

Lancement d'une unité de cogénération biomasse de 30 kWel sur le marché.

Directeur :
Yannic WERA
Rapporteur(s) :
Michael GHILISSEN
Magali HERMAN

Mémoire présenté par
Jean-François OUDKERK
en vue de l'obtention du diplôme de
Master en Science de Gestion
Option Management Général
Année académique 2011/2012

Remerciements

Je tiens à remercier M. Thierry Carrette qui m'a permis de réaliser ce travail et m'a précieusement conseillé.

Mes remerciements vont également au Prof. Pierre Dewaleff, au Prof. Michael Ghilissen, à M^{me} Annick Lempereur et M. Pierre-Yves Pirlot pour leur aide, les conseils avisés et leur temps.

Pour finir, je remercie mes proches et mes collègues qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail.

Résumé

Titre : Lancement d'une unité de cogénération biomasse de 30kWel sur le marché.

Auteur : Jean-François Oudkerk

Section : Master en Science de Gestion à finalité spécialisée en Management Général

Année académique : 2011-2012

La cogénération est une technique de production rationnelle et efficace de l'énergie. Le principe est simple : produire de l'électricité et de la chaleur simultanément. Le but étant d'éviter les pertes d'énergie thermique inévitablement liées aux centrales électriques de grosse puissance. Cette technique permet d'économiser de l'énergie primaire, de réduire les émissions de CO₂ et de générer un revenu pour l'exploitant. Pour ses divers avantages, elle est mise en avant par la Commission européenne comme technologie à développer pour atteindre les objectifs énergétiques de l'Union Européenne.

Depuis quelques années, la micro cogénération arrive sur le marché. Malgré les estimations prometteuses, elle n'a pas encore réussi à atteindre le marché de masse comme l'ont fait certaines technologies relatives à la production d'énergie verte pour le particulier (on pense notamment au succès des panneaux photovoltaïques). Mais les experts s'accordent à dire que, désormais, tous les facteurs sont réunis pour que le marché de la cogénération se développe comme il le mérite.

Ce travail commence par analyser les facteurs qui influencent le marché de la cogénération et tente d'expliquer pourquoi celui-ci n'en est qu'à sa phase de lancement. L'analyse de ces facteurs montre que le marché a connu un début difficile mais qu'aujourd'hui, tout est en place pour qu'il entre dans sa phase de croissance.

Le but de cette démarche est d'évaluer le potentiel commercial d'un produit innovant proposé par CORETEC. Afin de déterminer ce potentiel, un modèle de la rentabilité économique d'une unité de cogénération est proposé. Ce modèle se base sur un profil de consommation de chaleur horaire pour déterminer la production d'énergie et la consommation en combustible, heure par heure, de la cogénération tout au long d'une année. Connaissant la production et la consommation, il est possible de déterminer la rentabilité du projet via trois critères : le temps de retour actualisé, la valeur actuelle nette et le taux de rentabilité interne.

Ce modèle est utilisé pour déterminer le client cible en Région wallonne. Ce dernier est le client pour qui le produit offre une rentabilité économique. Après avoir déterminé le profil du client cible, un nombre de clients potentiels est déterminé sur base de statistiques énergétiques.

Pour terminer, une comparaison avec un produit standard du marché est effectuée et l'influence des mécanismes de soutien mis en place par la Région wallonne est étudiée.

Table des matières

1	Introduction	13
1.1	Qu'est-ce que la cogénération ?.....	13
1.2	Caractéristiques d'une unité de cogénération	13
1.3	Intérêt de la cogénération	14
1.3.1	Economie d'énergie primaire	14
1.3.2	Diminution des émissions de CO2.....	17
1.3.3	Intérêt économique.....	18
2	Le macroenvironnement: Analyse PESTEL pour l'Europe	19
2.1	Influence Economique	19
2.1.1	Libéralisation du marché de l'énergie.....	19
2.1.2	Hausse du prix de l'énergie	19
2.1.3	Approvisionnement énergétique	19
2.1.4	Influence Sociologique	19
2.2	Influence Ecologique	21
2.3	Influence Légale	22
2.3.1	Directive 2004/8/CE du Parlement Européen et du Conseil.....	22
2.3.2	Autres	23
2.4	Conclusion	23
3	Le marché de la cogénération	25
3.1	Caractéristiques de la demande	25
3.1.1	Secteur résidentiel en Wallonie	26
3.1.2	Secteur tertiaire en Wallonie	27
3.1.3	Secteur industriel	29
3.2	Caractéristiques de l'offre et technologies disponibles sur le marché	29
3.2.1	Moteur à combustion interne	30
3.2.2	Micros turbines	32
3.2.3	Moteur Stirling	33
3.2.4	Cycle de Rankine	34
3.2.5	Pile à combustible	36
3.2.6	Conclusion	36
3.3	Marché actuel et potentiel	37
3.4	Facteurs influençant le marché de la cogénération	38
3.5	Le marché de la cogénération en région wallonne	41

4	Produit proposé.....	45
4.1	Caractéristiques.....	45
4.2	Positionnement	46
4.3	Estimation du prix.....	46
5	Mécanisme de soutien en région wallonne.....	49
5.1	Aide à l'investissement.....	49
5.1.1	Déduction fiscale	49
5.1.2	Aide à l'investissement.....	49
5.2	Certificat vert	50
5.2.1	Principes	50
5.2.2	Prix des CV	51
5.2.3	Calcul du nombre de CV octroyés pour une unité de cogénération.....	52
6	Calcul de la rentabilité d'une cogénération	53
6.1	Calcul du gain.....	53
6.2	Critères de rentabilité.....	54
6.3	Rentabilité d'une unité de cogénération.....	54
6.4	Estimation de la quantité d'énergie produite	55
7	Détermination du client type	57
7.1	Profils.....	57
7.2	Données.....	58
7.2.1	Donnée technique	58
7.2.2	Coût du combustible	58
7.2.3	Prix de l'électricité.....	59
7.2.4	Investissement	60
7.2.5	Divers.....	60
7.2.6	Taux de certificats verts	60
7.3	Résultats	61
7.3.1	Optimisation du stockage pour le profil type A	61
7.3.2	Consommation annuelle minimum pour le profil type A	62
7.3.3	Résultats pour le profil type A.....	63
7.3.4	Résultats pour les autres profils de consommation	64
7.4	Estimation du nombre de clients potentiels en Wallonie.....	64
8	Comparaison avec un autre produit ; influence des mécanismes de soutien.....	65
8.1	Comparaison avec un autre produit.....	65
8.1.1	Hypothèses de calcul.....	65

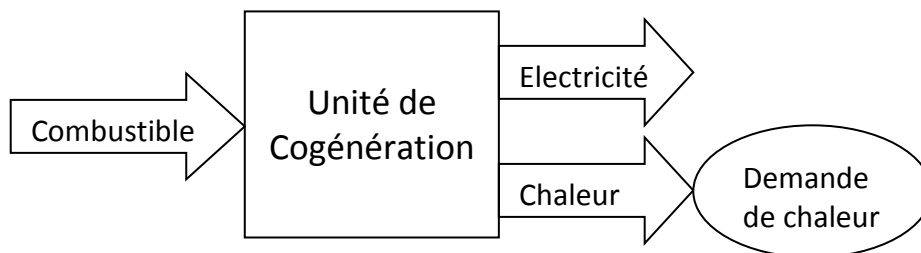
8.1.2	Résultats	65
8.2	Influence des mécanismes de soutien	67
8.3	Conclusion	67
9	Conclusion	69
10	Références.....	71
11	Annexes	75
11.1	Mécanisme de soutien en Europe	75
11.2	Hypothèses de calcul pour la base subsidiable de la prime d'aide à l'investissement + exemple (Gouvernement, 2007)	76
11.2.1	Actualisation.....	76
11.2.2	Références électricité.....	76
11.2.3	Références chaleur.....	76
11.2.4	Exemple : PROJET COGENERATION BOIS-ENERGIE.....	77
11.3	Profils de consommation thermique types édités par la région wallonne	79
11.4	Détail tarif gaz.....	80
11.5	Détail tarif électricité	81

1 Introduction

1.1 Qu'est-ce que la cogénération ?

La cogénération (Combined Heat and Power, CHP) est la production thermodynamique simultanée de deux (ou plusieurs) formes d'énergie à partir d'une même énergie primaire. Les deux formes d'énergie pouvant être produites sont de l'électricité (ou énergie mécanique) et de la chaleur.

A l'heure actuelle, la majeure partie de l'électricité est produite dans des centrales de grande puissance (100 MW-2000 MW) dédiée à la production d'électricité. Pour produire l'énergie électrique, ces centrales sont alimentées en énergie thermique via un combustible. La conversion de l'énergie thermique en énergie électrique s'accompagne de perte sous forme de chaleur. Cette chaleur n'est pas utilisée car elle est produite à basse température et qu'il n'y a pas de demande de chaleur à proximité. Les centrales électriques jettent donc en permanence de l'énergie thermique. La cogénération a pour but de produire de l'électricité tout en valorisant cette énergie thermique. La cogénération peut donc être redéfinie comme la production simultanée d'électricité et de chaleur valorisée à partir de la même source d'énergie primaire. La cogénération s'adresse donc à des consommateurs de chaleur.



1.1 : Principe de base d'une unité de cogénération.

1.2 Caractéristiques d'une unité de cogénération

Comme dit précédemment, une unité de cogénération est un système produisant de l'énergie thermique et de l'énergie électrique. Les performances de ce système sont caractérisées par quatre paramètres :

- La puissance thermique : $P_{th,CHP}$ [kW_{th}]
- La puissance électrique: $P_{el,CHP}$ [kW_e]
- Le rendement thermique : $\eta_{th,CHP}$ [%]
- Le rendement électrique : $\eta_{el,CHP}$ [%]

Le rendement d'un système thermodynamique décrit la performance avec laquelle il convertit l'énergie. Il est défini conventionnellement, de manière générale, par le rapport suivant (Lebrun, 1998) :

$$\eta = \frac{\text{Production utile}}{\text{Consommation payante}}$$

Pour la production d'électricité de la cogénération, la production utile est la puissance électrique développée et la consommation payante est la quantité de combustible :

$$\eta_{el,CHP} = \frac{P_{el,CHP}}{\dot{M}_{fuel} \cdot PCI_{fuel}}$$

Où \dot{M}_{fuel} est le débit de combustible en kg/s et PCI_{fuel} est le pouvoir calorifique inférieur du combustible en J/kg. Le PCI d'un combustible décrit la quantité d'énergie qu'il contient.

De manière similaire, le rendement thermique d'une unité de cogénération est donné par :

$$\eta_{th,CHP} = \frac{P_{th,CHP}}{\dot{M}_{fuel} \cdot PCI_{fuel}}$$

On déduit de ces deux dernières équations que les puissances thermique et électrique sont liées par :

$$\frac{P_{th,CHP}}{\eta_{th,CHP}} = \frac{P_{el,CHP}}{\eta_{el,CHP}}$$

La quantité d'énergie qu'une unité cogénération va produire et consommer dépend du temps de fonctionnement de celle-ci :

$$E_{th,CHP} = P_{th,CHP} \cdot h \text{ [MWh}_{th}] \text{ et } E_{el,CHP} = P_{el,CHP} \cdot h \text{ [MWh}_e]$$

$$Ep_{CHP} = \dot{M}_{fuel} \cdot PCI_{fuel} \cdot h = M_{fuel} \cdot PCI_{fuel} \text{ [MWh]}$$

Où h est le nombre d'heures de fonctionnement de l'unité et Ep est l'énergie primaire consommée.

1.3 Intérêt de la cogénération

1.3.1 Economie d'énergie primaire

1.3.1.1 Principe et exemple

Le principal intérêt de la cogénération est d'économiser de l'énergie primaire. En produisant de la chaleur et de l'électricité simultanément, il est possible de consommer moins d'énergie qu'en produisant de la chaleur et de l'électricité séparément. En effet, comme dit plus haut, les unités de production d'électricité habituelles rejettent de la chaleur non exploitée. Cette chaleur rejetée est une perte d'énergie. Le principe de la cogénération est d'utiliser cette chaleur afin de diminuer les pertes. L'exemple présenté à la Figure 1.2 illustre ce principe.

Une centrale Turbine Gaz Vapeur (TGV) a, en moyenne, un rendement de 55%. Pour produire 350 kWh d'électricité, il faut donc $350/0.55=636$ kWh d'énergie primaire. On perd donc $636-350=286$ kWh d'énergie primaire. Une chaudière à gaz de bonne qualité a, en moyenne, un rendement de 90%. Pour produire 530 kWh d'énergie thermique il faut donc 589 kWh d'énergie primaire. Les pertes sont de 59 kWh. Au total on consomme 1225 kWh d'énergie primaire et les pertes s'élèvent à 345 kWh.

Une unité de cogénération fonctionnant avec un moteur à combustion interne peut fournir de l'électricité avec un rendement de 35%. Il faut donc 1000 kWh d'énergie primaire pour fournir 350 kWh d'électricité. En récupérant la chaleur sur les gaz de combustion (et sur le circuit de refroidissement), on considère qu'il est possible de récupérer 80% de l'énergie résiduelle (650 kWh) et donc de « produire » 530 kWh d'énergie thermique. Ce qui correspond a un rendement thermique de l'installation de 53%. Les pertes sont donc de $1000-350-530=120$ kWh.

L'économie d'énergie primaire (Primary Energy Saving, PES) réalisée dans cet exemple est donc de 225 kWh ce qui correspond à :

$$PES = \frac{E_{p_{ref}} - E_{p_{CHP}}}{E_{p_{ref}}} = \frac{1225 - 1000}{1225} = 18\%$$

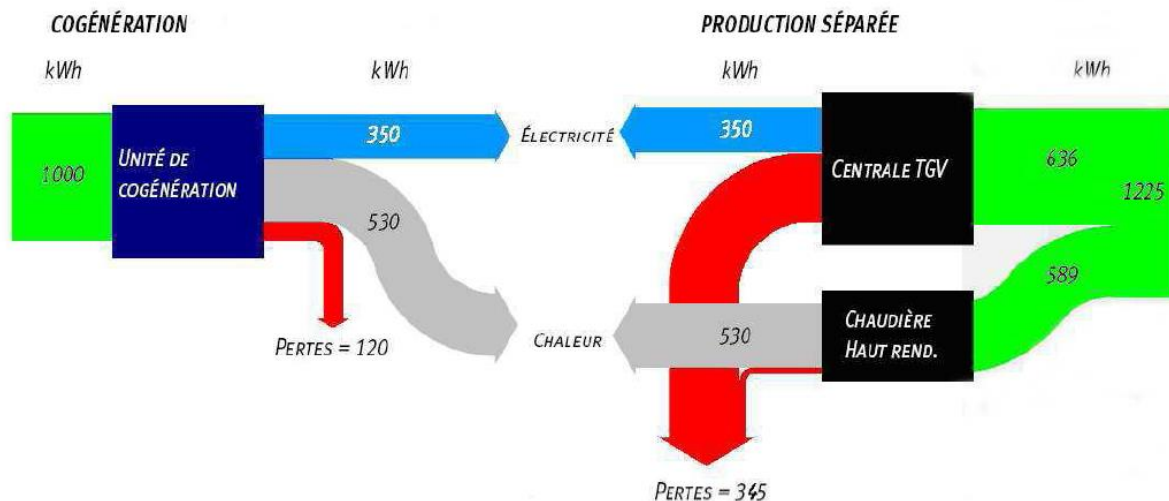


Figure 1.2: Comparaison Cogénération/Production Séparée (Daoud, 2003).

1.3.1.2 Calculs

En pratique, on peut calculer l'économie d'énergie primaire (Primary Energy Saving) par la formule suivante :

$$PES = \frac{Ep_{ref} - Ep_{CHP}}{Ep_{ref}} = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{th,CHP}}{\eta_{th,ref}} + \frac{\eta_{el,CHP}}{\eta_{el,ref}}} [\%]$$

Où:

- Ep_{ref} est l'énergie primaire consommée en production séparée
- $\eta_{th,ref}$ est le rendement thermique de référence pour la production séparée de chaleur
- $\eta_{el,ref}$ est le rendement électrique de référence pour la production séparée d'électricité

Une décision de la Commission Européenne (Commission, 2007) fournit des valeurs pour les rendements de référence en fonction des combustibles utilisés.

Une unité de cogénération est considérée par la Commission Européenne (Commission, 2004) comme une cogénération à haut rendement si l'économie d'énergie primaire est d'au moins 10%. Pour la petite et la micro-cogénération, le PES doit simplement être supérieur à 0.

La Figure 1.3 (Aoun, 2008) montre l'influence du rendement total $\eta_{tot,chp}$ et du rapport λ entre électricité produite et chaleur produite sur le PES. Les calculs ont été effectués pour des rendements de référence de $\eta_{th,ref} = 80\%$ et $\eta_{el,ref} = 38.75\%$ (valeurs moyennes françaises).

$$\lambda = \frac{\eta_{CHP,el}}{\eta_{CHP,th}} ; \eta_{tot,CHP} = \eta_{CHP,th} + \eta_{CHP,el}$$

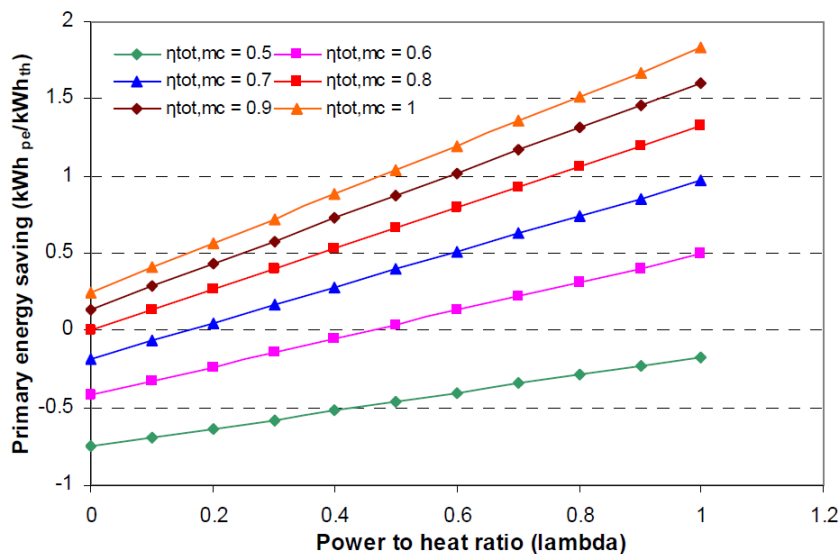


Figure 1.3: Influence du rendement global et du rapport électricité/chaleur sur le PES (Aoun, 2008).

1.3.2 Diminution des émissions de CO2

La diminution de consommation d'énergie primaire peut entraîner une diminution des émissions de CO2. Ce gain en émission de CO2 est la différence entre la quantité de CO2 produite par l'installation de référence et la quantité de CO2 produite par la cogénération pour la même quantité d'énergie produite. L'installation de référence est une chaudière classique pour l'énergie thermique et une centrale TGV pour la production d'électricité (Daoud, 2003).

Par MWh électrique produit, la quantité de CO2 émise par une centrale de cogénération se calcule par :

$$Em_{CHP} = \frac{E_{p,CHP} \cdot e_{fuel,CHP}}{E_{el,CHP}} = \frac{e_{fuel,CHP}}{\eta_{el,CHP}} \left[\frac{kgCO_2}{MWh_e} \right]$$

Où $e_{fuel,CHP} \left[\frac{kgCO_2}{MWh} \right]$ représente la quantité de CO2 émise par le combustible sur base de son pouvoir calorifique inférieur.

Sur le même temps, la centrale de cogénération a produit une quantité de chaleur donnée par :

$$E_{th,CHP} = \frac{\eta_{th,CHP}}{\eta_{el,CHP}} \left[\frac{MWh_{th}}{MWh_e} \right]$$

Pour produire les mêmes quantités d'énergie thermique et électrique, l'installation de référence émet :

$$Em_{ref} = Em_{TGV} + \frac{E_{th,CHP}}{\eta_{th,ref}} \cdot e_{fuel,ref} = Em_{TGV} + \frac{\eta_{th,CHP}}{\eta_{el,CHP}} \cdot \frac{1}{\eta_{th,ref}} \cdot e_{fuel,ref} \left[\frac{kgCO_2}{MWh_e} \right]$$

Où Em_{TGV} est l'émission spécifique d'une centrale TGV et est de 456 kgCO2/MWhe.

L'économie d'émission de CO2 réalisée par l'unité de cogénération est de :

$$G_{CO_2} = Em_{ref} - Em_{CHP} \left[\frac{kgCO_2}{MWh_e} \right]$$

Le Tableau 1.1 présente la valeur de l'émission spécifique de quelques combustibles. On constate que les combustibles biomasses (bois, biodiesel,..) ont une faible émission de CO2 et sont donc beaucoup plus intéressants en terme de réduction des émissions.

Tableau 1.1 : Emission spécifique de CO2 de différents combustibles (Daoud, 2003).

Combustible	$e_{fuel} \left[\frac{kgCO_2}{MWh} \right]$
Gaz naturel	251
LPG	267
Mazout	306
Bois cultivé	45
Déchet de bois	23
Biodiesel	80

1.3.3 Intérêt économique

Une unité de cogénération a, en plus des avantages environnementaux qui viennent d'être expliqué, un intérêt économique. En effet, elle produit de l'électricité. Cette électricité va générer un revenu pour l'exploitant. Dans une chaudière classique, l'utilisateur obtient de la chaleur en contrepartie de l'achat de combustible. Il paye pour satisfaire son besoin en chaleur. Avec une unité de cogénération, il achète du combustible pour satisfaire son besoin en chaleur et en même temps il produit de l'électricité. Or cette électricité a une valeur ajoutée plus élevée que la chaleur. Deux possibilités s'offrent à lui, il peut vendre cette électricité sur le réseau ou la consommer sur place ce qui aura pour effet de diminuer sa facture en électricité. Evidement, produire cette électricité à un coût. Ce coût correspond au surplus de combustible consommé pour produire l'électricité. Le bénéfice que l'exploitant va en retirer dépend donc du rapport entre le prix de l'électricité et du combustible. Plus le prix de l'électricité est haut et le prix du combustible faible, plus la cogénération est rentable et inversement. C'est pourquoi, comme nous le verrons plus en détail dans la suite, l'évolution du prix de l'électricité et des combustibles influence le marché de la cogénération.

2 Le macroenvironnement: Analyse PESTEL pour l'Europe

2.1 Influence Economique

2.1.1 Libéralisation du marché de l'énergie

Avant les années 2000, la production d'électricité était soumise à un monopole naturel régulé. Afin d'augmenter la compétitivité et la croissance de l'Europe, le Conseil et le Parlement Européen ont adopté en 2003 deux directives visant à ouvrir le marché de l'électricité et du gaz à la concurrence. Dans ces directives, il était prévu que le marché s'ouvre le 1^{er} juillet 2004 pour les professionnels et le 1^{er} juillet 2007 pour les particuliers (SPF, 2008).

Cette ouverture du marché à la concurrence a pour conséquence que, à l'heure actuelle, n'importe quelle entité raccordée au réseau électrique peut être producteur d'électricité. Cette libéralisation du marché influence donc le marché de la cogénération, car l'électricité issue d'une telle unité peut maintenant être revendue sur le marché de l'électricité (MICROMAP, 2002)(De Paepe, et al., 2007). Nous verrons plus tard via quel mécanisme et quelles conséquences économiques cela engendre.

2.1.2 Hausse du prix de l'énergie

La hausse des prix de l'énergie de ces dernières années, aussi bien du pétrole, du gaz ou de l'électricité (le prix de l'électricité étant lié au prix des deux premiers), pousse le consommateur vers une utilisation de plus en plus rationnelle de l'énergie. La première solution est évidemment de consommer moins, via le comportement ou via de nouvelles techniques (isolation, ampoule économique...), mais les besoins en chaleur et en électricité restent présents. Il faut donc se tourner vers des solutions de production d'énergie plus efficaces en ce compris la cogénération.

2.1.3 Approvisionnement énergétique

L'Europe couvre actuellement plus de 50% de ses besoins en énergie primaire par de l'importation. Si la tendance actuelle se maintient, ce taux atteindra 70% en 2030 (Commission E., 2006). Cette forte dépendance envers les pays exportateurs d'énergie primaire est préoccupante et pourrait conduire dans l'avenir à des difficultés d'approvisionnement et une hausse de prix encore plus accentuée. Il est donc nécessaire d'améliorer la sécurité d'approvisionnement par différentes mesures, comme diversifier le mix énergétique en utilisant des sources alternatives telles que la biomasse, et utiliser des technologies efficaces de conversion telles que la cogénération.

2.1.4 Influence Sociologique

Les citoyens de l'Union Européenne sont de plus en plus sensibles aux problèmes environnementaux, en particulier au réchauffement climatique et aux questions énergétiques. En effet, les chiffres avancés par un sondage effectué dans le cadre d'un Eurobaromètre spécial, « Les attitudes des Européens vis-à-vis du changement climatique », réalisé en 2008, montrent que le changement climatique est considéré comme le deuxième problème le plus sérieux au monde (Commission, 2008). Le premier étant la pauvreté, le manque de nourriture et d'eau potable (Figure 2.1).

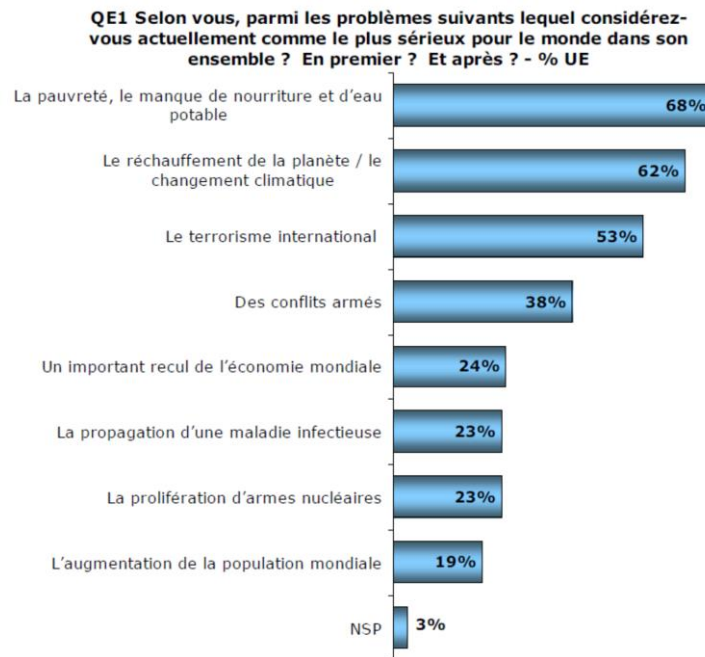


Figure 2.1 : Importance du réchauffement climatique aux yeux du citoyen européen (Commission, 2008).

On peut donc imaginer que le comportement du consommateur va être influencé par sa conscience écologique. En effet, les sensibilisations issues des gouvernements ou des ONG sont de plus en plus nombreuses, les habitudes changent (ex : sachet en plastique dans les grandes surfaces) et le consommateur cherche à se donner bonne conscience. Cette supposition est confortée par la conclusion d'un autre Eurobaromètre spécial intitulé « Attitudes au sujet de l'énergie » (Commission, 2006). En effet, les sondages montrent que :

- Les citoyens pensent que les gouvernements devraient promouvoir l'utilisation des énergies renouvelables pour réduire le niveau actuel de dépendance énergétique ainsi que les moyens permettant d'économiser de l'énergie dans les habitations et les formes d'énergies alternatives.
- 6 citoyens sur 10 accordent de l'attention à l'énergie consommée par une voiture ou un appareil ménager lors de l'achat.
- 27% des personnes interrogées sont prêtes à payer 5% de plus pour de l'énergie verte contre 54% qui ne sont pas prêts à payer plus.
- Plus de 50% des sondés désirent réduire leur consommation énergétique dont 5% sont prêts à faire un effort financier.

On constate que le consommateur est influencé par l'écologie dans son comportement. Il sera plus enclin à acheter un produit dit « vert » tant qu'il n'y a pas de surcoût. Une tendance actuelle est d'ailleurs le marketing écologique ou marketing vert dont le but est de jouer sur le côté écologique d'un produit pour le mettre en avant (que ce soit réellement écologique ou non) (Miralles, 2008).

2.2 Influence Ecologique

En ce début de 21^{ème} siècle, les préoccupations environnementales et énergétiques n'ont jamais été aussi fortes. Non seulement le monde prend conscience que les ressources énergétiques fossiles ne sont pas inépuisables, mais en plus l'utilisation de ces ressources fossiles mène inévitablement à la dégradation de l'environnement par la pollution.

Le tableau suivant (Tableau 2.1) résume la situation des réserves de combustibles fossiles (AFH2, 2007). Ces chiffres sont à considérer comme ordre de grandeur et non comme valeur absolue, étant donnée l'incertitude sur les réserves effectives (gisements non découverts, etc.) et sur l'évolution de la consommation annuelle. Néanmoins l'on constate que la situation est critique et que le modèle énergétique actuel n'est pas soutenable à long terme.

Tableau 2.1 : Réserve mondiale de combustibles fossiles.

	Réserves mondiales prouvées (Gtep)	Consommation annuelle (Gtep)	Durée (au rythme actuel de la consommation) (années)
Pétrole	~140	3.9	~40 ans
Gaz naturel	~160	2.4	~60 ans
Charbon	~600	2.8	~200 ans

En ce qui concerne la pollution, le phénomène qui ressort le plus est le réchauffement climatique, étant dû à l'augmentation de la teneur en gaz à effet de serre constatée dans l'atmosphère. Le principal gaz à effet de serre est le CO₂, dont la teneur ne cesse d'augmenter depuis l'ère industrielle (Figure 2.2). Le CO₂ émis par l'activité humaine est principalement dû à la combustion des combustibles fossiles, et est pointé du doigt comme responsable du réchauffement climatique. Les effets du réchauffement climatique à long terme pourraient être dramatiques pour la planète : fonte des glaces polaires, élévation du niveau des mers...

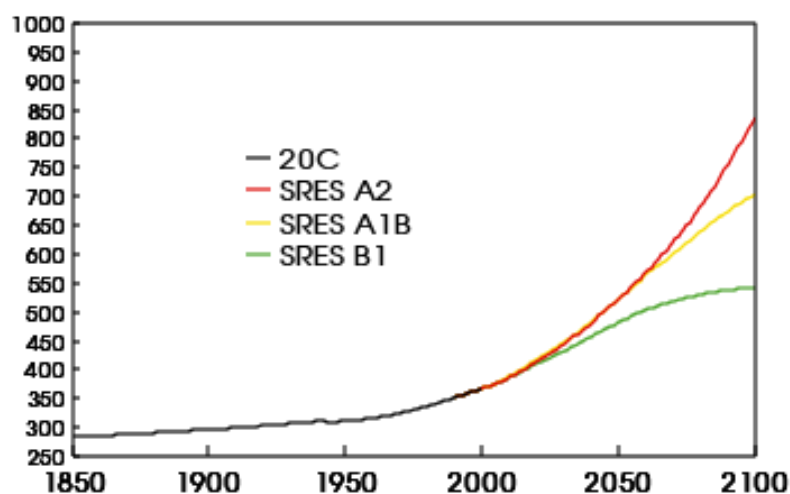


Figure 2.2: Evolution de la concentration atmosphérique de CO₂ (en ppm) pour différents scénarios (Giec).

Partant de ces deux constats, la nécessité de réduire la consommation d'énergie fossile et l'émission des gaz à effet serre a été mise en avant depuis plusieurs années. Cette nécessité s'est traduite par des accords internationaux issus de rencontre entre nations, telles que le sommet de Rio en 1992 et le protocole de Kyoto en 1997 (AFH2, 2007). Ce dernier vise à stabiliser le taux d'émission globale de gaz à effet de serre à celui de 1990. Au niveau Européen, L'UE a adopté l'objectif dit des « 3 X 20 » : réduire les émissions de gaz à effet de serre de 20%, porter la part des énergies renouvelables à 20% et économiser 20% d'énergie primaire d'ici à 2020.

2.3 Influence Légale

La cogénération fait partie des technologies mises en avant par la Commission Européenne dans la politique énergétique. Une directive lui est d'ailleurs consacrée.

2.3.1 Directive 2004/8/CE du Parlement Européen et du Conseil

La directive 2004/8/CE a pour objectif de créer un cadre commun pour la promotion et le développement de la cogénération à haut rendement.

Voici quelques extraits des considérations justifiant la directive :

« Le potentiel de cogénération en vue d'économiser l'énergie est actuellement sous-utilisé dans la Communauté. La promotion de la cogénération à haut rendement sur la base de la demande de chaleur utile constitue une priorité communautaire, étant donné les bénéfices potentiels de la cogénération en termes d'économie d'énergie primaire, de prévention de pertes de réseaux et de réduction des émissions, en particulier de gaz à effet de serre. En outre, l'utilisation efficace de l'énergie par la cogénération peut également contribuer de manière positive à la sécurité d'approvisionnement énergétique et à la position concurrentielle de l'Union Européenne et de ses États membres. Il est donc nécessaire de prendre des mesures afin que ce potentiel soit mieux exploité dans le cadre du marché intérieur de l'énergie. »

« Dans ce contexte [du marché intérieur de l'électricité], le développement de la cogénération contribue à renforcer la concurrence, et ce également pour les nouveaux acteurs économiques. »

« L'utilisation accrue de la cogénération, axée sur la réalisation d'économie d'énergie primaire, pourrait constituer un des éléments du paquet de mesures nécessaires pour respecter le protocole de Kyoto... »

La Commission Européenne reconnaît donc à la cogénération les avantages suivants :

- Economie d'énergie primaire
- Réduction des émissions de gaz à effet de serre
- Prévention de perte sur le réseau électrique
- Bénéfices pour la sécurité d'approvisionnement énergétique
- Renforcement de la concurrence sur le marché de l'électricité

Afin de promouvoir la cogénération à haut rendement, la directive crée un cadre commun aux Etats membres et leur donne la voie à suivre. Le cadre commun est défini, entre autres, par l'article 3 qui définit les différents termes liés à la cogénération, l'article 4 qui prévoit la définition de rendement de référence maintenant défini par la décision du 21 décembre 2006, et l'article 5 qui impose aux Etats membres de s'assurer que l'électricité issue de la cogénération fait l'objet d'une garantie d'origine. Pour ce qui est de la voie à suivre, l'article 6 impose aux Etats membres d'effectuer une analyse du potentiel national tous les quatre ans, l'article 7 encourage les Etats membres à élaborer un régime de soutien (aide à l'investissement, exonération, certificats verts, ...) à la cogénération et l'article 8 stipule que « les Etats membres peuvent particulièrement faciliter l'accès au réseau de l'électricité produite par cogénération à haut rendement à partir de petites unités de cogénération et d'unités de microcogénération ». La directive demande également aux Etats membres de fournir un rapport sur l'accroissement de la cogénération.

En ce qui concerne les régimes de soutien, un bon nombre d'Etats membres ont mis en place des mécanismes qui sont repris dans le Tableau 11.1 en annexe (EUBIA, 2008).

2.3.2 Autres

D'autres décisions de la Commission Européenne ont un impact sur l'essor de la cogénération. En particulier, l'article 6 de la directive 2010/31/UE sur la performance énergétique des bâtiments, impose aux Etats membres de veiller à ce que, pour tout bâtiment neuf, une étude de faisabilité technique, environnementale et économique portant sur les systèmes à haute efficacité (en ce compris la cogénération) soit faite (Commission, 2010).

2.4 Conclusion

En conclusion de cette analyse on constate que l'Europe offre une opportunité au marché de la cogénération. En effet, on retire des différentes influences traitées ci-dessus que :

- La structure du marché de l'énergie est adéquate au fonctionnement de la cogénération.
- La cogénération entre parfaitement dans le cadre des préoccupations environnementale et énergétique actuelles. Il n'y a donc pas de risque d'opposition à cette technologie de la part des groupes de pression ou du grand public. Au contraire, elle bénéficiera d'un soutien des pouvoirs publics.
- Il existe une législation favorable au développement d'une activité centrée autour de la cogénération.

3 Le marché de la cogénération

3.1 Caractéristiques de la demande

Les clients potentiels visés par la cogénération se composent de tous les consommateurs d'énergie thermique. Cette définition est très large et englobe des clients aux caractéristiques différentes. La plupart de la consommation en chaleur est celle des bâtiments. En deuxième lieu, vient la consommation thermique des processus industriels. Une segmentation du public cible par secteur résidentiel, tertiaire et industriel s'avère simple et pertinente. En effet, chaque secteur correspond à un type de demande de chaleur spécifique.

La part de la consommation finale d'énergie par secteur est représentée sur la Figure 3.1 (IEA, 2008). Les secteurs résidentiel et commercial (assimilé au tertiaire) représentent presque 40% de la consommation finale.

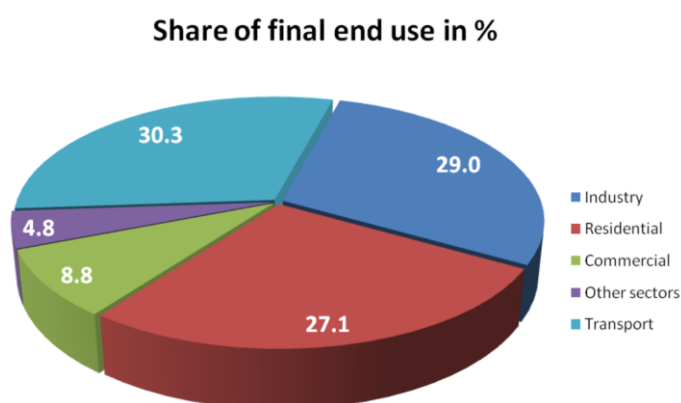


Figure 3.1 : Consommation d'énergie pour différents secteurs.

Pour les secteurs résidentiel et tertiaire, la majorité de l'énergie consommée correspond à la consommation des bâtiments (chauffage, éclairage,...). La Figure 3.2 montre la part des différentes utilisations de l'énergie dans les bâtiments résidentiels. On constate que plus de 50% de l'énergie est utilisée pour le chauffage et 17% pour la production d'eau chaude.

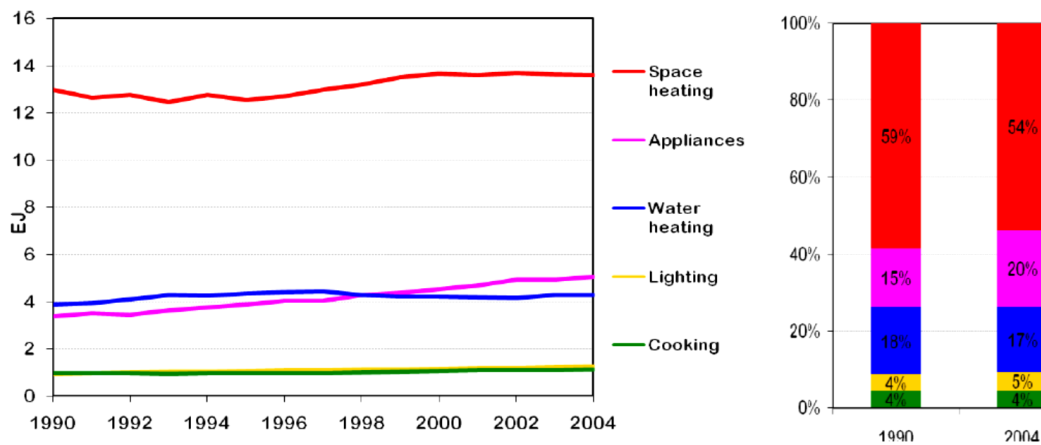


Figure 3.2 : Utilisation de l'énergie dans les bâtiments résidentiels (IEA, 2008).

Une bonne idée des caractéristiques des différents secteurs peut être obtenue en observant des données propres à la Région wallonne.

3.1.1 Secteur résidentiel en Wallonie

La Figure 3.3 montre l'évolution du parc de logements en Wallonie depuis 1995 jusque 2008. En 2008 le nombre de logements s'élève à 1 478 101 (ICEDD, 2010).

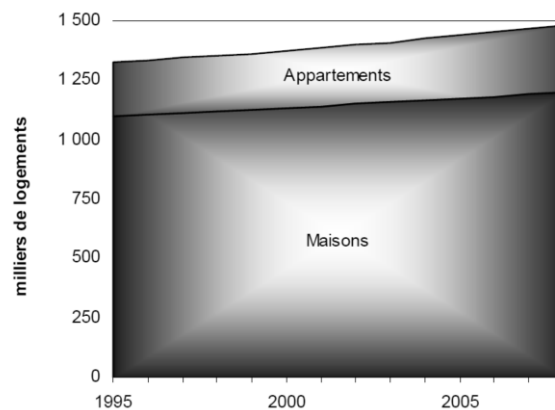


Figure 3.3 : Evolution du parc de logements en Région wallonne depuis 1995.

La consommation de chauffage annuelle moyenne des logements en Wallonie est présentée dans le Tableau 3.1 (ICEDD, 2010). On constate qu'elle varie de 9 MWh/an pour les appartements à 22 MWh/an pour les maisons unifamiliales. On notera toutefois que dans les immeubles à appartements, l'installation de chauffage est régulièrement commune à tous les appartements. La consommation d'un immeuble résidentiel peut donc dans certains cas être la consommation spécifique d'un appartement multipliée par le nombre d'appartements compris dans l'immeuble.

Tableau 3.1 : Consommations spécifiques (MWh/logement) normalisées de chauffage par type de logement et de chauffage en 2008.

	Chauffage	Gaz naturel	Gasoil
Appartements	Central	9.25	10.12
	décentralisé	9.02	9.88
Maisons unifamiliales	central	20.23	22.14
	décentralisé	12.57	13.76

Cette gamme de consommations correspond à une puissance thermique installée de l'ordre de 10kW. En général on considère qu'une chaudière domestique a une puissance inférieure à 35 kW.

3.1.2 Secteur tertiaire en Wallonie

La Figure 3.4 montre l'évolution du nombre de nouveaux bâtiments tertiaires en région wallonne. Entre 1996 et 2006, 4700 nouveaux bâtiments ont vu le jour avec une croissance plus ou moins constante de 130 bâtiments par an (ICEDD, 2010).

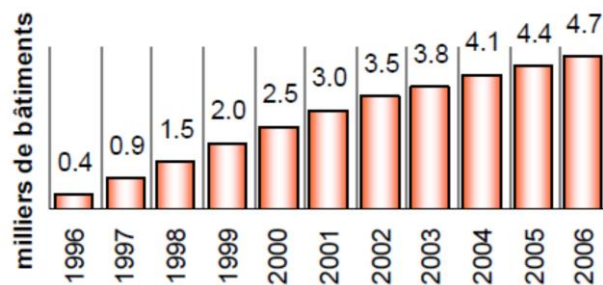


Figure 3.4 : Evolution du nombre cumulé de bâtiments tertiaires construits en Wallonie.

La consommation en combustible du secteur tertiaire représente 58% de la consommation énergétique (les 42% restant étant la consommation d'énergie électrique). Hors, 87% de l'énergie combustible est utilisée pour le chauffage des bâtiments et 10 % pour la production d'eau chaude.

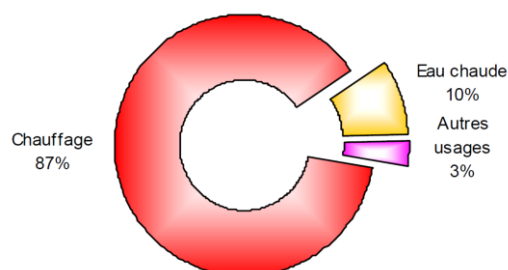


Figure 3.5 : Répartition de la consommation de combustible du secteur tertiaire.

La consommation spécifique en chauffage dans le secteur tertiaire est beaucoup plus variée que dans le secteur résidentiel. En effet, la taille des bâtiments compris dans ce secteur couvre une beaucoup plus grande plage, et les caractéristiques de la demande sont différentes (ex : piscine). En analysant le bilan énergétique de la Wallonie (ICEDD, 2010), on constate que la consommation annuelle dans ce secteur varie entre 20 MWh/an (ex : commerce de détail) et 4000 MWh/an (ex : hôpital).

La puissance thermique installée correspondante varie de 10 kW à 2MW.

Vu la grande dispersion de la consommation de ce secteur, on caractérise en général la consommation par des ratios de consommation. Ces ratios sont le rapport entre la consommation annuelle et une unité de référence, par exemple la surface de bureau. Ces ratios, pour la Région wallonne, sont résumés dans le Tableau 3.2.

Tableau 3.2 : Ratios de consommation pour les bâtiments raccordés en Haute Tension (ICEDD, 2010).

Branche d'activité	kWh/m ²	kWh/emploi	kWh/élève	kWh/lit
Commerce de détail HT <400 m ²	820			
Commerce de détail HT de 400 m ² à 2500 m ²	135			
Commerce de détail HT > 2500 m ²	89			
Commerce HT toute surface confondue	106			
Supermarché HT	250			
Hypermarchés	154			
Restaurant HT	303			
Hôtel HT	217			
Bureau privé HT	103	5198		
Bureau public HT	151	5722		
Enseignement communautaire	139		2421	
Enseignement provincial et communal	173		2288	
Enseignement libre ou privé	116		1085	
Hôpital	193	8360		18872
Home	223	14299		9805
Centre culturel	190			
Piscine	3377			
Complexe sportif	184			

Malheureusement ces ratios ne donnent pas de répartition par classe de consommation. Pour obtenir cette répartition, l'ICEDD a été contacté¹ et a bien voulu fournir des données agrégées de leur base de données comme présentée dans le Tableau 3.3. Leur base de données représente 83% de la consommation en combustible des bâtiments raccordés en haute tension et 47 % de l'ensemble du secteur tertiaire.

¹ Contact : Annick Lempereur, Facilitateur en Cogénération pour la Wallonie

Tableau 3.3: Nombre d'établissements tertiaires par classe de consommation pour les combustibles (MWh/an).

Classe de consommation	ADMINISTRATIONS	AUTRES SERVICES	BANQUES, ASSURANCES, SERVICES AUX ENTREPRISES	COMMERCE	CULTURE ET SPORTS	ENSEIGNEMENT	SOINS ET SANTE	TRANSPORT, COMMUNICATIONS	Total général
x < 500	241	72	47	580	239	318	142	189	1,828
500 <= x < 750	43	13	13	68	44	118	54	10	363
750 <= x < 1000	16	4	3	38	33	76	50	6	226
1000 <= x < 1250	16	5	4	17	23	58	28	3	154
1250 <= x < 1500	12	5	5	20	23	46	20		131
x >= 1500	44	15	9	45	36	132	124	17	422
Total général	372	114	81	768	398	748	418	225	3,124

3.1.3 Secteur industriel

La consommation d'énergie thermique du secteur industriel est beaucoup plus variée. En effet, une grosse partie de la consommation est dédiée aux processus industriels et non au chauffage des bâtiments. Les processus industriels demandent souvent des niveaux de température élevés (>100°C) et des consommations très importantes. Chaque type d'industrie (sidérurgie, chimie,...) a donc des caractéristiques propres relatives à sa production. De plus, les consommations sont encore plus variables que pour le secteur résidentiel. Par exemple, en Wallonie trois entreprises représentaient à elles seules près de la moitié de la consommation énergétique du secteur industriel (ICEDD, 2010).

Le côté particulier de ce secteur fait que nous nous n'y intéresserons pas dans le cadre de ce travail.

3.2 Caractéristiques de l'offre et technologies disponibles sur le marché

Nous venons de voir que, selon les secteurs, les besoins annuels en énergie thermique (et donc la puissance) varient. C'est pourquoi le marché de la cogénération est généralement scindé en fonction de la gamme de puissance selon le consommateur ciblé : micro cogénération, mini cogénération, petite cogénération, ...

Dans la littérature, les gammes de puissance définissant un fragment de l'offre varient :

- Commission européenne :
 - « Petite cogénération » : 50 kWe - 1 MWe.
 - « Micro cogénération » : < 50 kWe.
- Delta Energy & Environment² (Delta-ee, 2011):
 - « Mini-CHP » : 5-100 kWe
 - « Micro-CHP » cogénération : 0-5 kWe
- Selon Meyer S. (Meyer, 2002) :
 - « Micro cogénération résidentielle » : <25 kWth (ici la définition se porte sur la puissance thermique, ce qui est plus en accord avec la définition de la demande)

Dans la suite nous utiliserons la définition donnée par la Commission Européenne.

De manière générale, les faibles puissances ciblent le secteur résidentiel et tertiaire et les grosses puissances ciblent le secteur industriel. Pour les secteurs résidentiel et tertiaire, la cogénération apparaît donc comme un produit qui remplace les chaudières classiques. En fonction des gammes de puissance, les technologies disponibles diffèrent. En effet, certaines techniques de conversion d'énergie ne sont pas adaptées aux faibles puissances, et inversement. Par exemple, une turbine vapeur n'est pas adaptée aux puissances inférieures à 10 MWe et les moteurs à combustion interne ne le sont pas pour des puissances supérieures à 20 MWe. De plus, les installations de grosse puissance sont souvent des installations « sur mesure », conçues par des bureaux d'études, pour répondre aux caractéristiques propres de l'application. Inversement, pour les faibles puissances, les unités de cogénération sont souvent des systèmes « clefs en main ».

Les technologies adaptées aux faibles puissances sont décrites ci-dessous. De manière générale, on peut définir ces technologies comme des systèmes de conversion qui convertissent l'énergie contenue dans un combustible en énergie mécanique ou électrique. Cette conversion se fait par l'intermédiaire d'une réaction de combustion ou directement par conversion électrochimique.

3.2.1 Moteur à combustion interne

Les moteurs à combustion interne sont très répandus pour leur utilisation dans les véhicules. Ils sont également utilisés pour la production d'électricité dans les groupes électrogènes. Cette technologie est donc très mature. Notons que pour des applications fixes, les combustibles sont soit le Diesel (comme pour les voitures), soit le gaz (qui remplace l'essence). Certains moteurs sont également capables de fonctionner avec des biocarburants liquides ou gazeux.

² <http://delta-ee.com>

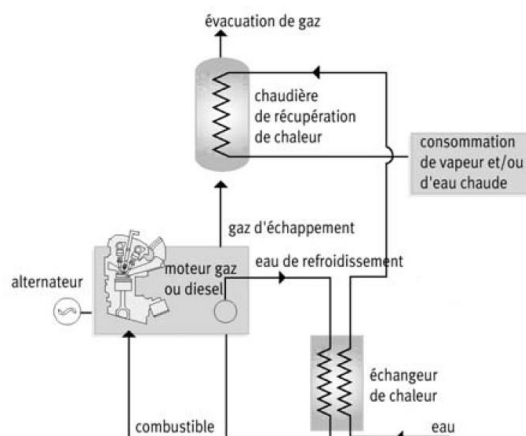


Figure 3.6 : Schéma de principe de cogénération à partir de moteur à combustion interne.

Le rendement mécanique d'un moteur à combustion interne est en moyenne de 30%. Il reste donc 70% d'énergie qui n'est pas utilisée. Cette énergie se retrouve dans les gaz d'échappements qui sont dégagés à haute température et dans le système de refroidissement du bloc moteur (Figure 3.6). Cette chaleur peut être récupérée afin de répondre à une demande de chaleur. Selon le système de récupération de chaleur, le rendement global (électricité+chaleur) peut varier entre 80% et 90% (Aoun, 2008).

Le rendement électrique d'un tel moteur varie entre 25 et 45% et la gamme de puissance s'étend de 5kWe à 20MWe.

Les avantages principaux de cette technologie sont :

- Un bon rendement électrique (~30%)
- Un prix abordable
- Un bon comportement à charge partielle

Les inconvénients principaux sont :

- Un besoin de maintenance fréquent
- Une durée de vie limitée

Cette technologie est de loin la plus mature et la plus répandue sur le marché. Il existe sur le marché plusieurs unités de micro-cogénération fonctionnant grâce à cette technologie. On peut entre autres citer les constructeurs suivants :

- VW³ avec le module EcobBlue de 20 kWe.
- Yanmar⁴ qui propose différent module de 5 à 25 kWe.
- Tedom⁵ qui propose plusieurs séries de modules balayant une large plage de puissances allant de 7 kWe à 2000 kWe.
- Cogengreen⁶ qui propose également une large plage de puissances de 8kWe à 402kWe.

³ <http://www.volkswagen-antriebssysteme.com/en/produkte/blockheizkraftwerk.html>

⁴ <http://us.yanmar.com/products/energy-systems/models/>

⁵ <http://cogeneration.tedom.com>

⁶ <http://www.cogengreen.com>

La Figure 3.7 montre l'évolution de l'investissement spécifique (investissement/puissance électrique [€/kWe]) pour une unité de cogénération fonctionnant avec un moteur à combustion interne. On constate que l'investissement spécifique diminue avec la puissance, cette tendance est due aux économies d'échelle. L'investissement spécifique pour cette technologie varie de 2000 €/kWe à 1000 €/kWe pour des puissances comprises entre 10 et 100 kWe.

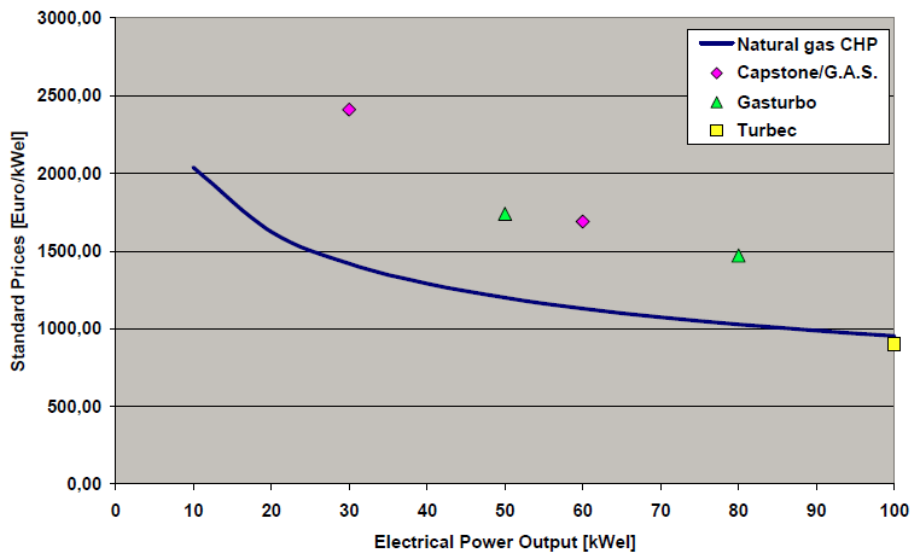


Figure 3.7 : Investissement spécifique d'une unité de cogénération : moteur à combustion interne (courbe) et quelques micros turbines (points) (Simader, et al., 2006).

3.2.2 Micros turbines

Les micros turbines à gaz sont similaires aux turbines de grosse puissance utilisées dans les centrales. Cependant, leurs puissances sont de l'ordre du kW (30-350 kW) plutôt que du MW (1-250 MW) et leurs rendements avoisinent les 20% plutôt que les 30%. Comme les fumées sortent de la turbine à haute température (>500°C), cette technologie permet d'alimenter des applications haute température comme des processus industriels (EUBIA, 2008). Le schéma de principe d'une cogénération turbine est représenté à la Figure 3.8.

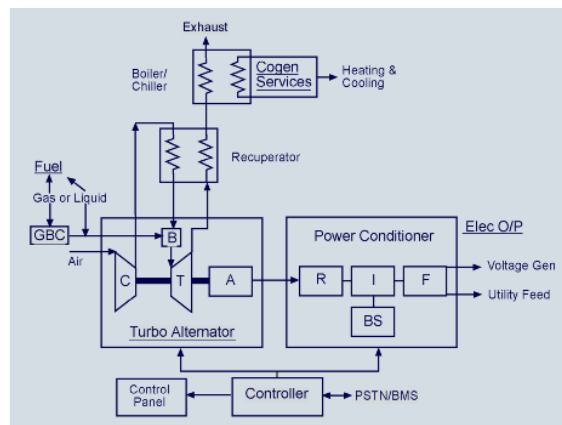


Figure 3.8 : Schéma de principe de cogénération à partir d'une turbine.

Les avantages principaux des micros turbines sont :

- Faible volume
- Faible émission de NOx et de CO par rapport au moteur à combustion interne
- Convient pour des applications haute-température
- Bonne fiabilité

Les inconvénients principaux sont :

- Leur prix
- Le faible rendement des petites unités

Plusieurs constructeurs proposent des micros turbines mais en général la puissance est supérieure à 50kW et donc elles sortent du cadre de la micro cogénération. Cependant, Capstone⁷ commercialise une micro turbine de 30kW.

La Figure 3.7 montre le prix spécifique de quelques unités fonctionnant avec une micro-turbine disponibles sur le marché (Capstone, Gazturbo, Turbec). On voit que le prix spécifique est supérieur par rapport aux unités basées sur un moteur à combustion interne. Il varie entre 2500 et 1000 €/kWe pour des puissances comprises entre 30 et 100 kWe.

3.2.3 Moteur Stirling

Le moteur Stirling est généralement un moteur à piston mais est un moteur à combustion externe. Dans les pistons, un gaz se comprime et se détend au contact d'un échangeur froid et d'un échangeur chaud. L'échangeur chaud est alimenté par les fumées d'un brûleur et l'échangeur froid est refroidi par de l'eau. Cette eau est également utilisée pour refroidir les fumées qui sortent du moteur et fournir la demande de chaleur (Figure 3.9).

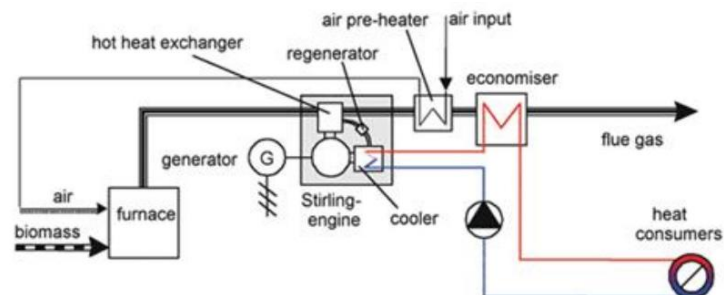


Figure 3.9 : Schéma de principe de cogénération à partir d'un moteur Stirling.

Le rendement d'un tel moteur est plus faible que celui d'un moteur à combustion interne. Les développeurs espèrent atteindre 20% mais actuellement il se situe plus aux alentours de 10-15%. La gamme de puissances s'étend de 3kWe à 1.5MWe (Simader, et al., 2006).

⁷ <http://www.capstoneturbine.com/>

Les avantages principaux de cette technologie sont :

- La combustion externe qui permet d'utiliser un large éventail de source de chaleur dont des sources renouvelables tels que la biomasse ou le solaire.
- Peu de maintenance et grande fiabilité
- Emet peu de bruit

Les inconvénients principaux sont :

- Investissement relativement élevé
- Faible rendement (10-12%)

Les moteurs Stirling sont beaucoup moins développés que les moteurs à combustion interne. Cependant, ils commencent à être disponibles sur le marché. Plusieurs constructeurs proposent des modules de faible puissance (<5kWe). Pour la gamme qui nous intéresse on peut citer Stirling DK⁸ avec un module de 35 kWe.

Comme les moteurs Stirling ne sont pas encore fort développés, il est difficile d'obtenir des données fiables sur le prix de cette technologie. Cependant, Simader et al. (Simader, et al., 2006) donne une fourchette de 2500-4500 €/kWe pour des moteurs dont la puissance est inférieure à 10 kWe. Ce prix est pour le moteur uniquement. Pour une cogénération fonctionnant à la biomasse, il faut ajouter le prix de la chaudière. Obernberger et al. (Obernberger, et al., 2008) donnent, pour une unité complète, des investissements de 11000 et 8900 €/kWe pour des puissances de 35 et 70 kWe.

3.2.4 Cycle de Rankine

Les cycles de Rankine utilisant de l'eau sont largement utilisés pour la production d'électricité centralisée à grande échelle. Pour différentes raisons, l'eau n'est pas un fluide adéquat pour les module de faible puissance (<10 MW). C'est pourquoi, à petite échelle, on utilise un fluide organique ce qui permet de produire de la puissance dans une large gamme (1kW-3MW). On parle de cycle de Rankine organique dont l'abréviation anglophone est ORC.

La Figure 3.10 présente le principe d'une cogénération basée sur un ORC. Le fluide est évaporé sous pression dans un échangeur, il se détend ensuite dans une turbine pour être condensé dans le condenseur et pompé vers l'évaporateur pour recommencer le cycle. La chaleur est produite au condenseur et éventuellement une partie provient des fumées.

⁸ <http://www.stirling.dk>

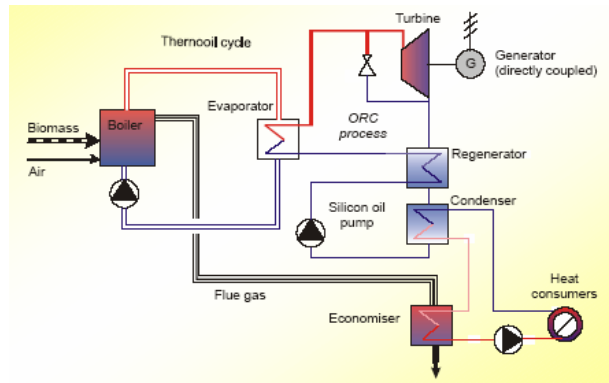


Figure 3.10 : Schéma de principe de cogénération à partir d'un cycle organique de Rankine.

Les principaux avantages sont :

- Comme pour le moteur Stirling, le caractère externe de la combustion qui permet une grande flexibilité au niveau du combustible utilisé.
- Peu de maintenance et grande fiabilité
- Longue durée de vie

Les inconvénients sont :

- Investissement important
- Faible rendement (~10%)

Des constructeurs tels que Ormat⁹ ou Turboden¹⁰ proposent des modules ORC dans une gamme de puissances variant de 400kW à 2MW. Ces modules conviennent à plusieurs applications telles que la géothermie et la récupération de chaleur et permettent notamment de faire de la cogénération. Cependant, il est difficile de trouver des modules dédiés à la cogénération et dont la puissance rentre dans la catégorie de la micro cogénération. En effet, ces ORC de faible puissance sont toujours au stade de développement malgré quelques constructeurs qui annoncent le lancement sur le marché de petits modules (entre 1kWe et 5kWe). Pour la gamme de puissances qui nous concerne, il y a Eneftech¹¹ avec des modules allant de 5kWe à 30kWe.

Comme pour le moteur Stirling, il est difficile d'obtenir des données de prix fiables. Obernberger et al. (Obernberger, et al., 2008) donnent, pour une unité complète, des investissements de 6200 et 4000 €/kWe pour des puissances de 650 et 1570 kWe. Ces données sont donc pour des puissances sortant du cadre de la micro cogénération, le prix spécifique sera plus élevé pour des unités de plus faible puissance.

⁹ <http://www.ormat.com/>

¹⁰ <http://www.turboden.eu/>

¹¹ www.eneftech.com/

3.2.5 Pile à combustible

Cette technologie est la seule à utiliser la conversion électrochimique directe de l'énergie contenue dans le combustible. Le combustible est de l'hydrogène ou un gaz riche en hydrogène (comme le méthane). Le principe des piles à combustible est le même que celui des piles « classiques », c'est-à-dire qu'il est basé sur une réaction d'oxydoréduction afin de produire un courant électrique. Cette réaction est exothermique, il est donc possible de récupérer la chaleur dégagée à des fins utiles.

Avantages principaux :

- Emission d'eau plutôt que de gaz polluant
- Haut rendement, même à charge partielle (30-60%)

Inconvénients principaux :

- Problème lié à la production d'hydrogène
- Prix élevé

Cette technologie commence à être mature mais n'est pas encore très développée sur le marché européen.

3.2.6 Conclusion

Le Tableau 3.4 résume les caractéristiques principales de chaque technologie. Les technologies donnant les meilleurs rendements électriques sont le moteur à combustion interne et la pile à combustible. Ce sont également les deux technologies limitées par l'emploi de combustibles spécifiques. De plus, pour les piles à combustible, l'impact environnemental lié à la production d'hydrogène est difficile à évaluer. Les micros turbines sont mieux adaptées aux cogénérations de plus grosse puissance et aux applications industrielles vu leur caractère haute température. Finalement, les ORC et les moteurs Stirling sont comparables avec un rendement électrique relativement bas. Mais ces technologies possèdent toutes deux l'avantage du caractère externe de la combustion qui permet une grande flexibilité au niveau du combustible et donc la possibilité d'utiliser des énergies renouvelables. Ces deux technologies sont en cours de développement et arrivent petit à petit sur le marché. Notons toutefois que les applications biomasses de ces deux dernières technologies sont encore plus loin de la commercialisation que les applications au gaz.

Tableau 3.4 : Comparaison des différentes technologies.

	Moteur à combustion interne	Micro-Turbine	Stirling	ORC	Pile à combustible
Puissance électrique	5kWe-20MWe	30kWe-300kWe	1kWe-1.5MWe	1kWe-10MWe	1kWe-1MWe
Rendement électrique	25-45%	15-20%	10-20%	~10%	30-70%
Rendement global	65-92%	65-90%	65-95%	~90%	90%
Combustible	Essence, Diesel, Gaz...	Gaz, Biogaz,...	Flexible	Flexible	Hydrogène ou Gaz riche en H
Etat	Technologie mature, En croissance	Peu rencontré en micro-CHP	Développement, Lancement sur le marché	Développement, Lancement sur le marché	Technologie prouvée mais peu répandue

3.3 Marché actuel et potentiel

Pour le moment, la cogénération représente environ 13% de la consommation finale d'énergie en Europe. On répertorie une capacité de 100GWe installé. La situation varie fortement selon les pays comme le montre la Figure 3.11. Selon le rapport des Etats membres, 122 GWe supplémentaire peuvent être installés d'ici à 2020 (Commission, 2008).

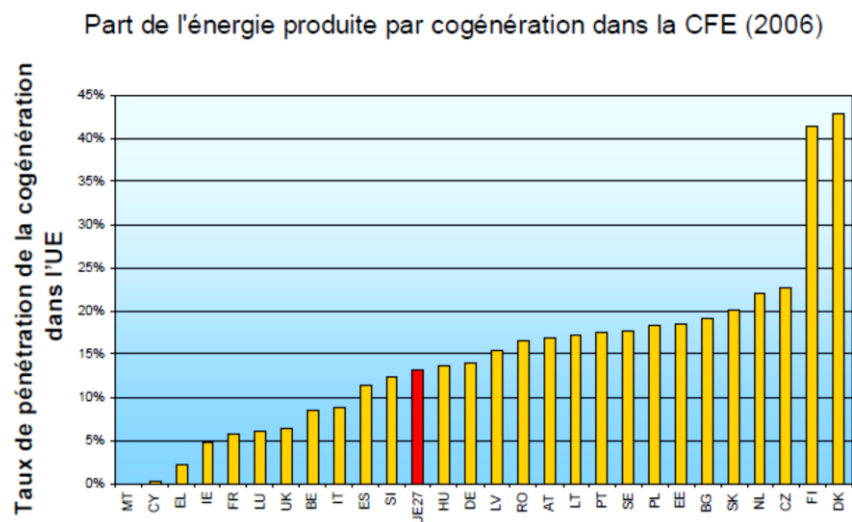


Figure 3.11 : Part de l'énergie produite par la cogénération en Europe (Commission, 2008).

Plusieurs estimations de la croissance du marché sont présentées dans la littérature. D'après Delta-EE (Delta-ee, 2011), le marché européen de la micro cogénération peut atteindre 200000 ventes/an en 2015 pour un scénario favorable (Figure 3.12).

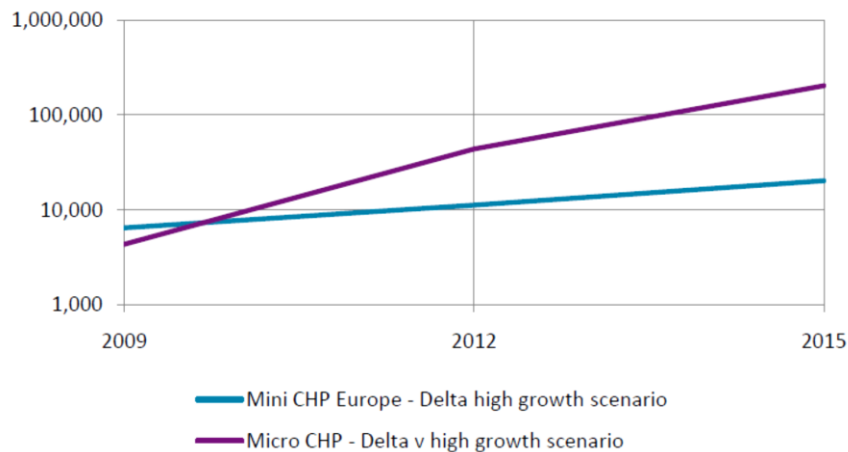


Figure 3.12 : Estimation de l'évolution des ventes annuelles pour le secteur de la micro-cogénération (échelle logarithmique) (Delta-ee, 2011). Dans la légende, mini-CHP : <50kWe et micro-CHP : <5kWe.

D'après le rapport MICROMAP (2002), plusieurs scénarios sont établis : (1) les conditions actuelles restent inchangées, (2) effort moyen au niveau des mécanismes de soutien, (3) effort maximal. Le résultat de cette étude est présenté à la figure Figure 3.13. Elle estime que les ventes cumulées en Europe atteindront, selon le scénario (1) et (2), environ 5 millions et selon le scénario (3), plus de 11 millions.

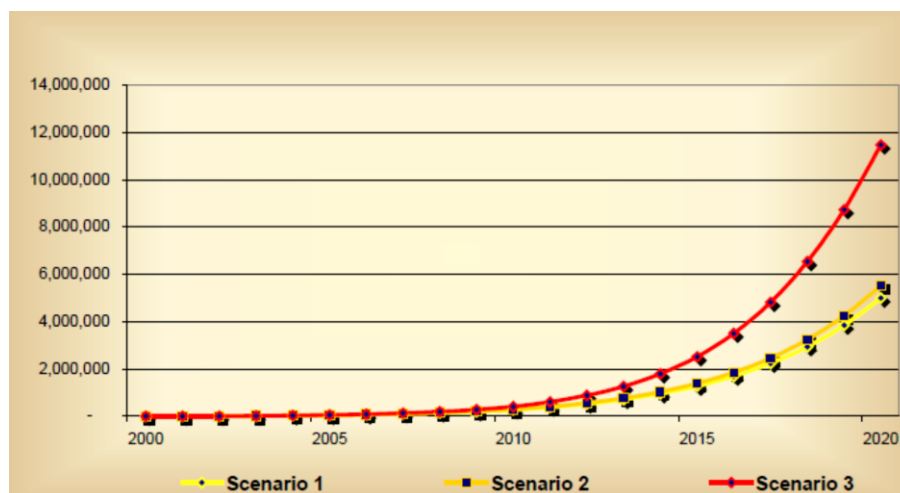


Figure 3.13: Estimation des ventes cumulées de micro-CHP en Europe (MICROMAP, 2002).

En conclusion, le marché de la cogénération est sous-exploité pour le moment et offre un potentiel important dans les années à venir.

3.4 Facteurs influençant le marché de la cogénération

Comme nous venons de le voir, la technologie disponible pour la micro-CHP arrive à maturité. Certains produits sont lancés sur les marchés (innovations) et d'autres (moteur à combustion interne) commencent déjà leur phase de croissance (Early adopter) (voir figure Figure 3.14). Le marché n'en est donc qu'à ses débuts et est loin de son potentiel.

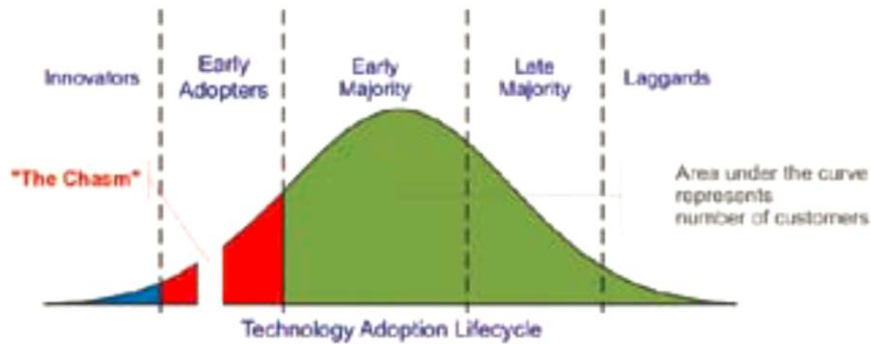


Figure 3.14 : Cycle de vie d'un produit.

Comme ce sont des nouvelles technologies et que le volume de production reste faible pour le moment, le prix de ces différents produits est assez élevé comparé à celui d'une chaudière classique ou une chaudière à condensation. Par rapport à cette dernière technologie, l'investissement supplémentaire dû à la cogénération a un temps de retour supérieur à 10 ans (Delta-ee, 2011) (Dijkstra, 2009).

Ce prix élevé va diminuer si la micro-CHP arrive à croître et atteindre un marché supérieur. Mais pour cela, il faut que l'installation d'une unité de cogénération soit rentable pour le client et la rentabilité est justement affectée par l'investissement élevé. Comme le montre la Figure 3.15, il faut que l'investissement diminue pour atteindre un temps de retour acceptable. Pour lancer le marché, il faut donc compenser l'investissement élevé.

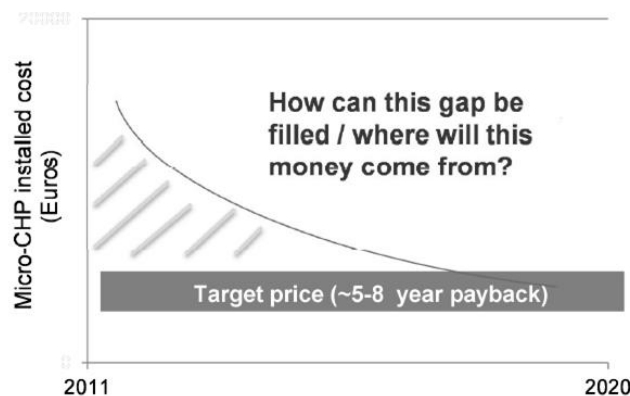


Figure 3.15 : Dégression du prix d'une micro-CHP en fonction du temps si le marché grossit (Delta-ee, 2011).

La possibilité la plus efficace est le soutien de l'état via des mécanismes d'aide. La Figure 3.16 montre l'impact des mécanismes de soutien de différents pays sur le temps de retour des unités de cogénération. On constate que la diminution du temps de retour est significative et est plus importante pour la petite cogénération (<2MWe).

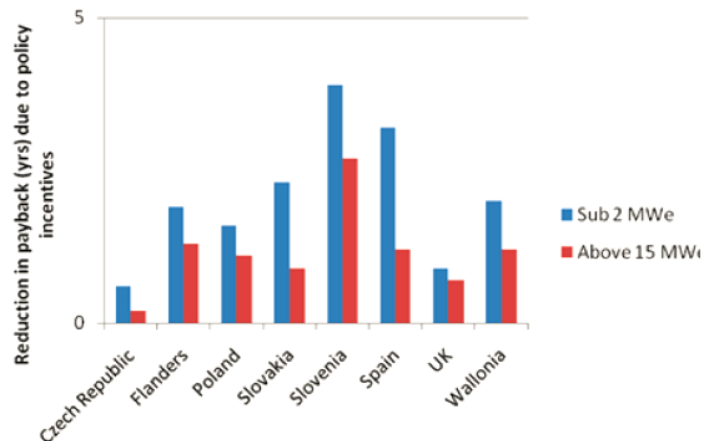


Figure 3.16 : Influence des mécanismes de soutien sur le temps de retour (Brown, 2011).

Un autre moyen de parer le coût élevé du développement et de la commercialisation de ces nouveaux produits est l'implication des acteurs déjà bien implantés sur le marché de la chaleur et de l'électricité. On pense notamment aux fournisseurs d'énergie et à l'industrie des chaudières. En effet, leur poids économique et leur réseau commercial peuvent venir en aide aux entreprises actives dans la micro-CHP. D'un autre côté, ils voient une opportunité économique à ne pas rater. Comme exemples on peut citer l'importance des fournisseurs de gaz sur le succès de l'unité ECOWILL au Japon, le fait que les distributeurs ENECO, Essent et NUON comptent commercialiser des nouveaux produits au Pays-Bas, et finalement l'intention des producteurs de chaudières Remeha, BAXI et Daalderop de vendre plusieurs milliers d'unités dans les prochaines années (Dijkstra, 2009).

Comme évoqué dans la section 1.3.3, un des facteurs clefs de la rentabilité d'une cogénération est le rapport entre le prix de l'électricité et du combustible utilisé. Brown (2011) montre l'influence de ce facteur sur l'évolution du marché de la cogénération au gaz depuis les années 90. La Figure 3.17 montre l'évolution des prix au fil des ans. Au début (phase 1), le rapport est grand, favorable au marché, et cette période correspond à une période de croissance. Fin 90 début 2000 (phase 2), le prix du gaz monte et celui de l'électricité chute. Cette période est accompagnée d'une forte diminution de la croissance du marché. Entre 2005 et l'heure actuelle (phase 3), le prix du gaz monte de 50% mais, dans un même temps, celui de l'électricité double. Le rapport redevient favorable, surtout pour les petits consommateurs pour lesquels le prix de l'électricité est plus élevé. Cette période est accompagnée d'une reprise de croissance pour la petite cogénération.

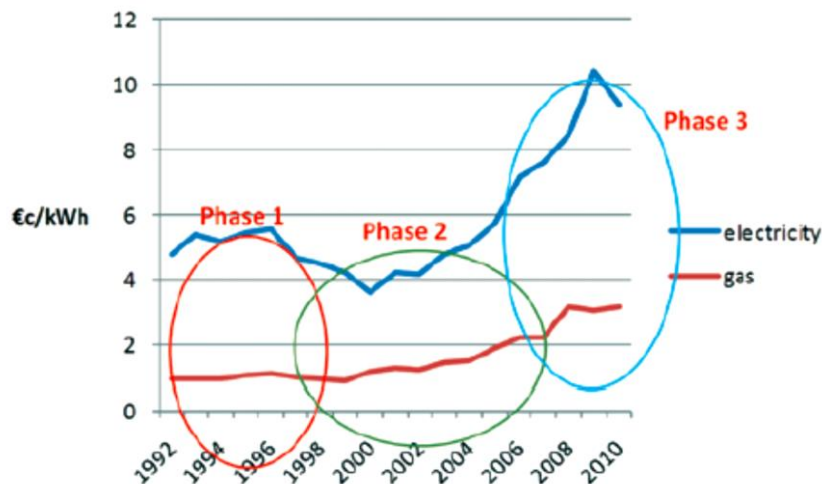


Figure 3.17 : Evolution du prix de l'électricité et du gaz depuis les années 90 (Brown, 2011).

Cependant, nous verrons plus tard (section 6.1) qu'un prix du gaz élevé à l'effet inverse sur la cogénération biomasse.

Pour finir, afin que le marché se développe, il faut attirer la clientèle. Hors, l'attractivité du marché n'est pas encore connue. En effet, pour le moment, le marché touche les innovateurs déjà convaincus par la technologie. Les retours de ces premiers clients sont positifs et laissent à penser que le marché de masse peut être atteint (Dijkstra, 2009). Pour le moment, il y a un manque de communication vers le grand public, ce qui limite la croissance du marché. Les quelques acteurs du marché ou les nouveaux entrants ont donc une opportunité à saisir en misant sur une forte communication (Brown, 2011). Les fournisseurs d'énergie et de chaudière ont également un rôle important dans la communication car ils possèdent et informent déjà une clientèle. La question est de savoir comment positionner le produit. Plusieurs pistes sont envisageables : miser sur la rentabilité du projet en mettant en avant le temps de retour sur investissement, se positionner comme produit « vert » ou en faire un produit « aspirational » (ex : Toyota Prius) (Dwyer, et al., 2011).

En conclusion les facteurs qui tirent le marché aujourd'hui sont:

- Des nouveaux produits innovant dont les technologies commencent à être matures
- Les mécanismes de soutien mis en place par les états
- Les canaux de distribution disponibles via les fournisseurs d'énergie et de chaudières
- L'évolution favorable du rapport entre le prix de l'électricité et du combustible
- L'intérêt économique pour le client

3.5 Le marché de la cogénération en région wallonne

Chaque année, l'ICEDD publie un rapport sur l'état de la cogénération en Wallonie. Le dernier rapport publié date de 2011 et est relatif à l'année 2009 (ICEDD, 2011). En 2009 il y avait 105 unités de cogénération pour une puissance totale installée de 451 MWe et de 1518 MWth. La Figure 3.18 montre que la plus part des unités installées sont des moteurs à combustion interne.

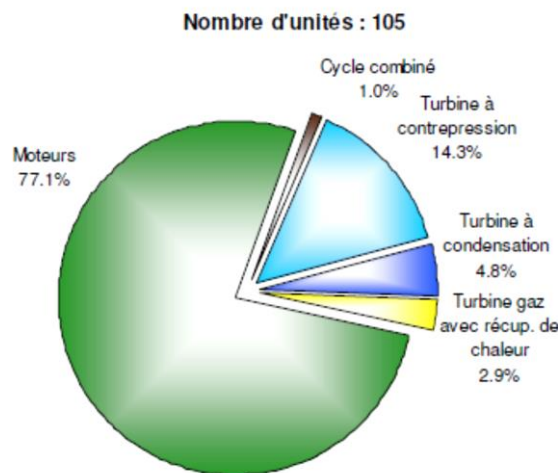


Figure 3.18 : Répartition du nombre de cogénérations en fonction du type d'unité.

La Figure 3.19 montre que c'est dans le secteur tertiaire que le plus grand nombre d'unités sont installées. Cependant, la production électrique correspondante est faible comparés à celle du secteur industriel. Ce constat est dû au fait que les installations industrielles sont des installations de beaucoup plus grosse puissance.

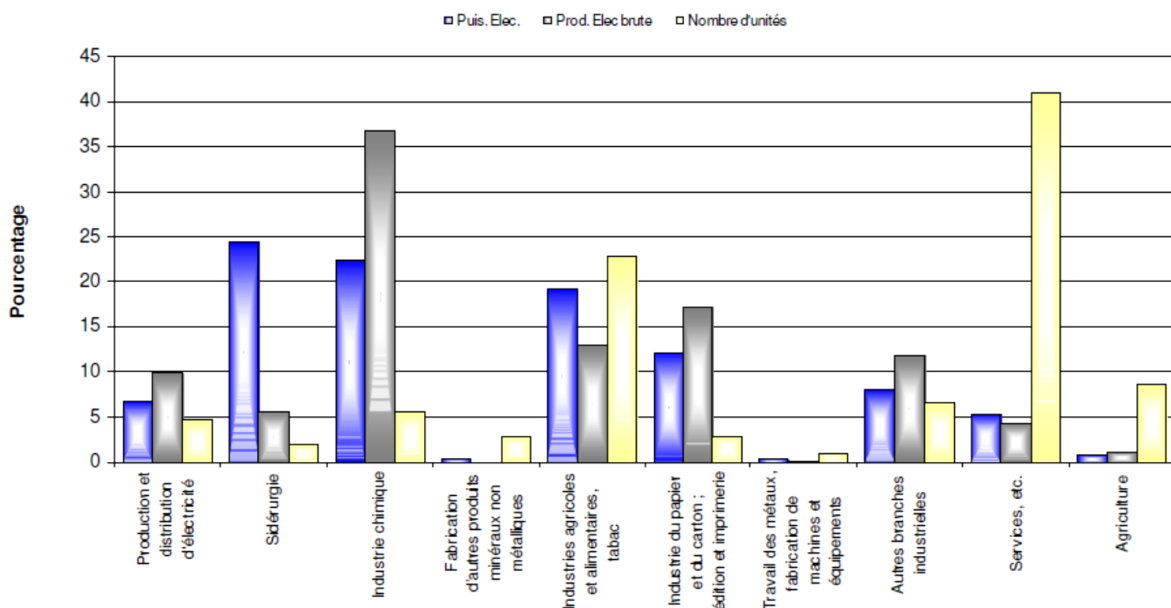


Figure 3.19 : Répartition de la puissance électrique, de la production d'électricité et du nombre de cogénérations selon le secteur d'activité.

Pour terminer l'analyse de la situation actuelle, Figure 3.20 montre l'évolution de la cogénération depuis 1990. On constate une forte croissance du nombre d'unités (+ 228% par rapport à 1990). La croissance de la puissance électrique installée est beaucoup moins forte

(+31% par rapport à 1990). Ceci montre bien que le secteur en croissance est le secteur de la micro cogénération.

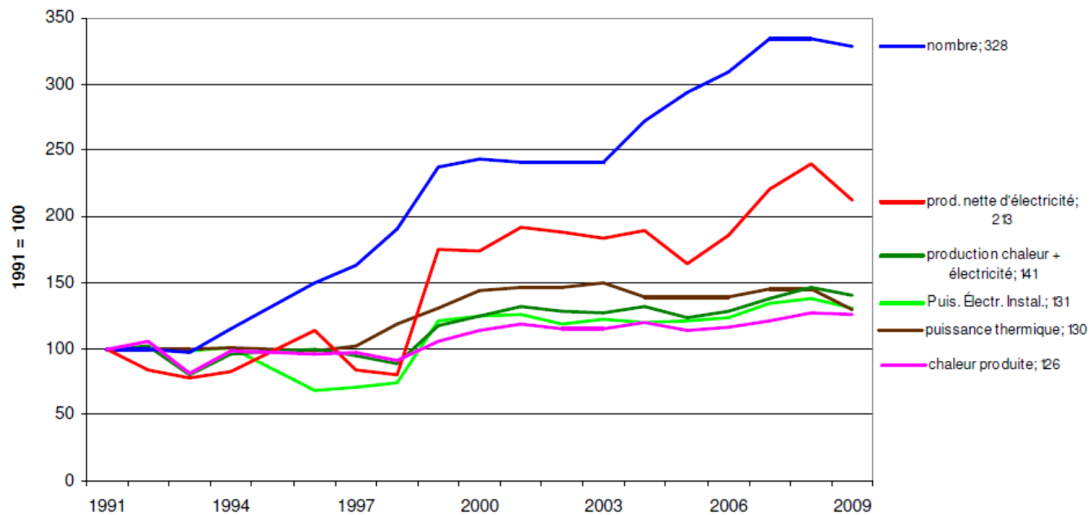


Figure 3.20 : Evolution de la cogénération en Wallonie.

Pour finir l'analyse du marché en région wallonne, la Figure 3.21 montre le potentiel en terme de puissance électrique qu'on pourrait encore installer. Le potentiel énergétique ne tient pas compte de la rentabilité des projets. Les trois autres potentiels représentent le potentiel économiquement rentable selon différents scénarios. On constate que le potentiel dans le secteur tertiaire est de l'ordre de 70 MWe, c'est-à-dire le triple de la puissance actuelle de ce secteur. L'exemple de la région wallonne confirme donc que le potentiel de la micro cogénération est sous-exploité actuellement.

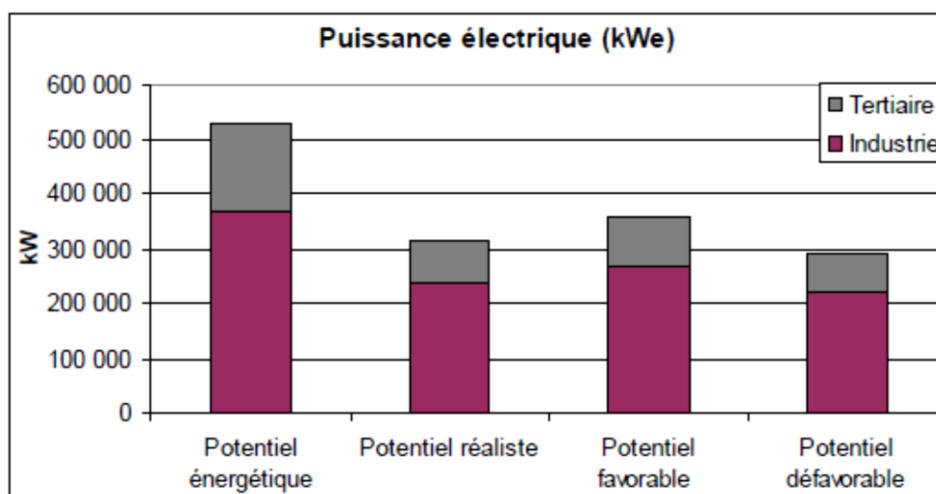


Figure 3.21 : Potentiel de la cogénération en Wallonie (ICEDD, 2005).

4 Produit proposé

CORETEC¹² est une PME située à Liège et active dans le domaine de l'énergie. Elle propose plusieurs services comme la gestion de l'achat d'énergie et la consultance énergétique. Elle se positionne également comme entrepreneur-intégrateur dans le domaine de la cogénération. CORETEC a récemment lancé un projet de recherche concernant le développement d'une unité de micro-cogénération biomasse.

4.1 Caractéristiques

Cette unité se base sur une technologie différente de celles déjà présentes sur le marché (voir section 3.2). La technologie de conversion proposée est le moteur Ericsson. Ce moteur se rapproche du moteur Stirling dans le sens où il utilise des pistons, de l'air comme fluide de travail et que c'est un moteur à combustion externe. Il possède plusieurs avantages techniques par rapport au moteur Stirling que nous ne détaillerons pas ici car il faudrait rentrer dans des considérations trop techniques pour ce travail (Alaphilippe, et al., 2004). L'idée est de coupler ce moteur à une chaudière biomasse pour l'alimenter en énergie thermique (Figure 4.1). En plaçant des échangeurs de chaleur sur le refroidissement du moteur, sur l'air chaud en sortie du moteur et sur les fumées en sortie de chaudière il est possible de créer une unité de cogénération.

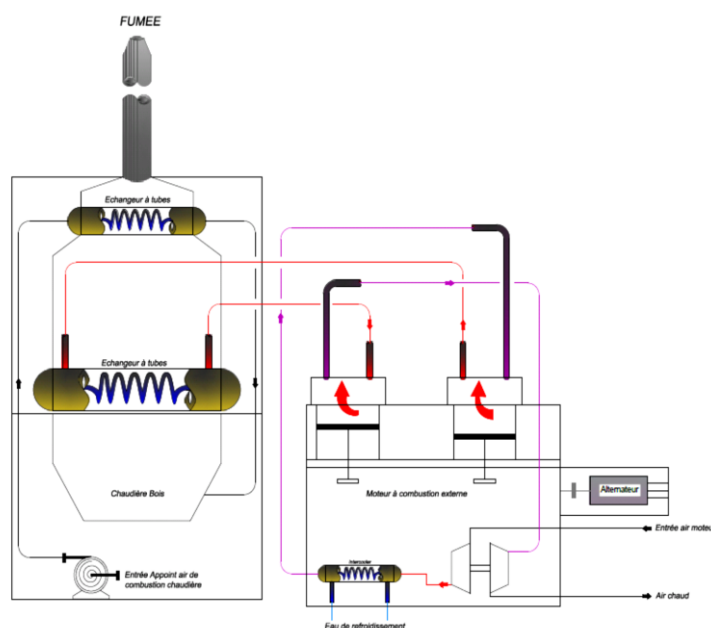


Figure 4.1 : Représentation schématique du produit proposé.

Les caractéristiques de l'unité en cours de développement sont :

- Puissance électrique 30 KWe
- Puissance thermique 105 KWth
- Rendement électrique espéré 20%
- Rendement thermique espéré 70%

¹² <http://www.coretec.be/>

Le combustible envisagé pour l'unité est du bois sous forme de plaquettes. Ces plaquettes sont un agrégat de particules de bois. Les particules de bois proviennent du broyat des déchets d'une scierie située en Région wallonne.

4.2 Positionnement

Par rapport aux autres produits disponibles sur ce marché (voir Tableau 3.4), ce produit se positionne du côté combustible renouvelable avec un rendement électrique assez élevé par rapport aux technologies permettant le renouvelable. La Figure 4.2 schématise ce positionnement. Sur cette figure, la taille des formes donne une idée de la place que prend chaque technologie sur le marché européen.

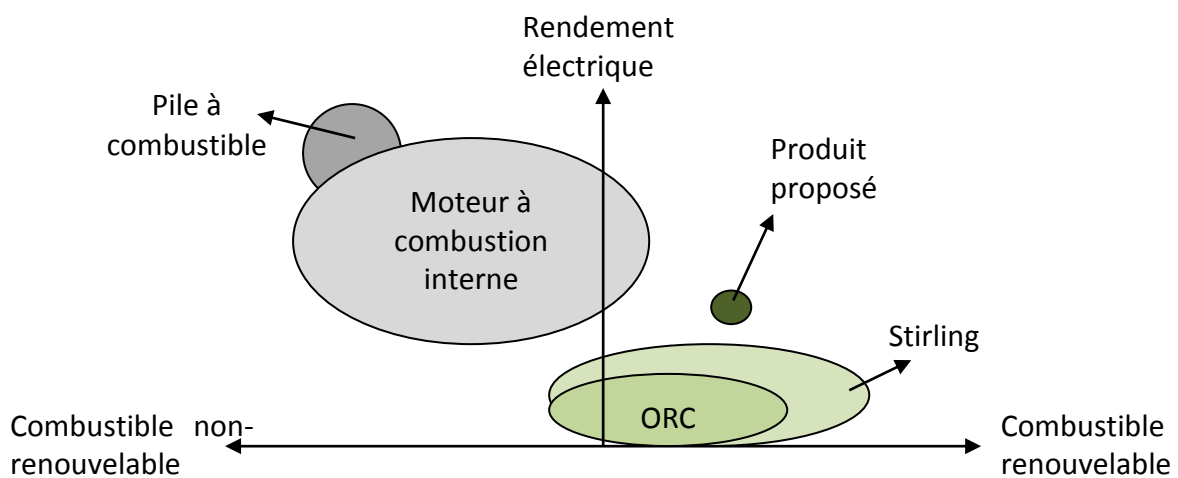


Figure 4.2 : Positionnement du produit proposé sur le marché de la micro-cogénération.

4.3 Estimation du prix

Le prix de vente est le coût de production estimé auquel on ajoute la marge désirée. Une estimation du coût de production du module a été réalisée par CORETEC:

- Chaudière et échangeur de chaleur : 30000 €
- Stockage du combustible (bois) et alimentation automatique : 12000 €
- Système de conversion (moteur, génératrice,...) : 87000 €
- Régulation, tuyauterie et divers : 35000 €

Ce qui fait un total de 164000 €. La marge désirée par CORETEC est de 30% ce qui nous donne un prix de vente de $164000/(1-0.3)=234285\text{€}$. Sur base de cette estimation l'investissement spécifique est de 7809 €/kWe. Il est donc plus de trois fois supérieur au prix d'un module basé sur un moteur à combustion interne. Par contre, il est inférieur au prix spécifique d'un module basé sur un moteur Stirling.

L'utilisation de biomasse implique donc un investissement supplémentaire. D'un autre côté, l'utilisation de biomasse permet de réduire les coûts de fonctionnement car le combustible est moins cher (voir section 6.1).

On peut également supposé que les aides de l'état seront plus importantes pour un système fonctionnant avec des énergies renouvelables. C'est en effet le cas en Allemagne où les combustibles renouvelables bénéficient de plus gros subsides (Delta-ee, 2010) et en Région wallonne où ils permettent d'obtenir un plus haut taux de certificat vert (voir section 5.2.3).

5 Mécanisme de soutien en région wallonne

En accord avec la directive 2004/8 de la Commission Européenne, la Région wallonne a mis en place un mécanisme de soutien à la cogénération. Ce mécanisme se compose de deux volets spécifiques. Le premier concerne les aides à l'investissement, le deuxième récompense les économies de CO2 réalisées via le mécanisme des certificats verts.

5.1 Aide à l'investissement

Deux mécanismes permettent d'alléger l'investissement. Une aide à l'investissement en pourcentage de cet investissement et un mécanisme de déduction fiscale.

5.1.1 Déduction fiscale

En région wallonne, certains investissements permettant une économie d'énergie peuvent faire l'objet d'une déduction fiscale par les entreprises et les professions libérales. Dans la liste des investissements éligibles, ce trouve « *appareils de production combinée de forme et de chaleur* », autrement dit, les unités de cogénération. Le montant déductible s'élève à 15.5% de l'investissement réalisé (RW, 2012). Pour calculer l'économie réalisée sur l'investissement, il faut multiplier ce pourcentage par le taux d'imposition. En prenant le taux d'imposition de la plus haute tranche de revenus (35.54%¹³), on obtient une aide de 5.5%.

5.1.2 Aide à l'investissement

La Région wallonne propose diverses aides à l'investissement pour les entreprises dont une pour les projets concernant les énergies renouvelables et la cogénération (Ministère, 2004). En ce qui concerne la cogénération, le taux de subside s'élève à 50% pour les PME. Ce taux est à appliquer sur la base subsidiable et non sur la totalité de l'investissement. La base subsidiable est définie dans une notice explicative du service public de Wallonie (Service, 2012) :

« *Dans le domaine de l'utilisation durable de l'énergie, la base subsidiable correspond aux surcoûts supportés par l'entreprise :*

- [...]
- *par rapport à une installation de production d'énergie traditionnelle de même capacité en termes de production effective d'énergie, dans le cas de l'entreprise qui développe des énergies issues de sources d'énergies renouvelables ou des installations de cogénération à haut rendement.*

Du montant obtenu suite à ces comparaisons, il y a lieu de déduire la valeur des certificats verts auxquels l'entreprise pourra prétendre durant une période de 5 ans suivant l'investissement. »

¹³ http://www.belgium.be/fr/impots/impot_sur_les_revenus/societes/declaration/imposition/

La méthode de calcul de cette base subsidiable est expliquée dans la circulaire du 26 septembre 2006 (Gouvernement, 2007). Il y est stipulé que l'installation de référence pour la production d'électricité est une centrale Turbine Gaz Vapeur (TGV). Les surcoûts se calculent comme suit :

- Coût de la filière de référence pour une production équivalente :
 - 1) Investissement centrale TGV
 - 2) Fonctionnement :
 - + O&M Fixe TGV sur 5 ans
 - + O&M Variable TGV sur 5 ans
 - + Combustible sur 5 ans
 - + Frais quota CO2
 - = Frais TGV sur 5 ans hors investissement
 - + Frais chaudière sur 5 ans
 - = Coût de filière de référence sur 5 ans
 - 3) Investissement
 - 4) Fonctionnement :
 - + O&M fixes sur cinq ans
 - + O&M variables sur cinq ans
 - + Combustible sur cinq ans
 - = Frais centrale cogénération sur cinq ans
 - Revenu additionnel sur cinq ans relatif aux certificats verts
 - = Coût de la filière cogénération sur cinq ans
- Investissement éligible :
 - + Surcoût de l'investissement = 3) - 1)
 - Economie de coût pendant cinq ans 2) - 4)
 - = Base subsidiable

Les hypothèses de calcul et un exemple présenté dans la circulaire sont disponibles en annexe.

Comme nous le verrons dans la section 617.3, ce calcul mène à une prime de l'ordre de 30% sur l'investissement. Comme cette prime est supérieure à la déduction fiscale et qu'elles ne sont pas cumulables, c'est cette prime que nous privilégierons.

5.2 Certificat vert

Le mécanisme des certificats verts (CV) a pour but d'aider et d'encourager les producteurs d'énergie dite verte. Le système fonctionne via un marché virtuel, parallèle au marché physique de l'électricité, instauré par l'Etat.

5.2.1 Principes

Le marché des CV repose sur deux principes. Premièrement, les producteurs d'électricité verte reçoivent des CV au prorata de leur production. Deuxièmement, les fournisseurs d'électricité sont obligés d'acquérir un nombre de CV proportionnel au volume d'électricité vendue. Ce marché est régulé par l'organisme officiel de régulation du marché de l'énergie, la CWaPE (Commission Wallonne Pour l'Energie) en région wallonne.

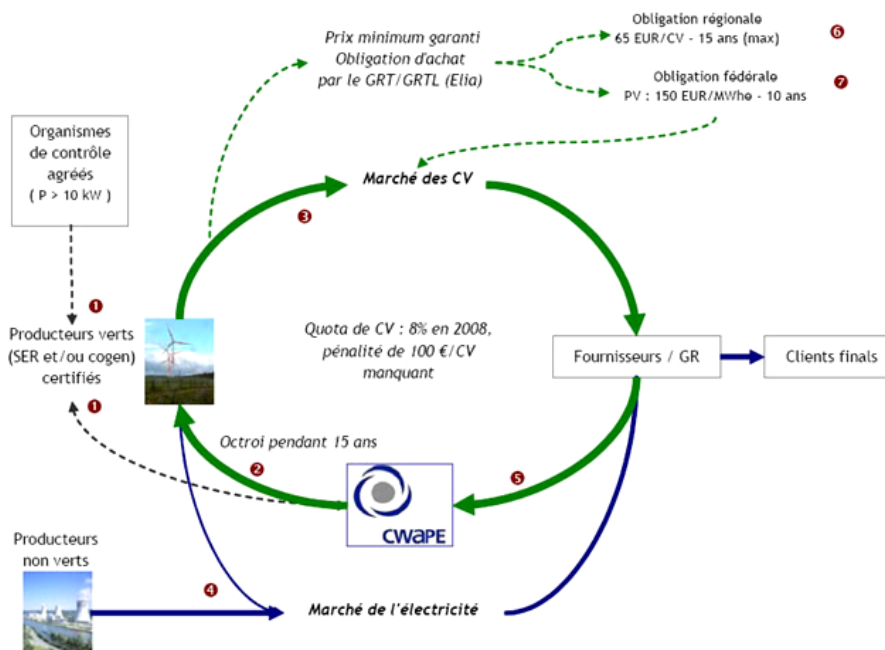


Figure 5.1: Marché des certificats verts (CWaPE).

La Figure 5.1 schématise le principe du marché des CV. Les producteurs verts doivent être reconnus comme tel par la CWaPE via un certificat de garantie d'origine délivré par un organisme agréé (1). Trimestriellement, la CWaPE octroie un certain nombre de CV au producteur (2) sur base des relevés de comptage. Le producteur peut alors les vendre sur le marché (3). Parallèlement, la CWaPE détermine le nombre de CV qu'un fournisseur doit rendre (5) sur base de la quantité d'électricité déclarée par le fournisseur et mesurée par le gestionnaire de réseau. Par CV manquant, le fournisseur doit s'acquitter d'une amende de 100€. Afin de garantir le revenu généré par les CV au producteur, le gestionnaire de réseau de transport a l'obligation d'acheter les CV au prix minimum garanti de 65€ (6) et ce pendant 15 ans à partir de la mise en service de l'installation.

5.2.2 Prix des CV

Le prix des CV est, comme tout produit, soumis au principe de l'offre et de la demande. Pour ce marché, la demande tire l'offre grâce à une augmentation annuelle du quota de CV que les fournisseurs doivent rendre à l'organisme de régulation.

Le prix du CV va fluctuer entre le prix minimum garanti de 65€ et le montant de l'amende éventuellement adressée au fournisseur qui est de 100€. La Figure 5.2 représente l'évolution du prix moyen annuel d'un CV sur le marché depuis 2003. La figure montre qu'il a fluctué entre 82 et 93€ et accuse une baisse depuis 2005 (CWaPE).

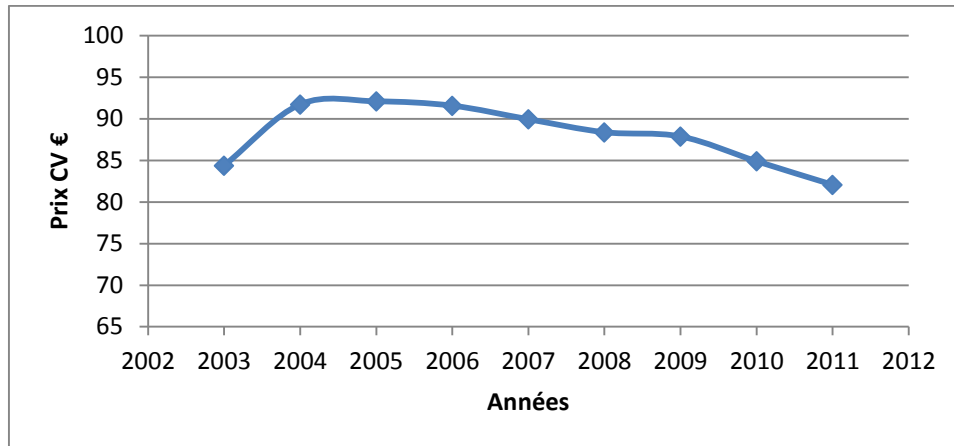


Figure 5.2: Evolution du prix moyen annuelle du CV depuis 2003 (CWaPE).

5.2.3 Calcul du nombre de CV octroyés pour une unité de cogénération

De manière générale, les certificats verts sont octroyés en fonction de l'économie en émission de CO₂ réalisée par l'unité de production d'électricité. L'économie se calcule par comparaison avec une centrale Turbine-Gaz-Vapeur (TGV) qui émet en moyenne 456 kg de CO₂ par MWh_e produit. Concrètement, un CV est octroyé dès que l'unité de production verte a permis d'éviter l'émission de 456kg de CO₂ (Daoud, 2003).

Le gain en émission de CO₂ pour une unité de cogénération a été défini à la section 1.3.2. Le taux d'économie est :

$$\tau = \frac{G_{CO_2}}{Em_{TGV}}$$

Ce taux est limité à 2.

Finalement, le nombre de CV est le taux d'économie multiplié par le nombre de MWh_e produit par l'unité.

6 Calcul de la rentabilité d'une cogénération

Comme expliqué dans la section 1.3.1, une unité de cogénération efficace engendre une économie d'énergie primaire. On peut donc espérer la répercuter en économie pécuniaire. En effet, une unité de cogénération couvre une partie des besoins en chaleur d'un bâtiment mais produit également une certaine quantité d'électricité. Produire cette électricité va augmenter la facture en combustible, mais cette électricité va :

- Soit être consommée sur place et donc diminuer la facture d'électricité,
- Soit être vendue sur le réseau et donc générer une rentrée d'argent.

6.1 Calcul du gain

Pour calculer le gain réalisable en exploitant une unité de cogénération, il faut d'abord comparer le système existant, ou un système de référence pour une nouvelle installation, à l'unité de cogénération envisagée. Ce qu'on compare est le coût de production d'une certaine quantité de chaleur ($E_{th} [kWh_{th}]$). Le coût de production est le coût du combustible donné par :

$$C_{fuel} = \frac{E_{th}}{\eta_{th}} \cdot P_{fuel}$$

Où P_{fuel} est le prix du combustible exprimé en €/kWh.

Comme l'unité de cogénération produit également de l'électricité, elle consomme plus qu'une chaudière classique. La différence sur la facture sera en général une augmentation et représente un flux de trésorerie négatif donné par:

$$\Delta C_{fuel} = C_{F_{fuel}} = E_{th} \cdot \left(\frac{P_{fuel,ref}}{\eta_{th,ref}} - \frac{P_{fuel,CHP}}{\eta_{th,CHP}} \right)$$

Si le prix du combustible de la cogénération est inférieur au prix du combustible de référence, il se peut que $C_{F_{fuel}}$ soit positif et représente alors une diminution de la facture. C'est pourquoi, comme avancé dans la section 3.4 un prix de gaz (généralement le combustible de référence) élevé est favorable à la cogénération biomasse.

Il faut ensuite tenir compte du flux de trésorerie engendré par la production d'électricité. Celui-ci est donnée par :

$$C_{F_{el}} = E_{el} \cdot P_{el} = \frac{E_{th}}{\eta_{th,CHP}} \cdot \eta_{el,CHP} \cdot P_{el}$$

Où P_{el} est :

- Soit le prix d'achat de l'électricité si elle consommée sur place
- Soit le prix de vente sur le réseau si elle est vendue

Nous verrons plus tard que cette distinction est importante.

Finalement, le gain réalisable en utilisant l'unité de cogénération est donné par la somme de ces flux de trésorerie :

$$C_{F_{CHP}} = C_{F_{fuel}} + C_{F_{el}} = E_{th} \cdot \left(\frac{P_{fuel,ref}}{\eta_{th,ref}} - \frac{P_{fuel,CHP}}{\eta_{th,CHP}} + \frac{\eta_{el,CHP}}{\eta_{th,CHP}} \cdot P_{el} \right)$$

On constate de cette formule que le gain sera d'autant plus important que la différence de prix entre l'électricité et le combustible utilisé pour la cogénération est grande. C'est pourquoi le rapport entre le prix de l'électricité et du combustible est un des facteurs influençant le développement de la cogénération (voir section 3.4).

On constate également que, plus l'énergie thermique produite est importante, plus les gain est important.

6.2 Critères de rentabilité

Nous venons de voir qu'une unité de cogénération peut engendrer un gain. Cependant il faut tenir compte de l'investissement I nécessaire à l'installation de l'unité de cogénération et de sa durée de vie pour savoir si le projet est rentable. Pour ce faire, on utilise divers critères économiques. Dans ce travail nous en considérerons trois.

Le premier est la valeur actuelle nette du projet (VAN). La VAN permet d'estimer la valeur d'un investissement en tenant compte de la valeur temps de l'argent. On le calcule en additionnant les flux de trésorerie actualisés qu'engendre l'investissement. Le premier flux est généralement négatif et représente l'investissement. Les autres flux sont en général positifs et sont les recettes engendrées par l'investissement considéré. Une VAN positive indique que le projet va effectivement rapporter. La formule de la VAN est :

$$VAN = -I + \sum_{i=1}^{i=N} \frac{CF_i}{(1+t)^i}$$

Où I représente l'investissement initial réalisé à l'année 0, CF_i est le flux de trésorerie de l'année i , t est le taux d'actualisation et N la durée de vie du projet.

Le deuxième critère considéré est le temps de retour actualisé (TRA). Il correspond au nombre d'années nécessaires pour obtenir une VAN nulle. Il représente le nombre d'années à partir duquel le projet commence à être rentable.

Le troisième critère se calcule également via la VAN. En effet, le taux de rentabilité interne (TRI) est le taux qui annule la VAN. Ce taux est à comparer au taux d'actualisation, il doit être plus grand pour qu'un projet soit rentable.

6.3 Rentabilité d'une unité de cogénération

La rentabilité d'une unité de cogénération peut être évaluée par les critères présentés ci-dessus. Il faut donc déterminer quelles sont les flux de trésorerie engendrés par l'exploitation de l'installation chaque année.

Le flux de trésorerie principale est celui déterminé au point 6.1. Dans ce gain apparaissent le prix de combustible et le prix de l'électricité. Comme ces derniers sont soumis à l'inflation, il convient d'en tenir compte dans l'évolution annuelle des flux.

$$CF_{CHP,i} = CF_{CHP,0} \cdot (1+l)^i$$

Où l est le taux d'inflation considéré.

A ce gain vient se greffer le coût d'opération de maintenance (OM) de la centrale de cogénération. Celui si sera évalué en fonction du nombre d'heures de fonctionnement de l'unité :

$$CF_{OM,i} = h \cdot P_{OM}$$

Où h représente le nombre d'heures de fonctionnement et P_{OM} est le prix d'opération et de maintenance exprimé en €/h.

Pour finir, un troisième flux peut éventuellement s'ajouter. Ce flux est le flux relatif à la vente de certificats verts. L'hypothèse d'un flux constant est choisie car il est difficile d'anticiper l'évolution du marché des certificats verts. Il est donné par :

$$CF_{CV} = \tau \cdot E_{el,CHP} \cdot P_{CV}$$

Le flux de trésorerie annuelle à considérer dans les critères de rentabilité est finalement donné par :

$$CF_i = CF_{CHP,i} - CF_{OM,i} + CF_{CV}$$

6.4 Estimation de la quantité d'énergie produite

Afin de calculer la rentabilité du projet, il faut déterminer le flux de trésorerie présenté ci-dessus. Pour ce faire il faut déterminer la quantité d'énergie que produira l'unité de cogénération. Comme une unité de cogénération est dimensionnée pour fournir une partie des besoins en chaleur d'un bâtiment, la production dépendra du profil de consommation de chaleur.

La méthode proposée ici se base sur un profil horaire. Connaissant la consommation thermique horaire (notée $E_{th,h}$ [kWh]), on calcule la puissance équivalente ($P_{th,h} = \frac{E_{th,h}}{t}$ [kW]). On compare cette puissance à la puissance thermique nominale de l'unité de cogénération ($P_{th,CHP}$ [kW]) pour calculer la part d'énergie produite par la cogénération :

$$E_{th,CHP,h} = \begin{cases} E_{th,h} & \text{si } P_{th,min,CHP} < P_{th,h} < P_{th,CHP} \\ P_{th,CHP} \cdot t & \text{si } P_{th,h} > P_{th,CHP} \\ 0 & \text{si } P_{th,h} < P_{th,min,CHP} \end{cases}$$

Si la puissance horaire est plus grande que la puissance nominale de l'unité, celle-ci tourne à plein régime et produit $P_{th,CHP} \cdot t$ kWh, où t est le temps et équivaut, dans notre cas, à 1 h. Si la puissance horaire est plus petite que la puissance minimum de l'unité ($P_{th,min,CHP}$ est la puissance en dessous de laquelle les rendements de l'unité se dégradent), l'unité ne tourne pas et ne produit rien. Si la puissance horaire est comprise entre les deux limites, l'unité fournit l'énergie consommée.

Il reste donc une partie de l'énergie qui n'est pas fournie par l'unité de cogénération. Pour une journée, cette énergie est donnée par :

$$E_{th,reste,j} = \sum_{h=1}^{h=24} E_{th,h} - \sum_{h=1}^{h=24} E_{th,CHP,h}$$

Afin d'augmenter la part d'énergie thermique produite par la cogénération, un ballon de stockage journalier peut être installé. Ainsi, si la puissance demandée est inférieure à la puissance minimum, l'unité tourne à plein régime pendant un petit laps de temps afin de remplir le stockage. L'énergie est ensuite restituée par le ballon durant la journée. Et si on anticipe les heures où la puissance demandée est supérieure à la puissance nominale, on stocke de l'énergie durant les heures précédentes (si, durant ces heures, la puissance demandée est inférieure à la puissance nominale) et on la restitue quand c'est nécessaire. L'énergie ainsi stockée sur une journée est donnée par :

$$E_{th,stock,j} = \min(E_{th,reste,j}, E_{th,max,stock}, P_{th,CHP} \cdot 24)$$

Où $E_{th,max,stock} [kWh_{th}]$ est la capacité du ballon et le produit $P_{th,CHP} \cdot 24$ correspond à l'énergie thermique maximum que la cogénération peut fournir en une journée.

Avec ce système, l'énergie produite par l'unité de cogénération sur une journée est donnée par :

$$E_{th,CHP,j} = \sum_{h=1}^{h=24} E_{th,CHP,h} + E_{th,stock,j}$$

La quantité d'énergie thermique fournie sur une année ($E_{th,CHP}$) est la somme des énergies journalières multipliés par le facteur de disponibilité. Ce facteur permet de prendre en compte les arrêts causés par les opérations de maintenance ou les pannes.

$$E_{th,CHP} = f_{disp} \cdot \sum_{j=1}^{j=365} E_{th,CHP,j}$$

La quantité d'énergie électrique produite sur l'année se déduit de l'énergie thermique :

$$E_{el,CHP} = \frac{E_{th,CHP}}{\eta_{th,CHP}} \cdot \eta_{el,CHP}$$

Le nombre d'heures de fonctionnement équivalent est le nombre d'heures nécessaire pour fournir l'énergie produite annuellement si la cogénération tourne toujours à sa puissance nominale :

$$h_{eq} = \frac{E_{th,CHP}}{P_{th,CHP}}$$

7 Détermination du client type

En général, lorsqu'on veut installer une unité de cogénération dans son bâtiment, on part de la consommation de chaleur annuelle pour dimensionner l'unité. Comme ce travail porte sur une unité de cogénération donnée, l'exercice inverse va être réalisé. C'est-à-dire que, partant de l'unité considérée, on va déterminer la consommation thermique minimum qui permet de rentabiliser l'investissement.

7.1 Profils

La rentabilité de l'investissement est conditionnée par le type de profil de consommation de chaleur et surtout, par la demande annuelle de chaleur du client potentielle.

Pour ce qui est du profil de chaleur, la Région wallonne a publié six profils types en fonction de l'activité :

- A : Activité diurne 5 jours sur 7 ; immeubles de bureaux, écoles, services aux personnes,...
- B : Activité diurne 6 jours sur 7 ; commerces, culture,...
- C : Activité diurne 7 jours sur 7 ; Centres sportifs,...
- D : Activité continue 7 jours sur 7 ; soins aux personnes, HORECA,...
- E : Activité diurne 5 jours sur 7 ; PME à consommations régulières, blanchisseries, teintureries,...
- F : Activité diurne 7 jours sur 7 ; logement collectifs, ...

Ces profils sont donnés sous forme de profil horaire sur une journée (consommation d'une heure dans une journée type), journalier sur une semaine (consommation d'un jour dans une semaine type) et mensuelle sur une année (consommation d'un mois dans une année type), le tout en pour cent. La figure suivante illustre ces différents profils pour le cas A. Les données relatives aux profils sont disponibles en annexe.

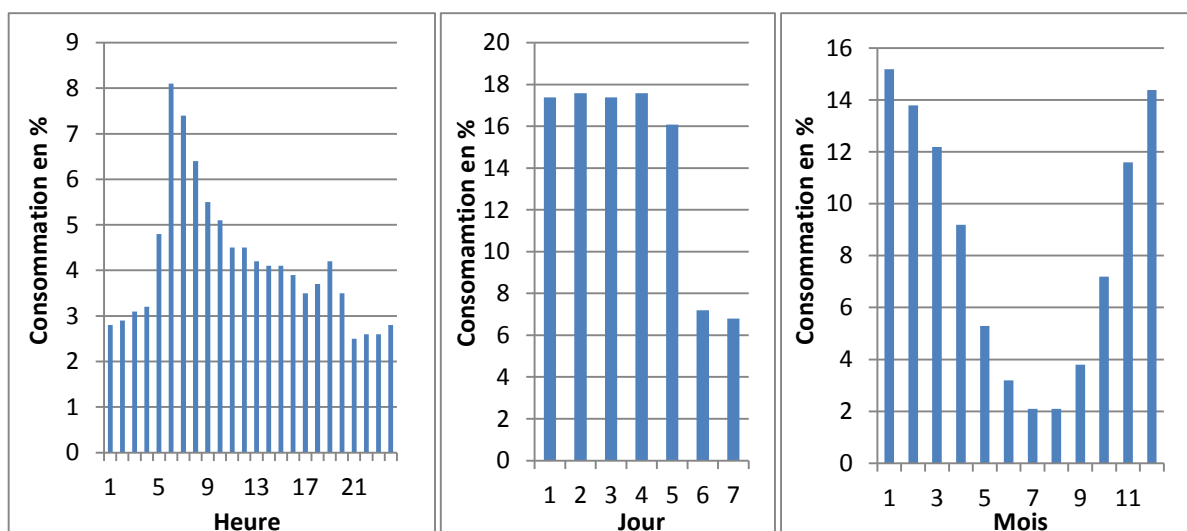


Figure 7.1: Profils types pour le cas A.

Sur base de ces profils, on peut déterminer la consommation horaire ($E_{th,h}$) en % de la consommation annuelle. La rentabilité de l'unité de cogénération proposée peut donc être évaluée en fonction de la demande annuelle de chaleur. En étudiant l'influence de la demande annuelle sur les critères de rentabilité tels que la VAN ou le TRI, il est possible de déterminer une consommation annuelle minimum pour laquelle le projet est rentable.

7.2 Données

Jusqu'ici la méthode utilisée a été expliquée. Dans cette section, la valeur donnée à chaque paramètre est donnée et expliquée.

7.2.1 Donnée technique

Le Tableau 7.1 résume les différents paramètres de l'unité de cogénération.

Tableau 7.1: Données relatives à l'unité de cogénération.

Puissance thermique	105 kWth
Puissance électrique	30 kWe
Charge partielle minimum	50%
Rendement électrique	20%
Rendement thermique	70%
Facteur de disponibilité	95%

Le rendement thermique de référence est celui d'une chaudière classique. Pour une chaudière au gaz on considère un rendement de 90% (Commission, 2007).

Le volume du ballon de stockage est à dimensionner. Le dimensionnement se fait sur base d'une optimisation économique. En effet, d'un côté, plus le volume augmente, plus l'énergie produite par la cogénération et donc le gain réalisé augmente. De l'autre côté, plus le volume du ballon est important, plus l'investissement est important (voir section 7.2.4).

7.2.2 Coût du combustible

Les caractéristiques des plaquettes de bois envisagées comme combustible sont :

- Masse volumique : 168 kg/m³
- Pouvoir calorifique inférieur (PCI) : 4.12kWh/kg
- Prix d'achat : 21€/m³

On en déduit le prix au kWh : $P_{fuel,CHP} = \frac{21}{168 \cdot 4.12} = 2.89 \text{ c€/kWh}$

Pour le combustible de référence, deux choix sont possibles, le mazout ou le gaz naturel.

Mazout :

- Masse volumique : 0.84 kg/l
- PCI : 12.8 kWh/kg
- Prix d'achat¹⁴ : 0.93 €/l

On en déduit : $P_{mazout} = 8.65 \text{ c€/kWh}$

¹⁴ <http://www.mazout-on-line.be/EvoPrix.asp#FormDate>

Le prix du gaz se décompose en plusieurs postes. En effet, il comprend évidemment le prix de la commodité mais aussi le coût du transport via le réseau plus des frais fixes. Les tarifs présentés ici sont ceux proposés par Lampiris¹⁵. Le détail de ce tarif est disponible en annexe.

- Frais fixe : 35 €/an
- Prix de l'énergie : 3.84 c€/kWh
- Prix de distribution : 1.6 c€/kWh (Moyenne des différents opérateurs, voir tableau en annexe)
- Redevance fixe de distribution : 85.88 €/an (Moyenne des différents opérateurs, voir tableau en annexe)
- Location compteur : 8.57 €/an
- Taxes, cotisation et redevance : totale de 0.1945 c€/kWh

On peut donc décomposer le prix du gaz en frais annuels fixes et en frais variables :

- Fixe : 129.45 €/an
- Variable : 5.63 c€/kWh

C'est le prix variable qui est utilisé pour le calcul de rentabilité.

Comme le prix du gaz est inférieur au prix du mazout, nous prendrons le gaz comme référence. En effet, le gain est plus important pour un prix de combustible de référence élevé, choisir le prix faible est donc l'hypothèse la plus conservatrice.

7.2.3 Prix de l'électricité

Similairement au prix du gaz, le prix de l'électricité se décompose en plusieurs postes. De plus il dépend du type compteur utilisé. Nous considérons ici un compteur bi-horaire qui est celui le plus souvent rencontré. Ici aussi les tarifs présentés sont ceux proposés par Lampiris et le détail est disponible en annexe.

- Prix de l'énergie jour : 8.38 c€/kWh
- Prix de l'énergie nuit : 5.5 c€/kWh
- Redevance fixe : 40 €/an
- Frais de distribution jour : 9.05 c€/kWh (Moyenne des différents opérateurs, voir tableau en annexe)
- Frais de distribution nuit : 5.5 c€/kWh (Moyenne des différents opérateurs, voir tableau en annexe)
- Frais de transport : 1.19 c€/kWh (Moyenne des différents opérateurs, voir tableau en annexe)
- Location compteur : 16.64 €/an (Moyenne des différents opérateurs, voir tableau en annexe)
- Taxes, redevances, cotisations et surcharges : 0.536 c€/kWh

On constate de cette répartition que plus de la moitié des frais variables sont constitués des frais de distribution et de transport. En conséquence, le prix d'achat de l'électricité est environ deux fois supérieur au prix de l'énergie. Hors, si on revend l'électricité sur le réseau,

¹⁵ <http://www.lampiris.be>

ce sera, au maximum, au prix de l'énergie. En effet, le prix de vente est le prix auquel un fournisseur accepte de l'acheter, c'est-à-dire au prix de revient dans une centrale électrique ou au prix sur une bourse d'énergie (De Paepe, et al., 2007). C'est pourquoi il est beaucoup plus avantageux de consommer l'électricité sur place plutôt que de la revendre sur le réseau. Pour obtenir un prix unique, on effectue une moyenne pondérée des tarifs jour et nuit. La pondération dépend de quand est produite l'électricité. Une bonne approximation est donnée par le pourcentage de consommation de chaleur en heure pleine et heure creuse car l'électricité est produite quand on consomme cette chaleur. Le pourcentage de consommation en heure pleine varie de 67% à 81% selon les profils. La valeur de 67% est choisie afin d'être le plus conservateur.

- Prix d'achat variable : $0.67 \cdot (8.38 + 9.05) + 0.33 \cdot (5.5 + 5.5) = 15.3 \text{ c€/kWh}$
- Frais fixe : 56.64 €/an
- Prix maximum de vente : 7.4 c€/kWh

Comme pour le gaz, c'est le prix variable de l'électricité qui est à prendre en compte dans les calculs. L'électricité sera supposée consommée entièrement sur place car c'est la logique la plus rentable. Cette hypothèse est tout à fait réaliste car la plupart des cogénérations fonctionnent ainsi et, sur le marché belge, seulement 12% de l'électricité cogénérée est vendue sur le réseau (ICEDD, 2007).

7.2.4 Investissement

L'investissement relatif à l'unité de cogénération a été détaillé dans la section 4.3.

Il faut ajouter au prix du module de cogénération le prix du ballon de stockage. Ce prix varie avec le volume et est de 800 €/m³ (donnée de CORETEC).

Pour finir, il faut tenir compte des subsides accordés par la Région wallonne. Ce subside dépend de différents paramètres (voir section 5.1.2) et est de l'ordre de 30%.

7.2.5 Divers

Le taux d'actualisation utilisé chez CORETEC est de 6% et le taux d'inflation de 2%.

Le coût d'opération et de maintenance s'élève à 1.45 €/h (CORETEC).

7.2.6 Taux de certificats verts

Le taux de certificats verts se calcule comme expliqué à la section 5.2.3. Les valeurs des rendements sont données dans la section 7.2.1. Les émissions spécifiques des combustibles sont (Daoud, 2003) :

- Bois : $e_{fuel,CHP} = 23 \text{ kgCO}_2/\text{MWh}$
- Gaz : $e_{fuel,ref} = 251 \text{ kgCO}_2/\text{MWh}$

On en déduit le gain :

$$G_{CO_2} = Em_{ref} - Em_{chp} = 456 + \frac{0.7}{0.2} \cdot \frac{1}{0.9} \cdot 251 - \frac{23}{0.2} = 1317 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{MWh}}$$

Et donc un taux de : $\tau = \frac{G_{CO_2}}{Em_{TGV}} = 2.88$

Le taux réel sera de 2 CV/MWhe vu la limite maximum imposée.

Le prix du CV considéré est le prix minimum garanti, c'est-à-dire 65€.

7.3 Résultats

Comme dit plus haut, le but est de déterminer l'évolution des critères de rentabilité en fonction de la consommation annuelle de chaleur. Mais cette rentabilité dépend également du volume du ballon de stockage. L'évolution des critères de rentabilité est donc étudiée sous l'angle de deux paramètres variables, la consommation annuelle de chaleur et le volume du ballon.

7.3.1 Optimisation du stockage pour le profil type A

Le graphique présenté à la Figure 7.2 montre l'évolution du TRI sur une période de 10 ans en fonction du volume de stockage et ce, pour différentes consommations annuelles (200-2000 MWth). On constate, comme attendu, l'existence d'un optimum. Cet optimum varie en fonction de la consommation annuelle. En effet, plus la consommation annuelle augmente, moins le stockage est utile, plus le volume optimum diminue. Pour les faibles consommations, l'optimum se situe aux alentours de 30 m³. On observe également l'évolution positive du TRI avec la consommation annuelle.

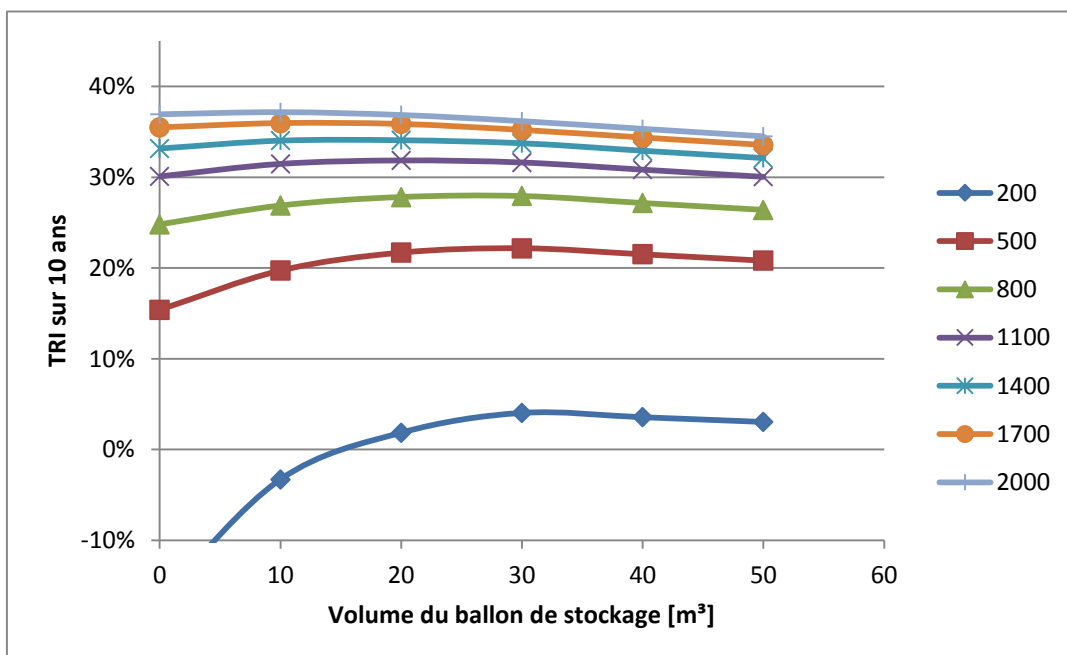


Figure 7.2: Evolution du TRI (sur 10 ans) en fonction du volume de stockage pour plusieurs consommations annuelles (200-2000 MWth). Profil type A.

7.3.2 Consommation annuelle minimum pour le profil type A

Comme la consommation cherchée est la consommation minimum qui permet de rentabiliser le projet, le volume de stockage est ici fixé à l'optimum des faibles consommations, à savoir, 30 m³. La Figure 7.3 montre l'évolution du temps retour actualisé (TRA) en fonction de la consommation thermique annuelle. Le TRA diminue avec la consommation annuelle. En se fixant un temps de retour maximum de 6 ans, la consommation annuelle minimum du client visé est de 370 MWhth.

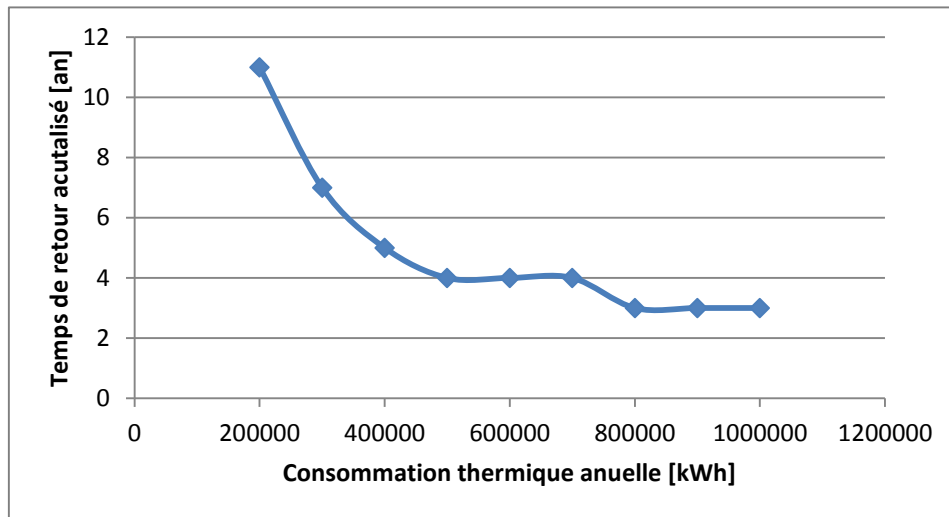


Figure 7.3: Influence de la consommation annuelle sur le temps de retour actualisé pour un volume de stockage de 30 m³. Profil type A.

L'évolution du TRI sur 10 ans est présentée à la Figure 7.4. On constate qu'il est croissant avec la consommation thermique annuelle, c'est-à-dire que, plus le client consomme de la chaleur, plus le projet est rentable. Pour la consommation minimum de 370 MWhth déterminée sur base du TRA, le TRI sur 10 ans est de 16.3%. Il vaut donc plus du double du taux d'actualisation ce qui traduit bien la rentabilité du projet.

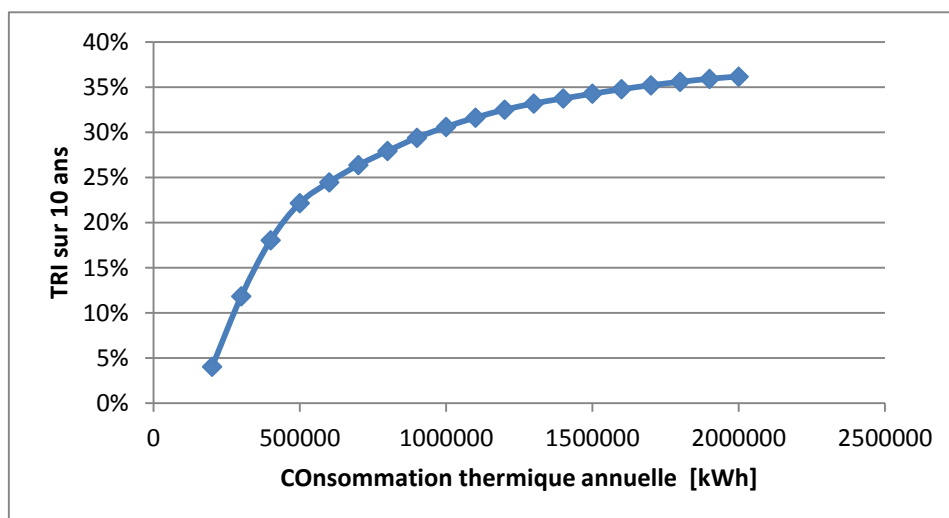


Figure 7.4: Influence de la consommation annuelle sur le TRI (15 ans) pour un volume de stockage de 30 m³. Profil type A.

La valeur actuelle nette du projet après 10 ans, pour la consommation minimale de 370 MWhth s'élève à 85800 €.

7.3.3 Résultats pour le profil type A

Les résultats présentés ici sont ceux obtenus pour le volume de stockage optimum de 30 m³ et la consommation annuelle minimale de 370 MWhth.

La production d'énergie thermique de la cogénération s'élève à 350.7 MWhth soit 95% de la consommation annuelle. En même temps elle produit 100.2 MWh. Le nombre d'heures équivalent est de 3341h.

La Figure 7.5 montre, pour chaque mois, la production de la cogénération brute, la production de la cogénération réalisée grâce au stockage et l'énergie manquante. On constate que le stockage permet de générer 38% de la production annuelle. Si il n'était pas là, rien ne serait produit par la cogénération durant la période estivale à cause de la faible puissance demandée (inférieure à la puissance minimale de la cogénération).

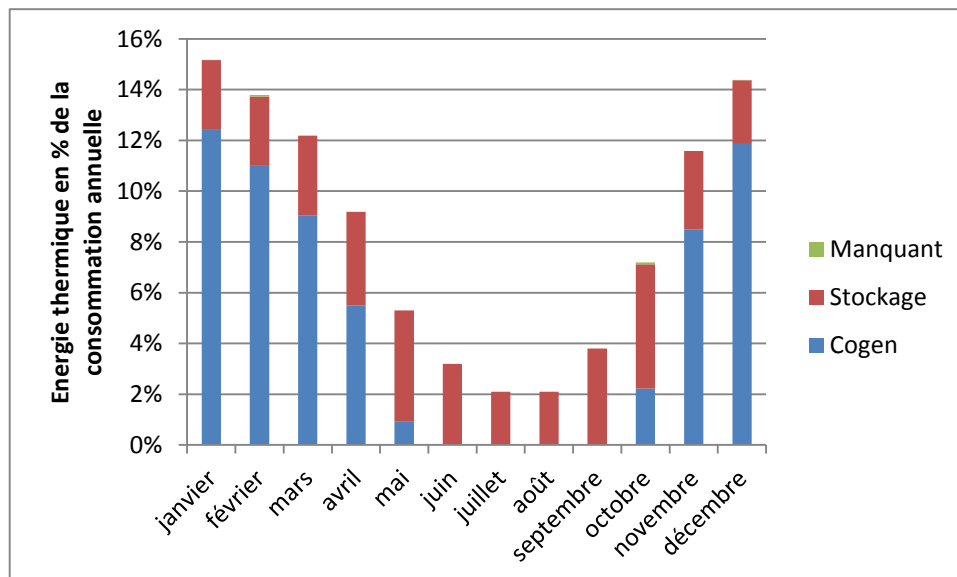


Figure 7.5: Production d'énergie thermique mensuelle en % de la consommation annuelle.

Pour produire cette énergie, la cogénération consomme 121.6 tonnes de bois pour un coût équivalent de 14482 €. Le coût du gaz utilisé si la chaleur avait été générée par une chaudière classique s'élève à 21826 €. On constate donc que, même sans produire d'électricité, la cogénération permet d'économiser 7344 € par an. Ceci s'explique par le faible prix du bois par rapport au prix du gaz.

L'électricité générée équivaut à une diminution de la facture de 15344 €. Elle permet également d'obtenir 200 certificats verts ce qui génère une rentrée de 13000 €.

Les subsides pour l'investissement s'élève à 40% de l'investissement total, ce qui fait passer l'investissement de 258285 à 155070 €.

7.3.4 Résultats pour les autres profils de consommation

Le Tableau 7.2 montre les résultats obtenus pour les différents profils. On constate qu'il n'y a pas de grosse différence entre les profils. On conclut que de manière générale, le projet est rentable pour un client qui consomme minimum 380 MWth.

Tableau 7.2: Résumé des résultats économiques pour les différents profils types.

Profil	Volume de stockage optimum [m ³]	Consommation annuelle minimum [MWth] (TRA=6)	TRI sur 10 ans	VAN après 10 ans
A	30	370	16.3 %	85800 €
B	30	370	16.3 %	85900 €
C	30	380	16.3 %	85700 €
D	30	380	16.5 %	87700 €
E	30	370	16.3 %	86100 €
F	30	370	16 %	82700 €

7.4 Estimation du nombre de clients potentiels en Wallonie

Le Tableau 3.3 présenté dans la section 3.1.2 donne le nombre de bâtiments raccordés en HT par classe de consommation de combustible. Sur base de ces données il est possible d'estimer un nombre de clients potentiels.

En estimant que le rendement moyen de la production de chaleur dans le secteur tertiaire est de 90%, on estime que le client type déterminé ci-dessus consomme $380/0.9 = 422$ MWh pour satisfaire son besoin en chaleur. Le bilan énergétique de la Région wallonne (ICEDD, 2010) montre que 97% du combustible consommé dans le secteur tertiaire est utilisé pour les besoins en chaleur. On obtient alors une consommation totale de combustible de 435 MWh. En faisant l'hypothèse que les clients qui consomment plus de 1000 MWh de combustible par an opteraient pour une unité de plus grosse puissance, le client ciblé consomme entre 435 et 1000 MWh/an.

Le nombre de bâtiments tertiaires présents dans la base de données qui se trouve dans cette fourchette est de 1876. La base de données représente 47% de la consommation en combustible du secteur tertiaire. En faisant l'hypothèse que la répartition est la même pour les 53% restant, on peut extrapoler ce résultat. Ce qui donne un total de 4025 clients potentiels.

8 Comparaison avec un autre produit ; influence des mécanismes de soutien

8.1 Comparaison avec un autre produit

Nous avons vu que le produit proposé par CORETEC nécessite un investissement plus élevé et possède un rendement électrique plus faible comparé à une technologie n'utilisant pas la biomasse. Ces désavantages sont en partie compensés par un combustible moins cher et des taux de subside plus élevés.

8.1.1 Hypothèses de calcul

Les produits les plus répandus actuellement sur le marché de la micro- cogénération sont ceux utilisant un moteur à combustion interne fonctionnant au gaz. Nous avons donc choisi ce système pour comparer le produit proposé. Les caractéristiques de l'unité de référence sont résumées dans le Tableau 8.1. Comme le dimensionnement d'une cogénération se fait en fonction du besoin thermique, la puissance thermique est la même que celle de l'unité proposée par CORETEC. Et comme elle possède un rendement électrique plus élevé (rendement moyen de ce type d'installation), la puissance électrique correspondante est plus élevée.

Tableau 8.1 : Caractéristiques de l'unité de référence.

Puissance thermique	105 kWth
Puissance électrique	52.5 kWe
Charge partielle minimum	50%
Rendement électrique	30%
Rendement thermique	60%
Facteur de disponibilité	95%

L'investissement est proportionnel à la puissance thermique et est, pour cette puissance, estimé à 1500 €/kWe (voir section 3.2.1) et donc de 78750 €.

La consommation thermique annuelle est fixée à la consommation minimum déterminée ci-dessus, c'est-à-dire 370 MWhth et le volume de stockage au volume optimum de 30 m³.

Les autres paramètres restent inchangés par rapport au chapitre précédent.

8.1.2 Résultats

Le Tableau 8.2 résume les résultats de cette comparaison. Comme on s'y attendait, les deux cogénérations tournent le même nombre d'heures et fournissent la même puissance thermique vu le dimensionnement similaire. L'unité de référence produit plus d'électricité grâce à son rendement plus élevé.

Le cout en combustible est plus élevé pour la référence car le prix du gaz est plus élevé que le prix du bois. La chaleur produite génère le même flux de trésorerie. Pour l'unité de référence, il y a donc une augmentation de la facture en combustible. Par contre le revenu généré par la production d'électricité est plus élevé. Le nombre de CV est bien inférieur pour l'unité de référence car le combustible est du gaz et non de la biomasse. Le flux de trésorerie correspondant est donc inférieur. Ces diverses différences mènent à un flux de trésorerie annuel moins élevé pour l'unité de référence et à une VAN moins élevée. Mais comme l'investissement de départ est plus faible, le TRI obtenu est plus élevé. Le temps de retour est de 6 ans pour les deux options. On constate également que l'unité de référence mène à un taux de subside inférieur.

Tableau 8.2 : Résultats de la comparaison.

	CORETEC	Référence
E_{th} [MWh _{th}]	350.7	350.7
E_{el} [MWh _{el}]	100.2	175.3
h_{equiv}	3341	3341
$C_{fuel,CHP}$ [€]	14482	32739
$C_{fuel,ref}$ [€]	21826	21826
CF_{fuel} [€]	7344	-10913
CF_{el} [€]	15344	26834
$CF_{O\&M}$ [€]	4844	4844
N° de CV	200	68
CF_{CV} [€]	13000	4420
CF [€]	30834	15497
$Subside$ [%]	40	28
TRI_{10ans} [%]	16.3	18
VAN_{10ans} [%]	85800	48608
TRA [années]	6	6

Ces résultats ne mènent pas à un choix évident. Soit le client préfère faire un investissement plus faible avec un TRI plus élevé mais une VAN moins importante. Soit le client est prêt à investir plus pour obtenir une VAN plus élevée et un taux inférieur mais qui reste tout à fait rentable. Le choix sera également influencé par le caractère plus écologique de l'unité de CORETEC.

8.2 Influence des mécanismes de soutien

Ici la même comparaison est réalisée mais cette fois les mécanismes de soutien n'ont pas été pris en compte. Le Tableau 8.3 reprend les seuls résultats qui sont influencés par les mécanismes de soutien, c'est-à-dire les résultats économiques. On constate que l'impact des mécanismes de soutien est moindre pour l'unité de référence. Le flux de trésorerie reste inférieur mais a relativement moins diminué. Finalement aucun des deux projets n'est rentable après 10 ans. L'unité de CORETEC a un TRA de 22 ans et celle de référence de 12 ans.

Tableau 8.3 : Comparaison sans mécanismes de soutien.

	CORETEC	Référence
<i>CF</i> [€]	17834	11077
<i>TRI</i> _{10ans} [%]	-4.35	3.4
<i>VAN</i> _{10ans} [%]	-113072	-12553
<i>TRA</i> [années]	22	12

8.3 Conclusion

Avec les mécanismes de soutien actuels, le choix entre l'unité proposée par CORETEC ou l'unité de référence dépend des attentes et des prévisions du client. Si son but est de se mettre à l'énergie renouvelable et qu'il est prêt à faire un investissement relativement élevée, il privilégiera l'unité de CORETEC. S'il n'est pas prêt à faire un investissement élevé, il privilégiera l'unité de référence. Cependant, comme évoqué au point 464.3, il est possible que les mécanismes de soutien diminuent voire disparaissent pour les énergies non renouvelables. Si le client estime que ce sera le cas, il optera pour l'unité de CORETEC.

Ce chapitre montre bien l'influence que les mécanismes de soutien ont sur le marché de la cogénération.

9 Conclusion

La cogénération permet de réaliser des économies d'énergie primaire et de diminuer les émissions de CO₂. Dans le contexte énergétique actuel, elle est mise en avant par la Commission européenne comme technologie devant être développée dans le but d'atteindre les objectifs du protocole de Kyoto et de réduire la dépendance énergétique.

Diverses technologies permettant la réalisation de micro cogénération atteignent une maturité suffisante et arrivent petit à petit sur le marché. Ces technologies sont le moteur à combustion interne, les micro-turbines, le moteur Stirling, les cycles de Rankine organique et la pile à combustible.

Le marché de la micro cogénération présente un potentiel actuellement largement sous exploité. Les caractéristiques macroenvironnementales offrent une opportunité au développement de ce marché. En effet, la libéralisation du marché de l'électricité permet la production décentralisée d'électricité. L'évolution des prix de l'énergie est favorable à ce type de produits. La conscience écologique du public grandit et l'intérêt pour les technologies permettant des économies d'énergie et des réductions de CO₂ gagne de plus en plus d'intérêt. Les autorités reconnaissent les avantages de la cogénération et mettent en place des mécanismes de soutien pour supporter son développement. Tout semble concorder pour que le marché de cogénération et de la micro-cogénération en particulier rentre dans sa phase de croissance afin d'atteindre le marché de masse. Les seules barrières pour le moment sont le prix élevé des produits disponibles sur le marché et l'incertitude quant à l'évolution du prix de l'énergie et des subsides octroyés pour la promotion des énergies vertes.

C'est dans ce cadre que CORETEC, entreprise active dans le secteur de l'énergie, aimerait saisir l'opportunité de lancer un produit de micro cogénération sur le marché. Le produit proposé se base sur une technologie très peu évoquée pour le moment, le moteur Ericsson. En couplant ce moteur avec une chaudière biomasse, il est possible de réaliser une unité de cogénération fonctionnant à l'énergie renouvelable et présentant un rendement électrique élevé par rapport aux technologies comparables (20%).

Afin d'évaluer la pertinence de ce projet, un modèle détaillé permettant de calculer la rentabilité d'une unité de cogénération a été réalisé. Ce modèle se base sur le fonctionnement heure par heure de l'unité de cogénération tout au long de l'année afin de déterminer avec précision sa production énergétique. Trois critères de rentabilité sont utilisés pour évaluer le potentiel économique : le temps de retour actualisé, la valeur actuelle nette et le taux de rentabilité interne.

Sur base de ce modèle et de profils types édités par la Région wallonne, la consommation annuelle du client ciblé est déterminée. Le client ciblé est le client pour qui le produit offre une rentabilité économique dans le contexte actuel de la Wallonie. Sur base des résultats, le nombre de clients potentiels est évalué. Cette évaluation mène à 4025 clients potentiels.

Pour terminer, une comparaison avec un produit type du marché est effectuée. Cette comparaison montre que le produit proposé offre une meilleurs VAN mais un taux de rentabilité interne un peux plus faible, et ce pour un même temps de retour de 6 ans. Cette comparaison montre que le produit proposé est pertinent et peut trouver sa place sur le marché. L'influence des mécanismes de soutien mis en place par la Région wallonne est également évaluée. Les résultats confirment que la cogénération n'est actuellement pas rentable sans aides des pouvoirs publics. En effet, le TRA passe de 6 ans à 22 ans pour le produit proposé et de 6 ans à 12 ans pour le produit de référence.

10 Références

- AFH2. (2007). Situation mondiale de l'énergie . *Memento de l'Hydrogène Fiche 2.1* .
- Alaphilippe, M., Bonnet, S., & Stouffs, P. (2004). Moteur ERICSSON: Intérêt, état de l'art. *Journée SFT du 8 décembre 2004: Machines thermiques exotiques*.
- Aoun, B. (2008). Micro-Cogénération pour les bâtiments résidentiels fonctionnant avec des énergies renouvelables. PhD Thesis. Mines Paris Tech.
- Brown, M. (2011). Cogénération growth in Europe - smaller systems have better prospects.
- Commission, E. (2006). Attitudes au sujet de l'énergie. *Eurobaromètre spécial* .
- Commission, E. (2008). Communication de la Commission au Parlement Européen et au Conseil: Economiser de l'énergie en Europe grâce à la production combinée de chaleur et d'électricité.
- Commission, E. (2007). Décision 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 de Parlement européen et du conseil.
- Commission, E. (2004). 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.
- Commission, E. (2010). DIRECTIVE 2010/31/UE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL sur la performance énergétique des bâtiments.
- Commission, E. (2008). Les attitudes des Européens vis-à-vis du changement climatique. *Eurobaromètre spécial* .
- Daoud, I. (2003). Installer une Cogénération dans votre Etablissement. Region Wallonne.
- De Paepe, M., & Mertens, D. (2007). Combined heat and power in a liberalised energy market. *Energy Conversion & Management* .
- Delta-ee. (2010). CHP Policy & Markets - Germany Update.
- Delta-ee. (2011). *Delta Market projections: European combined Mini & Micro CHP annual scales can reach 600000 by 2012*.
- Delta-ee. (2011). Will policy drive micro-CHP growth in Europe?
- Dijkstra, S. (2009). Micro-CHP, edging towards the mass market.

Dwyer, S., & Slowe, J. (2011). 6th Annual Delta "Micro-CHP in Europe" Summit: 2011.

EUBIA. (2008). Creating Markets for Renewable Energy Technologies EU, RES Technology Campaign.

Gouvernement, W. (2007, janvier 9). Circulaire relative aux modalités d'application de l'arrêté du Gouvernement wallon du 2 décembre 2004 relatif aux incitants destinés à favoriser la protection de l'environnement et l'utilisation durable de l'énergie. Moniteur Belge.

ICEDD. (2007). Bilan Energétique de la Region Wallonne 2005: Les centrales e Cogénération en Wallonie.

ICEDD. (2010). *Bilan énergétique de la Wallonie 2008, consommation du secteur domestique et équivalents*. Service Public de Wallonie.

ICEDD. (2011). Bilan énergétique de la Wallonie 2009: Bilan de production et transformation.

ICEDD. (2005). Scénarios de développement de la cogénération en région wallonne.

IEA. (2008). Energy efficiency requirements in building codes, energy efficiency policies for new buildings.

Lebrun, J. (1998). *Thermodynamique appliquée et introduction aux machines thermiques*. Liège: ULg.

Meyer, S. (2002). *Potentiel et marché de la micro-cogénération en Belgique*". CESE-ULB.

MICROMAP. (2002). Mini and micro CHP - Market assessment and development plan.

Ministère, R. W. (2004, Décembre 2). Arrêté du gouvernement wallon portant exécution du décret du 11 mars 2004 relatif aux incitants destinés à favoriser la protection de l'environnement et l'utilisation durable de l'énergie.

Miralles, J. (2008). Le marketing Ecologique: Effet Vert ou Pervers? *Mémoire MBA ESF Paris*.

Obernberger, I., & Thek, G. (2008). Cost assessment of selected decentralised CHP applications based on biomass combustion and biomass gasification. *16th European Biomass Conference & Exhibition*. Valencia.

RW. (2012). Tiré du Portail de l'énergie en Wallonie: <http://energie.wallonie.be/fr/index.html?IDC=6018>

Service Public de Wallonie (2012, juin). Aide à l'investissement: Brochure d'information & notice explicative des formulaires de demande d'intervention.

Simader, G., Krawinkler, R., & Tmka, G. (2006). *Micro CHP systems: state-of-the-art*.

SPF, E. (2008). Projet d'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017. 22-30.

11 Annexes

11.1 Mécanisme de soutien en Europe

Tableau 11.1 : Soutien gouvernementaux à la cogénération (2005-2006) (EUBIA, 2008)

Government Incentives and other Support Mechanisms for Cogeneration in Europe			Government Incentives and other Support Mechanisms for Cogeneration in Europe (continued)			
Country	Criteria	Incentive	Country	Criteria	Incentive	
Austria	< 2 MWe Solid biomass	16 cents/ kWh	Luxembourg	Very Pro biomass and biogas CHP	2.5 ct €/kWh up to 3 MWe for 10 years	
	< 200 kWh Liquid biomass	13 cents/ kWh		Feed-in Tariff		
	> 200 kWh Liquid biomass	10 cents/ kWh		Investment grant	Up to 25 % of costs – up to 62.000 €	
Belgium	Any CHP project	50-75% study cost grant and 20-30% investment grant	Netherlands	MEP (Milieukwaliteit Elektriciteits Productie) System provides grants		
Wallonia Region	456 kg of CO ₂ emissions avoided gets 1 Green Certificate	92€ when sold to utility		Tax Exemption from Green electricity		
Belgium Flanders Region	Any CHP project CHP 1 MWh gets 1 CHP certificate	10-20% investment grant ~38€		Tax break for energy saving equipment		44% of tax from annual investment costs
Belgium Brussels Capital Region	Any CHP project	50% Study Cost Grant, 20% investment cost	Malta			
	217 kg CO ₂ emissions avoided gets 1 GC	which is ~90€	No support measures for CHP – some discussion of support for biofuels			
Cyprus	CHP project support	30% investment cost	Poland			
	Incentives linked to Fuel price	E.g. £50/tonne = 1.71 cent/kWh between 7h-23h And 1.5 cent/kWh for night time	Purchase Obligation for Electricity from CHP if Efficiency is over 70%			
	CHP Electricity sold to a Utility guaranteed by EAC	At going rate for RES electricity, starting level: 3.7 cents/kWh	Requirement for utilities to buy CHP electricity			Energy and Regulatory Authority is to set heat and electricity tariffs
Czech Republic	Contribution from Network operator	~20 €/MWh	Portugal	High feed-in tariffs for electricity from CHP last for 10 years indexed on the price of oil		Directly linked to avoided costs from central el. production
	In addition: Sale of electricity	~31€/MWh		Bonus prices for Micro-CHP and for innovative technologies		Otto cycle engines 1.0 ct €/kWh Micro-turbines 1.5 Stirling engines 2.0 Fuel cells 20.0
Additional profits are possible by selling electricity at peak time ~60€/MWh				MAPE Programme		Provides financial support for energy efficiency projects
Denmark	Subsidy for CHP	10 ore/kWh	SIME Programme		Grants and interest free loans for projects that demonstrate competitiveness	
	Electricity sales	~20, 45, 60 ore/kWh for low, high and peak load resp.	Slovakia			
	Biogas CHP	0.6 DKK/kWh for 1 st 10 years, after 0.4 DKK	Feed-in Tariff for electricity from CHP depending on technology			~79€ /MWh for Stirling Engines ~53€ /MWh from Internal Combustion Engines
Denmark	Tax burden change	Reduces cost for average home using CHP of 1000-1500 DKK/year	Power Distribution License holders are obliged to purchase CHP electricity where feasible			
	Finland		Slovenia			
No specific support measures as district heating CHP has gone on for a long time without subsidies, no small CHP market potential, grants for environmentally friendly energy developments/study			Qualified Electricity Producer (QP) Programme supports micro-CHP awarded to producers for high efficiency >78%			
France	Average feed in tariff	6,10 to 9,15 c€/kWh	Feed-in Tariffs for technology < 1MW		Biogas 12.1 ct€/kWh Wood Biomass 7,0 Landfill gas 5,3	
	12 months tax exemption on Natural gas consumption, reduction of Some grant support from ADEME and regional governments, e.g.		AURE programme		Co-financing up to 50% for feasibility studies	
Germany	Feed-in Tariff for 2007 (changes year on year)	10,99 to 8,51 ct kWh for small biomass CHP up to 5 MW	Up to 1MW units do not require an electricity supply license			
	Additional support for innovative technologies, for using CHP heat and Small CHP project	Grants for study feasibility/investment	Low interest loans for CHP and other energy efficiency projects			
Greece	Within Competitiveness Programme	CHP developments can get up to 35% funding	Spain			
	Within Development Law	Up to 40% for investment, interest, tax reduction	Royal Decree 436/2004 provides a bonus for the sale of electricity			2 systems available, sell el. To wholesaler based on a fixed rate or sell el. to an energy market, both receive a bonus for reactive energy.
	Guaranteed purchase of surplus electricity by utility - PPC	57,3 to 59,5 €/MWh from renewable sources	Sweden			
Hungary	Small CHP Feed-in Tariff	9-29 HUF/kWh (4 to 12 ct €/kWh)	Certificate based system		Benefits to RE producers	
Ireland	Future plans to provide a support system		Tax relief to CHP and biomass depending on production type		Heat production exempt from energy tax and 79% CO ₂ tax. No tax for biomass/peat	
Italy	Support dropped in 1997, plans to reinstate it, only fiscal incentive is for natural gas	Tax exemption for Natural gas used for CHP depending on electrical efficiency at 80 to 95 €/MWh	United Kingdom			
	Latvia		Good CHP schemes are exempt from Climate Change Levy			Levy Exemption certificates given to CHP schemes that export electricity
Latvia	Feed-in Tariff for CHP systems but need to be 80% efficient and sell 75% thermal heat to DH network	36 €/MWh for fossil fuels, higher for RE sources and for small units <500 kW	Enhanced Capital Allowance for good CHP scheme		100% first year capital allowance on investment –can write-off cost of investment on taxable profits	
	Lithuania		Grant support – Community Energy Programme		Small scale projects aimed at heating and cogeneration with budget of 10m GBP	
No specific support for CHP but government support for renewables such as biofuels and biogas			License Exemption		El. production < 2.5 MW does not require a license	
			Carbon Trust's Action Energy offer:		Feasibility studies, interest free loans, guidelines	
			Energy Saving Trust		Free advice, information and development grants for feasibility	

COGEN Europe

11.2 Hypothèses de calcul pour la base subsidiable de la prime d'aide à l'investissement + exemple (Gouvernement, 2007)

11.2.1 Actualisation

Taux actualisation publié par la Commission européenne	A vérifier lors de l'introduction de la demande	3,7 % (mai 2006)
Facteur annuité Pour les cinq premières années	A vérifier lors de l'introduction de la demande	4,49 (mai 2006)

11.2.2 Références électricité

Investissement spécifique TGV	450	EUR/kWe
Rendement TGV	55	%
Durée d'utilisation TGV	6000	heures/an
Coûts d'exploitation et de maintenance (O&M) annuels fixes TGV	10	EUR/kWe
Coûts d'exploitation et de maintenance (O&M) annuels variables TGV	1,96	EUR/MWhe
Coût combustible G.N. TGV (paramètre G moyen entre juin 2005 et mai 2006)	19,7	EUR/MW _{hp} PCS
Coût quotas d'émission de CO ² pour une TGV	1	EUR/MWhe
Coût de revient électricité (hors invest)	39.1	EUR/MWhe
Calcul au prorata durée d'utilisation de la filière/6000 de la production effective d'électricité	durée d'utilisation de la filière/6000	
Prix CV sauf Photovoltaïque	65	EUR/CV
Prix CV pour Photovoltaïque	150	EUR/CV

11.2.3 Références chaleur

Investissement spécifique chaleur	60	EUR/kW _q
Rendement chaudière G.N.	90	%
Coûts d'exploitation et de maintenance (O&M) annuels fixes chaudière G.N.	12	EUR/kW _q
Coûts d'exploitation et de maintenance (O&M) annuels variables chaudière G.N.	1	EUR/MW _{hq}
Coût d'exploitation chaleur (hors invest)	35	EUR/MW _{hq}

11.2.4 Exemple : PROJET COGENERATION BOIS-ENERGIE

Données du projet		Bois connexes (5)	Bois rémanents	
Emissions CO ₂ mix combustible	kg CO ₂ /MW _{hp}	0	25	
Prix combustible	EUR/MW _{hp}	0	20	
Pend	kWe	500	500	
<input type="checkbox"/> E	%	25	25	
<input type="checkbox"/> Q	%	45	45	
P _{qnv}	kW _q	900	900	
<input type="checkbox"/> CV	CV /MW _{he}	2.000	2.000	
Durée d'utilisation	heures	5.000	5.000	
Coût de la filière de référence pour une production équivalente				
Investissement centrale TGV (1)		EUR	187.500	187.500
Investissement chaudière		EUR	0	0
Fonctionnement	TGV Chaudière O&M fixes sur cinq ans	EUR	18.500	18.500
	+ O&M variables sur cinq ans	EUR	22.000	22.000
	+ Combustible sur cinq ans	EUR	428.000	428.000
	+ Frais quota CO ₂	EUR	11.000	11.000
	= <i>Frais TGV sur cinq ans (hors invest)</i>	<i>EUR</i>	<i>479.500</i>	<i>479.500</i>
	+ <i>Frais chaudière sur cinq ans (hors invest)</i>	<i>EUR</i>	<i>707.000</i>	<i>707.000</i>
	= Coût de la filière de référence pendant cinq ans (2)	EUR	1.186.500	1.186.500
Coût du projet				
Investissement (3)		EUR	1.750.000	1.750.000
Fonctionnement	O&M fixes sur cinq ans	EUR	311.000	311.000
	+ O&M variables sur cinq ans	EUR	333.000	333.000
	+ Combustible sur cinq ans	EUR	0	992.000

	+ Frais "balancing" sur cinq ans	EUR	0	0
	= Frais centrale E-SER sur cinq ans (hors invest)	EUR	644.000	1.569.500
	- Revenu additionnel sur cinq ans (CV)	EUR	1.459.000	1.459.000
	= Coût de la filière E-SER pendant cinq ans (4)	EUR	- 815.000	110.500
Investissement éligible				
	Surcoût investissement (3-1)	EUR	1.562.500	1.562.500
	- Economie coût pendant cinq ans (2-4)	EUR	2.001.500	1.076.000
	- Economie augmentation production	EUR	0	0
	- Productions additionnelles (à déterminer)	EUR		
	= Total	EUR	(négatif)	486.500
SUBSIDE OCTROYE				
	MONTANT DU SUBSIDE (40 % de l'inv. éligible)	EUR	0	194.600

11.3 Profils de consommation thermique types édités par la région wallonne

Tableau 11.2: Profils de consommation de chaleur en %.

Jour	A	B	C	D	E	F	G	Heure	A	B	C	D	E	F	G
lundi	17.4	18.2	14.4	16.9	18.5	13.5	16.9	1	2.8	3.4	3.4	3.4	1.0	2.2	3.4
mardi	17.6	16.2	15.1	16.4	18.5	13.5	16.4	2	2.9	3.2	3.5	3.5	1.0	2.4	3.5
mercredi	17.4	15.1	14.9	15.0	18.5	13.5	15.0	3	3.1	3.2	3.4	3.6	1.0	2.5	3.6
jeudi	17.6	15.3	14.9	14.8	18.5	13.5	14.8	4	3.2	3.0	3.5	3.8	1.0	2.8	3.8
vendredi	16.1	15.1	14.7	14.8	18.5	13.5	14.8	5	4.8	3.2	3.7	4.7	3.9	4.1	4.7
samedi	7.2	13.4	13.3	10.9	3.8	16.3	10.9	6	8.1	3.3	3.9	6.5	8.4	4.9	6.5
dimanche	6.8	6.7	12.7	11.2	3.8	16.3	11.2	7	7.4	3.3	4.2	6.1	8.1	5.0	6.1
Mois	A	B	C	D	E	F	G	8	6.4	3.5	4.7	5.6	7.9	5.0	5.6
janvier	15.2	15.3	14.0	13.5	9.4	15.7	13.8	9	5.5	5.7	4.7	5.2	7.8	5.1	5.2
février	13.8	13.9	12.8	12.4	9.1	14.2	14.5	10	5.1	7.3	4.7	4.9	7.5	5.0	4.9
mars	12.2	12.2	11.5	11.2	8.8	12.4	13.0	11	4.5	6.4	4.7	4.5	7.4	4.8	4.5
avril	9.2	9.2	9.0	9.0	9.0	9.2	8.9	12	4.5	6.4	4.6	4.3	7.3	4.5	4.3
mai	5.3	5.3	5.9	6.1	8.2	5.1	6.5	13	4.2	6.0	4.5	4.1	7.2	4.4	4.1
juin	3.2	3.2	4.2	4.5	7.7	2.9	4.9	14	4.1	5.6	4.4	4.0	7.0	4.3	4.0
juillet	2.1	2.0	3.2	3.6	6.3	1.7	3.7	15	4.1	5.1	4.4	4.0	6.7	4.2	4.0
août	2.1	2.0	3.2	3.6	6.2	1.6	4.3	16	3.9	4.6	4.4	3.9	6.5	4.2	3.9
septembre	3.8	3.7	4.6	4.9	6.6	3.4	4.2	17	3.5	4.7	4.4	3.6	3.5	4.3	3.6
octobre	7.2	7.1	7.4	7.5	8.6	7.1	5.5	18	3.7	5.1	4.5	3.8	1.0	4.6	3.8
novembre	11.6	11.6	11.0	10.8	9.7	11.8	10.1	19	4.2	4.3	4.7	4.0	1.0	4.8	4.0
décembre	14.4	14.5	13.3	12.9	10.4	14.9	10.6	20	3.5	2.9	4.5	3.6	1.0	4.8	3.6
								21	2.5	2.4	4.2	3.1	1.0	4.9	3.1
								22	2.6	2.4	4.3	3.2	1.0	4.8	3.2
								23	2.6	2.4	3.4	3.2	1.0	4.3	3.2
								24	2.8	2.7	3.4	3.4	1.0	2.2	3.4

11.4 Détail tarif gaz



Prix du gaz pour client « particulier »
en région bruxelloise et wallonne

Prix pour consommation du mois 10/12 - TVA incluse - Publié le 1/10/12



Formule Abonnement	€ / par an
Light (consommation annuelle jusqu'à 5000/kWh)	30,00
Sweet (consommation annuelle jusqu'à 5001/kWh et 30000/kWh)	35,00
Standard (consommation annuelle de plus de 30000/kWh)	85,00

Votre intercommunale	Prix de l'Energie		Prix distribution		Redevance Fixe			Location compteur
	0-5000 KWh	5001-150.000 KWh	150.000-400.000 KWh	400.000-150.001- KWh	0-5000 KWh	5001-150.000 KWh	150.001-400.000 KWh	Relevé annuel
	c€ / KWh	c€ / KWh	c€ / KWh	c€ / KWh	€ / an	€ / an	€ / an	€ / an
GASELWEST WLN	3,84	2,82	1,63	1,18	17,55	77,28	754,39	7,11
IDEG	3,84	3,26	1,68	1,27	15,19	94,17	640,95	9,15
IGH	3,84	3,20	1,63	1,23	15,02	93,12	633,80	9,15
INTERLUX	3,84	3,16	1,81	1,50	13,01	80,68	549,14	9,15
SEDILEC	3,84	3,12	1,58	1,20	14,85	92,04	626,47	9,15
SIBELGA	3,84	2,87	1,42	0,75	13,07	75,94	1.077,82	9,58
SIMOGEL	3,84	2,55	1,28	0,99	12,24	75,87	516,43	9,15
TECTEO RESA Secteu	3,84	2,95	1,76	1,32	38,66	97,95	961,22	6,10

Exemple:	Taxes, cotisations et redevances (*)
La famille Trucmuche consomme annuellement 17.500 kWh de gaz naturel sur l'intercommunale TECTEO RESA Secteur G	
Sa facture de gaz comportera les éléments suivants:	
Prix de l'abonnement annuel : 35,00 €	Contribution fédérale 0,0140c€ / KWh
Prix de l'énergie :	Cotisation clients protégés 0,0533c€ / KWh
> 17.500 kWh x 3,84 c€ kWh 672,50 €	Contribution énergie 0,1197c€ / KWh
> Terme fixe de distribution = 1 x 97,95 € 97,95 €	Redevance de raccordement (**) 0,0075c€ / KWh
> Terme variable de distribution = 17.500 kWh x 1,76c€/kWh 307,36 €	
> Location annuelle du compteur = 12 x 0,51 € 6,10 €	
> 17.500 kWh x 0.1945 c€ kWh 34,04 €	
Soit un total de : 1.152,95 € TVA incluse	TOTAL 0,1945c€ / KWh

Lampiris négocie ses prix d'achat au plus près des prix du marché. Le prix du gaz naturel fluctue donc en fonction des variations du prix du marché sur la base de la formule suivante :

$$\text{Prix du gaz naturel} = \text{TTF101 (Endex)} + 0,79 \text{ c€/kWh} + \text{TVA}$$

TTF101 (Endex) : moyenne arithmétique en c€/kWh des prix de référence constatés en fin de journée ("end of day") des contrats "month ahead" (contrats de livraison de gaz naturel sur la place de marché néerlandaise TTF pour livraison le mois suivant) tels que publiés sur le site www.apxendex.com

Nos tarifs avantageux pour la fourniture de gaz naturel, présentés sur notre carte tarifaire, sont calculés sur la valeur la plus basse entre la valeur publiée le 01/03/2012 et celle publiée le 1/10/12.

La facturation de votre consommation est calculée lors de l'établissement de votre facture de régularisation sur la base de l'index TTF publié le premier jour du mois de consommation à partir du 1er mai 2012. La facturation se base sur une estimation des volumes consommés chaque mois. A cette estimation est appliquée mois par mois la formule ci-dessus avec l'index publié le premier jour du mois concerné.

(*) Les contributions, taxes et surcharges telles en vigueur à la date de l'établissement de cette carte tarifaire (publiés sur le site officiel www.creg.be). Pour toute modification ou tout nouvel élément de coût étant la conséquence directe ou indirecte d'une décision législative ou d'une autorité compétente, Lampiris se réserve le droit de modifier ses prix.

Tout nouvel élément de taxes, cotisations ou contributions sera répercuté au client sans majoration.

Fiche de prix valable pour clients avec un volume annuel de moins de 200000 kWh.

(**) D'application uniquement en région wallonne. Forfait pour les premiers 100 kWh : 0,75 c€. La TVA n'est pas d'application sur la redevance de raccordement.

(***) La TVA n'est pas d'application sur la cotisation clients protégés.

11.5 Détail tarif électricité



Prix TVA incluse - 10/2012

Coût de l'énergie, redevance annuelle fixe et cotisation verte

Type de compteur	Energie (c€/kWh)			Redevance fixe (€/an)	Cotisation verte 2012 (c€/kWh)
	Jour	Nuit	Exclusif nuit		
Compteur mono-horaire	7,30	-	-	40	1,9058
Compteur bi-horaire	8,38	5,50	-	40	1,9058
Compteur mono-horaire et exclusif nuit	7,30	-	5,39	40	1,9058
Compteur bi-horaire et exclusif nuit	8,38	5,50	5,39	40	1,9058

Prix de l'énergie, distribution, transport et location de compteur (hors taxes)

Votre intercommunale	Frais de distribution (c€/kWh)				Frais transport (c€/kWh)	Local* compteur (€/an)
	Mono-horaire	Jour	Nuit	Exclusif nuit		
AIEG	5,9305	6,3553	4,4247	3,6696	1,6600	20,8420
AIESH	9,3647	10,0317	6,7535	5,0128	1,0100	17,2788
GASELWEST WLN	10,4560	10,4560	5,7194	3,6173	1,1211	6,8723
IDEG	9,2011	9,7555	5,6532	4,6388	1,4617	16,9637
IEH	7,9117	8,3367	5,2507	4,4578	1,4208	17,8349
INTEREST	11,4813	12,2883	6,7736	5,3480	1,3939	16,1172
INTERLUX	10,9639	11,6611	6,6831	5,4011	1,4006	17,8959
INTERMOSANE WLN	10,1675	10,7916	6,3268	5,1793	1,5800	16,3960
PBE WLN	7,1447	7,1447	5,9463	3,2498	1,2100	16,4918
REGIE DE WAVRE	5,0814	5,0814	3,4029	3,4000	1,2700	8,9545
SEDILEC	7,9127	8,3876	4,8821	4,0225	1,2501	17,1699
SIMOGEL	6,7950	7,1797	4,4015	3,6805	1,0900	17,0000
TECTEO	9,1826	10,1844	5,3605	4,6429	1,0600	18,6887

Taxes, redevances, cotisations et surcharges (1)

Votre intercommunale	Taxe sur l'énergie (c€/kWh)	Cotisation fédérale (2) (c€/kWh)	Redevance raccordement(c€/kWh)	Total TVAC (c€/kWh)
AIEG	0,2310	0,2291	0,0750	0,5350
AIESH	0,2310	0,2324	0,0750	0,5384
GASELWEST WLN	0,2310	0,2315	0,0750	0,5375
IDEG	0,2310	0,2329	0,0750	0,5389
IEH	0,2310	0,2338	0,0750	0,5398
INTEREST	0,2310	0,2312	0,0750	0,5372
INTERLUX	0,2310	0,2372	0,0750	0,5431
INTERMOSANE WLN	0,2310	0,2289	0,0750	0,5349
PBE WLN	0,2310	0,2264	0,0750	0,5324
REGIE DE WAVRE	0,2310	0,2241	0,0750	0,5301
SEDILEC	0,2310	0,2299	0,0750	0,5359
SIMOGEL	0,2310	0,2243	0,0750	0,5303
TECTEO	0,2310	0,2264	0,0750	0,5324

(1) Les contributions, taxes et surcharges telles qu'en vigueur à la date de l'établissement de cette carte tarifaire (publiés sur le site officiel www.creg.be). Toute modification étant directement la conséquence de fluctuations de prix de marché, est à charge de Lampiris pour la durée initiale du contrat (1, 2 ou 3 ans). Pour toute modification ou tout nouvel élément de coûts étant la conséquence directe ou indirecte d'une décision législative ou d'une autorité compétente, Lampiris se réserve le droit de modifier ses prix. Tout nouvel élément de taxes, cotisations ou contributions sera répercuté au client sans majoration.

Les prix affichés sont d'application pour les compteurs avec relevé annuel et avec un raccordement basse tension en dessous de 56 kVA. Ils sont valables pour tout contrat signé en 10/2012.

(2) La cotisation fédérale électricité se compose des éléments suivants : le fonctionnement de la CREG, les coûts du service de médiation, le passif nucléaire, le fonds Kyoto, le fonds social (CPAS), les clients protégés et les primes chauffages.

LAMPIRIS sa/nv - Rue Saint-Laurent 54 - 4000 Liège - n° entreprise 0.859.655.570