

# Analyse du potentiel national pour l'application de la cogénération à haut rendement

**Rapport de synthèse**  
**Septembre 2010**

## Sommaire

INTRODUCTION .....	11
I. METHODOLOGIE ET HYPOTHESES PRINCIPALES .....	12
1. Méthodologie adoptée.....	12
2. Secteurs d'activités visés.....	12
II. POTENTIEL TECHNIQUE .....	14
1. Estimation des besoins thermiques en 2008 et à horizon 2020 .....	14
a) Hypothèses concernant les besoins thermiques en 2008.....	14
b) Hypothèses concernant l'estimation des besoins thermiques à horizon 2020 .....	14
c) Résultats .....	15
2. Le parc de cogénération en 2008 .....	16
a) Répartition du parc installé par secteur.....	16
b) Répartition du parc installé par technologie.....	18
c) Par puissance électrique .....	19
3. Estimation du potentiel technique de cogénération à horizon 2020 .....	21
a) Méthodologie générale.....	21
b) Hypothèses.....	22
c) Résultats.....	22
III. POTENTIEL ECONOMIQUE.....	25
1. Hypothèses économiques .....	25
a) Coûts d'installation de la cogénération.....	25
b) Coûts d'exploitation de la cogénération .....	26
c) Coût de rénovation et overhaul .....	26
d) Prix des combustibles.....	27
e) Prix de la chaleur .....	27
f) Tarifs de vente de l'électricité .....	28
g) Modélisation.....	29

2.	Modèle d'évolution des capacités de cogénération .....	30
a)	Méthodologie .....	30
b)	Résultats par secteur clé .....	31
3.	Résultats globaux .....	43
a)	Puissance installée.....	43
b)	Production d'énergie.....	45
c)	Emissions de CO <sub>2</sub> évitées et économies d'énergie primaire .....	47
d)	Coûts d'investissement et poids sur la CSPE .....	51
4.	Zoom sur la micro-cogénération .....	54
5.	Zoom sur la biomasse.....	58
6.	Etude de sensibilité .....	61
7.	Cas particulier des réseaux de froid .....	65
IV.	PRINCIPAUX FREINS ET LEVIERS DE DEVELOPPEMENT .....	67
1.	Des freins pour quatre potentiels de cogénération .....	67
2.	Freins et leviers de développement pour chaque potentiel .....	68
a)	Cogénération biomasse forestière .....	68
b)	Mise sur le marché de la cogénération gaz.....	69
c)	Rénovation des cogénérations gaz existantes .....	70
d)	Essor de la micro-cogénération.....	71
	CONCLUSION .....	73
	Glossaire .....	75
	Bibliographie.....	76
	Annexe 1 – Hypothèses détaillées concernant l'évaluation des besoins thermiques en 2008 .....	78
	Annexe 2 – Hypothèses concernant l'estimation des besoins thermiques à horizon 2020 .....	80
	Annexe 3 – Besoin de chaleur des différents secteurs.....	82
	Annexe 4 – Hypothèses concernant l'estimation du potentiel technique de cogénération .....	83
a)	Potentiel technique par secteur.....	83
b)	Potentiel technique par technologie.....	88
	Annexe 5 – Les principales technologies de cogénération .....	89

Annexe 6 – Modèle d'évolution des capacités de cogénération .....	92
a) Hypothèses économiques détaillées.....	92
b) Hypothèses techniques : rendements des cogénérations .....	101
c) Résultats du modèle.....	102
Annexe 7 – Récapitulatif des taux de passage entre les alternatives se présentant aux cogénérateurs dans les différents secteurs .....	106
Annexe 8 – Contexte de la micro-cogénération en France .....	107
a) Contexte réglementaire .....	107
b) Contexte technique et économique.....	107
c) Perspectives d'évolutions réglementaires .....	109
d) Intérêt de la micro-cogénération en France .....	110
Annexe 9 – Hypothèses détaillées du modèle macro d'évolution du parc.....	112
Annexe 10 – Méthode de calcul des émissions de CO <sub>2</sub> évitées .....	113
Annexe 11 – Méthode de calcul des économies d'énergie primaire réalisées.....	115
Annexe 12 – Hypothèses de calcul du coût d'investissement total pour atteindre le potentiel économique	116
Annexe 13 – Méthode de calcul du poids sur la CSPE de l'atteinte du potentiel économique ....	117
Annexe 14 – Hypothèses détaillées concernant la cogénération pour la production de froid.....	118

## Liste des figures

Figure 1 – Répartition par secteur de la puissance électrique totale de cogénération installée en 2008 (sources : SOeS [13], SNCU [8], CEREN [14], ATEE) .....	16
Figure 2 – Répartition par technologie de la puissance électrique totale de cogénération installée en 2008 (sources : SOeS [13], CEREN [14]).....	18
Figure 3 – Répartition par gamme de puissance de la puissance électrique totale de cogénération installée en 2008 (sources : SOeS [13], CEREN [14]) .....	19
Figure 4 – Méthodologie de dimensionnement de la cogénération (exemple des bureaux).....	21
Figure 5 – Méthodologie suivie pour déterminer le potentiel technique pour chaque secteur en termes de puissances thermique et électrique installées.....	22
Figure 6 – Evolution des capacités de cogénération installées dans le secteur Industrie > 12 MWe (hors secteurs spécifiques).....	32
Figure 7 – Evolution des capacités de cogénération installées dans le secteur Industrie < 12 MWe (hors secteurs spécifiques).....	34
Figure 8 – Evolution des capacités de cogénération installées dans le secteur Secteurs industriels spécifiques (papeteries, raffineries, agroalimentaire) .....	36
Figure 9 – Evolution des capacités de cogénération installées dans le secteur des grands réseaux de chaleur > 12 MWe .....	38
Figure 10 – Evolution des capacités de cogénération installées dans le secteur des petits réseaux de chaleur < 12 MWe .....	40
Figure 11 – Evolution des capacités de cogénération installées dans le secteur Résidentiel collectif et Tertiaire > 36 kWe .....	41
Figure 12 – Evolution des capacités de micro-cogénération installées dans le secteur Résidentiel < 36 kWe.....	42
Figure 13 – Potentiel économique total de cogénération par secteur .....	43
Figure 14 – Potentiel économique total de cogénération par combustible .....	44
Figure 15 – Production électrique totale du potentiel économique de cogénération par combustible .....	46
Figure 16 – Production de chaleur totale du potentiel économique de cogénération par combustible .....	47
Figure 17 – Emissions de CO <sub>2</sub> évitées par la cogénération .....	49
Figure 18 – Economies d'énergie primaire théoriques réalisées grâce à la cogénération .....	50
Figure 19 – Evolutions de la consommation de combustible par le parc de cogénération .....	51

Figure 20 – Poids de la cogénération sur la CSPE : répartition par dispositif .....	53
Figure 21 – Poids de la cogénération sur la CSPE : répartition par secteur .....	53
Figure 22 – Part de micro-cogénérateurs installés (hypothèse basse) .....	55
Figure 23 – Part de micro-cogénérateurs installés (hypothèse haute) .....	56
Figure 24 – Production électrique des micro-cogénérateurs installés (hypothèse basse) .....	57
Figure 25 – Production électrique des micro-cogénérateurs installés (hypothèse haute) .....	57
Figure 26 – Potentiel économique total de la cogénération biomasse par secteur d'activité .....	59
Figure 27 – Potentiel économique total de la cogénération biomasse : nouvelles installations et changements de combustible et de technologie .....	59
Figure 28 – Scénarios modélisés pour l'étude de sensibilité .....	61
Figure 29 – Scénario augmentation coût fossile : potentiel économique de cogénération par combustible .....	62
Figure 30 – Scénario augmentation coût biomasse : potentiel économique de cogénération par combustible .....	63
Figure 31 – Scénario minimum cogénération : potentiel économique de cogénération par combustible .....	64
Figure 32 – Scénario maximum micro-cogénération : potentiel économique de cogénération par combustible .....	65
Figure 33 – Evolution des coûts d'investissement pour une chaudière gaz en fonction de la puissance (source : ATEE) .....	92
Figure 34 – Evolution des coûts d'investissement pour une chaudière biomasse en fonction de la puissance (source : ADEME/Perdurance [21]) .....	92
Figure 35 – Evolution des coûts d'investissement pour la grosse cogénération (> 12 MWe) (sources : DGEC et entretiens) .....	93
Figure 36 – Evolution des coûts d'investissement pour la moyenne cogénération (1 à 12 MWe) (sources : CIBE [19], IEPF la cogé trigé 2005, DGEC, ATEE) .....	94
Figure 37 – Evolution des coûts d'investissement pour la petite cogénération (215 à 1 000 kWe) (sources : DGEC, ATEE) .....	94
Figure 38 – Evolution des coûts d'investissement pour la mini cogénération (36 à 215 kWe) (sources : entretiens) .....	95
Figure 39 – Evolution des coûts d'investissement pour la micro cogénération (< 36 kWe) (source : entretiens) .....	95

Figure 40 – Evolution des coûts d’exploitation pour la grosse cogénération (> 12 MWe) (source : DGEC).....	96
Figure 41 – Evolution des coûts d’exploitation pour la moyenne cogénération (1 à 12 MWe) (source : CIBE [19], IEPF la cogé trigé 2005, DGEC, ATEE).....	97
Figure 42 – Evolution des coûts d’exploitation pour la petite cogénération (215 à 1 000 kWe) (sources : CIBE [19], ATEE, entretiens) .....	97
Figure 43 – Evolution des coûts d’exploitation pour la mini cogénération (36 à 215 kWe) (sources : entretiens).....	98
Figure 44 – Evolution des coûts d’exploitation pour la micro-cogénération (< 36 kWe) (sources : entretiens).....	98
Figure 45 – Prix moyen de l’électricité captée sur le marché par une cogénération avec un arrêt par semaine, en fonction du nombre d’heures de fonctionnement (hypothèse retenue pour la modélisation).....	100
Figure 46 – Prix moyen de l’électricité captée sur le marché par une cogénération avec un arrêt journalier, en fonction du nombre d’heures de fonctionnement.....	100
Figure 47 – Illustration de l’outil utilisé pour modéliser la rentabilité des installations de cogénération .....	102
Figure 48 – Principe général de comptabilisation des émissions de CO <sub>2</sub> de la cogénération.....	113

## Liste des tableaux

Tableau 1 – Secteurs d’activité étudiés dans la présente étude.....	13
Tableau 2 – Estimation de l’évolution des besoins de chaleur dans les différents secteurs retenus à l’horizon 2020.....	15
Tableau 3 – Répartition par secteur du parc de cogénération installé en 2008 (sources : SOeS [13], SNCU [8], CEREN [14], ATEE) .....	17
Tableau 4 – Répartition des technologies de cogénération par gamme de puissance pour le parc installé (sources : CEREN [14], entretiens).....	18
Tableau 5 – Répartition des gammes de puissance par technologie pour le parc installé (sources : CEREN [14], entretiens).....	19
Tableau 6 – Répartition par technologie du parc de cogénération installé en 2008 (sources : SOeS [13], CEREN [14]) .....	20
Tableau 7 – Répartition par gamme de puissance du parc de cogénération installé en 2008 (sources : SOeS [13], CEREN [14]) .....	20
Tableau 8 – Potentiel technique 2020 de cogénération par secteur.....	23
Tableau 9 – Potentiel technique 2020 par technologie .....	24
Tableau 10 – Hypothèses sur les prix 2010 des combustibles (* incluant le prix du CO <sub>2</sub> le cas échéant) .....	27
Tableau 11 – Secteurs clés retenus dans le modèle d’évolution des capacités de cogénération .....	31
Tableau 12 – Taux de passage entre les différentes alternatives se présentant aux cogénérateurs dans le secteur Industrie > 12 MWe (hors secteurs spécifiques) .....	33
Tableau 13 – Taux de passage entre les différentes alternatives se présentant aux cogénérateurs dans le secteur Industrie < 12 MWe (hors secteurs spécifiques) .....	35
Tableau 14 – Taux de passage entre les différentes alternatives se présentant aux cogénérateurs dans les secteurs industriels spécifiques, dans le cas des turbines à vapeur .....	37
Tableau 15 – Taux de passage entre les différentes alternatives se présentant aux cogénérateurs dans les secteurs industriels spécifiques, dans le cas des installations au gaz sous OA < 12 MWe .....	37
Tableau 16 – Taux de passage entre les différentes alternatives se présentant aux cogénérateurs dans les secteurs industriels spécifiques, dans le cas des installations au gaz sous OA > 12 MWe .....	37
Tableau 17 – Taux de passage entre les différentes alternatives se présentant aux cogénérateurs dans le secteur des grands réseaux de chaleur > 12 MWe.....	39
Tableau 18 – Taux de passage entre les différentes alternatives se présentant aux cogénérateurs dans le secteur des petits réseaux de chaleur < 12 MWe .....	40

Tableau 19 – Taux de passage entre les différentes alternatives se présentant aux cogénérateurs dans le secteur Résidentiel collectif et Tertiaire > 36 kWe.....	41
Tableau 20 – Evolution du parc par secteur à horizon 2020.....	45
Tableau 21 – Hypothèses d’heures de fonctionnement équivalent pleine charge des cogénérations selon le combustible pour chacun des secteurs clés sélectionnés .....	45
Tableau 22 – Facteurs d’émission (FE) de CO <sub>2</sub> de la production d’électricité par cogénération selon le combustible (sources : Décision 2007/589/CE [4] et Annexe II de la Décision 2007/74/CE [2]).....	48
Tableau 23 – Investissement par secteur pour atteindre le potentiel économique de cogénération .	52
Tableau 24 – Investissement par type d’opération et par combustible pour atteindre le potentiel économique de cogénération .....	52
Tableau 25 – Hypothèses d’heures de fonctionnement équivalent pleine charge des micro-cogénérateurs .....	56
Tableau 26 – Objectifs et projections de réalisation des appels d’offre biomasse CRE pris en compte dans l’étude .....	58
Tableau 27 – Potentiel technique 2020 de trigénération sur réseaux de froid .....	65
Tableau 28 – Hypothèses sur les rendements moyens des systèmes de chauffage et de production d’ECS du secteur résidentiel en 2008 (sources : ADEME [7] et VNK [9]) .....	78
Tableau 29 – Hypothèses sur les rendements moyens des systèmes de chauffage et de production d’ECS du secteur tertiaire en 2008 (sources : ADEME [7] et VNK [9]) .....	78
Tableau 30 – Hypothèses sur l’évolution des besoins de chaleur dans le secteur résidentiel (* y compris besoins couverts par le solaire thermique) (source : PPI chaleur [11]) .....	80
Tableau 31 – Hypothèses sur l’évolution du parc de logements collectifs et individuels (* 2010 : interpolation linéaire d’après PPI) (source : PPI chaleur [11]).....	80
Tableau 32 – Hypothèses sur l’évolution des besoins de chaleur dans le secteur tertiaire (source : PPI chaleur [11]) .....	80
Tableau 33 – Hypothèses sur l’évolution des consommations de chaleur liées aux réseaux de chaleur dans le secteur résidentiel (* 2010 : interpolation linéaire d’après PPI) (source : PPI chaleur [11])....	81
Tableau 34 – Hypothèses sur l’évolution des consommations de chaleur liées aux réseaux de chaleur dans le secteur tertiaire (* 2010 : interpolation linéaire d’après PPI) (source : PPI chaleur [11] et SES [12]) .....	81
Tableau 35 – Hypothèses relatives à l’évaluation du potentiel technique : part du besoin de chaleur cogénéritable, heures de fonctionnement, et C/E moyen par segment et sous-segment d’activité pour 2020.....	87
Tableau 36 – Hypothèses de répartition des technologies par secteur.....	88

Tableau 37 – Hypothèses de ratios C/E pour chacune des technologies selon l’horizon de temps.....	88
Tableau 38 – Hypothèses sur les niveaux de clean spark spread selon la période de production de l’électricité.....	99
Tableau 39 – Hypothèses sur les prix de l’électricité selon les périodes de production pour l’année 2010.....	99
Tableau 40 – Hypothèses sur les rendements moyens retenus pour chaque technologie .....	101
Tableau 41 – Valeurs actualisées nettes et investissements des cas étudiés dans le secteur Industrie > 12 MWe (hors secteurs spécifiques).....	103
Tableau 42 – Valeurs actualisées nettes et investissements des cas étudiés dans le secteur Industrie < 12 MWe (hors secteurs spécifiques).....	103
Tableau 43 – Valeurs actualisées nettes et investissements des cas étudiés dans le secteur des grands réseaux de chaleur > 12 MWe.....	104
Tableau 44 – Valeurs actualisées nettes et investissements des cas étudiés dans le secteur petits réseaux de chaleur < 12 MWe.....	105
Tableau 45 – Synthèse des technologies de micro-cogénération (extrait doc. GDF SUEZ) .....	108
Tableau 46 – Hypothèses sur la technologie majoritaire par secteur et par combustible .....	112
Tableau 47 – Facteurs d’émission (FE) de CO <sub>2</sub> de la production d’électricité par cogénération selon le combustible (sources : Décision 2007/589/CE [4] et Annexe II de la Décision 2007/74/CE [2]) .....	113

## INTRODUCTION

L'Europe et la France se sont engagées dans l'objectif du 3 x 20 (20% de réduction des émissions de GES, 20% d'Énergies Renouvelables et une réduction de 20% de la consommation énergétique) à horizon 2020.

Les technologies de cogénération (production simultanée de chaleur et d'électricité) permettant d'atteindre des rendements énergétiques globaux supérieurs aux technologies de production séparée de chaleur et d'électricité, s'inscrivent comme une des solutions à mettre en œuvre pour atteindre cet objectif d'économies d'énergie.

En conséquence, la politique de soutien au développement de la cogénération fait partie de la politique énergétique française dans la mesure où elle peut s'articuler avec les deux autres objectifs dans ce domaine, à savoir la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (à travers une production électrique de cogénération se substituant à une production électrique plus intense en carbone) ainsi que l'augmentation de la part des EnR dans le mix énergétique français (à travers la mobilisation de la biomasse comme combustible). Le contexte français d'une production électrique peu carbonée en moyenne et d'une filière biomasse encore en structuration est un élément à prendre en compte dans la politique de soutien à la cogénération.

Au cours des années 1990 et 2000, la cogénération gaz a pris son essor en France sous l'impulsion d'une politique de soutien via des tarifs régulés de rachats d'électricité qui ont permis aux consommateurs de chaleur d'avoir la visibilité économique suffisante pour déclencher l'investissement dans une installation de cogénération. Depuis la fin des années 2000, cette politique de soutien à la cogénération s'est réorientée vers la cogénération biomasse à travers les Appels d'Offre successifs de la CRE ainsi que la mise en place dès 2002 d'un tarif d'obligation d'achat pour l'électricité produite à partir de biomasse incitant à la cogénération, tarif revalorisé fin 2009.

Alors que les besoins de chaleur sont en réduction dans de nombreux secteurs d'activité sous l'effet des politiques d'économies d'énergie, et que les principaux contrats du tarif d'obligation d'achat pour la cogénération arrivent à échéance dans les prochaines années, la filière cogénération en France est aujourd'hui à un moment charnière de son développement.

L'objectif de cette étude est d'analyser le potentiel national de la cogénération à haut rendement, c'est-à-dire d'estimer à la fois le potentiel technique (capacité maximale de la cogénération pour satisfaire les besoins de chaleur) et le potentiel économique, c'est-à-dire l'évolution du parc de cogénération d'ici 2020 sous l'effet d'une part des paramètres économiques, et d'autre part des politiques énergétiques actuellement connues (tarifs de soutien, dispositions réglementaires).

Cette présente étude rentre dans le cadre de la transposition en droit français de la Directive cogénération 2004-08-CE, et doit contribuer à permettre aux autorités françaises de satisfaire les exigences dictées par cette directive dans son article 6.

## **I. METHODOLOGIE ET HYPOTHESES PRINCIPALES**

### **1. Méthodologie adoptée**

Le premier objectif de l'étude est d'estimer le potentiel théorique maximal de cogénération, c'est-à-dire la capacité maximale de cogénération qu'il serait techniquement possible d'installer pour répondre à la demande en chaleur. Pour cela, une quantification des besoins de chaleur des différents secteurs d'activités retenus (cf. « Secteurs d'activités visés » ci-dessous) a tout d'abord été menée.

Par ailleurs, la cogénération est généralement dimensionnée pour un fonctionnement de base et en conséquence elle ne répond pas à 100% des besoins de chaleur de ces secteurs. L'analyse des monothermes thermiques de chaque secteur permet d'identifier la part que représente la cogénération dans le besoin total. Ceci représente une certaine capacité de cogénération installée : c'est le potentiel technique de cogénération.

Les contraintes économiques, écartées jusque là, ont ensuite été prises en compte pour pouvoir déterminer l'évolution du parc de cogénération. Différents cas types de cogénérations ont été modélisés dans un cadre économique donné, afin d'étudier la rentabilité économique à la fois des unités déjà installées arrivant notamment en fin de contrat d'obligation d'achat et des nouvelles installations. Cette approche a permis d'estimer un potentiel économique de cogénération.

En parallèle, un certain nombre d'entretiens ont été menés avec les différents acteurs de la filière afin de valider les hypothèses, du point de vue du potentiel technique et économique.

Enfin, suite aux conclusions de l'étape précédente, un certain nombre de freins et de leviers de développement de la cogénération ont pu être listés.

### **2. Secteurs d'activités visés**

Compte tenu de la spécificité des différents secteurs d'activité, notamment concernant leur besoin de chaleur, l'étude s'est attachée à les séparer pour les étudier de manière séparée.

Tout d'abord, les réseaux de chaleurs, qui desservent en majorité des bâtiments résidentiels, mais qui livrent également des bâtiments tertiaires et des industries ont été distingués. Les secteurs d'activités étudiés par ailleurs excluent donc la partie réseau de chaleur connectée à ces secteurs.

Concernant l'industrie, seules les industries ayant des besoins en chaleur de moins de 200°C ont été intégrées à l'étude. En effet, compte tenu des spécificités techniques de la cogénération, les besoins en chaleur de plus de 200°C ne peuvent pas être satisfaits par cette technologie. Par ailleurs, les secteurs industriels qui se détachent ici sont des secteurs qui ont un besoin de chaleur important.

Enfin, les serres représentant un secteur dans lequel la cogénération peut jouer un rôle important, il a été décidé de l'étudier à part entière.

Il a donc été choisi, en accord avec les professions concernées et le MEEDDM, d'étudier les secteurs et sous-secteurs suivants :

Résidentiel (hors RdC)
Collectif
Individuel
Tertiaire (hors RdC)
Santé
Enseignement-Recherche
Habitat communautaire
Sports-loisirs
Commerces
Cafés, hôtels, restaurants
Bureaux
Transports (gares, aéroports)
Réseaux de chaleur
Industrie (hors RdC)
Agro-alimentaire (yc. sucreries)
Chimie (yc. élastomères)
Papier/carton
Raffineries
Equipementiers automobiles
Autres (aéronautique, électronique,...)
Autres (hors RdC)
dont serres

**Tableau 1 – Secteurs d’activité étudiés dans la présente étude**

**Convention concernant les unités de puissance et d’énergie :**

Par convention, les puissances en kW (ou ses multiples) mentionnées dans ce rapport sont des puissances électriques. Pour éviter la confusion entre puissance électrique et puissance thermique au sein de mêmes tableaux notamment, les précisions « kW e » et « kW th » sont apportées<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> On trouvera de même les notions de « kWh e » et « kWh th » pour désigner respectivement une production d’énergie électrique et thermique.

## II. POTENTIEL TECHNIQUE

Le potentiel technique de cogénération à horizon 2020 est une estimation de la capacité de cogénération qu'il faudrait installer pour répondre au maximum des besoins de chaleur par la cogénération. En d'autres termes, il s'agit d'évaluer la capacité totale de cogénération qui serait installée si cette technologie avait été utilisée pour répondre à un besoin de chaleur à chaque fois que cela est techniquement possible, en faisant abstraction des contraintes économiques.

Pour ce faire, une estimation des besoins de chaleur à horizon 2020 dans les secteurs étudiés a tout d'abord été effectuée. En se basant sur les caractéristiques techniques de la cogénération, cela a permis de calculer une capacité totale qui devrait être installée pour répondre au maximum à ce besoin en utilisant différentes technologies de cogénération : cette puissance installée totale représente le potentiel technique de cogénération.

### 1. Estimation des besoins thermiques en 2008 et à horizon 2020

Les besoins de chaleur ont tout d'abord été estimés pour l'année 2008. En se basant notamment sur la PPI chaleur 2009 [11], des hypothèses sur l'évolution des besoins de chaleur à horizon 2020 ont pu être définies pour calculer les besoins de chaleur à cet horizon.

#### a) Hypothèses concernant les besoins thermiques en 2008

Concernant les secteurs résidentiel et tertiaire, les besoins thermiques ont été estimés à partir des consommations d'énergie pour le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire (ECS). Ces consommations sont issues de l'étude *Les chiffres clés du bâtiment* de l'ADEME [7].

Les besoins de chaleur de ces secteurs ont pu ainsi être estimés en divisant ces consommations par des rendements moyens. Le calcul des rendements moyens des systèmes de chauffage et de production ECS a été basé de plus sur une étude du VNK [9].

L'enquête nationale de branche sur les réseaux de chaleur et de froid du SNCU [8] a permis de connaître les besoins de chaleur des réseaux.

Enfin, les besoins thermiques des secteurs industriels sont issus du croisement de diverses sources et d'entretiens avec les syndicats professionnels.

Ces différentes sources et hypothèses sont détaillées en Annexe 1 du présent rapport.

#### b) Hypothèses concernant l'estimation des besoins thermiques à horizon 2020

Les taux d'évolution des besoins de chaleur à horizon 2020 ont été basés pour la plupart des secteurs sur les hypothèses retenues dans la PPI chaleur 2009 [11]. Seules les hypothèses de croissance des besoins de chaleur dans l'industrie telles que considérées dans la PPI ont été modifiées. Elles paraissent en effet trop optimistes aux acteurs du secteur rencontrés lors de la présente étude et une hypothèse de stabilisation des besoins de chaleur entre 2008 et 2020 est apparue comme étant plus réaliste. C'est donc cette hypothèse qui a été retenue.

Les hypothèses sont reprises en détail en Annexe 2 de ce rapport.

### c) Résultats

Ces hypothèses permettent d'aboutir à l'évaluation des besoins de chaleur des différents secteurs pour les années 2008, 2010, 2015 et 2020.

Le tableau ci-dessous détaille les résultats obtenus par secteur aux différents horizons de temps :

	Besoin annuel (TWh)				
	2008	2010	2015	2020	Var. 2008-2020
<b>Résidentiel (hors RdC)</b>	<b>280,2</b>	<b>284,1</b>	<b>263,8</b>	<b>203,0</b>	<b>-28%</b>
Collectif	75,4	75,6	68,2	45,9	-39%
Individuel	204,8	208,5	195,7	157,1	-23%
<b>Tertiaire (hors RdC)</b>	<b>75,6</b>	<b>77,7</b>	<b>66,8</b>	<b>34,1</b>	<b>-55%</b>
Santé	8,6	8,9	7,6	3,9	-55%
Enseignement-Recherche	12,2	12,5	10,8	5,5	-55%
Habitat communautaire	4,6	4,7	4,1	2,1	-55%
Sports-loisirs	6,2	6,4	5,5	2,8	-55%
Commerces	15,0	15,4	13,3	6,8	-55%
Cafés, hôtels, restaurants	6,6	6,8	5,8	3,0	-55%
Bureaux	19,7	20,3	17,4	8,9	-55%
Transports (gares, aéroports)	2,6	2,7	2,3	1,2	-55%
<b>Réseaux de chaleur</b>	<b>25,2</b>	<b>26,8</b>	<b>28,0</b>	<b>31,4</b>	<b>25%</b>
Résidentiels	14,6	16,3	18,1	23,3	60%
Tertiaires	9,0	8,8	8,2	6,5	-28%
Industriels	1,5	1,5	1,5	1,5	0%
Autres	0,2	0,2	0,2	0,2	0%
<b>Industrie (hors RdC)</b>	<b>111,8</b>	<b>111,8</b>	<b>111,8</b>	<b>111,8</b>	<b>0%</b>
Agro-alimentaire (yc. sucreries)	13,7	13,7	13,7	13,7	0%
Chimie (yc. élastomères)	30,2	30,2	30,2	30,2	0%
Papier/carton	11,7	11,7	11,7	11,7	0%
Raffineries	14,3	14,3	14,3	14,3	0%
Équipementiers automobiles	4,3	4,3	4,3	4,3	0%
Autres (aéronautique, électronique,...)	37,6	37,6	37,6	37,6	0%
<b>Autres (hors RdC)</b>	<b>17,1</b>	<b>17,1</b>	<b>17,1</b>	<b>17,1</b>	<b>0%</b>
dont serres	16,4	16,4	16,4	16,4	0%
<b>TOTAL</b>	<b>510</b>	<b>518</b>	<b>488</b>	<b>397</b>	<b>-22%</b>

**Tableau 2 – Estimation de l'évolution des besoins de chaleur dans les différents secteurs retenus à l'horizon 2020**

## 2. Le parc de cogénération en 2008

Les données concernant le parc total de cogénération sont issues de l'enquête annuelle sur la production d'électricité du SOeS [13]. La puissance électrique totale de cogénération installée en France en 2008 est ainsi de 6 336 MWe, soit 15 052 MWth.

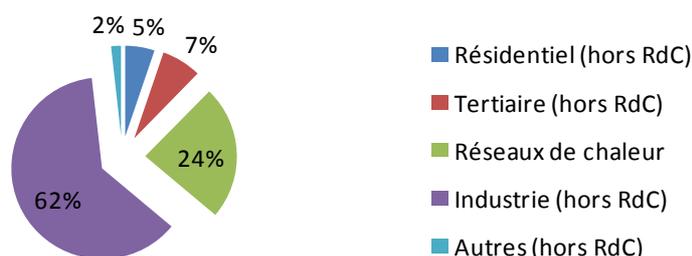
Afin d'obtenir une description du parc plus détaillée que celle disponible dans l'enquête du SOeS, les répartitions par secteur, par technologie et par puissance, ont été obtenues grâce à différentes sources détaillées par la suite, et notamment à l'étude de 2005 du CEREN pour la DGEMP [14].

Néanmoins, la présente étude n'a pas pour objectif d'actualiser de manière précise les sources précédemment citées. Elle s'est donc appuyée sur les sources existantes et s'est concentrée sur l'estimation du potentiel de la cogénération à horizon 2020.

### a) Répartition du parc installé par secteur

Pour obtenir la répartition des 6 336 MWe de cogénération installés en 2008, l'étude s'est basée sur des données de l'ATEE concernant le parc installé fonctionnant au gaz sous obligation d'achat (OA) et hors obligation d'achat, recoupées avec l'étude du CEREN [14].

Comme le montre la Figure 1, l'industrie concentre plus de 60% de la puissance totale de cogénération installée, contre 12% pour le résidentiel et tertiaire :



**Figure 1 – Répartition par secteur de la puissance électrique totale de cogénération installée en 2008**  
(sources : SOeS [13], SNCU [8], CEREN [14], ATEE)

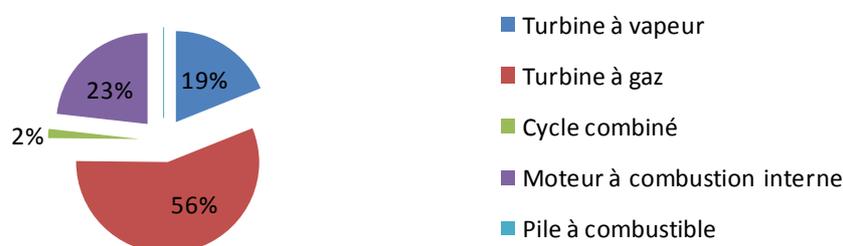
La répartition détaillée par secteur du parc de cogénération installé en 2008 est donnée dans le Tableau 3 ci-dessous :

	Nombre d'équipements		Puissance Electrique totale (MW e)				Puissance thermique récupérable (MW th)		Production d'électricité (GWh e)		Production de chaleur (GWh th)		
			Gaz naturel		Autre comb.	Total							
			sous OA	hors OA									
<b>Résidentiel (hors RdC)</b>	<b>161</b>	<b>13%</b>	329	0	0	<b>329</b>	<b>5%</b>	<b>389</b>	<b>3%</b>	<b>981</b>	<b>5%</b>	<b>1 380</b>	<b>3%</b>
Collectif	161	13%	329	0	0	329	5%	389	3%	981	5%	1 380	3%
Individuel	0	0%	0	0	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
<b>Tertiaire (hors RdC)</b>	<b>243</b>	<b>20%</b>	392	57	0	<b>449</b>	<b>7%</b>	<b>487</b>	<b>3%</b>	<b>1 303</b>	<b>6%</b>	<b>1 692</b>	<b>3%</b>
Santé	156	13%	217	35	0	252	4%	319	2%	732	3%	1 108	2%
Enseignement-Recherche	35	3%	64	2	0	66	1%	95	1%	191	1%	331	1%
Habitat communautaire	0	0%	0	0	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Sports-loisirs	20	2%	53	0	0	53	1%	22	0%	154	1%	76	0%
Commerces	4	0%	3	3	0	6	0%	7	0%	16	0%	24	0%
Cafés, hôtels, restaurants	0	0%	0	0	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Bureaux	21	2%	12	3	0	15	0%	19	0%	43	0%	65	0%
Transports (gares, aéroports)	7	1%	43	14	0	57	1%	25	0%	166	1%	88	0%
<b>Réseaux de chaleur</b>	<b>234</b>	<b>20%</b>	1 376	62	76	<b>1 513</b>	<b>24%</b>	<b>2 284</b>	<b>15%</b>	<b>5 791</b>	<b>27%</b>	<b>7 704</b>	<b>15%</b>
<b>Industrie (hors RdC)</b>	<b>509</b>	<b>43%</b>	2 343	429	1 159	<b>3 930</b>	<b>62%</b>	<b>11 750</b>	<b>78%</b>	<b>13 245</b>	<b>61%</b>	<b>39 202</b>	<b>78%</b>
Agro-alimentaire (yc. sucreries)	171	14%	226	96	297	619	10%	2 769	18%	1 957	9%	8 660	17%
Chimie (yc. élastomères)	118	10%	1 066	42	231	1 339	21%	3 142	21%	4 233	20%	9 826	19%
Papier/carton	91	8%	678	14	180	872	14%	2 245	15%	2 757	13%	7 019	14%
Raffineries	38	3%	45	250	276	571	9%	1 945	13%	2 627	12%	8 541	17%
Équipementiers automobiles	42	3%	238	17	125	379	6%	1 183	8%	1 199	6%	3 699	7%
Autres (aéronautique, électronique,...)	50	4%	90	10	49	150	2%	466	3%	473	2%	1 458	3%
<b>Autres (hors RdC)</b>	<b>48</b>	<b>4%</b>	104	0	10	<b>114</b>	<b>2%</b>	<b>142</b>	<b>1%</b>	<b>324</b>	<b>1%</b>	<b>542</b>	<b>1%</b>
dont serres	47	4%	102	0	10	112	2%	140	1%	349	2%	534	1%
<b>TOTAL</b>	<b>1 195</b>	<b>100%</b>	4 543	547	1 245	<b>6 336</b>	<b>100%</b>	<b>15 052</b>	<b>100%</b>	<b>21 645</b>	<b>100%</b>	<b>50 520</b>	<b>100%</b>

Tableau 3 – Répartition par secteur du parc de cogénération installé en 2008 (sources : SOeS [13], SNCU [8], CEREN [14], ATEE)

## b) Répartition du parc installé par technologie

La turbine à gaz est actuellement la technologie dominante en termes de puissance électrique installée. Elle représente en effet plus de la moitié du parc :



**Figure 2 – Répartition par technologie de la puissance électrique totale de cogénération installée en 2008 (sources : SOeS [13], CEREN [14])**

La répartition détaillée par technologie du parc de cogénération installé en 2008 est donnée dans le Tableau 6.

Le Tableau 4 donne la répartition des différentes technologies par puissance électrique<sup>2</sup> :

	Turbine à vapeur	Moteur à combustion interne	Turbine à gaz	Micro-turbines
<b>36 kWe &lt; P ≤ 1 MWe</b>	1%	6%	0%	100%
<b>1 &lt; P ≤ 2 MWe</b>	2%	53%	1%	0%
<b>2 &lt; P ≤ 5 MWe</b>	14%	39%	5%	0%
<b>5 &lt; P ≤ 10 MWe</b>	26%	2%	14%	0%
<b>10 &lt; P ≤ 20 MWe</b>	41%	1%	9%	0%
<b>20 &lt; P ≤ 50 MWe</b>	14%	0%	49%	0%
<b>P &gt; 50 MWe</b>	2%	0%	22%	0%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

**Tableau 4 – Répartition des technologies de cogénération par gamme de puissance pour le parc installé (sources : CEREN [14], entretiens)**

<sup>2</sup> La micro-cogénération, d'une puissance inférieure à 36kWe, reste pour le moment assez marginale en France et n'est pas prise en compte dans ce chapitre faute de données précises. Néanmoins, on peut citer quelques chiffres clés issus d'études Gaz de France et du site [petitecogeneration.org](http://petitecogeneration.org) : la France compterait actuellement environ 70 micro-cogénérateurs, pour une puissance électrique totale proche de 670 kWe et une puissance thermique de 1 780 kWth environ.

### c) Par puissance électrique

Les cogénérations grandes puissances (plus de 10 MWe) représentent la plus grosse part de la puissance électrique totale installée. Il s'agit essentiellement de turbines à gaz installées dans le secteur industriel.

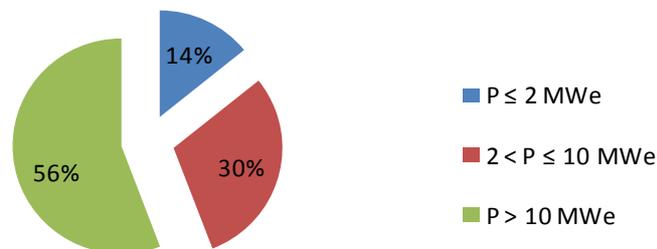


Figure 3 – Répartition par gamme de puissance de la puissance électrique totale de cogénération installée en 2008 (sources : SOeS [13], CEREN [14])

La répartition détaillée par puissance électrique du parc de cogénération installé en 2008 est donnée dans le Tableau 7.

Le Tableau 5 donne la répartition des gammes de puissance électrique par technologies :

	Turbine à vapeur	Moteur à combustion interne	Turbine à gaz	Micro-turbines	TOTAL
<b>36 kWe &lt; P ≤ 1 MWe</b>	11%	80%	5%	4%	<b>100%</b>
<b>1 &lt; P ≤ 2 MWe</b>	5%	93%	2%	0%	<b>100%</b>
<b>2 &lt; P ≤ 5 MWe</b>	26%	57%	17%	0%	<b>100%</b>
<b>5 &lt; P ≤ 10 MWe</b>	52%	3%	45%	0%	<b>100%</b>
<b>10 &lt; P ≤ 20 MWe</b>	73%	1%	27%	0%	<b>100%</b>
<b>20 &lt; P ≤ 50 MWe</b>	14%	0%	86%	0%	<b>100%</b>
<b>P &gt; 50 MWe</b>	6%	0%	94%	0%	<b>100%</b>

Tableau 5 – Répartition des gammes de puissance par technologie pour le parc installé (sources : CEREN [14], entretiens)

	Nombre d'équipements		Puissance Electrique totale (MW e)		Puissance thermique récupérable (MW th)		Production d'électricité (GWh e)		Production de chaleur (GWh th)	
<b>Turbine à vapeur</b>	<b>141</b>	12%	<b>1 200</b>	19%	<b>6 951</b>	46%	<b>4 120</b>	19%	<b>21 935</b>	43%
<b>Turbine à gaz</b>	<b>210</b>	18%	<b>3 562</b>	56%	<b>6 227</b>	41%	<b>13 089</b>	60%	<b>23 111</b>	46%
<b>Cycle combiné</b>	<b>4</b>	0%	<b>105</b>	2%	<b>174</b>	1%	<b>386</b>	2%	<b>644</b>	1%
<b>Moteur à combustion interne</b>	<b>839</b>	70%	<b>1 469</b>	23%	<b>1 700</b>	11%	<b>4 049</b>	19%	<b>4 829</b>	10%
<b>Pile à combustible</b>	<b>1</b>	0%	<b>0,2</b>	0%	<b>0,2</b>	0%	<b>1</b>	0%	<b>1</b>	0%
<b>TOTAL</b>	<b>1 195</b>	<b>100%</b>	<b>6 336</b>	<b>100%</b>	<b>15 052</b>	<b>100%</b>	<b>21 645</b>	<b>100%</b>	<b>50 520</b>	<b>100%</b>

Tableau 6 – Répartition par technologie du parc de cogénération installé en 2008 (sources : SOeS [13], CEREN [14])

	Nombre d'équipements		Puissance Electrique totale (MW e)		Puissance thermique récupérable (MW th)		Production d'électricité (GWh e)		Production de chaleur (GWh th)	
<b>36 kWe &lt; P ≤ 1 MWe</b>	<b>148</b>	12%	<b>103</b>	2%	<b>149</b>	1%	<b>264</b>	1%	<b>409</b>	1%
<b>1 &lt; P ≤ 2 MWe</b>	<b>518</b>	43%	<b>798</b>	13%	<b>991</b>	7%	<b>2 257</b>	10%	<b>2 826</b>	6%
<b>2 &lt; P ≤ 5 MWe</b>	<b>287</b>	24%	<b>964</b>	15%	<b>2 579</b>	17%	<b>2 901</b>	13%	<b>7 385</b>	15%
<b>5 &lt; P ≤ 10 MWe</b>	<b>122</b>	10%	<b>935</b>	15%	<b>3 110</b>	21%	<b>2 993</b>	14%	<b>10 053</b>	20%
<b>10 &lt; P ≤ 20 MWe</b>	<b>67</b>	6%	<b>1 017</b>	16%	<b>4 383</b>	29%	<b>3 521</b>	16%	<b>14 534</b>	29%
<b>20 &lt; P ≤ 50 MWe</b>	<b>44</b>	4%	<b>1 784</b>	28%	<b>3 013</b>	20%	<b>6 987</b>	32%	<b>11 847</b>	23%
<b>P &gt; 50 MWe</b>	<b>9</b>	1%	<b>734</b>	12%	<b>828</b>	6%	<b>2 723</b>	13%	<b>3 465</b>	7%
<b>TOTAL</b>	<b>1 195</b>	<b>100%</b>	<b>6 336</b>	<b>100%</b>	<b>15 052</b>	<b>100%</b>	<b>21 645</b>	<b>100%</b>	<b>50 520</b>	<b>100%</b>

Tableau 7 – Répartition par gamme de puissance du parc de cogénération installé en 2008 (sources : SOeS [13], CEREN [14])

### 3. Estimation du potentiel technique de cogénération à horizon 2020

#### a) Méthodologie générale

Le potentiel technique représente la puissance maximale de cogénération qu'il serait techniquement possible d'installer pour répondre au besoin total de chaleur (cf. partie 1 : « Estimation des besoins thermiques en 2008 et à horizon 2020 »). Compte-tenu de son dimensionnement en base sur le chauffage, la cogénération ne répond généralement pas à 100% des besoins de chaleur dans le cas de besoins faibles par exemple (début et fin de saison de chauffe) et des pointes de demande.

Afin de déterminer la part du besoin que la cogénération peut couvrir, différents profils de prélèvement de chaleur (horaire, journalier et mensuel) ont été réalisés pour chacun des secteurs et sous-secteurs étudiés. Ces profils permettent de déterminer la monotone de consommation de chaleur du secteur concerné, c'est-à-dire de classer la consommation de chaleur horaire (exprimée en part du besoin total) par ordre décroissant sur l'année.

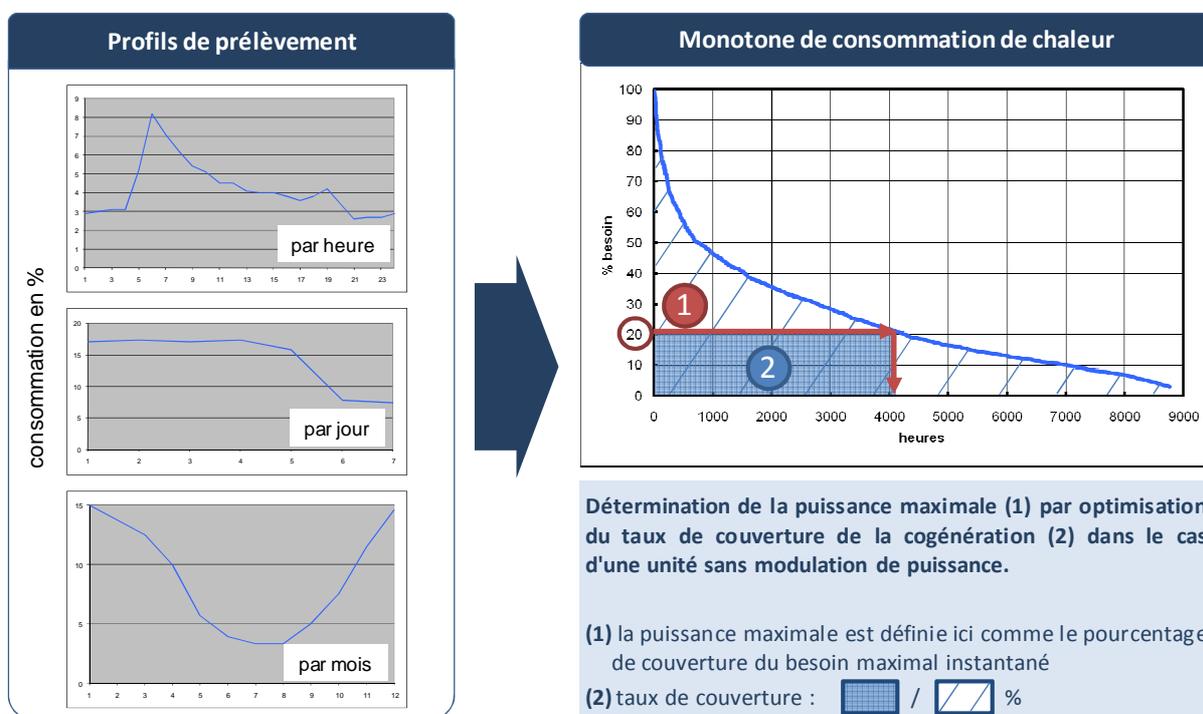
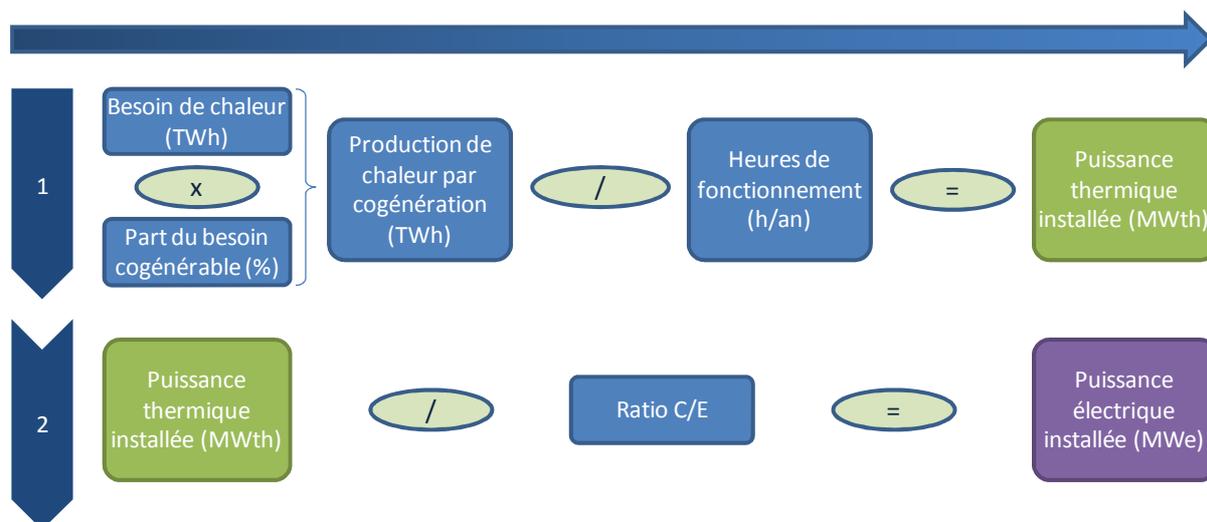


Figure 4 – Méthodologie de dimensionnement de la cogénération (exemple des bureaux)

Une fois l'estimation de la part du besoin qui peut être potentiellement couverte par la cogénération réalisée, le potentiel technique est déterminé, pour chaque secteur et sous-secteur, selon la méthodologie suivante :



**Figure 5 – Méthodologie suivie pour déterminer le potentiel technique pour chaque secteur en termes de puissances thermique et électrique installées**

## b) Hypothèses

Les hypothèses ayant permis d'établir le potentiel technique de cogénération sont détaillées en Annexe 4.

Les monotonies ainsi choisies permettent d'aboutir à une part moyenne du besoin de chaleur pouvant être couvert par la cogénération de 54%. En moyenne, les cogénérations ont été considérées comme fonctionnant 3 355 h par an, avec un ratio C/E moyen de 2,11 toutes technologies confondues.

## c) Résultats

### i. Potentiel technique par secteur

En appliquant la méthodologie détaillée sur la Figure 5 à chacun des secteurs, la capacité de cogénération installée pour chaque secteur a été calculée à partir de l'estimation des besoins de chaleur pour 2020 (cf. « 1. Estimation des besoins thermiques en 2008 et à horizon 2020 »).

Ainsi, ce sont au maximum 54% des besoins de chaleur qui pourraient être théoriquement couverts par la cogénération en 2020. La capacité maximale de cogénération correspondante, appelée potentiel technique, est d'environ 64 GWth correspondant à environ 30 GWe.

Le Tableau 8 ci-dessous détaille la part du besoin pouvant être couvert dans chacun des segments étudiés, et le potentiel technique de cogénération associé :

	Besoin annuel de chaleur		Parc cogénération		
	2008		2008		
	TWh	%	TWh th	% besoin de chaleur	MWe
<b>Résidentiel (hors RdC)</b>	<b>280</b>	<b>55%</b>	<b>1</b>	<b>0%</b>	<b>329</b>
Collectif	75	15%	1	2%	329
Individuel	205	40%	0	0%	0
<b>Tertiaire (hors RdC)</b>	<b>76</b>	<b>15%</b>	<b>2</b>	<b>2%</b>	<b>449</b>
Santé	9	2%	1	13%	252
Enseignement-Recherche	12	2%	0	3%	66
Habitat communautaire	5	1%	0	0%	0
Sports-loisirs	6	1%	0	1%	53
Commerces	15	3%	0	0%	6
Cafés, hôtels, restaurants	7	1%	0	0%	0
Bureaux	20	4%	0	0%	15
Transports (gares, aéroports)	3	1%	0	3%	57
<b>Réseaux de chaleur</b>	<b>25</b>	<b>5%</b>	<b>8</b>	<b>31%</b>	<b>1 513</b>
<b>Industrie (hors RdC)</b>	<b>112</b>	<b>22%</b>	<b>39</b>	<b>35%</b>	<b>3 930</b>
Agro-alimentaire (yc. sucreries)	14	3%	9	63%	619
Chimie (yc. élastomères)	30	6%	10	33%	1 339
Papier/carton	12	2%	7	60%	872
Raffineries	14	3%	9	60%	571
Équipementiers automobiles	4	1%	4	86%	379
Autres (aéronautique, électronique,...)	38	7%	1	4%	150
<b>Autres (hors RdC)</b>	<b>17</b>	<b>3%</b>	<b>1</b>	<b>3%</b>	<b>114</b>
dont serres	16	3%	1	3%	112
<b>TOTAL</b>	<b>510</b>	<b>100%</b>	<b>51</b>	<b>10%</b>	<b>6 336</b>



	Besoin annuel de chaleur		Parc de cogénération			
	2020		2020			
	TWh	%	TWh th	% besoin de chaleur	MWe	MWth
<b>203</b>	<b>51%</b>	<b>87</b>	<b>43%</b>	<b>12 190</b>	<b>25 935</b>	
46	12%	20	43%	6 135	5 865	
157	40%	68	43%	6 055	20 070	
<b>34</b>	<b>9%</b>	<b>14</b>	<b>42%</b>	<b>3 705</b>	<b>4 110</b>	
4	1%	2	45%	475	500	
6	1%	2	39%	585	620	
2	1%	1	43%	315	260	
3	1%	1	47%	365	385	
7	2%	3	41%	680	805	
3	1%	1	45%	320	385	
9	2%	3	39%	840	1 000	
1	0%	1	46%	125	155	
<b>31</b>	<b>8%</b>	<b>14</b>	<b>45%</b>	<b>2 920</b>	<b>4 195</b>	
<b>112</b>	<b>28%</b>	<b>89</b>	<b>80%</b>	<b>8 950</b>	<b>27 240</b>	
14	3%	10	70%	1 075	3 055	
30	8%	23	75%	1 950	7 250	
12	3%	11	96%	970	3 600	
14	4%	14	96%	1 345	3 125	
4	1%	3	71%	365	975	
38	9%	29	77%	3 245	9 235	
<b>17</b>	<b>4%</b>	<b>10</b>	<b>57%</b>	<b>2 575</b>	<b>2 580</b>	
16	4%	10	60%	2 575	2 580	
<b>397</b>	<b>100%</b>	<b>215</b>	<b>54%</b>	<b>30 340</b>	<b>64 060</b>	

Tableau 8 – Potentiel technique 2020 de cogénération par secteur

## ii. Potentiel technique par technologies

Pour passer du potentiel technique par secteur au potentiel par technologie, des hypothèses concernant la répartition de chaque technologie par secteur ont été prises. Ces hypothèses, détaillées en Annexe 4 de ce rapport, permettent d'aboutir à la répartition suivante du potentiel technique pour 2020 :

	Parc de cogénération			
	2008			
	MWe		MWth	
<b>Turbine à vapeur</b>	<b>1 200</b>	<b>19%</b>	<b>6 951</b>	<b>46%</b>
<b>Turbine à gaz</b>	<b>3 562</b>	<b>56%</b>	<b>6 227</b>	<b>41%</b>
<b>Cycle combiné</b>	<b>105</b>	<b>2%</b>	<b>174</b>	<b>1%</b>
<b>Moteur à combustion interne</b>	<b>1 469</b>	<b>23%</b>	<b>1 700</b>	<b>11%</b>
<b>Pile à combustible</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
<b>Micro cogénération</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
Micro-turbines	0	0%	0	0%
Moteurs à combustion interne	0	0%	0	0%
Moteurs Stirling et assimilés (moteur à combustion externe)	0	0%	0	0%
Piles à combustible	0	0%	0	0%
<b>TOTAL</b>	<b>6 336</b>	<b>100%</b>	<b>15 052</b>	<b>100%</b>



	Parc de cogénération			
	2020			
	MWe		MWth	
<b>4 095</b>	<b>13%</b>	<b>22 110</b>	<b>35%</b>	
<b>3 930</b>	<b>13%</b>	<b>5 895</b>	<b>9%</b>	
<b>2 255</b>	<b>7%</b>	<b>2 255</b>	<b>4%</b>	
<b>12 280</b>	<b>40%</b>	<b>12 280</b>	<b>19%</b>	
<b>1 500</b>	<b>5%</b>	<b>750</b>	<b>1%</b>	
<b>6 280</b>	<b>21%</b>	<b>20 770</b>	<b>32%</b>	
30	0%	50	0%	
625	2%	1 500	2%	
4 375	14%	18 595	29%	
1 250	4%	625	1%	
<b>30 340</b>	<b>100%</b>	<b>64 060</b>	<b>100%</b>	

Tableau 9 – Potentiel technique 2020 par technologie

On peut noter un potentiel technique important en termes de moteurs à combustion interne, ceux-ci représentant 40% du potentiel technique. Cette technologie représente en effet l'avantage de pouvoir s'adapter dans de nombreux cas pour répondre à un besoin de chaleur donné.

Par ailleurs, la micro-cogénération et notamment les moteurs Stirling constitue un potentiel technique important (dans le secteur Résidentiel < 36 kWe essentiellement).

### **III. POTENTIEL ECONOMIQUE**

Le potentiel économique de la cogénération en 2020 est une projection de l'évolution du parc de cogénération sous l'effet d'une part des paramètres économiques, et d'autre part des politiques énergétiques actuellement connues (tarifs de soutien, dispositions réglementaires).

Le calcul de ce potentiel repose sur une simulation de la décision des consommateurs de chaleur qui peuvent décider d'opter pour un système de cogénération ou un système de production de chaleur classique.

Il est clair que ces décisions dépendent de nombreux paramètres et de situations locales particulières : conditions d'approvisionnement en combustibles, rendements réels des installations, contraintes opérationnelles et financières du consommateur de chaleur.

Néanmoins, et ce afin de dégager de grandes tendances d'évolution du parc, nous avons choisi d'effectuer une modélisation du choix en faveur des principales alternatives qui se présentent au consommateur de chaleur (choix de la technologie, choix du combustible, choix pour un régime de vente d'électricité). Ces choix effectués annuellement en fonction de l'évolution des paramètres (sortie du régime d'achat, Appels d'Offre de la CRE, ...) résultent en une évolution du parc installé de cogénération.

Afin de simplifier cette modélisation, nous avons défini des catégories de consommateurs de chaleur différentes de celles employées dans le précédent chapitre (Potentiel technique) afin de recouper les grandes lignes des choix : industrie vs. réseau de chaleur vs. tertiaire vs. particulier, puissance actuellement installée inférieure ou supérieure à 12 MWe.

Enfin, pour faire une projection des choix des acteurs, nous avons construit un modèle micro-économique simplifié permettant de comparer les valeurs actualisées nettes des différentes alternatives. Des critères autres qu'économiques (ex : critère politique en faveur des EnR, critère de bruit ou de place,...) ont également été pris en compte pour projeter le choix des consommateurs de chaleur.

#### **1. Hypothèses économiques**

L'évolution du parc de cogénération, c'est-à-dire à la fois le maintien ou l'abandon des capacités actuellement installées et l'installation de nouvelles unités, dépend majoritairement du cadre économique dans lequel les cogénérations s'inscrivent : coût des combustibles, prix de vente de la chaleur et de l'électricité, coûts d'exploitation des unités de cogénérations,... Les paragraphes suivants détaillent les principales hypothèses prises dans ce cadre.

##### **a) Coûts d'installation de la cogénération**

Les coûts d'installation utilisés dans la modélisation économique, en €/kWe, sont les coûts d'achat et d'installation du matériel considéré, intégrant notamment le génie civil nécessaire à la bonne implantation des systèmes installés, et les frais de raccordement au réseau électrique.

Même au sein d'une même technologie, ces coûts au kW installé varient de manière importante en fonction de la puissance électrique de l'installation.

L'ensemble des coûts utilisés sont détaillés en Annexe 6 de ce rapport. Il en ressort ainsi des coûts de l'ordre de 700 €/kW pour une turbine à gaz de 40MW. Cette technologie de cogénération est en effet mature et bien développée sur le marché français. Les turbines à vapeur, technologie mature également, ont des coûts de l'ordre de 1 500 €/kW pour des turbines à extraction de 10 MW et de 4 000 €/kW pour des turbines à contrepression, lorsqu'elles sont utilisées pour la cogénération biomasse.

Les coûts d'installation pour la micro-cogénération, technologie encore peu développée en France et moins mature (cf. « III.4 Zoom sur la micro-cogénération » page 54 pour davantage de détails concernant la micro-cogénération) sont actuellement autour de 3 000 à 10 000 €/kW sur le domaine de puissance de 1 à 36 kW.

### **b) Coûts d'exploitation de la cogénération**

Les coûts d'exploitation considérés dans cette étude, exprimés en €/kWh e, s'entendent hors coûts de combustible, comptabilisés par ailleurs. Ils incluent notamment les visites d'entretien des équipements, les frais de personnel dédiés à la cogénération et les assurances. L'ensemble des coûts utilisés sont détaillés en Annexe 6 de ce rapport.

Ces coûts sont assez variables d'une technologie à l'autre. De 0,011 €/kWh e pour une turbine à gaz de 40 MW, ils peuvent varier de 0,08 €/kWh e pour une turbine à vapeur à contrepression de quelques MW à 0,16 €/kWh e pour une turbine à vapeur à contrepression de 0,5 MW fonctionnant à partir de biomasse.

Les coûts de maintenance ont été supposés augmenter de 2%/an<sup>3</sup>.

### **c) Coût de rénovation et overhaul**

A la fin d'un contrat d'obligation d'achat, une installation de cogénération peut, si elle souhaite continuer à produire de l'électricité, soit profiter du tarif de rénovation<sup>4</sup>, soit aller sur le marché de l'électricité.

Pour pouvoir prétendre au contrat C01-R, une rénovation de l'installation pour un investissement minimum de 350€/kW installé<sup>5</sup> est requise, ce seuil étant indexé annuellement. Suite aux entretiens menés auprès de la profession, il a été fixé pour l'étude à 380€/kW. Les cogénérations arrivant en fin de contrat d'obligation d'achat doivent en effet être révisée afin d'assurer une performance maximale.

---

<sup>3</sup> Même hypothèse que dans le rapport IGF-CGM [6]

<sup>4</sup> Seules les cogénérations de moins de 12 MWe sont éligibles au contrat C01-R.

<sup>5</sup> Valeur pour janvier 2007.

Si la cogénération n'est pas éligible au contrat C01-R et/ou si elle décide d'aller sur le marché, une grande maintenance (ou overhaul) est tout de même nécessaire. Cette opération est indispensable tous les 10 à 15 ans pour le bon fonctionnement de l'installation. Les entretiens menés auprès de la profession nous ont permis d'estimer ce coût à 150€/kW.

#### d) Prix des combustibles

Les simulations ont été réalisées sur la base des coûts de combustible suivants :

€/MWh PCI	Combustible	Coût CO <sub>2</sub> associé * (15€/tCO <sub>2</sub> )	TOTAL
Gaz naturel industrie (STS)	27	3,5	30,5
Biomasse bois	18	0	18

Tableau 10 – Hypothèses sur les prix 2010 des combustibles (\* incluant le prix du CO<sub>2</sub> le cas échéant)

Les coûts de l'énergie ont été supposés augmenter dans le scénario de base de 2%/an, quel que soit le type d'énergie.

#### e) Prix de la chaleur

Le prix de la chaleur a été basé sur le coût du combustible d'une chaudière gaz classique (rendement de 90%). Il intègre de plus, lorsque les installations sont sous quotas, le coût du CO<sub>2</sub>.

Néanmoins, les cogénérateurs ont été amenés à proposer des réductions sur les prix de la chaleur à leurs clients en contrepartie de certains inconvénients que peut représenter la cogénération (engagement sur un besoin de chaleur sur une longue période notamment). Les cas de figure étant très différents, nous avons fait des estimations de valeurs moyennes suite aux différents entretiens menés. Ces réductions attribuées par les cogénérateurs ont été considérées dans l'étude comme étant de :

- 10% dans l'industrie
- 5% dans les réseaux de chaleur

Le prix de la chaleur a donc été calculé de la manière suivante :

$$(Prix\ du\ gaz\ STS + Prix\ du\ CO_2\ *) / 90\% - réduction$$

#### Équation 1 – Calcul du prix de la chaleur (\* coût du CO<sub>2</sub> le cas échéant)

L'évolution des prix de la chaleur est déterminée par sur celle du gaz et du CO<sub>2</sub>. Dans le scénario de référence, le prix du CO<sub>2</sub> reste fixe à 15€/tonne (hypothèse préconisée par la Commission Européenne).

### **Cas particulier des réseaux de chaleur dépassant le seuil de 50% d'EnR**

Dans le cas particulier des réseaux de chaleur dépassant le seuil de 50% d'EnR et pour lesquels la chaleur est alors vendue avec un taux de TVA à 5,5%, l'intérêt économique de solutions permettant de respecter cette condition est accru. Afin de modéliser cet intérêt, les coûts d'exploitation ont été réduits de 10% pour les installations permettant aux réseaux de respecter ce seuil.

Il s'agit bien seulement d'un moyen de prendre en compte l'avantage économique apporté par la TVA réduite et non d'une réalité économique.

#### **f) Tarifs de vente de l'électricité**

Dans les modélisations économiques menées dans cette étude, l'électricité produite par la cogénération est soit achetée dans le cadre d'une obligation d'achat, soit directement vendue sur le marché de l'électricité.

Dans le scénario de base, l'indexation des tarifs d'achat et l'augmentation du prix de l'électricité de marché ont été prises égales à 2%/an.

##### **i. Les tarifs d'achat**

Dans le cas d'une technologie fonctionnant au gaz, le tarif d'achat considéré dans cette étude est le tarif CO1R<sup>6</sup>, accordés lors de la rénovation d'installations gaz d'une puissance inférieure à 12MW. Ce tarif est accordé sous réserve d'un investissement minimum lors de la rénovation de l'installation (cf. § « c) Coût de rénovation et overhaul »).

Pour modéliser l'achat de l'électricité cogénérée à partir de biomasse, nous avons considéré un niveau moyen d'achat de 150 €/MWh. Ce niveau correspond au tarif atteint dans le dernier AO biomasse (CRE 3)<sup>7</sup>, et au niveau du tarif d'achat pour les installations de 5 à 12 MW<sup>8</sup>.

##### **ii. Marché de l'électricité**

Partant du constat que les prix de marché de l'électricité sont en grande partie déterminés par ceux du marché du gaz, il a été choisi dans cette étude de calculer le prix de marché de l'électricité à partir du prix du gaz. En effet, le niveau de rentabilité des CCG détermine en grande partie les niveaux de prix du marché de l'électricité.

---

<sup>6</sup> Contrat d'une durée de 12 ans.

<sup>7</sup> Tarif moyen de 145 € ; ce tarif est indexé (contrat applicable sur une durée de 20 ans)

<sup>8</sup> Ce tarif indexé est applicable sur une période de 20 ans ; il constitue la somme d'un tarif de référence et d'une prime complémentaire.

Cette rentabilité peut être mesurée par le clean spark spread<sup>9</sup> : en « peak »<sup>10</sup> sur le marché de l'électricité, le niveau moyen observé de 2003 à 2009 (environ 20€/MWh) permet d'assurer la rentabilité des CCG. L'hypothèse a été faite que ces niveaux de clean spark spread, et donc de rentabilité des CCG, devraient être maintenus à moyen-terme.

Pour calculer les prix de l'électricité correspondant, le marché pris comme référence pour le gaz est le marché d'échange de Zeebruges<sup>11</sup>. Ce marché est actuellement excédentaire, ce qui entraîne des prix bas (« Bulle gazière »). Il a été fait l'hypothèse que la tendance était à une augmentation du prix à moyen terme (fin de la bulle). Les analystes interrogés lors de la présente étude estiment en effet que l'équilibre fondamental du marché devrait à moyen terme faire disparaître ce déséquilibre.

Le prix de marché d'échange Zeebruges a ainsi été fixé dans l'étude à un prix STS – 5€ (écart moyen constaté avant la bulle gazière).

### **g) Modélisation**

L'analyse financière menée pour les différents cas types se base sur les hypothèses exposées précédemment. Le nombre d'heures de fonctionnement de la cogénération et de la chaudière associée pour remplir le besoin de chaleur du site considéré permet ensuite de calculer les produits associés à la vente d'électricité et de chaleur, et le coût marginal de production.

Pour chacun des cas, la valeur actualisée nette (VAN) et le taux de rendement interne (TRI) sont calculés. Ces indicateurs économiques permettent ensuite de comparer entre eux les différents cas.

Des exemples de résultats sortant du modèle sont donnés en partie « c) Résultats du modèle » de l'Annexe 6 du présent rapport.

---

<sup>9</sup> Prix de l'électricité moins le coût du gaz acheté pour produire cette quantité d'électricité, moins le coût du CO2 associé

<sup>10</sup> De 8h à 20h les jours ouvrables

<sup>11</sup> Prix horaire du gaz échangé entre les opérateurs gaziers et prix d'achat du gaz pour un CCG

## 2. Modèle d'évolution des capacités de cogénération

### a) Méthodologie

Afin d'établir l'évolution des capacités de cogénération, différents secteurs clés ont été identifiés. Ces secteurs représentent les principaux secteurs consommateurs de chaleur.

Trois grands secteurs ont tout d'abord été identifiés : industrie, réseau de chaleur et résidentiel-tertiaire. Les leviers de décisions ne sont en effet pas les mêmes dans ces secteurs : si l'industriel se concentrera surtout sur des critères économiques pour le choix de la technologie utilisée pour répondre à son besoin en chaleur, le réseau de chaleur pourra être davantage influencé par des considérations politiques (image positive de la biomasse par exemple).

Ensuite, au sein de ces grands secteurs d'activité, une séparation par puissance électrique de cogénération s'est avérée nécessaire pour mener une analyse plus fine. En effet, le seuil de 12 MW représente à divers égards (contrat d'obligation d'achat gaz ou biomasse, AO biomasse,...) une limite d'accès à certaines conditions tarifaires. Cette distinction entre puissance installée supérieure à 12 MW et puissance inférieure à 12 MW, a donc été faite seulement pour les secteurs industrie et réseaux de chaleur, le secteur résidentiel-tertiaire ne possédant pas d'unité atteignant une telle taille.

Rappelons que s'il est en effet plus facile de raisonner en puissance électrique, le dimensionnement de l'installation se fait bien sur les besoins de chaleur, qui permettent de déterminer une puissance thermique correspondante. Selon la technologie de cogénération utilisée, les ratios chaleur/électricité sont différents et la puissance électrique associée varie pour une puissance thermique donnée. Les installations comptabilisées dans une catégorie « supérieur à 12 MWe » sont des installations qui sont initialement d'une puissance électrique de plus de 12 MW. Lors d'un changement d'énergie et compte tenu des ratios C/E des différentes technologies, il est possible que la nouvelle installation soit d'une puissance inférieure à 12 MW. La puissance électrique du site correspondant reste comptabilisée dans la section « supérieur à 12 MWe » pour une meilleure lisibilité des résultats.

Par ailleurs, compte-tenu de la spécificité de leurs besoins en chaleur et des combustibles utilisés, les papeteries, raffineries, et industries agroalimentaires ont été distinguées. Il s'agit en effet d'industriels disposant d'une ressource interne ou maîtrisée en combustible, susceptibles de vouloir valoriser cette ressource au travers de technologies de cogénération adaptées. Ce sous-secteur inclus également les serres qui disposent de besoins en chaleur constants pouvant être assurés en partie par du biogaz issu de la méthanisation des déchets des CET.

Enfin, le secteur résidentiel-tertiaire a été séparé en deux sous-secteurs : le Résidentiel collectif et Tertiaire > 36 kWe d'un côté, où la cogénération peut être utilisée dans des chaufferies, et le Résidentiel < 36 kWe dans lequel peut se développer la micro-cogénération.

Les sept secteurs suivants ont donc été retenus :

Secteurs modélisés
Industrie > 12 MWe (hors secteurs spécifiques)
Industrie < 12 MWe (hors secteurs spécifiques)
Secteurs industriels spécifiques (papeteries, raffineries, agroalimentaire)
Grands réseaux de chaleur > 12 MWe
Petits réseaux de chaleur < 12 MWe
Résidentiel collectif et Tertiaire > 36 kWe
Résidentiel < 36 kWe

**Tableau 11 – Secteurs clés retenus dans le modèle d'évolution des capacités de cogénération**

Pour chacun de ces secteurs, différentes alternatives peuvent se présenter aux cogénérations existantes en fin d'obligation d'achat ou souhaitant changer de combustible. Selon les besoins de chaleur et la rentabilité des cogénérations, de nouvelles unités peuvent également être installées. Ces données sont issues du modèle micro-économique ainsi que des différents entretiens menés avec la profession.

Ce paragraphe a pour objet de détailler les principales alternatives possibles selon les secteurs ainsi que les taux de passage associés.

## **b) Résultats par secteur clé**

### **i. Industrie > 12 MWe (hors secteurs spécifiques)**

Les cogénérations de plus de 12 MWe installées dans l'industrie (hors secteurs spécifiques), essentiellement des turbines à gaz, vont progressivement sortir du tarif d'achat sans possibilité d'accéder à un « tarif rénovation ». Avec la fin des obligations d'achat, ces cogénérations auront comme choix dans les toutes prochaines années soit d'être démantelées soit d'aller sur le marché. Par ailleurs, la mise en place d'une politique de soutien à la cogénération biomasse devrait permettre de développer une capacité de près de 250 MW d'ici 2020.

Au final, la puissance totale de cogénération installée dans ce secteur devrait assez nettement diminuer (d'environ 280 MW) entre 2010 et 2020, l'augmentation de la biomasse ne parvenant pas à compenser le démantèlement de certaines capacités gaz.

L'évolution attendue sur le parc de cogénération dans ce secteur est donc la suivante :

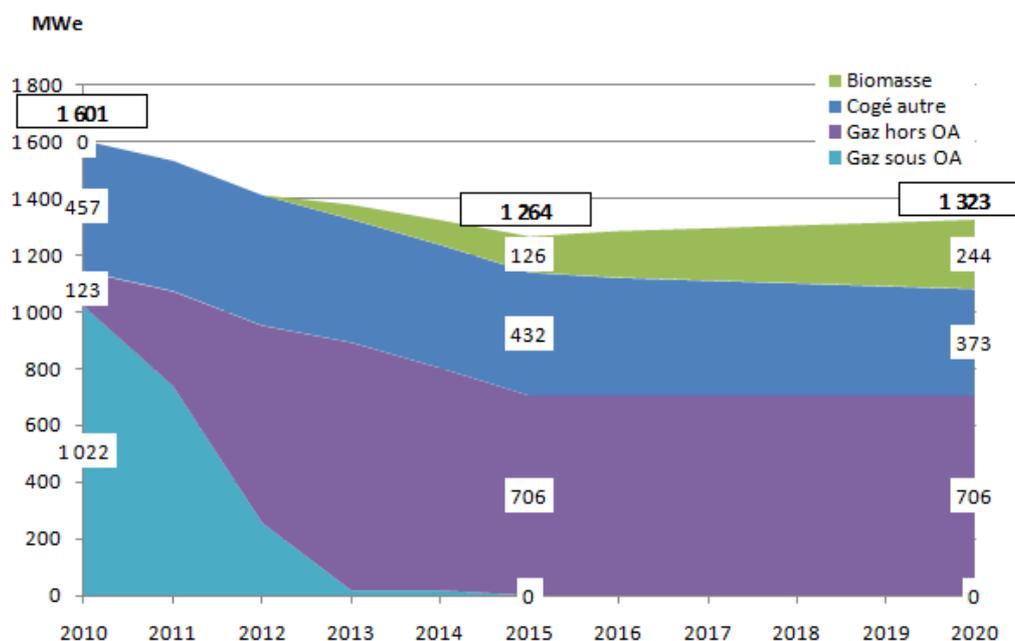


Figure 6 – Evolution des capacités de cogénération installées dans le secteur Industrie > 12 MWe (hors secteurs spécifiques)

Pour continuer de répondre à son besoin de chaleur, l'industriel est en effet confronté aux choix suivants :

- Fonctionner sur le marché libre de l'électricité en restant en cogénération gaz** : ce choix concerne notamment les installations dont la flexibilité est suffisante pour permettre un arrêt hebdomadaire ou quotidien, conduisant ainsi l'installation à fonctionner quand les prix de l'électricité sont suffisamment élevés pour couvrir les coûts d'exploitation. Ce fonctionnement est fortement dépendant du contexte économique du marché de l'énergie (clean spark spread), et le risque inhérent au marché de l'énergie (risque que les consommateurs de chaleur industriels maîtrisent moins que les énergéticiens) peut limiter la décision d'investir dans l'overhaul<sup>12</sup> (grande rénovation devant être réalisée tous les 10 à 15 ans et nécessaire à la bonne conduite des opérations sur la période 2010-2020). Dans le cadre des hypothèses économiques que nous avons retenues, nous avons estimé que ce fonctionnement pourrait être adopté par environ 60% des cogénérateurs. En effet selon notre modèle le choix de cette option est le 2<sup>ème</sup> en termes de valeur actualisée nette mais nécessite moins d'investissement que l'alternative cogénération biomasse. Il se traduit néanmoins probablement par un nombre d'heures de fonctionnement plus faible qu'auparavant (environ 2 000 heures en moyenne), dans la mesure où le fonctionnement de la cogénération sur le marché libre n'est rentable que sur un nombre limité de jours de l'année.

<sup>12</sup> Cf. « Coût de rénovation et overhaul » page 26

- **Convertir son installation en une cogénération biomasse sur la base des tarifs d'achat et des AO CRE** : en passant à une cogénération biomasse, le ratio C/E étant plus élevé que pour les technologies gaz, la puissance électrique installée diminue et le consommateur de chaleur peut vraisemblablement choisir entre les AO CRE et les tarifs d'achat qui sont réservés pour les puissances électriques comprises entre 5 et 12 MWe. Ce dispositif permet au consommateur de chaleur d'avoir une visibilité dans le temps très importante (20 ans). Si la valeur actualisée nette modélisée pour cette option est la première des 3 alternatives sur le papier, le niveau d'investissement élevé, la nécessité de maîtriser les gisements de biomasse (et notamment le prix de la biomasse), ainsi que l'assurance de la pérennité du besoin de chaleur, restent des freins majeurs au développement d'installation de cogénération biomasse de taille importante pour les secteurs industriels non naturellement impliqués dans la filière bois. Nous estimons qu'environ 20% des installations actuellement sous cogénération devrait choisir cette option.
- **Démanteler la cogénération et repasser sur chaudière gaz** : cette solution offre l'avantage de représenter un faible investissement, une chaudière étant souvent déjà présente sur le site<sup>13</sup>. Cette solution offre également une flexibilité et une facilité d'utilisation accrue. Elle est néanmoins la moins bonne option en terme valeur actualisée nette. Dans notre estimation, environ 20% des industriels de ce secteur possédant actuellement une cogénération devraient choisir cette alternative.

Ces différentes alternatives ont été intégrées dans le modèle avec les taux de passage (de la situation actuelle à une alternative donnée) suivants<sup>14</sup> :

Alternative	Taux de passage
Fonctionner sur le marché libre en restant au gaz	60%
Conversion à une cogénération biomasse	20%
Démanteler la cogénération et repasser sur chaudière gaz	20%

**Tableau 12 – Taux de passage entre les différentes alternatives se présentant aux cogénérateurs dans le secteur Industrie > 12 MWe (hors secteurs spécifiques)**

A ces évolutions sur le parc installé, s'ajoutent de nouvelles installations de cogénérations biomasse, avec notamment la mise en service des AO CRE 2 et 3. Le prochain appel d'offre, qui ne concernera que des installations de plus de 12 MWe, permettra également de développer la cogénération biomasse dans ce secteur.

<sup>13</sup> Cette chaudière peut être à rénover. Cependant, les coûts de rénovation restent faibles par rapport aux montants engagés dans le cas de la cogénération. Il est également à noter que la cogénération peut être au moins en partie revendue (notamment à l'étranger).

<sup>14</sup> Les taux de passage pour les différents secteurs sont synthétisés en Annexe 7.

## ii. Industrie < 12 MWe (hors secteurs spécifiques)

Profitant de l'opportunité du tarif de rénovation, la capacité gaz actuellement installée dans ce secteur devrait parvenir à rester quasi-constante. Au sein de ce parc de cogénération gaz, une partie pourra opter pour le marché libre, tandis que certaines cogénérations devraient disparaître, notamment sous l'effet de la diminution du besoin de chaleur.

L'évolution attendue sur le parc de cogénération dans ce secteur est donc la suivante :

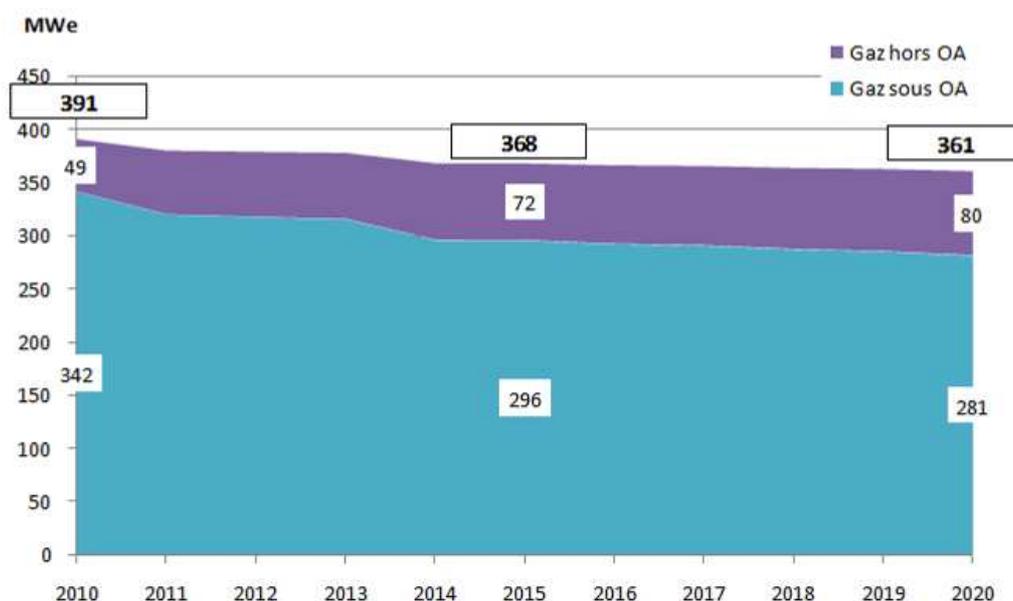


Figure 7 – Evolution des capacités de cogénération installées dans le secteur Industrie < 12 MWe (hors secteurs spécifiques)

En effet, l'industriel est confronté aux choix suivants :

- **Rénover l'installation pour bénéficier du tarif d'achat** : les cogénérations de moins de 12 MWe installées dans ce secteur, essentiellement des turbines à gaz et des moteurs à gaz, vont pouvoir profiter du tarif de rénovation sous conditions d'un investissement minimum (cf. « Coût de rénovation et overhaul » page 26) et en se réengageant sur une durée de 12 ans. Cette alternative apparaît dans notre modèle comme étant la plus rentable économiquement (plus forte valeur actualisée nette) et devrait être choisie par une grande majorité des industriels possédant une cogénération gaz éligible. Cependant, certains facteurs restent limitant, notamment : la nécessité d'avoir un besoin de chaleur pérenne pour pouvoir rentabiliser la cogénération qui représente un investissement important qu'elle soit externalisée ou non (engagement sur 12 ans), le risque associé à l'intégration du coût des quotas CO<sub>2</sub> pour les installations soumises à l'ETS, ainsi que les contraintes de raccordement au réseau pour la vente de l'électricité.
- **Aller sur le marché de l'électricité** : ces installations pourront également décider de l'opportunité d'aller sur le marché, notamment selon leur puissance. Cette option est a priori moins attractive en termes de VAN mais peut constituer un choix « d'attente » avant de

décider d'investir dans la rénovation, l'accès au tarif de rénovation pouvant s'effectuer dans un deuxième temps. En outre, cette activité étant éloignée du cœur de métier de l'industriel, elle ne sera pas sans un coût d'accès significatif (notamment en termes de maîtrise du marché de l'électricité).

- **Démanteler la cogénération et repasser sur chaudière gaz** : comme dans le cas « Industrie > 12 MW », l'investissement faible associé à cette alternative devrait permettre à une petite partie des industriels de se défaire de leur cogénération notamment dans le cas d'une diminution importante du besoin de chaleur, même si la valeur actualisée nette de cette option est la plus faible.

La modélisation s'est donc fondée sur les taux de passage suivants :

Alternative	Taux de passage
Rénover l'installation pour bénéficier du tarif d'achat	80%
Aller sur le marché de l'électricité	10%
Démanteler la cogénération et repasser sur chaudière gaz	10%

**Tableau 13 – Taux de passage entre les différentes alternatives se présentant aux cogénérateurs dans le secteur Industrie < 12 MWe (hors secteurs spécifiques)**

Par ailleurs, les besoins thermiques de ce segment sont trop faibles pour permettre la mise en place de cogénérations bois dans le cadre des AO CRE et du tarif de rachat.

### iii. Secteurs industriels spécifiques (papeteries, raffineries, agroalimentaire)

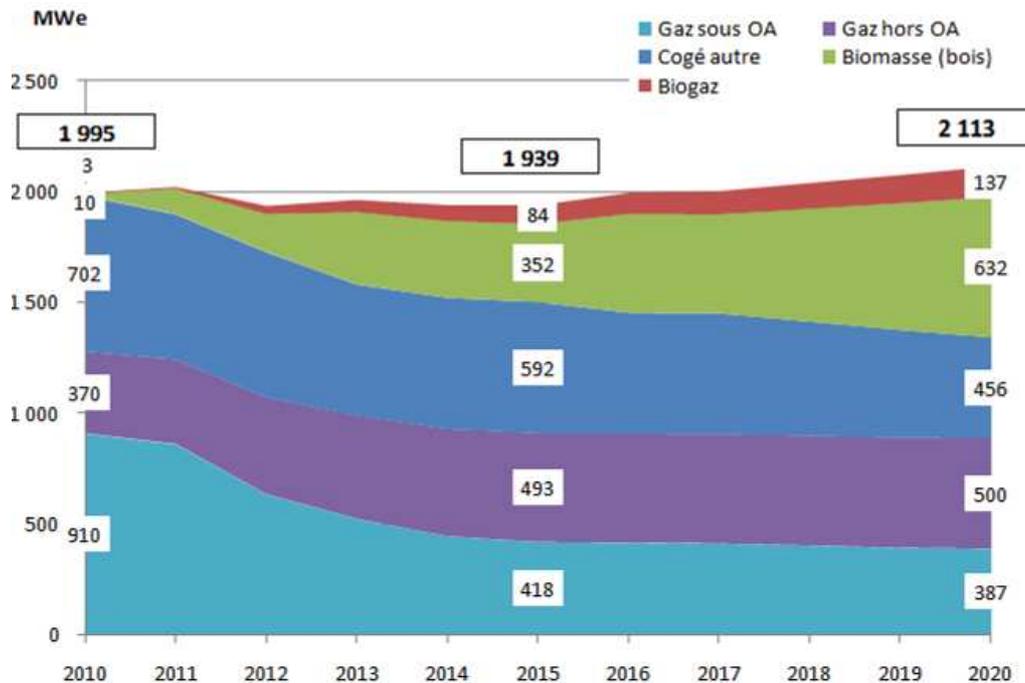
Ces secteurs industriels ont en général des besoins de chaleur importants et relativement constants. C'est précisément la situation dans laquelle la cogénération s'avère la plus intéressante. Contrairement aux secteurs industriels vus précédemment, la capacité totale de cogénération devrait être stable voire légèrement augmenter dans les secteurs industriels spécifiques.

Les cogénérations gaz sous obligation d'achat devraient ainsi en partie disparaître (- 500 MWe entre 2010 et 2020), seules les installations de moins de 12 MWe pouvant profiter du tarif rénovation. Cependant, une partie d'entre elles devrait aller sur le marché, pour profiter de tarifs de vente d'électricité intéressants.

En parallèle, une partie des cogénérations « autres » fonctionnant aux résidus (résidus et gaz de raffinerie, déchets de papeterie, liqueur noire,...) devraient profiter des AO biomasse pour passer à des cogénérations biomasse. C'est particulièrement le cas des industries papetières, qui maîtrisent la ressource forestière et la production d'électricité par cogénération. Ajoutée aux installations de nouvelles cogénérations biomasse sur des sites précédemment dépourvus de cogénération, la capacité de cogénération biomasse devrait dépasser les 600 MW en 2020.

Enfin, l'industrie agro-alimentaire pourrait notamment profiter des tarifs d'achat pour convertir des cogénérations existantes et installer de nouvelles capacités au biogaz.

Les capacités de cogénération installées dans ce secteur devraient donc évoluer de la manière suivante :



**Figure 8 – Evolution des capacités de cogénération installées dans le secteur Secteurs industriels spécifiques (papeteries, raffineries, agroalimentaire)**

En effet, dans le cas des turbines à vapeur tout d'abord, l'industriel peut soit décider de ne pas modifier ses installations, soit adapter les installations de turbines à vapeur à la biomasse pour intégrer les AO CRE ou le tarif d'achat biomasse. Ce deuxième choix est économiquement intéressant car nécessite probablement un investissement moindre que pour une installation neuve. Nous estimons qu'il peut être adopté par environ la moitié des industriels dans ce cas.

Dans le cas des installations au gaz sous OA < 12 MWe, l'industriel est confronté aux mêmes choix que pour les secteurs industriels classiques, si ce n'est qu'un potentiel de biogaz peut être exploité dans le secteur agro-alimentaire sur la base des tarifs d'achat biogaz.

Dans le cas des installations au gaz sous OA > 12 MWe, l'industriel est là-aussi confronté aux mêmes alternatives que pour les secteurs industriels classiques. Nous avons néanmoins estimé que les contraintes opérationnelles particulières à ces secteurs pouvaient limiter le choix pour un fonctionnement sur le marché de l'électricité (une installation sur 3 seulement optant pour un fonctionnement sur le marché). Par ailleurs, pour le secteur bois/papier, la conversion à la biomasse

est plus aisée que pour les secteurs industriels classiques du fait d'une maîtrise plus grande des gisements.

Dans le secteur agro-alimentaire nous estimons que 20% du potentiel technique peut être de plus atteint par de nouvelles installations fonctionnant au biogaz.

Par ailleurs, le potentiel technique additionnel du secteur de l'industrie du bois (400 MWe) peut être en grande partie atteint à travers les AO CRE.

Alternative	Taux de passage
Adapter les installations de turbine à vapeur pour intégrer les AO CRE ou le tarif d'achat biomasse	50%
Pas de modification par rapport à la situation actuelle	50%

**Tableau 14 – Taux de passage entre les différentes alternatives se présentant aux cogénérateurs dans les secteurs industriels spécifiques, dans le cas des turbines à vapeur**

Alternative	Taux de passage
Rénover l'installation pour bénéficier du tarif d'achat	80%
Démanteler la cogénération et repasser sur chaudière gaz	15%
Pour les cogénérations installées dans les industries agro-alimentaires : conversion des installations au biogaz	5%

**Tableau 15 – Taux de passage entre les différentes alternatives se présentant aux cogénérateurs dans les secteurs industriels spécifiques, dans le cas des installations au gaz sous OA < 12 MWe**

Alternative	Taux de passage
Aller sur le marché	30%
Conversion biomasse	30%
Démanteler la cogénération et repasser sur chaudière gaz	40%

**Tableau 16 – Taux de passage entre les différentes alternatives se présentant aux cogénérateurs dans les secteurs industriels spécifiques, dans le cas des installations au gaz sous OA > 12 MWe**

#### iv. Grands réseaux de chaleur > 12 MWe

Nous nous plaçons dans le cas où l'arrêté concernant la rénovation des installations de plus de 12 MW installée sur réseaux de chaleur ne serait pas publié. Le tarif rénovation n'est donc par hypothèse pas accessible à ces installations dans nos simulations. Les capacités gaz sous OA actuellement installées devraient donc en partie disparaître. Certaines pourront faire le choix d'aller sur le marché pour vendre l'électricité produite.

Par ailleurs, la TVA réduite à 5,5% lorsque plus de 50% de la chaleur est produite à partir d'énergie renouvelable et de récupération (EnR&R) va inciter les opérateurs à déplacer les cogénérations gaz sur la monotone de chaleur et à diminuer les heures de fonctionnement au gaz.

L'installation de plus 150 MW de cogénération biomasse à horizon 2020 ne devrait néanmoins pas compenser le démantèlement d'une partie des cogénérations gaz. Par ailleurs, les cogénérations « autres » (unités d'incinération des ordures ménagères notamment) devraient rester relativement stables.

Il faut néanmoins souligner que le petit nombre d'installations (9 installations) constituant ce segment fait qu'un raisonnement « probabiliste » a une valeur limitée ; en effet les décisions prises par quelques acteurs (et notamment la CPCU) auront un impact important sur l'évolution de la capacité de ce secteur.

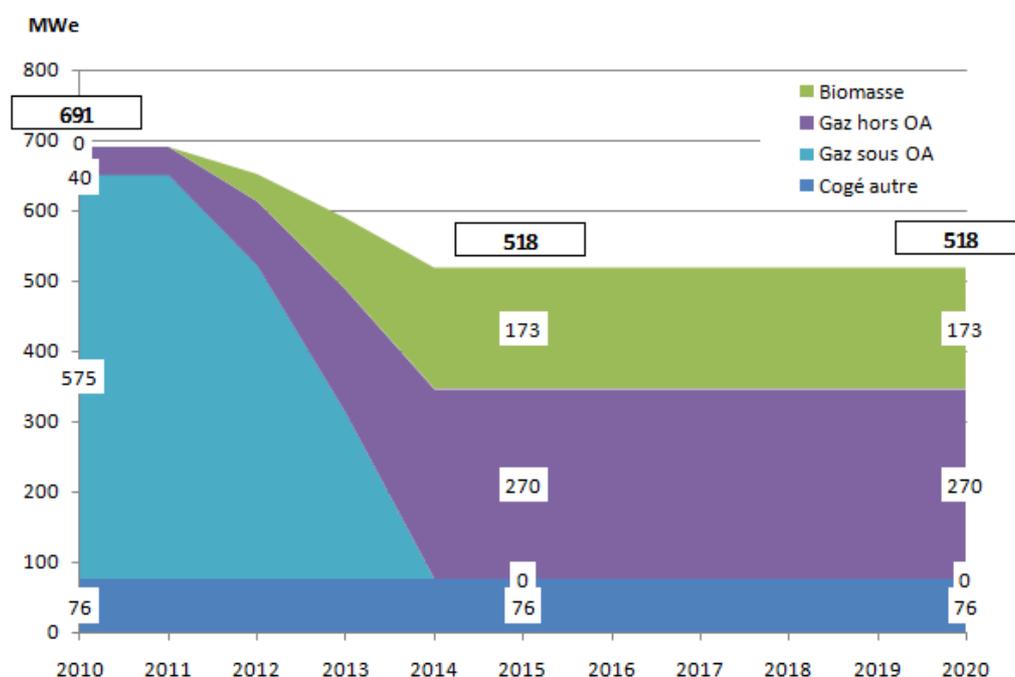


Figure 9 – Evolution des capacités de cogénération installées dans le secteur des grands réseaux de chaleur > 12 MWe

En effet, le gestionnaire du réseau de chaleur est confronté pour ses capacités de cogénérations aux choix suivants :

- **Passer en chaudière biomasse pour assurer la base de la fourniture de chaleur et mettre la cogénération gaz sur le marché** pour les heures restantes (1 500 heures) : cette alternative, valable pour les plus grosses installations, devrait être adoptée par une partie importante des installations. C'est en effet l'alternative qui théoriquement a à la fois l'investissement le moins lourd (à l'exception du démantèlement de la cogénération) et la valeur actualisée nette la plus élevée.

- **Passer en cogénération biomasse** : l'investissement demeure certes lourd et la rentabilité devrait être moindre que dans l'industrie en raison du nombre d'heures plus faible, mais l'avantage offert par le taux de TVA réduit devrait inciter les réseaux de chaleur déjà habitués à gérer une cogénération à s'équiper de cette technologie. Nous avons donc estimé que cette alternative était le 2<sup>ème</sup> choix pour ce segment.
- **Passer en chaudière biomasse** : dans une moindre mesure, mais toujours pour atteindre les 50% d'EnR&R, les réseaux de chaleur devraient passer de leur cogénération à une chaudière biomasse. Elle présente l'avantage de représenter un investissement moindre que dans le cas d'un passage à une cogénération biomasse, mais ne permet pas l'obtention de revenus stables pendant 20 ans liés à la revente de l'électricité au tarif d'achat..
- **Passer en chaudière gaz** : une petite partie de la capacité de cogénération installée devrait également disparaître au profit de chaudière gaz, dans le cas où le recours à la biomasse ne serait pas possible. C'est l'alternative avec l'investissement le plus faible mais avec un VAN non attractive.

La modélisation s'est donc basée sur les taux de passage suivants :

Alternative	Taux de passage
Passer en chaudière biomasse pour assurer la base de la fourniture de chaleur et mettre la cogénération gaz sur le marché pour les heures restantes	40%
Passer en cogénération biomasse	30%
Passer en chaudière biomasse	20%
Passer en chaudière gaz	10%

**Tableau 17 – Taux de passage entre les différentes alternatives se présentant aux cogénérateurs dans le secteur des grands réseaux de chaleur > 12 MWe**

A ces évolutions sur le parc installé, s'ajoutent de nouvelles installations de cogénérations biomasse, avec notamment la mise en service des AO CRE. Le prochain appel d'offre, qui ne concernera que des installations de plus de 12 MWe, devrait également permettre de développer la cogénération biomasse dans ce secteur.

#### **v. Petits réseaux de chaleur < 12 MWe**

Les installations au gaz de petite taille bénéficient de la possibilité de profiter du tarif de rachat rénovation C01R.

Par ailleurs, la TVA réduite à 5,5% lorsque plus de 50% de la chaleur est produite à partir d'énergie renouvelable et de récupération (EnR&R) va inciter les opérateurs à déplacer les cogénérations gaz sur la monotone de chaleur et à diminuer les heures de fonctionnement au gaz.

Les nouveaux réseaux souhaitant fonctionner à la biomasse s'équiperont vraisemblablement de chaudières biomasse. Les puissances en jeux les rendent en effet non éligibles au tarif de cogénération biomasse.



Figure 10 – Evolution des capacités de cogénération installées dans le secteur des petits réseaux de chaleur < 12 MWe

En effet, le gestionnaire du réseau de chaleur est confronté aux choix suivants :

- **Rénover l'installation pour bénéficier du tarif d'achat C01R** : cette alternative est rentable économiquement mais a le désavantage de ne pas pouvoir passer dans une politique EnR&R. La VAN déterminée par le modèle est cependant de loin la plus avantageuse, même si de la même manière que pour les industriels, des risques et des contraintes opérationnelles peuvent freiner ce choix. Nous avons considéré que la majorité des installations choisissait cette alternative, le taux de passage étant tout de même dégradé par rapport aux industriels pour des raisons de choix politiques locaux en faveur de l'alternative EnR.
- **Passer en chaudière biomasse** : grâce aux aides du Fonds Chaleur, les investissements sont contenus. Même si cela peut se traduire par une hausse du coût de la chaleur, cette option peut être choisie pour des motivations environnementales locales.

Alternative	Taux de passage
Rénover l'installation pour bénéficier du tarif d'achat C01R	60%
Passer en chaudière biomasse	40%

Tableau 18 – Taux de passage entre les différentes alternatives se présentant aux cogénérateurs dans le secteur des petits réseaux de chaleur < 12 MWe

## vi. Résidentiel collectif et Tertiaire > 36 kWe

Les cogénérations installées dans les secteurs Résidentiel collectif et Tertiaire pourront bénéficier du tarif de rachat C01R.

Le passage à une cogénération biomasse est plus difficilement envisageable, compte tenu de la localisation des installations (principalement en zone urbaine ou péri-urbaine).

Comme dans le cas des petits réseaux de chaleur nous avons retenu un choix majoritaire pour le tarif de rachat rénovation. Néanmoins pour des raisons de diminution du besoin de chaleur, certaines installations seront démantelées. Il est aussi à noter que malgré leur taille limitée, certaines installations ont prévu d'aller sur le marché de l'électricité.

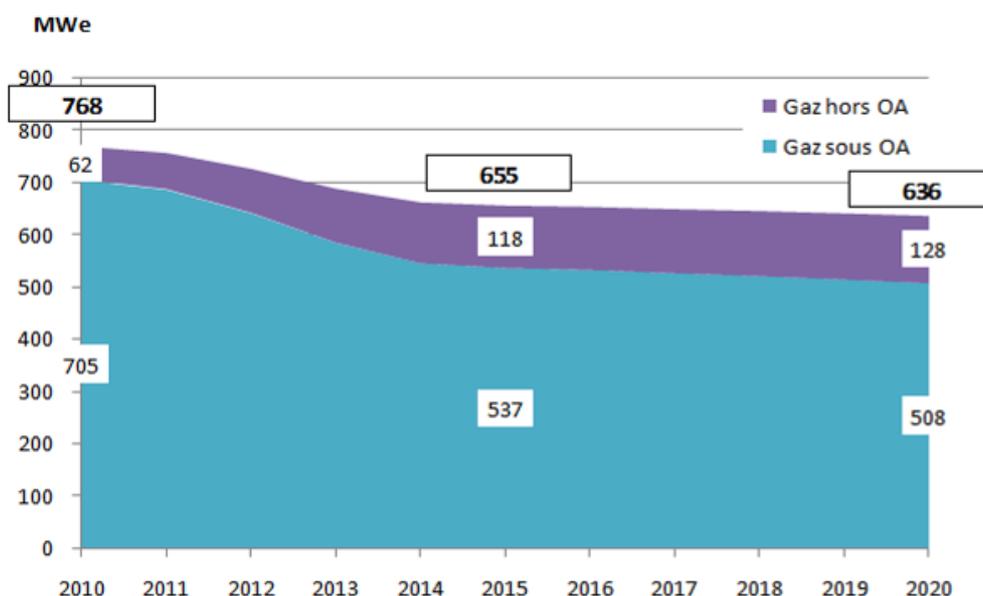


Figure 11 – Evolution des capacités de cogénération installées dans le secteur Résidentiel collectif et Tertiaire > 36 kWe

Alternative	Taux de passage
Rénover l'installation pour bénéficier du tarif d'achat C01R	70%
Passer en chaudière gaz	20%
Aller sur le marché de l'électricité	10%
Passer en chaudière biomasse	0%

Tableau 19 – Taux de passage entre les différentes alternatives se présentant aux cogénérateurs dans le secteur Résidentiel collectif et Tertiaire > 36 kWe

## vii. Résidentiel < 36 kWe

La micro-cogénération gaz en est à ses débuts en France. Il était donc difficile de modéliser la pénétration de cette technologie à horizon 2020 de la même manière que pour les autres secteurs.

On utilise ici un modèle de pénétration de nouveaux produits sur le marché, le prix relatif de la micro-cogénération par rapport aux autres technologies nous permettant de calculer sa pénétration sur le marché.

La partie « 4. Zoom sur la micro-cogénération » détaille deux scénarios de positionnement du prix de la micro-cogénération par rapport à la pompe à chaleur (PAC), utilisée comme technologie de référence. On prendra ici le cas où la micro-cogénération aurait un coût équivalent à celui de la PAC.

Sous cette hypothèse, nous estimons alors que la puissance totale de micro-cogénération pourrait atteindre environ 200 MWe à horizon 2020.

Nous avons fait l'hypothèse que cette capacité installée était essentiellement sous obligation d'achat. En effet, une obligation d'achat à 8c€/kWh existe pour la micro-cogénération. Cependant, étant donné les frais de gestion importants, ce tarif n'est intéressant que pour une production d'électricité et donc de chaleur relativement importante. Or dans le résidentiel individuel neuf, les besoins de chauffage sont faibles. Nous faisons l'hypothèse que les micro-cogénérateurs installés dans le résidentiel individuel neuf ne profiteront pas du tarif d'achat du fait du faible nombre d'heures de fonctionnement de l'appareil dans ce cas ne permettant de produire beaucoup d'électricité. En revanche, on considère que dans le résidentiel existant et dans le collectif neuf ou existant, les micro-cogénérateurs auront un nombre d'heures de fonctionnement suffisant pour profiter du tarif d'achat. Cela dit, l'auto-consommation étant plus favorable que la vente, seule la fraction non auto-consommée sera revendue<sup>15</sup>.

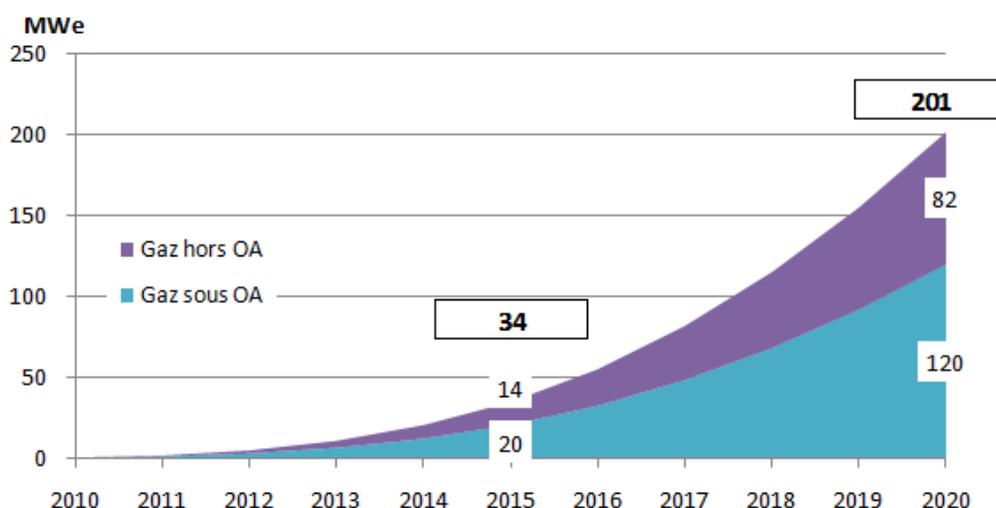


Figure 12 – Evolution des capacités de micro-cogénération installées dans le secteur Résidentiel < 36 kWe

On trouvera le détail du potentiel économique de la micro-cogénération en partie « 4. Zoom sur la micro-cogénération ».

<sup>15</sup> Nous avons fait l'hypothèse que 40% de la production d'électricité été revendue (d'après entretiens). Ceci a une influence sur le poids de la micro-cogénération sur la CSPE.

### 3. Résultats globaux

#### a) Puissance installée

##### i. Potentiel économique total

Au global, et selon nos estimations, le parc de cogénération ne devrait pas se développer d'ici 2020, mais rester stable voire légèrement régresser puisqu'il pourrait atteindre environ 5,7 GWe en 2020.

Cette apparente stabilité est en fait la combinaison de 2 phénomènes contradictoires : la baisse de la capacité de cogénération gaz (-1,4 GWe) sous l'effet de la limitation de la politique de soutien à la cogénération gaz (restriction aux installations inférieures à 12 MWe), et le développement progressif de la cogénération biomasse (+1,2 GWe) sous l'effet d'une politique de soutien initiée dans les années 2000 et régulièrement adaptée. Il est à noter que cette simulation est fortement conditionnée aux hypothèses économiques retenues, à savoir d'une part des configurations de prix de l'énergie permettant la production « rentable » d'électricité à partir de gaz, et d'autre part une maîtrise du prix de la biomasse forestière.

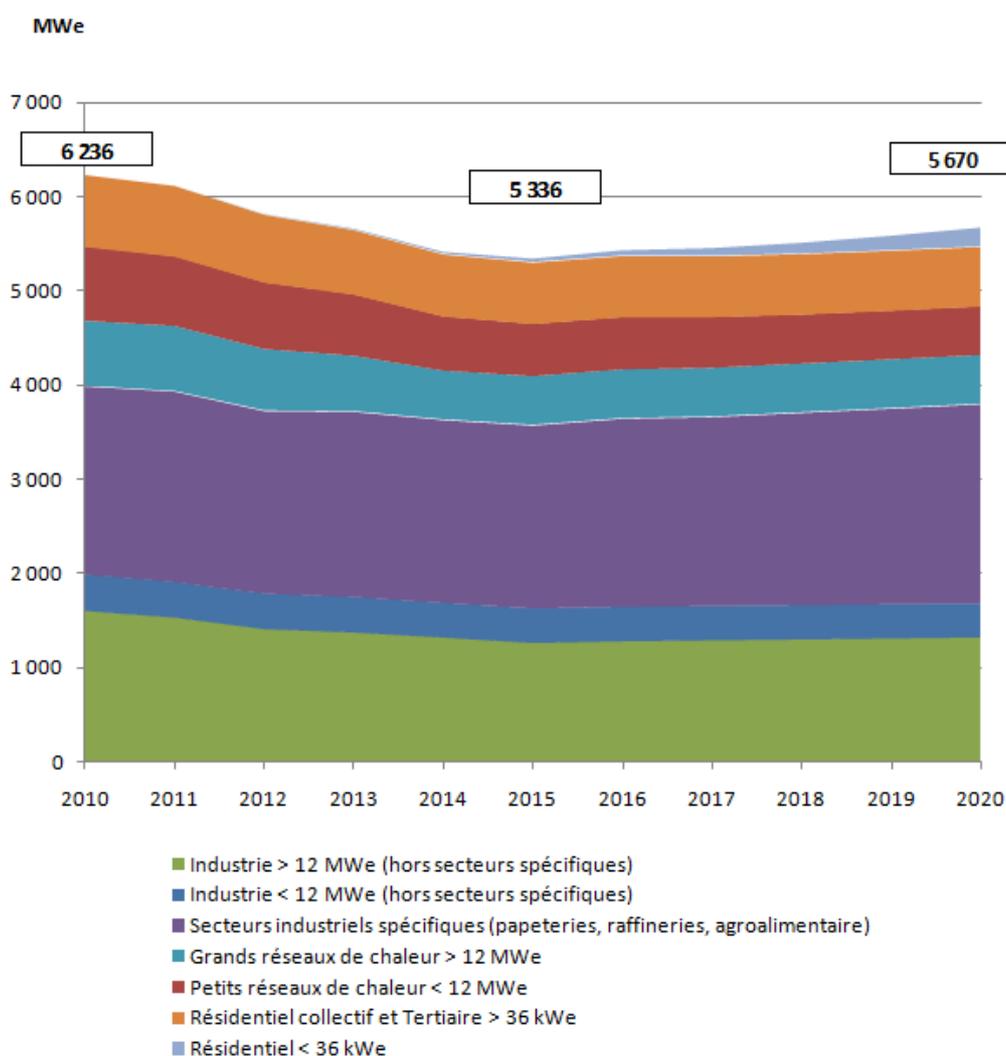
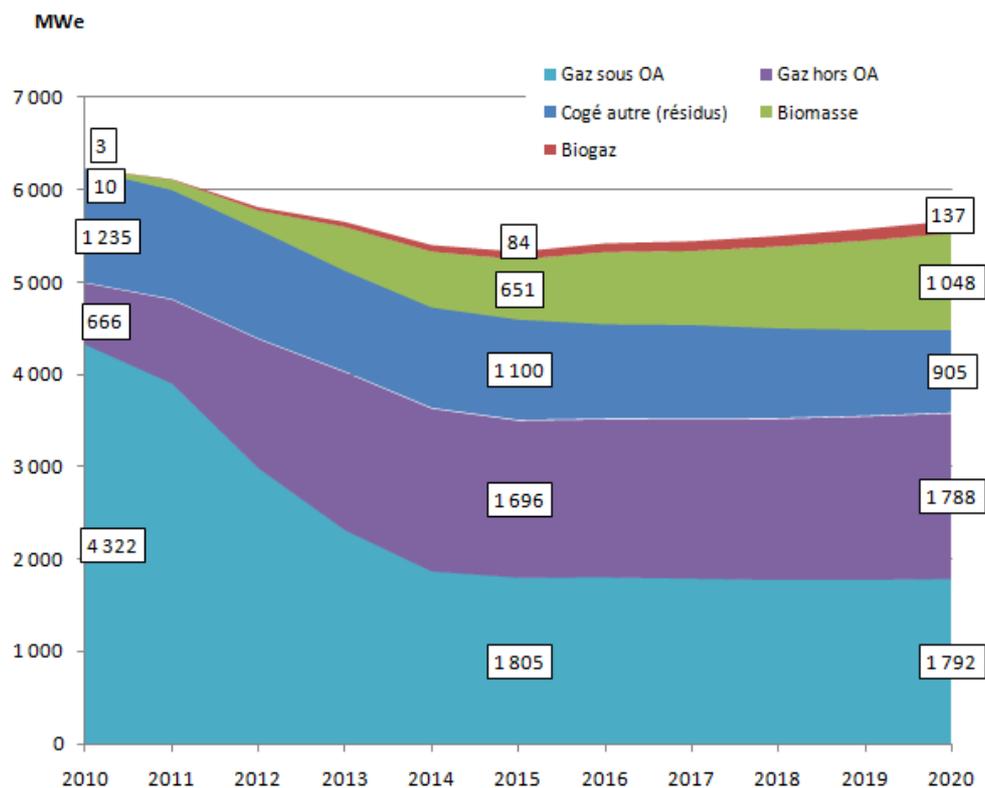


Figure 13 – Potentiel économique total de cogénération par secteur



**Figure 14 – Potentiel économique total de cogénération par combustible**

Si l'on ramène cette évolution du parc de cogénération à horizon 2020 au potentiel technique déterminé précédemment (cf. Tableau 8), on peut constater que le parc reste à peu près constant à un niveau qui est d'environ 1/5 du Potentiel Technique.

Une répartition de cette évolution par secteur d'activité suivant la segmentation utilisée dans le potentiel technique montre une régression sur la plupart des secteurs d'activité mais une progression sur le résidentiel individuel (effet de la micro cogénération), sur l'industrie bois/papier (effet biomasse forestière) et sur le secteur des serres (effet biogaz).

	Potentiel technique	Parc cogénération				Evolution 2008-2020
	2020	Parc installé 2008		Potentiel économique 2020		
	MWe	MWe	% potentiel technique	MWe	% potentiel technique	
<b>Résidentiel (hors RdC)</b>	<b>12 190</b>	<b>329</b>	<b>3%</b>	<b>470</b>	<b>4%</b>	↗
Collectif	6 135	329	5%	285	5%	↘
Individuel	6 055	0	0%	185	3%	↑
<b>Tertiaire (hors RdC)</b>	<b>3 705</b>	<b>449</b>	<b>12%</b>	<b>370</b>	<b>10%</b>	↘
Santé	475	252	53%	210	43%	↘
Enseignement-Recherche	585	66	11%	55	9%	↘
Habitat communautaire	315	0	0%	0	0%	
Sports-loisirs	365	53	15%	45	12%	↘
Commerces	680	6	1%	5	1%	↘
Cafés, hôtels, restaurants	320	0	0%	0	0%	
Bureaux	840	15	2%	10	1%	↘
Transports (gares, aéroports)	125	57	46%	45	37%	↘
<b>Réseaux de chaleur</b>	<b>2 920</b>	<b>1 513</b>	<b>52%</b>	<b>1 035</b>	<b>35%</b>	↘
<b>Industrie (hors RdC)</b>	<b>8 950</b>	<b>3 930</b>	<b>44%</b>	<b>3 635</b>	<b>41%</b>	↘
Agro-alimentaire (yc. sucreries)	1 075	619	58%	435	40%	↘
Chimie (yc. élastomères)	1 950	1 339	69%	1 205	62%	↘
Papier/carton	970	872	90%	980	101%	↗
Raffineries	1 345	571	42%	540	40%	↘
Equipementiers automobiles	365	379	104%	340	94%	↘
Autres (aéronautique, électronique,...)	3 245	150	5%	135	4%	↘
<b>Autres (hors RdC)</b>	<b>2 575</b>	<b>114</b>	<b>4%</b>	<b>160</b>	<b>6%</b>	↗
dont serres	2 575	112	4%	160	6%	↗
<b>TOTAL</b>	<b>30 340</b>	<b>6 336</b>	<b>21%</b>	<b>5 670</b>	<b>19%</b>	↘

Tableau 20 – Evolution du parc par secteur à horizon 2020

## b) Production d'énergie

Pour calculer la production d'énergie liée au potentiel économique, l'étude s'est fondée sur le nombre d'heures de fonctionnement issu des différents choix des cogénérateurs pour chacun des sous-secteurs.

h/an	Biomasse	Biogaz	Gaz hors OA	Gaz sous OA	Cogé autre (résidus)
Industrie > 12 MWe (hors secteurs spécifiques)	5 500	-	2 000	3 150	4 000
Industrie < 12 MWe (hors secteurs spécifiques)	-	-	2 000	3 150	-
Secteurs industriels spécifiques (papeteries, raffineries, agroalimentaire)	5 000	5 000	2 000	3 150	5 000
Grands réseaux de chaleur > 12 MWe	3 350	-	1 500	3 350	3 350
Petits réseaux de chaleur < 12 MWe	-	-	1 500	3 350	-
Résidentiel collectif et Tertiaire > 36 kWe	-	-	1 500	3 350	-
Résidentiel < 36 kWe			<i>Cf. Tableau 25 page 56</i>		

Tableau 21 – Hypothèses d'heures de fonctionnement équivalent pleine charge des cogénérations selon le combustible pour chacun des secteurs clés sélectionnés

Le profil de l'évolution de la production d'électricité suit donc celui observé pour la puissance électrique installée (cf. Figure 14 ci-avant) :

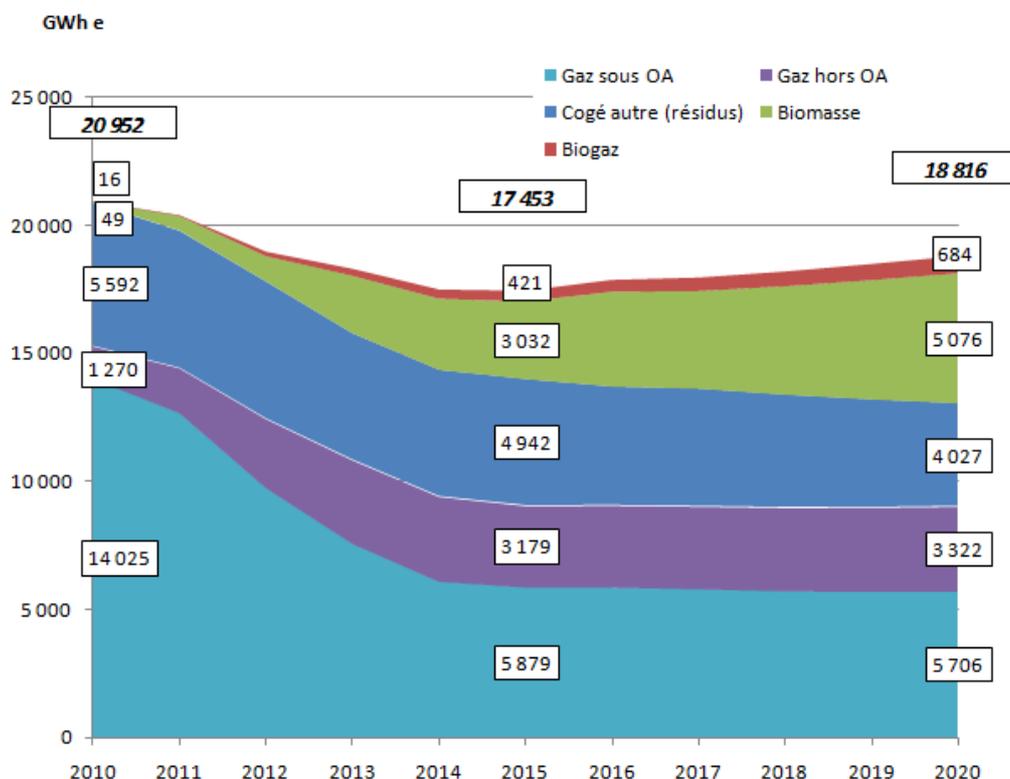


Figure 15 – Production électrique totale du potentiel économique de cogénération par combustible

Le profil d'évolution de la production de chaleur en revanche change. En effet, les rapports C/E ne sont pas les mêmes pour les technologies gaz et biomasse notamment : pour une puissance électrique donnée, une cogénération biomasse délivrera beaucoup de plus de chaleur qu'une cogénération gaz. La forte progression de la biomasse et la diminution du gaz entraînent donc une augmentation globale de la production de chaleur :

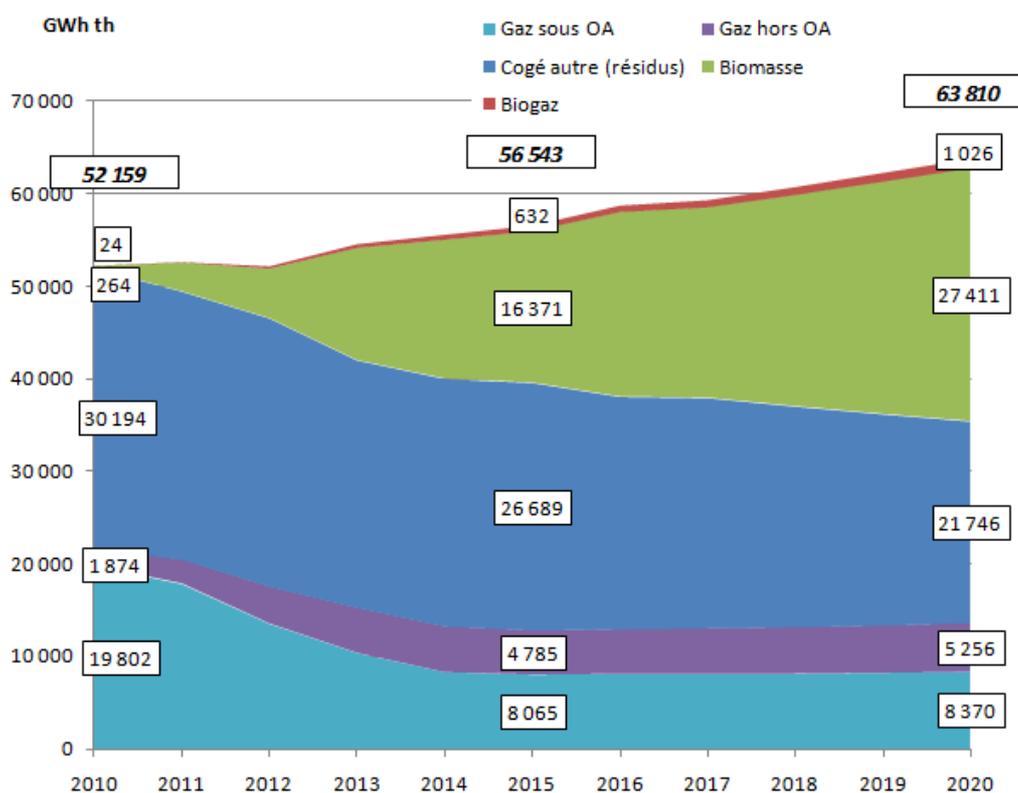


Figure 16 – Production de chaleur totale du potentiel économique de cogénération par combustible

### c) Emissions de CO<sub>2</sub> évitées et économies d'énergie primaire

#### *Emissions de CO<sub>2</sub> évitées*

La cogénération combinant à la fois de la production de chaleur et de la production d'électricité, cette technologie permet certains gains en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> et d'énergie primaire.

D'un point de vue émissions de CO<sub>2</sub> tout d'abord, la production d'électricité par cogénération permet d'éviter de recourir à un autre moyen de production d'électricité. Compte-tenu des caractéristiques techniques de la cogénération et de sa flexibilité notamment, il a été considéré dans cette étude que la cogénération se substituait dans tous les cas à un cycle combiné gaz. Le facteur d'émissions associé a été pris égal à 420 kgCO<sub>2</sub>/MWh<sup>16</sup> quelque soit le nombre d'heures de fonctionnement de la cogénération.

La cogénération ne produisant pas que de l'électricité, mais bien en premier lieu de la chaleur, l'ensemble du combustible utilisé ne peut être comptabilisé pour la production électrique. Afin de calculer un facteur d'émissions lié à la production électrique seule, la part des émissions liées à la production de chaleur a été retirée. Pour cela, la chaleur a été considérée comme ayant été produite par une chaudière classique.

<sup>16</sup> Le mode de production remplacé a été supposé comme étant systématiquement un cycle combiné gaz de rendement 55%; d'après la Décision 2007/589/CE [4], le contenu CO<sub>2</sub> correspondant est donc de : 231 [kgCO<sub>2</sub>/MWh] / 55% = 420 [kgCO<sub>2</sub>/MWh].

Compte tenu des hypothèses de rendements retenues pour les différentes technologies, les facteurs d'émissions pour la production d'électricité par cogénération sont donc les suivants :

	<i>Hypothèses</i>						<i>Résultats</i>	
	<b>Combustible</b>	<b>Chaleur seule</b>	<b>Cogénération 2010</b>		<b>Cogénération 2020</b>		<b>Elec. cogé 2010</b>	<b>Elec. cogé 2020</b>
	FE kgCO <sub>2</sub> /MWh	η réf.	η élec.	η chaleur	η élec.	η chaleur	FE kgCO <sub>2</sub> /MWh	FE kgCO <sub>2</sub> /MWh
Biomasse	0	86%	14%	76%	14%	76%	0	0
Biogaz	0	70%	40%	40%	42,5%	42,5%	0	0
Gaz (Industrie et RdC > 12MW)	231	90%	32%	48%	34%	51%	337	294
Gaz (RdC < 12MW et Coll.&Tert.)	231	90%	36%	45%	38%	48%	321	283
Cogé autre	264	80%	14%	76%	14%	76%	95	95

**Tableau 22 – Facteurs d'émission (FE) de CO<sub>2</sub> de la production d'électricité par cogénération selon le combustible (sources : Décision 2007/589/CE [4] et Annexe II de la Décision 2007/74/CE [2])**

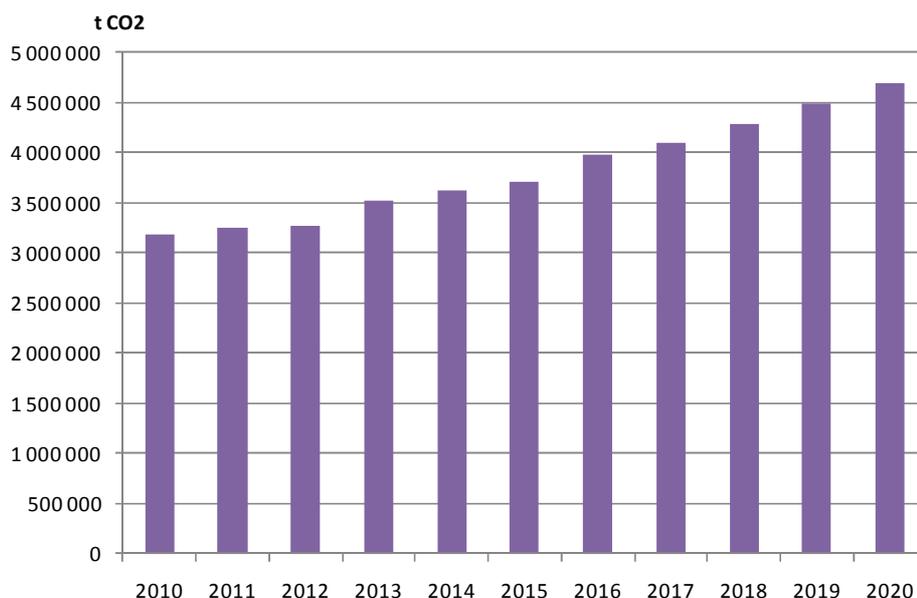
Les émissions de CO<sub>2</sub> évité par la cogénération sont donc calculées selon la formule suivante :

$$CO_2 \text{ évité} = \text{émissions de la production d'électricité séparée} - \text{émissions de la production d'électricité par cogénération}$$

**Équation 2 – Formule de calcul des émissions de CO<sub>2</sub> évitées**

La méthodologie utilisée pour le calcul des émissions de CO<sub>2</sub> liées à la production d'électricité par cogénération et des émissions évitées est détaillée en Annexe 10 de ce rapport.

Le parc installé gaz diminuant petit à petit au profit de la biomasse, les émissions évitées augmentent passant de 3 200 Mteq de CO<sub>2</sub> évitées en 2010 à plus de 4 600 Mteq CO<sub>2</sub> en 2020, comme le montre la figure suivante.

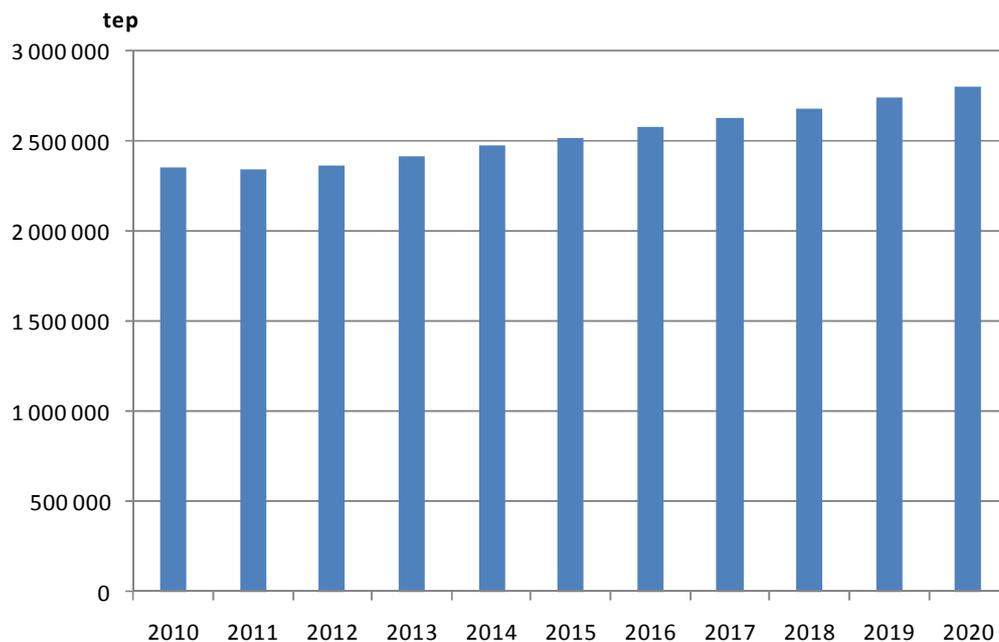


**Figure 17 – Emissions de CO<sub>2</sub> évitées par la cogénération**

### ***Economies d'énergie primaire***

Concernant les économies d'énergie primaire, on observe également une augmentation des économies théoriquement réalisées. Ceci provient des hypothèses et de la méthodologie de calcul donnée par la Directive. En effet, pour chaque technologie de cogénération, deux rendements de référence sont définis, l'un pour la production séparée de chaleur avec le même combustible que la cogénération, l'autre pour la production séparée d'électricité utilisant également le même combustible.

Pour la biomasse, l'écart entre les rendements de référence et les rendements de la cogénération est plus important que pour le gaz, entraînant des économies d'énergie primaire théoriques plus élevées dans le cas de la biomasse. La capacité installée de cogénération biomasse augmentant, la méthodologie et les hypothèses adoptées entraînent une augmentation de l'énergie primaire économisée.



**Figure 18 – Economies d'énergie primaire théoriques réalisées grâce à la cogénération**

La méthodologie utilisée pour le calcul des économies d'énergie primaire est détaillée en Annexe 11 de ce rapport.

L'augmentation de la cogénération, et notamment biomasse, permet d'accroître les économies d'énergie primaire (Figure 18), mais aussi les consommations de combustibles liées à cette technologie à l'horizon 2020 (Figure 19).

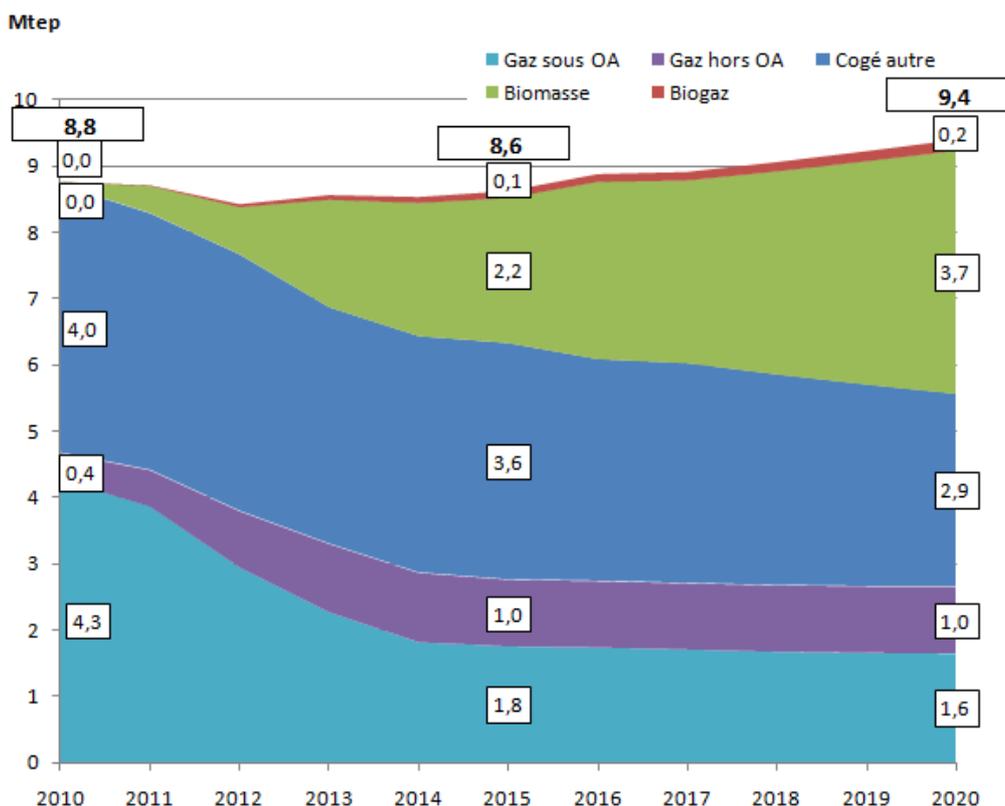


Figure 19 – Evolutions de la consommation de combustible par le parc de cogénération<sup>17</sup>

#### d) Coûts d'investissement et poids sur la CSPE

##### *Coût d'investissement*

Pour atteindre le potentiel économique total, un investissement important va être nécessaire pour rénover ou installer de nouvelles installations. Ainsi, entre 2010 et 2020, c'est près de 5 milliards d'euros qui devront être investis pour rénover les installations existantes et installer de nouvelles micro-cogénérations et cogénérations EnR permettant d'atteindre une capacité installée de 5 670 MWe en 2020.

Les tableaux ci-dessous donnent une estimation de l'investissement par secteur et par type d'opération.

Les hypothèses prises pour calculer ces niveaux d'investissement sont détaillées en Annexe 12.

<sup>17</sup> Les valeurs issues de notre modélisation top-down ont été corrigées afin de correspondre aux données statistiques du SOeS [13].

Investissement total (M€)	TOTAL 2010-2020
Industrie > 12 MWe (hors secteurs spécifiques)	771
Industrie < 12 MWe (hors secteurs spécifiques)	96
Secteurs industriels spécifiques (papeteries, raffineries, agroalimentaire)	2 010
Grands réseaux de chaleur > 12 MWe	714
Petits réseaux de chaleur < 12 MWe	150
Résidentiel collectif et Tertiaire > 36 kWe	181
Résidentiel < 36 kWe	1 007
<b>TOTAL</b>	<b>4 928</b>

**Tableau 23 – Investissement par secteur pour atteindre le potentiel économique de cogénération**

Investissement total (M€)	TOTAL 2010-2020
Coût conversion gaz -> cogé biomasse (M€)	1 011
Coût conversion cogé autre -> cogé biomasse (M€)	276
Coût conversion cogé -> chaudière (M€)	-62
Coût overhaul cogé gaz (M€)	184
Coût rénovation cogé gaz (M€)	435
Coût construction cogé biomasse (M€)	1 977
Coût construction cogé micro-cogénération gaz (M€)	1 007
Coût construction cogé biogaz (M€)	100
<b>TOTAL</b>	<b>4 928</b>

**Tableau 24 – Investissement par type d’opération et par combustible pour atteindre le potentiel économique de cogénération**

### ***Poids de la cogénération sur la CSPE***

La réalisation du potentiel économique de cogénération telle que modélisé dans cette étude, passe par l’augmentation du nombre de cogénération biomasse sous obligation d’achat et par le passage d’un certain nombre de cogénérations gaz existantes au tarif rénovation. Ces mesures de soutien ont un coût sur la CSPE, évalué à environ 900 M€ en 2020 (cf. Figure 21). La diminution du poids du soutien aux cogénérations gaz devrait être plus que compensée par l’augmentation du poids de la biomasse, autour de 530 M€ en 2020 (cf. Figure 20).

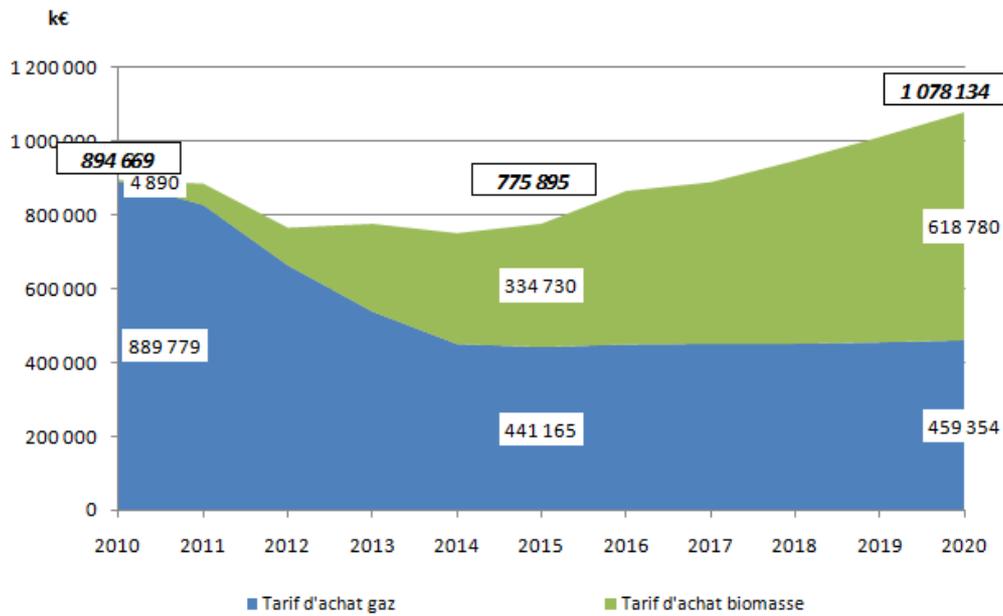


Figure 20 – Poids de la cogénération sur la CSPE : répartition par dispositif

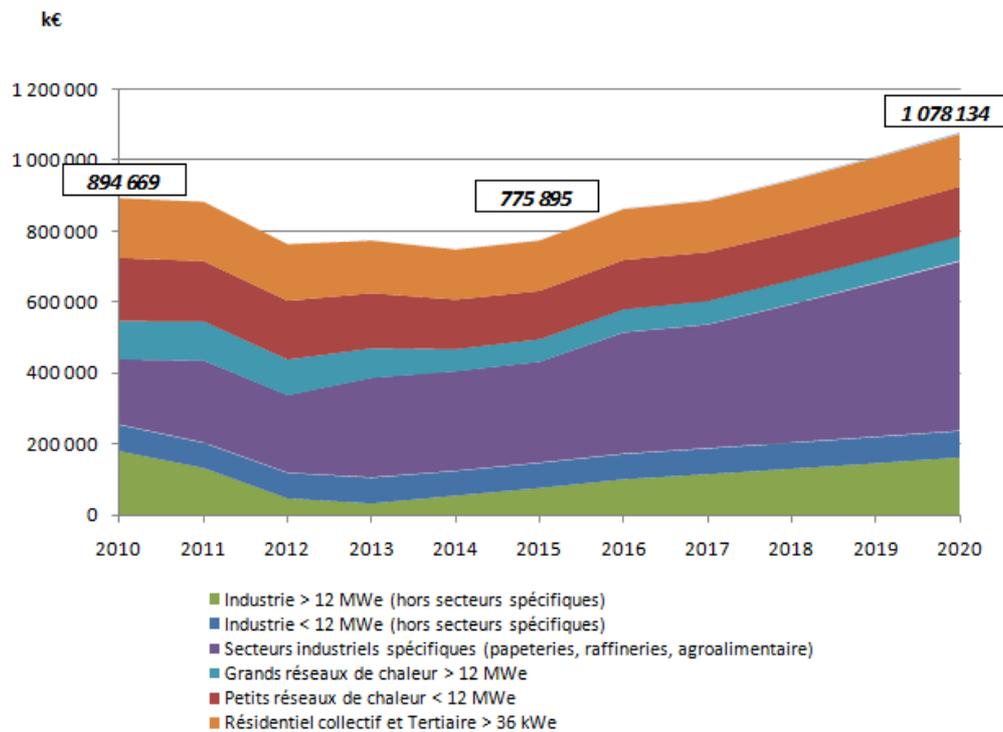


Figure 21 – Poids de la cogénération sur la CSPE : répartition par secteur

#### 4. Zoom sur la micro-cogénération

Le marché de la micro-cogénération commence à peine à émerger en France et les perspectives de développement sont donc très incertaines. Une description détaillée du contexte réglementaire et économique dans lequel s'inscrit la micro-cogénération est faite en Annexe 8.

Deux scénarios de développement ont été établis en fonction du coût de la micro-cogénération. On utilise ici comme modèle de pénétration sur le marché, un modèle de croissance de nouveaux produits de type courbe en S. Le marché potentiel ou la saturation sur le marché est défini suivant le prix établi de la micro-cogénération par rapport aux autres technologies.

Dans les deux hypothèses, on suppose que les CEE et le crédit d'impôt (avec un taux de 25% identique à la PAC) sont mis en place pour les micro-cogénérateurs. La différence provient du coût futur des micro-cogénérateurs.

##### ***Hypothèse basse (coût proche d'une pompe à chaleur)***

Dans le cas où la micro-cogénération aurait un coût équivalent à celui d'une pompe à chaleur (PAC), on fait l'hypothèse que son taux de pénétration dans le neuf où seules les technologies les plus performantes sont autorisées (pompes à chaleur électrique, chaudière + CESI) pourrait représenter un dixième du marché à terme dans l'individuel. La PAC dispose déjà d'une certaine notoriété et une image positive d'EnR. Dans l'existant, seules les catégories sociales supérieures à l'affût des nouveautés seraient à même d'opter pour la micro-cogénération (soit 2,5% du marché de remplacement des chaudières existantes sur la base de [23]).

Dans le cas des logements collectifs, on suppose un dimensionnement en base, c'est à dire un micro-cogénérateur (ou MCHP) pour 10 logements, afin d'optimiser le nombre d'heures de fonctionnement de la MCHP. Dans ce cas, la micro-cogénération serait une technologie intéressante financièrement. On suppose une part de marché potentielle de 10% dans le neuf. En revanche dans le collectif existant, on suppose une part de marché potentielle faible de 2.5%, la solution restant chère par rapport à des solutions plus conservatives (chaudière à condensation).

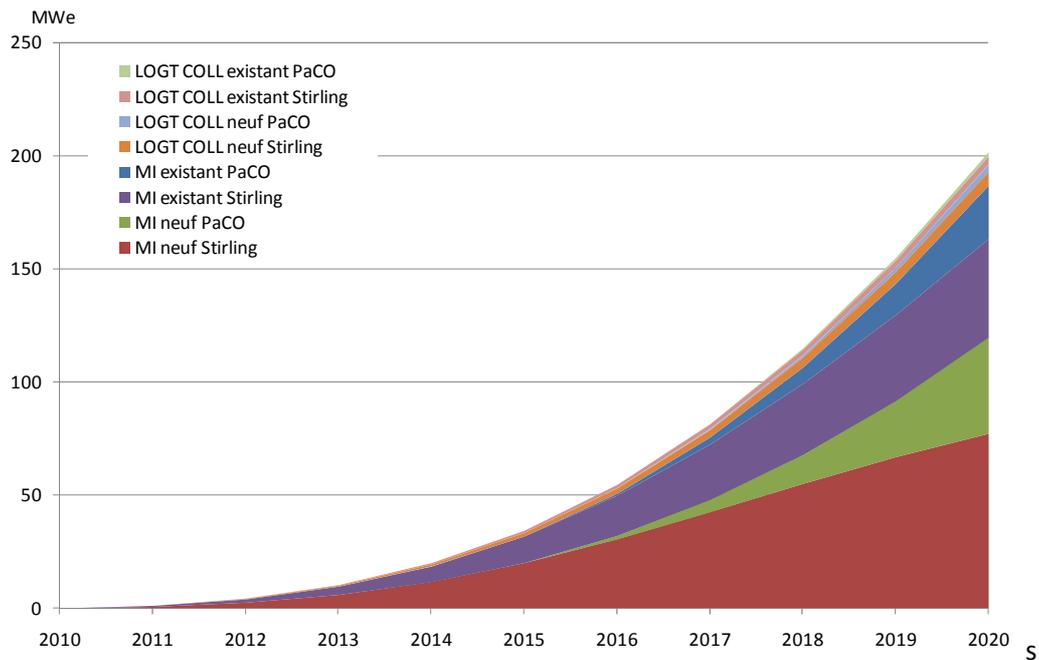
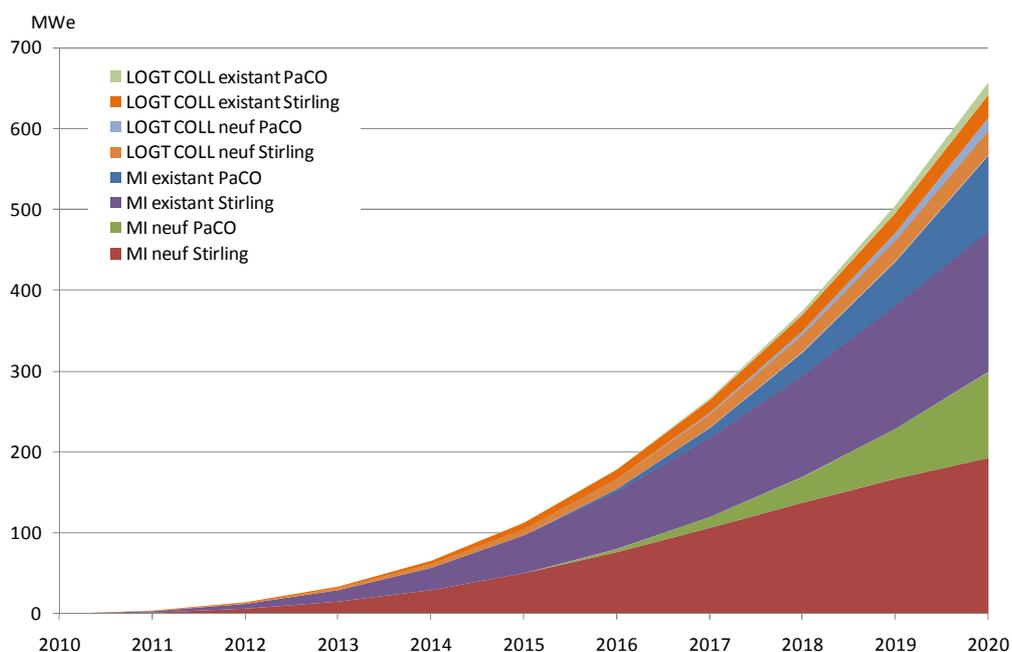


Figure 22 – Part de micro-cogénérateurs installés (hypothèse basse)

***Hypothèse haute (coût moins cher qu'une pompe à chaleur)***

Dans le cas où la micro-cogénération aurait un tarif situé entre les pompes à chaleur et les chaudières à condensation + CESI, son positionnement par rapport aux autres technologies autorisées dans le neuf pourrait lui permettre d'atteindre 25% du marché à terme. Dans l'existant, on suppose une part de marché de l'ordre de 10%. Dans le cas des logements collectifs, le coût de la technologie étant plus intéressant, on suppose un dimensionnement en base d'une chaudière à micro-cogénération pour 5 logements.



**Figure 23 – Part de micro-cogénérateurs installés (hypothèse haute)**

On suppose qu'une offre de piles à combustible (PaCO) devrait apparaître à partir de 2015 avec un développement similaire aux chaudières à micro-cogénération. La puissance électrique de chaque unité est fixée à 1kWe pour les chaudières à micro-cogénération Stirling et à 2 kWe pour les PaCO.

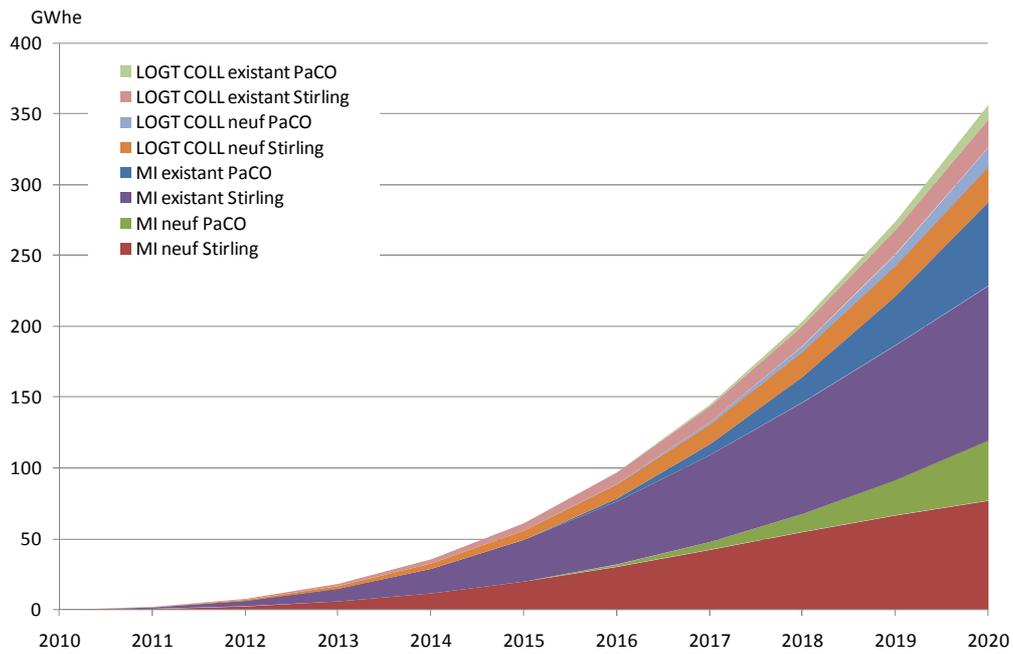
Ici, un développement spécifique des micro-cogénérateurs à base d'EnR n'est pas pris en compte. Leur développement devrait être marginal sauf à condition de mesures incitatives.

En nombre d'heures de fonctionnement, les hypothèses de fonctionnement équivalent pleine charge sont les suivantes :

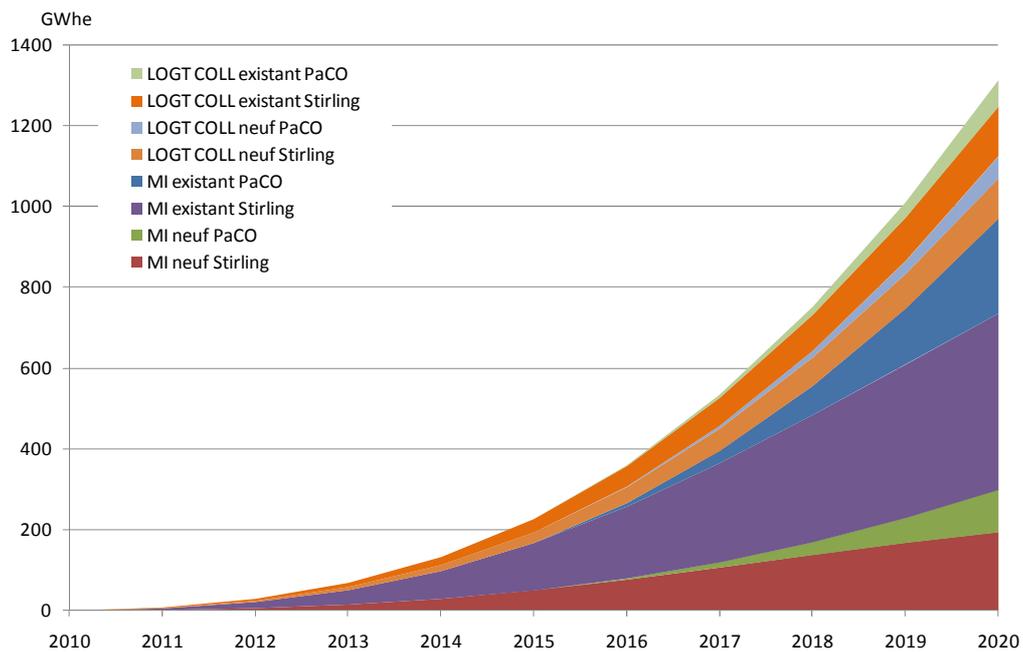
	h/an	h/an (cas dimensionnement 5 logts)
Maison individuelle Neuf	1 000	
Maison individuelle Existant	2 500	
Logement collectif Neuf	4 200	3 300
Logement collectif Existant	5 500	4 300

**Tableau 25 – Hypothèses d'heures de fonctionnement équivalent pleine charge des micro-cogénérateurs**

De ces hypothèses, on obtient une production électrique dans les deux cas :



**Figure 24 – Production électrique des micro-cogénérateurs installés (hypothèse basse)**



**Figure 25 – Production électrique des micro-cogénérateurs installés (hypothèse haute)**

## 5. Zoom sur la biomasse

Notre modélisation du développement de la cogénération biomasse est basée sur une double approche.

Nous avons d'une part estimé et discuté avec les parties prenantes un taux de conversion d'une cogénération existante (gaz ou résidus) vers une cogénération biomasse dans une approche « bottom-up ». C'est ce que nous avons détaillé précédemment dans le paragraphe III.2 b) « Résultats par secteur clé ».

Nous avons d'autre part effectué une analyse macro basée sur l'historique de réalisation du premier appel d'offre biomasse (« CRE 1 ») et sur un taux de réalisation des objectifs d'environ 70% pour les appels d'offre biomasse CRE 2, 3 et 4, sur la base des entretiens réalisés et des freins identifiés.

Nous avons par ailleurs fait l'hypothèse que le volume des installations concernées par le tarif d'achat serait pris sur l'enveloppe des AO CRE

Ceci nous amène aux estimations suivantes :

Bois	CRE 1	CRE 2	CRE 3	CRE4 et tarif d'achat	TOTAL
Conditions	> 12 MWe	> 5 MWe	>3 MWe	> 12 MWe et 5-12 MWe	-
Enveloppe projets	232 MWe	363 MWe	266 MWe	800 MWe	<b>1 661 MWe</b>
Projection de réalisation	93 MWe	254 MWe	186 MWe	560 MWe	<b>1 093 MWe</b>
Année de mise en service	2010	2012	2015	2016-2020	-

**Tableau 26 – Objectifs et projections de réalisation des appels d'offre biomasse CRE pris en compte dans l'étude**

En supposant d'autre part que 50% de cette réalisation proviendrait de nouvelles installations de cogénération, et 50% d'installations effectuant un changement de combustible, l'analyse macro concorde avec l'analyse « bottom up ».

Cette double approche nous a permis d'estimer le potentiel en termes de cogénération biomasse dans les différents secteurs étudiés, à la fois concernant les changements de combustible et les nouvelles installations, pour le bois et le biogaz.

Les deux paragraphes suivant donnent les résultats détaillés par énergie.

### **Le bois**

La cogénération biomasse forestière devrait se développer, essentiellement grâce aux AO biomasse, dans trois secteurs clés principaux identifiés dans cette étude :

- Industrie > 12 MWe (hors secteurs spécifiques)

- Secteurs industriels spécifiques (papeteries, raffineries, agroalimentaire)
- Grands réseaux de chaleur > 12 MWe

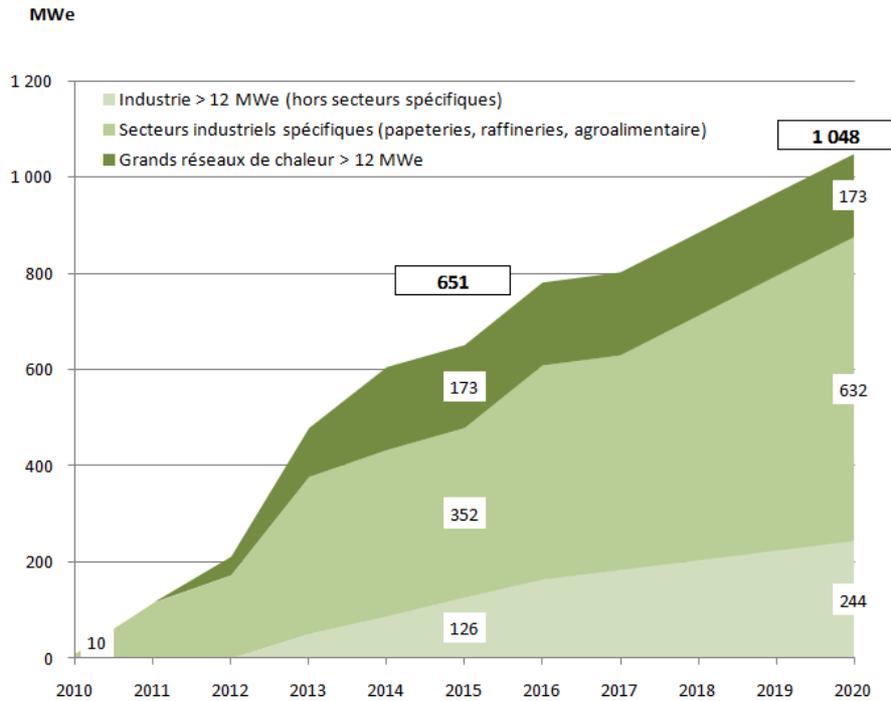


Figure 26 – Potentiel économique total de la cogénération biomasse par secteur d'activité

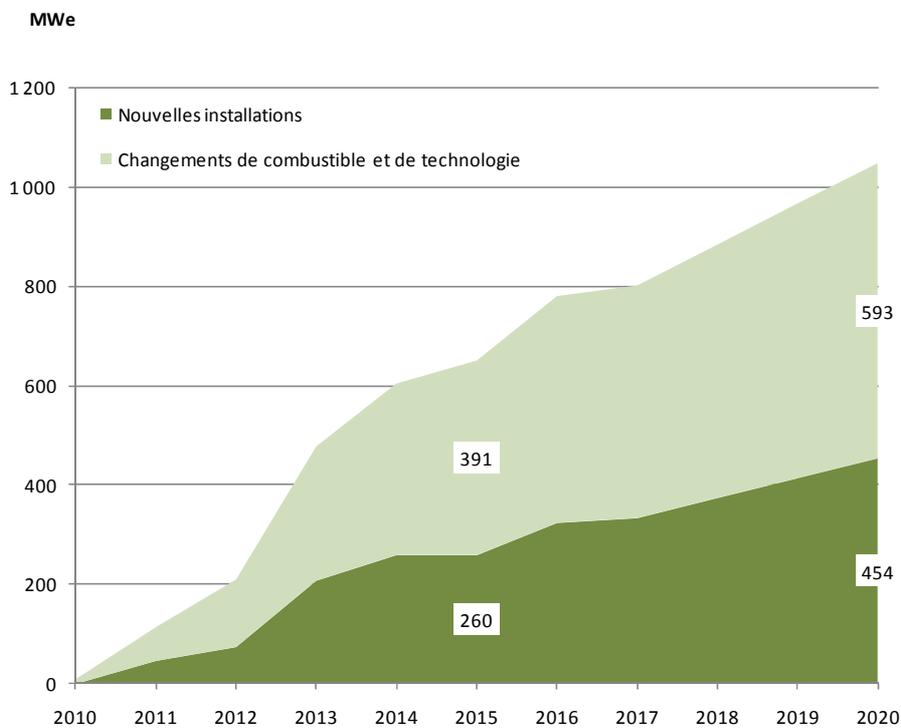


Figure 27 – Potentiel économique total de la cogénération biomasse : nouvelles installations et changements de combustible et de technologie

### **Le biogaz**

Le potentiel de développement de la cogénération au biogaz reste assez faible. En effet, plusieurs solutions permettent de valoriser ce gaz qui, produit relativement facilement à partir de boues de stations d'épuration ou de déchets (fermes, ordures ménagères,...), est de bonne qualité énergétique. Il peut être en effet :

- Valorisé directement sur place (notamment par cogénération)
- Injecté sur le réseau
- Utilisé dans des flottes captives de véhicules (ex : camion de collecte des ordures ménagères).

Ces deux dernières solutions semblent d'un point de vue énergétique et environnemental plus avantageuses : elles permettent de remplacer directement un combustible fossile par une EnR&R. Néanmoins, dans certains cas comme l'industrie agro-alimentaire ou les serres, la valorisation directe de biogaz sur site peut s'avérer intéressante. Elle remplacerait alors l'utilisation de combustible fossile pour répondre à un besoin de chaleur existant. Une capacité d'environ 140 MW pourrait ainsi être installée à horizon 2020 dans ces secteurs.

Parmi ces secteurs, c'est dans les secteurs industriels spécifiques que la plus grosse part de la puissance de cogénération biomasse devrait être installée. En effet, il s'agit d'industriels qui maîtrisent la ressource forestière et/ou la production d'électricité par cogénération.

Au global, nous estimons que plus de 1 GWe de cogénération biomasse devrait être installée à horizon 2020 et produire plus de 27 TWh de chaleur par an (2 350 Mtep). Ce calcul est basé sur les hypothèses spécifiques (notamment rendement des installations et nombre d'heures de fonctionnement) que nous avons détaillées précédemment. Il est globalement en ligne avec les objectifs affichés dans la PPI Chaleur, même s'il tombe en deçà de l'objectif cumulé des AO CRE (1,7 GWe). Ceci reste cohérent avec l'identification de freins au développement de la cogénération biomasse (cf. Partie IV paragraphe a) page 68)

Il est à noter qu'il se différencie de l'objectif de production électrique à partir de biomasse mentionné dans le PPI électrique (2,3 GWe).

## 6. Etude de sensibilité

Une étude de sensibilité a été menée selon les scénarios suivants :

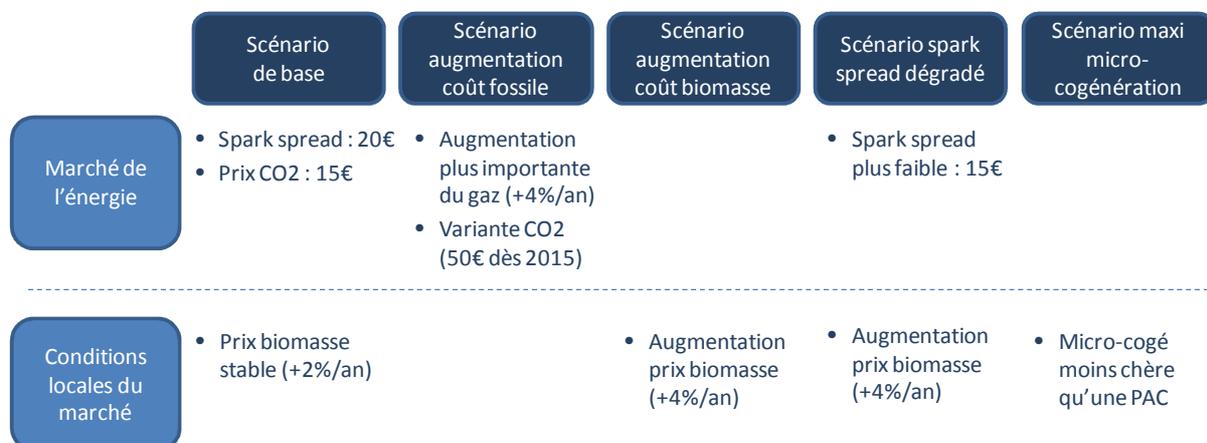


Figure 28 – Scénarios modélisés pour l'étude de sensibilité

Les résultats par scénario sont les suivants :

### **Scénario augmentation coût fossile**

Dans un scénario où le gaz augmenterait de 4% annuellement, et le prix du CO<sub>2</sub> passerait à 50 € par tonne dès 2015, la cogénération gaz devrait connaître une baisse plus importante que dans le scénario de base. En effet, dans ce scénario, la baisse globale du gaz est de 1,9 GW par rapport à 2010, soit une baisse de 450 MW supplémentaire.

Par ailleurs, la pénétration de la biomasse est plus forte dans ce scénario notamment grâce à une plus forte attractivité par rapport au gaz. Elle atteint en effet les 1,25 GW en 2020, soit 250 MW de plus que dans le scénario initial.

Au global, la baisse entre 2010 et 2020 de la capacité totale de cogénération installée est de 800 MWe.

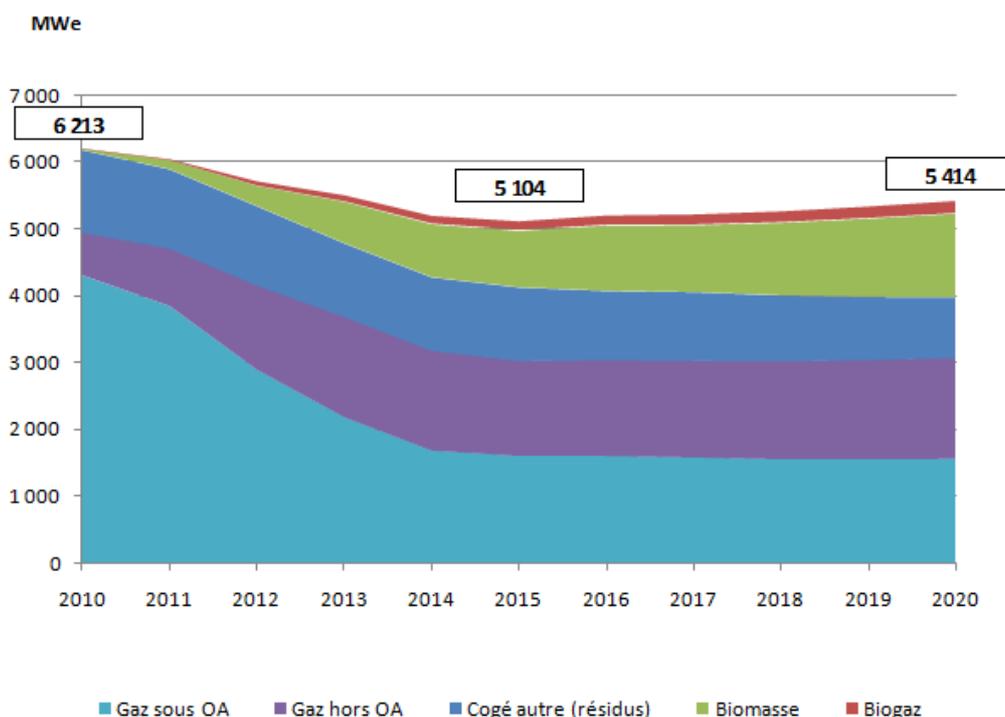


Figure 29 – Scénario augmentation coût fossile : potentiel économique de cogénération par combustible

### **Scénario augmentation coût biomasse**

Dans ce scénario, la baisse de la capacité de cogénérations gaz est plus contenue que dans le scénario de référence. En effet, par rapport au scénario de base, on aurait un taux de conversion de cogénérations gaz en cogénérations biomasse beaucoup plus faible, la biomasse devenant moins attractive et davantage de cogénérateurs préférant ainsi rester au gaz. Ainsi, la puissance de cogénération gaz installée en 2020 dans ce scénario serait inférieure d'environ 1,3 GW par rapport à 2010.

Par ailleurs, la pénétration de la biomasse et du biogaz est plus faible que dans le scénario de base. La puissance installée progresse tout de même d'après la modélisation utilisée de 700 MW par rapport à 2010.

Au global, la baisse entre 2010 et 2020 de la capacité totale de cogénération installée est de près de 800 MWe.

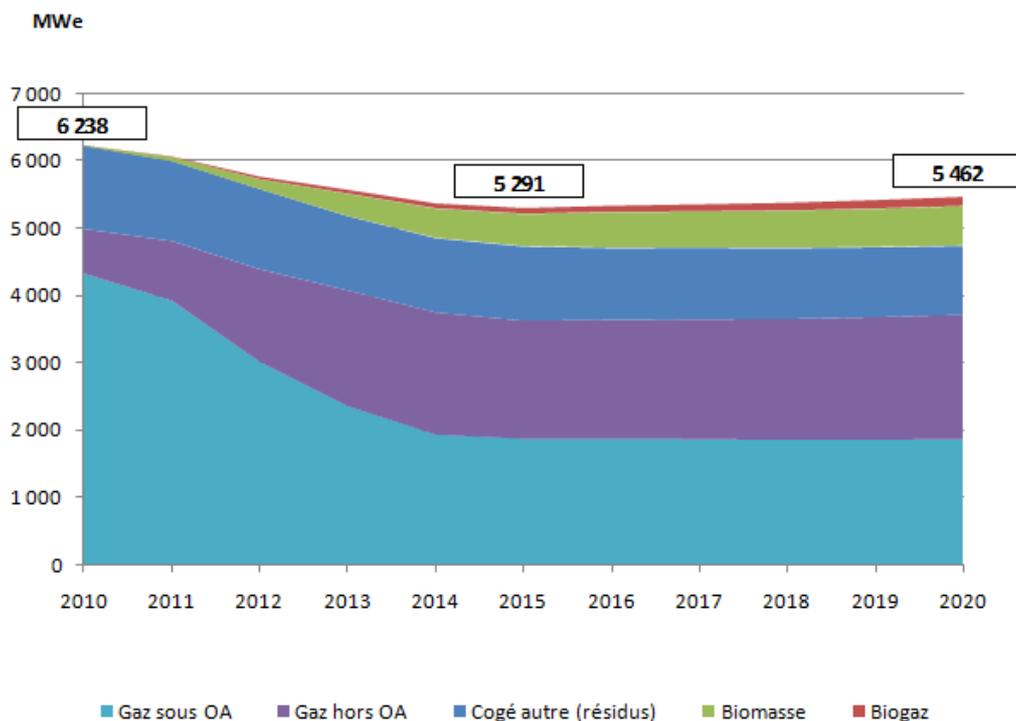


Figure 30 – Scénario augmentation coût biomasse : potentiel économique de cogénération par combustible

### Scénario spark spread dégradé

Avec un intérêt moins grand pour aller sur le marché de l'électricité, les cogénérations gaz seraient davantage arrêtées dans ce scénario. Ainsi, la baisse globale de la capacité installée en cogénération gaz serait d'environ 1,9 GW entre 2010 et 2020.

Compte tenu de la plus faible attractivité du fonctionnement sur le marché en cogénération gaz, la cogénération biomasse devient plus attractive dans ce scénario. La puissance totale installée en cogénération biomasse et biogaz augmente ainsi entre 2010 et 2020 de près de 1,3 GW. C'est surtout dans les réseaux de chaleur et les industries spécifiques que la modélisation prévoit un choix plus prononcé pour la biomasse.

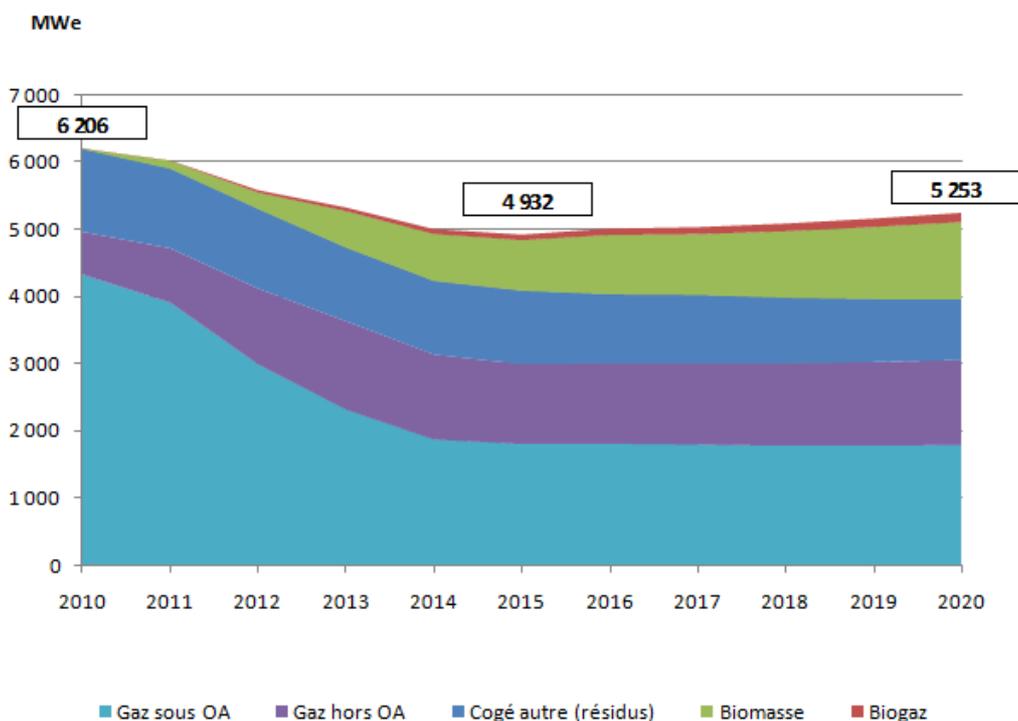


Figure 31 – Scénario minimum cogénération : potentiel économique de cogénération par combustible

### Scénario maxi micro-cogénération

Dans ce scénario, la micro-cogénération augmente fortement, pour atteindre plus de 650 MWe en 2020. Il s'agit de l'hypothèse haute de développement de cette technologie (cf. Figure 23). Plus de 350 MWe concernent le « gaz hors OA » : il s'agit des maisons individuelles neuves, dont le besoin de chaleur est faible et pour lesquelles il n'est pas intéressant de recourir à l'obligation d'achat. Les 300 MWe restants sont sous OA : ces capacités installées correspondent en effet à des micro-cogénérateurs installés dans des logements collectifs et des maisons individuelles existantes.

Les capacités installées dans les autres combustibles ne changent pas.

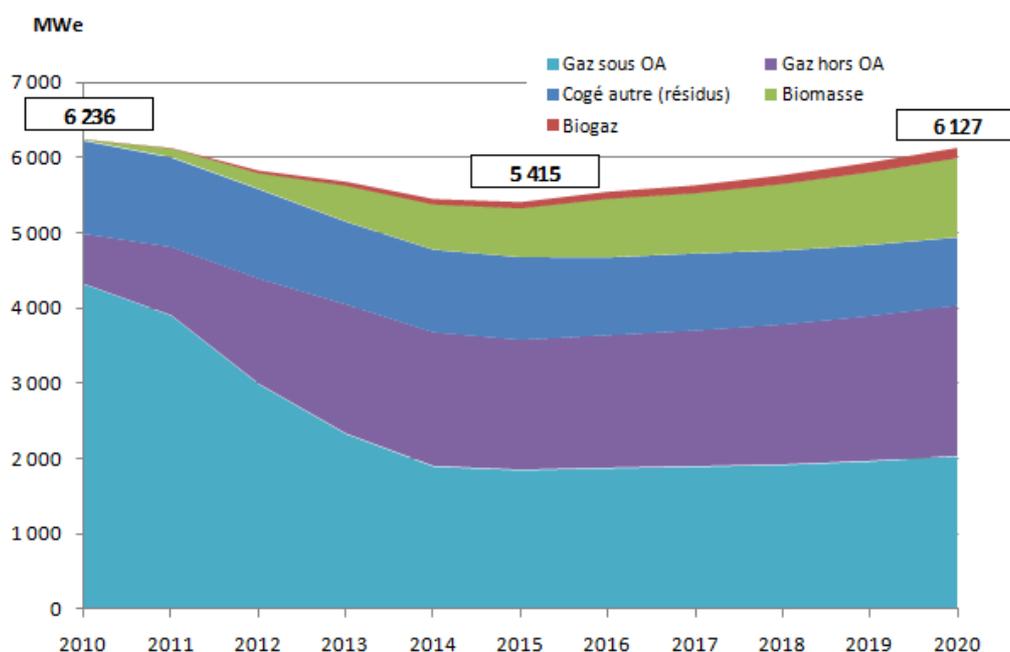


Figure 32 – Scénario maximum micro-cogénération : potentiel économique de cogénération par combustible

## 7. Cas particulier des réseaux de froid

Les réseaux de froid peuvent représenter, d'un point de vue théorique, un secteur de développement de la cogénération ou de la trigénération (production de chaleur, de froid, et d'électricité). Cependant, celle-ci ne représente pas dans les conditions actuelles une solution économiquement très attractive et devrait rester marginale en France.

Afin d'estimer dans un premier temps le potentiel technique de trigénération à horizon 2020, nous avons tout d'abord estimé le besoin total en froid en 2020. Ce besoin serait proche de 77 TWh.

Le potentiel technique de trigénération correspondant se situerait autour de 1 GWth<sup>18</sup> :

		2020
<b>Electricité</b>	Puissance installée	– *
	Production	0,97 TWh e
<b>Refroidissement</b>	Puissance installée	0,94 GW th
	Production	1, TWh th
<b>Combustible</b>	Production de froid et d'électricité associée	2,7 TWh

\* Dans la mesure où le froid devrait quasi exclusivement venir en complément de la production de chaleur grâce à de la trigénération, cela ne change pas le potentiel technique de cogénération calculé précédemment d'un point de vue capacité électrique installée

Tableau 27 – Potentiel technique 2020 de trigénération sur réseaux de froid

<sup>18</sup> Les hypothèses prises sont récapitulées en Annexe 14 du présent rapport.

Cette technologie, qui reste chère par rapport aux groupes froids, devrait peu se développer en France. Par ailleurs, compte tenu du coût déjà important de la cogénération biomasse ainsi que des contraintes techniques associées importantes, la trigénération devrait se faire quasi exclusivement au gaz naturel, via des moteurs et des turbines à gaz. Dans la mesure où les conditions économiques sont relativement défavorables, nous avons estimé qu'environ 5% du potentiel technique devrait être atteint à horizon 2020, soit une capacité thermique supplémentaire d'environ 50 GWth.

#### IV. PRINCIPAUX FREINS ET LEVIERS DE DEVELOPPEMENT

Comme il apparaît dans le chapitre II, le potentiel technique ne devrait pas être atteint en 2020, le parc se transformant mais ne progressant pas au global (maintien à environ 20% du potentiel technique, même si certains secteurs progressent comme le résidentiel et les industries maîtrisant leurs gisements de combustibles).

Ceci peut s'expliquer par plusieurs raisons

- *Paramètre temps* : le développement de nouvelles filières spécifiques comme la cogénération biomasse ou la micro-cogénération prend du temps : ainsi pour ces filières, le démarrage est progressif sur la période 2010-2020 pour parvenir à maturité sur la période 2020-2030 ;
- *Contraintes liées à l'investissement dans des moyens de production d'électricité (internalisés ou externalisés)* : contraintes opérationnelles et contraintes financières qui font que le choix technique n'est pas un choix naturellement « adapté » pour le consommateur de chaleur ;
- *Freins au développement* : liés aux conditions actuelles techniques, économiques et réglementaires, ils empêchent la pleine exploitation de certains potentiels atteignables sur la période 2010-2020. Ce sont ces freins que nous allons analyser dans ce chapitre ainsi qu'une liste de mesures qui pourraient lever tout ou partie de ces freins et ainsi permettre au parc de cogénération de progresser significativement d'ici 2020.

##### 1. Des freins pour quatre potentiels de cogénération

L'analyse dans le chapitre précédent (Potentiel économique) des alternatives pour le consommateur de chaleur nous conduit à considérer quatre potentiels comme étant « freinés » sur la période 2010-2020 :

- *Le potentiel de cogénération à partir de biomasse forestière* : Le potentiel économique en 2020 a été estimé à environ 1 GW électrique. Une part plus importante de la biomasse dans le mix combustibles permettrait des économies d'énergie primaire et d'émissions de CO<sub>2</sub> plus importantes.
- *Le potentiel de cogénération gaz sur le marché* : un certain nombre d'installations de cogénération sortant du tarif d'achat n'iront pas sur le marché. Pour ces installations, les contraintes opérationnelles ne permettent pas aux prix de marché de l'électricité de couvrir les surcoûts d'exploitation liés à la cogénération, et conduisent à l'érosion du parc cogénération gaz.
- *Le potentiel de rénovation des cogénérations* : financièrement attractive à conditions équivalentes, la rénovation ne sera cependant pas choisie par toutes les installations, notamment du fait de contraintes opérationnelles et d'un risque sur le gisement de chaleur et sur le prix du CO<sub>2</sub>, contribuant aussi à l'érosion du parc cogénération gaz.
- *Le potentiel de micro-cogénération* : les conditions économiques actuelles ne permettent pas le développement de la micro-cogénération gaz dans l'existant (et a fortiori la micro-cogénération

biomasse). Cette partie significative du potentiel technique pourrait être exploitée même partiellement à travers des mesures spécifiques.

## **2. Freins et leviers de développement pour chaque potentiel**

Pour chaque potentiel, nous avons listé les freins principaux à la pleine réalisation du potentiel, freins qui ont pu être évoqués lors des entretiens avec les acteurs de la filière cogénération.

Pour lever ces freins, nous avons ensuite identifié quelques leviers d'action qui pourraient permettre un développement de la cogénération plus important que le potentiel économique calculé plus haut.

Cette liste de leviers ne prétend pas être exhaustive. Par ailleurs ces leviers ne sont à ce stade que des pistes d'actions et devront faire l'objet d'une analyse approfondie pour valider leur pertinence.

### **a) Cogénération biomasse forestière**

Les freins suivants au développement de la cogénération biomasse ont pu être identifiés :

- Faible structuration du marché de la biomasse forestière: l'offre de bois-énergie n'est pas assez transparente, le signal prix n'est pas suffisamment clair, le marché est peu liquide, les contrats d'approvisionnement long-terme sont rares. En conséquence les consommateurs de chaleur n'ayant pas un accès privilégié à la ressource forestière ont des difficultés à sécuriser leurs approvisionnements.
- Forte incertitude sur le prix de marché de la biomasse : si l'incertitude sur le prix est constitutive de l'ensemble des combustibles, la déconnection du prix de la biomasse forestière avec les prix de l'énergie (et notamment de l'électricité), au contraire du gaz, limite les possibilités de couverture et fait peser un risque sur la rentabilité de la cogénération biomasse.
- Productivité de la filière biomasse forestière à améliorer : du fait notamment de la structure très morcelée de la propriété forestière en France ainsi que de l'essor récent de la filière bois-énergie, l'exploitation de la biomasse forestière est encore peu mécanisée: des gains de productivité permettraient de maîtriser le prix de la biomasse forestière dans un contexte de tension sur la demande. Cette évolution vers une plus grande productivité peut aujourd'hui se retrouver en conflit avec d'autres valorisations de la forêt, notamment en terme de valeur culturelle et de valeur biodiversité.
- Technologie non encore mature : si les chaudières biomasse sont aujourd'hui des process maîtrisés, les cogénérations biomasse sont encore récentes sur le marché et la technologie doit encore évoluer en termes de fiabilité et de coût d'exploitation. Le caractère « non éprouvé » de cette technologie a un coût en termes de financement de projet.
- Seuil minimal de puissance fixé à 5 MWe : le tarif de rachat ainsi que les AO CRE en cours et à venir (3 et 4), notamment dans une logique d'un partage de la ressource biomasse, considérée comme limitée, entre une valorisation chaudière (pour les plus petites puissances) et une valorisation cogénération (pour les plus grandes puissances). En conséquence le potentiel de

cogénération pour les installations entre 1 et 5 MWe (tel que révélé dans l'AO CRE 3) se retrouve limité.

Pour lever ces freins, plusieurs actions peuvent être envisagées :

- *Mettre en place un observatoire du prix de la biomasse* : un tel observatoire permettrait de faire émerger des prix moyens par bassin forestier, prix qui pourraient servir de référence pour les consommateurs de chaleur. Il aurait pour avantage de mettre en évidence les tensions sur l'équilibre offre / demande ainsi que les différences de coût de production à travers le territoire national.
- *Soutenir les gains de productivité de la filière biomasse forestière* : les plans de mobilisation de la biomasse pour un usage énergétique créant une tension sur le marché, il sera nécessaire de favoriser les gains de productivité pour éviter une trop grande augmentation du prix de la biomasse forestière. A ce titre, une aide pourrait être apportée à l'investissement dans les exploitations forestières afin de favoriser ces gains de productivité, tout en veillant à respecter les autres usages de la forêt.
- *Envisager une indexation du prix du tarif de rachat sur le prix de la biomasse forestière* : à défaut de pouvoir maîtriser le prix de la biomasse forestière, et à condition de pouvoir disposer d'un référentiel de prix sur la biomasse forestière (cf. supra), il pourrait être envisagé d'introduire dans le tarif de rachat une part variable avec l'évolution du prix de la biomasse forestière, et ce, dans une logique similaire à celle qui prévaut pour les tarifs de rachat de la cogénération gaz, afin de partager le risque prix combustible entre l'Etat et le consommateur de chaleur, ce risque étant aujourd'hui un frein à l'investissement dans la cogénération biomasse. Cette mesure ne doit cependant pas ralentir les gains de productivité qui doivent être entrepris dans la filière biomasse forestière.

## **b) Mise sur le marché de la cogénération gaz**

Les freins suivants au développement de la cogénération gaz sur le marché de l'électricité ont pu être identifiés :

- *Manque d'expertise sur le marché de l'électricité* : les cogénérateurs, à l'exception des grosses installations externalisées à des gestionnaires spécialisées, n'ont pas l'expérience pour maîtriser le fonctionnement du marché de l'électricité et les risques associés. Ceci peut constituer un frein pour les installations à aller sur le marché.
- *Limitation de la compétitivité sur le marché de l'électricité* : les contraintes opérationnelles de couplage avec le besoin de chaleur résultent en une flexibilité de l'installation moins importante que ses concurrents sur le marché libre de l'électricité (au premier rang desquels les cycles combinés gaz). Cette flexibilité limitée ainsi que des coûts d'exploitation plus élevés limitent la rentabilité des cogénérations face à leurs concurrents. En effet cette moindre compétitivité est la contrepartie d'externalités positives (notamment les gains d'économie d'énergie primaire) qui ne sont pas valorisés actuellement sur le marché de l'électricité.

Pour favoriser le développement de la cogénération sur le marché, et notamment pour augmenter le taux d'utilisation des installations ayant décidé de fonctionner sur le marché, plusieurs actions peuvent être envisagées :

- *Favoriser le développement de l'offre d'agrégation* : les consommateurs de chaleur ne souhaitant pas ou ne pouvant pas internaliser la compétence de gestion du marché de l'électricité, doivent pouvoir recourir à un intermédiaire qui pourra gérer pour eux la mise sur le marché de l'électricité produite.
- *Rémunérer les capacités électriques de cogénération prévues par la loi NOME* : le volet marché de capacités de la loi NOME permet de rémunérer les capacités électriques installées. Les spécificités de la cogénération en termes de profils de production devront être intégrées dans le calcul de ce marché de capacité.
- *Favoriser la prise en compte par les acteurs du marché des externalités positives de la cogénération* : la disparition du tarif de rachat et les conditions actuelles de marché ne permettant pas de valoriser ces externalités positives, des dispositifs existants comme les « garanties d'origine » et les « certificats d'origine » peuvent théoriquement permettre aux acteurs d'intégrer ces externalités. Si le dispositif existe en France, l'absence d'obligation des fournisseurs d'électricité français de détenir des garanties d'origine d'électricité produite par cogénération à haut rendement ne permet pas de valoriser aujourd'hui ces garanties d'origine sur le marché.
- *Etudier la possibilité de rémunérer les externalités positives de la cogénération* : à défaut de pouvoir intégrer les externalités dans le marché, il pourrait être envisagé de compléter les revenus du marché par une prime complémentaire « environnementale » qui permettrait de rendre compte des externalités positives de la cogénération.

### **c) Rénovation des cogénérations gaz existantes**

Les freins suivants au développement de rénovation de la cogénération gaz ont pu être identifiés :

- **Risque quota CO<sub>2</sub>** : à partir de 2013, les quotas CO<sub>2</sub> seront mis aux enchères pour les installations soumises à l'ETS. Aujourd'hui les tarifs de rachat ne prennent pas en compte ce surcoût qui se matérialisera pour les installations dont la puissance totale est supérieure à 20 MWth.
- **Contraintes de raccordement pour les moteurs à gaz > 5MWe** : la réglementation a durci en 2010 les conditions de raccordement au réseau (recommandations STEEGBH) afin de garantir la sécurité de celui-ci. Si ces conditions sont atteignables par les technologies de turbine à gaz, les technologies actuelles de moteur ne paraissent pas pouvoir respecter ces conditions. Ceci constitue aujourd'hui un frein à la rénovation des installations de moteur gaz.

Pour maximiser la rénovation des installations gaz, les actions suivantes pourraient être envisagées :

- *Prise en compte du coût carbone dans le tarif de rachat* : il pourrait être étudié (pour les installations soumises à quotas) une juste répartition du surcoût du combustible sur les ventes de chaleur et d'électricité. Dans ce cadre, le tarif de rachat rénovation pourrait intégrer une partie de ce surcoût, à condition que ce mécanisme ne pose pas des problèmes juridique en terme d'égalité des bénéficiaires devant le tarif.
- *Accorder des dérogations temporaires quant aux conditions de raccordement pour les technologies moteur gaz* : cette solution qui a été mise en place en Allemagne pourrait permettre aux industriels de travailler sur les technologies afin de faire émerger une solution technique permettant de garantir la sécurité du réseau. Cette action devra naturellement faire l'objet d'une étude de la STEEGBH afin de vérifier sa faisabilité technique.

#### **d) Essor de la micro-cogénération**

Les freins suivants au développement de rénovation de la cogénération gaz ont pu être identifiés :

- *Coût encore trop important de la technologie* : en termes de coûts d'exploitation, la micro-cogénération Stirling sera plus chère que les solutions « Chaudière condensation + CESI » et « Pompe à chaleur Basse température » de l'ordre de 60 €/an et 120 €/an, ce qui limite fortement sa pénétration.
- *Faiblesse du mécanisme de soutien dans l'existant* : la technologie de micro-cogénération est en concurrence avec d'autres technologies qui ont déjà pénétré le marché telles que les pompes à chaleur, le solaire thermique, lesquelles ont de plus l'avantage d'être subventionnées (notamment via le crédit d'impôt). Pour la micro-cogénération, l'obligation d'achat de l'électricité produite actuellement fixée à 8 c€/kWh n'est pas suffisamment incitative. Enfin, les fiches CEE existantes (BAR-TH 35, BAT-TH-23, BAT-TH-28 GT) et en cours de préparation pour le 7<sup>ème</sup> arrêté (« chaudière à micro-cogénération ») ne peuvent à elles-seules combler le surcoût actuel de la micro-cogénération.
- *Contraintes de raccordement* : la procédure de mise en service du raccordement au réseau d'un micro-cogénérateur dans le cas d'une vente du surplus dure environ 6 mois et 3 mois. Ces procédures à l'installation sont contraignantes et peuvent être rédhibitoires pour des maîtres d'ouvrage et des maîtres d'œuvre qui pourront trouver ces procédures trop contraignantes pour décider d'investir. Une simplification et une accélération des démarches participeraient à un développement de la micro-cogénération en France. Par ailleurs le dispositif de rachat engendre actuellement des frais de raccordement entre 200 et 400 € TTC et des frais annuels de 57 € TTC facturés par ErDF.

Pour favoriser le développement de la micro-cogénération, notamment dans les bâtiments existants, les actions suivantes pourraient être envisagées :

- *Instauration d'un tarif de rachat spécifique à la micro-cogénération* : un tarif de rachat adapté aux conditions économiques actuelles de la cogénération pourrait être une solution pour

favoriser l'installation d'un parc de manière plus significative. Une dégressivité de ce tarif d'achat en fonction de la baisse attendue du coût d'investissement devrait être prévue.

- *Autres incitations* : différentes aides à l'investissement peuvent être envisagées afin d'augmenter le temps de retour sur investissement : au-delà du bénéfice du crédit d'impôt attribué aux technologies les plus performantes déjà évoqué précédemment, la micro cogénération pourrait être aussi être éligible au dispositif de l'« éco-prêt à taux zéro » pour les opérations de rénovation énergétique.
- *Développement des systèmes de compteur intelligents* : afin de simplifier les procédures de comptage et de facturation de l'électricité produite et vendue sur le réseau, le développement prévu des compteurs intelligents devrait permettre de lever les freins actuels.

## CONCLUSION

Le parc de cogénération en France est à un moment charnière de son évolution : après une décennie 2000-2010 qui a vu le parc des installations augmenter très rapidement (de 1 à 6 GWe) grâce à une politique de soutien à la cogénération gaz, la réorientation de cette politique de soutien, notamment vers la cogénération biomasse, devrait profondément modifier les conditions de la cogénération en France et transformer le parc existant.

Dans les conditions actuelles, et sous un certain nombre d'hypothèses économiques, si le parc cogénération actuellement majoritairement alimenté au gaz devrait se convertir en partie à la biomasse, il ne paraît pas être amené à augmenter sa capacité globale de production électrique, celle-ci régressant probablement à horizon 2020 de 5 à 15% suivant les hypothèses.

En effet, si le calcul du potentiel technique montre une possibilité théorique de couvrir une grande partie des besoins de chaleur de l'ensemble des segments considérés, et ce avec un parc installé d'environ 30 GWe, la maturité des technologies, les conditions économiques et l'orientation des politiques de soutien résultent en un essor contenu et progressif de la cogénération biomasse, essor qui ne compense pas complètement la sortie du parc d'une partie des installations de cogénération gaz.

Il est à noter que la réalisation de ce potentiel économique permet à la France à l'horizon 2020 d'économiser annuellement environ 4,5 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> et 2,75 millions de tonnes d'énergie primaire tout en mobilisant des ENR pour la production d'électricité à hauteur d'1 GW, et ce pour un coût de politique de soutien (CSPE) d'environ 1,1 milliard d'euros.

Sur le plan micro-économique, les installations de cogénération sans dispositif de soutien (et qui doivent acheter leurs combustibles) présentent structurellement pour les consommateurs de chaleur en France un déficit de compétitivité par rapport à une production séparée de chaleur et un achat d'électricité sur le réseau, et ce en raison du faible coût de l'électricité, du surinvestissement important et des contraintes de flexibilité résultantes pour le consommateur de chaleur : dans ce cadre, seule une politique de soutien significative paraît susceptible de déclencher l'investissement dans une nouvelle installation de cogénération.

En conséquence, l'enjeu des années à venir est double :

- *Eviter une trop grande érosion des capacités existantes gaz* : ces installations permettent aujourd'hui de réaliser des économies d'énergie significatives (et ainsi de contribuer à la réduction des émissions de GES). L'enjeu est de trouver les conditions techniques et financières optimales pour maintenir ce parc tout en minimisant les charges de soutien et les situations de rente potentielles.
- *Permettre l'essor de la cogénération biomasse* : ces installations ont l'avantage d'être contributrices sur les 3 volets de la politique 3x20 de la France. L'enjeu est ici de déclencher les investissements dans de nouvelles capacités en apportant une visibilité sur les revenus électriques et en minimisant le risque lié à la filière d'approvisionnement de biomasse forestière.

Les freins actuels que nous avons identifiés empêchent de répondre complètement à ces enjeux.

La mise en œuvre d'un certain nombre de leviers d'actions pourrait contribuer à lever ces freins et permettre ainsi au parc de cogénération français de franchir un nouveau cap et de contribuer ainsi à

encore augmenter les gains d'énergie primaire tout en satisfaisant aux objectifs de réduction des émissions de GES et de développement des EnR.

## Glossaire

**ADEME** : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie ; <http://www.ademe.fr>

**AMORCE** : Association nationale des collectivités, des associations et des entreprises pour la gestion des déchets, de l'énergie et des réseaux de chaleur ; <http://www.amorce.asso.fr>

**AO** : Appel d'offre

**ATEE** : Association technique énergie environnement ; <http://www.atee.fr/>

**C/E** : rapport chaleur / électricité : puissance thermique cogénération (MW th) / puissance électrique cogénération (MW e), ou : production de chaleur cogénérée (MWh th) / production d'électricité cogénérée (MWh e)

**CESI** : Chauffe Eau Solaire Individuel

**CET** : Centre d'enfouissement technique

**CCG** : Cycle combiné gaz

**CIBE** : Comité Interprofessionnel du Bois-Energie ; <http://www.cibe.fr/>

**Clean spark spread** : marge brute réalisée par un producteur d'électricité produisant à partir d'une centrale gaz, une fois le coût du CO<sub>2</sub> retiré ; spark spread diminué du coût du CO<sub>2</sub> associé à la production de l'électricité produite

**CRE** : Commission de régulation de l'énergie ; <http://www.cre.fr/>

**CSPE** : contribution au service public de l'électricité

**ECS** : Eau chaude sanitaire

**LC** : Logement collectif

**MCHP** : Micro combined heat and power, ou micro-cogénération

**MI** : Maison Individuelle

**OA** : Obligation d'achat

**PAC** : Pompe à chaleur

**RdC** : Réseaux de chaleur

**SOeS** : Service de l'observation et des statistiques ; <http://www.statistiques.equipement.gouv.fr/>

**Spark spread** : marge brute réalisée par un producteur d'électricité produisant à partir d'une centrale gaz ; c'est l'écart entre le prix auquel est vendue l'électricité sur le marché et le coût de combustible pour produire cette quantité d'électricité.

## Bibliographie

### Directives Européennes

- [1] Directive 2004/8/CE du Parlement européen et du Conseil du 11 février 2004 concernant la promotion de la cogénération sur la base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie et modifiant la directive 92/42/CEE
- [2] Décision 2007/74/CE de la Commission du 21 décembre 2006 définissant des valeurs harmonisées de rendement de référence pour la production séparée d'électricité et de chaleur en application de la directive 2004/8/CE du Parlement européen et du Conseil
- [3] Décision 2008/952/CE de la Commission du 19 novembre 2008 établissant des orientations détaillées pour la mise en oeuvre et l'application de l'annexe II de la directive 2004/8/CE du Parlement européen et du Conseil
- [4] Décision 2007/589/CE de la Commission du 18 juillet 2007 définissant des lignes directrices pour la surveillance et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre, conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil
- [5] Template to facilitate the submission of data/information on national potential for the application of high-efficiency cogeneration following Article 6 and Annex IV of the cogeneration Directive 2004/8/EC

### Rapports

- [6] Inspection générale des Finances – Conseil général des Mines, *Les installations de cogénération sous obligation d'achat*, janvier 2007
- [7] ADEME, *Les chiffres clés du bâtiment – Énergie - Environnement 2007, 2008*
- [8] SNCU, *Enquête nationale de branche sur les réseaux de chaleur et de froid portant sur l'année 2008*, novembre 2009
- [9] VNK, *Eco-design of Boilers - Report of Task 4*, 2007
- [10] CLIP, *Les cahiers du Club d'Ingénierie Prospective Energie et Environnement – N°15 : Cogénération et émissions de CO<sub>2</sub> - Impact de la pénétration de la cogénération décentralisée de faible puissance sur les émissions de CO<sub>2</sub> en France*, 2004
- [11] MEEDDM – DGEC, *Programmation pluriannuelle des investissements de production de chaleur – Période 2009 – 2020*, 2009
- [12] SES – Enerdata, *Le parc immobilier du secteur tertiaire*, 2001
- [13] SOeS, *Enquête annuelle sur la production d'électricité*, 2010
- [14] MINEFI/DGEMP – CEREN, *Le parc français des équipements de cogénération au 31 décembre 2003*, juillet 2005
- [15] Commission Européenne/Programme SAVE, Ministère de la région Wallone, *La petite cogé pour qui pour quoi*, mars 1997

- [16] Applied Thermal Engineering, *Energy saving in airports by trigeneration Part I & II*, Cardona et al. volume 26, 2006
- [17] ATEE/ADEME, *Fiche de calcul des certificat économie d'énergie C326 - Raccordement a un reseau de chaleur alimenté par des énergies renouvelables*, mars 2007
- [18] Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía, *Analisis del potencial de cogeneracion de alta eficiencia en España 2010 – 2015 – 2020*, octobre 2007
- [19] CIBE, *Simulations de la production combinée d'électricité et de chaleur à partir de bois - Commentaires sur les hypothèses et les résultats*, juillet 2009
- [20] CDC Climat, *Tendances Carbone – Méthodologie version 3*, septembre 2007
- [21] ADEME – Perdurance, *Evolution des coûts d'investissement bois énergie*, avril 2009
- [22] Commission de régulation de l'énergie (CRE), *Délibération du 26 novembre 2009 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant, à titre principal, l'énergie dégagée par la combustion de matières non fossiles d'origine végétale ou animale telles que visées au 4° de l'article 2 du décret no 2000-1196 du 6 décembre 2000 (NOR : DEVE1000095V)*, janvier 2010
- [23] Rogers, E., *Diffusion of Innovations*, Free Press, 2003 pour la cinquième édition
- [24] IBGE-BIM (Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement), *Guide de pertinence pour les acteurs du secteur tertiaire, PME, Logement en région de Bruxelles-Capitale*, Réalisé par l'ICEDD juillet 2005
- [25] Région wallonne, *Le réactif n°46 – le point énergie de la région wallonne*, janvier 2006

## Annexe 1 – Hypothèses détaillées concernant l'évaluation des besoins thermiques en 2008

### i. Résidentiel (hors Réseaux de chaleur)

L'évaluation des besoins de chaleur pour le secteur résidentiel est fondée sur les consommations observées pour le secteur. Une hypothèse sur des rendements moyens des systèmes de production de chaleur permet ensuite de calculer les besoins de chaleur du secteur.

Les consommations d'énergie du secteur résidentiel pour le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire (ECS) hors réseaux de chaleur ont été déduites de l'étude *Les chiffres clés du bâtiment* de l'ADEME [7] et de *l'enquête nationale de branche sur les réseaux de chaleur et de froid* du SNCU [8] afin de déduire les consommations liées aux réseaux de chaleur<sup>19</sup>. Le calcul des rendements moyens des systèmes de chauffage et de production ECS est fondée de plus sur une étude du VNK [9]. Il permet d'obtenir les valeurs suivantes :

Systeme	Rendement moyen
Chauffage (hors pertes de distribution)	71,5%
Production d'ECS (hors pertes de distribution et de stockage)	89,8%

**Tableau 28 – Hypothèses sur les rendements moyens des systèmes de chauffage et de production d'ECS du secteur résidentiel en 2008 (sources : ADEME [7] et VNK [9])**

Les besoins de chaleur du secteur ont été obtenus en divisant les consommations du secteur par ces rendements moyens.

### ii. Tertiaire (hors Réseaux de chaleur)

Le calcul des besoins de chaleur pour le secteur tertiaire hors réseaux de chaleur est réalisé de la même manière que pour le secteur résidentiel. Les consommations sont fondées sur les données de l'ADEME [7] et du SNCU [8]. L'étude du VNK [9] permet d'obtenir des rendements moyens pour les systèmes de chauffage et de production d'ECS :

Systeme	Rendement moyen
Chauffage (hors pertes de distribution)	75,6%
Production d'ECS (hors pertes de distribution et de stockage)	89,8%

**Tableau 29 – Hypothèses sur les rendements moyens des systèmes de chauffage et de production d'ECS du secteur tertiaire en 2008 (sources : ADEME [7] et VNK [9])**

### iii. Réseaux de chaleur

Les besoins de chaleur des clients raccordés aux réseaux de chaleur ont été pris égaux aux livraisons de chaleur par les réseaux. Ces données sont issues de *l'enquête nationale de branche sur les réseaux de chaleur et de froid* du SNCU [8]. Celle-ci détaille les livraisons de chaleur pour les secteurs tertiaire (santé, enseignement, autre), résidentiel, industriel et autre. Pour répartir ces livraisons selon les secteurs retenus dans la présente étude, les hypothèses suivantes ont été prises :

---

<sup>19</sup> Lors de la réalisation de l'étude, les dernières données disponibles de l'étude ADEME portaient sur l'année 2007. L'hypothèse a été faite que les consommations restaient stables sur 2008, la hausse du parc étant compensée par la diminution des consommations unitaires.

- **Résidentiel** : l'ensemble des livraisons de chaleur des réseaux se fait dans le sous-secteur des logements collectifs uniquement
- **Tertiaire** : les livraisons aux différents sous-secteurs tertiaires « autres » ont été ventilées au prorata des consommations
- **Industrie** : les livraisons aux différents sous-secteurs de l'industrie ont été ventilées au prorata des consommations ; seules les raffineries ont été supposées ne pas être connectées aux réseaux de chaleur

#### **iv. Industrie (hors réseaux de chaleur)**

Les besoins de chaleur de l'industrie sont issus du croisement de diverses sources et d'entretiens avec les syndicats professionnels. Les besoins de chaleur satisfaits par les réseaux ont été retirés comme pour les autres secteurs.

#### **v. Autres**

Les besoins de chaleur des autres secteurs (serres et les élevages porcins et de volailles) ont été calculés d'après les données du cahier n°15 du CLIP [10]. Les besoins de chaleur satisfaits par les réseaux pour le secteur « autre » de l'enquête du SNCU [8] ont été ici aussi retirés.

## Annexe 2 – Hypothèses concernant l'estimation des besoins thermiques à horizon 2020

### i. Résidentiel (hors Réseaux de chaleur)

L'évolution des besoins de chaleur pour le secteur résidentiel dans son ensemble a été fondée sur les hypothèses retenues dans la PPI chaleur 2009 :

	2005	2010	2020	2005-2010	2010-2020
Besoin de chauffage (Mtep)	31,9	32,74	22,67	+2,6%	-30,8%
Besoin d'ECS totaux (Mtep) *	4,91	5,32	5,97	+8,3%	+12,4%
Besoin d'ECS (L/pers./an)	1,23	1,3	1,4	+5,7%	+7,7%
Population (million)	60,8	62,3	65	+2,5%	+4,3%
<b>Total (Mtep)</b>	<b>36,8</b>	<b>38,1</b>	<b>28,6</b>	<b>+3,4%</b>	<b>-24,7%</b>

Tableau 30 – Hypothèses sur l'évolution des besoins de chaleur dans le secteur résidentiel (\* y compris besoins couverts par le solaire thermique) (source : PPI chaleur [11])

La distinction entre individuel et collectif a été faite selon les hypothèses prises par la PPI :

Parc existant (million res. princ.)	2005	2010 *	2020	2005-2010	2010-2020
Appartements	11	11,6	12,8	+5,2%	+10,6%
Maisons individuelles	14,4	15,0	16,6	+4,0%	+10,9%
<b>Total</b>	<b>25,4</b>	<b>26,5</b>	<b>29,4</b>	<b>+4,5%</b>	<b>+10,8%</b>

Tableau 31 – Hypothèses sur l'évolution du parc de logements collectifs et individuels (\* 2010 : interpolation linéaire d'après PPI) (source : PPI chaleur [11])

### ii. Tertiaire (hors Réseaux de chaleur)

L'hypothèse d'évolution des besoins de chaleur dans le secteur tertiaire est également issue de la PPI chaleur 2009 [11] :

Mtep	2005	2010	2020	2005-2010	2010-2020
Besoin de chaleur	14,9	15,48	7,27	+3,9%	-53,0%

Tableau 32 – Hypothèses sur l'évolution des besoins de chaleur dans le secteur tertiaire (source : PPI chaleur [11])

Il a été considéré que l'évolution des besoins était identique dans l'ensemble des sous-secteurs tertiaires.

### iii. Réseaux de chaleur

Pour le calcul des besoins de chaleur associés aux réseaux de chaleur, l'accroissement important des réseaux en termes d'équivalents logements connectés tel que présenté dans la PPI, a été corrigé par la diminution des consommations unitaires.

Dans le secteur résidentiel, l'évolution des consommations unitaires considérée est directement issue de la PPI. Combinée à l'évolution du nombre d'équivalents logements connectés aux réseaux, cela permet de calculer l'évolution des consommations de chaleur des logements raccordés à des réseaux de chaleur :

	2005	2010 *	2020	2005-2010	2010-2020
Million équivalents logements	1	1,2	2,5	+21,4%	+105,9%
Evolution conso. unitaire (indice)	1	1	0,69	-0,1%	-31%
<b>Evolution conso. totale RdC (indice)</b>	<b>1</b>	<b>1,21</b>	<b>1,73</b>	<b>+21,4%</b>	<b>+42,4%</b>

**Tableau 33 – Hypothèses sur l'évolution des consommations de chaleur liées aux réseaux de chaleur dans le secteur résidentiel (\* 2010 : interpolation linéaire d'après PPI) (source : PPI chaleur [11])**

Les besoins de chaleur du secteur résidentiel ont été supposés suivre la même évolution.

Concernant les bâtiments tertiaires, l'évolution globale des consommations du secteur a été fondée sur les calculs de la PPI chaleur. D'autre part, la croissance moyenne du parc tertiaire a été considérée comme étant de +1,7%/an jusqu'en 2010, puis +1,6%/an de 2010 à 2020 (d'après [12]). Ces hypothèses permettent d'évaluer l'évolution des consommations de chaleur des bâtiments tertiaires raccordés à des réseaux de chaleur :

	2005	2010 *	2020	2005-2010	2010-2020
Million équivalents logements	1	1	1,3	0,0%	+30,0%
Evolution conso. unitaire (indice)	1	0,96	0,55	-4,1%	-43,1%
<b>Evolution conso. totale RdC (indice)</b>	<b>1</b>	<b>0,96</b>	<b>0,71</b>	<b>-4,1%</b>	<b>-26,1%</b>

**Tableau 34 – Hypothèses sur l'évolution des consommations de chaleur liées aux réseaux de chaleur dans le secteur tertiaire (\* 2010 : interpolation linéaire d'après PPI) (source : PPI chaleur [11] et SES [12])**

Les besoins de chaleur du secteur tertiaire ont été supposés suivre la même évolution.

La répartition des réseaux de chaleur au sein des différents secteurs a été supposée constante. De plus, les besoins de chaleur des secteurs « Industrie » et « Autres » ont été considérés comme constants sur la période 2008-2020.

#### **iv. Industrie (hors réseaux de chaleur)**

Les hypothèses de croissance des besoins de chaleur dans l'industrie telles que considérées dans la PPI chaleur ont paru trop optimistes aux acteurs du secteur rencontrés lors de la présente étude. Une hypothèse de stabilisation des besoins de chaleur entre 2008 et 2020 est apparue comme étant plus réaliste. C'est donc cette hypothèse qui a été retenue.

#### **v. Autres**

L'hypothèse de stabilisation des besoins dans le secteur « Autres » a été prise.

### Annexe 3 – Besoin de chaleur des différents secteurs

Dimensionnement de la cogénération pour les secteurs résidentiel et tertiaire (source : [15], [22]) :

Secteur	Dimensionnement cogénération		Spécificité
	% puissance maxi	% besoin de chaleur	
Bureaux, enseignement	20%	43%	Occupation régulière + relance quotidienne 5j/7
Commerces	21%	41%	Occupation variable 6j/7
Sport	44%	47%	Besoins 7j/7 et usages spécifiques (ECS + piscine)
Santé	24%	45%	Besoins continus de chauffage et d'ECS 7j/7
Logements	30%	43%	Ralenti partiel en journée
Réseaux de chaleur	45%	45%	Effet de foisonnement

Dimensionnement de la cogénération pour les secteurs « Industrie » et « Autres » (sources : entretien avec l'UNIDEN et Rapport sur le potentiel national de cogénération en Espagne [18]) :

Secteur	Dimensionnement cogénération	Spécificité
Agro-alimentaire (yc. sucreries)	70%	5j/7 avec baisse nocturne
Chimie (yc. élastomères)	75%	Légère baisse d'activité le week-end
Papier/carton	96%	} Fonctionnement constant toute l'année (hors grand arrêt)
Raffineries	96%	
Industrie automobile	71%	Besoins constants hors mois de fermeture annuelle
Serres	60%	Effet climatique
Autre	76%	Moyenne sur différents secteurs

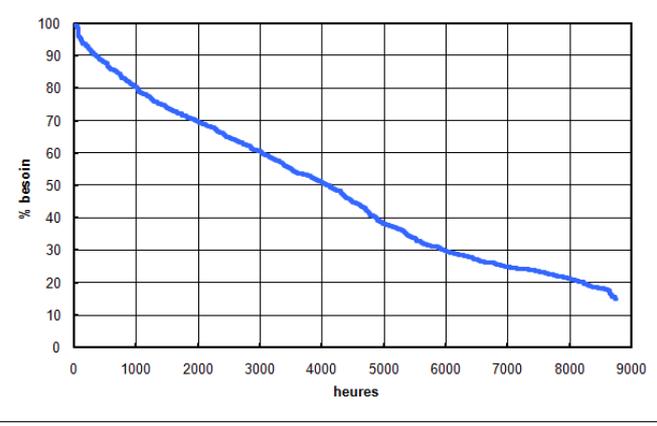
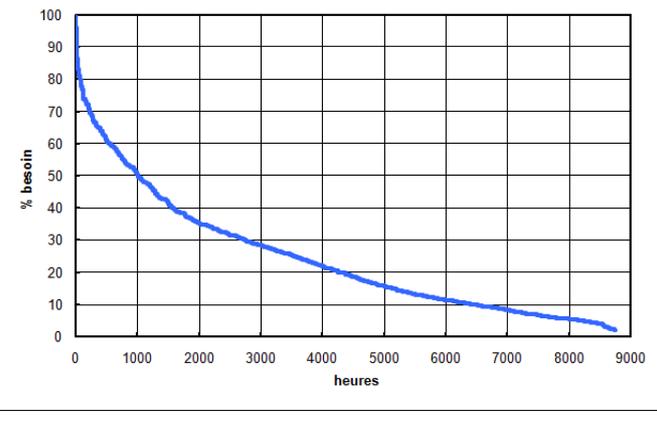
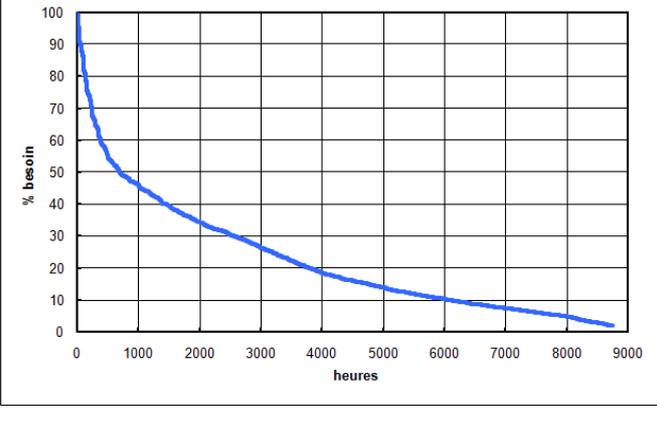
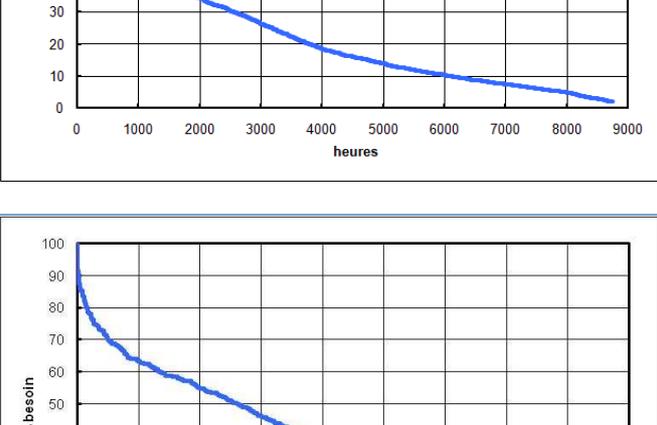
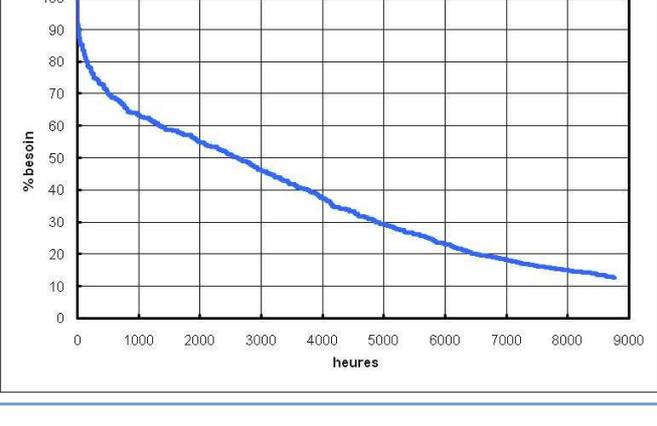
## Annexe 4 – Hypothèses concernant l'estimation du potentiel technique de cogénération

### a) Potentiel technique par secteur

#### i. Monotones de besoin de chaleur

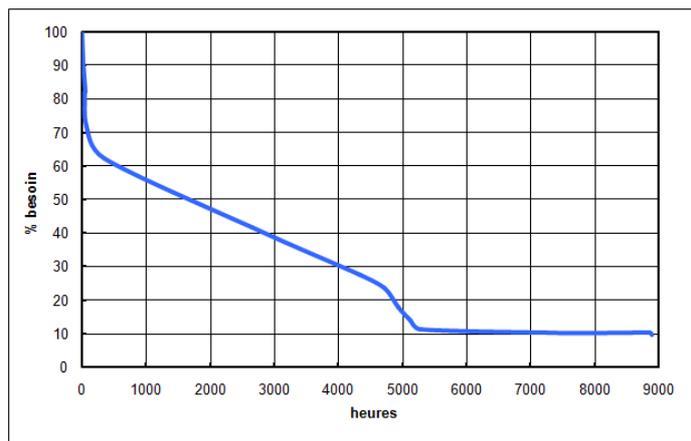
Afin d'établir la part du besoin cogénérationnable par secteur, les monotones suivantes ont été utilisées :

Secteur	Profil	Monotone
<b>Résidentiel</b>		
<b>Collectif</b>	Activité diurne 7 jours sur 7  Réf. [15]	
<b>Tertiaire (hors RDC)</b>		
<b>Santé</b>	Activité continue 7 jours sur 7  Réf. [15]	
<b>CAHORE (cafés, hôtels, restaurants)</b>	Activité continue 7 jours sur 7  Réf. [15]	
<b>Habitat communautaire</b>	Activité diurne 7 jours sur 7  Réf. [15]	

<p><b>Sports-loisirs</b></p>	<p>Activité diurne 7 jours sur 7 Réf. [15]</p>	
<p><b>Commerces</b></p>	<p>Activité diurne 6 jours sur 7 Réf. [15]</p>	
<p><b>Enseignement - Recherche</b></p>	<p>Activité diurne 5 jours sur 7 Réf. [15]</p>	
<p><b>Bureaux</b></p>	<p>Activité diurne 5 jours sur 7 Réf. [15]</p>	
<p><b>Transports (gare, aéroports)</b></p>	<p>Réf. [16]</p>	

Réseaux de  
chaleur

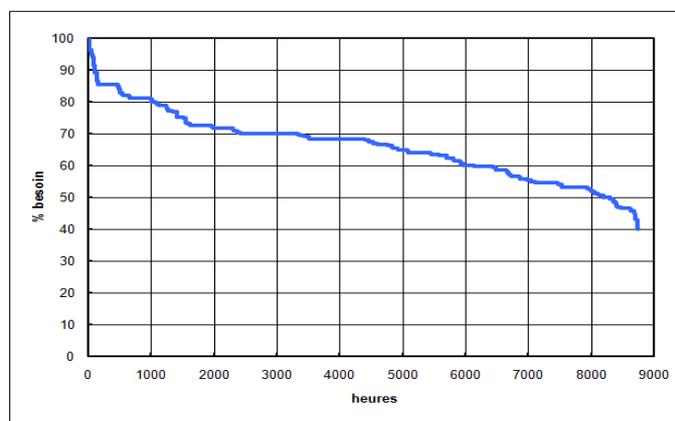
Réf. [17]



**Industries**

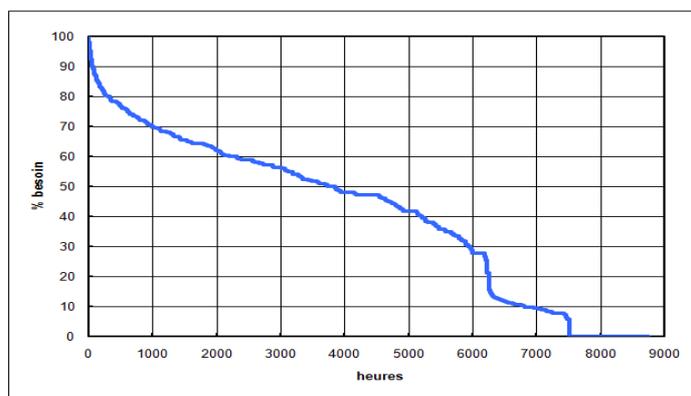
Chimie

Réf. [18]



Modifications  
apportées suite à  
l'entretien avec  
l'UNIDEN

Agro-  
alimentaire



<p><b>Papier/carton</b></p>	<p>Réf. [18]</p>	
<p><b>Raffineries</b></p>	<p>Modifications apportées suite à l'entretien avec l'UNIDEN</p>	
<p><b>Autres (hors RDC)</b></p>		
<p><b>Industries automobiles</b></p>	<p>Agrégation de diverses sources</p>	
<p><b>Serres</b></p>	<p>Agrégation de diverses sources</p>	

## ii. Hypothèses complémentaires

	Part du besoin de chaleur cogénéral	Heures de fonctionnement	C/E moyen
	%	h/an	-
<b>Résidentiel (hors RdC)</b>	<b>43%</b>	<b>3 373</b>	<b>2,13</b>
Collectif	43%	3 373	0,96
Individuel	43%	3 373	3,32
<b>Tertiaire (hors RdC)</b>	<b>42%</b>	<b>3 475</b>	<b>1,11</b>
Santé	45%	3 475	1,06
Enseignement-Recherche	39%	3 475	1,06
Habitat communautaire	43%	3 475	0,82
Sports-loisirs	47%	3 475	1,06
Commerces	41%	3 475	1,19
Cafés, hôtels, restaurants	45%	3 475	1,19
Bureaux	39%	3 475	1,19
Transports (gares, aéroports)	46%	3 475	1,25
<b>Réseaux de chaleur</b>	<b>45%</b>	<b>3 373</b>	<b>1,44</b>
<b>Industrie (hors RdC)</b>	<b>80%</b>	<b>3 272</b>	<b>3,04</b>
Agro-alimentaire (yc. sucreries)	70%	3 127	2,84
Chimie (yc. élastomères)	75%	3 127	3,71
Papier/carton	96%	3 127	3,71
Raffineries	96%	4 391	2,32
Equipementiers automobiles	71%	3 127	2,69
Autres (aéronautique, électronique,...)	77%	3 127	2,84
<b>Autres (hors RdC)</b>	<b>57%</b>	<b>3 814</b>	<b>1,00</b>
dont serres	60%	3 814	1,00
<b>TOTAL</b>	<b>54%</b>	<b>3 354</b>	<b>2,11</b>

**Tableau 35 – Hypothèses relatives à l'évaluation du potentiel technique : part du besoin de chaleur cogénéral, heures de fonctionnement, et C/E moyen par segment et sous-segment d'activité pour 2020**

## b) Potentiel technique par technologie

	TAV	MCI	TAG	CCG	PaCO	μ T	μ Stirling	μ PaCO	μ MCI	TOTAL
<b>Résidentiel (hors RdC)</b>										-
Collectif	0%	82%	4%	0%	13%	0%	0%	0%	0%	100%
Individuel	0%	0%	0%	0%	0%	0%	70%	20%	10%	100%
<b>Tertiaire (hors RdC)</b>										-
Santé	0%	78%	16%	0%	5%	0%	0%	0%	0%	100%
Enseignement-Recherche	0%	78%	16%	0%	5%	0%	0%	0%	0%	100%
Habitat communautaire	0%	45%	9%	0%	45%	1%	0%	0%	0%	100%
Sports-loisirs	0%	78%	16%	0%	5%	0%	0%	0%	0%	100%
Commerces	0%	64%	6%	0%	18%	0%	7%	2%	1%	100%
Cafés, hôtels, restaurants	0%	64%	6%	0%	18%	0%	7%	2%	1%	100%
Bureaux	0%	64%	6%	0%	18%	0%	7%	2%	1%	100%
Transports (gares, aéroports)	0%	42%	50%	8%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
<b>Réseaux de chaleur</b>	<b>7%</b>	<b>33%</b>	<b>26%</b>	<b>34%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>100%</b>
<b>Industrie (hors RdC)</b>										-
Agro-alimentaire (yc. sucreries)	39%	33%	28%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
Chimie (yc. élastomères)	58%	0%	33%	9%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
Papier/carton	58%	0%	33%	9%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
Raffineries	29%	0%	10%	61%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
Equipementiers automobiles	37%	6%	14%	43%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
Autres (aéronautique, électronique,...)	39%	33%	28%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
<b>Autres (hors RdC)</b>										-
dont serres	0%	91%	5%	0%	5%	0%	0%	0%	0%	100%

Tableau 36 – Hypothèses de répartition des technologies par secteur

C/E	TAV	MCI	TAG	CCG	PaCO	μ T	μ Stirling	μ PaCO	μ MCI
2010	5,4	1	1,5	1		1,8	6		2,4
2015	5,4	1	1,5	1	0,8	1,6	5	0,8	2,4
2020	5,4	1	1,5	1	0,5	1,6	4,25	0,5	2,4

Tableau 37 – Hypothèses de ratios C/E pour chacune des technologies selon l'horizon de temps

TAV : turbine à vapeur

MCI : moteur à combustion interne

TAG : turbine à gaz

CCG : cycle combiné gaz

PaCO : pile à combustible

μ T : micro-turbine

μ Stirling : micro moteur Stirling

μ PaCO : micro pile à combustible

μ MCI : micro moteur à combustion interne

## Annexe 5 – Les principales technologies de cogénération

### La turbine à vapeur :

**Principales caractéristiques**

- Fourniture d'eau-chaude ou de vapeur
- Adaptée à des besoins stables
- Parc installé (nombre d'unités) : Industrie (54%), Raffineries (23%), UIOM (23%)
- Très bon rendement global et rapport C/E élevé

**Données techniques**

Taille typique (MWe)	Ratio C/E	Rendement global	Rendement électrique
2 - 20	4-20	70-90%	5-18%

**Domaines d'application**

- Grande industrie
- UIOM
- Réseaux de chaleur

**Schéma de fonctionnement**

**Avantages**

- Technologie mature
- Tout type de combustible

**Limites**

- Temps de démarrage >1h (adapté pour fonctionnement continu)
- Très bruyant

### La turbine à gaz

**Principales caractéristiques**

- Fourniture d'eau-chaude ou de vapeur
- Combustible gazeux ou liquide uniquement
- Technologie très fiable
- Rendement qui décroît rapidement avec la charge

**Données techniques**

Taille typique (MWe)	Ratio C/E	Rendement global	Rendement électrique
14	0,5-2	70-80%	20-35%

**Domaines d'application**

- Grande industrie
- Réseaux de chaleur

**Schéma de fonctionnement**

**Avantages**

- Technologie mature
- Démarrage rapide (3-5mn)
- Faibles émissions de CO2

**Limites**

- Mauvais rendement à charge partielle
- Faible rendement électrique pour les petites puissances
- Bruyant

## Cycle combiné

### Principales caractéristiques

- Fourniture d'eau-chaude ou de vapeur
- Rendement électrique fortement amélioré par rapport à la turbine à gaz
- Ratio C/E amélioré

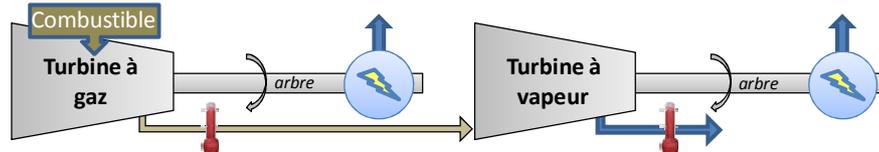
### Données techniques

Taille typique (MWe)	Ratio C/E	Rendement global	Rendement électrique
10	0,3 -1	70-80%	40-60%

### Domaines d'application

- Grande industrie
- Réseaux de chaleur

### Schéma de fonctionnement



### Avantages

- Technologie mature

### Limites

- Très bruyant

## Moteur à combustion interne

### Principales caractéristiques

- Fourniture d'eau-chaude seulement
- Combustible gazeux ou liquide uniquement
- Bons rendements à charge partielle
- Chaleur résiduelle difficile à récupérer

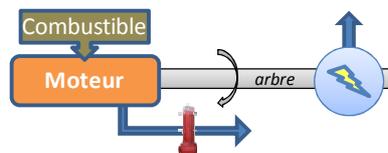
### Données techniques

Taille (kWe)	Ratio C/E	Rendement global	Rendement électrique
0,005 à 50	0,5-2	65-80%	33-45%

### Domaines d'application

- Résidentiel
- Tertiaire

### Schéma de fonctionnement



### Avantages

- Technologie mature
- Démarrage en quelques secondes (peut jouer le rôle de secours en cas de panne)

### Limites

- Coûts de maintenance élevés
- Inadapté à la production de vapeur
- Durée de vie limitée (100 000 h)
- Très bruyant

## Pile à combustible

### Principales caractéristiques

- Fourniture d'eau-chaude ou de vapeur
- Hypothèse de mise sur le marché : 2015
- Hydrogène non disponible dans la nature ; généralement produit par reformage d'hydrocarbures et en particulier de gaz naturel
- Technologies à basse température (BT ; 70 à 200°C) et à haute température (HT ; 650 à 1000°C)
- Bonne tenue des performances à charge partielle

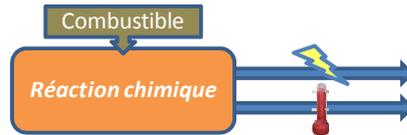
### Données techniques

Taille typique (kWe)	Ratio C/E	Rendement global	Rendement électrique
200 kW	0,5-1,2	80-90%	25-55%

### Domaines d'application

- Basse température :
- Résidentiel
  - Tertiaire
- Haute température :
- tous secteurs

### Schéma de fonctionnement



### Avantages

- Très petites puissances possible (résidentiel individuel)
- Très peu bruyant

### Limites

- Actuellement au stade de la démonstration
- Disponibilité de l'hydrogène

## Annexe 6 – Modèle d'évolution des capacités de cogénération

### a) Hypothèses économiques détaillées

#### *Coûts d'investissement et d'exploitation des technologies de référence*

La cogénération est une alternative à la production séparée de chaleur. Afin de mesurer l'intérêt économique de recourir à la cogénération plutôt qu'à une chaudière pour répondre à un besoin de chaleur, les simulations ont été menées dans les deux cas.

Les moyens de production séparée de chaleur considérés dans cette étude sont la chaudière gaz (généralement prise comme référence pour la production de la chaleur) ainsi que la chaudière biomasse, bénéficiant d'un avantage environnemental par rapport aux solutions à énergie fossile.

Les coûts considérés pour ces chaudières suivent les courbes suivantes :

#### Coûts d'investissement

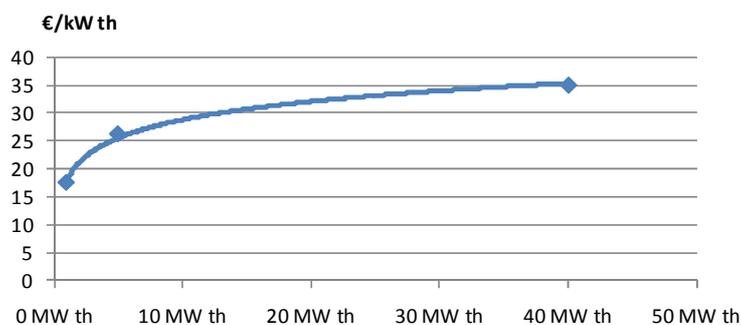


Figure 33 – Evolution des coûts d'investissement pour une chaudière gaz en fonction de la puissance (source : ATEE)

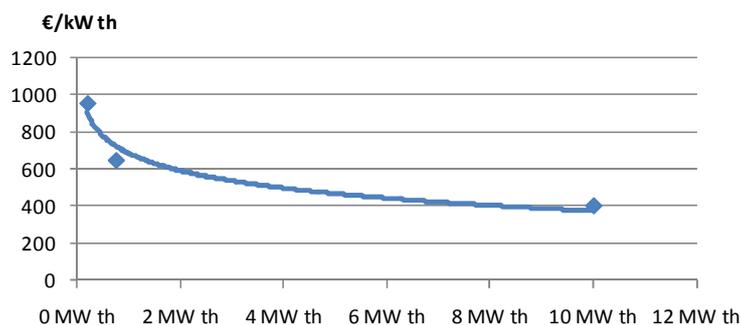


Figure 34 – Evolution des coûts d'investissement pour une chaudière biomasse en fonction de la puissance (source : ADEME/Perdurance [21])

### Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitations considérés dans l'étude pour la production séparée de chaleur sont de :

- Chaudière gaz : 0,2 c€/kWh th (source : entretiens)
- Chaudière biomasse : 0,9 c€/kWh th (source : entretien avec CIBE)

### Coûts d'investissement des cogénérations

Pour l'année 2010 (sauf mention contraire), les coûts d'investissement retenus pour les cogénérations nouvellement installées suivent, selon la gamme de puissance et la technologie retenue, les courbes présentées sur les figures ci-dessous.

Sauf cas explicitement mentionnés sur les figures suivantes, les niveaux de coûts d'investissement ont été supposés constants sur la période considérée.

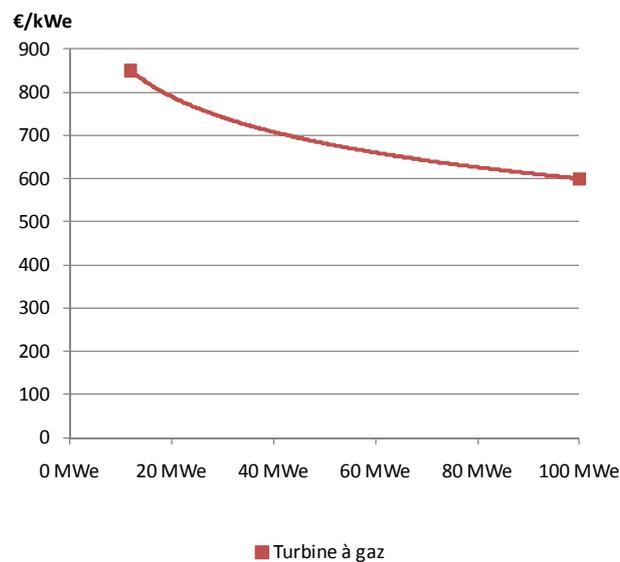


Figure 35 – Evolution des coûts d'investissement pour la grosse cogénération (> 12 MWe) (sources : DGEC et entretiens)

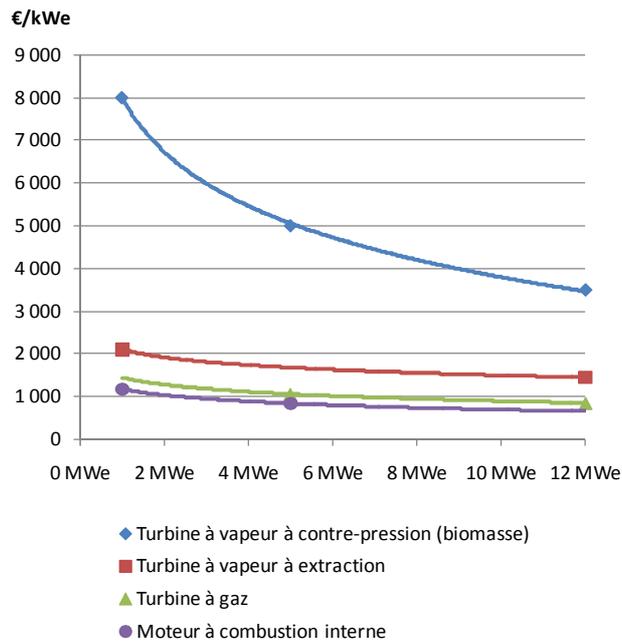


Figure 36 – Evolution des coûts d'investissement pour la moyenne cogénération (1 à 12 MWe) (sources : CIBE [19], IEPF la cogé trigé 2005, DGEC, ATEE)

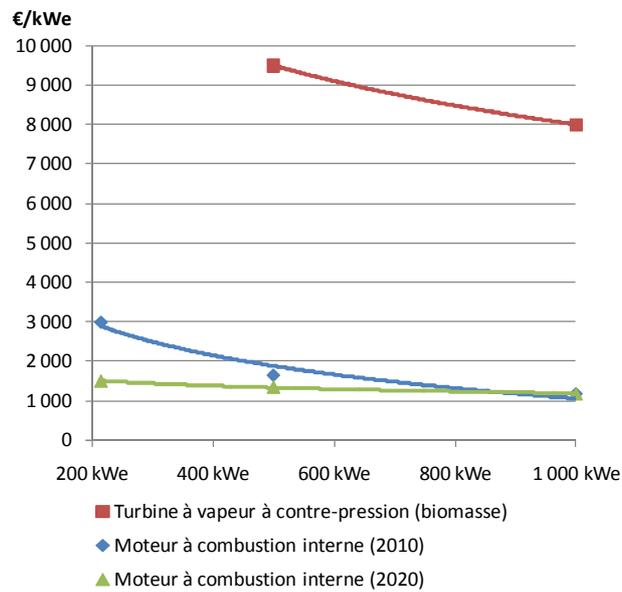


Figure 37 – Evolution des coûts d'investissement pour la petite cogénération (215 à 1 000 kWe) (sources : DGEC, ATEE)

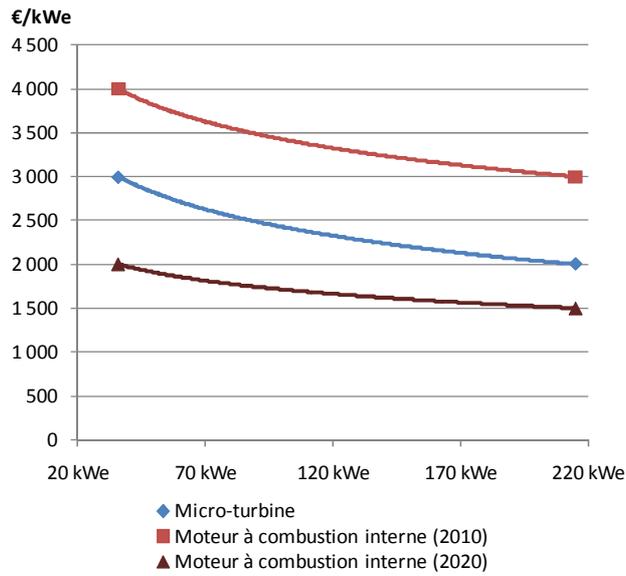


Figure 38 – Evolution des coûts d’investissement pour la mini cogénération (36 à 215 kWe) (sources : entretiens)

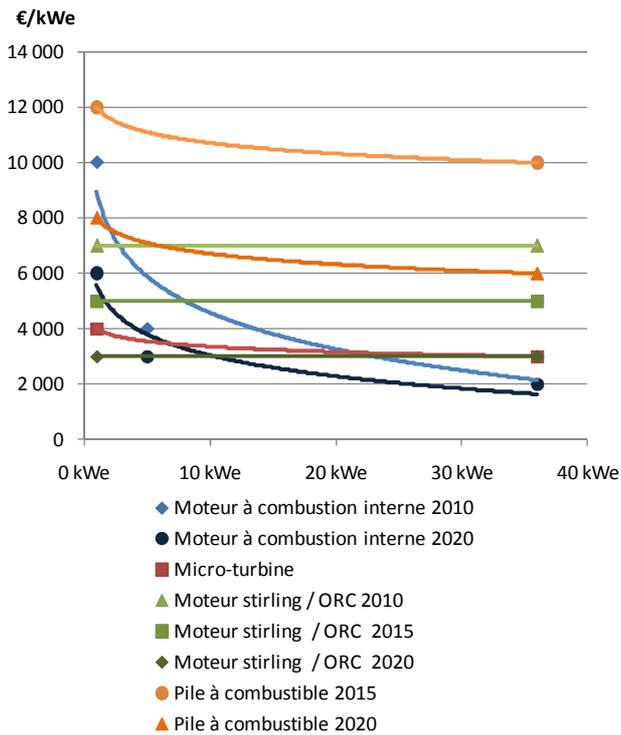


Figure 39 – Evolution des coûts d’investissement pour la micro cogénération (< 36 kWe) (source : entretiens)

### Coût de rénovation et overhaul

Pour pouvoir prétendre au contrat C01-R, une rénovation de l'installation pour un investissement minimum de 350€/kW installé<sup>20</sup> est requise, ce seuil étant indexé annuellement. Suite aux entretiens menés auprès de la profession, il a été fixé pour l'étude à 380€/kW. Les cogénérations arrivant en fin de contrat d'obligation d'achat doivent en effet être révisée afin d'assurer une performance maximale.

Si la cogénération n'est pas éligible au contrat C01-R et/ou si elle décide d'aller sur le marché, une grande maintenance (ou overhaul) est tout de même nécessaire. Cette opération est indispensable tous les 10 à 15 ans pour le bon fonctionnement de l'installation. Les entretiens menés auprès de la profession nous ont permis d'estimer ce coût à 150€/kW.

### Coûts d'exploitation des cogénérations

Pour l'année 2010 (sauf mention contraire), les coûts d'exploitation retenus pour les cogénérations suivent, selon la gamme de puissance et la technologie retenue, les courbes présentées sur les figures qui suivent.

Ces coûts ont été supposés augmenter de 2% par an.

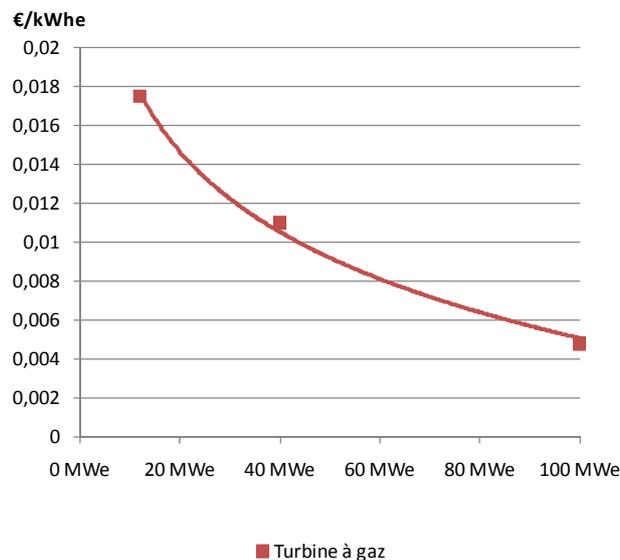


Figure 40 – Evolution des coûts d'exploitation pour la grosse cogénération (> 12 MWe) (source : DGEC)

<sup>20</sup> Valeur pour janvier 2007.

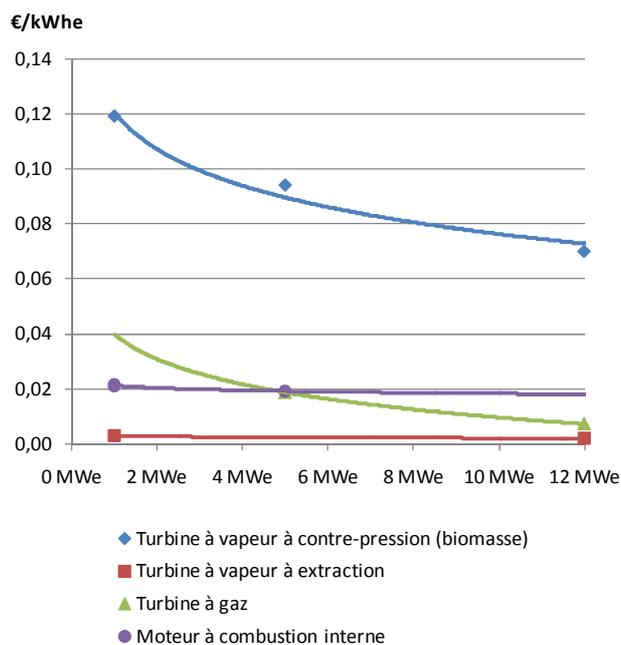


Figure 41 – Evolution des coûts d’exploitation pour la moyenne cogénération (1 à 12 MWe) (source : CIBE [19], IEPF la cogé trigé 2005, DGEC, ATEE)

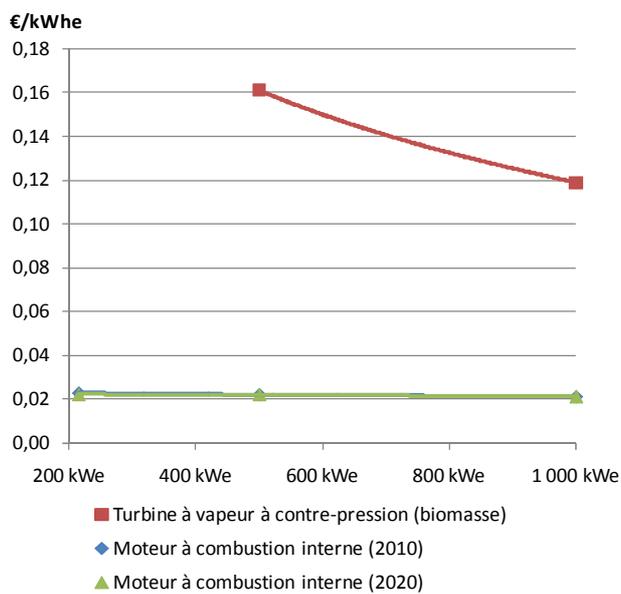


Figure 42 – Evolution des coûts d’exploitation pour la petite cogénération (215 à 1 000 kWe) (sources : CIBE [19], ATEE, entretiens)

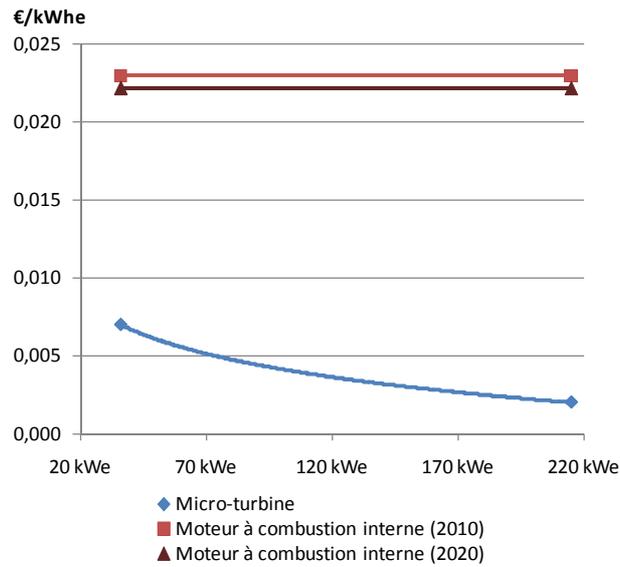


Figure 43 – Evolution des coûts d'exploitation pour la mini cogénération (36 à 215 kWe) (sources : entretiens)

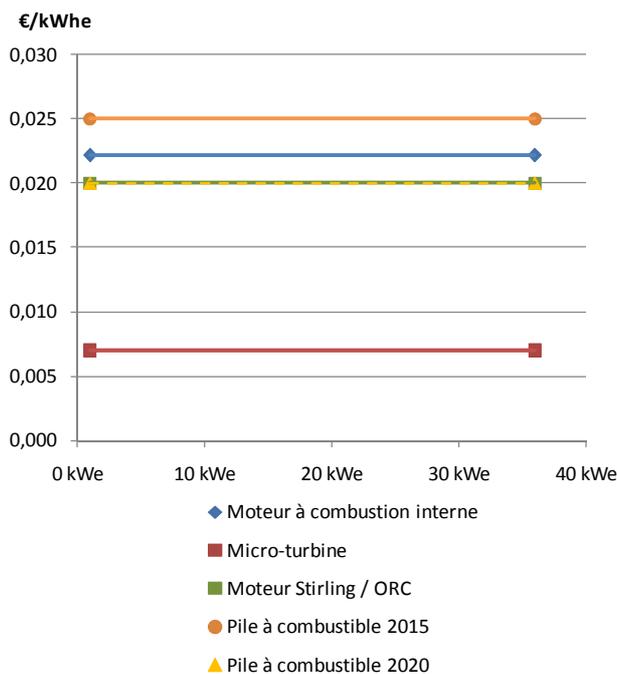


Figure 44 – Evolution des coûts d'exploitation pour la micro-cogénération (< 36 kWe) (sources : entretiens)

### Tarif de vente de l'électricité : hypothèses relatives au Marché de l'électricité

Afin de calculer les différents niveaux de prix de l'électricité, différents niveaux de clean spark spread ont été fixés par hypothèse dans l'étude, et supposés rester constants sur la période de temps considérée dans l'étude :

Période	Clean spark spread (€/MWh)
Off peak été	0
Off peak hiver	5
Peak été	20
Peak hiver	25
Pointe	60

**Tableau 38 – Hypothèses sur les niveaux de clean spark spread selon la période de production de l'électricité**

Avec un prix du gaz Zeebruges de 22 €/MWh pour 2010, un prix du CO<sub>2</sub> de 15€/tonne et les niveaux de clean spark spread vu précédemment (cf. Tableau 39), les prix de l'électricité résultant considérés dans l'étude sont les suivants :

Période	Prix de l'électricité (€/MWh)
Off peak été	45,4
Off peak hiver	50,4
Peak été	65,4
Peak hiver	70,4
Pointe	105,4

**Tableau 39 – Hypothèses sur les prix de l'électricité selon les périodes de production pour l'année 2010**

Cependant ces niveaux de prix ne peuvent pas nécessairement être directement captés par une cogénération. En effet, selon les technologies, les cogénérations sont plus ou moins à même de connaître des arrêts-redémarrages fréquents. Selon la flexibilité de l'installation, le tarif moyen capté sur le marché varie : en effet, une installation pouvant s'arrêter et redémarrer plusieurs fois par semaine va pouvoir capter les tarifs de marché les plus élevés uniquement, tandis qu'une installation ne pouvant s'arrêter et redémarrer qu'une fois par semaine captera un prix de marché moyen plus bas.

Pour modéliser cette différence, l'étude s'est intéressée à deux prix de marché selon la flexibilité de la cogénération :

- Un arrêt par semaine (cf. Figure 45)
- Un arrêt par jour (cf. Figure 46)

C'est cette deuxième hypothèse d'un arrêt par semaine qui a finalement été retenue. Elle est apparue comme étant la plus vraisemblable compte tenu des technologies modélisées, et suite aux entretiens menés auprès de la profession.

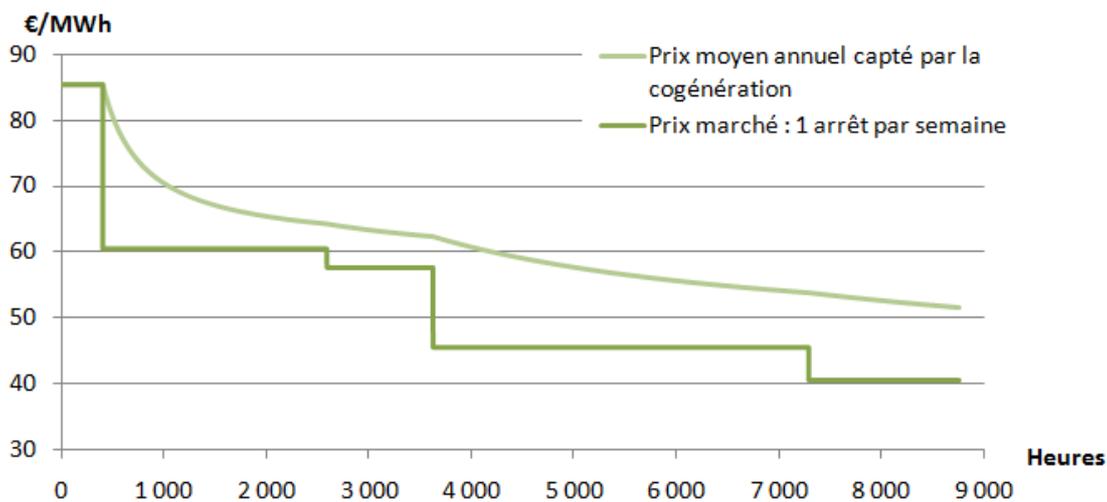


Figure 45 – Prix moyen de l'électricité captée sur le marché par une cogénération avec un arrêt par semaine, en fonction du nombre d'heures de fonctionnement (hypothèse retenue pour la modélisation)

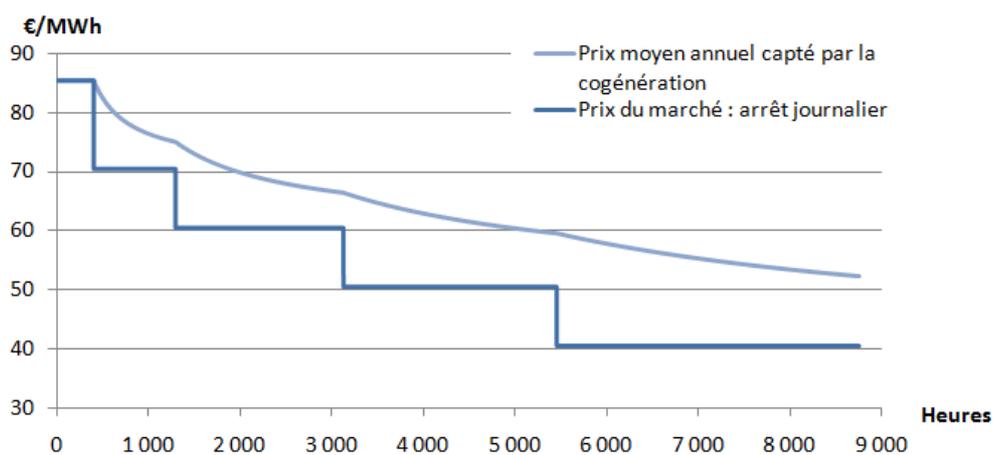


Figure 46 – Prix moyen de l'électricité captée sur le marché par une cogénération avec un arrêt journalier, en fonction du nombre d'heures de fonctionnement

## b) Hypothèses techniques : rendements des cogénérations

Pour toute l'étude, les rendements moyens par technologie de cogénération considérés sont les suivants :

Technologie		2010	2015	2020
<b>Turbine à vapeur à contre-pression (biomasse)</b>	Rendement électrique	14%	14%	14%
	Rendement thermique	76%	76%	76%
	Rendement global	90%	90%	90%
	C/E	5,4	5,4	5,4
<b>Turbine à vapeur à extraction</b>	Rendement électrique	14%	14%	14%
	Rendement thermique	76%	76%	76%
	Rendement global	90%	90%	90%
	C/E	5,4	5,4	5,4
<b>Turbine à gaz</b>	Rendement électrique	32%	32%	34%
	Rendement thermique	48%	48%	51%
	Rendement global	80%	80%	85%
	C/E	1,5	1,5	1,5
<b>Moteur à combustion interne</b>	Rendement électrique	40%	40%	42,5%
	Rendement thermique	40%	40%	42,5%
	Rendement global	80%	80%	85%
	C/E	1,0	1,0	1,0
<b>Micro-turbine</b>	Rendement électrique	29%	33%	33%
	Rendement thermique	51%	52%	52%
	Rendement global	80%	85%	85%
	C/E	1,8	1,6	1,6
<b>Moteur Stirling</b>	Rendement électrique	15%	18%	20%
	Rendement thermique	90%	88%	85%
	Rendement global	105%	105%	105%
	C/E	6,0	5,0	4,25
<b>Pile à combustible</b>	Rendement électrique	-	45%	55%
	Rendement thermique	-	40%	35%
	Rendement global	-	85%	90%
	C/E	-	0,89	0,6
<b>Moteur à vapeur</b>	Rendement électrique	15%	18%	20%
	Rendement thermique	90%	88%	85%
	Rendement global	105%	105%	105%
	C/E	6,0	5,0	4,3
<b>Cycle Rankine Organique (ORC)</b>	Rendement électrique	15%	18%	20%
	Rendement thermique	90%	88%	85%
	Rendement global	105%	105%	105%
	C/E	6,0	5,0	4,3

Tableau 40 – Hypothèses sur les rendements moyens retenus pour chaque technologie

## c) Résultats du modèle

### Cogénération

<b>Technologie</b>	gas turbine with heat recovery natural gas (industry)			
<b>Puissance électrique</b>	30,0 MW e			
<b>Puissance thermique</b>	45,0 MW th			
<b>Disponibilité</b>	95%			
<b>Evolution des rendements</b>		2010	2015	2020
	Rendement électrique	32,0%	32,0%	34,0%
	Rendement thermique	48,0%	48,0%	51,0%
<b>Investissement</b>	0 k€			
<b>Rénovation</b>	150 €/kWe			
<b>Entretien</b>	0,012 €/kWe 708 k€/an			

<b>Prix de l'électricité</b>	Tarif de marché	69 €/MWh
<b>Prix de la chaleur</b>		33,6 €/MWh

EFFICACITE ENERGETIQUE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Rendement électrique	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	33%	33%	34%	34%	34%
Rendement thermique	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	49%	50%	50%	51%	51%
C/E	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Economie d'énergie primaire (Ep)	Ref E1	52,7%	52,7%	52,7%	52,7%	52,7%	52,7%	52,7%	52,7%	52,7%	52,7%	52,7%
	Ref Hn	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%
	PES	12,3%	12,3%	12,3%	12,3%	12,3%	12,3%	13,4%	14,5%	15,5%	16,5%	17,5%

BILAN PRODUCTION	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Heures de fonctionnement	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
<b>PRODUITS</b>	<b>6 906</b>	<b>7 013</b>	<b>7 123</b>	<b>7 235</b>	<b>7 349</b>	<b>7 465</b>	<b>7 584</b>	<b>7 705</b>	<b>7 828</b>	<b>7 954</b>	<b>8 083</b>	<b>8 214</b>
Electricité	Quantité vendue (MWh)	60 000	60 000	60 000	60 000	60 000	60 000	60 000	60 000	60 000	60 000	60 000
	Prix unitaire (€/MWh)	69,4	70,4	71,4	72,4	73,4	74,5	75,6	76,7	77,8	79,0	80,2
	Produit de la vente (k€)	4 164	4 223	4 283	4 344	4 407	4 471	4 536	4 602	4 670	4 739	4 809
Chaleur	Quantité vendue (MWh)	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000
	Prix unitaire (€/MWh)	30,5	31,0	31,6	32,1	32,7	33,3	33,9	34,5	35,1	35,7	36,4
	Produit de la vente (k€)	2 742	2 790	2 840	2 890	2 942	2 994	3 048	3 103	3 159	3 216	3 274
<b>COUT MARGINAL DE PRODUCTION</b>	<b>6 419</b>	<b>6 534</b>	<b>6 652</b>	<b>6 772</b>	<b>6 895</b>	<b>7 020</b>	<b>7 069</b>	<b>7 119</b>	<b>7 172</b>	<b>7 226</b>	<b>7 281</b>	<b>7 415</b>
Combustible	Quantité achetée (MWh) PCI	187 500	187 500	187 500	187 500	187 500	187 500	185 185	182 927	180 723	178 571	176 471
	Prix unitaire combustible (€/MWh)	27,0	27,5	28,1	28,7	29,2	29,8	30,4	31,0	31,6	32,3	32,9
	Coût CO2 (€/MWh)	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
	Charges (k€)	5 712	5 813	5 916	6 021	6 129	6 238	6 272	6 307	6 343	6 380	6 419
Charges d'entretien / exploitation (k€)	708	722	736	751	766	781	797	813	829	846	862	
<b>COUT COMPLET DE PRODUCTION</b>	<b>6 869</b>	<b>6 984</b>	<b>7 102</b>	<b>7 222</b>	<b>7 345</b>	<b>7 470</b>	<b>7 519</b>	<b>7 569</b>	<b>7 622</b>	<b>7 676</b>	<b>7 731</b>	<b>7 815</b>
Amortissements sur 10 ans (k€)	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	

ANALYSE FINANCIERE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Chiffre d'affaires (k€)	6 906	7 013	7 123	7 235	7 349	7 465	7 584	7 705	7 828	7 954	8 083	8 214
Excédent brut d'exploitation (k€) EBITDA	486	479	471	462	454	445	515	585	657	729	801	799
Résultat d'exploitation (k€) EBIT	7%	7%	7%	6%	6%	6%	7%	8%	8%	9%	10%	10%
Impôts (k€)	36	29	21	12	4	-5	65	135	207	279	351	399
Investissement brut (k€)	1%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%	10%	10%
Subvention investissement (k€)	13	10	7	4	1	0	22	47	71	96	121	146
Investissement Net (k€)	4 500											
Cash-flow disponible après impôts / Net Cash Flow	-4 026	469	463	458	453	445	493	539	586	633	680	727
Cash flow actualisé	-4 026	446	420	396	372	349	368	383	396	408	423	437
VAN projet	143											

Figure 47 – Illustration de l'outil utilisé pour modéliser la rentabilité des installations de cogénération

### Industrie > 12 MWe (hors secteurs spécifiques)

Les simulations ont été menées pour un site ayant un besoin de chaleur correspondant à une puissance thermique installée de 45 MW th pendant 6 500 heures par an. Selon la technologie ou le type de revente de l'électricité (contrat d'achat ou marché), le nombre d'heures de fonctionnement de la cogénération varie dans la modélisation, comme indiqué dans le tableau ci-dessous. Le complément est assuré par une chaudière gaz.

Compte tenu des différentes hypothèses détaillées précédemment, le prix moyen de la chaleur sur la période considérée (12 ans) est de 33,6 €/MWh.

Les résultats de la modélisation sont les suivants :

Alternatives		(1)	(2)	(3)
<b>Cogénération seule</b>	Durée de fonctionnement	2 000 h	5 500 h	-
	Puissance électrique	30 MWe	8,5 MWe	
	<b>Investissement</b>	<b>4 500 k€</b>	<b>34 773 k€</b>	
	<b>VAN</b>	<b>143 k€</b>	<b>8 138 k€</b>	
<b>Cogénération + chaudière</b>	Durée de fonctionnement	6 500 h	6 500 h	6 500 h
	Puissance thermique	45 MWth	45 MWth	45 MWth
	<b>Investissement</b>	<b>6 114 k€</b>	<b>36 387 k€</b>	<b>1 614 k€</b>
	<b>VAN</b>	<b>-12 608 k€</b>	<b>4 049 k€</b>	<b>-17 700 k€</b>

(1) Fonctionner sur le marché libre en restant au gaz

(2) Conversion à une cogénération biomasse

(3) Démanteler la cogénération et repasser sur chaudière gaz

**Tableau 41 – Valeurs actualisées nettes et investissements des cas étudiés dans le secteur Industrie > 12 MWe (hors secteurs spécifiques)**

### **Industrie < 12 MWe (hors secteurs spécifiques)**

Les simulations ont été menées pour un site ayant besoin de chaleur correspondant à une puissance thermique installée de 10 MW th, pendant 6 500 heures par an. Selon la technologie ou le type de revente de l'électricité (contrat d'achat ou marché), le nombre d'heures de fonctionnement de la cogénération varie dans la modélisation, comme indiqué dans le tableau ci-dessous. Le complément est assuré par une chaudière gaz.

Compte tenu des différentes hypothèses détaillées précédemment, le prix moyen de la chaleur sur la période considérée (12 ans) est de 30,2 €/MWh sans contrainte CO<sub>2</sub>, et 32,5 €/MWh avec contrainte CO<sub>2</sub>.

Les résultats de la modélisation sont les suivants :

Alternatives		(1)	(1) bis	(2)	(3)
<b>Cogénération seule</b>	Durée de fonctionnement	3 150 h	3 150 h	2 000 h	-
	Puissance électrique	6,5 MWe	6,5 MWe	6,5 MWe	
	<b>Investissement</b>	<b>2 470 k€</b>	<b>2 470 k€</b>	<b>975 k€</b>	
	<b>VAN</b>	<b>5 601 k€</b>	<b>4 703 k€</b>	<b>-141 k€</b>	
<b>Cogénération + chaudière</b>	Durée de fonctionnement	6 500 h	6 500 h	6 500 h	6 500 h
	Puissance thermique	10 MWth	10 MWth	10 MWth	10 MWth
	<b>Investissement</b>	<b>2 758 k€</b>	<b>2 758 k€</b>	<b>1 263 k€</b>	<b>288 k€</b>
	<b>VAN</b>	<b>3 591 k€</b>	<b>2 213 k€</b>	<b>-2 743 k€</b>	<b>-3 630 k€</b>

(1) Rénover l'installation pour bénéficier du tarif d'achat (sans contrainte CO<sub>2</sub>)

(1) bis Rénover l'installation pour bénéficier du tarif d'achat (avec contrainte CO<sub>2</sub>)

(2) Aller sur le marché de l'électricité

(3) Démanteler la cogénération et repasser sur chaudière gaz

**Tableau 42 – Valeurs actualisées nettes et investissements des cas étudiés dans le secteur Industrie < 12 MWe (hors secteurs spécifiques)**

### **Grands réseaux de chaleur > 12 MWe**

Les simulations ont été menées pour un réseau de chaleur d'une puissance thermique installée de 30 MW th, tournant 4 000 heures par an. Selon la technologie ou le type de revente de l'électricité (contrat d'achat ou marché), le nombre d'heures de fonctionnement de la cogénération varie dans la modélisation, comme indiqué dans le tableau ci-dessous. Le complément est assuré par une chaudière gaz (cas 2 et 4) ou biomasse (cas 1 et 3).

Compte tenu des différentes hypothèses détaillées précédemment, le prix moyen de la chaleur sur la période considérée (12 ans) est de 35,5 €/MWh.

Les résultats de la modélisation sont les suivants :

<b>Alternatives</b>		<b>(1)</b>	<b>(2)</b>	<b>(3)</b>	<b>(4)</b>
<b>Cogénération seule</b>	Durée de fonctionnement	1 500 h	3 350 h		
	Puissance électrique	20 MWe	5,5 MWe		
	<b>Investissement</b>	<b>3 000 k€</b>	<b>26 852 k€</b>	-	-
	<b>VAN</b>	<b>1 938 k€</b>	<b>-6 168 k€</b>		
<b>Cogénération + chaudière</b>	Durée de fonctionnement	4 000 h	4 000 h	4 000 h	4 000 h
	Puissance thermique	30 MWth	30 MWth	30 MWth	30 MWth
	<b>Investissement</b>	<b>9 752 k€</b>	<b>33 603 k€</b>	<b>6 752 k€</b>	<b>1 019 k€</b>
	<b>VAN</b>	<b>-2 946 k€</b>	<b>-12 434 k€</b>	<b>-3 763 k€</b>	<b>-5 553 k€</b>

(1) Passer en chaudière biomasse pour assurer la base de la fourniture de chaleur et mettre la cogénération gaz sur le marché pour les heures restantes

(2) Passer en cogénération biomasse

(3) Passer en chaudière biomasse

(4) Passer en chaudière gaz

**Tableau 43 – Valeurs actualisées nettes et investissements des cas étudiés dans le secteur des grands réseaux de chaleur > 12 MWe**

### **Petits réseaux de chaleur < 12 MWe**

Les simulations ont été menées pour un réseau de chaleur d'une puissance thermique installée de 10 MW th, tournant 4 000 heures par an. Selon la technologie ou le type de revente de l'électricité (contrat d'achat ou marché), le nombre d'heures de fonctionnement de la cogénération varie dans la modélisation, comme indiqué dans le tableau ci-dessous. Le complément est assuré par une chaudière gaz (cas 2 et 4) ou biomasse (cas 1 et 3).

Compte tenu des différentes hypothèses détaillées précédemment, le prix moyen de la chaleur sur la période considérée (12 ans) est de 31,9 €/MWh sans contrainte CO<sub>2</sub>, et 34,3 €/MWh avec contrainte CO<sub>2</sub>.

Les résultats de la modélisation sont les suivants :

Alternatives		(1)	(1) bis	(2)
<b>Cogénération seule</b>	Durée de fonctionnement	3 350 h	3 350 h	-
	Puissance électrique	6,5 MWe	6,5 MWe	
	<b>Investissement</b>	<b>2 470 k€</b>	<b>2 470 k€</b>	
	<b>VAN</b>	<b>5 984 k€</b>	<b>5 054 k€</b>	
<b>Cogénération + chaudière</b>	Durée de fonctionnement	4 000 h	4 000 h	4 000 h
	Puissance thermique	10 MWth	10 MWth	10 MWth
	<b>Investissement</b>	<b>2 758 k€</b>	<b>2 758 k€</b>	<b>3 735 k€</b>
	<b>VAN</b>	<b>5 462 k€</b>	<b>4 447 k€</b>	<b>-4 054 k€</b>

(1) Rénover l'installation pour bénéficier du tarif d'achat C01R (sans contrainte CO<sub>2</sub>)

(1) bis Rénover l'installation pour bénéficier du tarif d'achat C01R (avec contrainte CO<sub>2</sub>)

(2) Passer en chaudière biomasse

**Tableau 44 – Valeurs actualisées nettes et investissements des cas étudiés dans le secteur petits réseaux de chaleur < 12 MWe**

**Annexe 7 – Récapitulatif des taux de passage entre les alternatives se présentant aux cogénérateurs dans les différents secteurs**

<b>Alternative</b>	<b>Taux de passage</b>
<b>Industrie &gt; 12 MWe (hors secteurs spécifiques)</b>	
Fonctionner sur le marché libre en restant au gaz	60%
Conversion à une cogénération biomasse	20%
Démanteler la cogénération et repasser sur chaudière gaz	20%
<b>Industrie &lt; 12 MWe (hors secteurs spécifiques)</b>	
Rénover l'installation pour bénéficier du tarif d'achat	80%
Aller sur le marché de l'électricité	10%
Démanteler la cogénération et repasser sur chaudière gaz	10%
<b>Secteurs industriels spécifiques (papeteries, raffineries, agroalimentaire)</b>	
<b>Turbines à vapeur</b>	
Pour l'industrie du bois : adapter les installations de turbine à vapeur pour intégrer les AO CRE ou le tarif d'achat biomasse	50%
Pas de modification par rapport à la situation actuelle	50%
<b>Installations au gaz sous OA &lt; 12 MWe</b>	
Rénover l'installation pour bénéficier du tarif d'achat	80%
Démanteler la cogénération et repasser sur chaudière gaz	15%
Pour les cogénérations installées dans les industries agro-alimentaires : conversion des installations au biogaz	5%
<b>Installations au gaz sous OA &gt; 12 MWe</b>	
Aller sur le marché	30%
Conversion biomasse	30%
Démanteler la cogénération et repasser sur chaudière gaz	40%
<b>Grands réseaux de chaleur &gt; 12 MWe</b>	
Passer en chaudière biomasse pour assurer la base de la fourniture de chaleur et mettre la cogénération gaz sur le marché pour les heures restantes	40%
Passer en cogénération biomasse	30%
Passer en chaudière biomasse	20%
Passer en chaudière gaz	10%
<b>Petits réseaux de chaleur &lt; 12 MWe</b>	
Rénover l'installation pour bénéficier du tarif d'achat C01R	60%
Passer en chaudière biomasse	40%
<b>Résidentiel collectif et Tertiaire &gt; 36 kW</b>	
Rénover l'installation pour bénéficier du tarif d'achat C01R	70%
Passer en chaudière gaz	20%
Aller sur le marché de l'électricité	10%
Passer en chaudière biomasse	0%

## Annexe 8 – Contexte de la micro-cogénération en France

### a) Contexte réglementaire

Le seuil de la micro-cogénération est fixé à 36 kVA en France étant données les plages d'abonnement EDF et les contrats de raccordement. Pour ces petites installations de moins de 36 kVA, il existe une obligation d'achat au tarif d'environ 8 c€/kWh correspondant au tarif de vente réglementé HT. Les conditions d'éligibilité définies dans l'arrêté du 3 juillet 2001 imposent une économie d'énergie primaire supérieure à 5% et un rapport Chaleur/électricité > 0,5.

Ce tarif de rachat incite le particulier à favoriser l'autoconsommation de sa production électrique plutôt qu'à la revendre, l'achat étant d'environ 11 c€/kWh.

Le dispositif de rachat est optionnel. Il entraîne un coût pour le raccordement de 200 à 400 € TTC et des frais annuels de gestion et de comptage facturés par ErDF de 57€ TTC. La revente de l'électricité n'est intéressante qu'à condition d'avoir un excédent de production électrique de plus 1000 kWh d'électricité qui ne peut être autoconsommé<sup>21</sup>. La revente n'est donc envisageable que sur des logements ayant d'importants besoins de chauffage. Sans rachat, l'électricité injectée au réseau est cédée à ErDF.

### b) Contexte technique et économique

Une offre de chaudières à micro-cogénération gaz essentiellement basée sur la technologie Stirling est en train d'apparaître en France. Les principaux fabricants prévoient un début de commercialisation entre 2010 et 2011. Ces fabricants (De Dietrich, Baxi, Viessmann, Bosch, Vaillant et Whispergen) proposent un produit qui intègre une micro-cogénération dans une chaudière à condensation. Le produit est compact et s'apparente à une chaudière classique. La production électrique est relativement faible avec une puissance du moteur d'environ 1kWe. La technologie Stirling offre l'opportunité d'avoir un système à très haut rendement global, à faible émission de NOx, d'entretien facile et peu bruyant. Le rendement électrique reste toutefois limité (< 20%).

GDF Suez a lancé un vaste programme d'opérations de démonstration. Une première campagne d'expérimentation sur 40 unités dans des maisons individuelles a été menée en 2007 dans la région Rhône-Alpes. Un déploiement de 200 à 300 unités est prévu par GDF SUEZ en 2010 en rénovation et dans des logements neufs.

Le prix des pré-séries s'élève aujourd'hui à 10 000 € HT. Il est cependant attendu qu'avec la production en série, le prix de ces chaudières à micro-cogénération s'approche rapidement de la solution Chaudière à condensation + Chauffe-eau solaire individuel (CESI) soit autour de 7000 € HT.

En plus de ces nouveaux produits au gaz, une micro-cogénération Stirling fonctionnant aux granulés de bois est commercialisée en France. Sunmachine, fabricant allemand de ce micro-cogénérateur

---

<sup>21</sup> Dans le cadre de l'expérimentation menée par GDF-SUEZ portant sur 40 écogénérateurs dans des maisons individuelles en Rhône Alpes, une autoconsommation moyenne de 56% a été observée.

d'une puissance électrique de 3 kWe et thermique de 15 kWth, propose ce produit autour de 23 000 €.

De nouveaux produits fondés sur la technologie du Cycle Rankine organique (ORC) apparaissent sur le marché. Différents combustibles peuvent être utilisés. Les rendements électriques sont de l'ordre de 12 - 15% proches de ceux des moteurs Stirling.

Quelques fabricants (Senertech, Vaillant) proposent des cogénérateurs par moteurs à combustion interne. Les puissances électriques sont de l'ordre de 5 kWe mais des produits avec des puissances électriques de 1 kWe sont aussi développés. Les rendements électriques sont de l'ordre de 20-28%.

Avec la demande croissante d'électricité et celle décroissante de chaleur, les technologies avec des ratios électricité/chaleur faibles devraient être supplantées dans l'avenir par la pile à combustible s'adaptant mieux à l'évolution des usages dans le bâtiment.

Le tableau ci-dessous résume la situation des différentes technologies de micro-cogénération.

	Moteurs à combustion interne	Moteurs Stirling	Cycle Rankine	Piles à combustible
Maturité	++++	+++	++	+
Puissances électrique	A partir de 1 kW	1 à 9 kW	2 - 36 kW	A partir de 1 kW
Rendement sur PCI	70 à 100%	85 -105%	~ 100%	75-90%
Ratios E/C	1/2 à 1/4	1/5 à 1/8	1/8 à 1/10	1/2 à 1/3
Nombre de fabricants en Europe	5	8 à 10	3	6
Avantages/inconvénients	Maintenance élevée, émissions importantes, bruit	Intégrable pour les petites puissances dans chaudière	Faible E/C mais polyvalence des combustibles, large gamme de puissance	Ratio E/C très élevé, silencieux, très faibles émissions, durée de vie à prouver

**Tableau 45 – Synthèse des technologies de micro-cogénération (extrait doc. GDF SUEZ)**

Une offre de chaudière à micro-cogénération gaz pour le Résidentiel < 36 kWe apparaît sur le marché. Les produits restent cependant chers mais peuvent conquérir une part de marché dans le neuf dans la mesure où seules les technologies les plus performantes seront autorisées lesquelles sont toutes chères. Leur pénétration dans l'existant semble un peu plus difficile aujourd'hui. Par ailleurs, les technologies à partir de biomasse demandent encore des développements. Quelques micro-cogénérations biomasse sont en cours d'introduction sur le marché. Cependant les coûts d'investissement sont très élevés et la fiabilité des équipements reste à prouver.

## **c) Perspectives d'évolutions réglementaires**

### ***RT 2012 et Maisons individuelles neuves***

Dans le cadre de la future réglementation thermique du bâtiment, il est envisagé d'imposer une obligation pour la maison individuelle d'avoir recours à une source d'énergie renouvelable via une connexion à un réseau chaleur alimenté à plus de 50% par des EnR, ou bien à un CESI, ou démontrer que la consommation d'énergie du bâtiment comprend à minima 5 kWh/m<sup>2</sup> d'énergie primaire produite à partir d'au moins une source d'énergie renouvelable.

Les seules alternatives seront de recourir à une production d'eau chaude sanitaire assurée par un appareil électrique individuel de production d'eau chaude sanitaire thermodynamique ayant un bon niveau de performance ou bien de recourir à une production de chauffage et/ou d'eau chaude sanitaire assurée par une chaudière à micro-cogénération à combustible liquide ou gazeux.

La chaudière à micro-cogénération présente moins de contraintes d'installations (orientation toiture) que le CESI. Par ailleurs, même si le coût d'investissement de la chaudière à micro-cogénération est aujourd'hui de l'ordre de 10 000 € HT, il devrait rapidement baisser pour atteindre les 7 000€ HT et être proche de la solution de référence « chaudière à condensation + CESI ».

Les faibles besoins thermiques dans le logement neuf ne conduiront pas à une production électrique importante limitant ainsi l'intérêt de leur diffusion dans le neuf. La chaudière à micro-cogénération a certes été développée pour le chauffage individuel mais elle peut très bien être intégrée pour le chauffage collectif comme système de production de base couplé à d'autres générateurs de chaleur. Plusieurs unités peuvent aussi être montées en cascade permettant d'augmenter la production électrique. Ce type de montage permettrait d'augmenter le nombre d'heures de fonctionnement des chaudières à micro-cogénération. Ainsi la production électrique augmentant, les factures électriques seraient réduites et la rentabilité du l'appareil serait améliorée.

### ***RT2005 dans l'existant***

Un titre V « chaudière à micro-cogénération dans l'existant » a été validé pour intégrer au calcul réglementaire un projet de chaudière à micro-cogénération dans les bâtiments existants en chauffage individuel. Ce titre pourrait aussi être étendu au chauffage collectif. Les chaudières à micro-cogénération en cours de commercialisation pourraient être envisagées dans le collectif comme système de base associées à une autre chaudière.

### ***Autres mesures en cours de discussion***

#### **Ecodesign**

La directive Ecodesign vise à réduire les consommations des équipements utilisant de l'énergie. Les mesures qui seront mises en place consistent à éliminer du marché les équipements ayant une faible performance en fixant des minima de performance et à informer les acheteurs de la performance énergétique par un étiquetage des produits. Des seuils de performance en termes d'efficacité et d'émission de NOx sont en cours d'établissement. Les chaudières standards seront interdites à

l'horizon 2013/2015. Dans le cadre de la directive ecodesign, les solutions de micro-cogénération feront partie des systèmes les plus performants.

### **Crédit d'impôts**

Le crédit d'impôt sur le revenu pour dépenses d'équipement de l'habitation principale vise à favoriser les travaux et les équipements pour la maison les plus performants en matière d'économie d'énergie. Ce dispositif fiscal qui s'applique jusqu'au 31 décembre 2012 soutient les solutions de chauffage performantes. A ce titre, les chaudières à micro-cogénération performantes pourraient être éligibles au crédit d'impôts. Des discussions sont en cours.

### **CEE**

Une fiche d'opération standardisée pour les chaudières à micro-cogénération est en cours de publication. Elle devrait être intégrée au cours du prochain arrêté fin 2010.

## **d) Intérêt de la micro-cogénération en France**

### ***Réduire la consommation d'énergie primaire***

La micro-cogénération est une solution efficace pour faire des économies d'énergie primaire par rapport aux productions séparées de chaleur et d'électricité. Les économies d'énergie primaire pour la micro-cogénération intégrée en chaudière telle que celles en cours d'introduction sur le marché (avec un rendement global de 107%) sont de l'ordre de 25% selon la méthode de calcul de la directive 2004/8/CE.

### ***Diminuer la pointe électrique***

La micro-cogénération se positionne comme une solution pour réduire le pic de demande d'électricité. La France a une grande dépendance de sa consommation électrique au gradient de température du fait de la large diffusion du chauffage électrique. Le développement actuel des pompes à chaleur n'est pas forcément favorable du point de vue du pic de demande dans la mesure où il se substitue en partie à du chauffage non électrique. De plus, les pompes à chaleur contribuent à renforcer la variation de la demande électrique avec le gradient de température du fait que leur performance se dégrade avec la température. En revanche, les micro-cogénérateurs produisant de l'électricité pendant les périodes de demande de chauffage peuvent contribuer à réduire la pointe de consommation d'électricité. Peacock et Newborough (2006) ont montré que l'intégration de micro-cogénérateurs stirling de 1kWe sur un parc de logements avec des taux de pénétration respectifs de 23% et 77% permet de réduire le pic de demande d'électricité de ces habitations de l'ordre de 11% et 37% en hiver.

### ***Impacts sur le réseau***

La diffusion de la micro-cogénération en France peut contribuer à sécuriser le réseau électrique. Elle présente l'avantage d'être une production décentralisée en bonne adéquation avec la demande électrique car liée à la demande de chauffage. Elle peut permettre de reporter une partie de l'investissement en nouveaux moyens de production électrique sur les utilisateurs. Elle peut aussi éviter des investissements de renforcement des réseaux dans des zones sous contraintes (PACA, Bretagne). Cette technologie présente les avantages de facilité d'insertion dans le milieu urbain et de délais de réalisation courts.

Elle permet en outre d'éviter des pertes réseaux (évaluées à 7,5% pour un raccordement sur réseau basse tension et 14% si auto consommée selon la Directive 2004/08/CE)

## Annexe 9 – Hypothèses détaillées du modèle macro d'évolution du parc

### *Hypothèses sur les technologies de cogénération*

Pour chacun de ces secteurs, la modélisation s'est fondée sur une technologie prédominante, selon le combustible :

	Biomasse	Biogaz	Gaz hors OA	Gaz sous OA	Cogé autre
Industrie > 12 MWe	Turbine à vapeur (TAV)	-	Turbine à gaz (TAG)	Turbine à gaz (TAG)	Turbine à vapeur (TAV)
Industrie < 12 MWe	-	-	Turbine à gaz (TAG)	Turbine à gaz (TAG)	-
Secteurs industriels spécifiques (papeteries, raffineries, agroalimentaire)	Turbine à vapeur (TAV)	Moteur à combustion interne (MCI)	Turbine à gaz (TAG)	Turbine à gaz (TAG)	Turbine à vapeur (TAV)
Grand Réseau de chaleur (> 12 MWe)	Turbine à vapeur (TAV)	-	Turbine à gaz (TAG)	Turbine à gaz (TAG)	Turbine à vapeur (TAV)
Petit Réseau de Chaleur (< 12 MWe)	-	-	50% TAG ; 50% MCI	50% TAG ; 50% MCI	-
Résidentiel collectif et Tertiaire > 36 kWe	-	-	50% TAG ; 50% MCI	50% TAG ; 50% MCI	-
Résidentiel < 36 kWe	-	-	Moteur Stirling	-	-

**Tableau 46 – Hypothèses sur la technologie majoritaire par secteur et par combustible**

Pour l'ensemble de la modélisation, les durées de fonctionnement de chacune des technologies considérées sont celles du Tableau 21 page 45.

## Annexe 10 – Méthode de calcul des émissions de CO<sub>2</sub> évitées

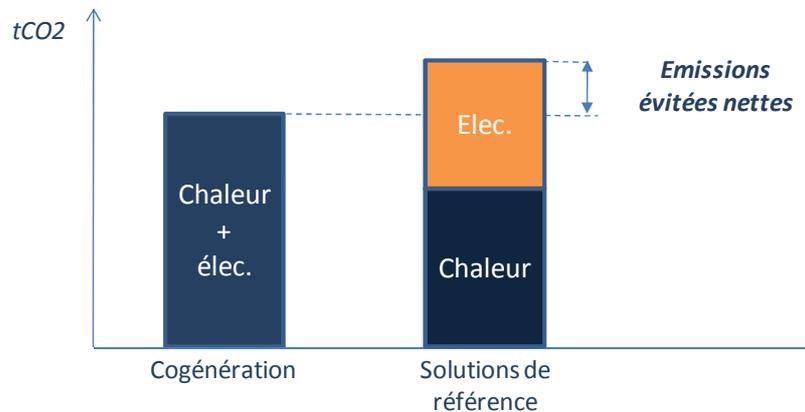


Figure 48 – Principe général de comptabilisation des émissions de CO<sub>2</sub> de la cogénération

1. **Production d'électricité par cogénération** : comptabiliser uniquement les émissions de CO<sub>2</sub> dues à la production d'électricité par cogénération (la production de chaleur est supposée répondre à un besoin devant être satisfait et est donc retirée) :

$$CO_2 \text{ Production électricité cogénération} =$$

$$\text{Total } CO_2 \text{ cogénération (chaleur + électricité)} - CO_2 \text{ chaudière classique}$$

avec *CO<sub>2</sub> chaudière classique* : émissions de CO<sub>2</sub> liées à la production de la même quantité de chaleur avec une chaudière classique fonctionnant au même combustible que la cogénération

Compte tenu des hypothèses de rendement retenues pour les différentes technologies, les facteurs d'émissions pour la production d'électricité par cogénération sont les suivants :

	Hypothèses						Résultats	
	Combustible	Chaleur seule	Cogénération 2010		Cogénération 2020		Elec. cogé 2010	Elec. cogé 2020
	FE kgCO <sub>2</sub> /MWh	η réf.	η élec.	η chaleur	η élec.	η chaleur	FE kgCO <sub>2</sub> /MWh	FE kgCO <sub>2</sub> /MWh
Biomasse	0	86%	14%	76%	14%	76%	0	0
Biogaz	0	70%	40%	40%	42,5%	42,5%	0	0
Gaz (Industrie et RdC > 12MW)	231	90%	32%	48%	34%	51%	337	294
Gaz (RdC < 12MW et Coll.&Tert.)	231	90%	36%	45%	38%	48%	321	283
Cogé autre	264	80%	14%	76%	14%	76%	95	95

Tableau 47 – Facteurs d'émission (FE) de CO<sub>2</sub> de la production d'électricité par cogénération selon le combustible (sources : Décision 2007/589/CE [4] et Annexe II de la Décision 2007/74/CE [2])

2. **Emissions évitées** : déduire les émissions qui auraient été occasionnées par un autre moyen de production électrique.

Le mode de production remplacé a été supposé comme étant systématiquement un cycle combiné gaz de rendement 55% ; d'après la Décision 2007/589/CE [4], le contenu CO<sub>2</sub> correspondant est donc de :  $231 \text{ [kgCO}_2\text{/MWh]} / 55\% = 420 \text{ [kgCO}_2\text{/MWh]}$ .

## Annexe 11 – Méthode de calcul des économies d'énergie primaire réalisées

La méthodologie utilisée lors de l'étude pour calculer les économies d'énergie primaire est celle détaillée en annexe III de la Directive 2004/8/CE [1].

Les rendements de référence utilisés pour le calcul des économies d'énergie primaire sont issus de la Décision 2007/74 de la Commission Européenne [2] :

- Pour la production séparée d'électricité :
  - Conformément à l'annexe III de la Décision 2007/74, un facteur de correction climatique a été appliqué. En effet, la température annuelle moyenne en France est de 13°C (source IFEN) soit un gain de rendement de 0,2% par rapport aux conditions ISO (15°C).
  - Les rendements de référence utilisés (hors correction) sont les suivants (annexe I de la Décision 2007/74) :
    - Gaz naturel : 52,5%
    - Biomasse (bois) : 33%
    - Biogaz : 42%
    - Autres combustibles : 25%
- Pour la production séparée de chaleur, les rendements de référence utilisés sont les suivants (annexe II de la Décision 2007/74) :
  - Gaz naturel : 90%
  - Biomasse (bois) : 86%
  - Biogaz : 70%
  - Autres combustibles : 80%

Le passage aux tep d'énergie primaire économisées se fait en ramenant les économies d'énergie primaire exprimées en pourcents ainsi calculées, en quantités de combustible théoriquement non consommées.

## **Annexe 12 – Hypothèses de calcul du coût d'investissement total pour atteindre le potentiel économique**

Les technologies considérées pour chacun des segments sont celles détaillées dans le Tableau 46 page 112. Les coûts associés utilisés sont ceux de la première partie de l'Annexe 6.

De plus, un gain moyen de 50 €/kW de cogénération revendue lors de son démantèlement a été considéré.

Enfin, les différents coûts ont été considérés comme constants sur la période étudiée.

## Annexe 13 – Méthode de calcul du poids sur la CSPE de l'atteinte du potentiel économique

Les charges de service public liées à l'obligation d'achat sont financées par l'ensemble des consommateurs via la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Le calcul de ces charges est basé sur la comparaison entre le coût d'achat correspondant aux versements effectués par les acheteurs en faveur des producteurs, et le coût évité à ces acheteurs, lié à l'acquisition de l'électricité correspondante. Le coût évité est déterminé en référence aux prix de marché.

Le prix de marché retenu est de 50 €/MWh e en 2010. Par ailleurs, les niveaux moyens suivants ont été retenus pour les différents tarifs d'achat pour 2010 :

- Tarif OA gaz : entre 106 €/MWh e ( $P_e > 12$  MW) et 119 €/MWh e ( $P_e < 12$  MW)
- Tarif d'achat biomasse : 150 €/MWh e

De plus, l'hypothèse d'une augmentation annuelle de 2% des prix de marché et des tarifs d'achat a été faite.

## **Annexe 14 – Hypothèses détaillées concernant la cogénération pour la production de froid**

### ***Besoin de froid***

Les besoins de froid ont été établis d'après différentes sources.

Les hypothèses suivantes de croissance ont été considérées :

- Industrie : 0%
- Tertiaire : 4,3%
- Résidentiel : 2,5%

### ***Potentiel technique***

Les hypothèses retenues pour établir le potentiel technique spécifiquement lié à la cogénération utilisée pour la production de froid sont les suivantes :

- Pas de capacité électrique additionnelle : nous avons considéré que la production de froid par cogénération se ferait quasi exclusivement en trigénération (production de chaleur, de froid et d'électricité)
- Les réseaux de froid en trigénération peuvent couvrir 2% des besoins totaux de froid (valeur établie sur la base de l'ordre de grandeur des installations installées en 2010) et ce taux est supposé identique à l'horizon 2015 et 2020, les conditions économiques étant supposées inchangées
- La durée de fonctionnement en froid a été prise égale aux quelques cas connus du parc actuel, soit environ 1 440 heures
- Le COP de la technologie d'absorption a été pris égal à 1
- L'hypothèse a été faite que les technologies utilisées seront des moteurs à gaz et des turbines à gaz (50%/50%), avec un rendement global de 85% en moyenne, et des ratios C/E de 1,3 pour le moteur à gaz et de 1,5 pour la turbine à gaz
- La trigénération peut répondre à 88,6% du besoin total en froid d'un site (d'après [25])