble des besoins de froid du tertiaire bruxellois (35%). Elle est suivie par les banques, assurances et services aux entreprises (23%) ainsi que par l'administration (13%). Le tableau et les formules ci-dessous présentent le calcul des besoins de froid des bâtiments tertiaires à l'échelle de la commune et du secteur statistique.

Types de bâtiment tertiaire	Besoin total de froid de chaque type de bâtiment en RBC (GWh PCI)
<b>Commerce</b>	109
<b>Transport communication</b>	30
<b>Banques, assurances et services aux entreprises</b>	71
<b>Enseignement</b>	8
<b>Soins santé</b>	28
<b>Administration</b>	42
<b>Culture, sport et autres secteurs tertiaires</b>	28,2

Les besoins de froid de chaque type de bâtiment tertiaire dans chaque commune sont calculés selon la formule suivante :

BFT1-type x= Besoin de froid des bâtiments tertiaires de type x dans une commune =

$$\frac{\text{Nombre de m}^2 \text{ des bâtiments de type x de la commune}}{\text{Nombre de m}^2 \text{ des bâtiments tertiaires de type x en RBC}} \times \text{Besoin total de froid des bâtiments de type x en RBC}$$

Les besoins de froid de chaque type de bâtiment tertiaire dans chaque secteur statistique sont calculés selon la formule suivante :

BFT2-type x= Besoin de froid des bâtiments tertiaires de type x dans chaque secteur statistique =

$$\frac{\text{Nombre de m}^2 \text{ des bâtiments de type x du secteur}}{\text{Nombre total de m}^2 \text{ des bâtiments de type x en RBC}} \times \text{Besoin total de froid des bâtiments de type x en RBC}$$

Les besoins de froid globaux de tous les bâtiments tertiaires par commune sont calculés selon la formule suivante : **Besoins de froid des bâtiments tertiaires d'une commune** = BFT1-type1+ BFT1-type2+ BFT1-type3+ BFT1-type4 + BFT1-type5 + BFT1-type6 + BFT1-type7

Les besoins de froid globaux de tous les bâtiments tertiaires par secteur statistique sont calculés selon la formule suivante : **Besoins de froid des bâtiments tertiaires d'un secteur** = BFT2-type1+ BFT2-type2+ BFT2-type3+ BFT2-type4 + BFT2-type5 + BFT2-type6 + BFT2-type7

### ***1.2.3 Les besoins de froid du secteur industriel***

Comme évoqué dans le cadre de la tâche 1, au vu des secteurs industriels présents sur le territoire de la RBC, la **demande de froid** est **limitée** au sein de l'industrie bruxelloise. De plus, les statistiques disponibles sur la consommation de froid au sein de l'industrie bruxelloise sont moins fournies que sur les besoins de chauffe. Ceci découle notamment du fait que les activités qui incluent des frigos dans leur processus de production ne le font généralement pas sur base d'une transformation directe d'énergie primaire (comme le gaz naturel) sauf à considérer des cycles à absorption donc les possibilités d'utilisation restent limitées pour des raisons techniques. En outre, la demande électrique des cycles de production de froid classiques (compression) se combine avec d'autres demandes (comme l'éclairage, la force motrice, etc.). Une approche « top-down » ne peut donc être valablement entreprise dans un premier temps.

Ainsi, en tenant compte (i) de la demande de la Commission européenne qui est d'appréhender les besoins de chaleur/froid à partir de statistiques mesurées & vérifiées et (ii) de l'étroitesse de l'activité industrielle au sein de la RBC, il a été décidé lors de la tâche 1 de ne pas estimer les besoins de froid dans le cadre de la présente étude pour le secteur industriel bruxellois et de **considérer que ces besoins de froid sont négligeables**. C'est donc cette même hypothèse qui sera conservée dans le cadre de la cartographie des besoins de froid en RBC. De plus, ce choix de considérer que les besoins de froid du secteur industriel sont négligeables en RBC a été soumis au comité d'accompagnement du projet le 26 juin 2015 et a été validé par celui-ci.

Il est à noter que des estimations plus précises pourraient néanmoins être réalisées dans les prochains bilans énergétiques de la Région bruxelloise, ce qui permettra alors d'actualiser la carte interactive produite si nécessaire.

## **I.3 METHODOLOGIE POUR SPATIALISER LES DONNÉES COMPLÉMENTAIRES**

Tel que précisé dans le cahier spécial des charges, les éléments suivants seront cartographiés sur le territoire de la région de Bruxelles-capitale à l'échelle communale et à l'échelle du secteur statistique :

- **Les points à forte demande de chaleur et de froid**, comprenant :
  - Les zones dont le coefficient d'occupation du sol est d'au moins 0,3 ;
  - les zones industrielles dans lesquelles la consommation totale annuelle de chaleur et de froid est supérieure à 20 GWh.
- **Les infrastructures existantes et prévues de réseaux de chaleur et de froid.**
- **Les points d'approvisionnement potentiels en chaleur et en froid**, avec:
  - Les installations de production d'électricité dont la production annuelle totale d'électricité est supérieure à 20 GWh ;
  - Les usines d'incinération de déchets ;
  - Les installations de cogénération existantes et prévues.

### ***1.3.1 Les points à forte demande de chaleur et de froid***

Cette partie consiste à cartographier les zones dont le coefficient d'occupation du sol est d'au moins 0,3 ainsi que les zones industrielles dans lesquelles la consommation totale annuelle de chaleur et de froid est supérieure à 20 GWh.

Grâce au travail effectué sur la base des données cadastrales et les plans cadastraux numérisés durant la spatialisation des besoins de chaleur, nous pouvons calculer le coefficient d'occupation du sol pour chaque secteur statistique en divisant le nombre de m<sup>2</sup> totaux construits (résidentiel + tertiaire + industriel, déjà calculés précédemment) par la superficie au sol de chaque secteur statistique.

Les zones industrielles dans lesquelles la consommation totale annuelle de chaleur et de froid est supérieure à 20 GWh sont déduites du travail de spatialisation des besoins de chaleur du secteur industriel à l'échelle du secteur statistique.

### ***1.3.2 Les infrastructures existantes et prévues de chaleur et de froid***

Préalablement à la réalisation de la tâche 2, il a été convenu lors de la réunion du 19 mai 2015 que la liste et les adresses des infrastructures existantes et prévues de chaleur et de froid seront transmises par Bruxelles Environnement. Nous avons reçu la liste des lieux d'exploitation correspondant à la rubrique 40B, c'est-à-dire les numéros de permis d'environnement pour les chaudières de plus de 1 MW accompagnés de leurs adresses. Il y a 2860 lieux d'exploitation de ce type en Région de Bruxelles-capitale et il est peu vraisemblable qu'il y ait un tel nombre de réseaux de chaleur. Vu le très grand nombre de lieux d'exploitation répondant à cette rubrique et le manque d'e-mails de contact pour une majorité d'entre eux, il n'est pas possible de vérifier au cas par cas s'il y a un réseau de chaleur associé à chaque adresse.

Les infrastructures existantes et prévues de réseaux de chaleur et de froid doivent donc être sélectionnées dans cette liste sur base de critères plus précis. Au niveau international, la cartographie des réseaux de chaleur se base sur une enquête préalable sur les réseaux existants, réalisée en général à l'échelle nationale ou régionale. Malheureusement, ce type d'enquête n'a pas encore été réalisé en Belgique.

Deux éléments permettent toutefois de préciser les installations à cartographier :

- La définition choisie pour les réseaux de chaleur et de froid implique que le réseau urbain relie plusieurs bâtiments. Nous pouvons donc trier dans la liste reçue des installations de plus de 1MW les installations qui sont reliées à une adresse qui comprend au moins deux numéros de bâtiments et retirer celles pour lesquelles l'adresse ne correspond qu'à un bâtiment.
- En se basant sur la limite choisie par le SNCU (qui réalise l'enquête annuelle en France sur les réseaux de chaleur et de froid), on peut augmenter le seuil de notre tri à une puissance de 3 MW. L'enquête nationale du SNCU en France ne tient pas compte des réseaux de chaleur et de froid de faible puissance sauf si l'exploitant a jugé utile de se manifester et de répondre volontairement à l'enquête. Il reste toutefois impossible de savoir combien de réseaux de faible puissance sont négligés par cette méthodologie.

Vu que les éléments sélectionnés sur base de ces hypothèses ne sont connus que par une adresse, leur représentation sera donc uniquement ponctuelle. Les données telles que le numéro de permis, la puissance de la chaudière et les éventuelles adresses de contact ne sont pas intégrés dans la cartographie.

### ***1.3.3 Les points d'approvisionnement potentiels en chaleur et en froid***

Cette partie consiste à cartographier les points d'approvisionnement potentiels en chaleur et en froid :

- Pour les installations de production d'électricité dont la production annuelle totale d'électricité est supérieure à 20 GWh, nous n'avons trouvé que la centrale thermique couplée à l'incinérateur des déchets ménagers et assimilés de Neder-over-Heemeek (=centrale thermique Electrabel de Schaerbeek), dont la production s'élève à 240 à 300 GWh/an et qui a produit 262,5 GWh en 2012.
- Pour les usines d'incinération de déchets, il n'y a qu'une seule usine d'incinération de déchets en région de Bruxelles-capitale : c'est l'incinérateur de Neder-over-Heembeek, situé 8, Quai Léon Monnoyer.

Pour les installations de cogénération existantes et prévues, nous avons reçu de Bruxelles-Environnement une liste reprenant l'adresse de toutes les unités de cogénération, à l'exception des installations de micro-cogénérations domestiques de 1kWé qui ont été exclues de l'étude car considérées comme trop peu puissantes. Les installations hors-service ne sont pas incluses dans cette liste. Certaines installations sont en cours de certification chez BRUGEL et leur encodage n'est pas complet dans la liste ; elles ne sont donc pas incluses. Chaque unité de cogénération sera représentée ponctuellement sur la carte interactive sur base de la liste d'adresses reçue.

---

## II. PRÉSENTATION DE LA CARTE INTERACTIVE

L'ensemble des données spatialisées selon la méthodologie décrite au point précédent sont intégrées dans une carte interactive, qui est réalisée en respectant les spécifications précisées dans le cahier spécial des charges :

- Elle est réalisée en format électronique de manière à permettre la consultation du public via le site internet de l'Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement ;
- Les utilisateurs peuvent zoomer dans la carte et elle offre la possibilité de choisir différentes échelles en termes de visualisation de résultats (secteurs statistiques et communes) ;
- Les données sont toujours agrégées de manière à préserver les données sensibles d'un point de vue commercial.

Le livrable principal de cette seconde tâche est donc une **carte électronique interactive** présentant les besoins de demande de chaleur et de froid, les points à forte demande de chaleur et de froid, les infrastructures existantes et prévues de réseaux de chaleur et de froid ainsi que les points d'approvisionnement potentiels en chaleur et en froid en RBC.

La **taille des éléments à cartographier** permet de définir l'échelle minimale à laquelle on souhaite représenter les résultats (les calculs étant réalisés en sommant les contributions de chaque bâtiment de la zone à cartographier). Ainsi, la taille des éléments de cartographie est définie par l'usage qui est fait de la carte et également par la lisibilité désirée. Dans ce cas-ci, les données doivent être agrégées par secteur statistique ou par commune de manière à **préserver les données sensibles d'un point de vue commercial**.

Les besoins de chaleur et de froid sur l'ensemble du territoire régional sont donc estimées et spatialisées aux **deux échelles** suivantes :

- l'échelle communale,
- l'échelle du secteur statistique.

Les cartographies à l'échelle des communes sont réalisées pour offrir une lecture globale des résultats sur l'ensemble du territoire régional, alors que celles réalisées au niveau des secteurs statistiques offrent une lecture détaillée de certaines zones en particulier.

Ce travail de cartographie a été réalisé à l'aide du logiciel QGIS (système d'information géographique libre). Comme il nous l'a été demandé par l'IBGE toutes les couches de la carte ont été réalisées selon le système de coordonnées (SCR) : **31370 : EPSG, code pour le système Lambert 72**

Pour chaque variable à cartographier, il est important de choisir la **gradation dans la visualisation des données**. La séparation par les **ruptures naturelles de Jenks**, utilisée dans la carte interactive produite, définit les classes de données de manière à minimiser l'écart type au sein de chaque classe.

Les captures d'écran ci-dessous présentent les résultats disponibles dans les **différentes couches** de la carte interactive créée.

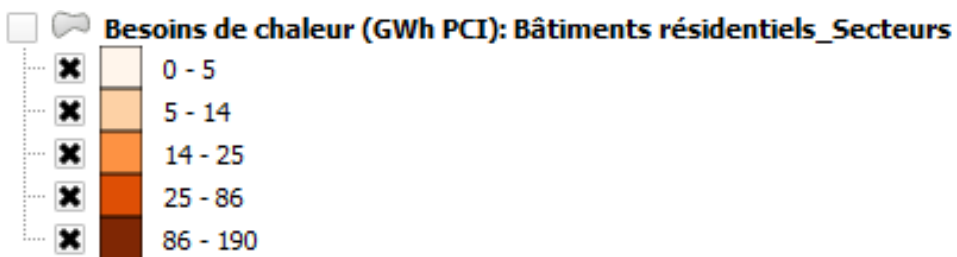
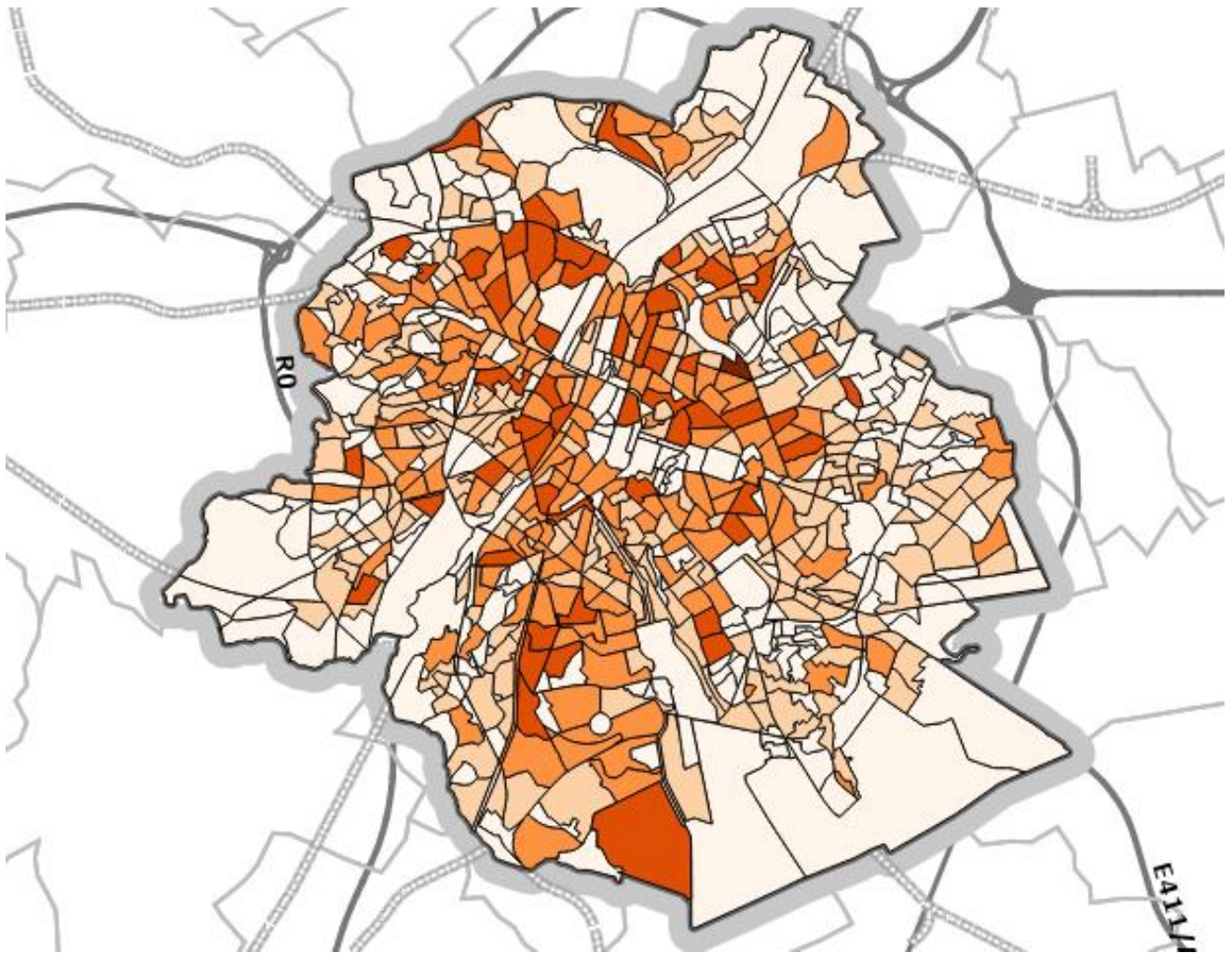


Figure 2 : Besoins de chaleur : Bâtiments résidentiels à l'échelle du secteur statistique (GWh PCI)

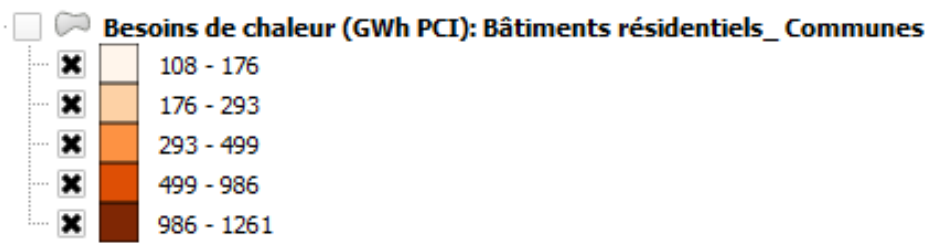
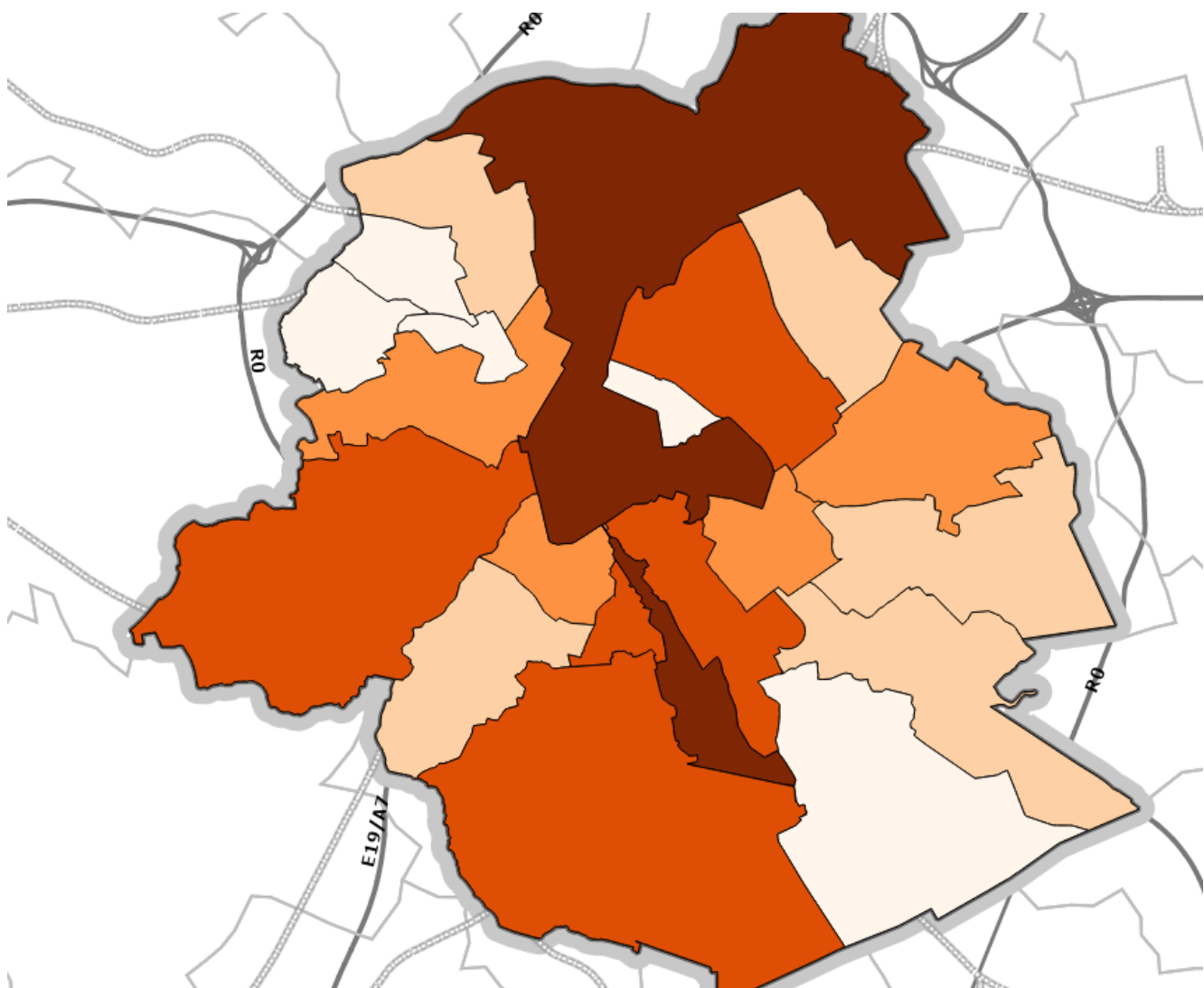


Figure 3 : Besoins de chaleur : Bâtiments résidentiels à l'échelle communale (GWh PCI)



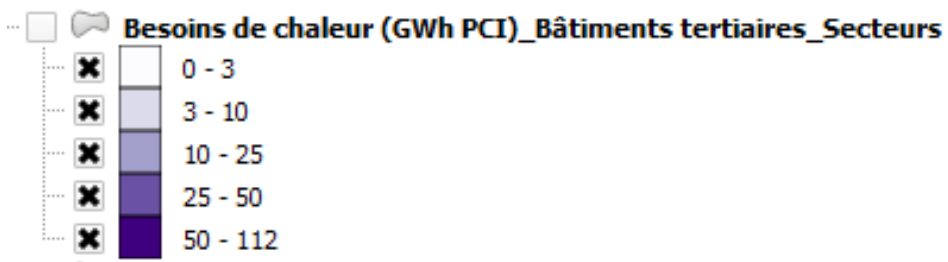


Figure 4 : Besoins de chaleur : Bâtiments tertiaires à l'échelle du secteur statistique (GWh PCI)

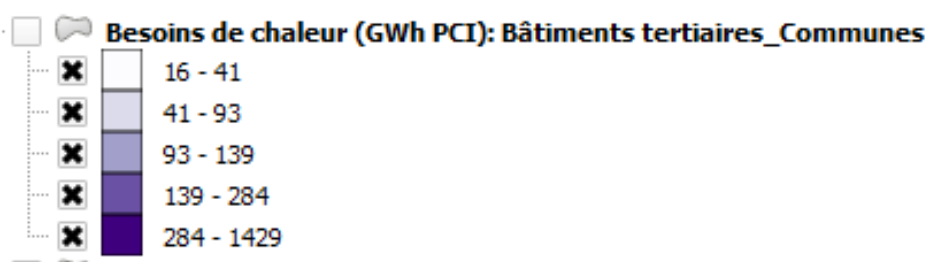
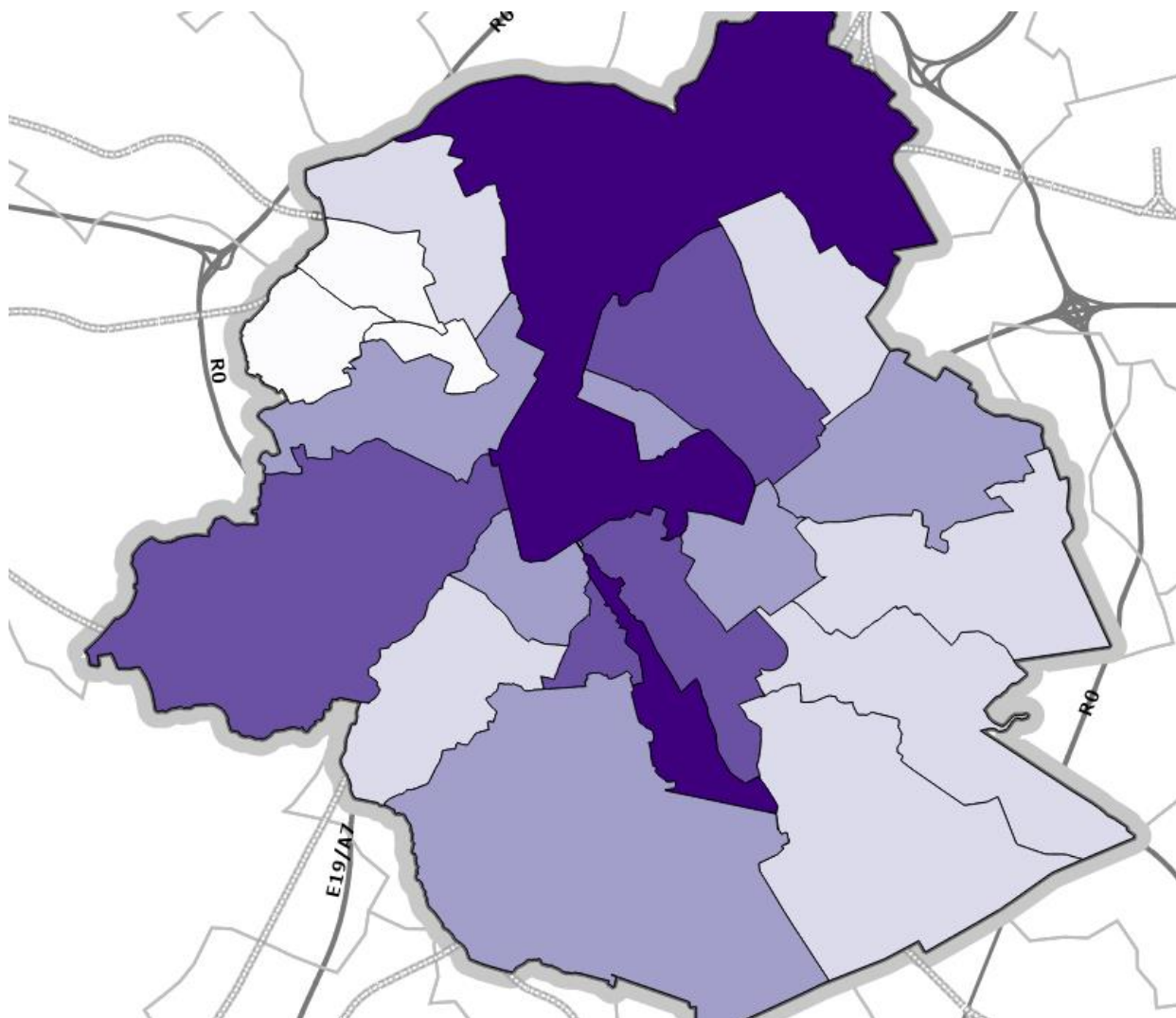


Figure 5 : Besoins de chaleur : Bâtiments tertiaires à l'échelle du communale (GWh PCI)

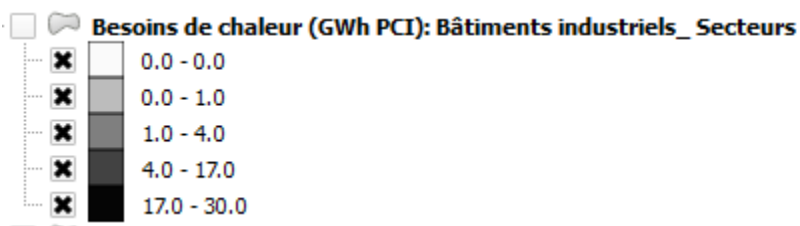


Figure 5 : Besoins de chaleur : Bâtiments industriels à l'échelle du secteur statistique (GWh PCI)

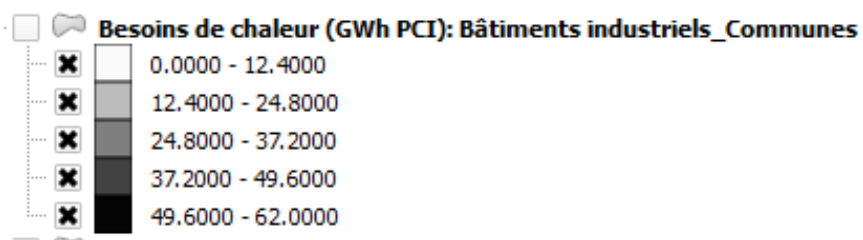


Figure 6 : Besoins de chaleur : Bâtiments industriels à l'échelle communale (GWh PCI)

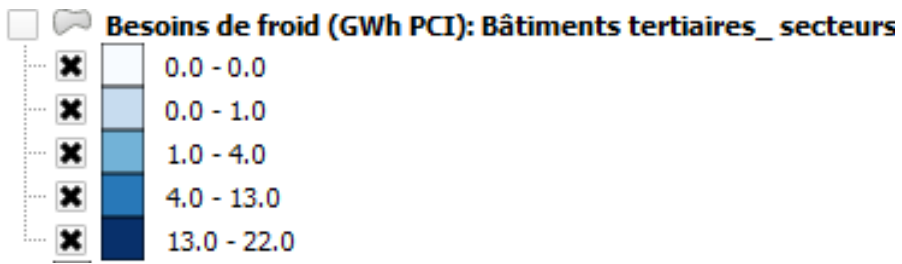
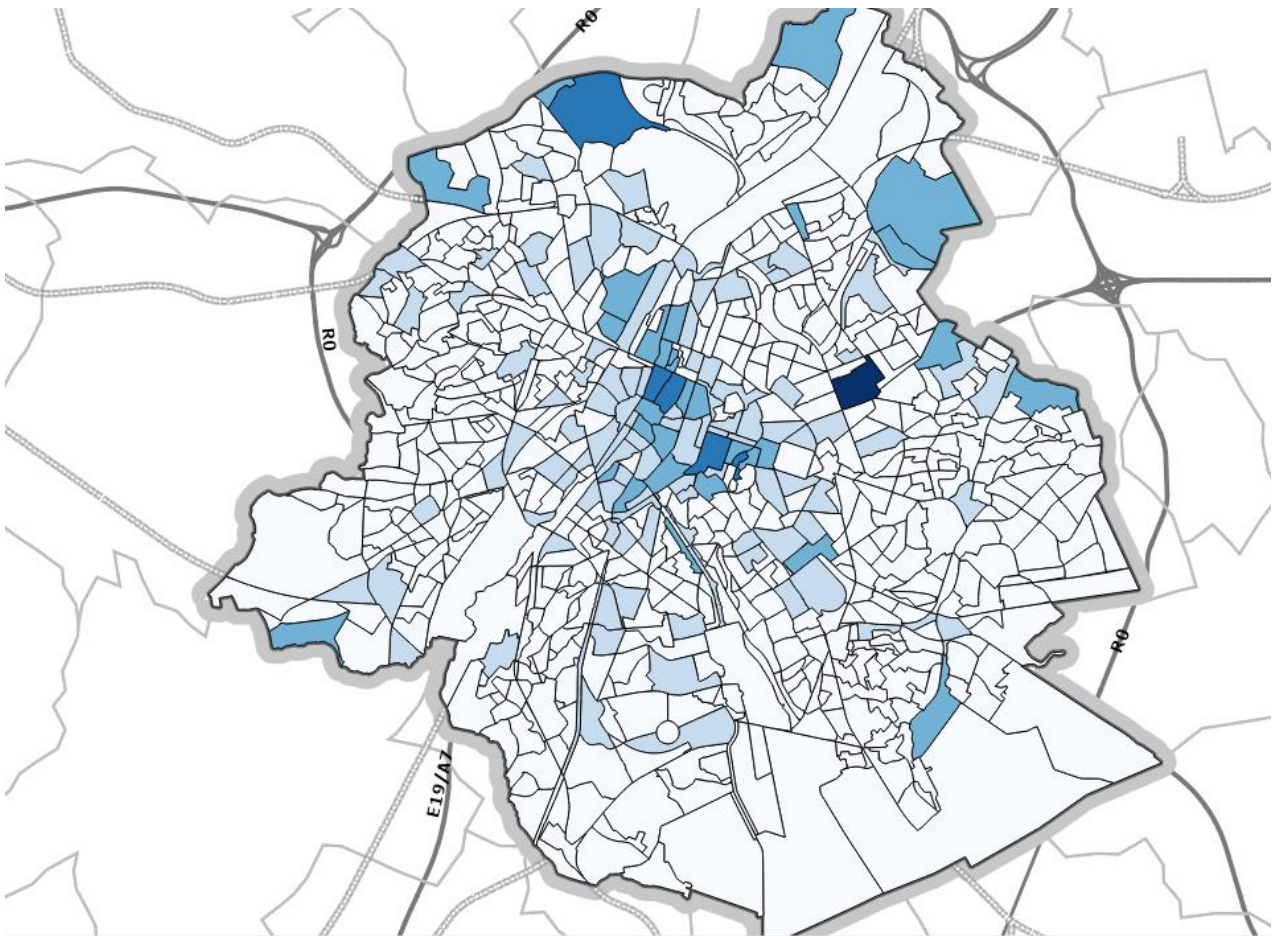


Figure 7 : Besoins de froid: Bâtiments tertiaires à l'échelle du secteur statistique (GWh PCI)

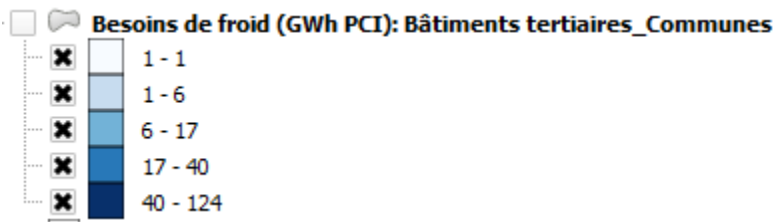
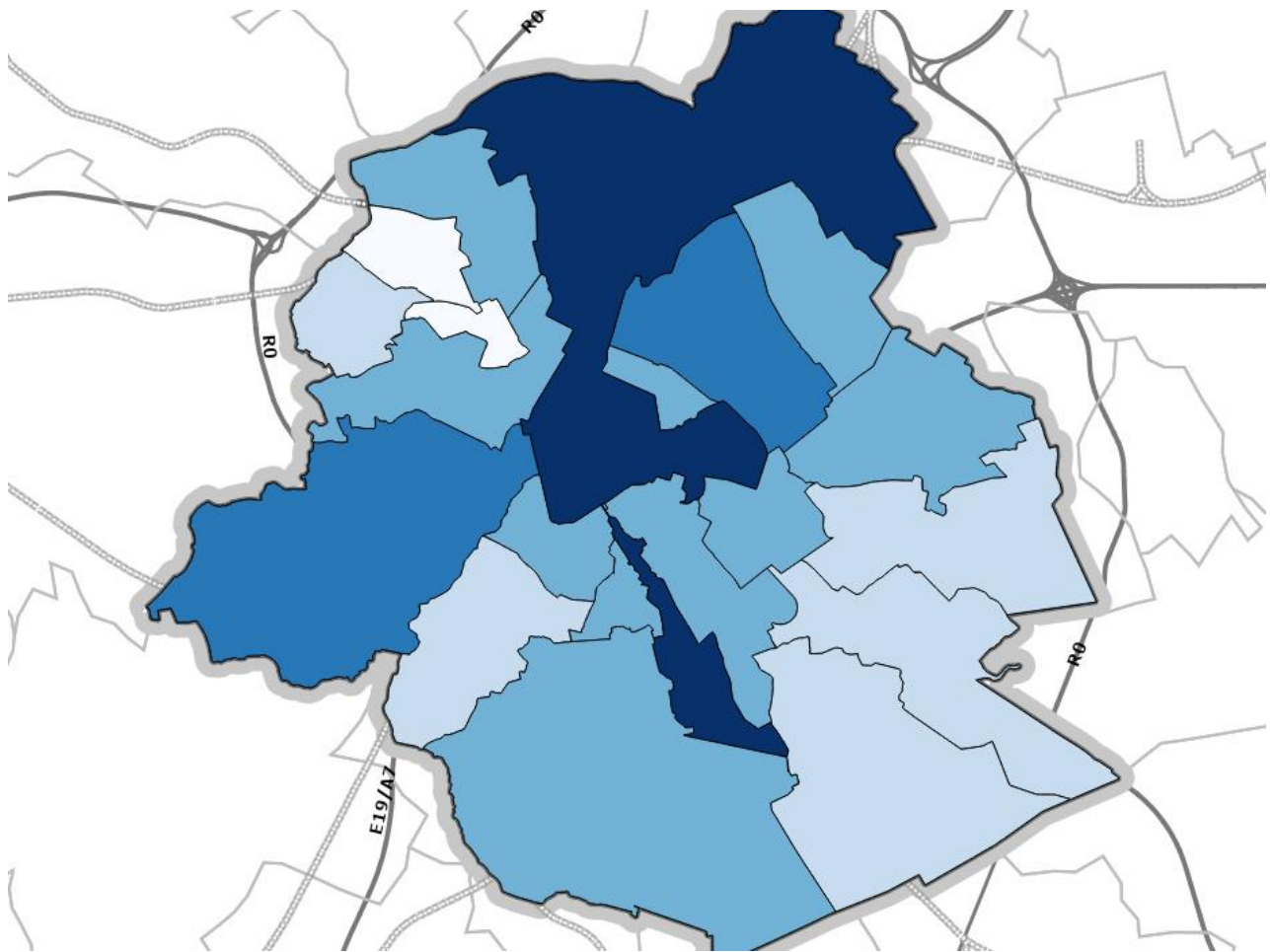


Figure 8 : Besoins de froid : Bâtiments tertiaires à l'échelle communale (GWh PCI)

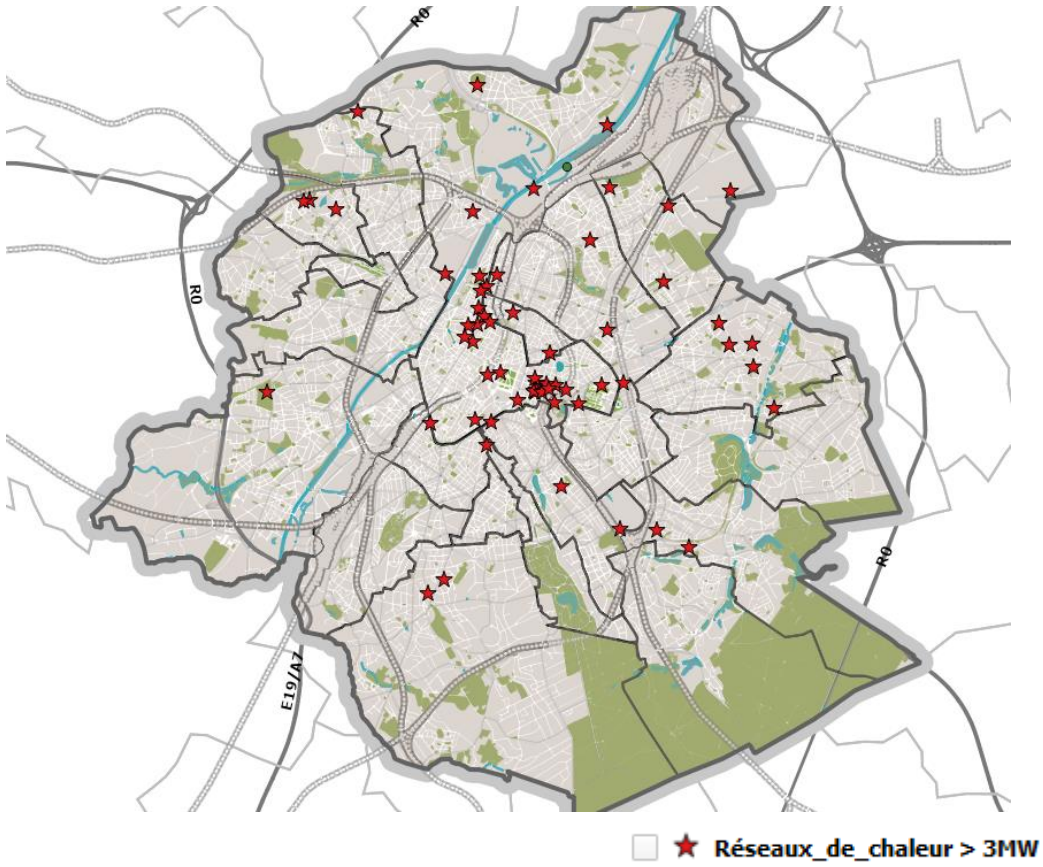


Figure 9 : Réseaux de chaleur (> 3MW)

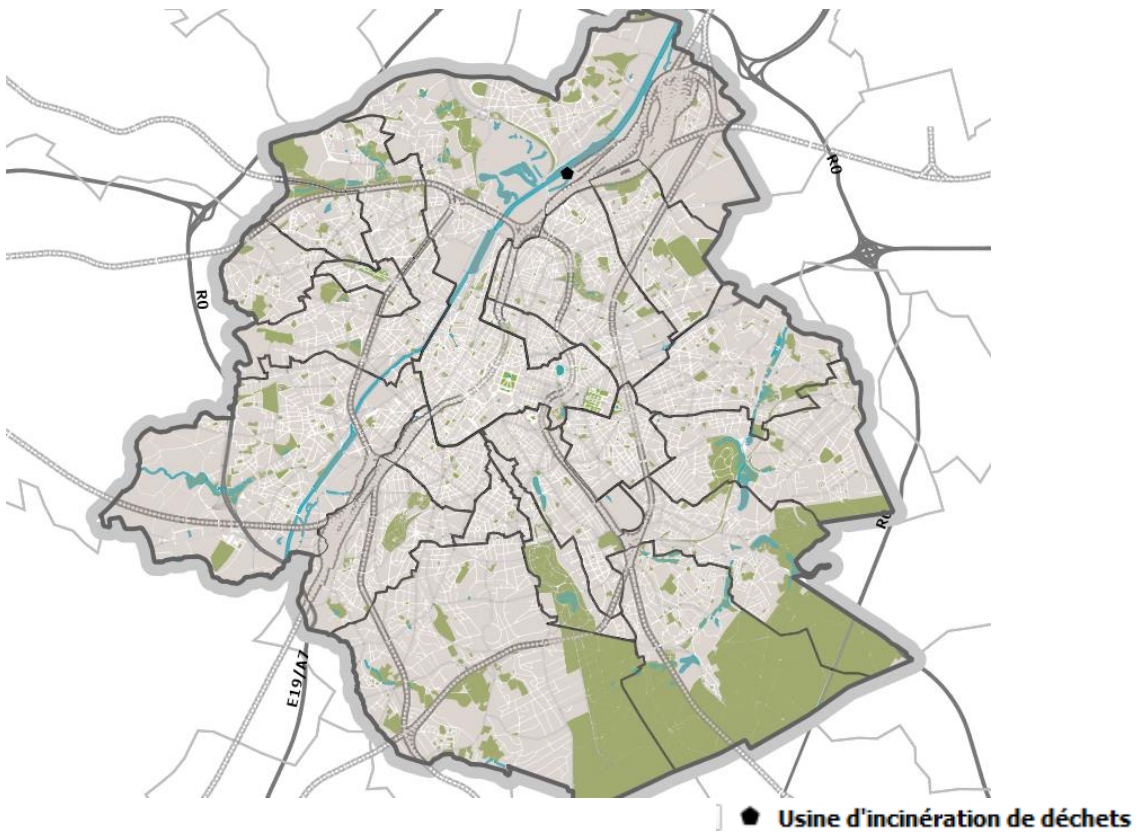


Figure 10 : Usine d'incinération des déchets ménagers

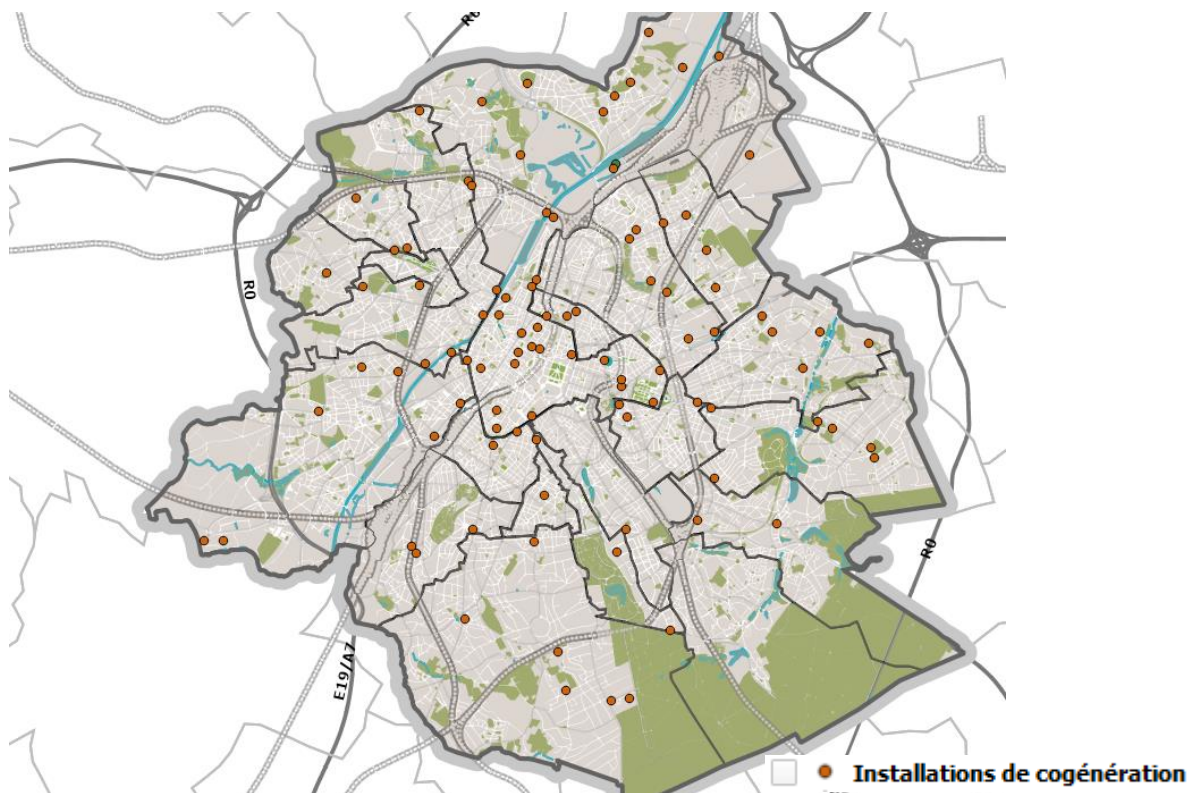


Figure 11 : Installations de cogénération

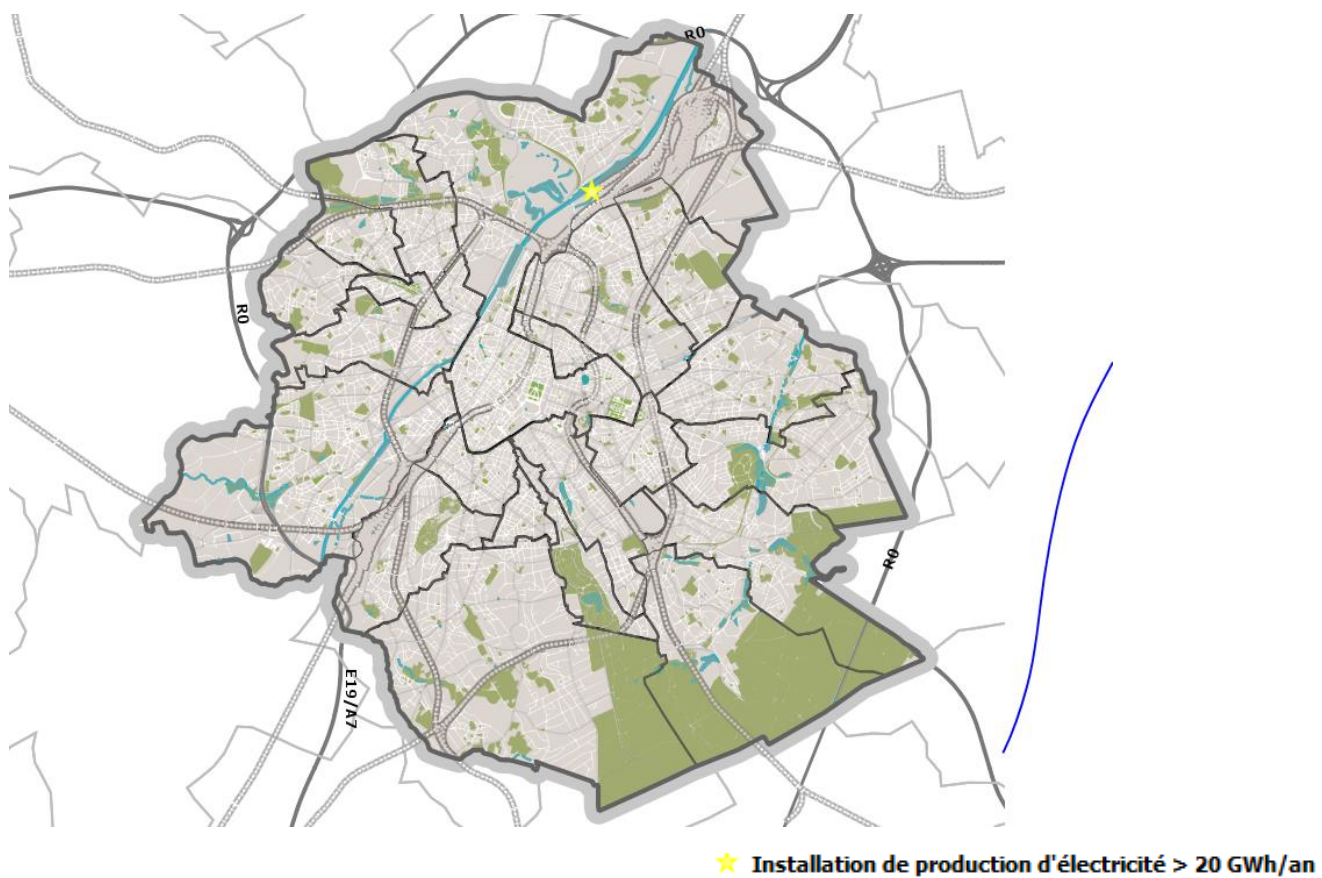


Figure 12 : Installations de production d'électricité > 20 GWh/an





Figure 13 : Zone industrielle avec besoin de chaleur > 20 GWh/an

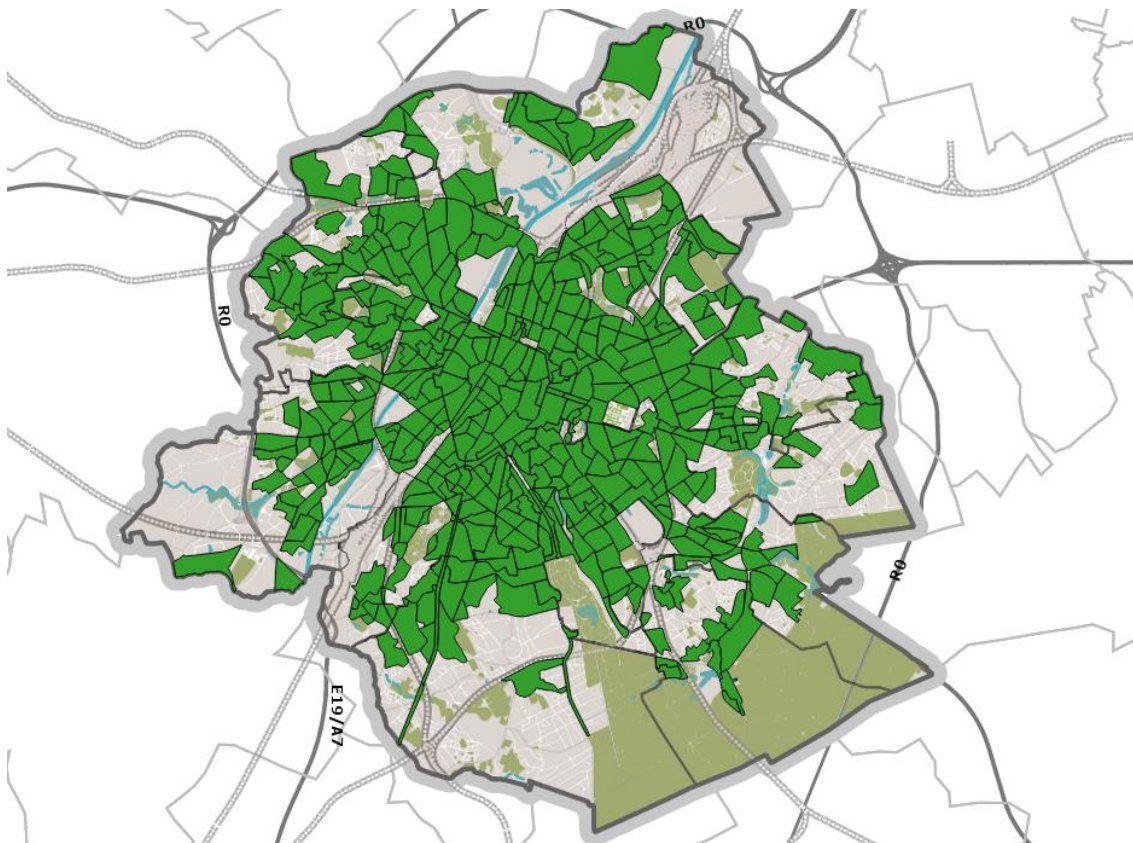


Figure 14 : Secteurs statistiques avec coefficient d'occupation du sol du secteur > 0,3.

---

## **II. BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 2**

Bruxelles Environnement – IBGE, site internet : <http://www.bruxellesenvironnement.be/>

ICEDD 2014, Bilan énergétique de la Région de Bruxelles-Capitale 2012. Rapport final. IBGE, 179p.

---

## ***Chapitre 3***

### ***Identification des solutions pour répondre aux besoins de chaleur et de froid***

---

# INTRODUCTION

## *Contexte, objectif et méthodologie*

L'objectif de ce troisième chapitre est de lister les solutions pour répondre aux besoins de chaleur et de froid en distinguant les solutions classiques (scenario de base) des solutions alternatives. La **méthodologie** suivie comprend les deux points suivants :

- Etape 3.1 : **état de l'art technologique** sur les solutions classiques et les solutions alternatives potentielles pour répondre aux besoins de chaleur et de froid
- Etape 3.2 : **sélection d'un scénario de base et de scénarios alternatifs** pour répondre aux besoins de chaleur et de froid en Région de Bruxelles-capitale (RBC).

Dans le cadre de cette troisième phase du projet, une analyse approfondie de la littérature scientifique et industrielle a été réalisée. La première section décrit les différentes technologies existantes permettant de répondre aux besoins de chaleur et de froid, en prenant en compte les solutions centralisées (cogénération, réseaux de chaleur et de froid, etc) et décentralisées (chaudière à condensation individualisée, micro-cogénération, etc). Les technologies dont l'application en RBC n'est pas réalisable en raison de considérations techniques, financières ou légales sont exclues rapidement du champ de l'analyse suite à une argumentation.

Au sein de la deuxième section, sur base de l'état de l'art technologique développé dans le premier chapitre, des matrices Technologies-besoins adaptées à la RBC sont élaborées (en prenant en compte les aspects techniques, financiers et légaux) pour représenter le degré d'intérêt de l'application de chaque solution au sein de la RBC pour différents types de projets différenciés par leurs types de besoins en chaud et en froid. Tous les couples Technologies-besoins évalués comme favorables pour la RBC à travers ces matrices constituent des scénarios potentiels pour la RBC. Ensuite, une sélection plus restreinte des scénarios les plus intéressants pour la RBC sera proposée, afin de servir de base au travail qui sera effectué ultérieurement dans les tâches suivantes. La sélection des scénarios les plus intéressants sera basée sur l'analyse des consommations de chaud et de froid en RBC effectuée dans le cadre du premier chapitre.

---

# I. ANALYSE DES TECHNOLOGIES

Sur base d'une analyse approfondie de la littérature scientifique et industrielle, ce chapitre présente dans un premier temps les différentes technologies existantes permettant de répondre aux besoins de chaleur et dans un second temps les technologies existantes permettant de répondre aux besoins de froid. Ce chapitre traite aussi bien des solutions centralisées que des solutions décentralisées pour répondre aux besoins de chaleur et de froid. Les technologies dont l'application en RBC n'est pas réalisable en raison de considérations techniques, financières ou légales sont exclues rapidement du champ de l'analyse suite à une argumentation.

## I.1 LES TECHNOLOGIES POUR RÉPONDRE AUX BESOINS DE CHALEUR

Les technologies suivantes seront présentées :

- La chaudière à condensation
- La cogénération à haut rendement
- La pompe à chaleur
- Le chauffage électrique
- Les panneaux solaires thermiques
- Les solutions industrielles
- Les réseaux de chaleur

Pour chaque technologie, les éléments suivants seront décrits :

- Définition et spécificités
- Contraintes
- Choix du combustible ou de la source d'énergie
- Intérêt et applicabilité en RBC

Il est important de préciser que les rendements cités dans ce rapport le sont toujours sur base du pouvoir calorifique inférieur du combustible. Il est également important de souligner qu'il y a toujours une différence entre les chiffres théoriques annoncés par les constructeurs et les chiffres réels mesurés sur terrain.

## I.1.1 La chaudière à condensation

### I.1.1.1 Définition et spécificités

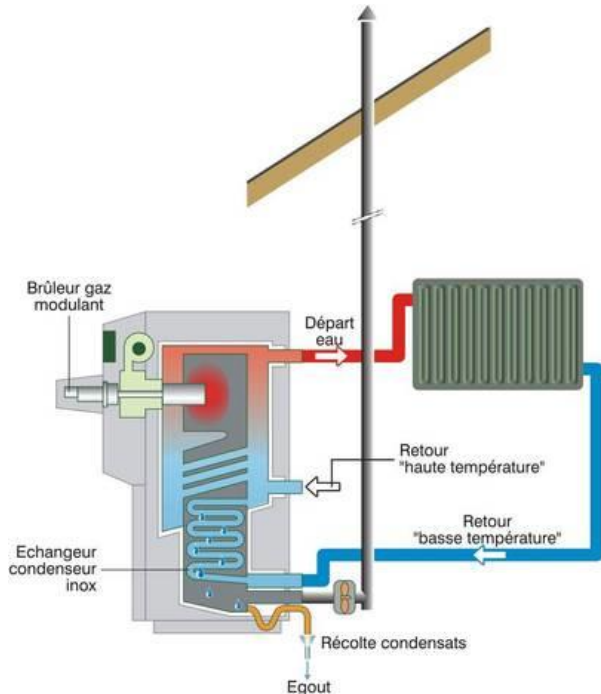


Figure 1 : La chaudière à condensation (Source : [www.energiepluslesite.be](http://www.energiepluslesite.be))

Les chaudières à condensation permettent, comme toute chaudière, le transfert en continu d'énergie thermique à un fluide caloporteur (généralement de l'eau) de manière à chauffer des locaux ou de l'eau chaude sanitaire. Cependant, les chaudières à condensation présentent la spécificité d'être conçues pour récupérer, par le procédé de condensation, une part importante de l'énergie contenue dans la vapeur d'eau qui s'échappe avec les fumées, ce qui permet de **consommer beaucoup moins de combustibles tout en polluant moins**. En outre, il faut savoir que, même en l'absence de condensation, les chaudières à condensation gardent un rendement supérieur aux chaudières traditionnelles parce qu'elles possèdent une surface d'échangeur supérieure.

Les chaudières à condensation peuvent être **caractérisées par le type de combustible** utilisé (gaz, mazout, pellets). Le **rendement normalisé** (rapport de l'énergie fournie au circuit d'eau chaude par la chaudière sur la chaleur émise lors de la combustion) de la **chaudière au gaz à condensation** atteint jusqu'à 110 % du PCI, celui de la chaudière au mazout à condensation un rendement de 104% du PCI et celui de la chaudière aux pellets à condensation un rendement de 102%, alors que celui des chaudières basse température (HR+) au mazout, au gaz ou au bois oscille entre 93 et 96 %. Le gain réalisé sur le **rendement** est donc **plus favorable pour les chaudières gaz à condensation** que pour les chaudières au mazout ou aux pellets.

La Chaudière à condensation peut être utilisée pour couvrir des **besoins de chaleur variés**. Elle peut s'appliquer pratiquement à tout type d'installation de chauffage, de production d'eau chaude sanitaire ou de production combinée de chauffage et d'eau chaude sanitaire. Elle se décline sur une large gamme de puissance adaptées aux applications résidentielles, tertiaires et industrielles.

Les chaudières à condensation ont une **durée de vie entre 20 et 30 ans** selon le niveau d'entretien. C'est une solution **relativement peu coûteuse**.

### I.1.1.2 Contraintes

La chaudière à condensation fonctionne de manière optimale à **basse température** (température d'eau de retour inférieure ou égale à 55°C), ce qui correspond au régime 70°/50° pour les radiateurs, au régime 55°/40° pour les ventilo-convecteurs, au chauffage par le sol dimensionné en régime 40°/30°, au chauffage de l'eau d'une piscine, à la production d'eau chaude sanitaire dimensionnée en régime 70°/40° et aux batteries à eau chaude dimensionnées en régime 70°/40°. Elle est donc plus performante quand elle alimente des **émetteurs de chaleur surdimensionnés** (chauffage par le sol, radiateurs surdimensionnés).

Pendant, une chaudière à condensation reste performante même avec d'**anciens radiateurs** (dimensionnés pour un régime 90°/70 °C) si la régulation est adaptée de manière à ce que la température de départ dépende de la température extérieure (régulation climatique). Dans ce cas, la température de retour ne sera à 70°C que pendant les périodes les plus froides de l'année et le reste du temps la condensation aura bien lieu. En pratique, il y aura bien condensation de la chaudière d'une installation dimensionnée en régime 90°/70°C avec une régulation adaptée durant 75% du temps de chauffe pour une chaudière au gaz à condensation et durant 40% du temps de chauffe pour une chaudière au mazout à condensation alors que, pour une installation dimensionnée en régime 70°/50°, ces durées seraient égales à 100% du temps de chauffe pour la chaudière au gaz à condensation et 93% pour la chaudière au mazout à condensation .

Par ailleurs, les produits de combustion issus d'une chaudière à condensation étant saturés en vapeur d'eau, l'utilisation d'une cheminée traditionnelle en maçonnerie pour évacuer ces fumées provoquerait de graves dommages au bâtiment. Il faut donc soit installer une **cheminée étanche à l'humidité** (en acier inoxydable ou matériau synthétique) soit **tuber une cheminée existante** pour y raccorder l'évacuation d'une chaudière à condensation.

La neutralisation des condensats n'est pas requise pour les chaudières à condensation au gaz ni pour les chaudières à condensation au mazout utilisant un gazoil à faible teneur en soufre (<50ppm) mais est nécessaire pour les chaudières à condensation au mazout utilisant un gazoil standard. Toutefois, pour les grandes installations, où la production de condensat devient importante devant la quantité d'eau domestique, il peut être judicieux de traiter les condensats de toutes les chaudières à condensation avant de les évacuer. Pour les chaudières à condensation au mazout utilisant un gazoil standard, un système de neutralisation des condensats s'impose comme une contrainte supplémentaire par rapport au gaz mais le choix d'un fuel de qualité permet d'éviter cette contrainte.

### I.1.1.3 Choix du combustible

Voici les conclusions tirées de la comparaison de chaudières à condensation au gaz, au mazout et aux pellets.

Les éléments en faveur de la **chaudière à condensation au gaz** sont les suivants :

- Un **meilleur rendement pour les chaudières à condensation au gaz** que pour les chaudières à condensation alimentées par d'autres combustibles.
- Actuellement, le gaz est le combustible dont la combustion à **le moins d'impact local sur l'environnement**. Le mazout et le bois émettent tous les deux du NOx, du SO2 et des particules fines, avec une plus grande proportion de SO2 pour le mazout et une plus grande proportion de particules fines pour le bois, alors que le gaz n'émet aucun de ces trois polluants. Parmi les systèmes fonctionnant aux combustibles fossiles, la combustion du gaz émet moins de CO2 que le mazout. La chaudière à condensation aux pellets limite encore plus les émissions de CO2 à condition que la source des pellets soit située à proximité. On estime en général qu'au-delà de 50 kilomètres, le bois importé perd considérablement de sa valeur environnementale à cause des émissions de CO2 dues à son transport,

rendant son utilisation discutable (Filloux 2010). Dans tous les cas, la combustion du bois génère plus de rejets polluant la qualité de l'air dans l'environnement proche de la chaufferie que le gaz.

- Une chaudière au gaz présente la **surface au sol minimale** car elle ne nécessite pas de zone de stockage d'énergie, alors qu'une chaudière au mazout doit être accompagnée d'une cuve à fuel (enterrée, en cave ou extérieure) et une chaudière aux pellets d'une zone de stockage pour les pellets encore plus importante.
- La fourniture en gaz est **indépendante des actions des utilisateurs**.
- Le **coût d'installation** d'une chaudière à condensation au gaz est inférieur à celui d'une chaudière à condensation au mazout qui est, lui-même, 2 à 3 fois inférieur à celui d'une chaudière aux pellets à condensation. De plus, pour l'installation d'une chaudière au mazout, il faut ajouter le prix d'une cuve de stockage (environ 2300 € pour une cuve enterrée de 2500l), ce qui est nettement plus élevé que le prix d'un raccordement au gaz. Le coût d'entretien des chaudières bois est équivalent à celui des solutions au mazout et est un peu plus élevé que pour les installations au gaz.
- La chaudière au gaz est celle qui permet le **suivi des consommations** du bâtiment le plus facile pour ses occupants ou gestionnaires.
- Les chaudières au gaz à condensation portant le **label HR TOP** offrent la garantie de performances supérieures aux normes : il assure un rendement minimal (selon la Directive 92/42/CEE) à puissance nominale ( $P_n$  en kW) égal ou supérieur à 95 % (température moyenne de l'eau dans la chaudière : 70°C) et d'un rendement minimal à charge partielle ( $0,3 \times P_n$  en kW) égal ou supérieur à 107 % (température de l'eau à l'entrée de la chaudière = température de retour : 30°C). Ce label assure également le respect de limites en matière d'émissions de CO et de NOx dans les produits de combustion privés d'air (0% d'O<sub>2</sub>) et de vapeur d'eau, mesurés en suivant la norme européenne d'application : CO : max 110 mg/kWh et NOx : max 70 mg/kWh. Le label HR TOP cessera toutefois d'exister le 26 septembre 2015 suite à la mise en application de la réglementation Eco-design.

Il y a toutefois deux contraintes importantes par rapport au gaz. La première est que c'est une **source d'énergie fossile** et qu'elle rend **dépendant d'importations énergétiques depuis l'étranger**. La deuxième est que la chaudière à condensation au gaz nécessite de pouvoir se raccorder au **réseau de gaz**. Il est à noter qu'en 2010 80% des habitations bruxelloises étaient déjà connectées au réseau de gaz (MATRIciel 2010) et qu'une enquête récente de l'ARGB avance que 95 % des habitations bruxelloises seraient actuellement connectées au réseau de gaz. En l'absence de connexion au gaz, la **chaudière au mazout à condensation** reste une solution intéressante dans un grand nombre de cas.

Le grand avantage du **bois-énergie** est d'être une source d'énergie renouvelable, sous la condition que son utilisation en tant que biomasse n'exède pas la régénération de la ressource. Il n'y a toutefois pas d'exploitation forestière du bois-énergie en RBC. En Belgique, la biomasse représente la première source d'énergie renouvelable. Cependant, cette solution n'est pas généralisable car il n'y a pas assez de biomasse pour généraliser ce type de chauffage sur l'ensemble du territoire. La biomasse représente aujourd'hui 93% de la production d'énergie renouvelable en Wallonie, avec 65% couverts uniquement par le bois-énergie. Néanmoins, la plupart du bois de chauffage utilisé en Wallonie est importé et, d'après le projet d'actualisation du Plan pour la maîtrise Durable de l'Energie (PMDE) [ICEDD, ECONOTEC, IBAM, 2009], le gisement wallon est déjà exploité à sa capacité maximale, soit un peu moins de 3500 GWh d'énergie primaire.

Les **pellets** sont des sciures de bois, ou des particules de très petite dimension, qui sont séchées et pressées en un matériau dense et cohérent. La sciure qui sert à la fabrication des pellets provient d'entreprises de transformation du bois telles que les scieries, etc. On ne coupe donc pas les arbres pour produire des pellets, mais on valorise des coproduits issus de l'exploitation normale et durable des forêts.

Le stockage du bois-énergie demande un volume nettement plus important que celui du mazout et une fréquence de livraison élevée, ce qui en limite l'intérêt à grande échelle dans des milieux urbains denses. Pour un volume de stockage d'1 m<sup>3</sup> (1000 l) de mazout, la charge calorifique vaut 10 000 kWh alors que pour 1 m<sup>3</sup> de



pellets, elle n'est que de 3200 kWh (Hegger et al. 2011). Parmi les différentes sortes de bois-énergie, ce sont les pellets qui seront privilégiés en milieu urbain car ils nécessitent un stockage moins important que les plaquettes de bois ou les bûches et qu'ils ont un meilleur rendement calorifique. Cependant même pour l'usage de pellets, il est nécessaire de prévoir un volume de stockage suffisant, accessible par un camion souffleur et adapté aux besoins (30 m<sup>3</sup> pour une chaudière de 60 kW ou 7 à 8 m<sup>3</sup> pour une maison individuelle).

De plus, la combustion du bois génère une pollution locale plus importante que celle du gaz, par l'émission de NOx, de SO<sub>2</sub> et de particules fines (PM<sub>10</sub>) nocives pour la santé, ce qui sera également évité dans les milieux fortement urbanisés car cela pourrait avoir un impact non négligeable sur la qualité de l'air en ville. La présence de la cheminée et des fumées à proximité des habitations représente une gêne de confort importante pour celles-ci. Il existe cependant des filtres permettant l'épuration des fumées avant qu'elles ne s'enfuient dans l'atmosphère mais ils sont relativement coûteux, ce qui les rend accessibles aux plus grandes installations industrielles seulement (Crehay & Marchal, 2004). D'un point de vue environnemental, ces filtres s'imposent même si leur efficacité n'atteint pas 100 %. La gêne est également moindre lorsque la chaufferie est collective pour un quartier ou un ensemble de bâtiments, puisqu'il n'y a plus qu'une seule cheminée et qu'elle peut être placée à l'endroit le moins préjudiciable. La chaufferie d'une chaudière au bois sera également source de nuisances pour les habitants par le bruit qu'elle engendre. L'intérêt de la centralisation est la réduction des nuisances grâce à la distance prise avec les habitations, mais la densité bâtie du milieu urbain ne permet pas de s'en affranchir totalement.

Ainsi, la chaufferie au bois trouvera difficilement sa place dans un milieu urbain dense. Il y a toutefois une exception qui consiste à exploiter le bois-énergie lorsque l'on peut profiter des déchets d'une industrie du bois à proximité. Citons comme exemple une menuiserie située à Bruxelles (Rue Faes), dont les déchets permettent, en majeure partie, de chauffer la menuiserie elle-même et l'appartement voisin. En fonction de l'activité de celle-ci, elle pourrait étendre sa production de chaleur pour plusieurs habitations ou même un quartier.

#### I.1.1.4 Intérêt et applicabilité en RBC

La **pénétration sur le marché bruxellois** de la chaudière à condensation est déjà significative : 85% pour le gaz et 33% pour le mazout en 2012 (ICEDD 2014).

Des chaudières à condensation peuvent être utilisées pour couvrir les besoins de chaleur de **toutes les échelles de projets**, allant du logement individuel jusqu'au réseau de chaleur urbain.

La chaudière à condensation est toujours un excellent choix de chaudière pour une **nouvelle construction** ou une nouvelle installation de chauffage central puisque dans ces cas les émetteurs de chaleur peuvent être surdimensionnés pour assurer un fonctionnement optimal de la chaudière à condensation. Lorsqu'un bâtiment existant fait l'objet d'une **rénovation énergétique importante**, les émetteurs existants de chaleur deviennent surdimensionnés, ce qui est également favorable à l'intégration d'une chaudière à condensation.

Pour un **bâtiment existant**, dont seule la chaudière doit être changée, le choix d'une chaudière au gaz à condensation reste la meilleure chaudière du point de vue de l'énergie consommée mais certaines contraintes apparaissent. Si le bâtiment n'est pas équipé d'une cheminée tubée, il faudra soit tuber une cheminée existante ou créer une sortie en façade via une sortie à ventouse (à condition de respecter la norme NBN D 51-003), ce qui génère des coûts supplémentaires (100 à 150€/m de cheminée à tuber). L'intégration de chaudières à condensation dans des logements collectifs équipés de chaudières décentralisées classiques et d'une **cheminée shunt** présente donc l'inconvénient de nécessiter un investissement effectué de manière simultanée pour tous les logements avec tubage de la cheminée ou bien de multiplier des sorties à ventouse, ce qui peut poser un problème d'un point de vue urbanistique. En cas d'installation de chauffage existante dont les **émetteurs** ne peuvent pas travailler à basse température, il faut soit remplacer les émetteurs, ce qui engendre des surcoûts

importants, soit accepter que le rendement de la chaudière à condensation en soit diminué. Dans ce dernier cas, une chaudière au gaz à condensation sera choisie de préférence. Ainsi, la rentabilité économique de l'installation d'une chaudière à condensation dans un bâtiment existant par rapport à une chaudière classique n'est pas toujours assurée dans un délai raisonnable, à cause d'un coût d'investissement supérieur pour la chaudière à condensation. Toutefois, l'impact environnemental et les émissions locales de polluants de la chaudière gaz à condensation étant réduits par rapport à ceux d'une chaudière classique, il semble quand même préférable de recommander la chaudière à condensation dans la majorité des cas. En outre, dans de nombreux cas, le dimensionnement des installations existantes de radiateurs a été surdimensionné lors du projet initial. Enfin, une rénovation énergétique, même partielle, des bâtiments (isolation de la toiture, changement des châssis, ...) offre la possibilité de générer un surdimensionnement des émetteurs existants permettant d'utiliser une installation de chauffage existante (initialement dimensionnée dans un régime 90°/70°) selon un régime de température de 70°/50° sans perte de confort, tout en favorisant la condensation.

Pour le **choix du combustible**, en Région de Bruxelles-Capitale, les **chaudières au gaz à condensation** devraient être privilégiées en priorité. En cas d'absence de réseau de gaz, la chaudière au mazout à condensation reste une solution intéressante et plus économique que la chaudière aux pellets à condensation. Rappelons toutefois qu'en Région de Bruxelles-Capitale, le réseau de gaz est présent quasiment sur l'ensemble du territoire et toute extension nécessaire, par exemple pour l'alimentation d'un nouveau lotissement, est systématiquement réalisée. La chaudière aux pellets à condensation peut être envisagée en lien avec un réseau de chaleur lors de projets à l'échelle d'un ensemble de bâtiments ou d'un quartier situé à proximité de sites offrant des facilités d'approvisionnement en combustible biomasse, en particulier lorsqu'il est possible de profiter des déchets d'une industrie du bois (scierie, etc).

## I.1.2 La cogénération à haut rendement

### I.1.2.1 Définition et spécificités

La cogénération est un processus technologique qui permet de fournir simultanément de l'énergie thermique et électrique depuis une seule source d'énergie primaire. Cette technologie de production énergétique combinée de chaleur et d'électricité offre des **rendements énergétiques supérieurs en comparaison avec une production séparée équivalente de chaleur et d'électricité**.

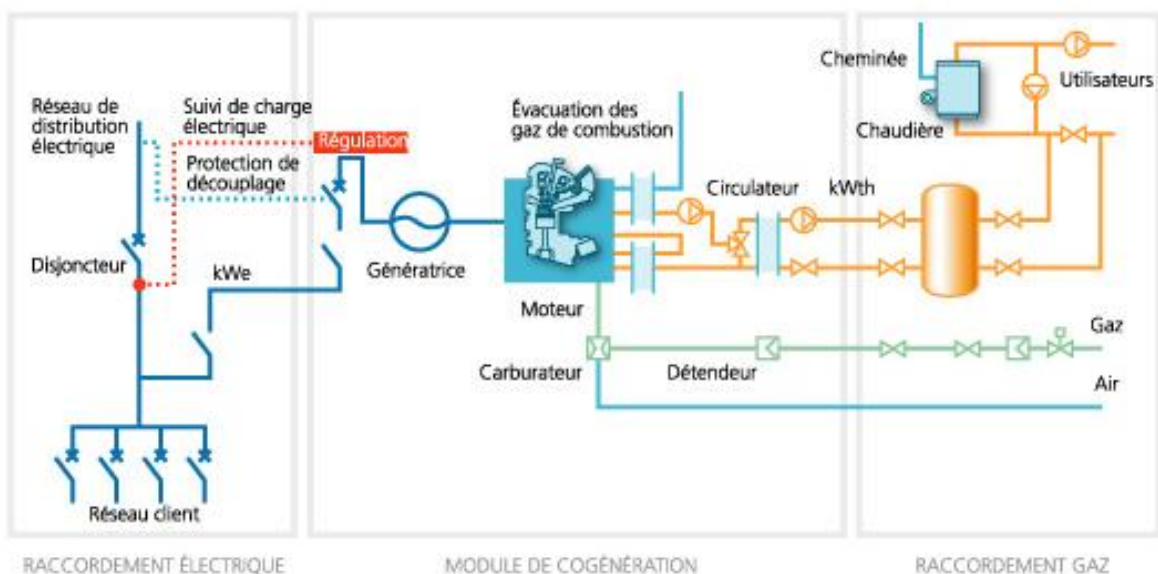


Figure 2 : Schéma simplifié d'une installation de cogénération au gaz (Source : ICEDD)

On décrit en général une cogénération suivant les **puissances électrique (Pé) et thermique (Pth)** installées ainsi que suivant le **rendement électrique (ηé), le rendement thermique (ηth)** et/ou le **rendement globale (ηCHP = ηé + ηth)**. Une unité de cogénération peut également être caractérisée par son PES (Primary Energy Saving) qui exprime les économies d'énergie primaire réalisées par rapport à un système classique de production hors site de l'électricité. Techniquement, la source de combustible employée, le type de moteur, le générateur, la dimension de l'unité ou encore le bruit sont des caractéristiques qui sont couramment renseignées par les différents fabricants .

Selon la **Directive européenne 2012/27/CE**, l'électricité issue d'une installation produisant simultanément de l'électricité et de la chaleur est considérée comme cogénérée à condition que le rendement global soit supérieur à 75 ou 80% suivant les cas. En-dessous de ces seuils de rendements, seule une partie de l'électricité qui est fonction de la chaleur réellement valorisée est considérée comme étant cogénérée. Par exemple, pour une installation de production d'électricité de type TGV (400 MW) à partir de laquelle on récupère l'équivalent de 3 MW de chaleur par un soutirage de vapeur, la Directive considérera que cette installation est l'équivalent d'une cogénération d'une puissance électrique égale à  $3 \text{ MW} \cdot 0.95 = 2.85 \text{ MW}$ . Le coefficient 0.95 est en fonction des technologies considérées, étant donné par défaut dans les annexes de la Directive. (ICEDD 2014)

La Directive définit aussi la notion de **cogénération à haut rendement** comme une cogénération dont l'**économie d'énergie primaire** (PES : Primary Energy Savings) **est supérieure à 10%** par rapport à des productions séparées dont les rendements de référence varient en fonction des technologies mises en œuvre, des combustibles utilisés et même des années de fabrication des unités de cogénération.

Considérons une unité de cogénération comprenant un moteur à gaz et un alternateur avec du gaz naturel comme combustible. Estimons son rendement thermique à 53% et son rendement électrique combiné à 35%. C'est-à-dire qu'avec 1000 kWh d'énergie primaire (de gaz naturel) on produit simultanément 530 kWh de chaleur et 350 kWh électrique. On a donc 12% de perte d'énergie primaire. Si on considère maintenant une production séparée composée d'une centrale électrique avec un rendement de 55% et une chaudière avec un rendement de 90%, toutes deux au gaz naturel ; il faudra, pour produire les mêmes quantités d'énergie thermique et électrique, 589 kWh d'énergie primaire pour produire les 530 kWh thermiques et 636 kWh d'énergie primaire pour les 350 kWh électrique. Les pertes combinées s'élèvent alors à 345 kWh pour une consommation d'énergie primaire totale de 1225 kWh, soit 28%. Cet exemple est illustré dans le schéma ci-dessous.

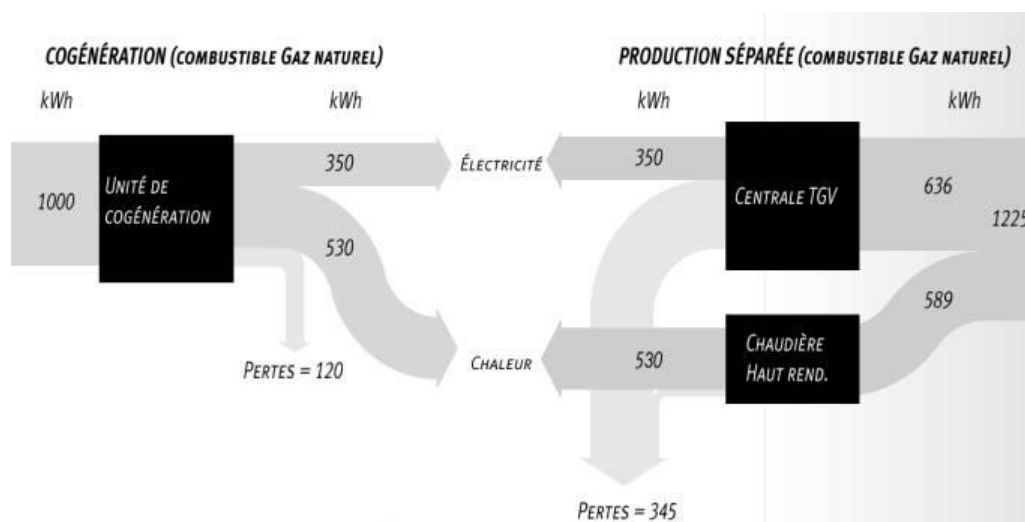


Figure 3 : Illustration de la rentabilité énergétique de la cogénération (Source : ICEDD)

Consommer de l'énergie produite au moyen d'un système de cogénération permet de réduire sa consommation d'énergie primaire et donc de réduire ses émissions de CO<sub>2</sub>. On estime que les **gains énergétiques** liés à l'utilisation d'une cogénération à haut rendement varient en général entre **15 et 25%**.

**Financièrement**, il est important de souligner que cela coûte moins cher de produire de l'électricité à partir de gaz naturel qui alimente un système de cogénération que de l'acheter sur le réseau électrique. En effet le prix du gaz est inférieur à celui de l'électricité. Néanmoins pour être rentable, la différence de prix entre l'électricité et le gaz doit être assez grande. Il faut compter un ratio électricité/gaz de 2,5 pour réaliser un gain. Il est également possible d'obtenir des primes et certificats verts de la Région de Bruxelles-Capitale pour une installation de cogénération.

Les installations de cogénération peuvent être **différenciées par leur puissance**. La directive 2004/8/CE du parlement européen et du conseil du 11 février 2004 spécifie que :

- le terme "cogénération" fait référence à des puissances électriques supérieures à 1000 kWé.
- au-dessus de 50 kWé et en-dessous de 1000 kWé, on parle de petite-cogénération
- lorsque la puissance installée est inférieure ou égale à 50 kWé, il s'agit d'une micro-cogénération.

Le **principe de fonctionnement** d'une installation de cogénération est le suivant :

1. Le carburant fait tourner le moteur. Différentes techniques peuvent être utilisées :
  - une turbine à vapeur
  - une turbine à gaz
  - un moteur à combustion interne
  - un moteur Stirling
  - et sur le long terme il y aura sans doute aussi des piles à combustible
2. Ce moteur met à son tour un alternateur en mouvement, ce qui produit de l'électricité
3. Le mouvement de l'alternateur génère de la chaleur.
4. Un échangeur thermique récupère cette chaleur et l'utilise pour produire de l'eau chaude pour le chauffage ou des installations sanitaires.
5. La chaleur provenant des gaz de combustion peut elle aussi être récupérée par condensation et utilisée pour produire de l'eau chaude.

L'alternateur peut être actionné par une **turbine à gaz, une turbine à vapeur, par un moteur à combustion interne ou par un moteur à combustion externe** :

- Pour les très petites puissances, les *moteurs à combustion externe* sont les plus indiqués. Ils correspondent à la micro-cogénération domestique. Les moteurs à combustion externe ont des puissances électriques généralement équivalentes à 1 kWé dans les cas domestiques et ne dépassent pas les 10 kWé dans tous les cas. Leurs puissances thermiques disponibles restent inférieures à 50 kWth et, pour une unité de micro-cogénération domestique, la puissance thermique installée sera toujours fonction des besoins de l'utilisateur et variera entre 5 et 25 kWth dans la plupart des cas. Il génère moins de bruit et de vibration que les moteurs à combustion interne. Le moteur Stirling a un rendement électrique de 10 à 20% seulement mais un rendement thermique de 80 à 90%. Notons aussi que pour les habitations unifamiliales, il existe une chaudière électrogène, qui est une chaudière couplée à un moteur de cogénération au sein même du système. Il s'agit donc d'une chaudière qui produit de l'électricité. Ces installations ne sont toutefois pas du tout rentables et leur efficacité n'a pas encore atteint celle des unités utilisées pour les plus grandes puissances. Leurs coûts d'achat et d'entretien sont élevés et ne permettent pas de rentabiliser de tels investissements. Ces installations ne seront donc pas prises en compte dans les scénarios futurs.
- Le *moteur à combustion interne* est équivalent à celui que l'on retrouve dans les véhicules. Il s'agit d'un moteur à explosion couplé à un alternateur. Ces modèles sont les plus fréquemment utilisés, et couvrent la gamme des petites puissances (de 3 kW<sub>él</sub> à 1 ou 2 MW<sub>él</sub>). Le combustible utilisé dans ce type de moteur est généralement du gaz naturel ou du mazout. Il est également compatible avec l'huile végétale, moyennant quelques petites corrections. Les moteurs à combustion interne ont un rendement

électrique global assez bon qui se situe généralement entre 30 et 40 % et un rendement thermique compris entre 45 et 60%.

- Pour la gamme des puissances plus importantes (jusqu'à 100 MW<sub>el</sub>), on trouve les *turbines à gaz* (dérivées des réactions des avions). Le combustible (généralement du gaz naturel) est brûlé dans une chambre à combustion, dont les gaz produits servent à alimenter la turbine. Elle présente un rendement électrique moindre qu'un moteur pour les puissances les plus faibles : leur rendement électrique varie entre 25 et 40 % en fonction de la puissance. La turbine à gaz nécessite moins d'entretien que pour les moteurs de cogénération. Ce type d'équipement est moins adapté à suivre une demande variable, ce qui est généralement le cas des besoins de chaleur dans les bâtiments. Ces turbines permettent toutefois de produire de la vapeur à très haute température, qui peut être utilisée industriellement, ou dans l'optique d'un cycle combiné. L'utilisation de la post-combustion étant indépendante du fonctionnement de la turbine, cela permet d'assurer le plein régime à la turbine du point de vue électrique, et de moduler la post-combustion selon les besoins thermiques de l'utilisateur.
- Les *turbines à vapeur* sont alimentées par la vapeur haute pression générée par la combustion de n'importe quel combustible dans une chaudière classique. Elles ont la particularité de produire plus de vapeur que d'électricité, et ne sont intéressantes que pour de très grandes puissances (plus de 1 MW<sub>el</sub>). De plus, le coût d'investissement est plus élevé. Lorsque l'on se trouve face à de faibles besoins en chaleur, ou dans le cas de plus petites puissances, elles sont déconseillées, car le rendement électrique sera faible et l'installation difficilement rentable. Ce type d'équipement est également moins adapté à suivre une demande variable, ce qui est généralement le cas des besoins de chaleur dans les bâtiments. Elles trouvent leur application principalement dans l'industrie, pour des applications de grandes puissances nécessitant plus de chaleur que d'électricité. La turbine à vapeur nécessite moins d'entretien que pour les moteurs de cogénération. La cogénération par turbine à vapeur permet d'utiliser des sources d'énergie primaires variées, dont entre autres les sources d'énergie diverses issues de la valorisation des déchets de l'industrie, tels que les déchets de bois dans les scieries, où les déchets végétaux de l'agriculture. Tout combustible peut être employé.
- On peut aussi combiner turbine à vapeur et turbine à gaz. Vu que la turbine à gaz peut produire de la vapeur, cette vapeur peut aussi entraîner une turbine à vapeur au lieu d'être employée directement et ainsi produire un complément d'électricité. La production de chaleur peut être issue de la vapeur générée à la sortie de la turbine. De telles configurations permettent un haut rendement électrique, ce qui se traduit par un rendement thermique plus faible.

### I.1.2.2 Contraintes

Une unité de cogénération nécessite un **coût à l'investissement** plus élevé que pour une chaudière classique. Certaines cogénérations ont un coût de 3000€ par kW<sub>el</sub> installé, mais l'investissement varie fortement en fonction du type de combustible, de la marque choisie, de la technologie et de la puissance électrique installée. Ainsi, pour la technologie moteur gaz, l'investissement « all in » est de l'ordre de 1.800 €/kW<sub>el</sub> installé pour une puissance de 240 kW<sub>el</sub> et descend à environ 1.000 €/kW<sub>el</sub> pour une puissance de 3.000 kW<sub>el</sub>. Rappelons également que la facture d'électricité est réduite suite à la production sur site, que la quantité d'électricité achetée est moindre et que le surplus est en outre revendu au réseau. Il y a en plus la possibilité de bénéficier de primes et certificats verts auprès de la Région.

Les unités de cogénération ont une **durée de vie limitée** (par exemple la durée de vie des moteurs à combustion interne est généralement comprise entre 50 000 et 60 000 heures) et nécessitent des entretiens réguliers qui augmentent leurs coûts de maintenance. Il est donc important de conclure un bon contrat d'entretien et de s'assurer que le poste des pièces de rechange n'est pas négligé dans la planification des coûts.

---

Pour rentabiliser une cogénération, il faut **valoriser toute la chaleur et toute l'électricité produites**. Le meilleur rendement nécessite la simultanéité des besoins électriques et thermiques. Si la production d'électricité est supérieure aux besoins, il y aura revente sur le réseau électrique (ce qui est moins rentable). Par contre, il est plus difficile de le faire pour la chaleur excédentaire. C'est pourquoi, une cogénération est dimensionnée sur les besoins thermiques des bâtiments. Le premier objectif est que la cogénération couvre la plus grande part possible des besoins de chaleur (puissance x durée de fonctionnement). Donc, pendant les périodes faibles en demande de chaleur, la cogénération perd de son intérêt. Le dimensionnement de la cogénération dépendra donc des besoins nets en chaleur, et également des heures de fonctionnement qui permettent de valoriser toute la chaleur produite. C'est lors de l'optimisation économique de la taille que l'on tient compte des besoins électriques, en évaluant la part d'électricité autoconsommée et celle qui est revendue. La rentabilité du projet sera d'autant meilleure que l'autoconsommation électrique sera importante. En effet l'électricité directement consommée sur le site est valorisée au prix d'achat chez le fournisseur tandis que l'électricité en surplus sera réinjecté dans le réseau de distribution valorisé au prix de vente. Prix de vente qui est inférieur au prix d'achat. Dans certains types de projets, on peut rencontrer des difficultés à valoriser la production d'électricité de la cogénération. C'est surtout le cas pour les projets de logements collectifs.

Plus la **puissance de la cogénération** sera grande et **plus longtemps elle fonctionnera**, meilleure sera la rentabilité énergétique et financière. Le but est d'installer la plus grande puissance possible, à condition que toute la chaleur et toute l'électricité produites soient valorisées. La cogénération est donc adaptée aux projets qui ont d'**importants besoins de chauffage mais surtout d'eau chaude sanitaire (ECS)**. Concrètement, on estime que la cogénération est utile pour des projets dont les besoins de chaleur dépassent environ **100 000 litres de fuel ou m<sup>3</sup> de gaz par an** (EnergiePlus). Elle convient donc aux affectations suivantes : hôpital, hôtel, séniorerie, logements collectifs, piscine, industrie, réseau de chaleur urbain, ...

Attention, **une cogénération** est un investissement supplémentaire qui **ne remplace généralement pas une chaudière classique... mais la complète utilement**. En effet, la chaufferie doit toujours être capable de subvenir à l'ensemble des besoins (en puissance) en cas de panne/d'entretien de la cogénération.

Par ailleurs, une contrainte de la cogénération est que son **fonctionnement doit être le plus régulier possible** afin d'assurer son efficacité. Elle ne pourra donc pas couvrir les pointes des besoins thermiques, et devra la plupart du temps être couplée à un autre moyen de production de chaleur pour assurer les compléments de besoins de chaleur au-delà de la rentabilité de la cogénération. Pour garantir l'efficacité et la rentabilité d'une unité de cogénération, il est primordial que celle-ci fonctionne **à charge constante** le plus longtemps possible, afin d'**éviter autant que possible les arrêts/relances**. Ceux-ci auront pour conséquence non seulement de diminuer le rendement global de l'installation, mais également de raccourcir considérablement la durée de vie du moteur du groupe électrogène. ...

C'est là que l'ajout d'un **stockage thermique** se révèle parfois intéressant. En effet, en cas de surplus de chaleur, une alternative consiste à stocker le surplus de chaleur pour pouvoir le redistribuer plus tard selon les besoins, par exemple par **hydro-accumulation**. A Bruxelles, dans le cadre d'un projet de home pour personnes âgées, une unité de cogénération au gaz naturel de 230 kWth et 150 kWé a été évaluée comme économiquement intéressante lorsqu'elle est couplée à un stockage de chaleur de 10 m<sup>3</sup>.

Concrètement, on estime qu'il faut un **minimum 4500 h de fonctionnement** de la cogénération par an pour qu'elle soit rentable. La rentabilité réelle de l'unité de cogénération doit être étudiée au cas par cas. La pertinence de l'unité de cogénération est évaluée grâce au logiciel COGENcalc, disponible sur le site de l'ibge ([www.ibgebim.be](http://www.ibgebim.be)). Il s'agit d'un outil simplifié qui permet d'avoir un ordre de grandeur des puissances nécessaires et d'évaluer la rentabilité du projet avant de commencer les procédures d'une étude de faisabilité. Le logiciel calcule la rentabilité financière sur base de l'investissement de départ, et des différents gains de la cogénération par rapport à la même situation sans cogénération. Il faut toutefois faire attention aux paramètres utilisés lors d'une étude de rentabilité d'une installation de cogénération en prenant en considération les valeurs garanties à 0% de marge.

Par ailleurs, il faut prévoir l'**espace nécessaire** pour une cogénération dans le bâtiment et un accès facile. La place nécessaire pour l'installation d'une micro-cogénération est limitée et est assez proche de celle nécessaire pour l'installation d'une chaudière classique.

Les installations de cogénération sont également assez **bruyantes** et peuvent générer des vibrations. Il est donc nécessaire de prévoir une bonne isolation acoustique dans et autour de l'appareil et une désolidarisation de l'installation par rapport aux structures du bâtiment. Les nuisances sonores entraînées par une cogénération ne sont pas à négliger lors de l'étude de faisabilité ; elles sont dues notamment aux moteurs, ventilateurs, poste de détente. Une unité de micro-cogénération avec un moteur à combustion interne génère un niveau sonore constant, qui varie suivant les marques et technologies utilisées, entre 45 et 60 dB, soit environ le niveau sonore d'une machine à laver durant la phase de lavage.

Quelques **points d'attention supplémentaires** sont : la portée au sol (pour la cogen et éventuellement le ballon de stockage), la vérification de ce que la pression et le débit de gaz sont suffisants, la qualité de l'eau (risque d'encrassement des échangeurs), l'évacuation des gaz d'échappement (tubage de la cheminée), la régulation entre la ou les chaudière(s) et la cogénération (de manière à assurer que la cogénération soit bien prioritaire).

### I.1.2.3 Choix du combustible

Les **cogénérations à moteur de combustion interne**, couvrant une gamme de puissances allant de 30 kW<sub>él</sub> à 1 ou 2 MW<sub>él</sub>, sont les plus utilisées à l'échelle du bâtiment individuel (hôpital, séniorerie, etc) ainsi que des petits réseaux de chaleur urbains (îlot, éco-quartier, ...). Trois types de combustibles peuvent être utilisés dans ce type de cogénération :

- le gaz naturel,
- le mazout,
- la biomasse. Il s'agit dans ce cas de l'huile végétale (essentiellement de l'huile de colza) qui est généralement proposée pour la micro-cogénération. Le biogaz est inexploitable à cause de son prix élevé et le bois n'est utilisé que pour les plus petites puissances (de 1 à 2 kW<sub>él</sub>) avec un moteur Stirling, dont le marché reste très limité.

Comme pour les chaudières à condensation, le **gaz naturel** présente l'avantage d'être moins polluant que le mazout pour l'environnement local. Mais l'électricité produite par une cogénération ne peut être considérée comme de l'électricité renouvelable que si le combustible utilisé est renouvelable (biomasse).

La cogénération à la biomasse permet d'allier économie d'énergie et ressource énergétique renouvelable. Malheureusement, depuis quelques années, l'huile de colza a vu ses prix augmenter de manière considérable au point de ne plus être rentable. De plus les frais de maintenance sur les machines à cogénération à huile végétale sont plus élevés que pour le gaz. Et des problèmes liés à la qualité de l'huile sont fréquents. Ce type de combustible est donc à éviter au vu du marché actuel.

Pour les réseaux urbains de grande dimension (plus de 2 MW<sub>él</sub>), la **turbine à gaz** est à prendre en considération. Dans certains cas industriels spécifiques, pour des applications de grandes puissances nécessitant plus de chaleur que d'électricité, on peut recommander les **turbines à vapeur**. La cogénération par turbine à vapeur est également la solution la plus courante lorsque la **biomasse** est utilisée comme énergie primaire.

### I.1.2.4 Intérêt et applicabilité en RBC

Actuellement, en RBC, les installations de cogénération sont toutes à moteur de combustion (Lebbe 2014). Elles sont installées principalement dans des grands ensembles de logements collectifs et dans le secteur tertiaire (hôpitaux et soins, hôtels, bureaux ou piscines), parfois en lien avec un réseau de chaleur urbain. Selon les calculs de l'ICEDD (2014), plus de **92% de la cogénération bruxelloise** était à **haut rendement** en 2012. Par ailleurs, suivant les règles de calcul et les valeurs définies dans la Directive, le pourcentage d'économie d'énergie primaire (**PES**) **des cogénérations bruxelloises** s'élève en 2012 à **22.2%**, ce qui correspond à une économie d'énergie primaire en valeur absolue égale à 72.0 GWh.

Notons également l'évolution importante du développement de la cogénération à Bruxelles ces dernières années : de 3 installations répertoriées en 1991, le parc de cogénération en RBC est passé à 88 installations en 2012. BRUGEL, le régulateur Bruxellois, répertorie 104 installations opérationnelles de cogénération d'une puissance totale de 30.2 MW en 2012 et aucune installation n'a une grande puissance (<3 MWé). Parmi celles-ci, **82 installations, comptant 88 unités de cogénération (moteurs)**, ont renseigné une production. La puissance électrique brute totale installée de ces 82 installations est de **28.4 MWe**, la développée nette est de 28.0 MWe et la puissance thermique est de 36 MWth. Ces résultats témoignent de l'efficacité technique du parc : il faut 2.73 kWh d'énergie primaire pour fournir 1 kWh d'électricité par la cogénération, tout en sachant que 1.25 kWh de chaleur a également pu être valorisé. Le rendement global par cogénération de la production électrique brute s'établit à 36.7%, le rendement thermique est à 45.9%, ce qui nous donne un rendement global de 82.7% pour 2012. Les installations auront tourné, en moyenne, 3 530 heures par an, en équivalent pleine puissance. (ICEDD 2014)

En 2005, la Région de Bruxelles-Capitale a mandaté l'ICEDD pour effectuer une étude du potentiel de développement de la cogénération sur son territoire ([www.icedd.be](http://www.icedd.be)). Les résultats montrent, qu'au niveau industriel, une entreprise sur 5 pourrait installer une cogénération rentable (temps de retour inférieur à 3 ans) tandis qu'un établissement sur 2 dans le secteur tertiaire pourrait installer une unité de cogénération rentable (temps de retour inférieur à 5 ans). Cette étude affirme également que le potentiel économique de production électrique par cogénération serait de 77% au sein du secteur tertiaire (dont 33% dans le secteur des bureaux publics et privés), 17% dans le secteur industriel et 6% dans le secteur résidentiel.

En RBC, la cogénération sera envisagée dans tous les **projets qui présentent des besoins de chaleur importants et assez constants** comme un hôpital, un home, une piscine, un grand immeuble de logements collectifs, un grand immeuble de bureaux, une industrie, un réseau de chaleur, ... Les **Certificats verts** dont bénéficie une installation de cogénération de qualité en Région de Bruxelles-Capitale améliorent son potentiel de rentabilité. Les micro-cogen (<50 kWé) seront étudiées pour les immeubles de logements collectifs, les bureaux et les complexes sportifs. Les petites cogénérations pour les hôpitaux, les piscines et les saunas ainsi que les petits réseaux de chaleur urbains. Vu la grande densité bâtie de Bruxelles, il y a un potentiel en RBC pour la cogénération à l'échelle de l'îlot ou d'un ensemble de bâtiments à travers un réseau de chaleur, à la double condition que les besoins de la zone considérée permettent la rentabilité de l'unité de cogénération et la rentabilité du réseau de chaleur que cette centralisation induit.

L'utilisation d'une cogénération au sein d'un réseau de chaleur permet de stabiliser le profil de demande de chaleur et donc de faire fonctionner de manière optimum l'unité de cogénération. La cogénération est **intéressante à un niveau collectif** tout d'abord parce que la mutualisation du système de chauffe permet de centraliser les techniques et ainsi de faciliter leurs suivis et entretiens ainsi que de réduire la place des installations nécessaires au sein de chaque bâtiment et/ou logement. Elle permet aussi d'acheter le combustible en gros et donc d'obtenir des prix plus compétitifs auprès des fournisseurs. En outre, les systèmes de cogénération offrent de meilleurs rendements électriques dans le cas d'unités plus grosses. La production d'électricité est alors importante et les gains énergétiques et économiques le sont aussi. Finalement, la production de chaleur sera plus facilement homogénéisée au court du temps et l'unité pourra réduire le nombre de marche/arrêt durant l'année.

### **I.1.3 La pompe à chaleur**

#### **I.1.3.1 Définition et spécificités**

Il y a de la chaleur naturellement disponible dans l'air, l'eau et le sol de notre environnement. Une pompe à chaleur (PAC) est une machine qui utilise la chaleur présente dans l'environnement pour la transmettre à un bâtiment avec une consommation d'énergie réduite. Elle peut assurer le chauffage d'un bâtiment, une production d'eau chaude sanitaire ou les deux simultanément (PAC combinée). Les PAC dites « réversibles » peuvent en outre être utilisées pour climatiser un bâtiment grâce à une inversion de leur fonctionnement.



Grâce à un fluide frigorigène, la PAC puise via un évaporateur de la chaleur dans une source dite « froide » (de l'eau souterraine, le sol ou l'air), élève sa température grâce à un compresseur et l'apporte à une source dite « chaude » via un condenseur. En outre, même si le compresseur a besoin d'énergie pour fonctionner, une pompe à chaleur récupère beaucoup plus d'énergie qu'elle n'en consomme.

Le chauffage par pompe à chaleur, à condition d'avoir un bon SPF et donc à condition d'être dans des conditions d'exploitation idéales, peut avoir un bilan d'émission de CO<sub>2</sub> et une consommation d'énergie primaire plus favorable qu'une chaudière gaz à condensation.

Il existe beaucoup de sources de chaleur (source froide) et de systèmes d'émission de chaleur possibles (source chaude), ce qui entraîne un grand nombre de combinaisons. D'ailleurs, les PAC sont souvent classées en fonction de celles-ci (source froide/source chaude) : eau/eau, air/eau, saumure/eau, air/air, eau/air, sol/eau, ...

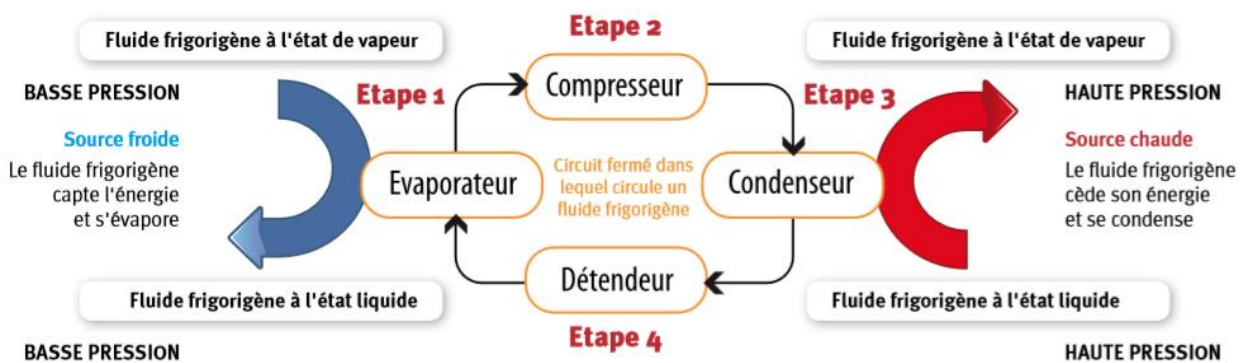
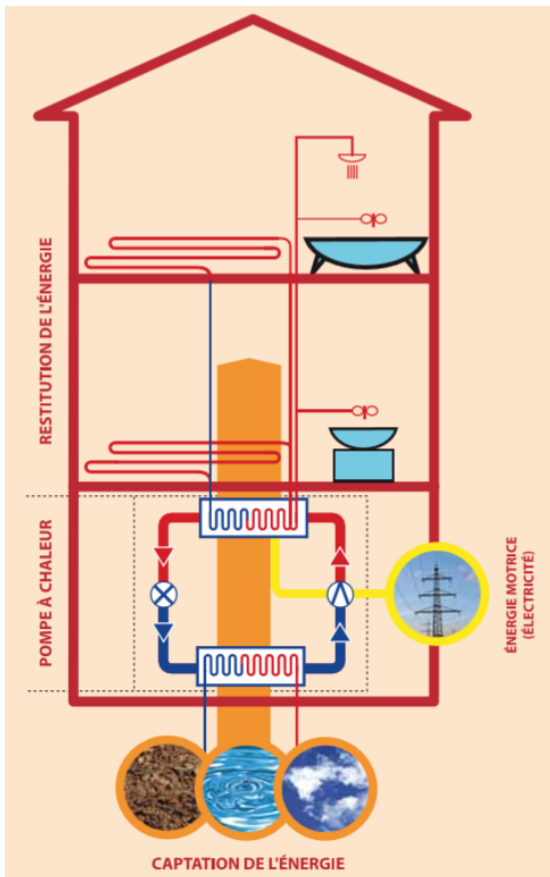


Figure 4 : Principes de fonctionnement d'une pompe à chaleur (Source s: ODE Vlaanderen et SPW)

Trois facteurs déterminants influencent et limitent les émissions de CO<sub>2</sub> d'une pompe à chaleur par rapport à un système de chauffage traditionnel :

- Le coefficient de performance (COP) de la PAC. Il représente l'efficacité de la PAC : plus il est élevé, moins la quantité d'électricité consommée sera importante. Le COP est défini comme le rapport entre la quantité d'énergie fournie au bâtiment par la PAC et la quantité d'énergie nécessaire à ce transfert. Ainsi, une PAC qui apporte 3 kWh de chaleur dans un bâtiment en n'utilisant qu'1 kWh d'électricité aura un COP de 3.
- Le type de combustible utilisé pour produire l'énergie nécessaire au fonctionnement de la PAC et l'efficacité de sa production et de sa distribution. Par exemple, l'électricité peut être produite par des panneaux solaires PV, ce qui en ferait alors un système totalement efficace énergétiquement et 100% renouvelable. Pour une pompe à chaleur destinée au chauffage des locaux avec un entraînement électrique en provenance du réseau, 70% de l'énergie est renouvelable et pour une PAC destinée à la production d'eau chaude sanitaire avec un entraînement électrique en provenance du réseau, 60% de l'énergie est renouvelable (Cuvellier & De Herde 2015). Attention pour utiliser l'énergie solaire pour produire de l'eau chaude sanitaire, il est plus efficace d'utiliser des panneaux solaires thermiques que des panneaux photovoltaïques avec une pompe à chaleur. Enfin, il ne faut pas négliger l'intérêt des PAC au gaz.
- Le type de fluide frigorigène utilisé : certains fluides sont nocifs pour l'environnement (comme l'appauvrissement de la couche d'ozone) et ils dégagent du CO<sub>2</sub>.

Par rapport à un chauffage traditionnel, deux éléments peuvent jouer en faveur de la pompe à chaleur dans le bilan en énergie primaire : un environnement particulièrement propice (source froide de qualité) ou un domaine d'application pour lequel elle serait particulièrement performante (notamment par sa capacité à produire du chaud et du froid). Le tableau ci-dessous compare plusieurs pompes à chaleur (en tenant compte d'un rendement moyen de centrale de 38 %) à une chaudière au gaz à condensation pour des besoins nets en énergie de 25.000kWh/an, un rendement moyen pour la distribution, régulation et l'émission de 88% (afin de mettre en évidence le rendement de production du système de production de chauffage) et un chauffage basse température (IBGE, 2015).

Comparaison avec la chaudière au gaz à condensation	Rendements de production saisonniers PCI ou SPF	Gain/perte d'émissions (kgCO <sub>2</sub> /an)	Gain/perte de consommation (kWhprimaire/an)
Pompe à chaleur air	2,7	-70%	+6%
Pompe à chaleur sol (vertical)	4,2	-10%	+40%
Pompe à chaleur eau (souterraine)	5	+8%	+49%
Chaudière gaz à condensation	1,01	-	-

La PAC est un système de chauffage performant qui possède une durée de vie de plus de 15 ans. Elle ne nécessite pas de cheminée, pas de ramonage, ni de contrôle du chauffage. Elle n'induit aucun dégagement d'odeur ne génère aucun risque d'explosion.

### I.1.3.2 Contraintes

La pompe à chaleur nécessite que la **température de la source froide** soit tout de même à une température suffisamment élevée. La température moyenne du sol de 12 à 13°C suffit généralement, et reste relativement constante. Dans le cas de l'exploitation hydrothermique, la température des eaux de surface est très variable en fonction de l'énergie solaire. En Belgique, en été, elle est trop chaude et peut difficilement être exploitée pour

des demandes en froid éventuel et, en hiver à l'inverse, l'eau est trop froide pour fournir de la chaleur. L'hydrothermie par les eaux de surface n'est donc pas une solution envisageable en Belgique (Penders, 2013).

La performance de la PAC dépend du régime de **température de l'émetteur (source chaude)**. Une pompe à chaleur a de meilleures performances si elle alimente des **émetteurs fonctionnant à basse température**, comme c'est le cas du chauffage par le sol (avec un régime 30-45°C). C'est pourquoi la pompe à chaleur est un système à n'utiliser que dans des bâtiments basse énergie, très basse énergie ou passifs ou encore dans des bâtiments tertiaires ou industriels ayant de très faibles besoins de chaleur. Pour cette raison également, l'utilisation de la PAC pour l'eau chaude sanitaire convient moins bien. Pour chauffer l'eau chaude sanitaire jusque 60°C (température demandée depuis les mesures anti-légionnelles), il est nécessaire de placer ballons en série de manière à ce que la PAC puisse préchauffer l'eau à 45°C avec un appoint électrique. Cela génère évidemment des coûts supplémentaires lors de l'installation (EnergiePlus). Les PAC efficaces ne conviennent pas aux bâtiments existants, sauf en cas de rénovation lourde.

Le **coût d'investissement** dans une pompe à chaleur est de l'ordre de 2 à 3 fois le prix d'une chaudière gaz condensation (hors cheminée, raccordement au gaz...), sans compter le prix d'un éventuel forage géothermique (de l'ordre de 50 €/m ou 750 €/kW). Bien qu'elle permet des économies d'énergie, la pompe à chaleur fonctionne à l'électricité soit pour un prix en c€/kWh 2 à 5 fois supérieur que des combustibles comme le gaz naturel, le mazout ou le bois. Ainsi, le **coût d'utilisation** annuel, malgré la performance du système, reste dans la même tranche que celui des systèmes plus traditionnels tels que les chaudières et les poêles. De même, le coût d'investissement va être 3 à 5 fois supérieur à un appareil de production de chaleur classique. Il n'est donc pas toujours facile de rembourser le surinvestissement de la pompe à chaleur sur la durée de vie de l'équipement. Les résultats peuvent être différents selon qu'il s'agit du remplacement d'un système ou d'une nouvelle installation.

Le **temps de retour simple** d'une pompe à chaleur air est négatif car l'investissement et le coût d'utilisation d'une pompe à chaleur air est plus élevé que celui d'une chaudière gaz condensation. Et celui d'une PAC géothermique (verticale) n'est envisageable que pour des grands projets pour lesquels l'investissement dans un forage peut être rentabilisé sur le long terme.

La pompe à chaleur génère du **bruit** qui peut représenter une nuisance pour l'environnement extérieur ou intérieur. Toutefois, certaines règles d'implantation et de conception peuvent être appliquées pour se prémunir de ces nuisances. Ainsi, il faudra faire attention (AFPAC, 2013a et 2013b) : à l'emplacement, à l'orientation, au support, au réseau et tuyaux. Cette contrainte est essentielle pour les PAC aérothermiques.

### I.1.3.3 Choix de la source d'énergie

#### Les pompes à chaleur aérothermiques

Les pompes à chaleur air/air ou air/eau (PAC aérothermique) sont les plus utilisées dans les bâtiments résidentiels car elles sont moins chères et elles possèdent l'avantage de pouvoir capter facilement la chaleur de la source froide, disponible partout. C'est la pompe à chaleur la plus aisée à utiliser en rénovation. Elles peuvent être adaptées à des réseaux de distribution du chauffage existants lors du remplacement d'une chaudière. La source froide est l'air extérieur ou l'air extrait du bâtiment (via une VMC double flux) et elle se combine, à l'intérieur, soit avec une ventilation mécanique dans le cas air/air, soit avec un plancher chauffant ou des radiateurs dans le cas air/eau. Elles affichent toutefois un COP saisonnier relativement bas de +/- 2,5 - 3,5. Lorsque la source froide est l'air extérieur, la température extérieure exerce une grande influence sur les performances de cette PAC : dès qu'elle approche de 0 °C, le rendement faiblit et la consommation d'électricité augmente proportionnellement. Elles ne sont d'ailleurs pas soutenues par une prime en Région de Bruxelles-Capitale contrairement aux autres types de PAC aérothermiques (air/eau). Enfin, l'évaporateur est placé à l'extérieur et peut engendrer des nuisances sonores, ce qui est d'autant plus gênant que l'environnement bâti est dense.

## La géothermie horizontale

Ces pompes à chaleur sol/air ou sol/eau sont plus performantes que les PAC aérothermiques et offrent un COP saisonnier de +/- 3 à 4,5 mais elles sont également plus chères (de Meester & De Herde 2012). Elles nécessitent un raccordement à l'extérieur avec des sondes géothermiques horizontales (serpentins parcourant le jardin à +/- 1,5 m de profondeur). Il est donc nécessaire de vérifier que l'on dispose d'une surface de terrain disponible pour l'installation des capteurs enterrés en nappes. Pour un logement bien isolé, la surface nécessaire correspond à environ 1,5 à 2 fois la surface à chauffer. C'est la raison pour laquelle les PAC géothermiques horizontales ne sont pas faciles à intégrer en rénovation, surtout en milieu urbain.

## La géothermie verticale (+/- jusqu'à 100 m)

L'avantage de ce système est de profiter d'une source de chaleur à une température à peu près constante tout au long de l'année mais la réalisation d'un forage exige un minimum de place et une bonne accessibilité pour les engins de forage. Le coût d'investissement dans le forage (qui dépend de la nature du sol et de l'accessibilité du site) est important et compromet la rentabilité de ce type de solution dans de nombreux cas. Le potentiel thermique du sol, qui peut varier de 25W/m à 80 W/m (selon la norme VDI 4640), sera à quantifier par une entreprise spécialisée afin de procéder à un dimensionnement précis des sondes. En outre, en cas d'utilisation de la PAC géothermique avec un échangeur vertical (sondes géothermiques), le risque de rendre le sol inexploitable par un pompage excessif de l'énergie du sol existe. Dans le cas d'une conception passive, les besoins en chaleur sont réduits et ce phénomène ne devrait pas se produire. Par contre, pour des projets dont les besoins de chaleur sont plus importants, ceux-ci pourraient devenir trop importants par rapport à la régénération du sol (MATRIciel, 2010). Les grands projets (logements collectifs, immeubles de bureaux, quartiers, ...) pouvant assumer des investissements financiers plus importants que les particuliers, ils peuvent également envisager des PAC Sol/Eau avec forage de grande profondeur pour obtenir une plus grande puissance.

## L'hydrothermie

Le chauffage par pompe à chaleur eau/eau est la PAC la plus intéressante au niveau environnemental. De ce point de vue, elle est d'ailleurs toujours plus intéressante que les chaudières à condensation à condition de bien régler l'installation. Cependant, cette technique n'est pas encore rentable économiquement (IBGE 2010). Pour ces pompes à chaleur, il faut évidemment bénéficier d'une nappe phréatique ou d'une eau de surface adéquate et à proximité. Les eaux de surface doivent offrir un débit d'eau en quantité suffisante et pouvoir le conserver. Ainsi, lorsqu'une nappe phréatique est présente, l'avantage sera donné aux PAC Eau/Eau qui ont une meilleure performance et sont moins limitées en puissance. Extraire les calories de l'eau souterraine et réinjecter ce flux d'eau dans l'aquifère après en avoir extrait des calories via des systèmes ouverts présente l'avantage de disposer en permanence d'une source froide inépuisable et à température constante, ce qui n'est pas forcément le cas des systèmes à sondes géothermiques verticales. En conséquence, ces systèmes ouverts présentent un meilleur SPF (Seasonal Performance Factor) que les systèmes fermés mais nécessitent toujours une étude hydrogéologique et géochimique approfondie. Les risques générés par l'utilisation d'un système ouvert sont à analyser au cas par cas et nécessitent l'obtention d'un permis.

Le **tableau comparatif** ci-dessous présente le COP saisonnier de différents types de pompes à chaleur, en nouvelle construction et en rénovation (source OFEN).

Comparaison avec la chaudière au gaz à condensation	Nouvelle construction	Rénovation
Pompes à chaleur air/eau	2,7-3,5	2,5-3,0
Pompe à chaleur sol (vertical)/eau	3,5 à 4,5	3,2 à 4,0
Pompe à chaleur eau (souterraine)/eau	3,8-5	3,5-4,5

Le **tableau** suivant reprend les principaux **intérêts et contraintes** des différentes **sources froides potentielles dans l'environnement naturel**. (énergie.Wallonie)

Type de source froide	Intérêts	Contraintes
Air "statique"	Absence de bruit (par rapport à l'air « dynamique »)	Variation de la t° de l'air Encombrement de l'échangeur
Air "dynamique"	Encombrement réduit	Variation de la t° de l'air Bruit lié au ventilateur
Eau (nappe phréatique)	t° de l'eau élevée (7 à 12°C) et constante	Prix des forages Qualité de l'eau à vérifier Quantité d'eau nécessaire Pompage de l'eau (entretien et consommation de la pompe)
Eau (eaux de surface) "statique"	t° de l'eau relativement constante	Qualité de l'eau à vérifier Quantité d'eau nécessaire
Eau (eaux de surface) "dynamique"	t° de l'eau relativement constante	Qualité de l'eau à vérifier Quantité d'eau nécessaire Pompage de l'eau (entretien et consommation de la pompe)
Sol (évaporation directe - horizontal)	t° du sol relativement constante	Surface de terrain nécessaire Quantité importante de fluide frigorigène
Sol (eau glycolée -horizontal)	t° du sol relativement constante	Surface de terrain nécessaire
Sol (eau glycolée - vertical)	t° du sol élevée (10°C à 20m) et relativement constante Encombrement réduit	Prix des forages

**D'autres sources froides** peuvent également être utilisées. Dans de nombreuses entreprises, une grande quantité d'énergie est gaspillée dans les **extractions d'air** (chaleur d'un centre informatique, etc) ou de gaz. Très souvent, le volume extrait et la température du fluide sont quasi constants, ce qui simplifie l'installation. Une bâche tampon sera installée sur l'évaporateur en cas de variation importante de ces paramètres. Il en sera de même sur le condenseur en cas de charge thermique variable.

Les bâtiments où une **humidité** importante est produite, et donc dans lesquels un contrôle de l'hygrométrie aura lieu pour éviter les condensations sur les parois (piscines, blanchisseries, cuisines industrielles,...), sont propices à l'usage d'une PAC : toute l'énergie de condensation de la vapeur d'eau peut être réutilisée sous forme de chaleur à haute température (chauffage de l'air, chauffage de l'eau chaude sanitaire). Ainsi, les piscines constituent une application particulière des PAC.

Pour les commerces, des applications spécifiques sont parfois possibles avec une très bonne rentabilité. Parmi celles-ci, les supermarchés avec rayon surgelés conviennent particulièrement bien. Il est possible, par exemple, que la chaleur extraite des **frigors** soit utilisée pour chauffer le magasin ou le rideau d'air chaud à l'entrée du magasin. En été, un clapet rejettera la chaleur vers l'extérieur.

### Pompe à chaleur à absorption gaz

Il s'agit d'une variante de pointe de la pompe à chaleur classique. La différence avec le système thermodynamique d'une chaudière gaz à eau chaude est qu'au lieu de chauffer de l'eau pure en circuit fermé, on chauffe une solution d'ammoniac ( $\text{NH}_4\text{OH}$ ). De plus, l'ammoniac ( $\text{NH}_3$ ) est utilisé dans un cycle frigorifique secondaire qui permet de pomper la chaleur d'une source froide (au niveau de l'évaporateur) pour la restituer au niveau de la source chaude (condenseur). Signalons l'excellente performance énergétique et environnementale des PAC gaz.

Par rapport à la consommation d'énergie primaire totale dépensée, il y a une réelle équivalence entre la PAC électrique et la PAC gaz, comme présenté dans le schéma ci-dessous (EnergiePlus). Toutefois, les PAC gaz peuvent fortement se démarquer des PAC électriques au niveau du dimensionnement de la source froide, ce qui permet d'avoir un évaporateur de dimension plus faible. Cette spécificité est très intéressante ! Si la source froide est l'air externe, la taille de l'évaporateur et des ventilateurs sera plus faible d'où réduction de l'investissement pour la partie évaporateur. Il s'ensuit que les consommations des auxiliaires seront aussi réduites. Si la source froide est l'eau, et plus spécifiquement, la géothermie, le dimensionnement du système de géothermie est presque divisé par 3. C'est donc **surtout dans le domaine de la conception et de l'exploitation de la géothermie** dont l'investissement de départ (grande quantité de sondes géothermiques, profondeur importante, ...) en est généralement une contrainte majeure, que l'utilisation de la PAC gaz apparaît comme un réel progrès.

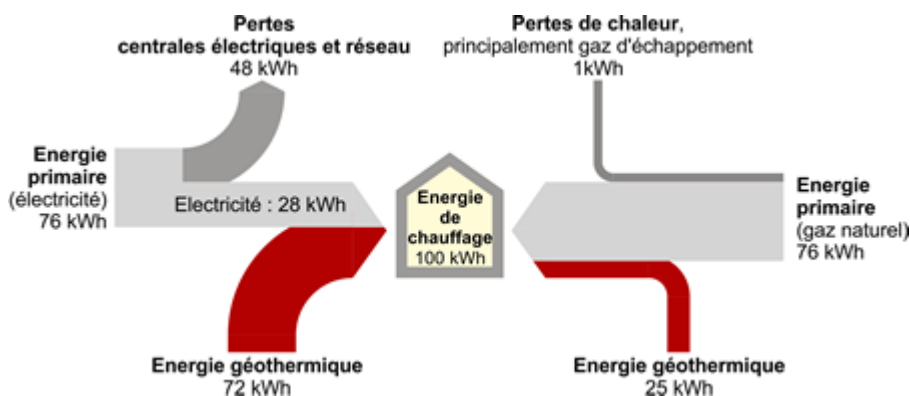


Figure 5: comparaison entre la PAC électrique et la PAC gaz (EnergiePlus)

#### I.1.3.4 Intérêt et applicabilité en RBC

La PAC peut être employée autant dans le milieu résidentiel que dans le tertiaire (chauffage du bassin d'une piscine, par exemple) et que pour certaines applications industrielles. Toutefois, sa **rentabilité** reste limitée à des situations bien précises, essentiellement **pour des bâtiments tertiaires et industriels** répondant à une des caractéristiques ci-dessous :

-Si certains locaux génèrent des apports internes élevés durant l'hiver : salle informatique, locaux avec équipements forts dispensateurs de chaleur tels que salle de radiographie, imprimerie, processus industriel avec rejets thermiques, .... La chaleur de ces locaux pourra être extraite via une pompe à chaleur et être restituée vers d'autres locaux demandeurs de chaleur.

-Si des locaux ont des besoins très variables dans le temps (par exemple, succession de petits commerces dans une galerie commerciale, avec, en hiver, des locaux à chauffer tandis que leurs voisins surchauffent suite aux spots).

-Si le bâtiment est équipé d'un caisson de traitement d'air hygiénique avec des besoins de chauffage en hiver et des besoins de refroidissement en été: la pompe à chaleur étant réversible, elle fait d'une pierre deux coups.

-Si le bâtiment comprend des locaux chauds et humides (piscine, buanderie, ...).

La PAC est une solution envisageable pour les **bâtiments performants thermiquement** (niveau basse énergie au minimum) **ou dont les besoins en chaleur sont peu importants** et il devient donc possible de valoriser la chaleur gratuite présente dans l'environnement

Dans le cas d'une rénovation, si on a pu réduire la puissance de chauffage par une bonne isolation les anciens radiateurs peuvent fonctionner avec une température d'eau de 50°C par -10°C extérieur ce qui les rend accessibles à la pompe à chaleur. Celle-ci peut également être combinée à un plancher chauffant.

Au niveau de l'accessibilité à la source froide, il existe une distinction entre le milieu urbain et les milieux périurbain et rural. Dans les sites urbains denses, les **pompes à chaleur géothermiques à capteur verticaux** (ou sondes géothermiques) et les pompes à chaleur aérothermiques conviennent le mieux, car elles occupent un espace au sol réduit. Toutefois, en ville, les PAC aérothermique risquent de devenir une source de nuisance si elles sont développées à grande échelle. La Division Inspectorat de Bruxelles Environnement – IBGE est régulièrement confrontée au traitement de dossiers de plaintes pour nuisance sonore relative à des installations HVAC, dont une partie concerne des pompes à chaleur aérothermiques.

Le placement de sondes géothermiques peut toutefois dépendre de la nature du sol ; une étude récente de l'organisation néerlandophone VITO montre que ce type de PAC ne peut malheureusement pas être installé partout en Région de Bruxelles-Capitale (source : Vito). Il est dès lors impératif de réaliser des essais de sol par des entreprises spécialisées. De plus, on veillera toujours à ne pas dépasser la capacité du sol à régénérer sa chaleur. Ainsi, l'énergie que l'on peut « tirer » du sol doit être limitée pour assurer sa régénération. En effet, si le projet de géothermie est susceptible de pomper trop d'énergie, le sol, à moyen terme, risque de devenir trop froid et donc inexploitable. On peut éviter cet écueil en favorisant les solutions suivantes : l'utilisation d'une PAC réversible qui rend la chaleur au sol en été pour créer du froid dans le cas de bâtiments tertiaires, la mixité de logements avec des commerces ou des bureaux au niveau d'un projet à l'échelle du quartier ou bien la réduction des besoins de chaleur des bâtiments résidentiels au moins à un niveau de la conception passive.

La PAC géothermique à capteurs horizontaux nécessite un espace au sol libre de taille suffisante. La pompe à chaleur hydrothermique exploite, elle, une source qui n'est pas disponible partout. A priori, en région bruxelloise, seuls les aquifères du Bruxellien et du Landénien pourraient présenter les caractéristiques requises. De plus, ces systèmes nécessitent des études préalables très détaillées et ne sont donc intéressants que pour les grands projets pour lesquels il existe des besoins en chaleur et en froid plus ou moins équivalents.

## I.1.4 Le chauffage électrique

### I.1.4.1 Définition et spécificités



Figure 6 : Batterie de chauffe électrique (Source : Helios)

Dans le meilleur des cas, une centrale électrique TGV (turbine-gaz-vapeur) produit de l'électricité avec un rendement de 55 % alors que les rendements de production des chaudières au gaz dépassent les 90% et pour une chaudière gaz à condensation les 100%. Le **bilan écologique** du chauffage électrique relié au réseau électrique est donc toujours **défavorable** et l'électricité ne devrait généralement pas être utilisée pour le chauffage des locaux. Seule l'utilisation d'une pompe à chaleur peut dans certains cas valoriser utilement l'énergie électrique et rattraper le mauvais rendement des centrales.

Il existe **deux types de chauffage électrique** : le chauffage électrique direct et le chauffage électrique à accumulation.

Dans le cas du **chauffage électrique direct**, la production et l'émission de chaleur se font à l'endroit même et au moment même de la demande. Evidemment, le **coût d'installation** d'un chauffage électrique direct est très faible, ce qui est tentant, mais il ne faut pas oublier que le **coût d'utilisation** du kWh électrique de jour (pointe de puissance comprise), est environ le double de celui du kWh thermique gaz ou fuel. Ce type de chauffage n'est donc envisageable d'un point de vue économique que comme **chauffage d'appoint** ou pour les **bâtiments pour lesquels les besoins de chaleur sont très faibles ou intermittents** (bâtiments passifs, bâtiments ou locaux avec demandes de chaleur épisodiques, etc). De plus, le temps de réponse des radiateurs électriques est très faible et donc bien adapté lorsque les besoins sont faibles. Enfin, le réglage de la température est très précis et ce système apporte un gain d'espace dans le bâtiment par rapport aux autres systèmes étudiés.

Le **chauffage électrique à accumulation**, lui, repose sur un prélèvement du courant durant les heures creuses, de manière à produire de la chaleur à un coût plus faible que le chauffage électrique direct et de la stocker dans un accumulateur. La chaleur accumulée est ensuite restituée au moment de la demande de chaleur. Le coût d'utilisation de ce type de chauffage est plus avantageux, mais le chauffage à accumulation présente plusieurs inconvénients (EnergiePlus):

- de par son inertie, la régulation et donc **le rendement se dégrade fortement**,
- **l'investissement est nettement plus élevé** que le chauffage direct.
- les accumulateurs de grosse puissance présentent un **poids** important qui doit être pris en compte dès la conception du projet.



### I.1.4.2 Contraintes

La contrainte majeure du chauffage électrique alimenté par le réseau belge reste son **impact sur l'environnement**. Pour les bâtiments extrêmement performants thermiquement dont la conception vise à réduire au minimum ses consommations de chauffage (bâtiments passifs), la question de l'intérêt d'un chauffage électrique direct peut sembler pertinente à première vue. Toutefois, au vu du mix énergétique belge, ce raisonnement n'est pas correct en Belgique. En effet, le **facteur de conversion de l'énergie finale en énergie primaire** est de **2.5** pour les consommations d'énergie électrique provenant du réseau belge. Cela signifie que pour un bâtiment passif dont les besoins nets en énergie de chauffage sont de  $15 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{an}^{-1}$ , l'énergie primaire totale consommée sera de :

- $14,7 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{an}^{-1}$  avec une chaudière à condensation (dont le rendement saisonnier a été considéré à 102%);
- $37,5 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{an}^{-1}$  à la centrale électrique pour un chauffage électrique direct.

Le site EnergiePlus illustre ce principe en montrant que, pour un bâtiment résidentiel individuel passif comprenant 20cm d'isolant dans les parois, l'utilisation d'un chauffage électrique le ramène en consommation d'énergie primaire au même niveau qu'un bâtiment dont les parois ne seraient isolées que sur 8cm mais qui serait équipé d'une chaudière gaz à condensation.

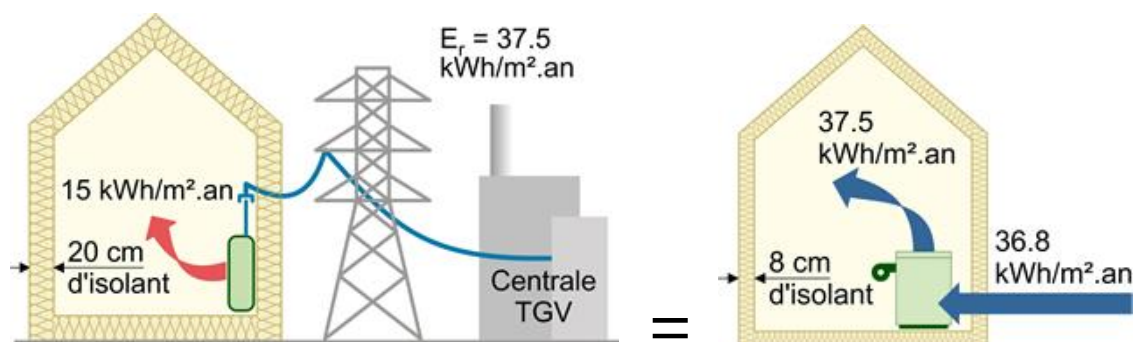


Figure 7: comparaison de l'isolation nécessaire avec un chauffage électrique et une chaudière gaz à condensation pour le même niveau de consommation énergétique primaire (source : EnergiePlus)

### I.1.4.3 Choix de la source d'énergie

Les paragraphes précédents ont expliqué pourquoi le chauffage électrique **alimenté par le réseau électrique belge** ne peut être utilisé que comme **chauffage d'appoint**. Il peut par exemple être utilisé en **complément de panneaux solaires thermiques** pour le chauffage de l'ECS. Mais cet appoint pourrait aussi être réalisé par une chaudière à condensation, bien qu'elle prenne plus de place.

Le chauffage électrique direct peut toutefois être alimenté par une **source d'énergie renouvelable** (panneaux solaires photovoltaïques ou éolienne), ce qui en fait un moyen de chauffage à énergie renouvelable. Il ne faut cependant pas négliger le fait que l'utilisation du solaire photovoltaïque pour alimenter une source de chauffage entre aussi en compétition avec son apport potentiel pour couvrir les autres consommations énergétiques d'un bâtiment (éclairage, informatique, voiture électrique, etc).

Pour ce qui est des éoliennes, les petites éoliennes faites pour le milieu urbain présentent actuellement des rendements trop faibles, des émissions sonores gênantes et des risques de casse fréquents (CERAA et al. 2009). Pour ces raisons, il n'en sera pas tenu compte dans la suite du rapport.

Une analyse plus poussée montre qu'actuellement le photovoltaïque ne permet pas d'assurer la totalité des besoins de chauffage électrique direct de bâtiments résidentiels passifs à Bruxelles, sachant qu'en moyenne la hauteur des bâtiments est supérieure à rez+1. Par contre, elle couvrirait les besoins d'une pompe à chaleur dont le SPF (seasonal performance factor) serait d'au moins de 3 et pour des logements dont le niveau thermique serait au moins d'un niveau basse énergie. La difficulté de la combinaison PAC+ photovoltaïque provient toutefois du coût d'investissement qui devient alors extrêmement important.

Même si, dans la majorité des cas, une installation photovoltaïque ne permettra pas encore de couvrir l'ensemble des besoins de chauffage en électricité, il est intéressant de souligner que l'investissement dans une installation photovoltaïque est rentable grâce au principe de rachat des certificats verts (à Bruxelles le temps de retour pour un particulier se situe aux alentours de 7 ans mais la rentabilité des plus grandes installations est meilleure et peut atteindre 5 ans). De plus, il est probable que les rendements énergétiques et/ou la rentabilité financière des panneaux solaires photovoltaïques s'améliorent dans le futur. Malgré cela, dans le cadre d'une approche holistique sur le bâtiment, il semble plus judicieux d'un point de vue environnemental d'utiliser la production électrique verte de panneaux solaires photovoltaïques en priorité pour des usages qui ne peuvent pas être couverts par une autre énergie que l'électricité tels que l'éclairage, la bureautique, etc et de sélectionner une énergie thermique dont le rendement total est meilleur pour le chauffage des bâtiments.

#### **I.1.4.4 Intérêt et applicabilité en RBC**

Actuellement, l'intérêt du chauffage électrique direct est de pouvoir **fournir un complément ponctuel d'énergie**, sans pertes car leur efficacité électrique à l'utilisation est proche des 100%. Ainsi, ils s'avèrent utiles pour chauffer des zones de petites dimensions lorsque leur durée de chauffe est décalée par rapport à celle du reste du bâtiment (par exemple, un local de garde qui fonctionnerait toute la nuit) ou bien pour les bâtiments à occupation intermittente (gîte touristique, etc). Le chauffage électrique est très défavorable actuellement d'un point de vue environnemental mais cet état de fait **pourrait évoluer dans le futur** en lien avec un développement de nouveaux types de panneaux solaires photovoltaïques plus performants ou en raison d'une amélioration du mix énergétique belge en termes de production d'électricité.

### ***I.1.5 Les panneaux solaires thermiques***

#### **I.1.5.1 Définition et spécificités**

Il existe deux technologies qui permettent d'exploiter directement l'énergie solaire : le solaire thermique et le solaire photovoltaïque. Le solaire thermique utilise des capteurs solaires permettant la transformation de l'énergie solaire en chaleur alors que le solaire photovoltaïque transforme l'énergie solaire en énergie électrique.

Les panneaux solaires thermiques peuvent être installés aussi bien sur des nouvelles constructions que des bâtiments existants. En Belgique, ils permettent d'assurer une partie non négligeable de la production d'eau chaude sanitaire des bâtiments de manière renouvelable. Les panneaux solaires thermiques présentent l'avantage d'utiliser l'énergie renouvelable solaire. Si le panneau solaire n'émet pas lui-même de gaz à effet de serre lors de son fonctionnement, il y a quand même des gaz à effet de serre qui sont émis lors de la production des panneaux. De plus, l'exploitation du potentiel solaire thermique n'est pas polluante, mais il convient cependant de considérer également la consommation électrique d'une part des auxiliaires nécessaires à l'installation (à réduire autant que possible) et d'autre part la consommation énergétique du système d'appoint nécessaire pour le complément de production d'ECS.

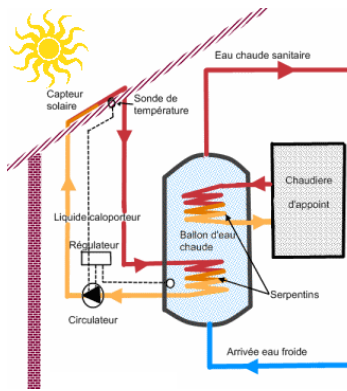


Figure 8 : principe de fonctionnement du panneau solaire thermique (source : www.notre-planete.info)

Il existe plusieurs types de capteurs, décrits dans le tableau ci-dessous (source : Hegger et al. 2011). Les capteurs les plus utilisés sont les capteurs plans, sur lesquels nous nous focaliserons dans le cadre de ce rapport. La performance des capteurs à tubes sous vide ne fait pas l'unanimité, et dans des conditions optimales d'exposition solaire, le surcoût engendré n'est pas nécessairement justifié.

Types de capteurs	T° de fonctionnement	Application
<p><i>Absorbeurs nus</i></p> <p>Pas de coffre isolant, pas de vitrage</p>	<p>30-40 °C</p> <p>Bon rendement uniquement à faible température en raison des fortes déperditions</p>	<p><b>Chauffage des piscines</b></p>
<p><i>Capteurs plans</i></p> <p>L'absorbeur est isolé dans un coffre et protégé par un vitrage spécial</p>	<p>60-90 °C</p> <p>Les déperditions sont limitées par le coffre et le vitrage</p>	<p><b>Production d'eau chaude sanitaire et de chauffage</b></p>
<p><i>Collecteurs d'air</i></p> <p>Idem que capteurs plans, mais le fluide caloporteur est remplacé par de l'air</p>	<p>40-50 °C</p>	<p><b>Chauffage à air des locaux</b></p>
<p><i>Capteurs à tubes sous vide</i></p> <p>L'absorbeur est placé dans un tube en verre, sous vide</p>	<p>70-130 °C</p> <p>Les déperditions par convection dans le capteur sont quasiment totalement évitées</p>	<p><b>Production d'eau chaude sanitaire et de chauffage (résidentiel ou industriel)</b></p>

Le rendement d'un capteur solaire thermique est principalement fonction de:

- la fraction solaire (ou taux de couverture solaire),
- la quantité d'énergie solaire reçue, fonction elle-même de l'implantation des capteurs (orientation et inclinaison) et du moment de la journée, de l'année,
- l'efficacité des nombreux échanges de chaleur,
- la température de l'eau souhaitée (la plus faible possible),
- le stockage (dimensionnement et pertes).

---

Ils ont une durée de vie d'au moins 25 ans et assurent un prix au kWh stable durant toute la durée de vie de l'installation.

### I.1.5.2 Contraintes

L'exploitation du potentiel solaire dépend fortement du contexte bâti dans lequel il est intégré. Pour qu'un chauffe-eau solaire soit efficace l'installation des panneaux est assez contraignante, il faut tenir compte de la surface de toit adéquate en orientation et en superficie, tout en tenant compte des bâtiments voisins qui créent de l'ombrage. Cette contrainte est encore renforcée dans le cas de la rénovation énergétique de bâtiments et de quartiers existants (Penders et al. 2015). Dans tous les cas, une étude spécifique du **potentiel solaire** doit être faite pour évaluer le potentiel réel en lien avec l'orientation du bâtiment, le type de toiture et son inclinaison, les ombrages dus à l'environnement, etc.

L'énergie solaire fournie varie selon les saisons, et les apports seront très différents en hiver ou en été. Cette technologie est donc pertinente s'il y a une **demande régulière d'eau chaude en été**. Il faut également noter qu'il est parfois nécessaire de vidanger certaines installations en hiver.

Dans le cas des installations domestiques individuelles, l'**optimum économique** de l'installation consiste à couvrir 50 % à 70 % des besoins annuels en eau chaude. Dans le cas d'installations plus importantes (logement collectif par exemple), un optimum économique se situe souvent entre 20 et 40 % (de Meester & De Herde 2012). Cela signifie qu'un complément est nécessaire non seulement pour le chauffage mais également pour la partie de la production d'eau chaude sanitaire non couverte par les panneaux solaires.

Une des principales contraintes est que la **rentabilité économique** des panneaux solaires thermiques reste dépendante des primes à l'investissement. Le délai de récupération sur des coûts énergétiques fixes (gaz et électricité) pour le collecteur solaire est d'environ 20 ans pour un nouveau système à installer, 15 ans si le chauffe-eau doit seulement être remplacé et plus de 10 ans en tenant compte des primes (IBGE 2015).

Enfin, les systèmes nécessitant le stockage d'eau chaude favorisent le **développement de la légionelle**, bactérie dangereuse pour la santé, à partir du moment où la température de l'eau stagne entre 25 et 45 °C. Les solutions sont d'augmenter périodiquement la température de l'eau de stockage afin de tuer les bactéries, d'avoir recours à un système évitant à l'eau de stagner, ou de stocker l'eau à une température suffisamment élevée (De Herde & Massart, 2010). Dans ce dernier cas cependant, le rendement des capteurs s'en trouvent diminués.

### I.1.5.3 Solaire thermique ou PV ?

Vu qu'une surface de toiture n'est pas infinie, il est utile de préciser que le solaire thermique et le photovoltaïque entrent en **compétition** lorsqu'on s'intéresse aux énergies renouvelables solaires. A Bruxelles:

- Le solaire thermique, couvre de l'ordre de 350 à 500 kWhthermique/(m<sup>2</sup>.an) de consommation de besoin de chaleur (ECS) ;
- Le photovoltaïque, quant à lui, couvre environ 120 à 160 kWhélectrique/(m<sup>2</sup>.an).

En ce qui concerne le chauffage, le solaire thermique n'est pas intéressant en Belgique car la majorité de la période de production de chaleur est en dehors de la saison de chauffe. Par contre, on peut éventuellement envisager pour ce type d'applications le photovoltaïque en complément d'une pompe à chaleur.

En revanche, pour la production d'eau chaude sanitaire, les panneaux solaires thermiques sont toujours plus efficaces actuellement en terme d'énergie produite au m<sup>2</sup> que les panneaux photovoltaïques.

### I.1.5.4 Intérêt et applicabilité en RBC

Les panneaux solaires thermiques sont une **technologie utile** en RBC pour la production d'eau chaude sanitaire renouvelable, essentiellement pour les bâtiments résidentiels performants thermiquement (bâtiments

basse énergie ou au-delà) ainsi que pour les bâtiments tertiaires qui ont un fort besoin d'eau chaude en été, tels que : les teintureries, les piscines, les hôtels, les restaurants, les hôpitaux , etc.

## I.1.6 Les solutions industrielles

### I.1.6.1 Définition et spécificités

Il existe 4 solutions de chauffage pour l'industrie sont les **systèmes centralisés avec chaudière et émetteurs**, la **récupération d'énergie fatale**, le **chauffage par rayonnement infrarouge** et le **chauffage par air chaud**.

Pour les systèmes centralisés avec chaudière et émetteurs, deux solutions performantes qui peuvent s'adapter à certains types d'industries ont déjà été exposées dans ce rapport : les **chaudières à condensation** et la **cogénération haut rendement**. Nous analyserons ici les trois autres types de solutions pour répondre aux besoins de chaleur dans les industries: **récupération d'énergie fatale**, **chauffage par rayonnement et chauffage par air chaud**, qui sont plus spécifiques au monde industriel.

#### Récupération d'énergie fatale

L'énergie la plus environnementale et la moins chère est celle que l'on ne gaspille pas. Un grand nombre d'industries génèrent des rejets thermiques qui proviennent d'un processus industriel, d'un moteur (chaleur de dissipation ou chaleur des gaz d'échappement), d'un couplage chaleur-force ou de n'importe quel équipement générant de la chaleur. On parle alors de **chaleur fatale**, définie comme la **chaleur qui est produite par un processus dont l'objet n'est pas la production de cette chaleur**, et qui, de ce fait, n'est pas nécessairement récupérée. Lorsqu'on récupère la chaleur fatale pour la valoriser, elle est considérée comme une énergie **n'émettant pas de CO<sub>2</sub>**, dans la mesure où il s'agit de la valorisation d'une ressource qui est de toute façon produite et rejetée. La **récupération de la chaleur fatale** constitue donc un **potentiel extrêmement intéressant** dans un cadre d'amélioration énergétique et environnementale de l'industrie.

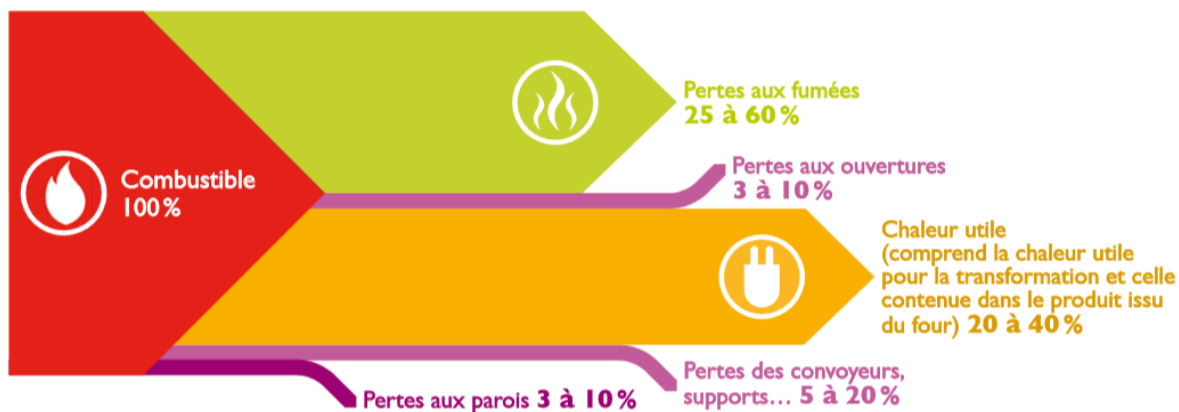


Figure 9 : Principe de fonctionnement d'un four à combustible et énergie fatale produite (source : ADEME)

Un exemple évident de chaleur fatale est la chaleur rejetée lors de l'incinération des déchets (processus dont l'objet principal est la destruction des déchets et non la production d'énergie) au sein des usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) : par exemple, en France, l'incinération des déchets apporte aujourd'hui 21% de toute l'énergie distribuée par les réseaux de chaleur français, loin devant la biomasse et la géothermie. Mais les secteurs de la sidérurgie, de la chimie, du ciment, de l'agro-alimentaire ou encore du verre ainsi que les centrales électriques, les raffineries et certains bâtiments tertiaires tels que les hôpitaux et les data center produisent aussi une grosse quantité de chaleur qui est souvent perdue dans l'atmosphère. Les niveaux de température de la chaleur récupérée peuvent aller de 30°C (eaux usées) à 500°C (gaz de combustion...). Selon les statistiques de l'Ademe publiées pour les industries françaises, environ 17% de la consommation de

---

combustible dans l'industrie est perdue en chaleur fatale à plus de 100°C (niveau de température minimal considéré comme le plus efficace en termes de récupération énergétique).

La récupération de la chaleur fatale conduit à **deux axes de valorisation thermique complémentaires: une valorisation en interne**, pour répondre à des besoins de chaleur propres à l'entreprise **et une valorisation en externe**, pour répondre à des besoins de chaleur d'autres entreprises ou d'un territoire (bâtiments résidentiels et tertiaires) via un réseau de chaleur. L'énergie fatale est transférée au réseau du bâtiment ou à un réseau de chaleur urbain via un **échangeur thermique**. Ainsi, les procédés industriels peuvent constituer une source d'approvisionnement en chaleur pour un bassin d'activité industrielle, tertiaire ou résidentiel.

Outre cette valorisation thermique, la chaleur fatale peut servir à **produire de l'électricité**, qui peut être utilisée sur place ou revendue et injectée dans le réseau électrique. Toutefois, si une valorisation thermique directe est possible (c'est-à-dire s'il existe un besoin de chaleur conséquent à proximité du site), cette dernière solution est plus pertinente sur le plan du rendement énergétique.

La technologie la plus prometteuse pour produire de l'électricité à partir d'une énergie fatale dont la température est supérieure à 150°C et inférieure à 350° sont les machines ORC (Organic Rankine Cycle). Les avantages de la transformation de chaleur fatale en électricité sont le coût environnemental faible de cette production d'électricité, une meilleure utilisation de l'énergie des combustibles qui sont à l'origine de la chaleur fatale et une mise en œuvre indépendante des conditions géographiques et du contexte local puisque l'énergie électrique est très facile à transporter, même sur de grandes distances, contrairement à la chaleur.

Ces deux formes de valorisation sont cohérentes et complémentaires car les niveaux de température sont différents pour une valorisation sous forme de chaleur et une valorisation par production d'électricité. Dès que la chaleur récupérée atteint un certain niveau de température (environ 150 - 200°C), la production d'électricité est envisageable. La récupération de chaleur pour les réseaux de chaleur, elle, ne nécessite pas forcément de si hauts niveaux de température. Pour les températures plus basses, il y a des moyens de valorisation des sources de chaleur fatale grâce aux **pompes à chaleur** (déjà exposées dans ce rapport). La **cogénération** permet également de combiner les deux formes de valorisation, et profiter ainsi des avantages de chacune d'elle.

## Chauffage par rayonnement

Les sites industriels ont souvent la particularité d'avoir de **grandes hauteurs sous-plafond** et donc de **grands espaces à chauffer**. Cela entraîne que les systèmes conventionnels par chauffage central, qui ont pour but de disperser la chaleur dans tout le volume de l'édifice, ont un très mauvais rendement et que les coûts d'énergie associés sont souvent très élevés. Or, le plus souvent, le but recherché est de créer une **ambiance confortable pour les occupants** dans ce type de locaux et pas de chauffer l'ensemble du local. Pour répondre à cette problématique, le **chauffage par rayonnement** (tubes sombres ou rayonnement **infrarouge**) est tout indiqué. Il présente la particularité de transmettre la chaleur aux liquides et solides qu'il rencontre sans chauffer l'air ambiant. Ce type de chauffage est idéal pour chauffer des locaux ouverts ou des bâtiments fermés pourvus d'une hauteur sous plafond importante. Cette technique fait intervenir des capteurs, un fluide et des émetteurs (panneaux radiants lumineux, des tubes rayonnants basse température monobloc et des tubes rayonnants basse température modulaire).

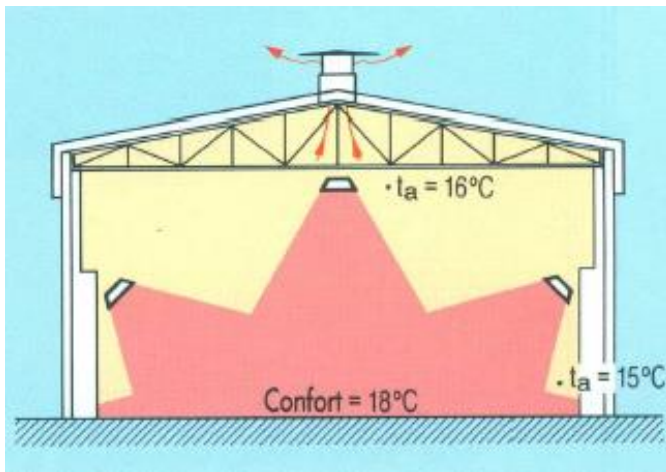


Figure 10 : principe de fonctionnement et photo d'un chauffage par rayonnement infrarouge. (Source : www.thermico.be)

La technologie du chauffage par rayonnement est basée sur des équipements placés à une hauteur de 3 à 20 m du sol, suspendus à la charpente ou en applique murale. Économiques et simples d'utilisation avec leur mise en route instantanée, ces dispositifs nécessitent une bonne répartition des appareils pour obtenir une couverture homogène au niveau du sol. Les appareils utilisés ont une efficacité thermique supérieure à 90% et ils éliminent les pertes inhérentes au système de distribution des solutions centralisées. Leur installation et leur entretien sont faciles. Pour des **bâtiments peu isolés et présentant une hauteur sous plafond élevée**, ils assurent une réduction des pertes de chaleur par les parois et part le renouvellement d'air d'environ 15%, ce qui permet des économies d'énergie généralement supérieures à 30% et pouvant aller jusque 70%. Un exemple est le grand hall du laboratoire de l'ARGB, d'une superficie de 500m<sup>2</sup> et d'une hauteur de 8,4m, qui n'est pas isolé thermiquement. Lorsque son chauffage basé sur 6 aérothermes à eau chaude (de 70 kW) a été remplacé par 6 tubes rayonnants sombres de 30 kW chacun, placés à 6m du sol, l'économie d'énergie sur un an s'est élevée à 58%.

### Chauffage par air chaud : le générateur direct à ventilation tempérée (dit « Make up »)

L'activité industrielle génère souvent des émissions de polluants (vapeurs nocives, fumées, poussières, ...) à l'intérieur des bâtiments, d'où la nécessité de renouveler en permanence l'air neuf pendant les heures d'occupation avec des taux de renouvellement d'air très élevés (>2).

Le générateur à ventilation tempérée réchauffe l'air extérieur introduit dans le local de la façon économique. Sa conception est simple, la combustion directe du gaz dans la veine d'air aspirée par un ventilateur centrifuge permet un rendement de 100 % sur PCI. Il permet une très grande souplesse de fonctionnement et ne nécessite pas de disposer d'une chaufferie, d'un local technique ou d'une cheminée. Le générateur direct à ventilation tempérée **fonctionne au gaz** est essentiellement destiné aux locaux industriels.

Son utilisation s'impose dans certains types d'industries : traitement des surfaces, galvanisation, décapage, fonderies, ateliers de peinture, ateliers de carrosserie, tous les locaux où il y a nécessité d'apporter de l'air avec un taux élevé de renouvellement d'air pour compenser les extractions d'air vicié (fonctionnement en tout air neuf).

### I.1.6.2 Contraintes

La principale contrainte de la récupération thermique de la chaleur fatale, au-delà de l'existence d'un potentiel de chaleur fatale exploitable, est l'adéquation entre la production thermique de la chaleur fatale récupérée et les besoins de chaleur de l'industrie considérée et de son bassin d'activités (industriel, tertiaire et résidentiel). Par ailleurs, si la chaleur fatale récupérée nécessite une valorisation externe par un réseau de chaleur urbain, il faut également prendre en compte l'ensemble des contraintes de ce type d'infrastructures (détaillées dans la partie sur les réseaux de chaleur).

---

Les limites de la transformation de la chaleur fatale en électricité sont un niveau minimal de la température de la chaleur récupérée de 150°C et un coût d'investissement important par rapport au gain attendu grâce à l'autoconsommation d'électricité.

Pour le chauffage par rayonnement, il est nécessaire d'avoir une hauteur suffisante sous plafond (>5m). Ce type de chauffage ne peut pas être recommandé si le taux de renouvellement de l'air est supérieur à 2. Il ne convient donc pas aux locaux qui nécessitent un renouvellement de l'air important. En effet, dans ce cas, le coût d'un chauffage par rayonnement et d'un système de renouvellement d'air est plus cher que si le système de chauffage est intégré directement dans le système de renouvellement d'air.

Enfin, le générer direct à ventilation tempérée nécessite au contraire la présence d'émissions polluantes avec renouvellement important de l'air (taux de renouvellement >2). Il présente également l'inconvénient d'un démarrage assez lent.

### I.1.6.3 Choix de la technologie

Les trois caractéristiques des bâtiments industriels qui vont influencer l'usage de ces différentes techniques sont les suivantes : le **potentiel de chaleur fatale produite**, la **hauteur sous plafond des locaux**, le **taux de renouvellement de l'air des locaux** et le **niveau d'isolation des parois du bâtiment**.

S'il y a un potentiel en chaleur fatale, une étude technico-économique spécifique sur l'intérêt de sa récupération est à réaliser en priorité. Si cette solution est écartée, les systèmes centralisés avec chaudière et émetteurs seront utilisés de préférence dans les bâtiments performants thermiquement sans émission spéciale de polluants. Les bâtiments énergivores et qui présentent des hauteurs sous plafond élevées (>5m) seront équipés de chauffage au rayonnement. Enfin, les bâtiments qui contiennent des sources d'émissions polluantes et qui nécessitent donc des taux de renouvellement de l'air importants (>2) seront équipés d'un chauffage par air chaud, dont une des techniques performantes est le générateur direct à ventilation tempérée.

### I.1.6.4 Intérêt et applicabilité en RBC

Parmi les 4 solutions de chauffage pour l'industrie (les systèmes centralisés avec chaudière et émetteurs, la récupération d'énergie fatale, le chauffage par rayonnement et le chauffage par air chaud), la meilleure solution varie selon l'énergie fatale disponible et le type de locaux à chauffer. Mais, dans tous les cas, **l'analyse du potentiel de récupération d'énergie fatale** est toujours à recommander. Une **étude spécifique** sur le potentiel de récupération de l'énergie fatale sur le territoire de la RBC est **à envisager**.

## I.1.7 Les réseaux de chaleur

### I.1.7.1 Définition et spécificités

La Directive 2010/31/EC définit "*les systèmes de chauffage urbains*" comme "la distribution d'énergie thermique sous forme de vapeur, d'eau chaude ou de fluides réfrigérants, à partir d'une installation centrale de production et à travers un réseau vers plusieurs bâtiments ou sites, pour le chauffage ou le refroidissement de locaux ou pour le chauffage ou le refroidissement industriel". Dans le cas des réseaux de chaleur urbains, la chaleur, qui peut soit être récupérée sur une source de chaleur fatale ou être produite par une ou plusieurs centrales de production d'énergie, est distribuée sous forme de vapeur ou d'eau chaude à travers un ensemble de bâtiments par un réseau de canalisations souterraines. Ensuite, au droit de chaque bâtiment relié au réseau, il suffit de prévoir un échangeur de chaleur. Pour les réseaux de grande dimension, des sous-stations sont à prévoir.



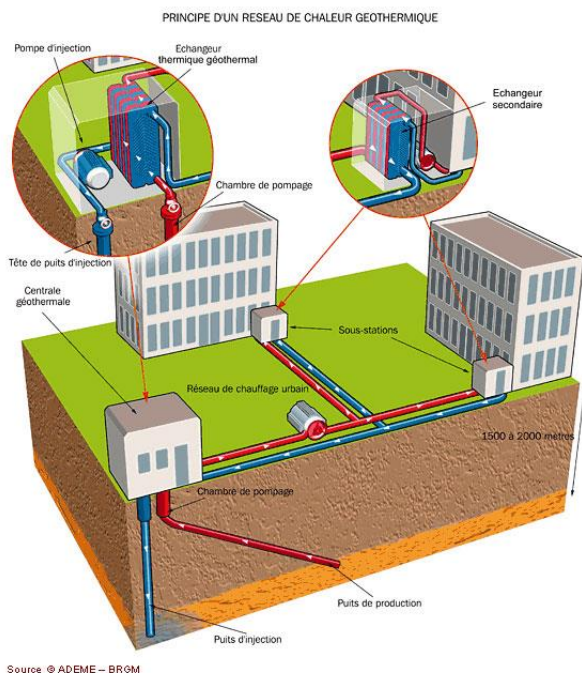


Figure 11 : principe de fonctionnement d'un réseau de chaleur géothermique (source : ADEME-BRGM)

L'avantage principal d'un réseau de chaleur par rapport aux solutions de production de chaleur décentralisées est la **diversité des sources d'énergie** qui peut y être raccordée (y compris les sources d'énergie renouvelable et la chaleur fatale) ainsi que la **flexibilité de changement** au fil du temps dans l'utilisation des sources d'énergie associées. Cela permet de viser des objectifs performants en termes d'indépendance énergétique, de sécurité énergétique, d'efficacité énergétique, de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de potentiel d'utilisation d'énergie renouvelables au sein d'un territoire donné. Ce type de système peut relier une grande diversité de types de bâtiments et d'affectations, telles que bureaux, industries, habitat, hôpitaux, etc. D'autres avantages importants de cette centralisation sont :

- La centralisation de la production de chaleur, qui se fait dans des chaufferies industrielles performantes, entretenues et surveillées avec une maintenance centralisée.
- La centralisation des nuisances liées à la production de chaleur, permettant de les traiter plus facilement que lorsqu'elles sont distribuées à travers toute la ville à l'échelle de chaque bâtiment.
- Le fait de faciliter l'utilisation de certains gisements d'énergie renouvelable qui sont difficiles à exploiter en zone urbaine à l'échelle du bâtiment individuel, tels que la géothermie ou la chaleur fatale provenant de l'industrie et des centrales d'incinération des déchets, ainsi que les technologies de production de chaleur les plus performantes (en particulier la cogénération).

Les réseaux de chaleur sont des systèmes locaux, **à adapter à chaque territoire**. C'est un atout dans le sens où cela leur permet d'intégrer les spécificités locales, mais également un inconvénient dans la mesure où cela rend l'initiative et la réalisation des projets plus complexes, par rapport aux autres réseaux d'énergie dont les modèles sont davantage uniformisés au sein d'un pays.

### I.1.7.2 Contraintes

L'**investissement initial** dans un réseau de chaleur est important et nettement plus élevé que pour les autres réseaux d'énergie (infrastructures plus lourdes) (Lebbe 2013). Le prix global d'un réseau de chaleur est de 300 à 500 € HT/kW (Seynhaeve 2012).

De plus, la présence du réseau de distribution induit des **pertes thermiques** qui vont de **5%** pour les réseaux les plus performants à **15-20%** pour des réseaux plus anciens.

Pour que ce type de système soit rentable économiquement et énergétiquement, il est nécessaire que la **densité de consommation** soit forte, ce qui privilégie les environnements urbains denses ou qui comprennent des affectations fortement consommatrices en énergie telles que les hôpitaux ou certaines industries. En effet, la rentabilité économique du réseau dépend essentiellement de la densité des besoins de chaleur couverts par le réseau, c'est-à-dire de la quantité d'énergie fournie par le réseau par unité de longueur de conduite. Cette densité est évidemment fonction des besoins de chauffage : nombre et types de consommateurs alimentés par le réseau (maisons, immeubles à appartement, tertiaire, industrie, etc.), rudesse du climat, qualité d'isolation des immeubles, etc. La **limite inférieure de densité linéique en besoin de chaleur** (KWh/mc) annoncée diffère légèrement selon les auteurs :

- Selon MATRIciel (2010), la densité de raccordement doit être supérieure à 1.500 kWh/mc et 1,5 kW/mc. Donc, si on considère des bâtiments espacés de 10m en moyenne, chaque bâtiment doit atteindre le seuil de 15kW, ce qui correspond pour des bâtiments passifs à un front continu d'au moins 4 niveaux (rez+3 étages) et pour des bâtiments basse énergie à un front continu d'au moins 2 niveaux (rez+1).
- Selon le rapport de Capgemini Consulting (2010) commandité par le Service public de Wallonie, la densité linéique en besoin de chaleur doit être supérieure à 2000 kWh par mètre courant de réseau de chaleur. Donc, dans ce cas, pour des bâtiments passifs, il faudrait un front bâti continu d'au moins 5 niveaux (rez+4 étages) et pour des bâtiments basse énergie un front continu d'au moins 3 niveaux (rez+3 étages). Seynhaeve (2012) décrit également cette valeur limite de 2000kWh/mc comme le seuil à partir duquel l'influence de la densité linéique du réseau de chaleur sur le coût de l'énergie devient faible.
- Quant aux nouveaux réseaux de chaleur mis en place ces dernières années en France, avec une attention particulière portée à la réduction des pertes thermiques dans le réseau, leur densité linéique descend jusqu'à 1000 kWh/mc (Le Dû, 2012).

Par sécurité, nous choisissons de retenir comme limite inférieure de densité linéique en besoin de chaleur la valeur de **2000 kWh/mc**.

Ces densités linéiques ne sont donc pas impossible à atteindre dans des milieux urbains denses et continus comme à Bruxelles d'autant qu'elles sont nettement plus faciles à atteindre avec des bâtiments anciens peu isolés mais il faut tout de même envisager qu'un réseau de chaleur sera installé pour le long terme et que les bâtiments pourraient donc faire l'objet de rénovations énergétiques durant la vie du réseau de chaleur. Il est donc recommandé de vérifier la rentabilité économique du réseau de chaleur si tous les bâtiments atteignent un niveau basse énergie.

Les autres types de contraintes les plus importantes par rapport à l'implantation de réseaux de chaleur urbains sont :

- la longue étude de faisabilité nécessaire,
- la complexité due au nombre d'acteurs impliqués (obtention des permis, etc),
- l'influence de la rénovation énergétique future des bâtiments sur la densité de consommation de l'ensemble de bâtiments ou du quartier équipé d'un réseau de chaleur et donc sur la rentabilité du réseau de chaleur associé à long terme,
- l'engagement à long terme que ce système implique,
- les contraintes urbaines comme les opérations de terrassement et les travaux de voirie nécessaires pour son installation,
- les difficultés de contractualisation entre deux entités différentes (public-privé),

- le manque de sensibilisation des usagers qui ne sont généralement pas conscients de la performance énergétique et des bénéfices environnementaux des réseaux de chaleur.

Malgré toutes ces contraintes, l'Union des Villes et des Communes de Wallonie affirme : « On sait néanmoins que la création d'un réseau de chaleur dans un contexte bâti existant n'est pas un obstacle insurmontable, puisque c'est le cas de la plupart des récents projets de réseaux de chaleur en Wallonie » (Union des Villes et Communes de Wallonie, 2009) »

### **I.1.7.3 Choix de la source d'énergie**

On essaiera dans la mesure du possible de favoriser la récupération d'énergie fatale ou l'utilisation d'une source d'énergie renouvelable mais la production de chaleur par une cogénération et/ou une chaudière au gaz à condensation reste une alternative intéressante.

#### **Réseau alimenté en énergie fatale**

Les réseaux de chaleur sont un excellent moyen de valoriser la chaleur fatale pour chauffer les bâtiments industriels et ceux qui sont situés à proximité. L'énergie fatale est transférée au réseau via un échangeur thermique.

La difficulté spécifique à dépasser lors de l'étude de faisabilité d'un réseau de chaleur alimenté par de l'énergie fatale est la distance, souvent importante, entre la zone de production de la source d'énergie fatale (en général un incinérateur ou une industrie) et les zones à fort potentiel de demandes de chaleur (généralement les milieux urbains denses). En effet, alors que la chaufferie d'un réseau alimenté en cogénération, en biomasse, en géothermie ou en hydrothermie est positionnée en fonction de la zone à alimenter en chaleur, le site dans lequel on récupère la chaleur fatale a souvent été implanté à l'écart des zones d'habitat ou de bureaux. Une autre difficulté est l'inadéquation potentielle entre la disponibilité de la chaleur de la source d'énergie fatale et les besoins du réseau. Enfin, une dernière contrainte réside dans le fait qu'un réseau de chaleur implique un engagement à long terme et qu'il faut donc s'assurer que la production d'énergie fatale restera suffisante sur le long terme.

#### **Réseau alimenté par une source géothermique ou hydrothermique**

Dans le cas particulier de la géothermie et de l'hydrothermie, il est recommandé d'installer un réseau de PAC décentralisées par immeuble et branchées via une boucle d'eau commune sur la source froide centralisée. Il est également utile de signaler qu'il n'y a pas de potentiel pour bénéficier de la géothermie profonde à Bruxelles.

#### **Réseau alimenté par une cogénération**

L'utilisation d'un réseau de chaleur permet de connaître de manière approfondie les profils de demande de chaleur et donc de faire fonctionner de manière optimale l'unité de cogénération. Plus la puissance de la cogénération sera grande et plus longtemps elle fonctionnera, meilleure sera sa rentabilité énergétique et financière. Ainsi, la combinaison d'une cogénération avec un réseau de chaleur urbain est une alternative intéressante car le réseau de chaleur fournit en général un bon profil de demande de chaleur par le foisonnement des différents profils individuels, ce qui fait augmenter le nombre d'heures de fonctionnement de la cogénération et donc sa rentabilité.

#### **L'intérêt de l'appoint d'une pompe à chaleur pour un réseau alimenté par une cogénération**

L'appoint de pompes à chaleur à une cogénération permet d'améliorer son rendement (comme c'est le cas dans les sèche-linges domestiques modernes beaucoup plus économes), tout en amenant le fluide caloporteur à la température voulue. Ce système valorise les températures résiduelles issues de la combustion, la condensation de la vapeur d'eau contenue dans les fumées, les pertes par rayonnement du système thermique, et, en mode trigénération, un appoint en chaleur venant du milieu, typiquement géothermique, qui sont combinées à la cogénération pour produire plus de chaleur utile. Dans ce cas, le total de l'**énergie utile produite** avec la

même quantité de gaz brûlé représente le **double de celle d'une chaudière à condensation**. On valorise ainsi d'un facteur 1,8 à 2,3 fois l'énergie correspondant au pouvoir calorifique inférieur (PCI) du combustible brûlé, suivant la disponibilité de l'appoint géothermique ou du milieu (parfois nul). Cette efficacité énergétique est très similaire à celle des piles à combustibles en développement mais avec un rapport électricité / chaleur inférieur pour la cogénération.

### **Réseau alimenté par des panneaux solaires thermiques**

L'énergie des panneaux solaires thermiques est déjà exploitée par les réseaux de chaleur dans quelques pays comme le Danemark, l'Italie et l'Espagne mais elle l'est beaucoup moins dans d'autres pays tels que la France (un seul réseau utilise cette énergie en France en 2014). L'Ademe a toutefois produit un *Guide de conception des réseaux de chaleur solaires adaptés aux écoquartier*. Pour la production d'ECS, le quartier de Freiburg (Allemagne) a opté pour une production centralisée, avec un petit réseau de chaleur local, à partir d'énergie solaire produite par des capteurs à tubes sous vide, qui permettent d'atteindre des performances plus élevées.

Au niveau décentralisé, nous avons constaté que les apports solaires ne coïncident pas dans notre pays avec la demande de chauffage. A l'échelle d'un réseau urbain, il est toutefois possible de stocker l'énergie solaire produite en été. Des systèmes de stockage moyen et long terme existent. Ce stockage se fait traditionnellement dans de grands volumes de l'ordre de plusieurs dizaines de milliers de mètres cubes, l'objectif étant de minimiser le rapport entre l'énergie stockée et la surface d'échange. Ainsi, pour une densité de stockage de 50 kWh/m<sup>3</sup>, un volume de 60.000 m<sup>3</sup> permet de stocker environ 3 GWh. En Europe, quelques sites ont été équipés de ce type de stockage. D'autres systèmes qui présenteraient des densités énergétiques de stockage supérieures sont également étudiés comme les matériaux à changement de phase ou par des techniques de réaction chimique endothermique et exothermique.

Bien que ce type de réseau existe, l'investissement initial reste trop élevé : en effet, le coût d'investissement onéreux entraîne des coûts de production au kWh plus élevés que pour les autres énergies renouvelables qui peuvent alimenter le même réseau (biomasse, géothermie, ..). Le manque de place peut également être un handicap, l'implantation de centrales solaires thermiques et de systèmes de stockage nécessitant des espaces importants, difficilement compatibles avec un milieu urbain dense. Nous conseillons donc de privilégier à Bruxelles le solaire thermique décentralisé par immeuble pour répondre aux besoins d'ECS uniquement.

### **Réseau alimenté par une chaudière à la biomasse**

Nous avons vu dans la section sur les chaudières à condensation, que les chaudières à biomasse ne peuvent être recommandées à Bruxelles que dans le cadre de la valorisation d'une filière locale (déchets de bois provenant d'une menuiserie, par exemple). Si ce type de production de chaleur est sélectionné, on sera attentif de choisir une ou des chaudières bois ou pellets dont le rendement nominal se situe au moins à 92 %. Comme pour les réseaux de chaleur alimentés par une énergie fatale, une dernière contrainte réside dans le fait qu'un réseau de chaleur implique un engagement à long terme et qu'il faut donc s'assurer que la production de biomasse locale restera suffisante sur le long terme.

#### **I.1.7.4 Intérêt et applicabilité en RBC**

Les opportunités pour Bruxelles sont nombreuses : diversité (taille, besoins, profil) et densité des consommateurs, nombreux projets de développement et de lotissements et production de chaleur fatale (incinérateur, industries...). Cependant, les contraintes des réseaux de chaleur, en particulier celles liées au contexte urbain, restent importantes et sont donc à prendre en compte avec attention.

Il faut également souligner le peu d'expérience de Bruxelles en termes de réseaux de chaleur, ce qui ne facilite pas la mise en œuvre de ce type de projets. Il existe toutefois un certain nombre de réseaux de chaleur en activité à Bruxelles : par exemple sur des grands sites universitaires ou en lien avec des hôpitaux : ULB Solbosh, ULB & VUB Plaine, UCL Saint-Luc, Hôpital Brugmann site Horta, AZ-VUB Laarbeek. Un exemple récent de réseau de chaleur à Bruxelles est le nouveau quartier durable Bervoets à Forest sur un site de la SDRB où 239 logements (maisons, duplex et appartements) et 12 ateliers et commerces sont raccordés à une chaufferie

---

centralisée et à un réseau de chaleur. Il serait toutefois nécessaire d'effectuer un inventaire complet de tous les réseaux de chaleur existant en RBC et d'étudier leur potentiel d'extension à des immeubles/bâtiments voisins.

En conclusion, les réseaux de chaleur constituent un réel potentiel sur du long terme pour certains ensembles de bâtiments et quartiers bruxellois, permettant simultanément la récupération de chaleur et l'intégration des énergies renouvelables. Dans un premier temps, on peut considérer que le seuil minimum de densité linéique en besoin de chaleur pour assurer leur rentabilité financière est de 2000 kWh/mc mais une étude de faisabilité reste indispensable, car la décision d'investissement doit s'envisager au cas par cas.

D'après l'Agence Bruxelloise pour l'Entreprise, les facteurs de succès d'un projet de réseau de chaleur urbain sont (ABE, 2013) :

- Un porteur de projet fort (promoteur, Ville, incinérateur, ...)
- Des consommateurs captifs à long terme (pouvoirs publics, lotissement, ...)
- Une densité de consommation suffisante
- Des pouvoirs locaux favorables
- Une adéquation de la production (si possible renouvelable)
- Une réglementation propice (PEB, certificats verts, ...)
- Un intérêt financier (chaleur fatale, subsides, ...)

L'ABE (2013) recommande fortement les petits projets de réseaux de chaleur urbains reliant quelques bâtiments avec chaufferie centralisée, pour lesquels le producteur est aussi le consommateur et le porteur de projet, ce qui facilite le montage et la rentabilité du projet. Ils recommandent également les projets de réseaux de chaleur pour des nouveaux lotissements quand le porteur de projet est le lotisseur qui fait appel à un opérateur expérimenté. Les réseaux de chaleur semblent également devoir être investigués (mais avec plus de contraintes) lorsqu'un producteur de chaleur fatale ou verte est porteur de projet et qu'il est possible d'établir des partenariats avec de gros consommateurs industriels ou publics proches du site de production de la chaleur. Dans ce dernier cas, ABE(2013) souligne la difficulté de convaincre les consommateurs particuliers.

## **I.2 LES TECHNOLOGIES POUR RÉPONDRE AUX BESOINS DE FROID**

Les technologies suivantes seront présentées :

- Le refroidissement passif
- Le refroidissement renouvelable
- Le refroidissement par absorption et trigénération
- Les réseaux de froid

Pour chaque technologie, les éléments suivants seront décrits :

- Définition et spécificités
- Contraintes
- Choix de la source d'énergie ou de la technique
- Intérêt et applicabilité en RBC

## 1.2.1 Le refroidissement passif

### 1.2.1.1 Définition et spécificités

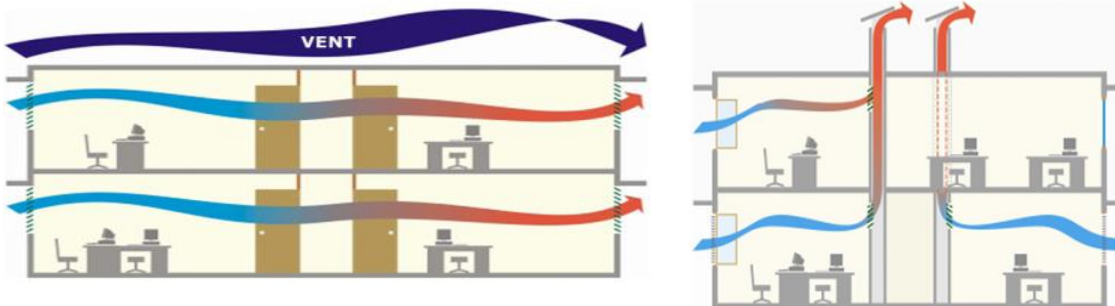


Figure 12: Exemples de refroidissement passif (source : EnergiePlus)

Le refroidissement passif consiste à valoriser le froid des sources naturelles que sont l'air et le sol. Il s'inscrit dans le concept de bâtiment passif et convient très bien aux bâtiments passifs (niveau PEB 2015 à Bruxelles) car ceux-ci ont un besoin de froid minimum ( $<15 \text{ kWh/m}^2.\text{an}$ ). Avec ces techniques passives, les coûts liés aux consommations énergétiques de froid sont minimaux et se limitent aux coûts nécessaires pour transporter une énergie frigorifique gratuite dans le bâtiment à l'aide d'un ventilateur ou d'une pompe. L'utilisation du refroidissement passif offre les avantages d'une consommation énergétique limitée, d'une pollution plus faible et de la réduction de l'utilisation des fluides frigorigènes qui ont un coût environnemental non négligeable aussi bien au niveau de leur production que de leur utilisation.

Les principales techniques de refroidissement passif sont :

- Le free-cooling / night-cooling
- Le puits canadien/provençal
- Le refroidissement adiabatique indirect

#### Le free-cooling / night cooling

Le free-cooling consiste à utiliser l'air extérieur pour refroidir le bâtiment grâce à une ventilation intensive des locaux quand la température de l'air extérieur est inférieure à la température de l'air intérieur. La ventilation intensive utilisée peut être naturelle, mécanique ou assurée par un système hybride. En ventilation naturelle, le transport de l'air s'effectue naturellement grâce aux différences de pression et/ou de température de l'air autour du bâtiment. Dans la ventilation hybride, une assistance mécanique (en général un ventilateur d'extraction situé au niveau d'une cheminée de ventilation) est installée pour améliorer le flux de l'air dans les mauvaises conditions climatiques mais son utilisation reste limitée. En ventilation mécanique, le mouvement de l'air dans le bâtiment est induit par le fonctionnement des ventilations qui nécessitent une consommation électrique permanente.

Durant le temps d'occupation des locaux, le taux de renouvellement de l'air doit rester limité à maximum 4 volumes/h. Dans un système mécanique, le taux maximal sera en général de 2 volumes/h pour éviter un surdimensionnement trop important du système de ventilation.

Le Night-cooling est une forme de free-cooling qui est mise en place durant la nuit pour bénéficier des températures les plus basses de l'air en association avec l'inertie thermique du bâtiment pour conserver cette fraîcheur durant la journée. Pour les bâtiments tertiaires, qui sont en général inoccupés durant la nuit, cela permet en outre d'utiliser un taux de renouvellement de l'air plus important (jusqu'à 8 volumes/h) qui ne serait pas admissible en free-cooling durant la journée car cela crée des courants d'air.

Pour assurer un système de **free-cooling/ night cooling naturel**, il faut que les **conditions suivantes** sont respectées (EnergiePlus):

- L'inertie thermique du bâtiment est suffisante (structure du plafond accessible, murs en maçonnerie)
- La ventilation intensive est transversale (ouvertures sur des façades opposées) ou assistée par une évacuation verticale
- Les ouvertures de ventilation sont équivalentes à minimum 2 % de la surface des locaux,
- Les occupants sont disciplinés dans la gestion des ouvertures de ventilation intensives (ouverture des portes et fenêtres) lorsqu'elles sont manuelles. Dans le cas contraire, les ouvertures doivent être commandées automatiquement.
- Les apports internes sont limités à 22 - 26 W/m<sup>2</sup> pour un immeuble à inertie thermique moyenne et 27 - 32 W/m<sup>2</sup> pour un immeuble à forte inertie thermique. Ceci implique l'utilisation d'équipements (éclairage, bureautique, ...) énergétiquement efficaces
- Les apports solaires sont limités par des protections solaires efficaces (protections extérieures).

### Le puits canadien/provençal

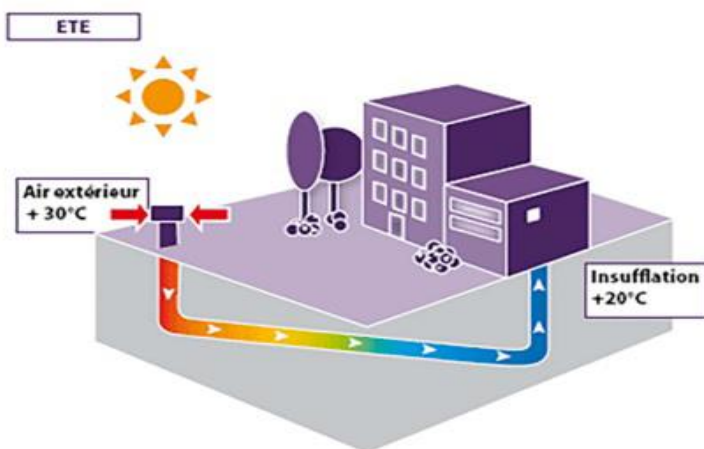


Figure 13 : Le puits canadien/provençal (source : Xpair)

Le puits canadien ou puit provençal refroidit l'air du bâtiment en se servant de la température du sol, en général par l'intermédiaire de conduits de ventilation enterrés. L'air extérieur est acheminé vers le bâtiment par un ou

plusieurs conduit(s) souterrain(s) (sur 20 à 50 m à 2 à 4 m de profondeur) qui va refroidir l'air chaud durant l'été ; ce même conduit peut également préchauffer l'air neuf durant l'hiver. Plus l'écart de température entre le sol et l'air extérieur est important, plus élevée est la performance thermique du puits canadien. L'efficacité d'un puits canadien/provençal dépend de nombreux paramètres : des dimensions (longueur, diamètre des tubes), de la conception du bâtiment, de la profondeur d'enfouissement, de la composition du sous-sol, du trajet et du matériau choisi pour les tubes.

Les « **puits canadien** » de deuxième génération consiste en tubes à eaux glycolées. Le principe est le même, dans ce cas c'est un serpentín rempli d'eaux glycolées qui parcourt le sol et qui va, au moyen d'un échangeur, préchauffer ou rafraîchir l'air entrant.

### **Le refroidissement adiabatique indirect**

Le refroidissement adiabatique indirect refroidit un premier flux d'air (en général sortant du bâtiment) par une vaporisation d'eau au sein de ce flux d'air. L'air refroidi est utilisé pour refroidir l'air entrant dans le bâtiment grâce à un échangeur de chaleur. Ce système présente l'avantage de refroidir l'air entrant dans le bâtiment grâce à de l'eau sans l'humidifier. Le refroidissement adiabatique indirect peut être mis en place sur tous les bâtiments équipés d'un système de ventilation double flux et occupe très peu d'espace. Le refroidissement adiabatique direct (qui refroidit directement l'air entrant dans le bâtiment par vaporisation d'eau) n'est pas utilisé dans les bâtiments à cause du fort risque de légionnelle.

#### **I.2.1.2 Contraintes**

##### **Free-cooling et night-cooling**

Ces systèmes sont **limités en puissance de refroidissement** et ne sont pas capables de remplacer dans tous les cas le refroidissement actif pour les bâtiments tertiaires et industriels. Pour fonctionner de manière optimale et totalement naturelle, ils nécessitent une **conception adaptée des bâtiments**, ce qui implique parfois en rénovation des travaux importants tels que l'agrandissement des entrées d'air ou la création d'une cheminée de ventilation, etc.

Le free-cooling mécanique nécessite uniquement la présence de conduits de ventilation, ce qui est peu contraignant même en rénovation. En revanche, le free-cooling naturel et hybride ainsi que le night-cooling (même mécanique) seront plus ou moins efficaces en fonction de **caractéristiques architecturales du bâtiment** (inertie des parois, possibilité de créer des transferts d'air au cœur du bâtiment, etc). Leur possibilités d'application dans des bâtiments existants ou en rénovation devront être évaluées au cas par cas. Dans le cadre du night-cooling, la présence d'une inertie suffisante est un des facteurs les plus importants mais les travaux de rénovation ne permettent pas toujours de rendre disponible de la masse thermique dans le bâtiment. Une solution, qui est encore actuellement au stade expérimental, pourrait être l'utilisation de matériaux à changement de phase. Pour les bâtiments neufs, la conception du bâtiment peut être étudiée de manière à favoriser un free-cooling et un night-cooling naturel.

Cependant, même quand les techniques de refroidissement passif ne sont pas suffisantes pour supprimer totalement une installation de refroidissement actif dans un bâtiment, elles peuvent toujours être avantageusement utilisées pour **réduire les consommations énergétiques des systèmes actifs**. Les résultats d'une simulation énergétique dynamique donnés dans EnergiePlus montrent que l'utilisation d'un night-cooling de 4 vol/h (système d'ouvertures automatiques des fenêtres lorsque la température intérieure dépasse 23°C et la température extérieure est inférieure à 18°C) comme refroidissement de base dans un immeuble de bureaux typique de 3000m<sup>2</sup> à Bruxelles permet de réduire de 44% les consommations énergétiques de son système de climatisation si le bâtiment présente une inertie thermique importante (plancher, plafond et cloisons en béton) et de 21% si le bâtiment présente peu d'inertie thermique (faux plafond, faux plancher et cloisons légères). On voit bien dans cet exemple l'importance d'installer un système d'ouverture automatique des entrées d'air en fonction des conditions de température à l'intérieur et à l'extérieur.



Lorsque le free-cooling ou le night-cooling utilise une ventilation intensive totalement mécanique, la **consommation électrique** peut devenir non négligeable. Il y a moyen de résoudre ce problème par une ventilation naturelle ou hybride à condition que ce soit possible dans le bâtiment. Pour les bâtiments résidentiels en Belgique, un refroidissement par free-cooling naturel et night-cooling naturel est tout-à-fait possible. Pour les bâtiments tertiaires, même à faible charge thermique de refroidissement, une ventilation hybride est préférable. Mais de toute façon, pour les bâtiments résidentiels et les petits bâtiments tertiaires, les investissements nécessaires pour assurer le free-cooling et le night-cooling restent relativement peu coûteux (grilles de ventilation, fenêtres automatisées, etc) et sont toujours plus économes en énergie qu'un système de climatisation. En revanche, dans le cadre de bâtiments tertiaires ayant des besoins de froid plus importants ou de bâtiments industriels, le free-cooling/night-cooling mécanique peut amener à des situations aberrantes où il génère plus de consommations énergétiques qu'une climatisation traditionnelle en journée. (Ceraa et al. 2015)

Pour le night-cooling, il est **difficile de prévoir les bénéfices réalisables** en termes de confort sans une étude approfondie basée sur des simulations thermo-aérauliques du bâtiment. En effet, le fonctionnement du night-cooling dépend de nombreux paramètres tels que : le mode de ventilation, la structure du bâtiment (présence d'un atrium, etc), l'inertie des parois intérieures, la taille des ouvertures, la différence de température entre l'extérieur et l'intérieur, etc... Cependant, il existe des outils simplifiés pour guider le concepteur (par exemple, AlterClim : [www.ibgebim.be/soussites/alter\\_clim](http://www.ibgebim.be/soussites/alter_clim)).

Notons que les entrées d'air, restant ouvertes la journée ou la nuit, peuvent augmenter le **risque d'effraction, d'entrées d'insectes** ou de petits animaux, de gênes dues aux **bruits** et à la **pollution de l'air**. Il existe toutefois des grilles et treillis qui peuvent être placées sur les fenêtres la nuit ou sur des ouvertures spécifiques à la ventilation intensive pour empêcher les effractions et entrées d'insectes ; les alarmes peuvent aussi limiter les risques d'effraction.

La libre circulation de l'air destiné au rafraîchissement dans le bâtiment peut être en contradiction avec la méthode de compartimentage **anti-incendie**. Cependant, une conception adéquate permet de résoudre cette contrainte. Par ailleurs, les équipements de prévention incendie (exutoires de fumée et de chaleur) peuvent être utiles à la ventilation naturelle, par exemple en servant de coupole d'extraction naturelle. Enfin, lorsque l'ouverture des entrées d'air est manuelle, celles-ci doivent aussi être assez solides pour résister par grand vent et elles ne doivent pas laisser entrer l'eau en cas d'intempéries.

Attention, il faut faire la différence entre la ventilation intensive du refroidissement passif et la ventilation hygiénique nécessaire pour assurer la qualité de l'air dans le bâtiment. L'ouverture des fenêtres d'un système de free-cooling ou night-cooling naturel ne pourra jamais remplacer le système de ventilation hygiénique qui est définie par la réglementation PEB.

Enfin, il faut également souligner que, pour les immeubles de bureaux existants, il y a encore souvent un **frein socio-culturel** par rapport au refroidissement passif (lié notamment au désir de faux-plafonds et faux-planchers).

### **Puits canadien/provençal**

L'utilisation d'un puits canadien nécessite toujours l'utilisation d'un **ventilateur** pour compenser la différence de pression du conduit enterré. L'installation d'un puits canadien présente également des **risques de condensation interne** et des pertes de charges supplémentaires dans le système de ventilation. En hiver, le puits canadien est en concurrence avec le récupérateur de chaleur sur l'air extrait qui est plus efficace que lui. En été, il peut compléter d'autres systèmes passifs de froid mais garde un **rôle secondaire**. En outre, son application en ville ou en rénovation est plus difficile, notamment à cause du manque d'espace.

### **Refroidissement adiabatique**

Le refroidissement adiabatique est une technique de refroidissement de l'air qui est d'autant plus efficace que le climat est chaud et sec, ce qui n'est pas vraiment le cas de la Belgique. Dans notre pays, elle peut venir en **complément** d'un autre système de refroidissement passif ou actif mais son pouvoir rafraîchissant reste limité. Le refroidissement adiabatique indirect nécessite une **ventilation mécanique** et génère donc des consommations énergétiques. Toutefois, il consomme beaucoup moins d'énergie qu'un refroidissement

actif et présente un **EER (Energy Efficiency Ratio) de 20**, voire plus dans les meilleures conceptions. (EnergiePlus). Malgré cet avantage énergétique, le refroidissement adiabatique génère une **consommation en eau** non négligeable et nécessite des entretiens réguliers pour éviter l'entartrage des tuyauteries ou des problèmes de légionnelles.

### I.2.1.3 Choix de la technique

Les systèmes de free-cooling et surtout de night-cooling présentent un réel intérêt pour le refroidissement passif de tous les bâtiments en Belgique. Selon la charge thermique à supporter, ils serviront soit de système de refroidissement complet, soit de système complémentaire pour réduire les consommations énergétiques des bâtiments climatisés. Lorsque le bâtiment le permet, les solutions de free-cooling et night-cooling naturelles ou hybrides seront privilégiées par rapport aux solutions de ventilation intensive mécanique.

Au vu des contraintes et de la puissance limitée des puits canadien/provençal et du refroidissement adiabatique sous notre climat, ces deux techniques restent des solutions secondaires qui peuvent dans certains cas venir en complément d'un système free-cooling ou night-cooling mais ne suffisent pas à assurer le refroidissement d'un bâtiment à elles seules.

### I.2.1.4 Intérêt et applicabilité en RBC

Les **techniques de free-cooling et de night-cooling naturelles et hybrides** sont toujours à préférer par rapport aux formes de refroidissement actif tant qu'elles permettent d'assurer le confort désiré. Pour un bâtiment résidentiel ou tertiaire passif, le nombre d'heure de surchauffe ( $T^{\circ} > 25^{\circ}\text{C}$ ) évalué de façon dynamique doit être inférieur ou égal à 5% du temps d'occupation des locaux. Ce critère doit être respecté à partir de 2015 en Région de Bruxelles Capitale pour les constructions neuves dans le secteur résidentiel et tertiaire. Signalons toutefois qu'en milieu urbain, le **bruit et la pollution de l'air** sont parfois des freins à l'utilisation du free-cooling et du night-cooling naturels. Leurs versions mécaniques permettent l'ajout de filtres dans les conduits de ventilation.

Les techniques de refroidissement passif que sont le free-cooling et le night-cooling (naturel, mécanique ou hybride) sont **suffisantes**, en complémentarité avec l'isolation des toitures et le placement de protections solaires extérieures efficaces ( $g < 0,5$ ) pour les fenêtres potentiellement ensoleillées et supérieures en superficie à  $4\text{m}^2$ , pour assurer le refroidissement de **tous les bâtiments résidentiels en RBC**. Ces techniques seront également suffisantes dans les **petits bâtiments tertiaires** en RBC dont les besoins de froid ne sont pas trop importants, en complémentarité avec l'isolation des toitures et le placement de protections solaires extérieures efficaces ( $g < 0,5$ ) pour les fenêtres potentiellement ensoleillées et supérieures en superficie à  $1,5\text{m}^2$ , pour assurer le refroidissement de ces bâtiments **à condition que leur charge thermique interne ne dépasse pas 26 à 32W/m<sup>2</sup>** (en fonction de l'inertie du bâtiment) et qu'une conception spécifique du bâtiment favorise un refroidissement naturel intensif (ouvertures automatisées, etc). Du point de vue du **coût**, pour les bâtiments résidentiels et les petits bâtiments tertiaires (bureaux, commerces, écoles), le free-cooling et le night-cooling engendrent peu de coût : l'investissement le plus important consiste en général en une automatisation de certaines ouvertures (300 à 700 €/m<sup>2</sup> par fenêtre). Cependant, cette automatisation n'est pas nécessaire pour les bâtiments résidentiels.

Dans les **grands immeubles tertiaires** avec un besoin en froid très limité, le free-cooling/night-cooling ne peut constituer le système de refroidissement principal qu'à condition de réduire au minimum les besoins en froid du bâtiment (à une charge interne  $< 32 \text{ W/m}^2$ ) et d'investir dans une conception totalement adaptée du bâtiment, ce qui semble difficile à réaliser en général en rénovation. Par ailleurs, les coûts peuvent devenir conséquents (conduits de ventilation surdimensionnés, cheminées de ventilation, etc). Pour les bâtiments tertiaires de grande ampleur, nécessitant des installations de ventilation intensive de grande dimension, les solutions de free-cooling mécanique et de night-cooling mécanique présentent un risque de surconsommations dues aux ventilateurs. Il faut donc soit concevoir un système de refroidissement naturel ou hybride nécessitant des investissements importants (cheminées de ventilation, etc), soit utiliser ces techniques de refroidissement passif de manière mécanique mais raisonnée en complémentarité avec des solutions de refroidissement actif

(de préférence renouvelables). Pour les grands immeubles tertiaires avec des besoins en froid traditionnels, le free-cooling/night-cooling sera toujours insuffisant pour assurer le refroidissement complet des locaux mais il peut servir de complément à un système de refroidissement actif (de préférence renouvelable).

Le puits canadien/provençal est une solution complémentaire au free-cooling et au night-cooling mais il présente différents risques et sa mise en œuvre est souvent difficile en milieu urbain et en rénovation. Le refroidissement adiabatique indirect offre une puissance de refroidissement très limitée sous notre climat. Le potentiel de ces deux techniques en RBC est donc très limité, mais elles peuvent parfois venir en complément d'un système de free-cooling ou night-cooling naturel/hybride qui aurait besoin d'un faible complément frigorifique pour se passer de climatisation.

En RBC, même quand un refroidissement actif est nécessaire, les techniques de refroidissement passif devraient **toujours être utilisées au minimum en complément** de celui-ci de manière à limiter l'utilisation du refroidissement actif à son minimum. Dans ce cas, une gestion adéquate constitue un élément essentiel pour éviter le gaspillage d'énergie.

## **I.2.2 Le refroidissement renouvelable**

### **I.2.2.1 Définition et spécificités**

Bien que les techniques de refroidissement passif soient efficaces, elles ne suffisent pas toujours pour assurer la demande de froid. Quand un complément de froid est nécessaire, l'idéal est d'utiliser les sources d'énergie renouvelable (air, sol, eau). Ces systèmes ont un EER/SEER élevé. Nous allons les classer en fonction de la source d'énergie renouvelable utilisée :

- Groupe frigorifique utilisant l'air comme source avec mode free-chilling,
- Groupe frigorifique utilisant le sol comme source avec mode free-chilling,
- Groupe frigorifique utilisant l'eau comme source avec mode free-chilling,
- Pompe à chaleur réversible sur boucle d'eau

Tout d'abord, il semble utile d'expliquer ce qu'est le free-chilling. Ensuite, nous passerons en revue les spécificités des quatre technologies citées.

Le principe du free-chilling consiste à fabriquer de l'eau glacée sans utiliser le groupe frigorifique en bénéficiant des températures extérieures fraîches. L'eau est directement refroidie par l'air extérieur et la machine frigorifique est mise à l'arrêt. Cela permet donc d'économiser de l'énergie. Evidemment, ce système est d'autant plus rentable que la demande de refroidissement est importante en hiver. Pour bénéficier du free-chilling, il est recommandé d'utiliser des **émetteurs de froid à « haute température »**, tels que les plafonds froids (régime 15-17 °C), les poutres froides ou les ventilos-convecteurs surdimensionnés pour travailler au régime 12-17 °C ou 14-19 °C,... Si l'installation demande une puissance de refroidissement faible en mi-saison ou en hiver (de l'ordre de 50 W/m<sup>2</sup>), on pourrait faire travailler les plafonds froids au régime 17° - 19 °C, ce qui permet un refroidissement par l'air extérieur tant que la température de l'air est inférieure à 14 °C. On peut alors imaginer une modulation de la température de consigne de l'eau des plafonds froids en fonction de la température extérieure. Cette situation peut encore être améliorée grâce à une tour de refroidissement qui permettra encore de diminuer la température de l'air extérieur grâce à l'évaporation partielle de l'eau dans la tour. En outre, lorsque l'installation travaille à charge partielle, il y a intérêt à ce que la température moyenne de l'eau "glacée" soit la plus élevée possible pour favoriser l'échange avec l'air extérieur. On appliquera donc une régulation des échangeurs par débit variable pour augmenter l'écart de température entre départ et retour.

#### **Groupe frigorifique utilisant l'air comme source avec mode free-chilling**

C'est un groupe frigorifique classique (avec évaporateur, compresseur, condenseur et détendeur) où la chaleur produite par le condenseur est diffusée dans l'air extérieur. Le transfert est réalisé sous différentes formes : tour

de refroidissement, condenseur avec ventilateur, etc. Utiliser l'air comme source de refroidissement a un rendement limité. Mais celui-ci peut être fortement amélioré par l'intégration du refroidissement adiabatique en utilisant un condenseur humide (tour de refroidissement, refroidissement adiabatique). Il convient d'utiliser, dès que les conditions le permettent, le mode free-chilling qui a un rendement élevé.

L'EER en conditions test (hautes températures extérieures) de ce système sera d'environ 3. Mais lorsque la puissance de ces appareils frigorifiques est augmentée par l'intégration du refroidissement adiabatique, par exemple via une tour de refroidissement ou un refroidisseur hybride, l'EER peut être doublé et atteindre une valeur de 6. (Ceraa et al. 2015). Ce type de système frigorifique peut être placé **sur presque tous les types de bâtiments**. Différents systèmes de refroidissement par free-chilling sont possibles : via un aérorefroidisseur à air spécifique, un appareil mixte, une tour fermée de l'installation, un échangeur à air placé devant l'orifice d'aspiration d'une tour de refroidissement ou un échangeur à plaques traditionnel.

### **Groupe frigorifique utilisant le sol comme source, avec mode free-chilling**

C'est un groupe frigorifique classique (avec évaporateur, compresseur, condenseur et détendeur) ou la chaleur produite par le condenseur est diffusée dans le sol. Le transfert peut être réalisé par un champ BTES : stockage d'énergie géothermique par exemple. Le sol a un meilleur rendement que l'air comme source de froid et il a une température plus faible que l'air pendant les mois chauds. Il peut donc fonctionner en mode free-chilling une grande partie de l'année.

Pour les machines frigorifiques utilisant le sol comme source, l'EER sera plus élevé parce que la température du sol est généralement plus faible. Cependant, la température du sol peut elle aussi fortement fluctuer. De +5 °C au début de l'été (saison de refroidissement) jusqu'à +15 °C à la fin de l'été. La distribution peut même être facilement plus large. Il s'agit donc bien en l'occurrence d'une fluctuation annuelle et non journalière. En mode froid actif, l'EER sera inférieur à 4 à 5 dans une bonne installation. Mais l'EER peut être supérieur à un facteur 5 si l'on peut pratiquer le free-chilling. Compte tenu des fluctuations annuelles, le free-chilling pourra être appliqué beaucoup plus fréquemment au début de la saison de chauffe. Plus l'utilisation du free-chilling est élevée sur une base annuelle, plus le rendement annuel moyen est élevé. (Ceraa et al.2015)

### **Groupe frigorifique utilisant l'eau comme source, avec régime free-chilling**

C'est un groupe frigorifique classique (avec évaporateur, compresseur, condenseur et détendeur) ou la chaleur produite par le condenseur est diffusée dans l'eau (canal, lac, eau souterraine, etc.). Tout comme le sol, l'eau utilisée comme source de froid a une température qui est plus faible que celle de l'air extérieur pendant les mois chauds, ce système peut donc fonctionner longtemps en mode free-chilling. L'eau est assez similaire au sol dans ses avantages.

### **Pompe à chaleur réversible sur boucle d'eau**

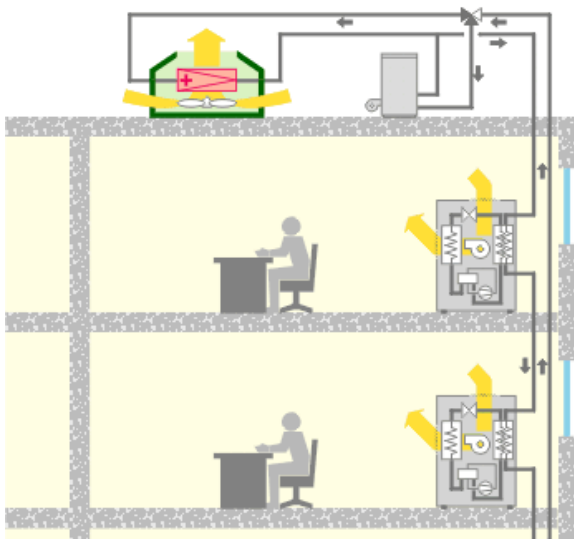


Figure 14 : Principe de la pompe à chaleur réversible sur boucle d'eau

Plusieurs pompes à chaleur sont connectées sur une boucle d'eau commune. **En été**, elles fonctionnent en machine frigorifique dont le condenseur est refroidi par la boucle d'eau (refroidie elle-même par une tour de refroidissement en toiture). **En hiver**, elles fonctionnent en pompe à chaleur dont la boucle d'eau constitue la source "froide" (réchauffée elle-même par une chaudière placée en série sur la boucle). **En mi-saison et lorsque des locaux doivent être simultanément refroidis et réchauffés**, ce système trouve tout son sens : la **boucle qui les relie permet le transfert d'énergie entre eux, avec une performance énergétique remarquable**. Il est à noter qu'il existe également des climatisations réversibles mais contrairement aux PAC réversibles, les clim réversibles ont une consommation électrique élevée. La pompe à chaleur réversible sur boucle d'eau est optimisée si elle est reliée à un système pour stocker la chaleur et la restituer à la demande, en différé.

La **pompe à chaleur sol/eau** est réversible. En été, elle fonctionne comme un groupe de production d'eau glacée en utilisant le sol pour évacuer la chaleur de son condenseur régénérant ainsi ce dernier. Ce système permet donc **la recharge du sol**. Les **systèmes ouverts** sont utilisés si la nappe phréatique se situe près de la surface du sol ; on peut alors envisager de puiser directement l'eau dans cette dernière plutôt que de la parcourir avec un échangeur et un fluide caloporteur. Étant donné les mouvements dans les nappes phréatiques et en fonction de la distance entre les zones chaude et froide, l'influence d'un éventuel déséquilibre entre les besoins de chauffage et de refroidissement est nettement moindre dans le cas d'un système ouvert par rapport à un système fermé. En outre, il est également possible de **produire du chaud et du froid en même temps** dans le bâtiment. En effet, si nécessaire, l'eau pompée de la nappe peut être dirigée à la fois vers la pompe à chaleur et vers l'échangeur de géocooling ou vers un échangeur commun entre les productions de chaud et de froid.

Ce type de fonctionnement permettant une grande souplesse dans la gestion des besoins de chaleur et de froid peut aussi être assuré par une **climatisation à débit réfrigérant variable (VRV) à 3 tubes**. Si on intègre dans la même zone des locaux de façades différentes, un transfert d'énergie peut avoir lieu à l'intérieur du bâtiment, en mi-saison. Cette variante dite "à récupération d'énergie" est particulièrement intéressante si l'on prévoit des apports internes élevés durant l'hiver : salle informatique, locaux intérieurs, ... La chaleur extraite pourra être restituée vers les locaux demandeurs en façade. Ce système peut s'adapter facilement en rénovation puisque aucun local technique n'est requis (pose en toiture) et que les tuyauteries ont un faible encombrement. L'installation peut travailler en mode "froid" et en mode "chaud", simultanément. Mais **l'existence d'un réseau de fluide frigorigène dans l'ensemble du bâtiment** pourrait être interdit ou du moins beaucoup plus réglementé dans les prochaines années et pose en tous cas question sur le plan environnemental. C'est la raison pour laquelle ce système ne sera pas davantage étudié.

### **I.2.2.2 Contraintes**

Pour bénéficier du free-chilling, il est recommandé d'avoir des **besoins de froid en dehors des périodes les plus chaudes (hiver et mi-saison)** et il est nécessaire de travailler avec des **émetteurs de froid à « haute température »**, tels que les plafonds froids (régime 15-17 °C), les poutres froides ou les ventilos-convecteurs surdimensionnés pour travailler au régime 12-17 °C ou 14-19 °C, ... Par ailleurs, ce dimensionnement des émetteurs à haute température assure également une diminution des consommations énergétiques du système, notamment par une réduction des pertes énergétiques dans le réseau.

En fait, l'émetteur idéal pour bénéficier du free-chilling est la **dalle active** (des tuyaux sont intégrés dans les dalles de plancher et sont parcourues par de l'eau froide). Cette technique qui est réversible (émission de chaleur ou de froid), se caractérise par des régimes de températures d'eau élevés en refroidissement et très bas en chauffage, ce qui en fait un système extrêmement efficace du point de vue énergétique. La dalle active apporte en plus une importante masse thermique qui favorise la technique du night-cooling. Ce type d'émetteur permet de rafraîchir l'ambiance par de l'eau froide à haute température (environ 20°C), ce qui améliore le

rendement de production des machines frigorifiques et facilite également la valorisation de la fraîcheur de l'environnement extérieur (free chilling, geocooling, etc.). La dalle active convient spécialement bien aux bâtiments performants énergétiquement (à partir du niveau basse énergie). Il faut toutefois noter qu'il existe encore des freins socio-culturels au développement de cette technique, dû au fait qu'elle empêche la pose de faux-plafonds et de moquettes. Par ailleurs, les travaux nécessaires à la pose d'une dalle active sont souvent trop lourds en rénovation et ne sont adaptés que pour les nouvelles constructions ou des rénovations lourdes.

### **Groupe frigorifique utilisant l'air comme source avec un mode free-chilling**

A cause du faible rendement de l'air comme source de froid, ces machines ont **l'EER/SEER le plus faible de tous les types de systèmes de refroidissement renouvelable.**

La **rentabilité** de ce système dépendra de la **répartition des besoins en froid durant l'année** mais c'est toujours une solution à étudier.

Une autre contrainte pour un refroidissement utilisant l'air est de disposer d'une **place sur le toit** pour placer le condenseur. En cas d'utilisation de condenseurs plus lourds, le toit doit avoir une force portante suffisante pour pouvoir l'accueillir.

Enfin, de l'eau glacée refroidie par l'air extérieur pose le **problème du gel** dans la tour de refroidissement. La solution la plus courante est l'addition de glycol, mais le glycol coûte cher, diminue les capacités d'échange thermique et augmente la densité du liquide, ce qui entraîne une augmentation de puissance des pompes. En outre, un échangeur supplémentaire doit alors être prévu, entraînant une consommation électrique liée à sa perte de charge et un écart de température qui diminue la période de fonctionnement du free-chilling. Il est aussi possible de placer des cordons chauffants (mais peut-on protéger totalement ainsi une tour ?) ou de prévoir un circuit de chauffage spécifique qui se met en place en période de gel, mais cela risque de compenser les gains énergétiques liés à la tour de refroidissement.

### **Groupe frigorifique utilisant le sol comme source, avec mode free-chilling et pompe à chaleur réversible sur boucle d'eau**

Il convient de disposer de l'espace nécessaire pour pouvoir réaliser les forages verticaux dans le sol. Il peut être difficile de les réaliser en cas de rénovation et/ou dans un milieu bâti dense. De plus, dans un contexte urbain, il faut faire attention aux éléments déjà présents dans le sol (canalisations, tunnels, etc.). Ces forages nécessitent un investissement financier important.

De plus, les pompes à chaleur géothermiques en mode refroidissement et les machines frigorifiques utilisant le sol comme source chauffent le sol. Lorsque cette chaleur n'est pas utilisée en hiver, le sol se réchauffera progressivement. A moins de travailler sur des bâtiments extrêmement performants énergétiquement (niveau passif), un système géothermique devrait toujours avoir un bilan énergétique en équilibre (équilibre entre la chaleur absorbée et la chaleur émise) sur une période de 5 ans afin de ne pas perturber le bilan thermique du sous-sol. Considérer une période de 5 ans permet de gommer l'impact des fluctuations annuelles de la demande de chaleur et de froid en fonction des conditions météorologiques. L'idéal pour un refroidissement utilisant le sol comme source consiste à équiper avec cette technologie des bâtiments qui présentent un équilibre entre la demande de chaleur et de froid et pour lesquels les demandes de froid et de chaleur ne sont pas simultanées.

Il n'existe actuellement pas de législation spécifique à la géothermie en RBC. Les systèmes géothermiques sont néanmoins presque toujours composés d'installations classées soumises à déclaration ou à permis d'environnement.

### **Groupe frigorifique utilisant l'eau comme source, avec régime free-chilling et pompe à chaleur en système ouvert**

---

Il faut d'abord que la distance ne soit pas trop grande entre le bâtiment et la source d'eau. Ensuite, il y a des coûts d'installation pour transporter la chaleur jusque dans l'eau environnante (conduites, pompes, filtres, etc.) qui font que ce système nécessite un investissement financier important.

Dans le cas de systèmes géothermiques ouverts, les captages d'eau souterraine sont des installations classées de classe 2 ou de classe 1B (rubrique 62) et sont donc soumis à Permis d'Environnement. En plus comme pour les captages d'eau "classiques", les systèmes géothermiques ouverts sont soumis à une "autorisation de pompage" de la part de l'IBGE.

### 1.2.2.3 Choix de la source d'énergie

En plus d'un investissement financier important, le groupe frigorifique utilisant le sol comme source avec un mode free-chilling et la pompe géothermique réversible sur boucle d'eau présentent un grand nombre de contraintes par rapport à leur implantation en milieu urbain dense et le groupe frigorifique utilisant l'eau comme source avec un mode free-chilling et la pompe à chaleur à système ouvert nécessitent la proximité d'une source d'eau. Ces deux techniques sont donc à privilégier pour les très grands bâtiments ou les projets qui concernent un ensemble de bâtiments voire un quartier. En revanche, le **groupe frigorifique utilisant l'air comme source avec un mode free-chilling** convient pratiquement à tous les types de bâtiments et de milieux bâtis, tout en étant moins coûteuse à l'investissement, ce qui en fait une technique de refroidissement idéale pour les bâtiments individuels.

### 1.2.2.4 Intérêt et applicabilité en RBC

Le **groupe frigorifique utilisant l'air comme source avec un mode free-chilling** peut être employé autant dans le milieu tertiaire que pour certaines applications industrielles. Son potentiel d'implantation en RBC couvre la majorité des bâtiments équipés d'un système d'air conditionné actuellement. Son application correspond toutefois mieux à l'échelle du bâtiment tertiaire individuel qu'à celle du quartier.

A l'inverse, les **quatre autres technologies envisagées** présentent un coût trop élevé et des contraintes d'intégration dans leur milieu trop importantes pour pouvoir être appliqués à grande échelle en RBC à l'échelle du bâtiment. En revanche, ces techniques deviennent intéressantes en lien avec des projets de grande ampleur (hôpital, usine, etc) ou de petits réseaux de froid urbain car les contraintes y sont plus facilement gérables et le gain en efficacité s'avère alors vraiment utile. En particulier, les pompes à chaleur réversible permettent de gérer la production simultanée de froid et de chaud.

## 1.2.3 Le refroidissement par absorption et trigénération

### 1.2.3.1 Définition et spécificités

Le **refroidissement par absorption** utilise un groupe frigorifique classique (avec évaporateur, compresseur, condenseur et détendeur) où la chaleur du condenseur est diffusée dans une source (eau, air), mais la différence est que l'augmentation de pression n'est pas due à un compresseur classique, mais à de la chaleur résiduelle en combinaison avec une solution saline. Cette chaleur peut être produite par des centrales d'incinération, des processus industriels, la surproduction des collecteurs solaires... C'est donc une manière de bénéficier d'une source de **chaleur fatale**. D'ailleurs, la chaleur utilisée doit être « fatale », sinon le refroidissement par absorption perd tout son intérêt économique et écologique par rapport à une machine frigorifique traditionnelle. L'EER d'un système de refroidissement par absorption se situe généralement entre 0,5 et 1,2.

Il est possible de lui relier des collecteurs solaires (spécialement prévus pour le refroidissement par absorption) mais la rentabilité financière n'est pas atteinte en Belgique.

Si la chaleur utilisée dans le compresseur d'une machine à absorption est produite par des unités de cogénération, alors cette unité devient une unité de **trigénération** (production d'électricité, de chaleur et de

froid). L'intérêt de la trigénération concerne son application aux bâtiments qui ont des besoins en chaud et en froid simultanés (par exemple abattoirs, entreprises pharmaceutiques, industrie alimentaire, qui utilisent le froid pour le stockage et la chaleur pour les espaces de travail) et aux bâtiments qui présentent à certains moments (par exemple, l'hiver) une grande demande de chaleur et à d'autres moments (par exemple, l'été) une grande demande de froid. La trigénération permet alors une utilisation de la cogénération pendant une plus longue durée par an.

### **I.2.3.2 Contraintes**

Pour le refroidissement par absorption, la **demande de froid** devrait de préférence être **la plus constante possible**. De plus, le refroidissement par absorption n'est possible qu'en **lien avec une source de chaleur fatale**, donc soit pour des bâtiments industriels, soit via un réseau de froid urbain alimenté par une source de chaleur fatale (incinérateur, industrie, etc). De plus, la chaleur fatale utilisée doit présenter une **température élevée, au moins 80 à 95 °C**, pour pouvoir générer un refroidissement par absorption (Ceraa et al. 2015).

Pour la trigénération, la première difficulté provient de **l'équilibre des besoins en froid et en chaud** par rapport à ses productions respectives, ce type de demandes ne correspond qu'à quelques types de bâtiments spécifiques (hôpitaux, industries). De plus, l'efficacité énergétique d'une trigénération est en moyenne plus faible que celle d'une cogénération.

Les techniques du refroidissement par absorption et trigénération sont **très onéreuses et la plupart du temps non rentables** dans des bâtiments qui ne nécessitent que quelques mois de refroidissement. Le fonctionnement de la trigénération est plus rentable que celui de la cogénération mais pas assez pour compenser la différence d'investissement entre les deux systèmes (Daoud 2006).

### **I.2.3.3 Choix de la technologie**

A l'exception de situations très spécifiques, ces deux technologies ne peuvent pas être recommandées d'un point de vue technico-économique.

### **I.2.3.4 Intérêt et applicabilité en RBC**

Au vu des contraintes de ces deux technologies, leur potentiel est minime en RBC.

## **I.2.4 Le réseau de froid**

### **I.2.4.1 Définition et spécificités**

Sur le même modèle que les réseaux de chaleur, il existe des réseaux de froid qui refroidissent un ensemble de bâtiments ou un quartier en produisant de manière centralisée et en distribuant de l'eau glacée (5/6°C) à travers un réseau urbain. Une centrale, souvent la même que celle utilisée pour produire de la chaleur, produit de l'eau froide, soit en la puisant directement dans un lac ou une nappe phréatique, soit grâce à une pompe à chaleur. L'eau froide (autour de 6 °C) est ensuite acheminée vers le client grâce à un réseau de canalisations isolées, et traverse ensuite un échangeur de chaleur situé chez le client de façon à alimenter en froid le système de climatisation du bâtiment.

La plupart des avantages d'un réseau de chaleur s'appliquent également à un réseau de froid. Lorsque les besoins de froid sont importants, tout comme pour les réseaux de chaleur, le réseau de froid est plus efficace énergétiquement, et donc plus écologique, que des systèmes individuels de production de froid. Les réseaux de froid se substituent donc aux systèmes décentralisés avec une efficacité énergétique intéressante. Ils exploitent les éléments naturels froids (cours d'eau, etc) afin d'en extraire le froid et de l'injecter dans le réseau. Un autre atout du réseau de froid provient des économies d'échelle. Le système hydrothermique peut être fermé (en une



---

ou plusieurs boucles, avec ou sans échangeur seul ou en batterie) ou de type ouvert (l'eau finale sert par exemple à l'irrigation, au remplissage de plans d'eau ou à l'arrosage d'espaces verts, etc.). Le réseau peut être géré par la commune (en régie) ou par un prestataire privé.

#### **I.2.4.2 Contraintes**

La plupart des contraintes des réseaux de chaleur s'appliquent également à un réseau de froid. Les réseaux de froid sont des installations qui représentent un investissement initial important. Le risque économique est donc à considérer sur une longue période.

En Belgique, la principale contrainte pour un réseau de froid est toutefois le caractère local de la demande en froid urbain et sa durée limitée en nombre de mois sur l'année. Nous avons vu lors de la tâche 1, que la demande de froid résidentielle en RBC est minime et que la demande de froid industrielle est insuffisamment documentée et vraisemblablement très faible également. Seuls des ensembles de bâtiments tertiaires utilisant des systèmes de refroidissement actifs pourraient avoir intérêt à se relier pour bénéficier d'un réseau de froid, à condition que leur proximité géographique soit suffisamment proche.

Par ailleurs, les usagers ne sont généralement pas conscients de la performance énergétique et des bénéfices environnementaux des réseaux de froid, ce qui complique la possibilité de convaincre des partenaires.

#### **I.2.4.3 Choix de la source d'énergie**

Les réseaux de froid utilisent plusieurs méthodes pour refroidir l'eau :

- Les groupes frigorifiques peuvent être refroidis par de l'eau froide provenant de cour d'eau, de lac ou d'eau souterraine. Ensuite, si cela ne suffit pas l'eau est amenée à bonne température par une centrale de refroidissement (électrique, au gaz, etc.).
- On peut valoriser la chaleur fatale produite par divers bâtiments (usines d'incinération, centrale de cogénération, etc.) en faisant fonctionner des réfrigérateurs à absorption mais on a vu que leur coût d'investissement est très onéreux.

Les réseaux de froid ont évidemment intérêt à être alimentés par une source de froid hydrothermique qui peut également servir de source de production de chaleur en hiver. Notons que les réseaux de froid voient leurs rendements énergétiques et économiques augmenter lorsqu'ils utilisent des systèmes qui sont utilisés aussi bien pour le chauffage (période hivernale) que pour le refroidissement (période estivale).

#### **I.2.4.4 Intérêt et applicabilité en RBC**

Il faut d'abord souligner l'absence d'expérience de Bruxelles en termes de réseaux de froid, ce qui ne facilite pas la mise en œuvre de ce type de projets.

L'intérêt d'un réseau de froid en RBC sera assez limité car il devrait idéalement correspondre aux caractéristiques suivantes :

- Densité énergétique de besoins en froid suffisante par mètre courant de réseau, ce qui correspond uniquement aux quartiers denses où les bâtiments tertiaires sont majoritaires.
- Adéquation entre la production de froid et les besoins en froid
- Accessibilité d'une source hydrothermique
- Porteur de projet fort (promoteur, Ville, ...)
- Consommateurs captifs à long terme
- Pouvoirs locaux favorables

---

Il y a évidemment un réel intérêt à pouvoir coupler un réseau de chaleur et un réseau de froid grâce à un réseau alimenté par une source commune hydrothermique de manière à rentabiliser les coûts d'infrastructures de ces deux types de réseaux mais, les conditions d'application de ces deux réseaux étant nombreuses, le potentiel concret pour ce type de projets devrait être étudié de manière approfondie par une étude spécifique.

Ainsi, il nous semble que nous pouvons recommander fortement les petits projets de réseaux de chaleur et de froid urbains reliant quelques bâtiments tertiaires ayant accès à une source d'énergie hydrothermique et présentant des besoins en chaud et en froid suffisants ainsi qu'un porteur de projet fort. Vu le nombre de critères à respecter, le potentiel en RBC restera donc vraisemblablement limité à quelques cas particuliers.

## II. ELABORATION DES SCÉNARIOS

Suite à l'état de l'art développé dans le premier chapitre de ce rapport, des matrices Technologies-besoins adaptées au contexte de la région de Bruxelles-Capitale (RBC) ont été élaborées (en prenant en compte les aspects techniques, financiers et légaux) pour représenter le degré d'intérêt de l'application de chaque solution au sein de la RBC pour différents types de projets différenciés par leurs types de besoins en chaud et en froid. Dans un premier temps, la méthodologie utilisée pour créer ces matrices est expliquée et les matrices sont présentées dans leur totalité. Tous les couples Technologies-besoins évalués comme favorables pour la RBC à travers ces matrices constituent un ensemble de scénarios potentiels pour la RBC. Ensuite, une sélection plus restreinte des scénarios les plus intéressants pour la RBC sera proposée sur base de l'analyse des besoins de chaud et de froid produite par la tâche 1. Les scénarios identifiés comme prioritaires pour la RBC serviront de base au travail qui sera effectué ultérieurement dans les tâches suivantes.

### II.1 LES MATRICES BESOINS-TECHNOLOGIES

La **méthodologie de définition des Matrices Besoins-technologies** pour la RBC est la suivante. La matrice doit représenter l'intérêt en RBC d'utiliser les différentes technologies/solutions performantes étudiées en fonction des différents types de besoins en chaud et en froid rencontrés dans différents types de projets.

Il a donc été nécessaire de définir les différents **types de projets** à analyser. Nous les avons **différenciés** selon :

- leurs **besoins en chaud** et leurs **besoins en froid**
- leur **niveau de performance énergétique selon trois niveaux**: projets de construction neuve (niveau PEB 2015 à Bruxelles, équivalent à un niveau passif), projet de rénovation (niveau basse énergie), bâtiments existants (rénovation du système de chaud/froid).

Ensuite, pour chaque type de projet, nous avons établi une matrice qui évalue chaque technologie sur base de **l'échelle d'intervention et de l'affectation** : quartier (ou ensemble de bâtiments), immeuble de logements collectifs (avec chauffage centralisé), logement individuel (maison ou appartement avec son propre chauffage individuel), bureaux et commerces, hôpital, piscine et industrie.

Les **trois matrices décrivant les besoins de chaleur** sont présentées ci-dessous :

Technologies du chaud (chauffage + ECS) pour nouvelles constructions (niveau passif)												
	Chaudière au gaz à condensation par bâtiment	Chaudière au mazout à condensation par bâtiment	Chaudière aux pellets condensation par bâtiment	Cogen au gaz par bâtiment	PAC sol/eau	PAC eau/eau	PAC air/eau ou air/air	Elec. direct	Panneaux solaires thermiques + chaudière	Récupération de chaleur fatale	Réseau de chaleur : ch. fatale, géothermie ou hydrothermie	Réseau de chaleur avec cogen
Quartier, îlot, ensemble de bâtiments	++	-	-	-	-	-	-	-	+	-	++	++
Logement collectif : chauff. centralisé	++	+	-	++	-	-	-	-	+	-	+	+
Logement individuel	++	+	-	-	-	-	+	-	+	-	-	-
Bureaux, commerce	++	+	-	+	+	+	-	-	+	+	+	+
Hôpital,	+	+	-	++	+	+	-	-	++	+	+	+
Piscine	+	+	-	++	+	++	++	-	+	-	-	-
Industrie	++	+	+	++	+	++	-	-	+	++	+	+

Technologies du chaud (chauffage + ECS) pour bâti existant (rénovation du système de chauffage)												
	Chaudière au gaz à condensation par bâtiment	Chaudière au mazout à condensation par bâtiment	Chaudière aux pellets condensation par bâtiment	Cogen au gaz par bâtiment	PAC sol/eau	PAC eau/eau	PAC air/eau ou air/air	Elec. direct	Panneaux solaires thermiques + chaudière	Récupération de chaleur fatale	Réseau de chaleur : ch. fatale, géothermie ou hydrothermie	Réseau de chaleur avec cogen
Quartier, îlot, ensemble de bâtiments	++	-	-	-	-	-	-	-	+	-	++	++
Logement collectif : <u>chauf.</u> centralisé	++	-	-	++	-	-	-	-	+	-	+	+
Logement individuel	++	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-
Bureaux, commerce	++	-	-	++	-	-	-	-	+	+	+	+
Hôpital,	+	-	-	++	-	-	-	-	++	+	+	+
Piscine	+	-	-	++	-	-	+	-	+	-	-	-
Industrie	++	-	+	++	-	-	-	-	+	++	+	+

++ = *Très favorable*

+ = *Favorable sous certaines conditions*

- = *Défavorable*

Les **trois matrices décrivant les besoins de froid** sont présentées ci-dessous :

Technologies du froid (refroidissement) pour projet de construction neuve passive					
	Free-cooling/ Night-cooling	Machine frigorifique à EER élevé fonctionnant le plus longtemps possible en mode free-chilling et émetteurs à haute température	Pompe à chaleur géothermique réversible sur boucle d'eau	Trigénération	Réseau de froid alimenté par un système ouvert
Quartier, îlot, ensemble de bâtiments	-	++	-	+	++
Logement collectif : <u>chauf.</u> centralisé	++	-	-	-	-
Logement individuel	++	-	-	-	-
Bureaux, commerce	++	++	+	-	+
Hôpital,	-	+	-	+	++
Piscine	-	-	++	-	-
Industrie	-	++	++	+	++

Technologies du froid (refroidissement) pour projet de rénovation basse énergie					
	Free-cooling/ Night-cooling	Machine frigorifique à EER élevé fonctionnant le plus longtemps possible en mode free-chilling et émetteurs à haute température	Pompe à chaleur géothermique réversible sur boucle d'eau	Trigénération	Réseau de froid alimenté par un système ouvert
Quartier, îlot, ensemble de bâtiments	-	++	-	+	++
Logement collectif : chauf. centralisé	++	-	-	-	-
Logement individuel	++	-	-	-	-
Bureaux, commerce	+	++	+	-	+
Hôpital,	-	+	-	+	++
Piscine	-	-	++	-	-
Industrie	-	++	++	+	++

Technologies du froid (refroidissement) pour bâti existant					
	Free-cooling/ Night-cooling	Machine frigorifique à EER élevé fonctionnant le plus longtemps possible en mode free-chilling et émetteurs à haute température	Pompe à chaleur géothermique réversible sur boucle d'eau	Trigénération	Réseau de froid alimenté par un système ouvert
Quartier, îlot, ensemble de bâtiments	-	++	-	+	++
Logement collectif : chauf. centralisé	++	-	-	-	-
Logement individuel	++	-	-	-	-
Bureaux, commerce	+	++	+	-	+
Hôpital,	-	++	-	+	++
Piscine	-	-	++	-	-
Industrie	-	++	++	+	++

++ = *Très favorable*      + = *Favorable sous certaines conditions*      - = *Défavorable*

## II.2 LES SCÉNARIOS LES PLUS INTÉRESSANTS POUR LA RBC

Selon les observations de la Commission européenne (Guidance note on Directive 2012/27/UE), les scénarios à élaborer doivent correspondre aux caractéristiques suivantes :

### Scénario de base :

- Le scénario de base doit décrire la situation existante et son évolution probable si aucun des paramètres de la situation actuelle ne change (“The baseline scenario should describe the existing situation and its likely evolution in the selected timeframe, if no parameters of the existing situation are changed”).

### Scénarios alternatifs :

- Ils doivent prendre en considération les solutions pertinentes pour une meilleure efficacité du chauffage et du refroidissement.
- Ils doivent intégrer en priorité la cogénération et les réseaux de chaleur/froid urbain
- Seuls les scénarios réalistes doivent être étudiés.
- Les scénarios qui ne sont pas applicables pour des raisons techniques, financières, réglementaires ou pour des contraintes de temps peuvent être exclus.

De façon générale, le choix des scénarios à analyser repose sur un **filtrage préliminaire**. Nous avons réalisé celui-ci sur la base de constatations relatives aux spécificités de la Région bruxelloise :

- **Spécificités techniques :** Certaines solutions sont écartées dans la mesure où certaines ressources énergétiques sont difficilement envisageables à une échelle suffisante au sein de la RBC. C'est le cas par exemple de la biomasse. De même, la géothermie offre une source de chaleur valorisable mais souffre de plusieurs limitations.
- **Spécificités urbanistiques :** Le secteur résidentiel en RBC présente beaucoup de bâtiments anciens. Le taux de renouvellement du parc immobilier est faible et les constructions nouvelles sont réalisées pour une part importante dans la frange périphérique de l'agglomération. La situation est contrastée dans les secteurs administratif et commercial. Les quartiers ayant fait l'objet d'un aménagement sont souvent concentrés.
- **Spécificités économiques :** Bruxelles est une ville essentiellement orientée vers le résidentiel et le tertiaire. La valeur ajoutée industrielle représente 5% de l'ensemble de la création de richesse. Et elle est en déclin. En outre, le segment industriel est fortement concentré puisque le poids du seul secteur de la construction génère la moitié de cette valeur ajoutée.

Le schéma ci-dessous, issu du Bilan énergétique de la RBC (ICEDD 2014), présente la répartition de la consommation finale d'énergie par secteur et par type de besoins en RBC en GWh.

Ce schéma permet de tirer les conclusions suivantes :

1/ Le **secteur résidentiel** consomme 38,7% (8375 GWh) du total dont 85,6% (7173 GWh) pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire.

2/ Le **secteur tertiaire** consomme 34,8 % (7529 GWh) du total dont 51,5% (3882 GWh) pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire et 3,9% (290 GWh) pour l'air conditionné.

3/ Le **secteur industriel** consomme 2,9% (623 GWh) du total.

Dans un but de recherche de **scénarios stratégiques** pour la RBC, le **secteur industriel** peut donc être considéré comme **négligeable**.

Les **consommations de chaud** semblent également nettement **prédominantes** par rapport aux consommations de froid et **devraient donc être privilégiées en termes de scénarios détaillés**. Dans le schéma ci-dessous, l'ensemble des besoins de froid n'apparaissent pas clairement mais la tâche 1 a permis d'évaluer l'ensemble des besoins de froid pour le secteur tertiaire en RBC à une valeur de 471,5 GWh, ce qui correspond seulement à **2,8% du total**. Les **besoins de froid** sont donc réellement **minoritaires en RBC**.

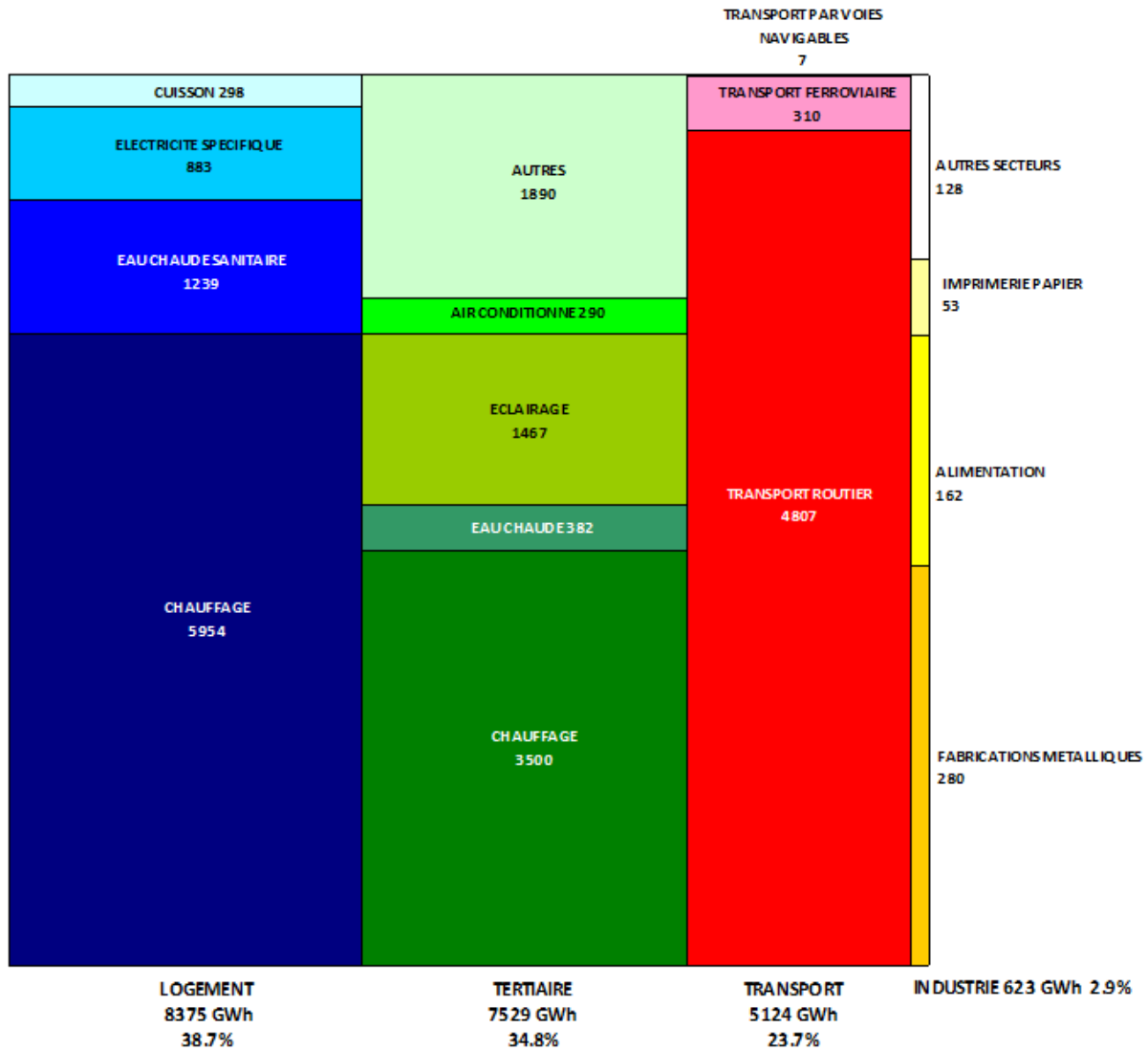


Figure 15 : Consommation finale d'énergie par secteur et par type de besoins en RBC (ICEDD 2014)

**Nous proposons donc de mettre un accent spécifique dans les scénarios sur les besoins de chaud en analysant à la fois des solutions centralisées à l'échelle du quartier et des solutions décentralisées à l'échelle du bâtiment.**

Le schéma ci-dessous, issu de la tâche 1, reprend de manière plus précise les statistiques de l'ensemble des besoins de chaud en RBC en 2003 et en 2012 sur base du Bilan énergétique de la RBC (ICEDD 2014).

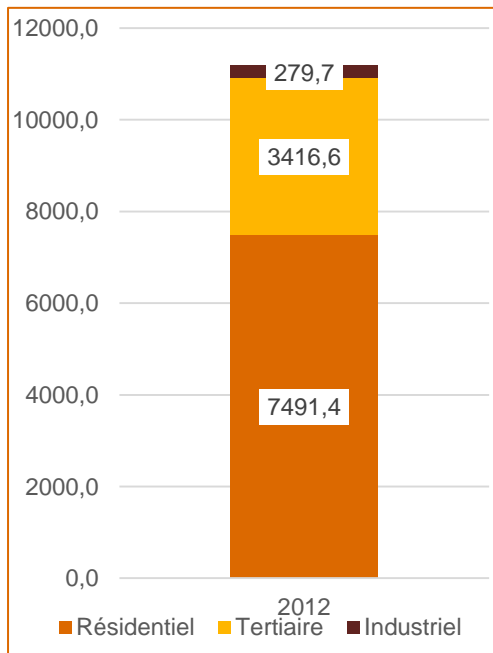


Figure 16 : consommations associées aux besoins de chaud par secteur en RBC en 2012 (source : ICEDD 2014)

La part des **besoins de chaud du secteur résidentiel** compte pour environ **67%** du total et la part des besoins de chaud du **secteur tertiaire** pour **30,5%**. Ces deux secteurs sont donc très importants à analyser dans les scénarios sur les besoins de chaud mais le secteur résidentiel devrait être étudié avec le plus d'attention. On peut y observer que les besoins de chaud du **secteur industriel** correspondent seulement à **2,5%** du total en 2012 et qu'ils ont déjà été fortement réduits entre 2003 et 2012, ce qui confirme qu'ils peuvent être négligés.

D'après le Bilan énergétique de la RBC (ICEDD 2014), 53% du total des logements occupés font partie d'immeubles à appartements et 23% des appartements dans des maisons et commerces pour seulement 24% de maisons unifamiliales avec 20% de maisons mitoyennes. Ainsi, **77% des logements correspondent à des appartements dans des bâtiments collectifs**. C'est donc cette configuration qui sera retenue pour les scénarios à privilégier à Bruxelles.

Le schéma suivant présente de manière précise les **besoins de chaud au sein du secteur tertiaire** en RBC, évalués lors de la tâche 1 sur base du Bilan énergétique de la RBC (ICEDD 2014). On peut en conclure que :

- les **immeubles de bureaux** (administrations + banques, assurances et services aux entreprises) représentent **41%** de ces besoins de chaud.
- les commerces représentent **26%** de ces besoins de chaud.
- Toutes les autres affectations représentent une très faible part de la consommation totale en RBC

Dans les scénarios préférentiels pour la RBC, nous nous concentrerons donc sur l'étude des technologies répondant aux besoins de chaud dans les **immeubles de bureaux et les commerces**.



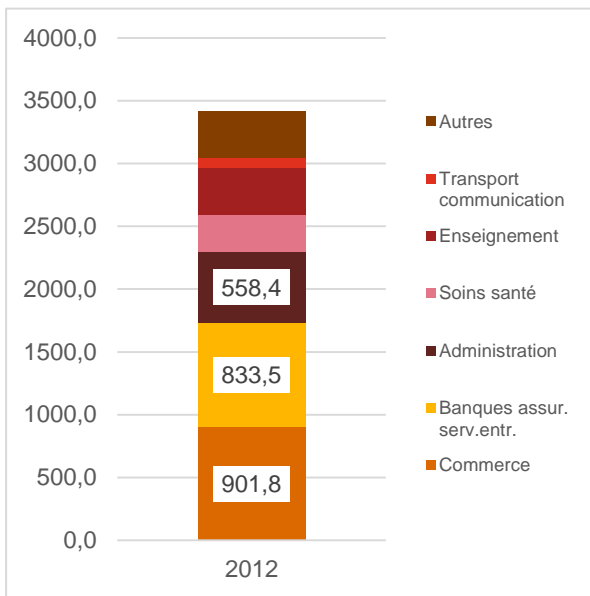


Figure 17 : consommations associées aux besoins de chaud du secteur tertiaire par type d'affectation en RBC en 2012 (source : ICEDD 2014)

Les **besoins de froid** dans le **secteur résidentiel** à Bruxelles sont suffisamment **faibles** pour ne pas être estimés au sein du Bilan énergétique de la RBC (ICEDD 2012). La tâche 1 a évalué la part des bâtiments certifiés (PEB) ayant un taux de probabilité > 50% d'être climatisés, ce taux correspond à 1% des habitations certifiées en RBC. Les besoins de froid dans le secteur résidentiel peuvent donc être **négligés** dans le cadre des scénarios les plus intéressants pour la RBC.

Pour les besoins de froid dans le secteur tertiaire à Bruxelles, en 2012 d'après le Bilan énergétique de la RBC (ICEDD 2012), la consommation de froid représentait 9% de la consommation d'électricité du tertiaire bruxellois, soit 316,2 GWh dont :

- 109 GWh ou 35% pour les commerces
- 113 GWh ou 36% pour les administrations, banques, assurances & services aux entreprises
- 28 GWh ou 9% pour les soins de santé
- 8 GWh ou 3 9% pour l'enseignement
- 30 GWh ou 9% pour le transport
- 27 GWh ou 9% pour les autres affectations

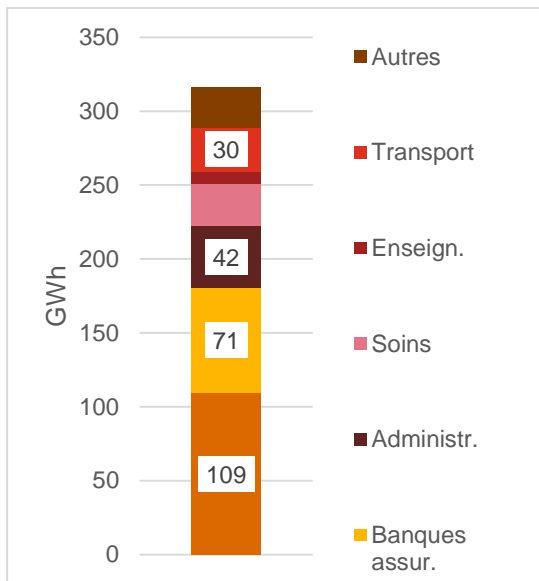


Figure 18 : consommations associées aux besoins de froid du secteur tertiaire par type d'affectation en RBC en 2012 (source : ICEDD 2014)

Dans les scénarios préférentiels pour la RBC, nous nous concentrerons donc sur l'étude des technologies répondant aux besoins de froid dans les **immeubles de bureaux**, qui représentent 36% de l'ensemble de la demande de froid du secteur tertiaire en RBC, **et les commerces**, qui représentent 35 % de l'ensemble de la demande de froid du secteur tertiaire en RBC. Rappelons cependant que la consommation liée à ces besoins de froid des immeubles de bureaux et commerces en RBC reste très faible en comparaison de la consommation énergétique globale de la RBC.

Pour ce qui concerne la demande de froid au sein de l'industrie bruxelloise, sur base du manque d'informations statistiques mesurées et vérifiées ainsi que de l'étroitesse de l'activité industrielle au sein de la RBC, **l'estimation des besoins de froid dans le secteur industriel** et de son évolution a été **considérée comme négligeable lors de la tâche 1**. Nous ferons la même hypothèse par rapport aux scénarios préférentiels pour la RBC.

### Critères de sélection des scénarios pour la RBC

**Ainsi, nous pouvons en déduire quelques critères de définition de scénarios préférentiels pour la RBC sur base de cette analyse des besoins en chaleur et en froid :**

- Nécessité de scénarios pour analyser les potentiels pour répondre aux **besoins de chaud à l'échelle du quartier**.
- Nécessité de scénarios pour optimiser les **besoins de chaleur dans les immeubles à appartements**
- Nécessité de scénarios pour optimiser les **besoins de chaleur dans les immeubles de bureaux et les commerces**
- Nécessité de scénarios pour optimiser les **besoins de froid dans les immeubles de bureaux et les commerces**.

Ainsi, **quatre domaines** ont été identifiés et schématisés dans la figure 19 comme les situations les plus intéressantes pour l'étude de scénarios détaillés pour la RBC.

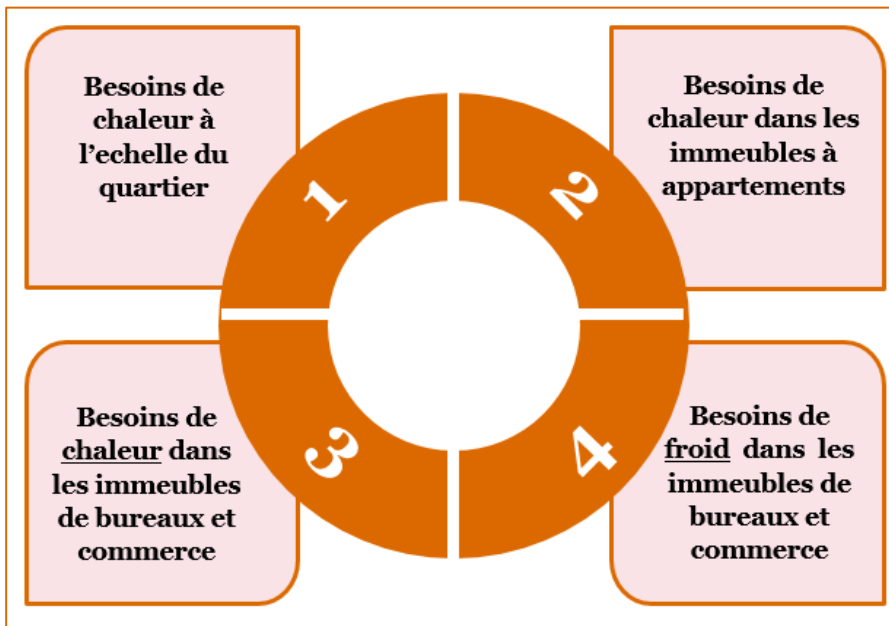


Figure 19 : Domaines identifiés comme prioritaires pour la définition de scénarios pour la RBC

Pour chacun de ces domaines, un scénario de base et des scénarios alternatifs seront étudiés en détail dans la phase suivante. **Le scénario de base** étudie une technologie classique de production de chaud et de froid (comme par exemple la chaudière à gaz à condensation décentralisée pour le chaud). **Les scénarios alternatifs** sont basés sur des solutions classiques et non-classiques mais toujours susceptibles de répondre de manière efficace et pertinente aux besoins de la demande énergétique de la RBC.

Par ailleurs, le **stock bâti bruxellois** étant déjà en grande partie bâti, nous prendrons en compte plus précisément les **technologies favorables (++) pour la situation existante** ainsi que dans le cadre d'une **rénovation basse énergie**.

### **Scénarios les plus intéressants pour la RBC**

En suivant cette méthodologie, **les scénarios à étudier de préférence** pour répondre aux besoins de chaud et de froid en RBC seront :

#### **1/ Besoins de chaleur à l'échelle du quartier :**

**Scénario de base 1** = chaudières gaz à condensation décentralisées par bâtiment

**Scénario alternatif 1.1** = réseau de chaleur alimenté par une cogénération au gaz à haut rendement et chauffage d'appoint

**Scénario alternatif 1.2** = réseau de chaleur avec cogen gaz + pompes à chaleur en chauffage d'appoint

#### **2/ Pour les besoins de chaleur dans les immeubles à appartements :**

**Scénario de base 2** = chaudière collective gaz à condensation

**Scénario alternatif 2.1** = cogénération au gaz à haut rendement + chaudières gaz condensation collectives

**Scénario alternatif 2.2** = chaudières gaz condensation individuelles par appartement

---

### **3/ Pour les besoins de chaleur dans les immeubles de bureaux et commerces:**

**Scénario de base 3** = chaudière collective gaz à condensation

**Scénario alternatif 3.1** = pompes à chaleur à absorption

**Scénario alternatif 3.2** = pompes à chaleur à moteur à compression

### **4/ Pour les besoins de froid dans les immeubles de bureaux et commerces:**

**Scénario de base 4** = machine frigorifique traditionnelle

**Scénario alternatif 4.1** = cogénération au gaz à haut rendement (cycles à absorption)

**Scénario alternatif 4.2** = Chiller (machine traditionnelle productrice d'eau glacée) sur réseau de distribution

## **II.3 POTENTIEL TECHNIQUE**

Le tableau ci-dessous reprend pour chacun des technologies considérées dans les scénarios une estimation du potentiel technique (correspondant à la contribution d'une technologie ou une ressource à la satisfaction des besoins en chaleur d'un secteur en particulier).

			Consommation (2012, MW)	Chaudière gaz à condensation décentralisée par bâtiment	Réseau de chaleur alimenté par une cogénération au gaz à haut rendement et chauffage d'appoint	Réseau de chaleur avec cogen gaz + pompes à chaleur en chauffage d'appoint	Chaudière collective gaz à condensation	Cogen gaz + chaudières gaz condensation collectives	Chaudières gaz condensation individuelles par appartement	Chaudière collective gaz à condensation	Pompes à chaleur à absorption	Pompes à chaleur à moteur à compression	Machine frigorifique traditionnelle	Cogen gaz	Chiller sur réseau de distribution		
<b>Résidentiel</b>	Maisons	Chaleur	2404,9	<b>65 %</b>	<b>15 %</b>	<b>15 %</b>											
	Appartements		3444,2				<b>75 %</b>	<b>60 %</b>	<b>100 %</b>								
<b>Tertiaire</b>	Commerce	Chaleur	901,81							<b>90 %</b>	<b>50 %</b>	<b>30 %</b>					
		Froid	109,33										<b>100 %</b>	<b>10 %</b>	<b>20 %</b>		
	Immeubles de bureau	Chaleur	1391,6							<b>80 %</b>	<b>60 %</b>	<b>50 %</b>					
		Froid	112,98											<b>100 %</b>	<b>80 %</b>	<b>30 %</b>	

---

## IV. BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 3

ABE (Agence Bruxelloise pour l'Entreprise) 2013. Réseaux de chaleur en milieu urbain. Conférence présentée du séminaire *Réseaux de chaleur, quel potentiel pour Bruxelles ?*, 30/05/2013

Bruxelles Environnement – IBGE, site internet : <http://www.bruxellesenvironnement.be/>

Capgemini Consulting, 2010. Détermination de la contribution optimale de l'électricité verte par rapport aux autres vecteurs et filières. Service Public de Wallonie.

Ceraa, ICEDD, ULB/ATM, ULB/BEAMS, 2009. Etude du potentiel éolien en RBC, IBGE, 178p.

Ceraa, Matriciel, Cenergie, 2015. Appliquer une stratégie de refroidissement passif (G\_ENE07). In : Guide bâtiment durable. IBGE. 81p.

Ceraa, Matriciel, Cenergie 2015. Choisir le meilleur mode de production et de stockage pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire (G\_ENE08). In : Guide bâtiment durable. IBGE, 68 p.

Ceraa, Matriciel, Cenergie, 2015. Choisir les meilleurs modes de production de refroidissement renouvelable (G\_ENE09). In : Guide bâtiment durable. IBGE. 45p.

CERGA, site internet [www.cerga.be](http://www.cerga.be) : avis techniques ARGB et CERGA

Collet P, 2015. Les réseaux de chaleur, un élément clé pour répondre à la demande énergétique urbaine. Téléchargé en juin 2015 sur [www.actu-environnement.com](http://www.actu-environnement.com)

Crehay R., Marchal D., 2004. La filière bois-énergie. ValBiom (Valorisation de la biomasse asbl) – DGTRE. Namur, 58p.

Cuvellier. S, De Herde. A, 2014. Les pompes à chaleur (SOLEN.ER11). LEMA (ULg), 22p. Téléchargé sur [www.solen-energie.be](http://www.solen-energie.be)

Cuvellier. S, De Herde. A, 2014. La micro-cogénération (SOLEN.ER09), LEMA (ULg), 14 p. Téléchargé sur [www.solen-energie.be](http://www.solen-energie.be)

Cuvellier. S, De Herde. A, 2014. La biomasse (SOLEN.ER05), LEMA (ULg), 15 p. Téléchargé sur [www.solen-energie.be](http://www.solen-energie.be)

Cuvellier. S, De Herde. A, 2014. La géothermie (SOLEN.ER10), LEMA (ULg), 12 p. Téléchargé sur [www.solen-energie.be](http://www.solen-energie.be)

Daoud I, 2006. Et pourquoi pas la trigénération ? Le réactif n° 46 P13 et 14, Le portail de l'énergie en Wallonie.

Daoud I., 2007. Installer une cogénération dans votre établissement, guide de pré-faisabilité pour les guides des acteurs du tertiaire, PME, PMI. Ministère de la Région Wallonne - Direction Générale des Technologies, de la Recherche et de l'Energie (DGTRE), Jambes, 40p.

Daoud I, Lebbe Y, 2007. Cogénération Guide de pertinence pour les acteurs du secteur tertiaire, pme, logement en région de Bruxelles-Capitale. ICEDD. 40p

De Herde A., Massart C., 2010. Elaboration d'un outil d'aide à la conception de maisons à très basse consommation d'énergie. Conception de maisons neuves durables. Service public de Wallonie, Jambes, 169p.

De Meester T., 2009. Guide de la rénovation basse énergie des logements en Belgique. Guide réalisé dans le cadre du projet LEHR (Low Energy Housing Retrofit). Politique scientifique fédérale, 59p.

De Meester, T., De Herde. A, 2012. Les systèmes et énergies renouvelables (SAFE.BAT08). LEMA (ULg), 13 p. Téléchargé sur [www.solen-energie.be](http://www.solen-energie.be)

---

Eggermont D, Lempereur Annick, 2012. La cogénération. Présenté lors de la *Conférence de la Confédération de la Construction Wallonne-18/09/2012*

EnergiePlus 2015. Site internet <http://www.energieplus-lesite.be> réalisé par Architecture et Climat (UCL).

Filloux A., 2010. Intégrer les énergies renouvelables. CSTB, Nancy, 127p.

Hegger M., Stark T., Fuchs M., Zeumer M., 2011. Construction et énergie, Architecture et développement durable. Presses polytechniques et universitaires romandes. DETAIL, Lausanne, 280p.

Huytebroeck E, 2010. Quelle énergie en Région de Bruxelles-Capitale... Conférence présentée lors de la Séance d'informations : CCB-C du 4 novembre 2010 –Bruxelles

IBGE, janvier 2008. CHOISIR UNE NOUVELLE CHAUDIERE. Info-fiches énergie. 7 p. Téléchargé sur <http://www.bruxellesenvironnement.be/>

IBGE, juillet 2010. Guide pratique pour la construction et la rénovation durables de petits bâtiments. Recommandation pratique ene14- Choisir le bon mode de production de chaleur. IBGE, 11p. Téléchargé sur <http://www.bruxellesenvironnement.be/>

IBGE, 2010. Guide pratique pour la construction et la rénovation durables de petits bâtiments. Recommandation pratique ene21- Installer des cellules photovoltaïques. IBGE. 7p. Téléchargé sur <http://www.bruxellesenvironnement.be/>

ICEDD, Institut de Conseil et d'Etudes en Développement Durable : site internet : <http://www.icedd.be>

ICEDD, 2010. Réaliser une étude de faisabilité de la cogénération dans les règles de l'art. Méthodologie à suivre et hypothèses "conservatives" à prendre. DGO4, Jambes, 28p.

ICEDD 2014, Bilan énergétique de la Région de Bruxelles-Capitale 2012. Rapport final. IBGE, 179p.

Julien E, Léger S, Stonehouse F. Les différents procédés de refroidissement d'eau dans les installations industrielles et tertiaires : guide technique. CETIAT (CEntre Technique des Industries Aérauliques et Thermiques), 56p.

Lebbe Y, 2014. Le nouveau cadre réglementaire pour faciliter le développement de la cogénération. Conférence présentée lors du Séminaire *Bâtiments durables : Zoom sur la cogénération de petite taille (<50kWé)* -25 avril 2014

Lebbe Y, 2013. Quel soutien régional ? Conférence présentée lors du séminaire *Réseaux de chaleur, quel potentiel pour Bruxelles?* - 30/05/2013

Le Dû S., 2012. Réseaux de chaleur et nouveaux quartiers, CETE de l'Ouest – Groupe Bâtiment & Energie - PCI Réseaux de Chaleur, France, 41p.

MATRIciel, 2010. Fiches techniques – Bâtiments exemplaires, Fiche 3.1 : le free-cooling par ventilation intensive. IBGE. 28p.

MATRIciel, 2010. Rapport technique – Bâtiments exemplaires, Fiche 3.2 : comparatif des systèmes de chauffage et ECS pour les maisons individuelles et immeubles à appartements en conception passive et rénovation basse énergie. Bruxelles environnement - IBGE (institut bruxellois pour la gestion de l'environnement), Bruxelles, 40p.

OECD & IEA, 2011. Co-generation and renewables. Solutions for a low-carbon energy futur. International Energy Agency, Paris, 35p.

Penders M, Marique AF, Reiter S, 2014. Les panneaux solaires thermiques (*SOLENERO3*). LEMA (ULg), 7p. Téléchargé sur [www.solen-energie.be](http://www.solen-energie.be)

Penders M, Marique AF, Reiter S, 2014. Les panneaux solaires photovoltaïques (*SOLENERO2*). LEMA (ULg), 8p. Téléchargé sur [www.solen-energie.be](http://www.solen-energie.be)

---

Penders M, 2013. Rénovation énergétique des îlots. Stratégie d'intégration des énergies renouvelables dans le but de tendre vers l'objectif zéro-énergie, Mémoire de Master, ULg, 564p.

Seynhaeve JM, 2012. Les réseaux de chaleur urbains : Cogénération ou production d'électricité par la biomasse. UCL. 34p.

Spiltoir JM, 2013. Les réseaux de chaleur, une technologie à potentiel fort discrète, greentechbrussels.

Union des Villes et Communes de Wallonie, 2009. Mouvement communal magazine, septembre 2009. Les réseaux de chaleur, p490-494



---

***Chapitre 4***  
***Analyse coûts-bénéfices***

---

# INTRODUCTION

## *Objectif et méthodologie*

**L'objectif** de ce quatrième chapitre est de réaliser un comparatif du scénario de base et des solutions alternatives retenues à la tâche précédente sur base d'une analyse coûts-bénéfices. Autrement dit, dans son ensemble, la tâche 4 visera à réaliser une analyse coûts-bénéfices comparative des potentiels offerts par les différentes technologies de production susceptibles de rencontrer les besoins de chaleur et de froid de la RBC.

La **méthodologie** suivie comprend les deux points suivants :

- Etape 4.1 : **analyse technique**
- Etape 4.2 : **évaluation économique**

La première section rappelle les différents scénarios qui ont été définis dans le cadre de la tâche 3 de la mission.

La seconde section porte sur l'analyse technico-économique des différents scénarios envisagés.

# I. RAPPEL DES SCÉNARIOS DÉFINIS AU CHAPITRE III

Le scénario de base décrit la situation existante ainsi que son évolution probable. Les scénarios alternatifs sont basés sur des solutions classiques et non classiques mais toujours susceptibles de répondre de manière efficace et pertinente aux besoins de la demande énergétique de la RBC. Le choix des modes de production alternatifs (non) ou moins conventionnels est justifié par l'évolution du marché ainsi que, et plus fondamentalement, par la situation de la RBC. En particulier, les filières de production de froid par cycles à compression s'inscrivent dans la perspective de la couverture de besoins en air conditionné d'immeubles de bureau, hôpitaux ou assimilés.

## **1/ Besoins de chaleur à l'échelle du quartier :**

**Scénario de base 1** = chaudières gaz à condensation décentralisées par bâtiment

**Scénario alternatif 1.1a** = réseau de chaleur alimenté par une cogénération au gaz à haut rendement et chauffage d'appoint

**Scénario alternatif 1.1b** = réseau de chaleur avec cogen gaz + pompes à chaleur en chauffage d'appoint

## **2/ Pour les besoins de chaleur dans les immeubles à appartements :**

**Scénario de base 2** = chaudière collective gaz à condensation

**Scénario alternatif 2.1** = cogen gaz + chaudières gaz condensation collectives

**Scénario alternatif 2.2** = chaudières gaz condensation individuelles par appartement

## **3/ Pour les besoins de chaleur dans les immeubles de bureaux et commerces:**

**Scénario de base 3** = chaudière collective gaz à condensation

**Scénario alternatif 3.1a** = pompes à chaleur à absorption

**Scénario alternatif 3.1b** = pompes à chaleur à moteur à compression

## **4/ Pour les besoins de froid dans les immeubles de bureaux et commerces:**

**Scénario de base 4** = machine frigorifique traditionnelle

**Scénario alternatif 4.1** = cogen gaz (cycles à absorption)

**Scénario alternatif 4.2** = petit réseau de froid alimenté par un chiller commun

## II. ANALYSE TECHNIQUE ET ÉCONOMIQUE DES SCÉNARIOS

Pour les différents scénarios définis précédemment, ce chapitre propose une analyse technique et économique des solutions technologiques qui sont envisagées pour répondre de manière efficace aux besoins de chaleur et de froid au sein de la Région bruxelloise.

### II.1 DESCRIPTION DES CHOIX TECHNIQUES CORRESPONDANT À LA RÉALISATION DES SCÉNARIOS

#### II.1.1 Scénarios pour les besoins de chaleur à l'échelle d'un quartier

##### Architecture :

Scenario 1 neuf	Scenario 1 rénovation
20 <b>maisons</b> 3 niveaux chauffés groupées (mitoyennes ou équivalent) au long d'une voirie linéaire	
faç.7 m x P 9 m = 63 m <sup>2</sup> sol	
Aire chauffée = 3.780 m <sup>2</sup>	
Ventilation double flux avec récupérateur	Ventilation à tirage naturel
Niveau d'isolation respectant le COBRACE	Isolation : murs ext. équivalent à 4 cm d'isolant à cellules fermées Toiture : couche de 20 cm de fibres minérales ou équivalent Châssis neufs U global de 1,1 W/m <sup>2</sup> K.

##### Consommations :

	Scenario 1 neuf	Scenario 1 rénovation
BNeC	15 kWh/m <sup>2</sup> an	74 kWh/m <sup>2</sup> an
P nom ch.	34,2 kW	152 kW
Qch annuel	56.700 kWh utiles	279.720 kWh utiles
Q ecs <sup>7</sup>	20 x 900 kWh <sup>8</sup> = 18.000 kWh	
Q électricité <sup>9</sup>	20 x 2100 kWh = 42.000 kWh	

<sup>7</sup> 20 m<sup>3</sup>/an à 50°C tm eau froide 12°C basée sur mesure de 1000 logements (prod instantanée).

<sup>8</sup> Considérant pour un appartement de 4 personnes 20m<sup>3</sup>/an d'e.c.S (de 15°C à 55°C).

<sup>9</sup> 60 % des consommations moyennes publiées actuellement (évolution technologique)

### Technologies appliquées:

n.b. *la partie « neuf » est en italique margée à gauche*  
 la partie « rénové » est en caractères droits margée à droite  
 les éléments communs sont centrés

SB 1	SA 1.1a	SA 1.1b
Chauffage individuel	Cogen gaz sur réseau	Cogen gaz sur réseau
	<i>16,8 kWth</i> CG <i>40 kWth</i> $\eta_{th} = 53\%$ $\eta_{el} = 25\%$	<i>16,8 kWth</i> CG <i>40 kWth</i> $\eta_{th} = 53\%$ $\eta_{el} = 25\%$
Chaudière avec brûleur modulant GN+ boiler 100 l	+ appoint Idem SB1	+ appoint PAC air/eau + réservoir 200 l
<i>20 x 24 kW</i> $\eta_{sais} = 90\%$ (Hs)	<i>20 x 24 kW</i> 82% $\eta_{sais}$ (Hs) 90%	<i>20 x 1,8 kW</i> <i>20 x 7 kW</i> 2,9 COP <i>sais</i> 3,7
	Pertes réseau 4 % <sup>10</sup>	Pertes réseau 4 %

#### Note :

-Le rendement saisonnier de l'appoint en neuf est dégradé par le service e.c.s. de même le COP en fonctionnement hivernal des PAC.

-D'une manière générale, la puissance des chaudières résulte du besoin de production instantanée d'e.c.s

## II.1.2 Scénarios pour les besoins de chaleur dans les immeubles à appartements

### Architecture :

Scenario 2 neuf	Scenario 2 rénovation
12 appartements 3ch. établis sur 6 niveaux (R+5)	
faç. 7 m x P 13 m = 91 m <sup>2</sup> sol/apt	
Aire chauffée = 1.092 m <sup>2</sup>	
Ventilation double flux avec récupérateurs	Ventilation à tirage naturel
Niveau d'isolation respectant le COBRACE	Isolation : murs ext. Non isolés Toiture : couche de 20 cm de fibres minérales ou équivalent Châssis DV U global de 1,2 W/m <sup>2</sup> K.

<sup>10</sup> Exprimé en % de la consommation utile réseau 2x200 m régime moyen 65/35°C double tube préisolé PU enterré (10°C) DN 32 (dext 175 mm).

### Consommations :

	Scenario 2 neuf	Scenario 2 rénovation
BNeC	<i>15 kWh/m<sup>2</sup>an</i>	62 kWh/m <sup>2</sup> an
P nom ch.	<i>9,83 kW</i>	31 kW
Q ch annuel	<i>16.380 kWh utiles</i>	279.720 kWh utiles
Q ecs	12 x 900 kWh = 10.800 kWh	
Q électricité	12 x 2100 kWh + asc 1.000 kWh/an <sup>11</sup> + écl. communs 720 kWh/an <sup>12</sup> = 26.920 kWh	

### Technologies appliquées :

n.b. . *la partie « neuf » est en italique margée à gauche*  
la partie « rénové » est en caractères droits margée à droite  
les éléments communs sont centrés

SB 2	SA 2.1	SA 2.2
Chauffage collectif	Chauffage collectif avec cogénération	Chauffage individuel évacuation collective
Ch. Cond. GN	CG 10 kWth $\eta_{th} = 55\%$ $\eta_{él} = 22\%$ <i>3 x (28 kWth + 1 kWél) (1)</i>	Ch. Cond GN
Chaudière-boiler 315 l avec brûleur modulant GN	Chaudière avec brûleur modulant GN+ stockage e.c.s. 300 l	Chaudières avec brûleur modulant GN+ boiler 100
<i>88kW</i> 32kW	<i>84 kW</i> 32 kW	12 x 24 kW
<i>92%</i> $\eta$ sais (Hs)      90 %	$\eta$ sais th = 90 % (Hs)	<i>82%</i> $\eta$ sais th (Hs)      90%

### Note :

-D'une manière générale, la puissance des chaudières résulte du besoin de production instantanée d'e.c.s

-SA 2.1 Chaudière hybride à moteur Stirling, toute autre cogénération n'étant techniquement pas applicable en neuf basse énergie.

<sup>11</sup><http://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=11510>

<sup>12</sup><http://www.energies-solidaires.org/wp-content/uploads/2012/06/Bilan-%C3%A9l%C3%A9ctricit%C3%A9-de-lARC.pdf>

## II.1.3 Scénarios pour les besoins de chaleur dans les immeubles de bureau et de commerce

### Architecture :

Scenario 3 neuf	Scenario 3 rénovation
Immeuble de bureaux établi sur 6 niveaux (R+5) mitoyens	
faç. 72 m x P 11 m = 800 m <sup>2</sup> sol	
Aire chauffée = 4.800 m <sup>2</sup>	
Ventilation double flux avec récupérateurs	
Niveau d'isolation respectant le COBRACE	Isolation : murs ext. non isolés (U = 2 W/m <sup>2</sup> K) Toiture plate : ép 12 cm d'isolant (U = 0,35 W/m <sup>2</sup> K). Châssis DV U global de 1,2 W/m <sup>2</sup> K. Vitrage sur 50% façades

### Consommations :

	Scenario 3 neuf	Scenario 3 rénovation
BNeC	15 kWh/m <sup>2</sup> an	75 kWh/m <sup>2</sup> an
P nom ch.	54 kW	240 kW
Q ch annuel	72.000 kWh utiles	360.000 kWh utiles
Q électricité <sup>13</sup>	381.480 kWh	

### Technologies appliquées :

n.b. la partie « neuf » est en italique margée à gauche  
la partie « rénové » est en caractères droits margée à droite  
les éléments communs sont centrés

SB 3	SA 3.1a	SA 3.1b
Chauffage collectif		
Ch. condensation avec brûleur modulant GN	2 PAC à absorption alimentées au GN (1)	PAC à compression par moteur GN (GHP)
54,6 kW 240 kW η sais = 92 % (Hs)	2x35 kW 1,16 COP sais 1,3	56 kW 240 kW COP sais 1,5

<sup>13</sup><http://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=11501>

35 W/m<sup>2</sup> x 2200 h = 77 kWh/m<sup>2</sup> an    77 x 4800 m<sup>2</sup> =    369.600 kWh/an  
éclairage 1500 m<sup>2</sup> de parking 6 h/j x    220jx6W/m<sup>2</sup>X 1500 m<sup>2</sup>=    11.880 kWh/an

## II.1.4 Scénarios pour les besoins de froid dans les immeubles de bureaux et de commerce

### Architecture :

Scenario 4 neuf	Scenario 4 rénovation
Parc de <b>6 immeubles de bureaux</b> établi sur 2 niveaux (R+1)	
±faç.28 m x P 14 m = 400 m <sup>2</sup> sol	
Aire climatisée = 4.800m <sup>2</sup> (temp. Int. 24°C / 30°C ext)	
Ventilation double flux avec récupérateurs	
Vitrage solaire g 50%	Pas de vitrage solaire + Stores intérieurs

### Consommations :

	Scenario 4 neuf	Scenario 4 rénovation
Q él froid <sup>14</sup>	7 kWhél/m <sup>2</sup> an	8,05 kWh/m <sup>2</sup> an
P fnom totale.	6 x 40 kWfr = 240 kWfr	
Q froid annuel <sup>15</sup>	6 x 22.400 = 134.400 kWh utiles	6 x 25.760 = 154.560 kWh utiles
Q électricité <sup>16</sup>	369.600 kWh	

### Technologies appliquées :

n.b. les éléments sont communs aux situations neuves et rénovées.

SB 4	SA 4.1	SA 4.2
Climatisation individuelle par bâtiment		Chiller commun sur réseau
6 chillers monoblocs à condenseurs refroidis par air	6 x Cogénérateur au GN couplé à PAC à absorption <sup>17</sup>	Chiller monoblocs à condenseurs refroidis par air desservant un réseau vers les bâtiments
6 x 40 kWfr	CG 6 x 50 kWth <sup>18</sup>	1 x 240 kWfr
ESEER = 4,5	COP = 0,8	ESEER = 4,5
		Perte réseau 1% <sup>19</sup>

<sup>14</sup> <http://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=11508>

<sup>15</sup> ESEER étant considéré à 4220 j/an à raison de 10 h/j (store intérieurs)

<sup>16</sup> 35 W/m<sup>2</sup> x 2200 h = 77 kWh/m<sup>2</sup> an => 77 x 4800 = 369.600 kWh/anhors machine de froid

<sup>17</sup> coût brut de l'ensemble machines représente ±100.000,00 €/bâtiment

<sup>18</sup> Cogénérateur : ηth 45 % ηél 25 % (Hs)

<sup>19</sup> En % de la consommation utile L réseau = 2x 210m DN 100 tube isolé 13 mm PU t moy eau +13°C t sol 10°C



---

## II.2 HYPOTHESES TECHNICO-ECONOMIQUES DES SCÉNARIOS

### II.2.1 Hypothèses techniques

**Le modèle prend en charge les hypothèses techniques de la façon suivante :**

- Le modèle distingue trois charges énergétiques : les besoins en chaleur, les besoins en froid et les besoins en électricité. Les besoins sont globalisés sur une base annuelle et les simulations sont effectuées en régime statique (pas de plages transitoires ; cf. infra).
- Deux moyens de production énergétique complémentaires sont pris en considération dans le calcul : d'une part la source primaire qui couvre les besoins de base et d'autre part la source secondaire, quand elle est nécessaire, qui prend en charge l'appoint. Les technologies peuvent différer selon les cas.
- Le combustible utilisé est le gaz naturel puisque la RBC a accès à un réseau de distribution étendu et que ce combustible est relativement peu contraignant sur le plan environnemental. Soulignons par ailleurs que, en dehors des approvisionnements fournis par le réseau, les options alternatives comme le gaz de bio-méthanisation sont écartées a priori en raison du profil de la RBC.
- Les besoins thermiques et électriques du consommateur sont à la base de l'évaluation. La demande thermique doit être couverte à 100% de façon autonome avec la source primaire et –en général– l'appoint complémentaire de l'appoint. Dans le cas de la demande électrique, plusieurs cas de figure sont à considérer selon que :
  - La demande électrique est satisfaite par la production cogénérée (cas théorique).
  - La demande électrique est inférieure à la part cogénérée : dans ce cas le gap de consommation est acheté et importé par le réseau.
  - La demande électrique est supérieure à la part cogénérée : dans ce cas le surplus est revendu sur le réseau.
  - Le système de production ne comprend pas de cogénération et toutes les énergies demandées par le client sont prélevées séparément sur le réseau. C'est le cas en pour les cycles de réfrigération à compression. C'est aussi, par défaut, la situation dans les scénarios de base reposant sur l'utilisation de chaudières classiques.
- Les économies réalisées par l'autoconsommation et le productible vendu sur le réseau viennent en déduction des coûts/cash flows du scénario envisagé (bénéfices).
- Le dimensionnement de l'installation est conduit séparément de l'estimation des besoins énergétiques annuels. Il est déduit en fonction de la puissance de pointe pour la partie thermique, toutes utilisations confondues (chauffage et eau sanitaire<sup>20</sup>). La capacité électrique dépend du système de production et le complément des besoins/surplus est importé/exporté par le réseau.

---

<sup>20</sup> Comprise sauf indication contraire dans la production secondaire (appoint).

---

## II.2.2 Hypothèses économiques

**Le modèle prend en charge les hypothèses économiques de la façon suivante :**

- Les avantages des options alternatives sont établis sur base des coûts. Chaque option est ensuite comparée aux coûts du scénario de base. Les coûts pris en considération sont les soldes nets résultant du cumul de l'ensemble des coûts de production d'une part et de la déduction éventuelle des recettes engendrées par la vente de l'électricité produite dans le cas de la cogénération d'autre part (cf. supra)<sup>21</sup>. Sont également déduits des coûts de production et d'exploitation les subsides accordés, quand c'est le cas.
- Puisque les cogénérations sont amenés à produire à la fois des calories et de l'électricité, les bases de comparaison comprennent la demande du consommateur exprimée sous les deux formes et valorisée en unités monétaires (cf. supra).
- La durée d'exploitation correspond à l'amortissement physique de l'équipement (obsolescence technique). Elle est traitée de façon paramétrique et varie selon la technologie utilisée et commune pour l'ensemble des installations (sources primaire et secondaire). Ceci est justifié par le fait que les deux systèmes de production sont intégrés et, partant, leur période d'utilisation commune.
- Puisque les durées d'amortissement physique des équipements varient dans une fourchette large, les valeurs actuelles ne sont a priori pas comparables. Les bases de la comparaison sont rétablies par la prise en compte de valeurs actuelles annualisées (VAN/an). Les calculs actuariels sont basés sur des données monétaires exprimées en EUR courants donc inflatés. En conséquence, les résultats obtenus comprennent l'effet spéculatif engendré par le glissement des prix.
- Les cash flows des coûts comprennent à la fois les CAPEX et les OPEX :
  - Les CAPEX, ou *dépenses d'investissement*, prennent en compte le coût des équipements et les travaux d'installation et les infrastructures.
  - Les OPEX, ou *charges opérationnelles*, couvrent l'entretien et la maintenance. Les charges de combustibles sont prises en charge séparément dans le modèle.
- Les frais de désinvestissement sont également pris en charge. Ils portent sur les installations de production primaire et secondaire.
- Les cash flows sont définis avant taxes. Ceci s'explique par le fait que le régime fiscal diffère largement selon le statut et la situation du consommateur. Ainsi, par exemple, les possibilités de déduction des personnes physiques restent influencées par le niveau des revenus. Les grilles applicables sont différentes dans le cas des utilisations commerciales et/ou industrielles.
- En raison de l'hétérogénéité des modes de production envisagés, l'expression des gains/pertes découlant de l'implantation de la nouvelle technologie n'a que peu de sens en soi si elle est rapportée au kWh. Des difficultés méthodologiques apparaissent en effet : les gains/pertes doivent-ils être imputés à

---

<sup>21</sup> Ceci suppose la possibilité d'effectuer un comptage dans les deux sens ce qui n'est pas le cas en RBC actuellement. Cet aménagement sera cependant nécessaire si on veut promouvoir des installations de cogénération de taille suffisante voire pour intégrer avec souplesse l'exploitation des unités de cogénération en fonction des profils de charge électrique et thermique, lesquels peuvent être divergents. On observera par la suite que la plupart des installations étudiées sont en fait peu voire pas exportatrice de courant. Elles sont dimensionnées de façon à satisfaire essentiellement les besoins du client par l'auto-consommation, de façon partielle du moins.

la production thermique ou électrique ? Dès lors, ces dernières variables ne seront pas calculées. En revanche, les comparaisons entre le scénario de base et les alternatives envisagées sont analysées sous l'angle de la contribution de chaque composant, ou groupe de variables, au résultat actualisé final.

- Les dépenses d'investissement diffèrent selon que le projet est neuf ou s'intègre dans un construit existant. Les deux options sont examinées séparément dans les cas où l'alternative de la rénovation est envisageable de façon réaliste dans le contexte de la RBC. Cette évaluation porte sur des considérations :
  - *Techniques* : économies d'échelle, disponibilités de matériels suffisamment fiables sur le marché, performance (comme les pertes de distribution des réseaux), etc.
  - *Urbanistiques* : concentration/répartition de l'habitat, impétrants, nuisances d'usage (bruit, travaux de génie civil, etc.).

### II.2.3 Données de départ

De façon générale, et pour tous les scénarios, les intrants sont regroupés de la façon suivante :

1. Les données relatives au *cadre économique et financier*. Celles-ci reprennent des variables telles que les taux d'intérêt, les tarifs applicables aux achats et ventes d'énergie sur le réseau, le coût des combustibles (gaz naturel), l'inflation, les subsides, etc.
2. Les données relatives aux *charges thermiques et électriques* du consommateur (ou du groupe de consommateurs). Celles-ci sont considérées comme nettes, c'est-à-dire hors charge complémentaire qui pourrait être nécessaire pour activer un équipement de production de chaleur ou de froid (comme une pompe à chaleur).
3. Les données décrivant les solutions envisagées pour la *production de base* : les montants relatifs aux investissements des équipements (CAPEX), les autres frais d'installation comme les frais de montage, les aménagements des cheminées pour les chaudières à condensation (exprimés en pourcentage des CAPEX), les frais d'entretien et de maintenance des équipements, les durées d'utilisation, les montants mobilisables pour le démontage en fin de vie d'utilisation, les rendements thermiques (dans le cas des chaudières, des cogénérations) et électriques (dans le cas des cogénérations), les coefficients de performance (cycles à compression et à absorption), la production annuelle et la puissance de l'installation. La production de base peut être décentralisée ou centralisée, par exemple pour un immeuble à appartements ou un bâtiment administratif. L'usage du réseau est optionnel (cf. infra).
4. Les données comparables concernant la *production d'appoint*. Cette dernière concerne aussi bien les besoins de chauffage que l'eau chaude sanitaire. La production d'appoint est décentralisée par unité de logement. Elle peut couvrir une partie importante des besoins du consommateur si la source primaire est limitée en fonction des contraintes relatives à la courbe de charge.
5. Les données relatives au *transport par réseau*. Ces dernières comprennent pour l'essentiel les dépenses d'investissement, les frais d'entretien et les pertes. Le réseau s'entend comme système de transport de l'énergie entre les bâtiments. Les réseaux internes, comme ceux utilisés à l'intérieur d'un même bâtiment pour le transport du chaud et du froid d'alimentation d'éjecto-convecteurs, ne sont pas assimilés au réseau à ce stade.

Les données sur les dépenses d'investissement et opérationnelles sont ramenées aux unités physiques : la puissance de l'installation. Les consommations spécifiques sont donc traitées séparément des OPEX. Elles dépendent du rendement ou du coefficient de performance. L'hypothèse sous-jacente est l'absence d'économie d'échelle. Celle-ci est acceptable en pratique si on envisage des plages de puissance suffisamment étroites.

Dans les cas de figure examinés, l'utilisation d'un réseau n'est envisagée que dans un nombre restreint de cas : deux pour la chaleur et un pour le froid. Les cas sélectionnés se rapportent a priori à des solutions favorables au plan technique.

Les simulations reposent sur un tronc commun de données économiques et financières. Celles-ci sont décrites à la suite.

<b>Taux actuariel</b>	<b>%/an</b>	<b>3,50%</b>
Coût du combustible (gaz naturel)	EUR/kWh	0,05 <sup>22</sup>
Inflation combustible (gaz naturel)	%/an	1,00% <sup>23</sup>
Tarif électrique BT vente par RDE <sup>24</sup>	EUR/kWh	0,15
Tarif électrique BT achat par RDE <sup>25</sup>	EUR/kWh	0,05 <sup>26</sup>
Inflation électricité	%/an	2,00% <sup>27</sup>
Inflation CAPEX (équipements)	%/an	1,00%
Inflation OPEX (exploitation)	%/an	1,50%
Subsides CAPEX (source primaire)	EUR	cf. infra
Subsides OPEX (source primaire)	EUR/an	cf. infra

Les tarifs utilisés correspondent aux tarifs inférieurs en basse tension pour la RBC<sup>28</sup>. Ceci afin de refléter les éléments de comparabilité avec les installations décentralisées destinées aux particuliers. Cependant, certaines solutions sont éligibles pour une tarification en moyenne tension. L'hypothèse de travail est donc conservatrice.

Les frais d'investissement, les charges opérationnelles et le combustible sont repris sans TVA<sup>29</sup>.

<sup>22</sup> HTVA.

<sup>23</sup> Ce chiffre reflète l'hypothèse que la tendance baissière actuelle n'est peut-être pas durable dans une perspective de long terme (2030). En ce sens, on assisterait au moins à une certaine stabilisation voire à une récupération limitée dans le courant de la prochaine décennie. Cette hypothèse doit donc être envisagée comme une moyenne sur la période considérée.

<sup>24</sup>Via le réseau de distribution. Opération prise en charge par un fournisseur ou client. HTVA.

<sup>25</sup>Idem. HTVA.

<sup>26</sup> Se situe au-delà des tarifs de revente actuels (de l'ordre de 30 EUR/kWh). On se situe dès lors dans la perspective d'un marché favorable vis-à-vis des injections décentralisées, dont la cogénération.

<sup>27</sup> L'inflation sur l'électricité repose sur les attentes relatives au démantèlement progressif du parc nucléaire, à la croissance soutenue de la part des énergies renouvelables, jusqu'à présent subsidiées, et enfin sur les investissements complémentaires requis pour la mise à niveau des réseaux de transport et de distribution en fonction du développement des sources décentralisées intermittentes.

<sup>28</sup> Situation en août 2015, simulations BELSIM.

<sup>29</sup> Règle appliquée pour l'ensemble des calculs, qu'il s'agisse des tarifs, des charges opérationnelles et/ou des investissements.

Nous reprenons ci-après les données communes aux demandes des consommateurs dans les quatre scénarios utilisés. Les données sont dédoublées puisque le cas des constructions neuves est traité distinctement de celui de la rénovation. Mais dans les deux cas de figure, il s'agit de bâtiments semblables.

DONNEES	(scénarios)	SB1	SB 2	SB 3	SB 4
<b>Charge énergétique (demande du consommateur)</b>		<b>Constructions neuves</b>			
Charge thermique chaud	kWhth	75.000,00	27.180,00	72.000,00	-
Charge thermique froid	kWhth	-	-	-	134.400,00
Charge électrique	kWhél	42.000,00	26.920,00	381.480,00	369.000,00
<b>Charge énergétique (demande du consommateur)</b>		<b>Rénovation</b>			
Charge thermique chaud	kWhth	298.000,00	78.800,00	360.000,00	-
Charge thermique froid	kWhth	-	-	-	154.560,00
Charge électrique	kWhél	42.000,00	26.920,00	381.480,00	369.600,00

L'écart entre les charges thermiques des bâtiments neufs et anciens (rénovés) est important. Cela est justifié par l'application des normes visant les performances énergétiques dans les bâtiments actuels, ou du moins à construire selon les règlements en cours pour les performances énergétiques de l'enveloppe.

Pour rappel, si l'utilisation d'une source primaire centralisée ou non est présente dans tous les cas de figure et en particulier dans les scénarios de base, le recours à une source secondaire n'est prévu que dans les cas suivants :

- Scénario alternatif SA 1.1a : cogénération, chaudière d'appoint, réseau de chaleur.
- Scénario alternatif SA 1.1b : cogénération, pompes à chaleur en appoint, réseau de chaleur.
- Scénario alternatif SA 2.1a : cogénération, chaudières à gaz collectives.

Par ailleurs, le réseau de distribution est présent dans les options suivantes :

- Scénario alternatif SA 1.1a : cogénération, chaudière d'appoint, réseau de chaleur.
- Scénario alternatif SA 1.1b : cogénération, pompe à chaleur, réseau de chaleur.
- Scénario alternatif SA 4.2 : « chiller » réversible sur boucles d'eau, petit réseau de froid.

Le gaz naturel est le seul combustible utilisé sauf dans le cas des cycles de refroidissement à compression.

Concernant enfin la charge environnementale et les subsides, les hypothèses de travail sont résumées comme suit :

- Afin de ne pas fausser les résultats du calcul économique, il n'est pas prévu de prendre en considération des subsides d'investissements et/ou d'exploitation. Dans un premier temps du moins puisque l'analyse de sensibilité qui complète les résultats évalue les subsides requis pour obtenir l'équivalence en cas de sous-performance économique des options envisagées par rapport au scénario de base, Les subsides d'équilibre ainsi définis indiquent les montants nets et leur équivalent en fonction du cadre réglementaire applicable en RBC : les certificats verts(80 €/CV dans les conditions actuelles)<sup>30</sup>.

<sup>30</sup> Les CV étant octroyés pendant une période de 10 ans, une correction est prise en considération dans la mesure où les installations sont sensées avoir une durée d'exploitation plus longue (15 ans sauf pour les réseaux). Celle-ci est établie au prorata de la durée d'exploitation.

- 
- b) Les rejets de CO<sub>2</sub> sont également pris en compte. Les coefficients d'émissions de CO<sub>2</sub> qui sont pris en compte dans le calcul sont respectivement de 395 kg CO<sub>2</sub>/MWh pour l'électricité et de 217 kg CO<sub>2</sub>/MWh pour le gaz naturel (sur PCI<sup>31</sup>). La tonne de CO<sub>2</sub> est valorisée à 10 EUR ce qui est une hypothèse haute dans le contexte du marché actuel<sup>32</sup>.

---

<sup>31</sup> Pouvoir calorifique supérieur.

<sup>32</sup> La situation actuelle est proche de 5 EUR/t.

---

## II.3 RÉSULTATS

Les résultats des analyses conduites sur les scénarios étudiés sont décrits à la suite.

### II.3.1 Analyse des résultats

Les résultats sont présentés par groupe de scénarios (scénario de base et scénarios alternatifs) de façon à réaliser directement les comparaisons. Les trois premiers scénarios concernent la couverture de besoins de chauffage du résidentiel et du tertiaire. Le quatrième scénario concerne en revanche le refroidissement du tertiaire. Pour chaque groupe de scénarios envisagé, on distingue le cas de la construction de bâtiments neufs à celui de la rénovation de bâtiments anciens. Les figures représentatives de ces deux situations sont présentées côte-à-côte pour faciliter la comparaison. Un tableau de synthèse est repris en fin de section reprenant pour chacun des scénarios les résultats exprimés en valeur actualisée ainsi que le différentiel entre les différents scénarios alternatifs et les scénarios de référence.

#### II.3.1.1 Scénario #1 : Besoins de chaleur à l'échelle du quartier

Dans le premier cas analysé, les chaudières collectives à condensation décentralisées par bâtiment (SB 1) sont comparées respectivement :

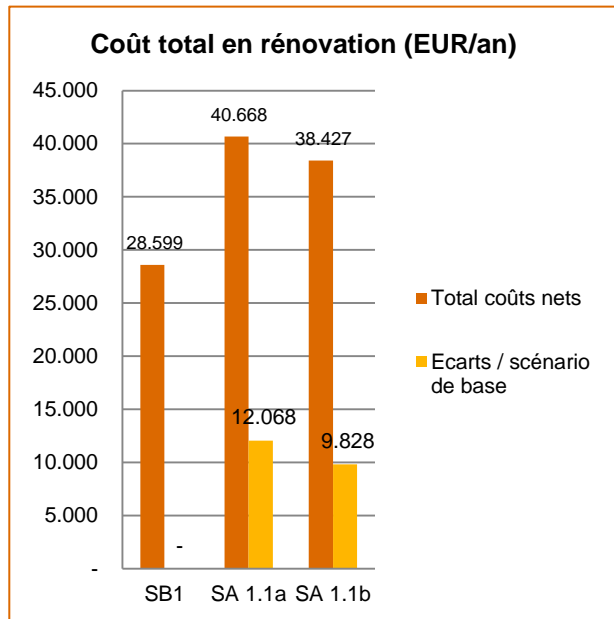
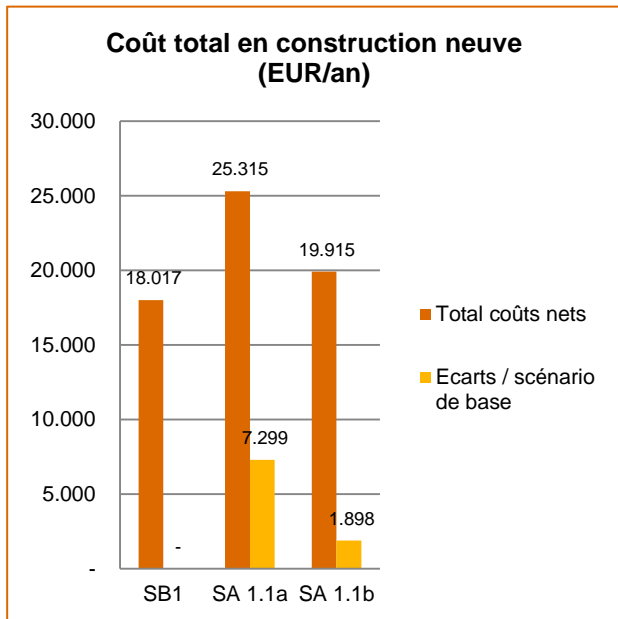
- a) Au réseau de chaleur alimenté par une cogénération au gaz à haut rendement et un chauffage d'appoint (SA 1.1a) ;
- b) Au réseau de chaleur avec une cogen gaz et des pompes à chaleur en chauffage d'appoint (SA 1.1b)

Comme le montrent les figures suivantes<sup>33</sup>, la comparaison entre le scénario de base et les options alternatives indique le surcoût de ces dernières. Dans le cas de **bâtiments neufs**, l'écart est défavorable pour le réseau de chaleur alimenté par une cogénération (SA 1.1a). La situation est un peu moins défavorable si les pompes à chaleur fournissent l'appoint (SA 1.1b), toutes autres choses égales.

La situation des options alternatives envisagées est analogue dans le cas de la **rénovation** puisque ces dernières conduisent aussi à un surcoût par rapport au scénario de base, la solution du réseau de chaleur cogénéré (SA 1.1a) restant encore la moins avantageuse. Les écarts entre les deux options alternatives est cependant moins important.

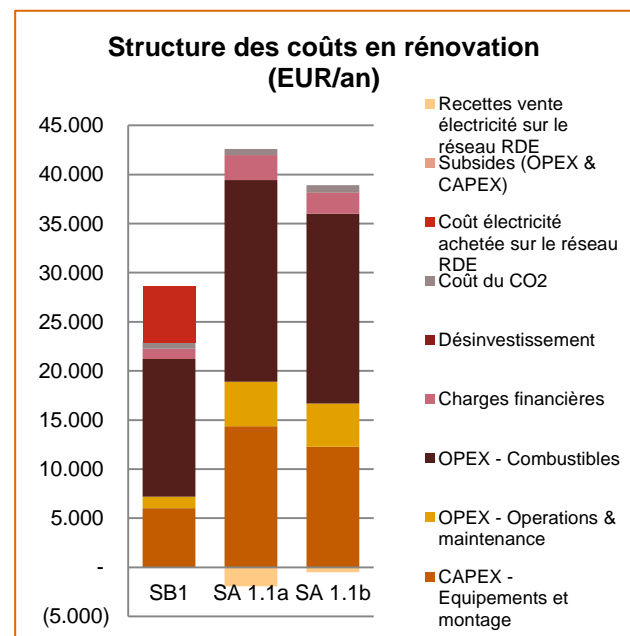
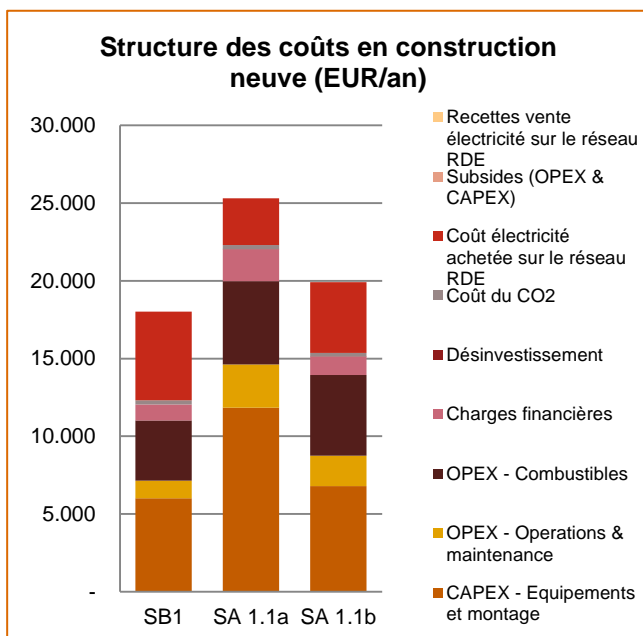
---

<sup>33</sup> Il s'agit des coûts totaux actualisés ramenés sur une base annuelle.



Rappelons que les coûts nets sont calculés après déduction des avantages découlant de la production d'électricité quand elle est présente, que celle-ci soit réalisée en autoconsommation ou, en cas de surplus net, par revente de l'excédent disponible.

Comme on le voit ci-dessous dans la figure de gauche décrivant la situation dans la **construction neuve**, le potentiel de synergie offert par réseau de chaleur cogénéré (SA 1.1a) est pénalisé par les frais d'installation et l'achat des équipements d'appoint. C'est aussi le cas, dans une mesure moindre pour la seconde option utilisant des pompes à chaleur (SA 1.1b).



Le cas de la **rénovation** du bâti existant est décrit à la figure de droite ci-avant. Les charges financières sont comparables dans la structure des coûts/recettes. Les autres postes qui contribuent sensiblement à la différence des coûts sont les coûts financiers (CAPEX). Ils accroissent considérablement le total des charges dans le cas



des deux options alternatives SA1.1 a et SA 1.2b. Remarquons que dans le cas de la première option (SA 1.1b), le système permet une valorisation par la revente d'électricité sur le réseau.

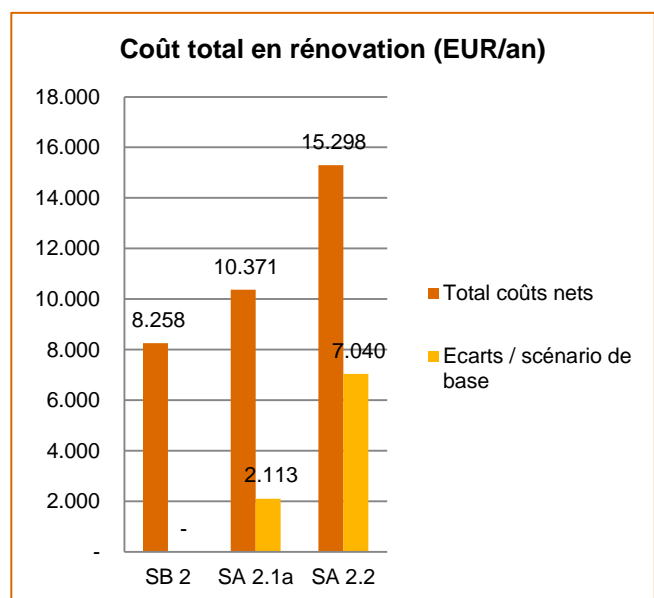
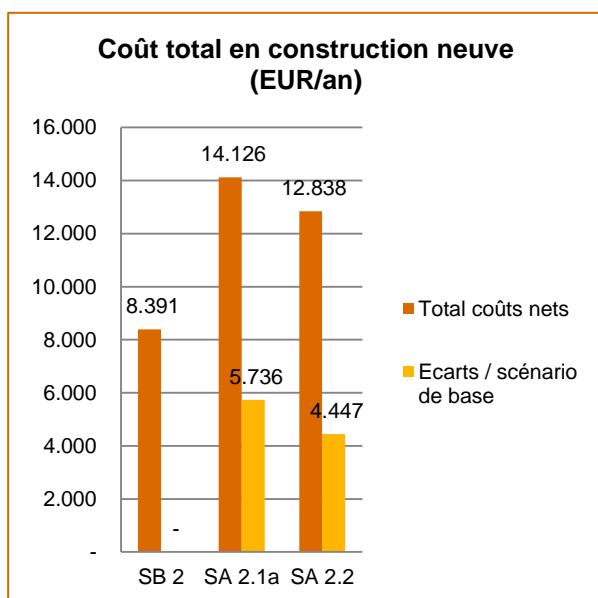
### II.3.1.2 Scénario #2 : Besoins de chaleur dans les immeubles à appartements

Dans le second cas analysé, les chaudières collectives à condensation (SB 2) sont comparées respectivement :

- À la cogénération complétée par des chaudières à condensations collectives (S2.1a) ;
- Aux chaudières à condensation individuelles (SA 2.2).

Comme l'indique la figure de gauche<sup>34</sup> suivante consacrée aux **bâtiments neufs**, l'option de la cogénération est moins compétitive que le scénario de base. La seconde option (chaudières individuelles) est aussi plus onéreuse, quoique dans des proportions moindres (SB2).

Le scénario de base reste aussi le plus compétitif dans le cas de la **rénovation**, décrit à la figure de droite. La cogénération<sup>35</sup> (10 kWth SA 2.1a) est aussi nettement plus chère que les chaudières individuelles (SA 2.2), elles-mêmes présentant un surcoût important par rapport au scénario de base (SB 2).

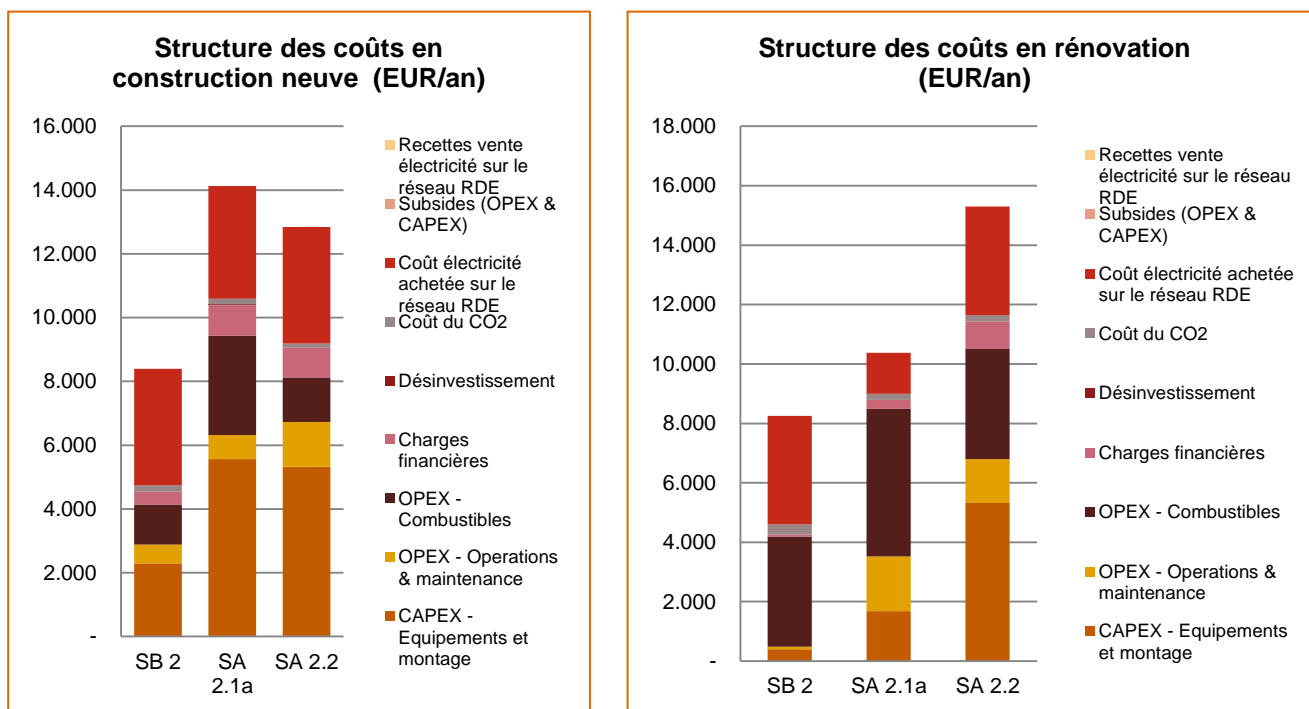


La figure de gauche suivante montre que le principal poste responsable du surcoût de la dernière option (chaudières individuelles ; SA 2.2) est celui des « autres coûts nets » tels que les CAPEX, OPEX, charges financières etc. dans le cas des **constructions neuves**.

Les dépenses d'investissement (CAPEX) alourdissent aussi considérablement la chaîne des coûts dans le cas de la **rénovation** qui décrit à la figure de droite. Le second poste qui explique cet écart négatif est celui des charges opérationnelles et des combustibles (poste combiné).

<sup>34</sup> Il s'agit des coûts totaux actualisés ramenés sur une base annuelle.

<sup>35</sup> Estimation par Cogencalc



### II.3.1.3 Scénario #3 : Besoins de chaleur dans les immeubles de bureaux et commerces

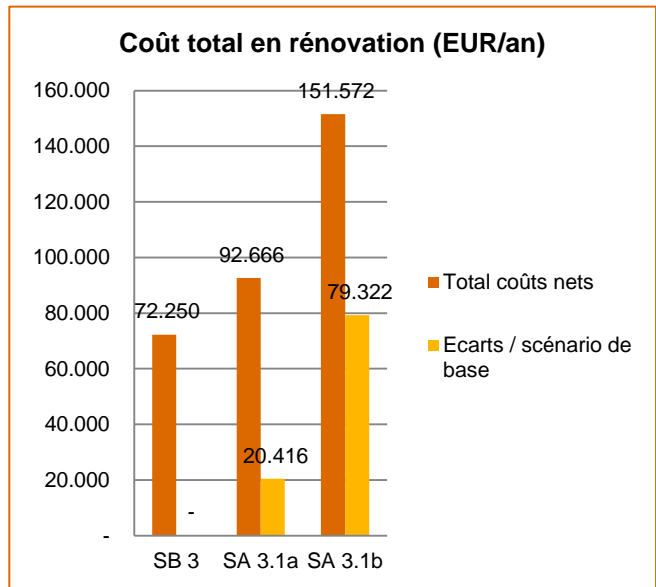
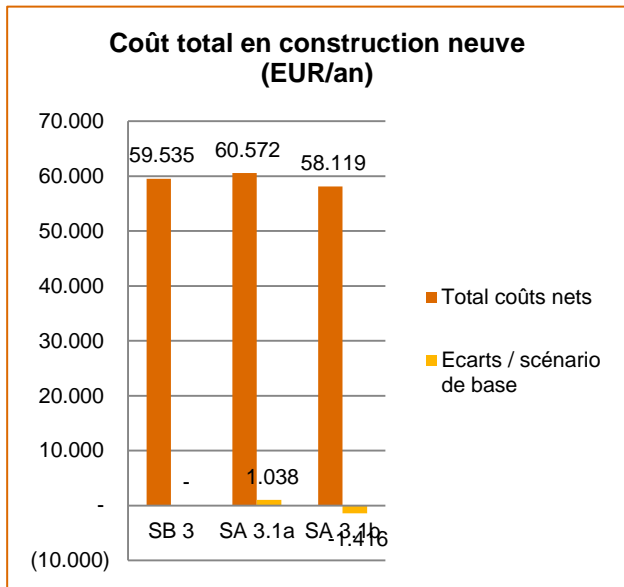
Le scénario de base porte sur les chaudières collectives (SB 3). Les deux options étudiées sont respectivement :

- a) les pompes à chaleur à absorption (SA 3.1a) ;
- b) les pompes à chaleur à compression (SA 3.1b).

Dans le cas des **constructions neuves** représenté à la figure de gauche<sup>36</sup>, le scénario de base est comparable aux deux options en termes de compétitivité. Les pompes à chaleur à absorption (SA 3.1a) sont très légèrement plus onéreuses que les chaudières collectives (SB 3). En revanche, les pompes à chaleur à compression (SA 3.1b) sont un peu plus avantageuses.

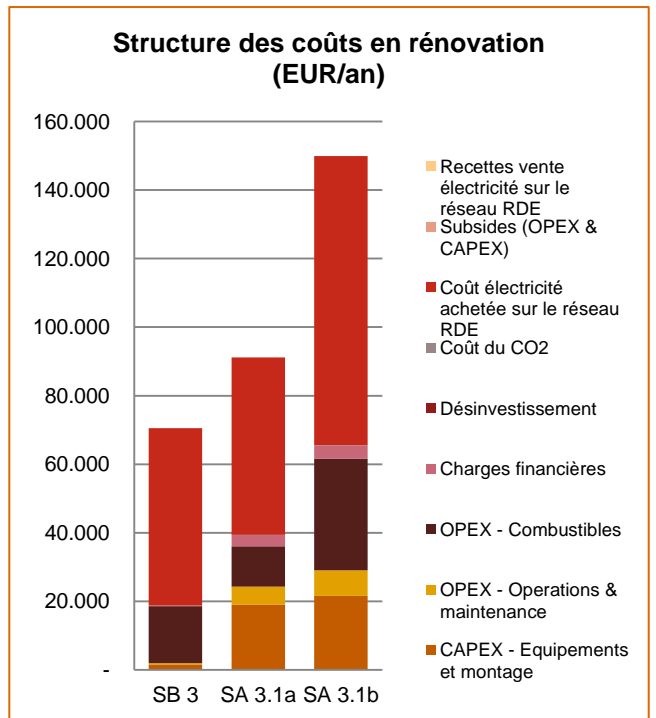
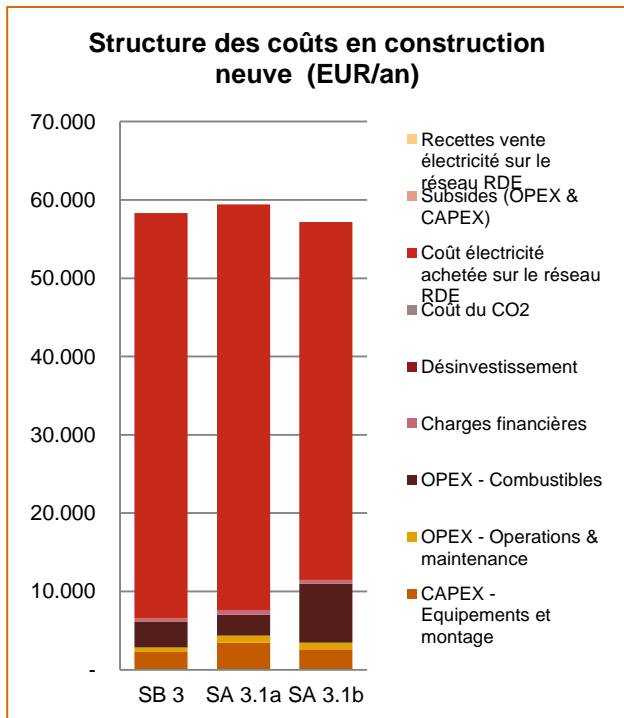
Le cas de base reste toujours le plus compétitif en cas de **rénovation** comme le montre la figure de droite. Les deux options sont caractérisées par des écarts de coûts sensibles par rapport au scénario de base. L'option la moins défavorable est le cycle à compression (SA 3.1b), un peu moins compétitive que l'option de base. En revanche, les pompes à chaleur à absorption sont beaucoup plus coûteuses (SA 3.1a)

<sup>36</sup> Il s'agit des coûts totaux actualisés ramenés sur une base annuelle.



Dans les **constructions neuves**, les trois scénarios sont caractérisés par une importance de la facture électrique, premier composant de la chaîne des coûts (cf. infra : figure de gauche).

En **rénovation**, l'impact des achats électriques est également important dans les trois cas envisagés et ceci, dans des proportions plus importantes (cf. infra) ; figure de droite).



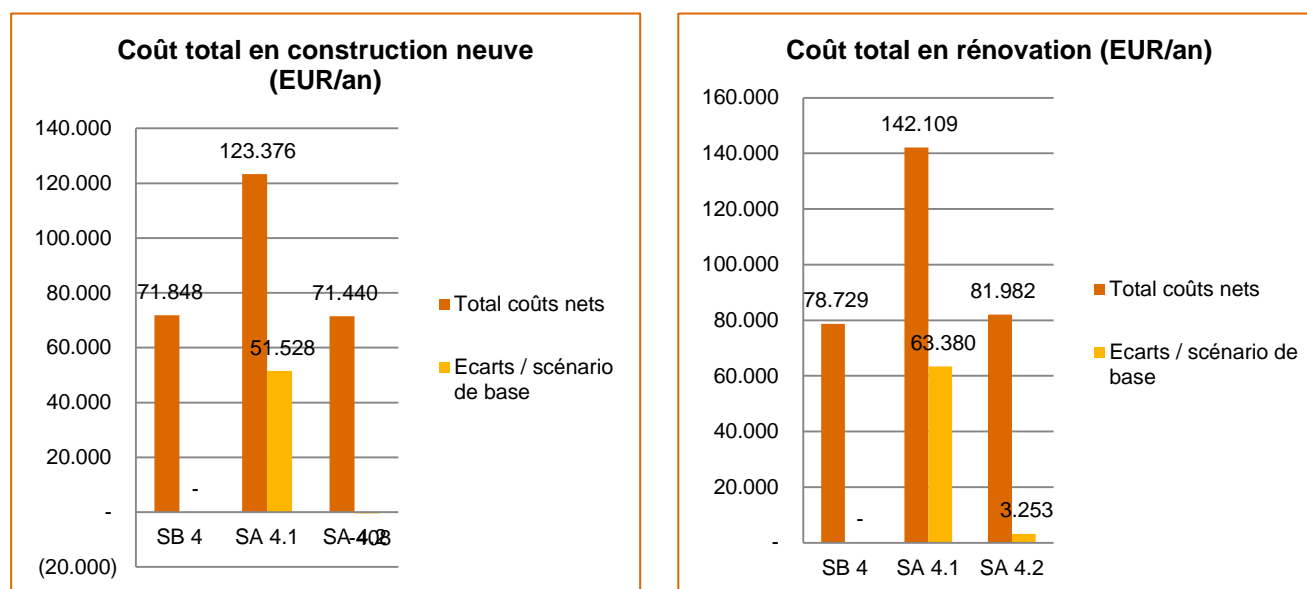
### II.3.1.4 Scénario #4 : Besoins de froid dans les immeubles de bureaux et commerces

Le dernier scénario de base consiste à utiliser des machines frigorifiques traditionnelles pour les immeubles de bureaux et commerces (SB 4). Il couvre des besoins frigorifiques importants et est comparé à deux sous options :

- i. d'une part une cogénération à gaz supportant un cycle à absorption (SA 4.1) ;
- ii. d'autre part un petit réseau de froid alimenté par des pompes à chaleur réversibles sur boucles d'eau (SA 4.2).

Pour les **bâtiments neufs**, le scénario de base reste concurrentiel (SB 4). L'option de la cogénération avec cycle à absorption est nettement plus coûteuse que le réseau de froid couplé à des pompes à chaleur (Fig. de gauche suivante<sup>37</sup>), cette dernière n'étant que très légèrement moins compétitive au scénario de base.

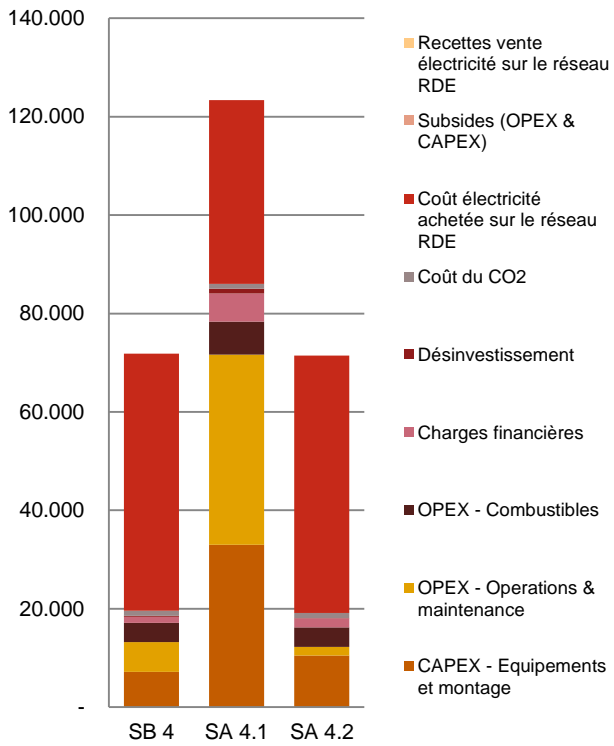
Dans le cas de la **rénovation**, les machines frigorifiques traditionnelles sont encore la solution la plus compétitive (SB 4). L'option des cycles à absorption est beaucoup plus chère (SA 4.1) tandis que les pompes à chaleur alimentant un réseau (SA 4.2) ne souffrent que d'un léger désavantage de compétitivité par rapport à l'option de base.



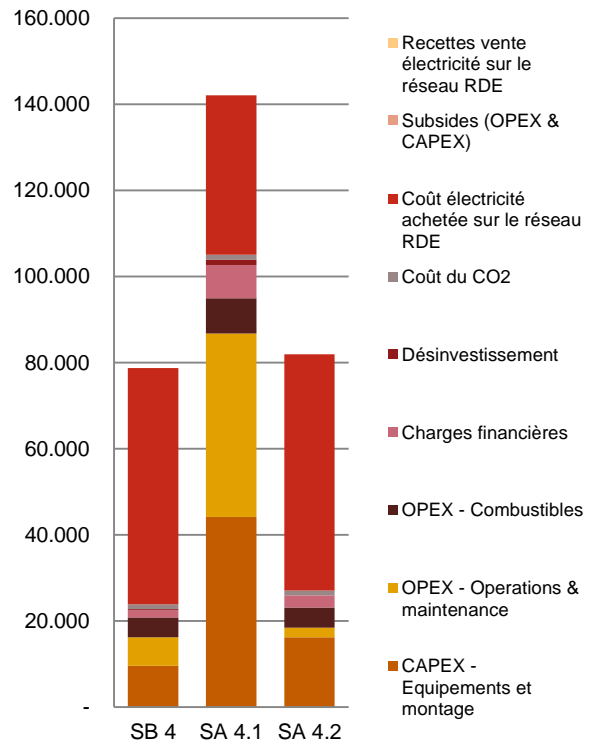
Le poste principal occasionnant le surcoût est celui des « autres coûts nets », tels que CAPEX, OPEX, charges financières, etc. Comme dans les scénarios précédents, il comprend notamment les investissements. Les cycles à absorption cogénérés (SA 4.1) permettent de dégager des économies sur les achats d'électricité mais ces dernières ne peuvent compenser les « autres coûts nets » regroupant les autres composantes mentionnées.

<sup>37</sup> Il s'agit des coûts totaux actualisés ramenés sur une base annuelle.

**Structure des coûts en construction neuve (EUR/an)**



**Structure des coûts en rénovation (EUR/an)**



**TABLEAU DE SYNTHÈSE : Résultats en valeurs actualisées rapportées à une base annuelle (VAN/an)**

Constructions neuves		SB1	SA 1.1a	SA 1.1b	SB 2	SA 2.1a	SA 2.2	SB 3	SA 3.1a	SA 3.1b	SB 4	SA 4.1	SA 4.2
Total coûts nets	EUR/an (T0)	18.017	25.315	19.915	8.391	14.126	12.838	59.535	60.572	58.119	71.848	123.376	71.440
Ecart / scénario de base	EUR/an (T0)	-	7.299	1.898	-	5.736	4.447	-	1.038	1.416	-	51.528	-408

Constructions rénovées		SB1	SA 1.1a	SA 1.1b	SB 2	SA 2.1a	SA 2.2	SB 3	SA 3.1a	SA 3.1b	SB 4	SA 4.1	SA 4.2
Total coûts nets	EUR/an (T0)	28.599	40.668	38.427	8.258	10.371	15.298	72.250	92.666	151.572	78.729	142.109	81.982
Ecart / scénario de base	EUR/an (T0)	-	12.068	9.828	-	2.113	7.040	-	20.416	79.322	-	63.380	3.253

### II.3.2 Analyse de sensibilité

Une analyse de sensibilité des principales variables pour lesquelles il existe une source d'incertitude pour l'évolution à plus long terme a été conduite (cf. infra). Les résultats sont décrits aux figures suivantes, pour l'ensemble des scénarios concernés.

Cette analyse est construite respectivement pour :

- 1) Le taux d'inflation du gaz naturel ;
- 2) Le taux d'inflation de l'électricité ;
- 3) Le taux de croissance des dépenses opérationnelles (hors combustibles) ;
- 4) Le coût du capital ou taux d'actualisation.

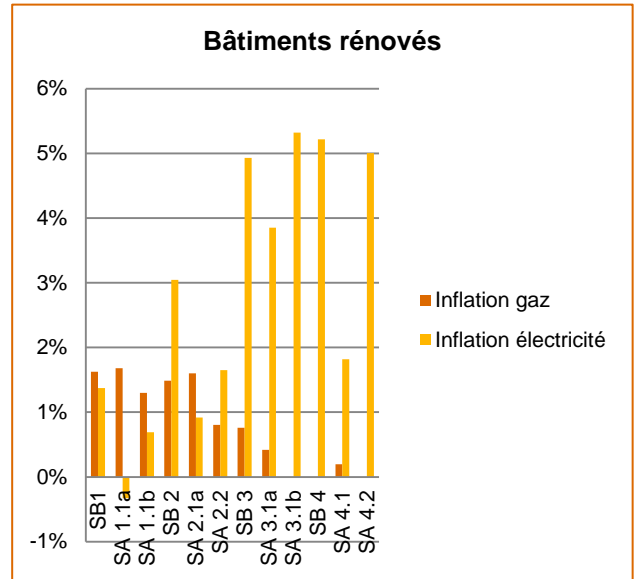
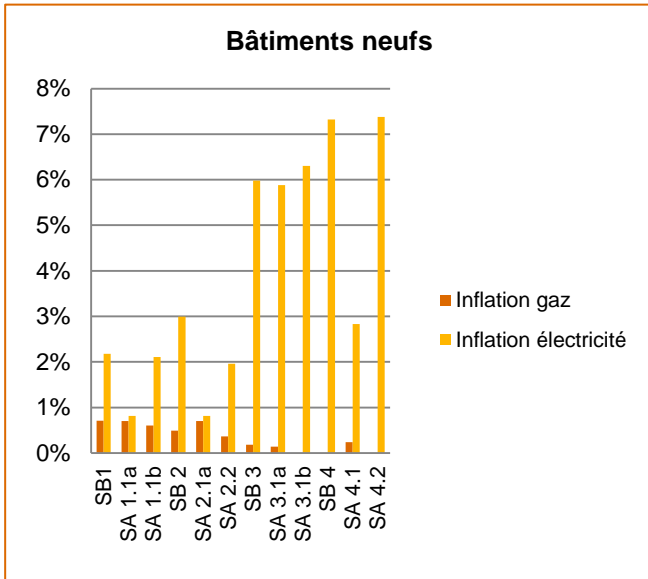
L'hypothèse sous-jacente est que ces variables portent sur des prévisions pour lesquelles il existe une assez grande probabilité de déviation à l'horizon 2030. C'est particulièrement vrai pour les conditions de financement et le marché des matières énergétiques primaires qui présentent toutes deux une forte composante conjoncturelle. Mais également en matière de tarifs électriques qui seront sujettes aux cours des sources primaires traditionnelles et aux évolutions du mix énergétique et in fine dans, une mesure moindre toutefois, pour les dépenses opérationnelles.

Toutes les analyses ont été conduites avec une modification standard des taux considérés de façon à assurer la comparabilité des résultats, soit un écart commun de **+50%** par rapport au taux de référence pris dans les scénarios de base.

Comme précédemment, l'approche considère séparément les bâtiments neufs et la rénovation.

On observera que les profils et ordres de grandeurs des deux variables d'inflation appliquées aux produits énergétiques (gaz et électricité) restent relativement comparables. C'est particulièrement le cas pour les bâtiments neufs où la plage de sensibilité des deux variables est comprise entre 0% et 7% (fig. de gauche). L'inflation sur les tarifs électriques est cependant plus importante que celle sur le prix du gaz, surtout pour les scénarios commerciaux (SB 3) et de froid (SB 4) puisque ces derniers sont caractérisés par une très forte demande électrique.

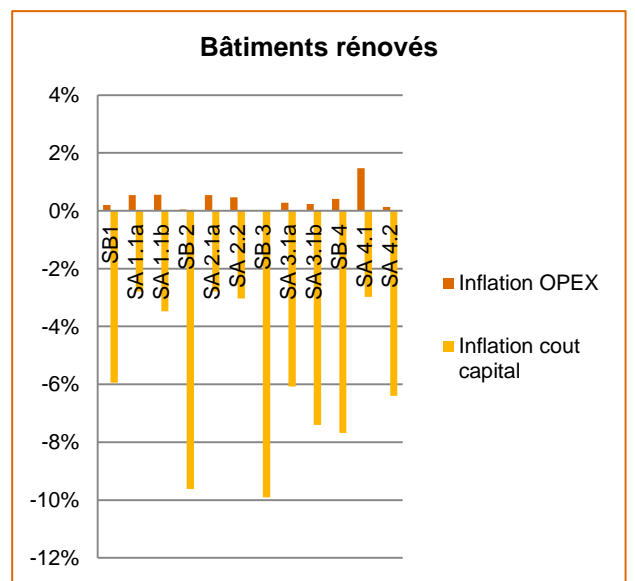
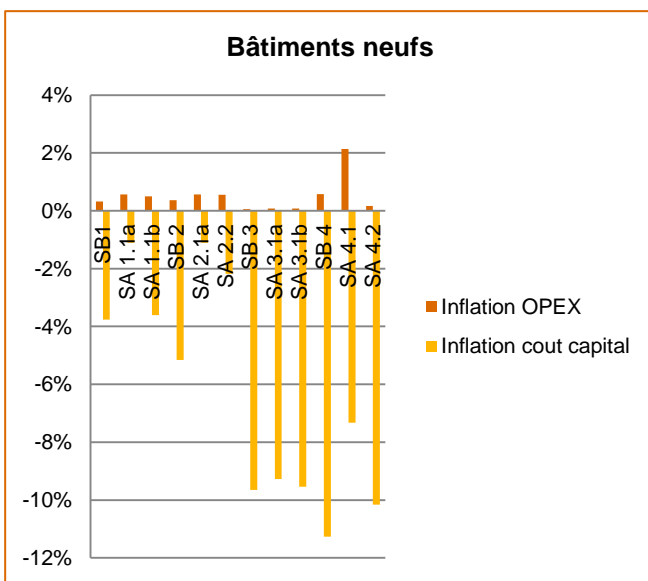
Dans le cas de la rénovation, les sensibilités observables déjà constatées pour le neuf subissent globalement un report vers le bas explicable en première analyse par l'importance plus grande des travaux de reconversion des bâtiments.



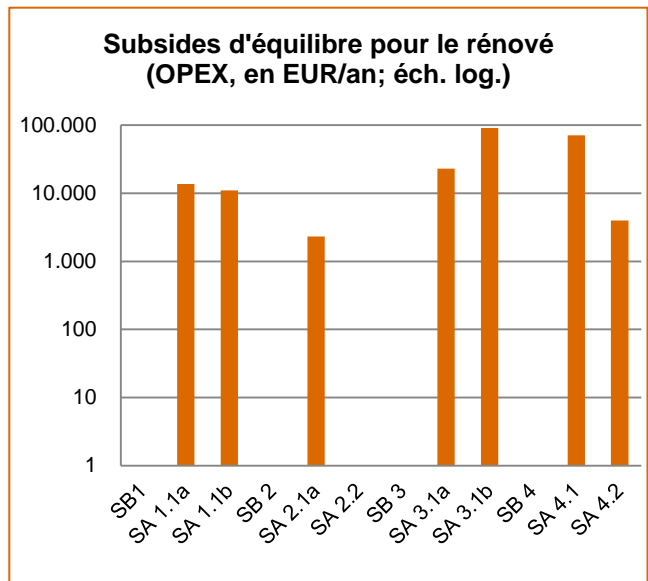
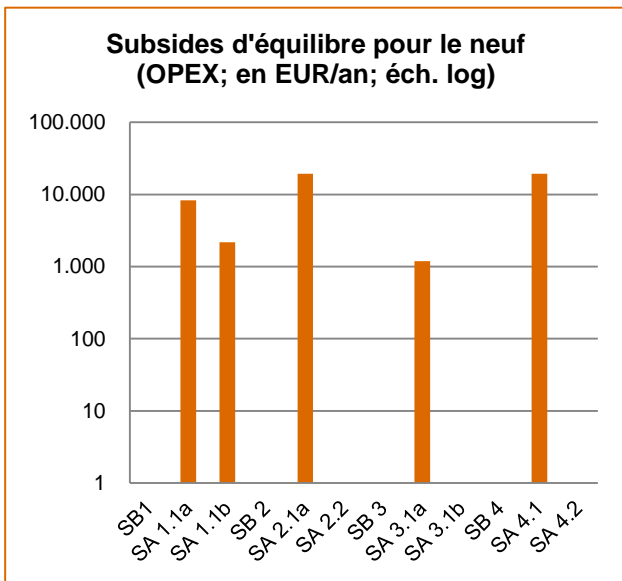
Les résultats sont aussi contrastés puisque l'impact d'une inflation sur les prix énergétiques par exemple peut être négatif dans le cas où la cogénération permet d'économiser des achats électriques potentiellement plus onéreux mais surtout d'exporter un surplus important sur le réseau (SA1.1 a ; rénové). Sans aller jusqu'à une situation aussi favorable, la cogénération apparaît au moins comme un moyen de tempérer une croissance rapide du coût de l'électricité. Ceci est une composante spéculative dès lors qu'elle repose sur des prévisions à plus ou moins long terme..

Les glissements de prix sur les OPEX et le coût du capital restent dans des plages comparables mais de signes contraires (figures suivantes). Globalement, l'accroissement du coût du capital tend à réduire les dépenses futures, donc les coûts. La situation est inverse pour les OPEX.

Comme indiqué pour le neuf, l'impact du coût du capital est plus important pour les scénarios commerciaux (SB3) que pour et le froid (SB 4) que pour les autres segments en construction neuve (SB 1 et SB 2). La sensibilité varie davantage entre les scénarios technologiques dans le cas de la rénovation.

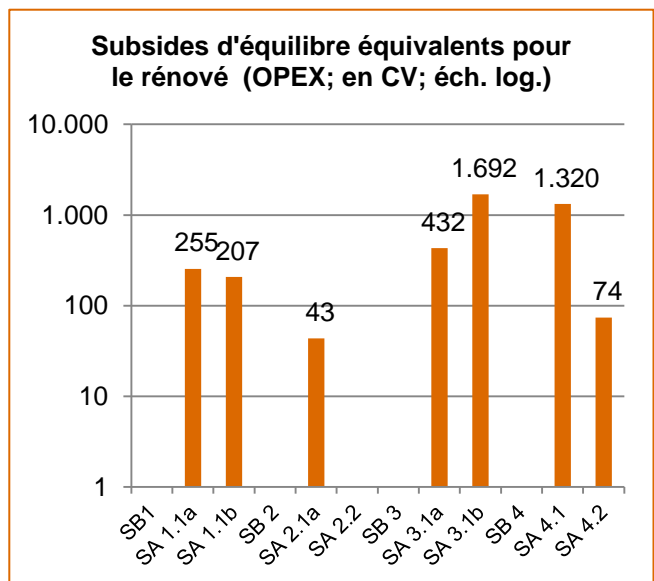
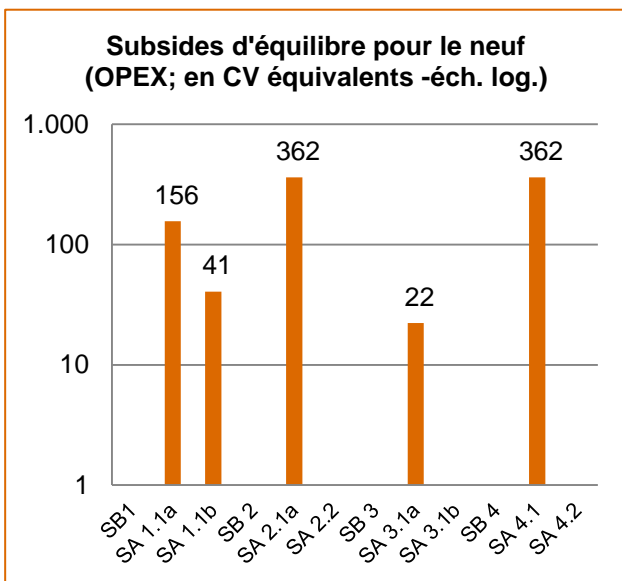


La dernière étape de l'analyse de sensibilité concerne les besoins en subsides qui seraient requis pour attendre l'équilibre de compétitivité entre le scénario de base d'une part et les options envisagées de l'autre. Ici encore on traitera séparément le neuf et la rénovation comme le montrent les deux figures suivantes.



Les montants des subsides sont établis dans le cadre d'une aide annuelle soumise également à l'inflation comme les dépenses opérationnelles (OPEX). Ces montants peuvent être appréciables dans certains cas.

Exprimés sous forme de certificats verts, les résultats sont les suivants.



Soulignons que les CV étant octroyables pendant une période de 10 ans<sup>38</sup>, les chiffres rapportés ont fait l'objet d'une conversion pour redéployer le crédit de CV qui pourrait être théoriquement dégagé pendant la durée de vie de l'équipement sur la durée d'octroi réglementaire.

<sup>38</sup>Les CV peuvent être octroyés pendant une période de 10 ans. Or les différents scénarios sont examinés pendant une période plus longue : 15 ans en l'occurrence. Les montants des CV requis ont donc été redéployés sur une période de 10 ans, période plus courte que la vie des équipements.



---

### **II.3.3 Conclusions**

Les quatre scénarios de base étudiés ont des profils de charge énergétique assez différents qui reflètent des situations réelles.

La comparabilité technique est assurée, pour chaque scénario de base et ses options par l'homogénéité des besoins énergétiques. Au plan économique par ailleurs, toutes les analyses sont basées sur des résultats actualisés de façon à rétablir la comparabilité dans le temps de montants survenant à des moments différents puisque les scénarios étudiés ont une durée d'exploitation de plusieurs années (15 ans en l'occurrence). Le coût du capital appliqué à l'actualisation des échéanciers correspondants est le même.

Les résultats doivent enfin être appréciés dans le contexte de la RBC, qui est particulier en raison du cadre urbanistique et des besoins ciblés. Les constatations suivantes ne peuvent donc être inférées dans des environnements différents.

Selon les différentes simulations réalisées, il apparaît que les options de base offrent en général la plus grande compétitivité, que ce soit en construction neuve ou en rénovation.

La cogénération ne permet que de compenser partiellement les surcoûts d'une distribution par réseau quand ces deux options sont utilisées conjointement. Pour cette raison, les réseaux de chaleurs ne seront plus envisagés dans la suite de l'étude (tâche 5).

La compétitivité de la cogénération est aussi impactée par le surcoût de l'installation d'appoint, quand elle est nécessaire, comme c'est le cas pour les scénarios SA 1.1 a (réseau de chaleur alimenté par une cogénération à haut rendement et un chauffage d'appoint) et SA 1.1b (réseau de chaleur avec cogen gaz + pompes à chaleur en chauffage d'appoint).

Indépendamment des scénarios comportant une cogénération et/ou un réseau, les options traditionnelles des chaudières à condensation confirment leur intérêt. C'est surtout dans le cas des installations collectives par bâtiment (sans réseau). Ceci est dû pour l'essentiel à leur rendement élevé et, dans le dernier champ d'application, aux économies d'échelle offertes à l'installation.

Dans les autres cas, les écarts entre les coûts des scénarios de base et des options sont parfois appréciables. De façon générale, le poste « autres coûts nets » joue un rôle important dans les déficits de compétitivité des scénarios alternatifs concernés. Une composante ayant un impact potentiel important reste le coût du capital.

Les résultats doivent être appréciés sans prises en compte de la taxation (dont la TVA).

La sensibilité des résultats aux principales variables exogènes peut être appréciable, en particulier dans le cas des applications commerciales et du froid. De façon générale, le manque de compétitivité des options proposées pourrait être corrigé par des subsides sous forme d'aides opérationnelles comme des certificats verts.

Des subsides importants seraient nécessaires pour restaurer la compétitivité des options qui souffrent d'un déficit vis-à-vis des scénarios de base en raison de surcoûts d'investissements et de charges opérationnelles souvent supérieures pour les mêmes options.

---

***Chapitre 5***  
***Potentiel économique de la cogénération***

---

# INTRODUCTION

## *Objectif et méthodologie*

**L'objectif** de ce rapport de la tâche 5 est de réaliser une analyse du potentiel économique de la cogénération. La **méthodologie** suivie comprend les deux points suivants :

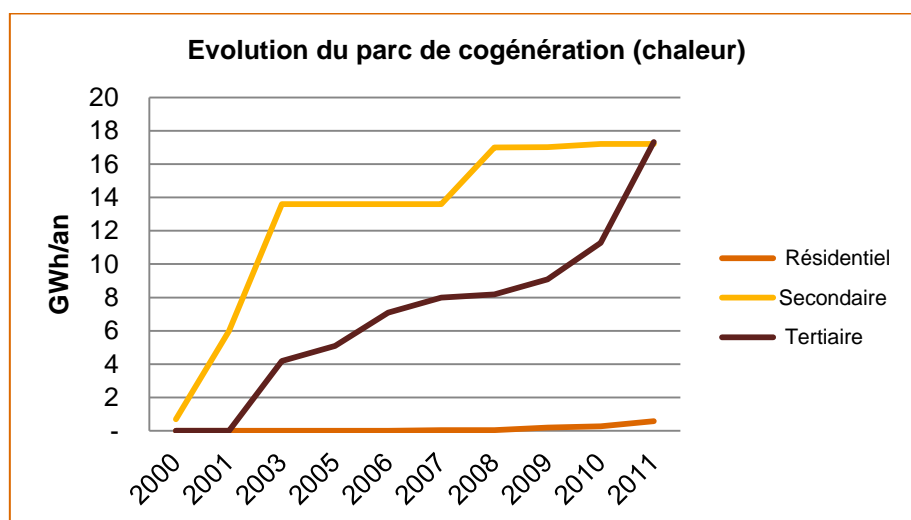
- Etape 5.1 : **rapprochement des technologies et des besoins actuels**
- Etape 5.2 : **valorisation des potentiels offerts actuellement**
- Etape 5.3 : **intégration de la cogénération dans les besoins de chaleur**
- Etape 5.4 : **projection de la situation dans les deux horizons étudiés**

# I. RAPPROCHEMENT DES TECHNOLOGIES ET DES BESOINS ACTUELS

## I.1 EVOLUTION DE LA COGÉNÉRATION EN RBC

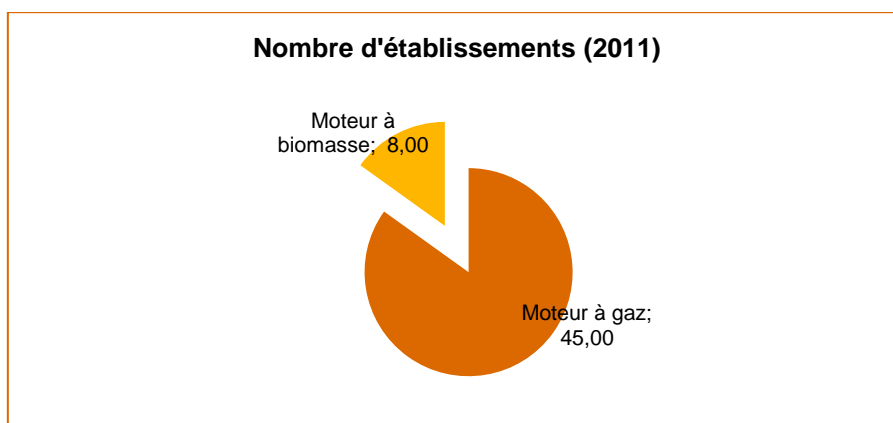
### I.1.1 Evolution historique

Les profils sectoriels ont subi des évolutions contrastées. En 2011<sup>39</sup>, la cogénération fournissait 37,6 GWh par an de la demande de chaleur de la RBC. Ces mêmes données indiquent que le secteur industriel est en déclin depuis 5 ans tandis que l'importance du logement a encore une très faible en part du marché de la cogénération. Le secteur tertiaire a subi en revanche une croissance forte depuis 2003.



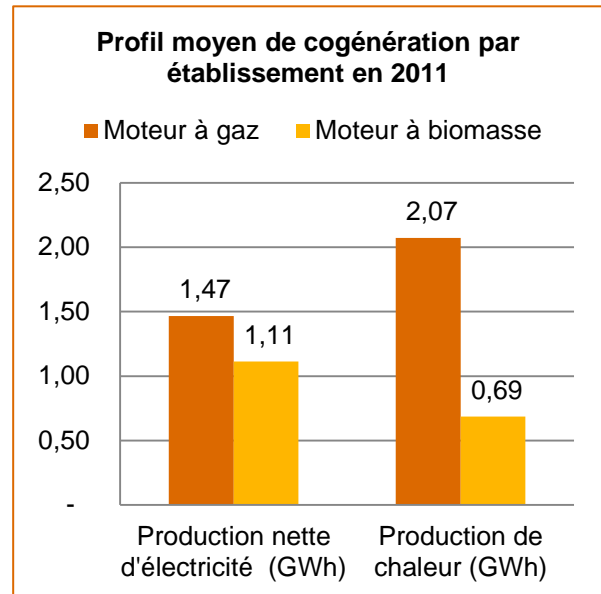
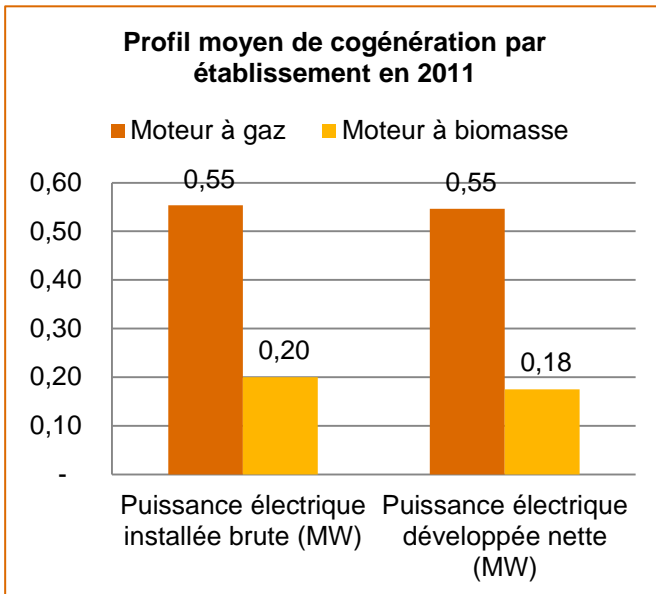
### I.1.2 Segmentation par carburant

Le parc de cogénération bruxellois comprenait 45 moteurs à gaz et 8 moteurs à biomasse en 2011.



<sup>39</sup> Source: Bilan énergétique RBC 2011, calculs PwC.

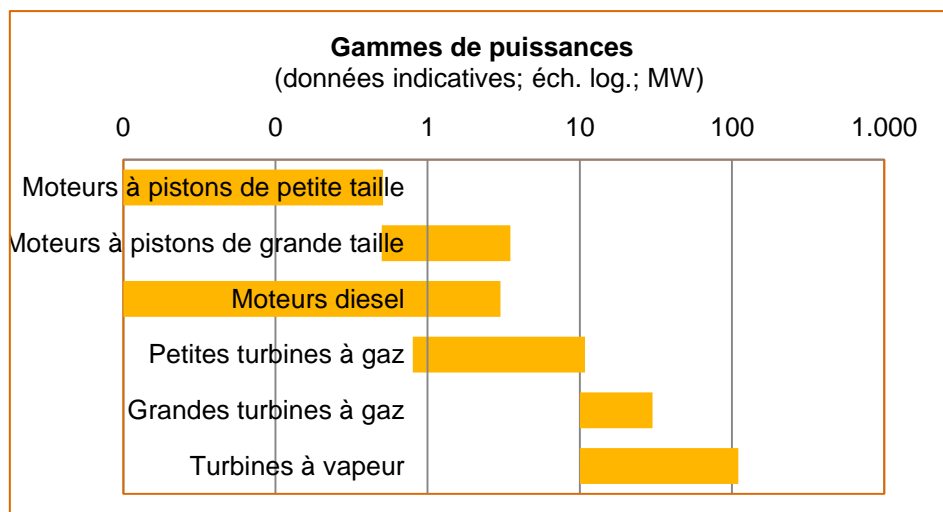
Les moteurs à gaz sont les plus nombreux en RBC. Ils sont également de taille supérieure comme en témoignent les figures suivantes.



### Technologies disponibles

La figure suivante permet de tirer plusieurs observations sur les technologies disponibles pour les unités de production combinées de chaleur et d'électricité:

- Les moteurs à pistons (donc les moteurs Diesel) sont utilisés dans les gammes de puissances les plus basses.
- Les turbines à gaz sont employées dans les gammes moyennes.
- Les cycles à vapeur ne sont utilisés que pour de très grandes installations.



Les installations de cogénération établies actuellement en RBC sont de taille inférieure à 3,1 MW et la puissance moyenne est de 0,6 MW ce qui laisse entrevoir un biais statistique vers de très petites unités.

---

Les moteurs à gaz sont utilisés dans la plupart des cas en RBC. L'utilisation du gaz naturel comme combustible est explicable par la situation urbanistique de la région, caractérisée à la fois par une importante densité de population et par un accès large au réseau de distribution.

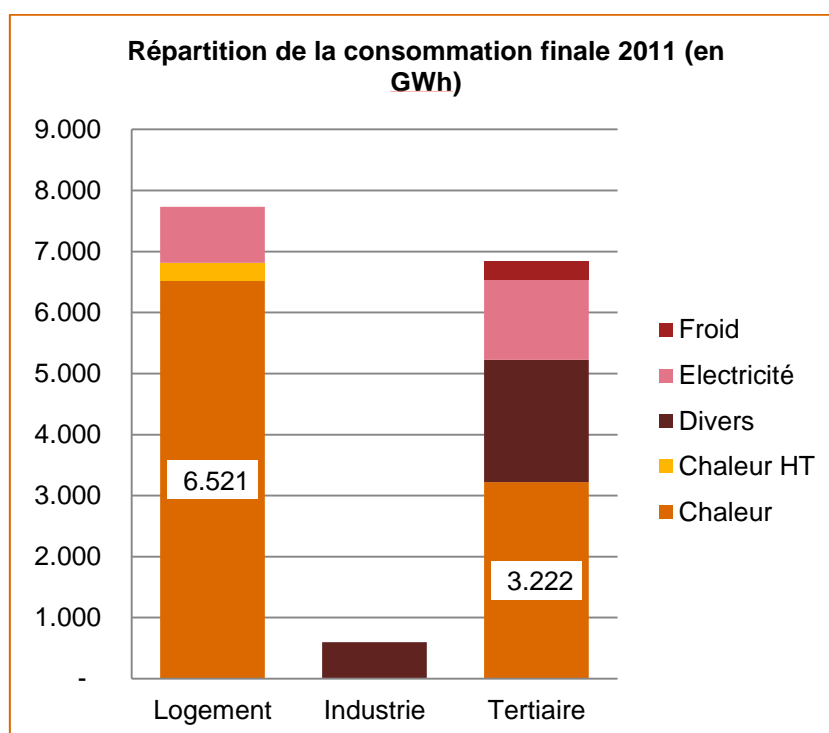
Par ailleurs, comme on l'a souligné plus haut, les unités de cogénération installées sont en général de petite taille ce qui est favorable à la filière des moteurs à gaz.

## II. VALORISATION DES POTENTIELS OFFERTS ACTUELLEMENT

Les analyses et projections suivantes sont tirées des données disponibles dans le Bilan énergétique de la Région Bruxelles-Capitale (RBC), 2011. Les calculs ont été conduits par PwC.

### II.1 STRUCTURE DE LA DEMANDE

La structure de la demande en 2011 dans les secteurs du logement, de l'industrie et du tertiaire est décrite à la figure suivante.



Les principaux constats sont détaillés ci-après :

- Le logement et le tertiaire représentent la plus grande part de la demande finale de la RBC.
- Les besoins de chaleur dans le logement sont les plus importants puisqu'ils globalisent à eux-seuls quelque 43% de la demande totale, tous secteurs confondus.
- Ils sont suivis par la demande de chaleur dans le tertiaire, qui s'élève à 21,2% du total.
- Le tertiaire concentre en revanche la plus grande part de la demande d'électricité, avec 4,7%.
- La demande de froid reste limitée et est essentiellement concentrée dans le tertiaire, soit 2%.
- La demande industrielle est négligeable ce qui est du reste une caractéristique fondamentale du profil énergétique de la RBC<sup>40</sup>.

<sup>40</sup> Les données disponibles ne permettent pas en première analyse de distinguer les différentes composantes du secteur industriel. Par ailleurs, il convient de rappeler que le secteur industriel est négligeable en termes de contribution à la consommation finale d'énergie.

Si on se concentre maintenant sur les deux secteurs prioritaires, le logement et le tertiaire, on constate que ces derniers sont très différents en termes de rapport entre la demande de chaleur (Q) d'une part et la demande électrique (E) d'autre part.

Les ratios Q/E décrits au tableau suivant indiquent que le secteur du logement est beaucoup plus déséquilibré que le secteur tertiaire en faveur de la demande de chaleur.

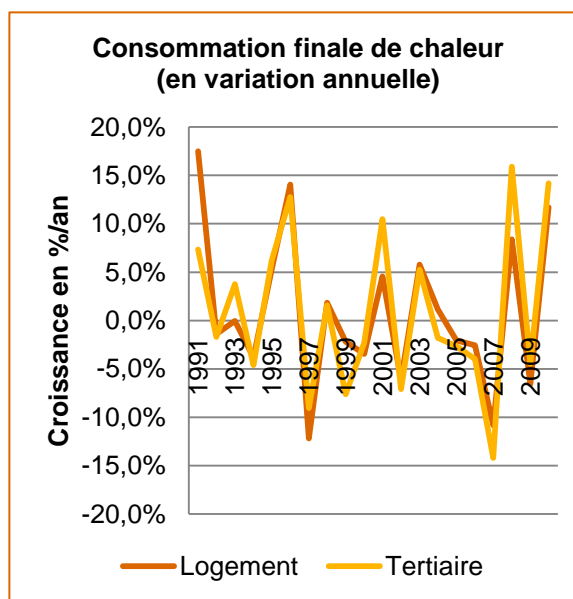
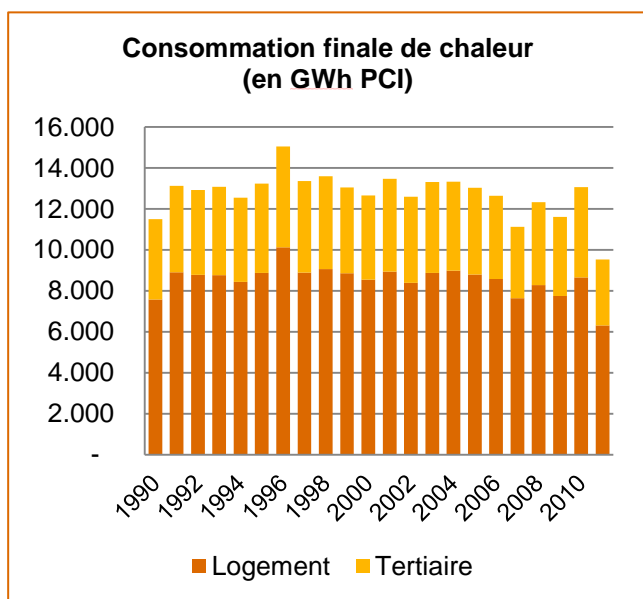
Toutes autres choses égales, ceci rendrait le premier secteur moins favorable à des installations de cogénération - visant seulement l'autoconsommation - que le second. En d'autres termes, une cogénération développée à large échelle dans le secteur du logement tendrait à être exportatrice d'électricité. Du moins si on suit l'hypothèse théorique que l'ensemble de la demande de chaleur est cogénéritable ce qui n'est pas réaliste en pratique puisque d'autres paramètres doivent en effet être intégrés, comme les courbes de charge de la chaleur et l'électricité. Ceux-ci sont de nature à nuancer ce constat. Nous reviendrons plus bas sur ce point.

Ratio Q/E	
Logement	Tertiaire
7,09	2,46

## II.2 EVOLUTION HISTORIQUE DE LA DEMANDE DE CHALEUR

En moyenne, la demande de chaleur est restée relativement stable entre 1993 et 2002 malgré des fluctuations annuelles importantes. Pour une large part, les variances observées sont expliquées par le contexte météorologique (figures infra)<sup>41</sup>.

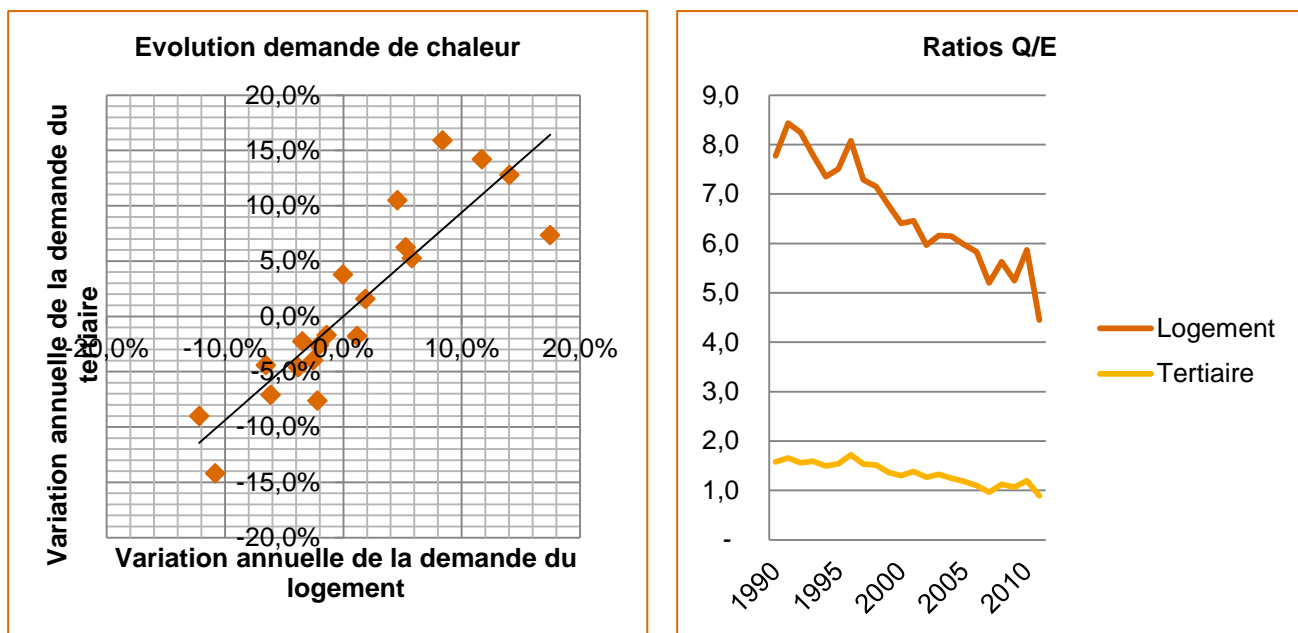
Les évolutions plus récentes indiquent une rupture de tendance. Si les fluctuations à court terme (annuelles) restent importantes, on décèle depuis près d'une décennie, une tendance négative affectant aussi bien le logement que le tertiaire.



<sup>41</sup> Les données utilisées sont brutes et non normalisées. Les fluctuations annuelles sont donc supposées être « lissées » par la régression.



Une analyse plus fine montre que la demande de chaleur du logement et du tertiaire sont corrélées (figure de gauche). Comme on l'a déjà indiqué, la situation dans le premier secteur (logement) reste cependant défavorable à une cogénération d'autoproduction pure même dans le cas d'une charge partielle alors que dans le second cas (tertiaire), une importation partielle d'électricité à partir du réseau doit être envisagée même dans le cas d'une demande de chaleur largement cogénérée. En moyenne et toutes autres choses égales du moins (figure de droite).



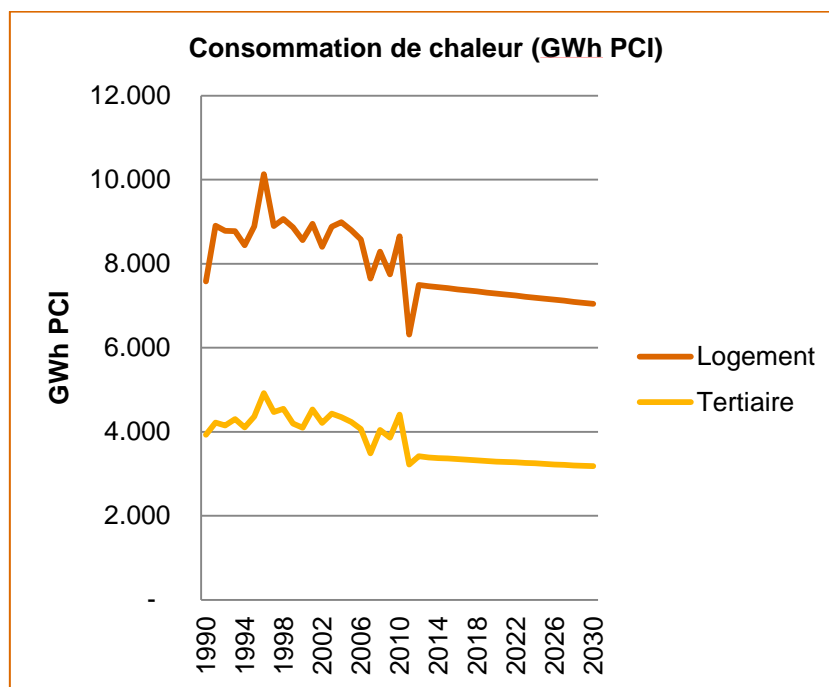
Les ratios Q/E ont subi l'érosion la plus rapide tant en valeur absolue que relative dans le secteur du logement (figure de droite).

## II.3 PRÉVISIONS DE CROISSANCE DE LA DEMANDE DE CHALEUR À 2030

Les prévisions de demande de chaleur présentées à la suite ont été réalisées à partir des résultats de la tâche 1. Elles sont basées sur la prise en compte de différents paramètres prospectifs (efficacité énergétique, nombre de logements, valeur ajoutée, etc.). Il s'agit donc de projections dont les taux d'évolution moyens sont les suivants :

- Pour le logement (entre 2012 et 2030) : -0,89%/an ;
- Pour le tertiaire (entre 2012 et 2030) : -0,4%/an.

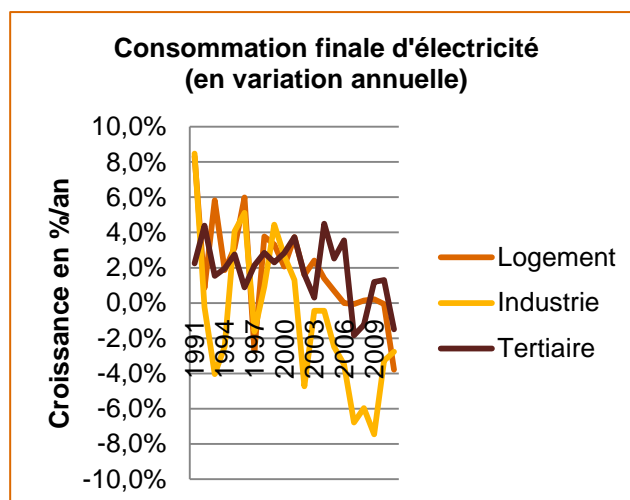
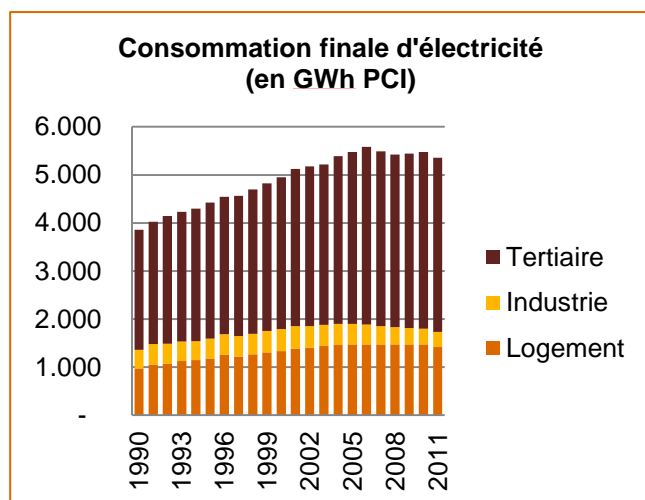
La figure suivante décrit à la fois les séries historiques de consommation de chaleur en RBC et la projection jusqu'en 2030.



Le trend décroissant est particulièrement net tant pour le logement que pour le tertiaire,

## II.4 EVOLUTION HISTORIQUE DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

La même approche a été utilisée pour la projection de la demande électrique. Les résultats sont décrits aux deux figures suivantes.



Plusieurs observations peuvent être tirées des résultats présentés dans ces graphiques :

- La demande d'électricité dans le *tertiaire*, de loin la plus importante, continue à croître mais à un rythme plus lent, surtout depuis 2008. Elle a même connu une contraction temporaire après 2010.
- La situation est comparable dans le secteur du *logement*.

- 
- Dans le cas de l'*industrie* enfin, l'évolution de l'électricité suit le profil d'évolution de la demande de chaleur. La contraction est sensible puisque les taux de croissance sont négatifs de façon quasi permanente depuis 2002.

## II.5 PRÉVISIONS DE CROISSANCE DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ À 2030

La figure suivante relative à la demande électrique a été construite sur la même approche que pour la chaleur.

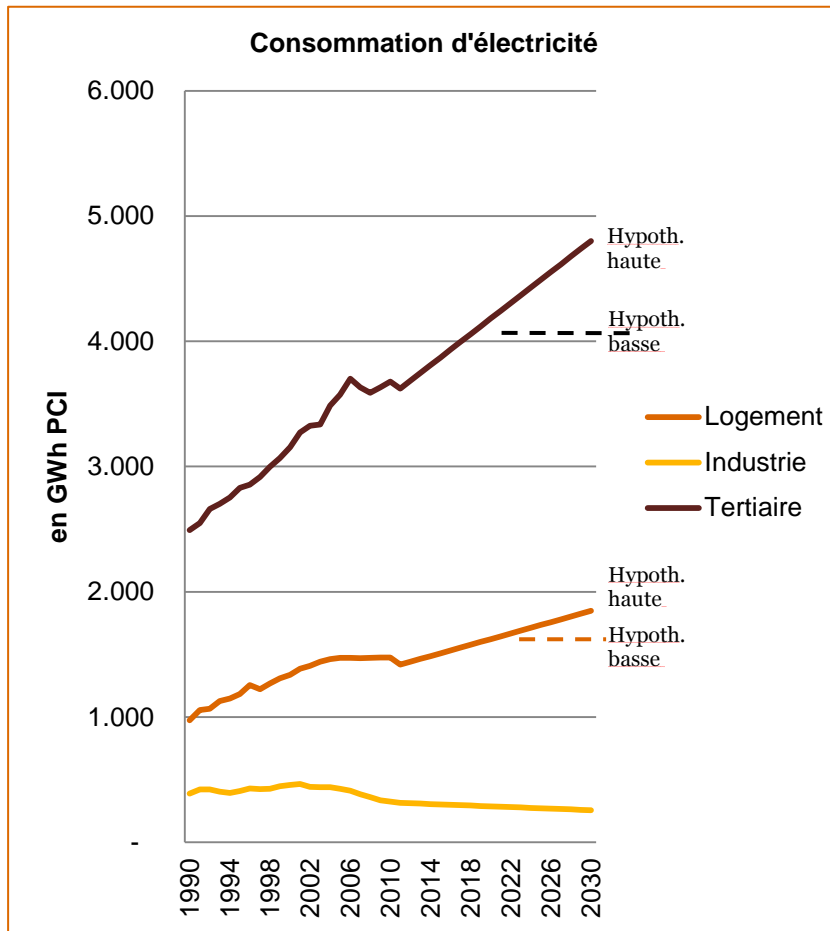
L'hypothèse de travail est celle d'une prolongation de la tendance lourde enregistrée au cours des deux dernières décennies. Dans ce contexte, on constate que :

- La divergence est nette entre les trois secteurs considérés puisque le tertiaire poursuit une progression assez rapide, contrairement à l'industrie pour laquelle on s'attend à une contraction à l'horizon considéré (2030).
- Le secteur du logement continue une expansion mais à un rythme lent.
- Outre la tendance négative du segment industriel, rappelons que le poids de ce dernier reste négligeable, en regard des deux autres secteurs. Il sera négligé par la suite.

Le faisceau de projections décrit conduit à dresser *deux sous-scénarios* dans le cas de l'électricité. Ces scénarios sont détaillés à la suite :

- Dans le cas le plus optimiste, ou hypothèse haute, la demande d'électricité continuerait à croître au rythme moyen des deux dernières décennies dans les deux segments les plus importants (logement et tertiaire).
- En revanche, elle se contracterait dans le secteur de l'industrie (non traité par la suite).
- En raison des stabilisations relatives observées au cours des dernières années dans les deux premiers secteurs, l'hypothèse basse consiste à supposer une évolution plate de la demande.

C'est ce qui est montré à la figure suivante.



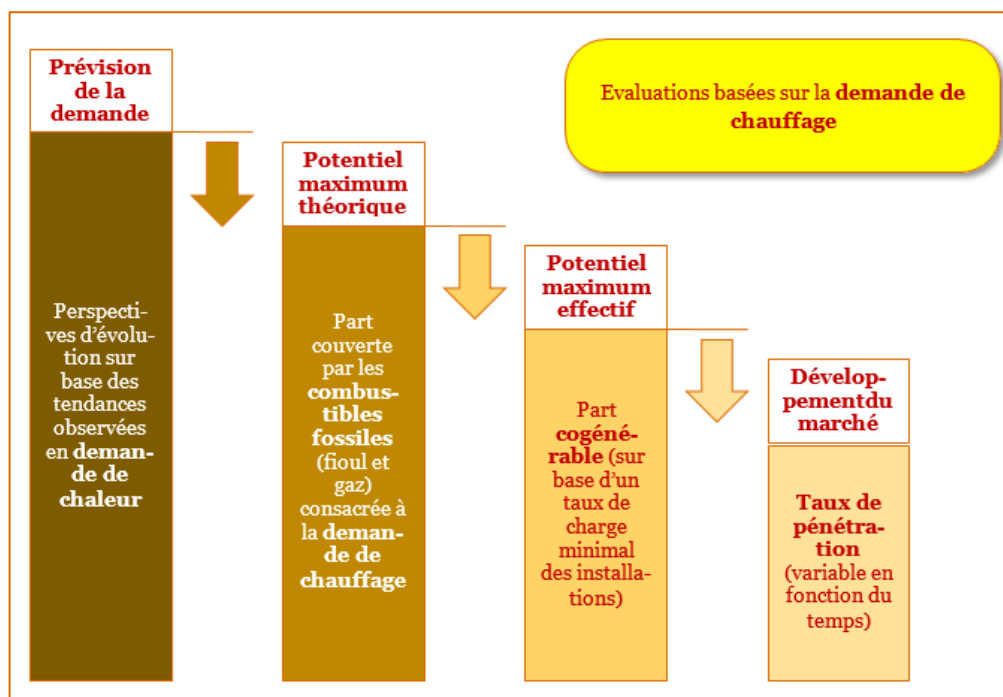
Les deux sous-scénarios ne concernent, comme annoncé, que les deux secteurs retenus pour l'analyse : le logement et le tertiaire. Les fourchettes affectant les projections du secteur électrique sont assez larges.

# III. INTÉGRATION DE LA COGÉNÉRATION DANS LES BESOINS DE CHALEUR

## III.1 APPROCHE MÉTHODOLOGIQUE

Le cadre analytique suivi pour l'évaluation des besoins de chaleur est du type « Top-Down ». C'est une approche classique en analyse de marché.

Les quatre principales étapes de la démarche sont décrites à la figure suivante.



Comme indiqué, l'évaluation est basée sur la demande de chaleur puisque cette dernière fournit en général la contrainte de dimensionnement des installations de cogénérations<sup>42</sup>. L'électricité cogénérée sera basée par après sur les ratios Q/E moyens des installations.

Au plan pratique, on part donc de l'ensemble de la demande de chaleur pour la RBC. On applique ensuite plusieurs réductions déduites d'incompatibilités physiques (comme le type de combustible utilisé ou le souci d'exploiter l'installation un temps minimum).

Comme précédemment, les hypothèses relatives à l'évaluation des différents potentiels sont tirées des séries statistiques disponibles (Bilan énergétique RBC, 2011).

<sup>42</sup> Il convient toutefois d'indiquer que le dimensionnement des cogénérations dans le résidentiel se fait parfois sur base des besoins d'électricité. Ceci se fait dans le cadre de conditions très spécifiques qui peuvent être basées par exemple sur l'impossibilité de revendre le surplus au réseau. Néanmoins, le dimensionnement sur base de la demande thermique reste motivé par les contraintes telles que la difficulté d'utiliser les surplus de chaleur (sauf dans le cas des réseaux, cf. infra), les courbes de charge et les objectifs d'utilisation minimale des installations, etc. C'est ce qui explique notamment le fait que certains scénarios développés dans la présente étude sont accompagnés de chaudières d'appoint. En ce sens, si une cogénération peut être vue comme une centrale électrique avec des possibilités de récupération de chaleur en première analyse, l'approche économique conduit en revanche à considérer une cogénération comme un instrument de chauffe produisant également de l'électricité, considérée du point de vue de la comptabilité analytique comme un co-produit (et non un sous-produit). Le ratio Q/E montre également que sur un plan énergétique, la production de chaleur excède la production d'électricité. Ces éléments conduisent à distinguer les installations de cogénération des unités traditionnelles de production décentralisées d'un point de vue économique en dépit des grandes similitudes technologiques. C'est aussi la raison pour laquelle les scénarios de base concernent exclusivement des systèmes de chauffage traditionnels (chaudières à condensation).

En cas de limitation des données statistiques disponibles (comme le taux de pénétration maximal du marché portant sur des prévisions), des hypothèses complémentaires sont formulées.

### III.2 HYPOTHÈSES DE TRAVAIL

Les principales hypothèses utilisées sont reprises au tableau suivant :

	Logement	Tertiaire
Capacités déjà installées (GWh; 2011)	0,59	19,63
Chauffage central (%; 2011)	85,3%	62,8%
Fioul et gaz (%; 2011)	95,8%	71,1%
Part maximale cogénération( %)	60,0%	60,0%

Ainsi, pour résumer :

- a) Les tendances relatives au marché de la chaleur sont en décroissance comme indiqué plus haut.
- b) Le potentiel théorique du logement et celui du tertiaire sont établis en ne retenant que les composantes suivantes: chauffage centralisé et alimentation en combustibles fossiles (fioul et gaz naturel).
- c) Dans les deux cas, l'hypothèse de pénétration de marché est de 60% après 2030 (asymptotique).
- d) Ceci constitue évidemment un cas de figure idéal. Cette dernière hypothèse de pénétration de marché prend en compte les contraintes techniques (comme la courbe monotone de charge) mais pas économiques. Elle sera discutée par la suite.

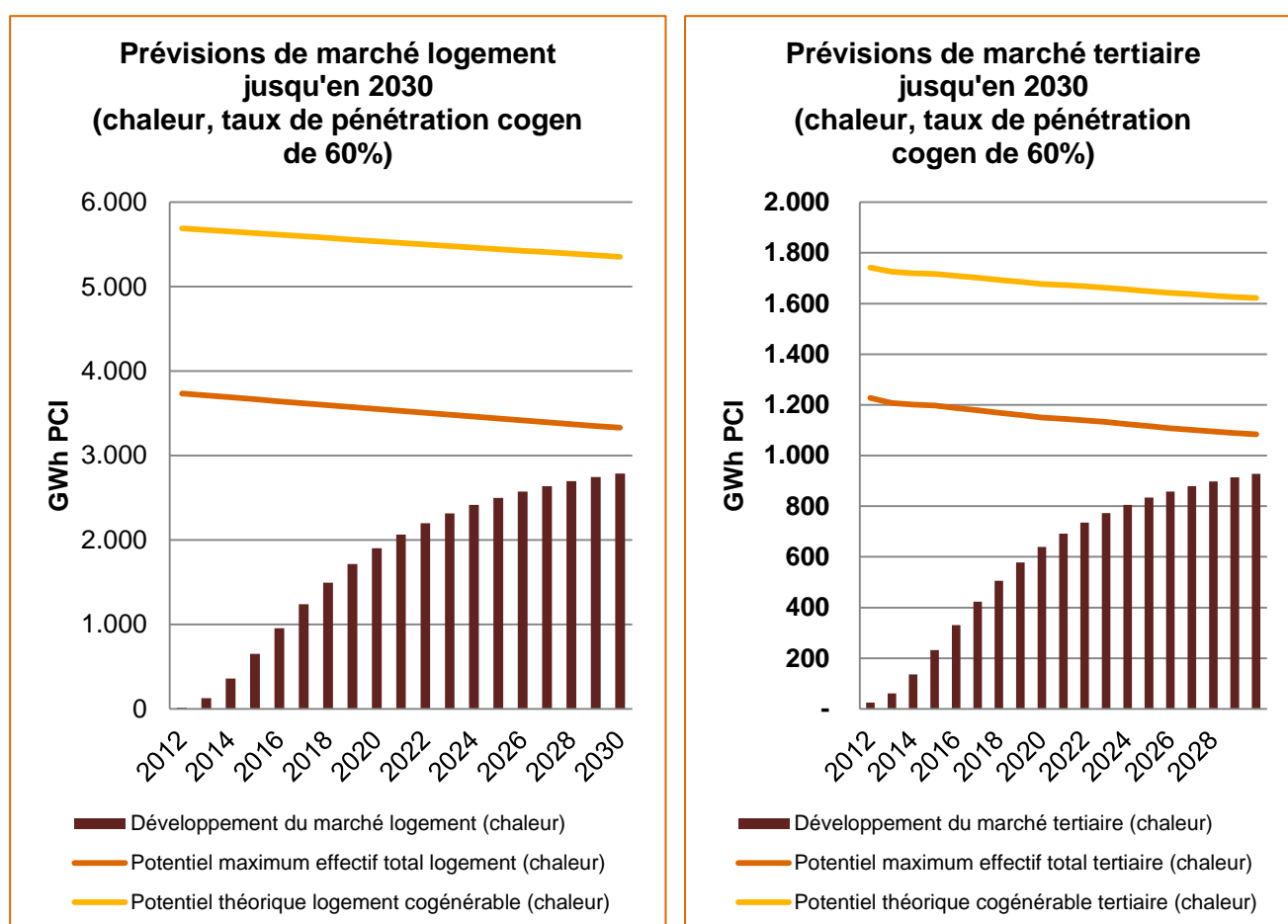
## IV. PROJECTION DE LA SITUATION DANS LES DEUX HORIZONS ÉTUDIÉS

### IV.1 ANALYSE PAR SEGMENT

Les différentes composantes du potentiel de marché sont présentées aux deux figures suivantes. La figure de gauche décrit la situation dans le cas du logement alors que celle de droite se rapporte au secteur tertiaire.

Comme on le voit, on part d'une situation assez embryonnaire en 2011 par rapport au potentiel maximum théorique mais aussi au potentiel maximum effectif total. Ceci est valable pour les deux secteurs (logement et tertiaire). On suppose ensuite une phase de développement plus rapide qui tend à se stabiliser progressivement à la fin de la prochaine décennie (2020-2030).

Les prévisions seraient théoriquement asymptotiques en regard des potentiels maxima effectifs des deux secteurs. Mais, dans chaque cas, on devrait observer à un maximum peu après 2030 et à un déclin probable en raison des impacts croissants des économies d'énergie. En conséquence, le marché potentiel de la cogénération irait alors en diminuant. Il n'y aurait donc plus d'investissements d'expansion mais seulement un investissement de remplacement des unités exploitées dans les contextes les plus compétitifs.



Rappelons que le taux de pénétration de marché retenu pour l'analyse (60%) est établi sur base d'hypothèses essentiellement techniques : la possibilité d'utiliser les installations un nombre d'heures suffisant (en pratique entre 2.500 et 3.000 heures) de façon à permettre une utilisation minimale des installations.

L'introduction de contraintes de rentabilité conduira certes à réduire considérablement le taux de pénétration. Dans l'absolu, il pourrait même être nul si on exclut certaines niches potentiellement rentables et l'impact de subsides suffisants pour restaurer la compétitivité des projets par rapport aux solutions traditionnelles. Ceci a été étudié dans la Tâche 4.

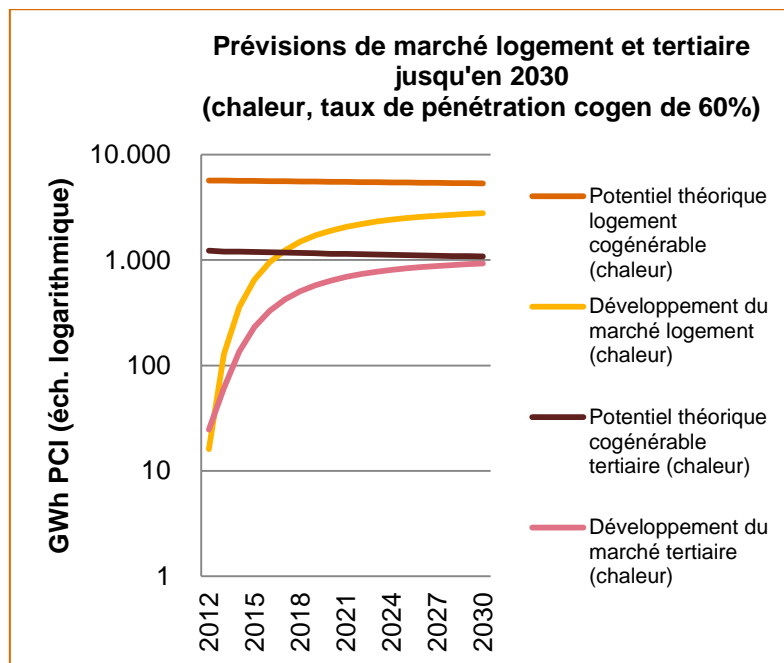
En pratique, on peut considérer avec prudence que le taux de pénétration possible serait probablement compris entre 10% et 20%, ce qui est très inférieur au potentiel maximum effectif total mais reste cependant ambitieux dans un domaine où les conditions de valorisation ne sont pas nécessairement garanties (cf. Tâche 4).

## IV.2 COMPARAISON DES PRÉVISIONS

La figure suivante combine les projections obtenues pour les deux segments de marché pour permettre les comparaisons. Le secteur du logement est d'une grande importance en RBC en raison du cadre urbanistique déjà mentionné.

Dans les deux cas (logement et tertiaire) :

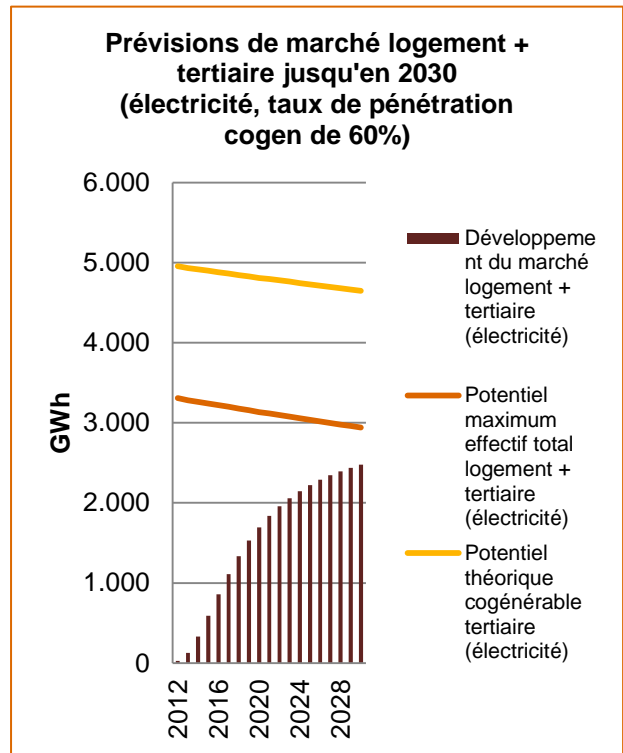
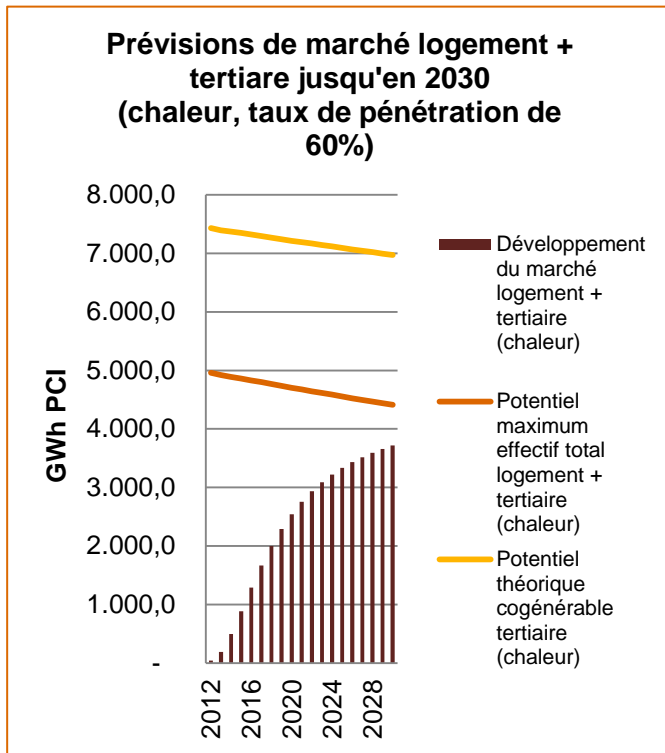
- Le modèle de développement suivi suppose une croissance relativement rapide au cours de la fin de la décennie suivie par une phase de stabilisation relative dès 2020;
- Le potentiel effectif du marché conduit à une érosion qui traduit l'impact croissant des économies d'énergie.



Dans le cadre des hypothèses de travail adoptées, le potentiel effectif maximum du marché tertiaire devrait être atteint avant celui du logement.

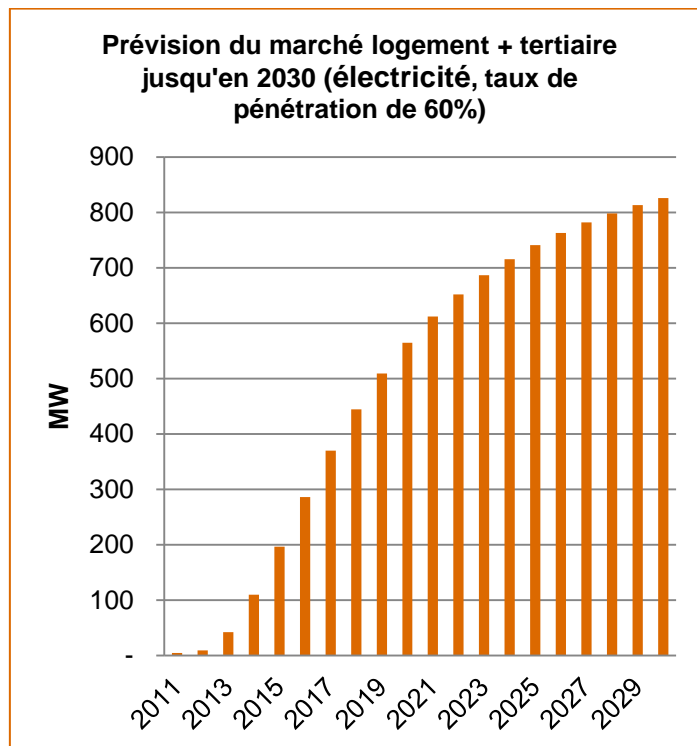
Les deux figures suivantes comparent les potentiels exprimés en chaleur puis en électricité pour les deux segments étudiés (logement + tertiaire). Les courbes obtenues pour l'électricité sont déduites de la couverture des besoins de chaleur en prenant un ratio Q/E moyen représentatif des unités de production utilisées, les moteurs à gaz. Ce ratio est de 1,50.



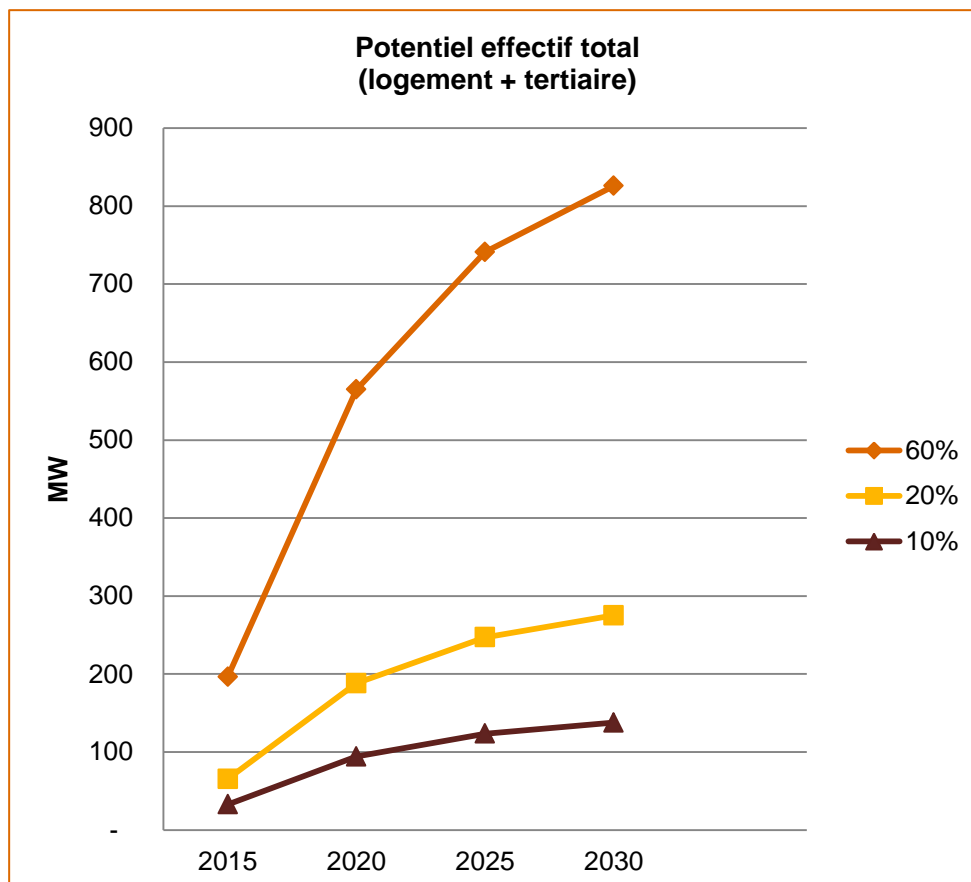


Les remarques formulées en matière de taux de pénétration pour la chaleur sont évidemment transposables à l'électricité. Comme le dimensionnement des installations est établi sur base de la demande de chaleur, la production d'électricité est la variable d'ajustement. Elle peut donc être inférieure ou supérieure à la demande du client. De ce fait, l'ajustement se fait par voie d'échanges avec le réseau : en importation dans le premier cas, en exportation dans le second.

A partir de la dernière figure, on déduit aisément les puissances électriques correspondantes si on se base sur l'hypothèse d'une charge moyenne mais réaliste de 3.000 heures/an. Le profil du potentiel théorique cogénération dans l'hypothèse du taux de pénétration de marché de 60% est décrit à la suite.



Insistons sur le fait que le taux de pénétration de 60% est très ambitieux. Il représente comme indiqué un maximum théorique. Dans la pratique il faut tenir compte de contraintes spécifiques déjà citées, comme les contraintes d'implantation sur site, la difficulté voire l'impossibilité de reconverter des immeubles à appartements munis de chaudières individuelles à la cogénération, etc. Pour ces raisons, des taux de pénétration situés dans une fourchette de 10% à 20% paraissent plus réalistes. Ces différents éléments d'information sont synthétisés dans le graphique ci-dessous.



Ceci situerait donc le potentiel électrique de la RBC dans la fourchette de 100 à 200 MW à l’horizon 2030. Reste à considérer que ce potentiel est mobilisable en raison de son attrait strictement économique, comme il a été mentionné dans la Tâche 4 (cf. supra).

### IV.3 SYNTHÈSE DES PRÉVISIONS

Le tableau ci-dessous détaille les prévisions en 2015 (base 2011), 2020, 2025 et 2030.

Les prévisions pour la chaleur sont extrapolées à partir des résultats de la tâche 1. Les prévisions pour l’électricité sont extrapolées à partir des données 1990-2011. Elles sont optimistes si on considère la tendance en longue période (hypothèse haute, tableau supérieur ci-contre). On suppose dans le cas inverse une stabilisation de la demande électrique à partir de 2015 (hypothèse basse, tableau inférieur ci-contre).

Dans les deux cas de figure (hyp. haute et basse), le ratio Q/E reste supérieur à 1,50 jusqu’à 2030. Comme il évalue la part d’électricité cogénéritable à partir de la demande électrique, on en conclut que le marché de la cogénération est donc potentiellement “exportateur” d’électricité jusqu’à la fin de la prévision.

Hyp. Haute		Chaleur		Electricité		Ratios Q/E	
GWh PCI	Prévision de la demande totale (logement + tertiaire)	Potentiel maximum théorique total (logement + tertiaire)	Potentiel maximum effectif total (logement + tertiaire)	Prévisions de la demande d’électricité (logement + tertiaire)	Potentiel maximum théorique total (logement + tertiaire)	Potentiel maximum effectif total (logement + tertiaire)	Prévision de la demande totale (logement + tertiaire)

	tertiaire)						
2015	10.744	7.351	4.864	5.380	4.900	3.242	2,00
2020	10.538	7.215	4.701	5.803	4.810	3.134	1,82
2025	10.360	7.093	4.555	6.225	4.729	3.037	1,66
2030	10.189	6.975	4.413	6.648	4.650	2.942	1,53

Hyp.Basse		Chaleur		Electricité			Ratios Q/E
GWh PCI	Prévision de la demande totale (logement + tertiaire)	Potentiel maximum théorique total (logement + tertiaire)	Potentiel maximum effectif total (logement + tertiaire)	Prévisions de la demande d'électricité (logement + tertiaire)	Potentiel maximum théorique total (logement + tertiaire)	Potentiel maximum effectif total (logement + tertiaire)	Prévision de la demande totale (logement + tertiaire)
2015	10.744	7.351	4.864	5.380	4.900	3.242	2,00
2020	10.538	7.215	4.701	5.380	4.810	3.134	1,96
2025	10.360	7.093	4.555	5.380	4.729	3.037	1,93
2030	10.189	6.975	4.413	5.380	4.650	2.942	1,89

MW (Hypothèse de fonctionnement de 3000h/an)	Potentiel maximum effectif total (logement + tertiaire) ; 60%	Potentiel maximum effectif total (logement + tertiaire) ; 20%	Potentiel maximum effectif total (logement + tertiaire) ; 10%
<b>2015</b>	196	65	33
<b>2020</b>	565	188	94
<b>2025</b>	741	247	123
<b>2030</b>	826	275	138

---

## V. CONCLUSION

Des analyses précédentes, il ressort essentiellement que :

- 1) D'un point de vue technique, la RBC offre a priori plusieurs avantages pour le développement de la cogénération. Citons par exemple un habitat concentré, caractérisé par la présence de blocs d'immeubles à appartements, ou encore l'existence d'un secteur tertiaire important (bureaux, commerces, etc.).
- 2) Les perspectives d'ouverture de marché souffrent en revanche d'un secteur industriel étroit et déjà partiellement cogénéré.
- 3) Si les perspectives théoriques offertes à court terme à partir de la demande de chaleur dans les deux secteurs clés (logement et tertiaire) sont appréciables, le marché subira néanmoins au cours de la prochaine décennie, et surtout après 2030, l'impact croissant de la contraction de la demande.
- 4) On pourrait même entrevoir un plafonnement du potentiel théorique maximum peu après 2030 qui impliquerait que le marché de la cogénération pourrait subir une contraction après avoir atteint un maximum. Ceci repose sur l'hypothèse selon laquelle le taux de pénétration est établi sur une base technique (2.500 à 3.000 heures de fonctionnement au minimum). D'autres contraintes techniques pourraient encore infléchir les maxima identifiés comme par exemple des contraintes de site, d'adaptation au bâti existant, etc.
- 5) En conséquence, le potentiel effectif réel sera très inférieur au maximum précédent. Ce qui pourrait se manifester par un taux de pénétration de l'ordre de 10% (800 GWh) à 20% (1.600 GWh) dans les deux secteurs. Voire inférieur.
- 6) Concernant la puissance électrique cogénéritable, on estime que le potentiel de la RBC devrait être compris entre 140 et 280 MW. Ceci sur la base des seules contraintes techniques.
- 7) En pratique, le potentiel technique ne pourra être exploité que si la cogénération est compétitive par rapport aux technologies traditionnelles. A défaut, son développement reposera sur la possibilité de mettre en place des mesures d'accompagnement efficaces.
- 8) Les caractéristiques de la RBC ne permettent pas d'extrapoler ces conclusions à d'autres régions.

---

***Chapitre 6***  
***Stratégie 2030***

---

# INTRODUCTION

## *Objectif et méthodologie*

**L'objectif** de ce sixième chapitre est de baliser la stratégie 2030 pour atteindre le potentiel identifié au chapitre précédent. A cette fin, les étapes suivantes ont été réalisées :

- Etape 6.1 : **Analyse SWOT du contexte technico-économique de la Région bruxelloise** en vue d'identifier les éléments techniques et économiques jouant en faveur/défaveur du développement de la cogénération et des réseaux de chaleur au sein de la Région bruxelloise.
- Etape 6.2 : **Définition des pistes techniques, juridiques, économiques ou financières** qui permettraient d'activer le potentiel économique de la cogénération et des réseaux de chaleur et de froid.
- Etape 6.3 : **Disposer ces pistes sur une ligne du temps.**



# I. ANALYSES SWOT

Ce premier chapitre reprend au sein d'analyses SWOT les différents éléments du contexte technico-économique de la Région bruxelloise jouant en faveur et/ou défaveur du développement de la cogénération (tableau 1) et des réseaux de chaleur (tableau 2).

**TABLEAU 1 : ANALYSE SWOT DE LA COGENERATION**

FORCES	FAIBLESSES
<p style="text-align: center;"><b><u>Axe économique :</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La RBC offre a priori plusieurs avantages pour le développement de la cogénération lié à son <b>contexte socio-économique</b> : habitat concentré (caractérisé par la présence de blocs d'immeubles à appartements), ou encore un secteur tertiaire important (bureaux, commerces, etc.).</li> <li>• <b>Mécanisme de certificats verts</b> : mécanisme de soutien majeur à la cogénération de qualité (5% d'économie de CO<sub>2</sub>).</li> </ul> <p><b><u>Axe technique :</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Production décentralisée d'électricité</b> : les installations de cogénération sont implantées/réparties au cœur du réseau de transport/distribution. Elles contribuent donc à réduire les pertes de transport/distribution et, bien coordonnées, participent à la fiabilité du réseau électrique ou portions de celui-ci.</li> <li>• <b>Couverture importante/disponibilité du réseau gaz naturel à Bruxelles.</b></li> <li>• Contribution à l'autonomie de la production d'électricité</li> </ul>	<p style="text-align: center;"><b><u>Axe économique :</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>CAPEX &amp; OPEX élevés</b></li> <li>• <b>Prix de la micro-cogénération</b> : Bien que la micro-cogénération constitue une technologie disponible pour répondre aux besoins particuliers du résidentiel, cette dernière s'avère relativement chère par rapport au prix du KWh.</li> <li>• La cogénération représente un <b>investissement supplémentaire</b> par rapport à une chaufferie classique puisqu'elle ne remplace pas celle-ci (nécessité d'un back-up). Il convient par ailleurs d'indiquer l'existence de nombreuses installations mises en service qui sont non fonctionnelles et non rentables.</li> <li>• La technologie étant plus complexe qu'une simple chaudière, elle demande <b>un suivi et des coûts d'exploitation plus importants.</b></li> <li>• <b>Suppression des primes régionales soutenant la cogénération</b> à partir de 2016.</li> <li>• <b>Problème de revente d'électricité</b> : Il existe diverses complexités administratives et juridiques portant sur l'impossibilité de distribuer l'électricité produite à d'autres établissements voisins sans devoir s'affranchir d'une série d'obligations administratives et techniques telles que l'obligation de passer par le réseau de distribution. Il convient néanmoins d'indiquer qu'un coefficient multiplicateur existe pour les cogénérations gaz présentes dans les logements collectifs.</li> <li>• <b>Difficulté à mobiliser un quartier ou l'ensemble d'une collectivité locale à prendre part au projet.</b> En effet, en cas de propriétaires/décideurs multiples, le phénomène de « free rider », qui consiste à ce qu'un décideur favorise une décision qui lui est directement profitable, et freine une décision favorable à la collectivité, si elle a un impact négatif sur ce décideur, viendra compliqué la prise de décision commune.</li> </ul> <p><b><u>Axe technique :</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Complexité</b> : Pour fonctionner de manière optimale, une cogénération nécessite une intégration soignée au sein d'un circuit existant, un suivi quasi quotidien, des entretiens réguliers. Une cogénération n'est pas pilotée par « un dispatching central » et sa connexion doit donc se faire dans les Règles de l'Art pour assurer la sécurité des équipements et des personnes.</li> <li>• <b>Difficultés administratives liées au projet</b> : La complexité des différentes démarches administratives (demande de permis, procédure de certification, etc.) et leur apparente opacité influencent le développement de la cogénération.</li> <li>• <b>Contraintes d'implantation</b> : Nécessité de prévoir un local de chaufferie pour installer la cogénération (mais espace limité en particulier dans le résidentiel bruxellois étant constitué pour la majeure partie d'appartements).</li> <li>• <b>Combustibles renouvelables</b> : Les installations à l'huile de colza ne fonctionnent pas correctement aujourd'hui et absence de biogaz produit en RBC à ce jour.</li> </ul>

OPPORTUNITES	MENACES
<p><b>Axe économique :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Evolution des prix de l'électricité et du gaz :</b> Les prix de l'énergie à la hausse devraient favoriser tous les projets URE et d'économies d'énergie, donc aussi la cogénération qui permet de faire un gain en terme d'énergie primaire par rapport à la production décentralisée. Rappelons néanmoins que c'est le « gap » entre le coût individuel de l'électricité et du gaz qui a l'influence la plus élevée sur la rentabilité de la cogénération. Plus la différence entre ces coûts est élevée, plus les projets de cogénération seront économiquement intéressants.</li> <li>• <b>Satisfaction des besoins thermiques &amp; d'électricité</b> de nouveaux quartiers, d'immeubles collectifs ou de groupes de bâtiments existants ou de bâtiments tertiaires</li> </ul>	<p><b>Axe économique :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Volatilité des prix de l'énergie :</b> investir dans une cogénération requiert une étude de faisabilité technico-économique dont les résultats vont fortement dépendre des hypothèses de prix de l'énergie sur les 10 prochaines années.</li> <li>• <b>Potentiel de développement limité et peu de projets « grandes tailles »</b> rendant la cogénération souhaitable au sein de la Région bruxelloise. Les perspectives d'ouverture de marché souffrent notamment d'un secteur industriel bruxellois étroit et déjà partiellement cogénéré. Après avoir atteint un maximum après 2030, les résultats de la tâche 5 montrent qu'il n'y aura plus d'investissements d'expansion mais seulement des investissements de remplacement des unités exploitées dans les contextes les plus compétitifs.</li> </ul>

présentant des besoins thermiques et électriques	• <b>Evolution des prix des certificats verts.</b>
<b>FORCES</b>	<b>FAIBLESSES</b>
<p><b>Axe économique :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Mise en commun d'investissements lourds</b> pour la production de chaleur.</li> </ul> <p><b>Axe technique :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Permet de satisfaire les <b>besoins thermiques de plusieurs ménages</b> et/ou entreprises à partir d'une unité centralisée (ex. : cogénération). Le consommateur se voit donc libéré des contraintes d'entretien et d'approvisionnement en combustibles.</li> <li>• Permet de valoriser des <b>combustibles renouvelables</b> (à grande échelle) et de faire intervenir de nouvelles technologies (ex. cogénérations, pompes à chaleur).</li> </ul>	<p><b>Axe économique :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Pertinence économique n'est pas évidente :</b> surcoût d'investissement. Il convient toutefois de faire la distinction entre les projets de constructions neuves et les projets de rénovations.</li> <li>• <b>Suppression de primes</b> pour l'installation d'un réseau de chaleur favorisant une utilisation rationnelle de l'énergie à partir de 2016.</li> <li>• <b>Difficulté à mobiliser un quartier ou l'ensemble d'une collectivité locale à prendre part au projet.</b> En effet, en cas de propriétaires/décideurs multiples, le phénomène de « free rider », qui consiste à ce qu'un décideur favorise une décision qui lui est directement profitable, et freine une décision favorable à la collectivité, si elle a un impact négatif sur ce décideur, viendra compliquer la prise de décision commune.</li> <li>• <b>Le temps de retour sur investissement est assez long</b> quand la rentabilité du projet est assurée. Les investisseurs ont une préférence pour un temps de retour sur investissement assez court surtout quand le projet dépend de variables exogènes, comme les subsides, dont la pérennité n'est pas assurée à plus</li> </ul>

**TABLEAU 2 : ANALYSE SWOT DES RESAUX DE CHALEUR**

	long terme.
<b><u>OPPORTUNITES</u></b>	<b><u>MENACES</u></b>
<p><b><u>Axe économique :</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Intérêt de développer des réseaux de chaleur pour satisfaire les <b>besoins thermiques importants</b> (nouveaux quartiers, immeubles de bureaux, etc.) en lien avec une cogénération. Une valeur cible pour envisager la création d'un réseau de chaleur est d'atteindre un besoin de chaleur de 1 MW</li> <li>• <b>Densification des réseaux</b> permet d'en améliorer la rentabilité économique. Pour fixer un ordre de grandeur, une densité thermique de l'ordre de 3.000 kWh par an et par mètre linéaire de réseau créé est habituellement retenue comme valeur « clé » pour l'évaluation de la faisabilité économique d'un projet de réseau de chaleur.</li> <li>• Le développement des réseaux sera d'autant plus favorable pour un <b>parc de bâtiments détenu par 1 seul propriétaire ou décideur</b> (logements sociaux, parc de bureaux avec un propriétaire, établissement scolaire avec plusieurs bâtiments, ...).</li> </ul> <p><b><u>Axe technique :</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Un réseau de chaleur permet théoriquement de <b>lisser les besoins de chaleur, via un effet d'échelle</b>. Dans le cas d'un complexe avec la même affectation, ce</li> </ul>	<p><b><u>Axe économique :</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Un des postes importants dans un projet de réseau de chaleur est le <b>coût du réseau</b>. Dès lors, la facilité d'implantation du réseau aura un impact direct sur la rentabilité du projet. Il est évident que si un réseau doit se réaliser sur un terrain herbagé, son coût sera moindre que s'il doit traverser une ou plusieurs routes existantes, ou bien une surface minéralisée.</li> <li>• Un réseau de chaleur sera d'autant plus rentable toutes autres choses égales, qu'il peut bénéficier d'une source de chaleur fatale. Remarquons néanmoins que <b>le potentiel technique de la chaleur fatale au sein de la Région bruxelloise est limité</b> et que le prix de cession de la chaleur fatale peut grever la rentabilité du projet.</li> </ul>

lissage des besoins est obtenu de manière statistique, via l'augmentation du nombre d'utilisateur. Dans le cas d'un site avec plusieurs affectations, ce lissage est également renforcé par la diversité des besoins, caractéristiques de chaque affectation (ex. logements + bureaux/crèches/homes/hôpitaux/...). Cette courbe des besoins de chaleur lissée est favorable, toutes autres choses égales, à la cogénération, qui sera d'autant plus rentable qu'elle fonctionne longtemps. Dès lors, un réseau de chaleur peut être vu comme un outil pour atteindre un contexte favorable à la cogénération.

---

## II. DÉFINITION DE PISTES

Nous privilégions ci-dessous des pistes permettant de promouvoir le développement de la cogénération et des réseaux de chaleur au sein de la Région bruxelloise. Tel que mentionné dans le cadre de la tâche 5, il est fort probable que le potentiel économique de la cogénération devrait se contracter au sein de la RBC d'ici 2030 notamment en raison de l'amélioration de la performance énergétique des logements. Par conséquent, nous insistons sur la nécessité de développer des pistes garantissant le développement de la cogénération et des réseaux de chaleur tout en n'entravant pas l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments au sein de la Région bruxelloise.

### II.1 PISTES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES

- Maintenir les aides actuelles pour la cogénération (notamment certificats verts) s'avère essentiel au vu des investissements consentis par les porteurs de projets par rapport aux solutions de référence. Ceci passe en particulier par la garantie qui peut être accordée à l'investisseur que les prix des certificats verts dont il bénéficiera pendant l'exploitation du projet resteront stables à moyen et long termes.
- Octroyer des certificats verts en prévoyant un multiplicateur dans le cas de projets couplant l'installation d'une cogénération avec un réseau de chaleur pour lesquels tant la faisabilité technique que la rentabilité économique sont confirmées.
- Promouvoir le système du tiers investissement dans le cas de projets de cogénération et/ou réseaux de chaleur. Le tiers investisseur représente de nombreux avantages pour les porteurs de projet : pas d'investissement immédiat sur fonds propres, pas compétences techniques nécessaires, absence d'obligations de faire réaliser les actes de maintenance, etc.

### II.2 PISTES JURIDIQUES

- Prévoir un mécanisme qui permettrait d'encourager le rachat de l'électricité réinjectée. Dans ce cadre, il pourrait être intéressant d'encourager/imposer la commercialisation contrainte (dans le chef du fournisseur qui fournit le gaz/l'appoint électrique)<sup>43</sup>. La mise en place d'une obligation de rachat pour des installations de taille suffisante pourrait être envisagée par priorité (>50 kVA). D'autres pistes comme la « pooling<sup>44</sup> » des rachats pourraient également être examinées.
- Envisager les possibilités d'optimisation du cadre juridique de manière à permettre le partage de l'électricité produite à partir de cogénérations financées par plusieurs parties (ménages, citoyens, etc...) et installées dans des logements collectifs.
- Prévoir un cadre simple et efficace en vue de permettre la réalisation d'un dimensionnement correct des installations de cogénération des copropriétés.
- Adapter le tarif du GRD en vue d'inciter les « prosumers » à mieux corrélérer leurs diagrammes de production et de consommation et ce, de façon permanente.

---

<sup>43</sup> Dans l'état actuel, la revente d'électricité cogénérée est autorisée. Cependant, les fournisseurs d'énergie électrique, qui pourraient être les principaux clients des producteurs décentralisés, ne se montrent pas intéressés.

<sup>44</sup> Groupement d'achat sur le modèle voisin (ou complémentaire) des agrégateurs.

## II.3 PISTES TECHNIQUES

- Promouvoir les offres BOT<sup>45</sup>. Les expériences conduites jusqu'à présent conduisent à considérer que la dissociation des investissements et des opérations de gestion et de maintenance des installations de cogénération est la cause de difficultés. Pour pallier ce handicap, il est utile de recommander la mise en place de contrats où le fournisseur de l'installation reste également associé à sa maintenance et son exploitation pendant une période de 10 ans.
- Promouvoir le stockage. Dans la mesure où le rachat par des fournisseurs d'énergie voire des clients individuels reste largement impacté négativement par les fluctuations du programme de production, la mise en place de mesures de soutien au stockage décentralisé pourrait contribuer au développement de la cogénération à plus grande échelle. Cette piste est donc recommandée dans un contexte où la compétitivité des installations de stockage est de plus en plus compétitive.

## II.4 AUTRES PISTES

- Diffuser les guides à destination des particuliers / entreprises reprenant les étapes à suivre dans le cadre de l'installation d'une installation de cogénération pour chacun des cas de figure envisageables. Des exemples sont disponibles sur le site Internet de Bruxelles Environnement (voir notamment : <http://www.ibgebim.be/Templates/documentation>).
- Continuer à organiser des séances de formation/information à l'usage des professionnels du bâtiment pour les sensibiliser aux opportunités offertes par la cogénération.
- Outre celles indiquées plus haut (obligations d'achat, etc.), lever toutes les contraintes empêchant les producteurs d'électricité cogénérée en BT d'avoir accès au marché de l'énergie pour la revente des surplus non autoconsommés : transparence des prix, comptage, grid code, obligations de délestages en cas de contraintes.
- Mettre en place un mécanisme visant à prévoir une analyse coûts/bénéfices des solutions centralisées (avec et sans réseau) et cogénérées dans les projets de développement des nouveaux quartiers destinés au résidentiel et/ou au tertiaire au sein de la Région bruxelloise.

Rappelons que dans les conditions de marchés actuelles, les besoins en subsides permettant d'atteindre l'équilibre financier entre les options de base (chaudières) et les options étudiées (cogénération, pompes à chaleur et/ou réseaux) sont très importants. A titre de comparaison, la situation est résumée dans le tableau suivant pour les scénarios étudiés dans le cadre de l'analyse coûts-bénéfices. Certaines fourchettes indiquées sont très larges. Cela dépend de la technologie utilisée.

Scénario	Surface (m <sup>2</sup> )	Subsides d'équilibre (EUR/an)
1. Résidentiel quartier	3.780	Neuf : 2.168-8.337
		Rénové : 1.148-13.601
2. Résidentiel blocs d'appartements	1.092	Neuf : 19.332
		Rénové : 2.316

<sup>45</sup> Assimilable à un contrat BOT: Build, Operate, Transfer.

---

3. Tertiaire chaud	4.800	Neuf : 1.185
		Rénové : 23.053
4. Tertiaire froid	4.800	Neuf : 19.332
		Rénové : 3.957- 70.417



---

## III. PLAN D' ACTIONS

Les recommandations formulées plus haut peuvent être conduites de façon indépendante. En revanche le choix des priorités reste posé. Pour répondre à cette question, nous reprenons à la suite une analyse mettant en lumière plusieurs critères qui sont, respectivement :

1. Les délais de mise en œuvre ;
2. La facilité de mise en œuvre ;
3. L'impact potentiel.

Ceux-ci sont établis sur une échelle qualitative.

Le rang des priorités est proposé en colonne #3. Il reflète plus particulièrement les délais de mise en œuvre et l'impact.

#	Recommandations (résumé)	Niveau de priorité	Délais de mise en oeuvre	Facilité de mise en oeuvre	Impact potentiel	Subsides	Commentaires
<b>I.1</b>	<b>Pistes économiques et financières</b>						
<b>I.1.a.</b>	Maintenir les CV pour la cogénération	1	Court terme	Facile	Important	Oui	Sous réserve du soutien politique et des modalités d'accompagnement financier. Attention à la prévisibilité des soutiens à moyen terme (pour sécuriser les investisseurs). Les aides sont des leviers d'investissement en raison de la compétitivité faible des technologies proposées (cogénération, réseaux).
<b>I.1.b.</b>	Octroyer les CV avec un multiplicateur	3	Moyen terme	Facile	Important	Oui	Idem. La mise en place de cette mesure est cependant un peu plus complexe que la précédente puisqu'elle inclut un dispositif complémentaire (levier). Les délais sont donc plus longs.
<b>I.1.c.</b>	Promouvoir le système des tiers investisseurs	7	Moyen terme	Moyennement aisé	Moyen	Non	Dépend des perspectives de rentabilité des projets et, en particulier, de la stabilité/fiabilité des mesures d'aide.
<b>I.2.</b>	<b>Pistes juridiques</b>						
<b>I.2.a</b>	Mettre en place un mécanisme de rachat de l'électricité réinjectée	4	Moyen terme	Facile	Important	Non	Contraintes relatives à la mise en oeuvre des recommandations législatives (support politique, délais, etc.). Notons que les mesures de rachat concernent par priorité les plus grosses installations et/ou celles qui sont dimensionnées de façon telle que la production électrique dépasse celle limitée aux besoins d'autoconsommation.

<b>I.2.b.</b>	Mettre en place un cadre simple et efficace en vue de dimensionner les installations de cogénération en propriétés	10	Moyen terme	Moyennement aisé	Faible	Eventuellement	A examiner sous les deux aspects: aspect réglementaire et subsides. Une contribution/aide aux études de faisabilité réalisées dans le cadre de nouveaux projets est envisageable. Encore faut-il pour être crédible que celles-ci soient conduites par un organisme sans conflit d'intérêt avec l'investisseur ou le fournisseur de matériel.
<b>I.2.c.</b>	Adapter les tarifs GRD pour encourager la production décentralisée	11	Long terme	Difficile	Faible	Non	Demandera à terme une remise à plat des bases actuelles de la tarification comme par exemple la tarification sur base de l'énergie, laquelle est actuellement inadaptée dans le cas de « prosumers ».
<b>I.3.</b>	<b>Pistes techniques</b>						
<b>I.3.a.</b>	Associer la responsabilité des fournisseurs à l'exploitation pendant une période suffisante	2	Court terme	Facile	Important	Non	Aménagement des termes et conditions stipulées dans les appels d'offres. Ceci afin de rendre les installateurs également responsables pour l'exploitation des ouvrages. On est ainsi dans le cadre d'un BOT (voire d'un BOOT si on y associe des tiers investisseurs)
<b>I.3.b.</b>	Promouvoir le stockage décentralisé	12	Moyen-long terme	Difficile	Faible	Oui	Reste essentiellement tributaire des progrès accomplis en matière de technologie de stockage et des possibilités disponibles pour l'octroi des subsides. Les coûts correspondants viendront cependant en sus des dépenses relatives aux installations, ce qui risque de compromettre la rentabilité du projet si les aides sont indisponibles.
<b>I.4.</b>	<b>Autres pistes</b>						
<b>I.4.a.</b>	Diffuser les documents promotionnels à destination des particuliers / entreprises	8	Court terme	Facile	Faible	Non	Les documents nécessaires sont pour la plupart disponibles (voir sites webs dont IBGE et similaires pour les autres régions du pays). Des adaptations peuvent être nécessaires pour prendre en charge la spécificité des objectifs (cogénération et réseaux de chaleur).

<b>I.4.b</b>	Organiser des séances de formation à destination des professionnels du bâtiment	9	Court terme	Moyennement facile	Faible	Eventuellement	Peut être organisé en interne (avec les structures de la RBC) ou par voie de sous-traitance. Requiert en outre un budget pour les travaux préparatoires, la logistique et l'organisation.
<b>I.4.c.</b>	Lever les autres contraintes relatives à la revente de l'électricité cogénérée	6	Moyen-long terme	Difficile	Important	Non	Une des contraintes principales réside dans le comptage. Il faudrait disposer de "Smart Meters" pour les segments cibles. Ceci ne peut-être envisagé qu'à grande échelle (on ne peut installer des « Smart Meters » au cas par cas puisqu'il faut aussi prévoir les dispositifs de concentration des données et de transmission de ces dernières).
<b>I.4.d.</b>	Mettre en place des mécanismes relatifs à l'évaluation des avantages/couts des nouveaux projets urbains	5	Court terme	Moyennement facile	Moyen	Non	Passe en principe par l'aménagement du cadre réglementaire et éventuellement par les conditions d'octroi des permis de bâtir et documents subséquents.

