

# Réaliser une étude de faisabilité d'une cogénération

## *dans les Règles de l'Art*

**Méthodologie à suivre et hypothèses "conservatives" à prendre**

**Cahier des charges réalisé par le Facilitateur en Cogénération  
de la Région wallonne**



**Annick LEMPEREUR**  
Expert COGENERATION

@ : [faciliteurelectriciteser@spw.wallonie.be](mailto:faciliteurelectriciteser@spw.wallonie.be)

Tél : +32 (0)2 209 04 02



**FACILITATEUR**  
**ÉNERGIES RENOUVELABLES**

Electricité verte et Cogénération  
Bâtiments non résidentiels



Toute l'information sur l'énergie (publications, services d'aide, outils techniques, actualités, séminaires, aides financières,...) en Wallonie sur :

<http://energie.wallonie.be>

## Table des Matières

<b>Table des Matières .....</b>	<b>2</b>
<b>Avant-propos.....</b>	<b>3</b>
<b>Tableau synthétique des résultats de l'étude de pré-faisabilité.....</b>	<b>5</b>
<b>Tableau synthétique des hypothèses d'une étude de pré-faisabilité.....</b>	<b>6</b>
<b>Méthodologie pour une étude de pré-faisabilité dans les Règles de l'Art.....</b>	<b>7</b>
<b>Présentation de l'établissement étudié .....</b>	<b>8</b>
I. Type d'établissement.....	8
II. Installation thermique.....	8
III. Installation électrique .....	8
<b>1<sup>ère</sup> Etape : l'intégration technique d'une unité de cogénération .....</b>	<b>9</b>
<b>Préalable à la 2<sup>ème</sup> étape : bien connaître les consommations d'énergie.....</b>	<b>10</b>
<b>Consommations annuelles et variations mensuelles.....</b>	<b>10</b>
I. Choisir l'année de référence .....	10
II. Consommation de chaleur.....	11
III. Consommation d'électricité .....	12
<b>Les variations hebdomadaire et journalière.....</b>	<b>13</b>
I. Mesure de l'électricité .....	13
II. Mesure de la chaleur .....	13
<b>2<sup>ème</sup> étape : choisir la meilleure solution technologique.....</b>	<b>16</b>
I. Principe du dimensionnement à l'optimum économique .....	16
II. Le tour de la question du stockage de chaleur .....	17
III. Calculer une rentabilité de manière "sûre".....	18
IV. Calcul des certificats verts.....	22
<b>3<sup>ème</sup> étape : évaluer l'impact d'une cogénération .....</b>	<b>23</b>
<b>Le bilan énergétique .....</b>	<b>23</b>
<b>Le bilan économique .....</b>	<b>24</b>
I. Le gain annuel net sur la facture énergétique .....	24
II. La rentabilité économique du projet cogénération .....	25
<b>Le bilan environnemental.....</b>	<b>26</b>
I. Économie en énergie primaire .....	26
II. Éviter les bouleversements climatiques .....	27
<b>Conclusions .....</b>	<b>28</b>

## Avant-propos

### **Il n'existe pas de méthode rapide pour dimensionner une cogénération !**

En effet, alors que le dimensionnement d'une chaufferie classique ou d'une connexion électrique répond à des règles bien précises, il n'en est pas de même d'une cogénération.

Car la cogénération ne remplace pas une chaufferie classique ou une connexion électrique au réseau. La cogénération ne doit pas couvrir la pointe des besoins thermiques. Cela impliquerait un mauvais fonctionnement du module de cogénération, qui possède la contrainte de devoir fonctionner de manière la plus régulière possible. La cogénération va donc assurer la « base » des besoins thermiques d'un bâtiment ou d'une entreprise. Et tout se situe dans l'interprétation de cette « base »...

### **Il existe une taille optimale pour couvrir cette base des besoins thermiques...**

Et c'est ça toute la valeur ajoutée du bureau d'études : rechercher la taille de la cogénération qui procurera le maximum d'avantages. Cette recherche est l'objet d'une étude dite « de faisabilité », qui évaluera en outre les possibilités d'intégration de l'unité proposée au sein du bâtiment ou de l'entreprise étudié.

Une manière sûre de trouver la taille optimale est d'essayer (ou simuler) plusieurs tailles de cogénération, et de calculer la rentabilité et le bilan énergétique pour chaque taille. Ensuite, il suffira de proposer la plus intéressante voire la gamme des tailles proches de cet optimum.

C'est pourquoi la Région wallonne a mis au point un logiciel de simulation d'unités de cogénération : **COGENsim.xls**. Disponible gratuitement et ayant été testé sur de nombreux cas, cet outil vous donnera rapidement la réponse. A condition de bien préparer les données. Il faut au minimum les profils thermique et électrique pour chaque quart d'heure d'une année entière... Malheureusement pas toujours disponibles.

Le logiciel **COGENextrapolation.xls** vous facilitera la tâche. Il suffit de mesurer la consommation en chaleur et en électricité durant une semaine, d'introduire les consommations mensuelles et la station météorologique la plus proche pour obtenir un profil extrapolé pour une année entière. L'étude de faisabilité peut alors démarrer.

**Remarque :** le logiciel **COGENsim.xls** est particulièrement bien adapté pour les technologies « moteurs ». Ce qui n'est pas le cas pour les technologies « turbines ».

## Utilisation du présent document

Vu les importantes sommes financières qui sont en jeu, il est primordial que l'étude de faisabilité soit réalisée *dans les Règles de l'Art* afin de fournir au gestionnaire de l'établissement ou de l'entreprise étudié des résultats technico-économiques chiffrés et fiables, sur lesquels il pourra prendre une décision fondée et négocier en connaissance de cause l'acquisition de sa cogénération.

C'est l'objet du présent cahier des charges *Réaliser une étude de faisabilité d'une cogénération dans les Règles de l'Art*. Il s'agit d'une référence parmi d'autres. Il s'adresse au commanditaire qui le transmettra au bureau d'études en charge de l'étude de faisabilité.

Ce cahier des charges présente la "structure type" du rapport d'une étude de faisabilité. Il propose en outre une méthodologie pour un dimensionnement de l'unité de cogénération de qualité "à l'optimum économique". Par ailleurs, il recommande de prendre en considération certaines hypothèses "conservatives" lors du calcul de la rentabilité, afin de se situer plutôt du côté de la sécurité.

Le bureau d'études reste donc responsable vis-à-vis du Commanditaire quant au caractère complet et correct de l'étude de faisabilité propre à l'établissement ou l'entreprise concerné. En aucun cas, la Région wallonne ou le rédacteur du présent document n'assumeront une quelconque responsabilité quant à l'utilisation erronée ou inappropriée de la méthodologie décrite dans ce cahier des charges type.

La rédaction de ce cahier des charges est une des tâches du Facilitateur en Cogénération qui a pour mission générale de "faciliter" le commanditaire dans toutes les étapes de son projet de cogénération.

Le Facilitateur en Cogénération se tient bien entendu à votre disposition pour d'éventuels éclaircissements concernant la commande voire la réalisation d'une étude de faisabilité d'une unité de cogénération. Il peut également superviser, gratuitement, l'étude de faisabilité qui vous sera remise par le bureau d'études.

Il suffit de le contacter : ses coordonnées se trouvent sur la page de couverture.

## Tableau synthétique des résultats de l'étude de faisabilité

En début de rapport, il est important de synthétiser les résultats de l'étude de faisabilité d'une cogénération, afin que le commanditaire puisse voir, en un coup d'œil (une page), les résultats chiffrés et fiables, sur lesquels il pourra prendre une décision fondée et négocier en connaissance de cause. Les voici présentés ci-dessous. Les valeurs se rapportent à un exemple récent (Immeuble de bureaux de 30 000 m<sup>2</sup>) qui a été réalisé : la cogénération décrite a démarré en novembre 2008. D'autres résultats peuvent, à la demande, être insérés dans ce tableau synthétique.

Résultats	Valeurs
<b>Techniques</b>	<b>Moteur au gaz naturel</b>
Puissance "optimale"	420 kW <sub>thermique</sub> et 300 kW <sub>électrique</sub>
Nombre d'heures de fonctionnement	3 835 heures / an
Volume du ballon de stockage	10 m <sup>3</sup>
<b>Energétiques</b>	
Situation "avant" cogénération (factures 2002)	
Consommation de gaz naturel (avec 20% URE)	2 809 847 kWh <sub>primaire</sub> PCI / an
Consommation d'électricité	2 479 829 kWh <sub>e</sub> / an
Situation "après" cogénération (simulations COGENsim)	
Consommation de la cogénération au gaz naturel	3 064 780 kWh <sub>primaire</sub> PCI / an
Consommation de gaz naturel des chaudières	996 006 kWh <sub>primaire</sub> PCI / an
Production de chaleur par cogénération	1 541 765 kWh <sub>th</sub> / an (65% des besoins)
Production d'électricité par cogénération	1 104 371 kWh <sub>e</sub> / an
Auto-consommation de l'électricité produite	955 867 kWh <sub>e</sub> / an (39% des besoins)
<b>Economiques (montants HTVA)</b>	
Situation « avant » cogénération (factures 2002)	<b>330 317.72 €/an</b>
Facture combustible	91 039.05 € / an
Facture électrique	239 278.68 € / an
Situation « après » cogénération (simulations COGENsim)	<b>241 870.36 €/an</b>
Facture combustible	131 569.47 € / an
Facture électrique (dont revente d'électricité)	132 717.93 € / an (5 940.17 €/an)
Facture des entretiens et d'assurance	15 953.60 € / an
Gain de la vente des certificats verts	32 430.47 € / an
Gain annuel	<b>88 447.36 € / an</b>
Investissement net (tout compris)	<b>361 851.20 €</b>
Temps de retour simple (TRS)	<b>4.1 années</b>
Taux de rentabilité interne (TRI)	<b>21%/an</b>
<b>Environnementaux</b>	
Emissions de CO <sub>2</sub> évitées	164 314 kg CO <sub>2</sub> / an
Nombre de certificat vert (1 CV = 456 kg CO <sub>2</sub> )	360 CV / an
Economie en gaz naturel	757 008 kWh / an (19.8%)

## Tableau synthétique des hypothèses d'une étude de faisabilité

Outre les résultats, il est important de présenter, de manière synthétique, les hypothèses prises lors de l'étude de faisabilité d'une cogénération remis par le bureau d'études au commanditaire. En général, on distingue les hypothèses techniques, énergétiques, économiques et environnementales.

Afin de se situer du côté de la sécurité, il est recommandé de prendre certaines valeurs, dites "conservatives", pour les hypothèses de calcul. Par ailleurs, il est important de prendre, dans la mesure du possible et le cas échéant, les **mêmes** hypothèses pour comparer différentes solutions technologiques pour un même établissement.

Hypothèses	Valeurs "conservatives"
<b><i>Techniques</i></b>	
Rendement (annuel) de l'unité de cogénération	Tenir compte des modifications de rendement si fonctionnement à charge partielle Tenir compte des pertes du stockage de chaleur si prévu
<b><i>Energétiques</i></b>	
Besoins en chaleur	Déduire la part qui ne peut pas être cogénéable
Rendement de la chaufferie existante	Prendre le rendement annuel pour déterminer les besoins nets en chaleur (typiquement 85%)
<b><i>Economiques</i></b>	
Durée de vie économique	min entre 10 ans et 50 000 heures à 60 000 heures
Investissement	Montant "tout compris" (moteur ou turbine, échangeurs, régulation, capotage, génie civil, connexions, ...) + 5 à 10 % de sécurité (éventuellement)
Prix du combustible (achat)	Prix actuel ou moyen des 12 derniers mois, avant et après cogénération, réductions déduites
Evolution du prix du combustible	+ 5 % par an (gaz et mazout)
Prix de l'électricité (achat et vente)	Tarifs en vigueur ou moyenne des 12 derniers mois, avant et après cogénération, réductions déduites
Evolution du prix de l'électricité	+ 3 % par an
Prix des entretiens	Incluant l'assurance "Bris de machine" mais pas l'inspection journalière visuelle
Evolution du prix des entretiens (inflation)	+ 2 % par an
Taux d'actualisation	+ 5 % (secteur tertiaire public) jusqu'à + 12% (secteur privé) – à voir avec le commanditaire
Arrêt de la cogénération	Au plus mauvais moment (pénalité tarifaire de la pointe ¼ horaire)
Prix de vente du certificat vert	Prix moyen = 88 € (au 22 décembre 2008) Prix minimum = 65 €
<b><i>Environnementales</i></b>	
Coefficient d'émission en CO <sub>2</sub> des différents combustibles	Valeurs de la CWaPE

## Méthodologie pour une étude de faisabilité dans les Règles de l'Art

L'étude de faisabilité d'une unité de cogénération dans un établissement quelconque a pour objectif d'évaluer l'**intégration technique**, la **meilleure solution technologique** et l'**impact** d'un tel projet.

L'**intégration technique** consiste à déterminer si, en fonction des caractéristiques de l'établissement étudié (type de demande en chaleur et électricité, contraintes et opportunités techniques et/ou architecturale, compatibilité avec les autres équipements, ...), il est possible d'intégrer une unité de cogénération dans la chaufferie et l'installation électrique existantes. Dans certains cas, il sera nécessaire de réaliser des aménagements supplémentaires, qui devront être pris en compte dans le calcul de la rentabilité.

La **meilleure solution technologique** consiste à trouver la taille et le type de technologie de cogénération et, le cas échéant, du stockage de chaleur, qui, en fonction de la demande en chaleur et en électricité de l'établissement étudié, maximisent la rentabilité financière d'un tel projet. Pour ce faire, il s'agira de simuler le fonctionnement de plusieurs tailles et types de cogénérateurs et du stockage de chaleur pour finalement choisir la solution qui est la plus rentable. La cogénération dont il est question est bien sûr une cogénération *de qualité*<sup>1</sup>, c'est-à-dire qui génère un taux d'économie de CO<sub>2</sub> de minimum 10 %.

L'**impact** d'une cogénération consiste à dresser le bilan d'un tel projet, tant du point de vue énergétique, que du point de vue économique et environnemental. Cette étape donne au commanditaire des résultats chiffrés et fiables, basés sur des critères technico-économiques et environnementaux objectifs et adaptés, sur lesquels il pourra prendre une décision fondée et négocier en connaissance de cause l'acquisition de sa cogénération.

Il est conseillé au commanditaire de demander aux bureaux d'études de suivre les 3 étapes de cette méthodologie complète et reconnue par la Région wallonne, afin d'obtenir une étude de faisabilité d'une cogénération *dans les Règles de l'Art*. Le bureau d'études veillera cependant à **adapter cette méthodologie** en fonction des spécificités propres à l'établissement étudié.

Précisons néanmoins que d'autres méthodologies existent...

---

<sup>1</sup> Seule une cogénération *de qualité* recevra des certificats verts, qui apportent un gain financier dans certains cas plus que confortable, et sera éligible aux différentes aides publiques à l'investissement.

## Présentation de l'établissement étudié

Tout d'abord, il est utile de décrire l'établissement étudié afin de cerner le cadre de l'étude de faisabilité de la cogénération. Voici une proposition de structure et de contenu de cette présentation. Outre le type d'établissement, il est important de décrire les installations thermiques et électriques vu que la cogénération produit de la chaleur et de l'électricité.

### *I. Type d'établissement*

Avant tout, il est important de préciser le type d'établissement étudié.

Il s'agira de présenter :

1. L'affectation principale de l'établissement ainsi que les activités annexes ;
2. La taille (m<sup>2</sup>, nombre de chambres ou de lits, nombre de bâtiments, ...) ;
3. Le type d'utilisation (saisonnier, continu, en semaine, ...) ;
4. Les limites de l'étude de cogénération (bâtiments et/ou type d'utilisation de la chaleur concernés, avec ou sans application de tri-génération, ...) ;

### *II. Installation thermique*

Pour l'installation thermique, il s'agira de décrire :

1. Le type de production de chaleur (chaudières classique, module de condensation, chauffage électrique, pompe à chaleur, production d'eau chaude sanitaire, ...) ;
2. La taille de l'installation thermique (nombre d'unités de production de chaleur, puissance, ...) ainsi que le (s) régime(s) de température ;
3. Le(s) type(s) de combustible utilisé(s) (gaz naturel, mazout, bois, déchets, ...) ;
4. L'année de construction et les rendements saisonniers (et non de combustion) ;
5. Le type de régulation (en cascade, coupure la nuit et/ou en été, fonctionnement continu, ...) ;
6. Les équipements annexes (équipements de mesure, vase d'expansion, chauffage urbain, pompe à chaleur, capteurs solaires, ...).

### *III. Installation électrique*

Pour l'installation électrique, il s'agira de décrire :

1. Le type d'alimentation électrique (cabine HT ou BT, nombre d'arrivées, nombre de départs, ...) ;
2. La taille de l'installation électrique (tension, puissance maximale admissible, ...) ;
3. La distance entre le tableau ou la cabine électrique et l'endroit présumé pour la cogénération ;
4. Les équipements annexes (équipements de mesures, batterie de condensation, groupe de secours, UPS, ...).

Lorsque plusieurs bâtiments consommateurs de chaleur sont assez proches les uns des autres, alors un réseau de chaleur peut s'avérer intéressant. Une étude approfondie (avec tracé et estimation du coût du réseau de chaleur) peut apporter une réponse.



## 1<sup>ère</sup> Etape : l'intégration technique d'une unité de cogénération

Le premier objectif d'une étude de faisabilité est d'évaluer l'**intégration technique** d'une cogénération, tant dans l'installation thermique, que dans l'installation électrique.

Il s'agira de vérifier, lors d'une visite de l'établissement, les points suivants :

1. La place disponible pour ajouter l'unité de cogénération dans la chaufferie existante ou dans un local annexe, voire à l'extérieur dans un caisson isolé ;
2. La place disponible pour un éventuel stockage de chaleur (et du vase d'expansion associé) ;
3. La place disponible pour un éventuel stockage du combustible (mazout, bois, huile végétale, ...) ;
4. La disponibilité et l'acheminement du combustible (avec stockage éventuel) ;
5. La connexion hydraulique au réseau de chauffage ou de process ;
6. La capacité de l'installation électrique à accepter la puissance délivrée par l'unité de cogénération ;
7. La distance entre l'unité de cogénération et la connexion électrique ;
8. La facilité d'amenée en air frais et le refoulement de cet air de ventilation ;
9. Le rejet des gaz d'échappement à la cheminée (existante, à tuber ou à construire) ;
10. La compatibilité entre la cogénération et :
  - le type et le profil des besoins thermiques et électriques de l'établissement ;
  - le régime de température ;
  - les autres équipements (chaudière à condensation, pompe à chaleur, capteurs solaires, réseau de chauffage urbain, ...).
11. L'acheminement possible de l'unité de cogénération jusqu'à l'endroit présumé pour son installation.

Tous ces points, qui sont soit des opportunités, soit des contraintes, permettent d'évaluer les éventuels surcoûts liés aux adaptations nécessaires pour assurer une bonne intégration, voire d'aboutir à la conclusion qu'il n'est pas *faisable* d'intégrer une unité de cogénération dans l'établissement étudié. Conclusion qu'il est préférable de connaître **avant** d'entamer l'étude de faisabilité ...

Au **préalable**, il est important de vérifier la compatibilité des besoins en chaleur avec ce que peut fournir une unité de cogénération. Par exemple, une entreprise qui n'a besoin que de vapeur et en faible quantité (de l'ordre de 1 à 2 tonnes/heure) aura du mal à trouver sur le marché une technologie de cogénération bien adaptée.

## Préalable à la 2<sup>ème</sup> étape : bien connaître les consommations d'énergie

Afin d'effectuer un dimensionnement judicieux de l'unité de cogénération, il est important de bien connaître les consommations d'énergie de l'établissement étudié. Il s'agira des consommations de chaleur (chauffage, process et/ou eau chaude sanitaire) et d'électricité, étant donné que la cogénération permet de produire ces deux types d'énergie.

Par "bien connaître", il faut entendre la quantité de chaleur et d'électricité consommée annuellement, mais aussi la variation mensuelle, hebdomadaire et journalière de ces consommations.

### ***Consommations annuelles et variations mensuelles***

Les consommations annuelles et leurs variations mensuelles peuvent être déduites des factures d'énergie voire connues grâce à une comptabilité énergétique. Par contre, les variations hebdomadaires et journalières ne pourront être obtenues de manière fiable et précise qu'après une campagne de mesures.

#### ***I. Choisir l'année de référence***

Le dimensionnement d'une unité de cogénération se fait sur une année entière. Il est donc primordial de choisir l'année qui est la plus représentative de l'activité de l'établissement pour les 10 prochaines années (c'est-à-dire les années durant lesquelles la cogénération fonctionnera...).

1. Soit une année de consommation faible, si l'activité est susceptible de diminuer et/ou si des mesures d'Utilisation Rationnelle d'Energie sont prévues.
2. Soit une année de consommation élevée, si l'activité est susceptible d'augmenter, suite à une extension de l'établissement, par exemple.

Une analyse des consommations d'énergie des dernières années permet de connaître cette tendance (à la hausse ou à la baisse) pour les années à venir. Des facteurs correctifs (pour la chaleur et l'électricité) peuvent être pris en compte par le bureau d'études afin de se rapprocher le plus possible de l'activité future.

Par ailleurs, on veillera à "normaliser" la consommation thermique en fonction d'une année climatique moyenne type. Autrement dit, si l'année choisie correspond justement à une année "froide", les besoins en chaleur seront plus importants que la "normale", ce qui risque de fausser le dimensionnement (à la hausse) et donc les calculs de rentabilité du projet.

Pour un nouvel établissement, on se basera sur les chiffres de la littérature à ce sujet (le cadastre énergétique, par exemple) ou, mieux, on fera réaliser une simulation des besoins thermiques et électriques du nouvel établissement sur base de l'occupation et/ou l'activité supposée. Tant pour le cas d'une cogénération climatique (pour des besoins de chauffage essentiellement, et donc dépendant du climat) que non climatique (pour un process industriel, par exemple, et donc indépendant du climat).

Cette année est appelée *année de référence* pour l'étude de faisabilité d'une cogénération.

## II. Consommation de chaleur

A ce stade, il importe de connaître la consommation en combustible de l'établissement, si possible mois par mois.

Généralement, que ce soit lors d'une comptabilité énergétique ou lors de la facturation, la période de consommation de combustible correspond rarement au mois calendrier. Il sera donc nécessaire d'adapter les différentes consommations connues sur une année (soit par mesures, soit par facturation) en consommations mensuelles calendrier.

Deux cas de figure de facturation peuvent se présenter :

1. Soit il s'agit d'une facturation mensuelle (comme pour le gaz). Dans ce cas, une règle proportionnelle permet d'effectuer cette adaptation, de telle manière que la somme des consommations mensuelles calendrier soit égale à la somme des factures de l'année de référence.
2. Soit il s'agit d'une facturation en fonction de la consommation (comme pour le mazout). Dans ce cas, il faudra utiliser la signature énergétique (qui se base sur les degrés-mois 15-15, par exemple) de l'établissement pour obtenir des consommations mensuelles calendrier.

Ensuite, il faut retranscrire ce profil annuel de consommation de combustible dédié à la chaleur en consommation **nette** de chaleur.

Il faut donc déduire des consommations mensuelles calendrier la partie non dédiée à la chaleur "cogénéable" (bâtiment non connecté à la chaufferie centralisée, cuisson, laboratoire, ...). Ensuite, il suffit de multiplier les chiffres obtenus par le rendement saisonnier des chaudières. Ce rendement saisonnier tient compte des pertes à l'arrêt des chaudières (à travers les parois et via la cheminée). Il ne doit pas être confondu avec le rendement de combustion, qui est mesuré de manière instantanée et à pleine puissance. L'objectif est de connaître ce que devra "vraiment" produire l'unité de cogénération en eau chaude et/ou en vapeur d'eau.

Pour information, le rendement saisonnier pour une chaudière récente est de l'ordre de 90 %. Pour une chaudière au gaz à condensation, ce rendement peut atteindre 101 %. Par contre, pour une ancienne chaudière, ce rendement se situe plutôt entre 75 et 85 %.

Une première analyse du profil annuel de consommation **nette** de chaleur permet de déjà "voir" le fonctionnement de la cogénération, c'est-à-dire plutôt de manière continue sur l'année entière, ou plutôt de manière saisonnière (avec un pic de consommation en hiver).

Outre les profils de consommation (en kWh<sub>th</sub>), une information concernant le prix peut être intéressante à mentionner à ce stade. Cette information sera par ailleurs indispensable pour le calcul du dimensionnement et de rentabilité.

### *III. Consommation d'électricité*

L'idée est identique : obtenir un profil mensuel de consommation d'électricité pour l'année de référence. Etant donné qu'il faut faire la distinction entre l'électricité consommée en heures creuses et en heures pleines, seules les factures peuvent être utilisées. En effet, cette décomposition horaire est capitale pour le dimensionnement et le calcul de rentabilité. A nouveau, les factures doivent être réadaptées pour correspondre au mois calendrier, à l'aide, par exemple, d'une règle de proportionnelle.

L'analyse de ce profil permet d'avoir une idée concernant le fonctionnement de l'unité de cogénération sur l'année. Outre les profils de consommation (en kWh<sub>e</sub>), une information concernant le prix peut être intéressante à mentionner à ce stade, cette information étant par ailleurs indispensable pour le dimensionnement et le calcul de rentabilité.

## ***Les variations hebdomadaire et journalière***

Les factures ne permettent pas de connaître les variations hebdomadaire et journalière de la consommation en chaleur et en électricité. Or, la rentabilité de l'unité de cogénération sera conditionnée par le moment de fonctionnement de celle-ci : il est préférable<sup>2</sup> de la faire fonctionner durant les heures pleines du tarif électrique (c'est-à-dire la journée et en semaine), durant lesquelles l'électricité achetée au réseau est chère. Il est donc primordial de savoir si, durant ces heures pleines, la chaleur et l'électricité produites par cogénération pourront être valorisées dans l'établissement étudié. Ce que permettent de savoir les profils de consommation hebdomadaire et journalier.

La seule manière de connaître ces profils de manière précise et fiable est de mesurer la consommation de chaleur et d'électricité de préférence  $\frac{1}{4}$  h par  $\frac{1}{4}$  h (en raison de la facturation de la pointe quart-horaire électrique).

Si ces mesures existent déjà, alors c'est tant mieux. Sinon, il faudra effectuer une campagne de mesures durant idéalement 2 semaines.

### ***I. Mesure de l'électricité***

La mesure de l'électricité est la plus facile à obtenir : il suffit de placer un compteur à impulsion sur les bornes d'alimentation électrique de l'établissement étudié. La fréquence minimum est de  $\frac{1}{4}$  h, afin de relever la pointe quart horaire électrique, élément important de la facturation. La période idéale est de 2 semaines, afin de pouvoir, par moyenne, obtenir des profils électriques hebdomadaires et journalier "types".

Il est important de distinguer, en fonction du tarif en vigueur, les consommations électriques en heures creuses et en heures pleines. En effet, faire fonctionner la cogénération le plus souvent possible durant les heures pleines permet d'augmenter la rentabilité du projet.

Une première analyse de ces profils "types" permet de "voir" si la cogénération peut être intéressante dans l'établissement étudié. Il faudra cependant attendre les résultats finaux avant de tirer une conclusion.

### ***II. Mesure de la chaleur***

La mesure de la chaleur est plus complexe. Il existe plusieurs méthodes, de la plus simple à la plus complexe :

1. Enregistrer les heures de fonctionnement des chaudières, en plaçant un compteur qui enregistre les impulsions envoyées par la régulation vers le brûleur ou vers la vanne d'alimentation en gaz naturel ;
2. Enregistrer les débits d'alimentation des chaudières en combustible, en plaçant un compteur de débit sur leur alimentation en mazout ou en gaz naturel (travaux de plomberie) ;

---

<sup>2</sup> Précisons qu'avec l'arrivée des certificats verts, qui apportent un gain financier non négligeable à la production d'électricité verte, il devient intéressant de faire fonctionner la cogénération AUSSI durant les heures creuses.

3. Enregistrer le débit d'eau chaude traversant les chaudières ainsi que l'écart de température entre l'entrée dans les chaudières et le départ vers le circuit de chauffage ou de process ;

Par facilité, la fréquence des mesures de chaleur est identique à celle des mesures électriques, c'est-à-dire le  $\frac{1}{4}$  h. Afin d'obtenir également des profils "types", la période idéale de la campagne de mesures est de 2 semaines.

En outre, la consommation de chaleur étant généralement étroitement liée aux variations du climat, il est préférable de réaliser la campagne de mesures en hiver, ou mieux, en mi-saison.

La mesure de la température extérieure (mesurée ou prise à une station météo proche) est une donnée intéressante, mais non indispensable pour le dimensionnement.

Une première analyse des profils "types" obtenus permet de "voir" si l'établissement pourra utiliser la chaleur produite durant les heures pleines du tarif électrique, par exemple.

## 2<sup>ème</sup> étape : choisir la meilleure solution technologique

Comme il n'existe pas de règle univoque pour le dimensionnement d'une cogénération, le bureau d'études devra proposer la **meilleure solution technologique** pour l'établissement étudié, c'est-à-dire la taille et la technologie qui maximise la rentabilité financière de l'investissement d'une unité de cogénération *de qualité*. A ce stade, la prise en considération d'un stockage de chaleur peut être intéressante.

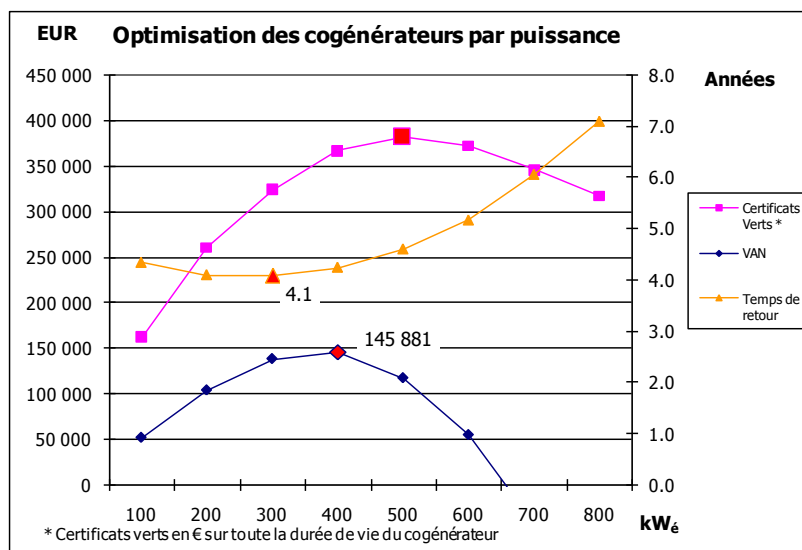
### I. Principe du dimensionnement à l'optimum économique

L'idée est de simuler le fonctionnement « réel » de plusieurs tailles et technologies de cogénération (et du stockage de chaleur) dans l'établissement étudié, sur base des profils de consommation de chaleur et d'électricité mensuels, hebdomadaires et journaliers "types" présentés précédemment. Ensuite, il s'agit de calculer la différence entre la facture totale **avant** cogénération et la facture totale **après** cogénération : ce gain annuel net divisé par l'investissement net consenti donne le *temps de retour simple* de la solution proposée. Il faut ensuite actualiser ce gain annuel net pour aboutir à un autre critère de rentabilité : la *valeur actualisée nette* (VAN). Le *taux de rentabilité interne* (TRI) du projet exprime cette VAN sous forme de pourcentage annuel.

Finalement, la solution qui maximise la rentabilité financière du projet de cogénération est celle qui minimise le temps de retour simple et celle qui maximise la valeur actualisée nette et, donc, le taux de rentabilité interne. D'autres critères existent pour trouver la taille optimale et devront être précisés par le commanditaire au bureau d'études.

Le graphique ci-dessous illustre ce raisonnement pour 8 tailles d'unité de cogénération au gaz naturel (Immeuble de bureaux de 30 000 m<sup>2</sup>) sans tenir compte d'un éventuel subside :

- La courbe jaune (triangle) montre l'évolution du temps de retour pour ces 8 tailles, le minimum est de 4.1 années pour une taille de 300 kW<sub>e</sub>.
- La courbe en bleue (losange) montre l'évolution de la valeur actualisée nette, le maximum est de 145 881 € pour une taille de 400 kW<sub>e</sub>.
- La courbe mauve (carré) illustre le gain total suite à la revente des certificats verts. Cette courbe est donnée à titre d'information.





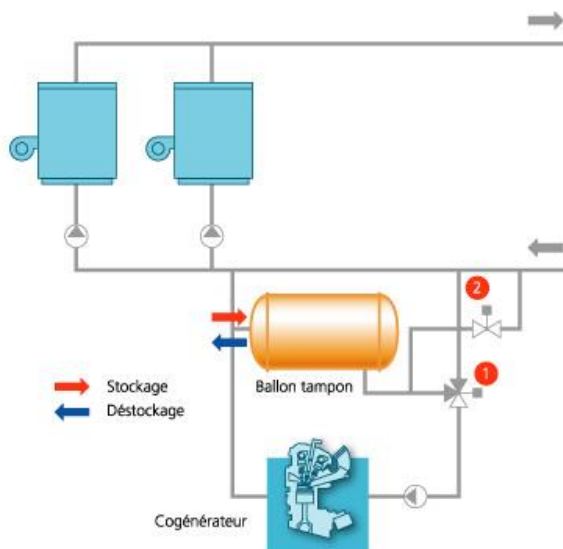
## II. Le tour de la question du stockage de chaleur

Stocker la chaleur produite par la cogénération peut s'avérer **intéressant** à plusieurs titres.

1. Pour satisfaire une demande électrique sans que la chaleur produite simultanément soit perdue, par exemple durant les heures les plus chères du tarif électrique.
2. Pour écrêter les fluctuations de température, de manière à limiter la fréquence des cycles marche/arrêt du cogénérateur, pour ainsi réduire l'usure du moteur et augmenter les temps de fonctionnement.
3. Pour satisfaire une plus grande partie de la demande de chaleur ce qui permet d'installer un cogénérateur plus gros.

Il existe différentes façons de réaliser le stockage de la chaleur. Soit dans les chaudières existantes (en fonction du volume d'eau de celles-ci). Soit dans le réseau de tuyauteries (pour les grands réseaux). Soit dans un ballon de stockage indépendant. Voyons cette dernière option.

Le **principe de fonctionnement** d'un ballon de stockage est le suivant :



1. Lorsque la demande de chaleur est **moins** importante que la production du moteur, la température de retour du cogénérateur augmente. La vanne trois voies (1) se ferme alors progressivement de manière à réchauffer le ballon de stockage. Lorsque celui-ci est complètement chaud, le cogénérateur doit être mis à l'arrêt.
2. Lorsque la demande de chaleur est **plus** importante que la puissance thermique du cogénérateur (a fortiori, lorsque celui-ci est à l'arrêt, par exemple, en heures creuses), la vanne (2) s'ouvre, refoulant la chaleur stockée vers les utilisateurs.

Le raccordement du ballon de stockage s'effectuera de préférence en parallèle avec le cogénérateur. Cela permet de fonctionner de la même façon quelle que soit la source de chaleur: le cogénérateur ou le ballon de stockage.

Pour le **dimensionnement judicieux** de ce ballon de stockage, l'utilisateur pourra, par essais successifs avec un logiciel de simulation comme **COGENsim 2.06**, déterminer la taille qui permette de réduire la fréquence des cycles marche/arrêt de la cogénération tout en apportant une rentabilité suffisante.

Cependant, ajouter un ballon de stockage implique d'être attentif à certains points. Comme par exemple le volume des ballons d'expansion qui devra être revu à la hausse. En effet, la présence de 10 m<sup>3</sup> d'eau supplémentaire dans le circuit nécessite l'ajout d'un volume d'expansion de 0.3 à 0.4 m<sup>3</sup>. Du point de vue résistance mécanique du plancher, 10 m<sup>3</sup> d'eau représentent 10 tonnes en plus. L'eau étant stockée à une température comprise entre 90 et 65 °C, on veillera à limiter les pertes thermique pas une bonne isolation.

### III. Calculer une rentabilité de manière "sûre"

Pour arriver à calculer le temps de retour simple ainsi que la valeur actualisée nette et le taux de rentabilité interne, il faut prendre un certain nombre d'hypothèses de calcul. Afin de se situer du côté de la sécurité, il est conseillé de prendre certaines hypothèses dites "conservatives" comme mentionnées ci-dessous en italique et précédé du sigle  $\Theta$ .

#### a) Calcul du temps de retour

Le *temps de retour* est le rapport entre le *gain annuel net* et *l'investissement net*. Ce critère de rentabilité ne tient donc pas compte d'une évolution future du prix des énergies, du taux d'inflation et du taux d'actualisation de l'argent.

Le *gain annuel net* se calcule par différence entre la facture **avant** et **après** installation de l'unité de cogénération.

La facture **avant** cogénération comprend les termes suivants :

1. Facture d'achat d'électricité au réseau ;
2. Facture d'achat de combustible pour les chaudières ;

Ces factures sont relatives aux consommations de l'année de référence. Il est donc important à ce stade d'éventuellement appliquer un facteur correctif permettant d'arriver à un montant de facture plus proche de la réalité "actuelle". En effet, si l'année de référence choisie est éloignée (1999 par exemple), la facture correspondra à des prix de l'énergie en 1999 qui étaient plus intéressants que les prix actuels. Dans ce cas, il faudra appliquer un facteur multiplicatif au montant des factures de 1999.

La facture **après** cogénération comprend les termes suivants :

1. Facture d'achat d'électricité résiduelle au réseau ;
2. Facture d'achat de combustible consommé par les chaudières **et** par l'unité de cogénération ;
3. Les frais d'entretien **et** d'assurance de l'unité de cogénération.

$\Theta$  : *Il faut considérer que la cogénération sera à l'arrêt au plus mauvais moment (soit durant les heures pleines) ce qui aura une répercussion négative sur la facture d'électricité résiduelle achetée, en terme de coût supplémentaire due à la pointe quart-horaire, et donc pénalisant pour la rentabilité du projet.*

A cela s'ajoute les gains annuels réalisés, le cas échéant, par :

1. La vente, au réseau, de l'électricité produite en surplus par l'unité de cogénération ;
2. La vente des certificats verts obtenus pour une cogénération de qualité ;
3. La vente des labels de d'origine de l'électricité (pour la partie d'électricité qui est revendue) ;
4. Les économies d'exploitation réalisées suite à l'installation d'une cogénération (par exemple : coût évité du traitement des déchets, généralement biomasse) ;

La vente des certificats verts est discutée au point IV.

*L'investissement net* d'une unité de cogénération se calcule en décomptant du montant global de l'investissement, les aides financières (primes, subsides, remises, et/ou avantage fiscaux) que le commanditaire peut recevoir, ainsi que les coûts d'investissement évités (coût d'un groupe secours dans une maison de repos, par exemple).

Le montant global de l'investissement d'une unité de cogénération comprend :

1. Le prix de base du moteur ou de la turbine ;
2. Un supplément pour la marche en parallèle avec le réseau électrique, y compris les protections nécessaires ;
3. Un conteneur avec capotage acoustique ;
4. La récupération de chaleur ;
5. Les équipements électriques externes pour le raccordement des alternateurs à la sous-station de l'établissement (câbles, disjoncteurs, ...) ;
6. Le génie civil ;
7. La main d'œuvre et l'étude ;
8. Les frais de certification de la cogénération pour l'obtention des certificats verts ;
9. Tout autre accessoire particulier nécessaire à la bonne intégration de l'unité de cogénération dans l'installation thermique et électrique de l'établissement.

*⊗ : Afin de se situer du côté de la "sécurité", il peut être opportun de prendre un facteur de surinvestissement de 5 à 10 % à appliquer au montant global de l'investissement.*

Pour connaître le type et le montant des subsides et autres avantages financiers que peut recevoir l'établissement étudié, il suffit de surfer sur le site : <http://energie.wallonie.be>. Précisons qu'un bon projet de cogénération doit être rentable sans les aides financières. Les aides sont là pour décider le commanditaire à acquérir ce type de technologie.

*⊗ : Afin que le commanditaire puisse voir l'impact des aides financières sur la rentabilité d'un projet de cogénération, il est conseillé de calculer le temps de retour pour plusieurs montants des aides financières : sans aides, avec une partie des aides, avec la totalité des aides. En effet, les aides financières ne sont généralement pas acquises lors de la réalisation de l'étude de faisabilité.*

Par convention, tous les montants sont **à mentionner HTVA**. Généralement, une entreprise privée voire une commune (Régie ou Service communale) sont assujettis à la TVA et ne la payent donc pas.

#### *b) Calcul de la valeur actualisée nette*

La *valeur actualisée nette* des gains engendrés lors de l'exploitation de l'unité de cogénération est la différence entre les flux financiers positifs ou gains (c'est-à-dire gains sur la facture d'électricité, vente des certificats verts, ...) et les flux financiers négatifs ou dépenses (c'est-à-dire investissement net, frais de combustible, entretiens, ...).

Par ailleurs, ces flux financiers "futurs" sont actualisés en euros "actuel". En effet, il est important de pouvoir comparer des gains "futurs" avec un investissement à réaliser "aujourd'hui". Il s'agit de l'actualisation. Par exemple, la valeur actuelle d'un gain de 10 000 € disponible dans 5 ans avec un taux d'actualisation de 4 % est de 8 219 €.

Autrement dit, pour obtenir 10 000 € dans 5 ans, il suffit de placer 8 219 € en banque avec un taux d'intérêt de 4 %.

En outre, la valeur actualisée nette tient compte de l'évolution des prix des composants intervenant dans les flux financiers, c'est-à-dire l'inflation sur le prix des entretiens ou l'augmentation du prix des énergies.

La formule donnant la valeur actualisée nette est la suivante :

$$VAN = - INV + \sum VA \text{ (gains)} - \sum VA \text{ (dépenses)}$$

$$\text{avec } VA \text{ (gain)} = \sum_{t=1 \text{ à } n} \left( \text{gain} \times \frac{(1+j)^t}{(1+i)^t} \right)$$

Où : VAN = Valeur Actualisée Nette

INV = Investissement initial net

VA = Valeur Actuelle d'une variable (gain ou dépense)

t = année

n = durée de vie économique de l'investissement

i = taux d'actualisation

j = taux d'évolution du prix d'une variable (gain ou dépense)

$\Sigma$  = sigle de sommation

⊗ : A ce stade, il est important de prendre en considération les bonnes hypothèses afin de ne pas surévaluer la rentabilité financière du projet à savoir la valeur actualisée nette :

1. La durée de vie **technique** d'une unité de cogénération, avant remplacement complet du moteur (ou de la turbine) est d'environ 100 000 heures. Par exemple, pour un fonctionnement à 5 000 heures par an, cela correspond à une durée de vie de 20 ans. Cependant, afin d'être plus strict, il est conseillé de prendre une durée de vie **économique** de 50 000 heures (ou 10 ans pour cet exemple), qui correspond au moment du gros entretien du moteur (remplacement des chemises, pistons, culasses, paliers, turbo, ...). En pratique, le moment de ce gros entretien varie d'un fournisseur à l'autre (de 36 000 heures à 60 000 heures).
2. Le taux d'actualisation (annuel) permet d'exprimer un gain futur en euros d'aujourd'hui, ce qui correspond au taux d'intérêt offert par les banques. Cependant, comme il faudra généralement emprunter l'argent nécessaire pour investir dans une unité de cogénération, il est préférable de prendre un taux d'actualisation égal au taux d'emprunt (typiquement de 5 à 7 % dans le secteur tertiaire public). Un établissement du secteur privé prendra généralement un taux d'actualisation plus grand, qui tient compte d'un facteur de risque. Ce taux sera fourni par le commanditaire au bureau d'études.
3. Le taux d'inflation du prix des entretiens peut être pris égal à 2 %.

4. *Plus le taux d'augmentation du prix des combustibles est élevé, plus c'est pénalisant pour la cogénération car la facture combustible après cogénération augmente, ce qui implique que le gain annuel net diminue. Pour le gaz naturel et le mazout, il est recommandé de prendre un taux d'augmentation égal à 3 %, ce qui correspond au scénario "à long terme" le plus pessimiste, même si des fluctuations plus importantes mais sur une plus courte période sont possibles (tant à la hausse qu'à la baisse).*
5. *Le taux d'évolution du prix de l'électricité devrait, suite à la libéralisation du marché de l'électricité, aller en diminuant dans les prochaines années. Cependant, cette affirmation est de moins en moins vérifiée dans la pratique : on constate en effet une hausse des tarifs électriques ! Etant donné que la libéralisation sera de plus en plus effective et qu'une diminution du gain sur la facture électrique est défavorable à la cogénération, il est préconisé de prendre un taux d'évolution du prix de l'électricité nul (0 %) voire négatif (- 1 %).*

*c) Un autre critère économique : le TRI*

Un autre critère économique également utilisé, mais moins courant, est le Taux de Rentabilité Interne, ou TRI d'un investissement. C'est en fait le taux d'actualisation qui annule la valeur actualisée nette (VAN). L'intérêt du calcul du TRI d'un projet de cogénération est de permettre la comparaison de cette valeur avec le coût du capital. Si le TRI est supérieur au coût du capital (taux d'intérêt ou taux d'emprunt), le projet est rentable.

#### IV. Calcul des certificats verts

Pour le calcul des certificats verts, le lecteur trouvera toutes les informations nécessaires sur le site de la CWaPE à l'adresse : <http://www.cwape.be>

Ce site reprend la note explicative "Le régime des certificats verts dans le cadre de l'ouverture du marché de l'électricité en Wallonie – Juin 2003" ainsi qu'un logiciel sous format Excel "Calculez vous-même le taux d'économie de CO<sub>2</sub> de votre installation", téléchargeable gratuitement, permettant de calculer avec précision le nombre de certificats verts que recevra (ou pas) l'unité de cogénération dans l'établissement étudié.

Le prix du certificat vert est déterminant pour le calcul de rentabilité d'un projet de cogénération. A ce stade, certaines précautions doivent être prises.

*Ø : Le prix du certificat vert au 25 août 2008 était d'environ 90 €. Comme ce prix évolue en fonction de l'offre et de la demande en certificat vert (mécanisme de marché), il est conseillé de prendre une fourchette pour le prix de vente du certificat vert lors du calcul de la rentabilité. Typiquement, on retiendra le prix minimum de 65 €, correspondant à l'aide à la production, et le prix maximum de 100 €, correspondant au montant de l'amende. Un troisième temps de retour au prix actuel du certificat vert à 90 € peut également être calculé à titre d'information pour le commanditaire.*

### 3<sup>ème</sup> étape : évaluer l'impact d'une cogénération

Après avoir proposé, suite à l'optimisation économique du dimensionnement, la meilleure solution technologique (la taille et la technologie de cogénération et du stockage de chaleur), il s'agira d'en évaluer son **impact** c'est-à-dire de dresser le bilan énergétique, économique et environnemental de cette cogénération de qualité. Dans certains cas, il peut être utile de dresser ce bilan pour différentes solutions afin de mieux les départager.

D'autres considérations positives – techniques, sociales, voire d'image de marque – peuvent toujours être mentionnées dans le rapport, à la demande du commanditaire.

#### ***Le bilan énergétique***

Une unité de cogénération permet de produire une partie des besoins thermiques de l'établissement, auparavant assurés par les chaudières existantes, et une partie des besoins électriques de l'établissement, auparavant satisfaits par le réseau électrique. A ce stade, il est important de connaître quelles sont les quantités consommées et produites, avant et après cogénération, tant en chaleur qu'en électricité, comme dans le tableau ci-dessous (pour l'exemple choisi) :

<b><i>Bilan énergétique</i></b>	
Situation "avant" cogénération	
Consommation de combustible	2 809 847 kWh <sub>p</sub> de gaz naturel
Besoin net en chaleur	2 388 370 kWh <sub>th</sub> (rendement de 85 %)
Consommation d'électricité	2 479 829 kWh <sub>e</sub> (pointe max de 668 kW <sub>e</sub> )
Situation "après" cogénération	
Surconsommation de combustible	1 250 939 kWh <sub>p</sub> de gaz naturel
Production de chaleur par cogénération	1 541 765 kWh <sub>th</sub> (65 % des besoins)
Production d'électricité par cogénération	1 104 371 kWh <sub>e</sub>
Auto-consommation de l'électricité produite	955 867 kWh <sub>e</sub> (39 % des besoins)

## Le bilan économique

### I. Le gain annuel net sur la facture énergétique

Un intérêt non négligeable de la cogénération est de permettre une réduction, parfois de manière significative, de la facture énergétique annuelle de l'établissement étudié.

Pour estimer cette réduction ou ce gain annuel net, il faut faire la différence entre les factures "avant" cogénération et les factures (et les gains) "après" cogénération.

Typiquement, "avant" cogénération, l'établissement paie une facture de combustible et une facture d'électricité, comme illustré ci-dessous :

Situation "avant" cogénération	
Facture combustible	91 039.05 € HTVA
Facture électrique	239 278.68 € HTVA
<b>TOTAL</b>	<b>330 317.72 € HTVA</b>

Après cogénération, la facture de combustible augmente (surconsommation nécessaire pour produire l'électricité) mais la facture d'électricité diminue. Par ailleurs, une nouvelle facture apparaît : celle de l'entretien et de l'assurance de l'unité de cogénération.

A cela s'ajoutent les gains réalisés par la vente au réseau de l'électricité éventuellement produite en surplus ainsi que par la vente des certificats verts obtenus pour une cogénération de qualité. Nouveauté, le propriétaire d'une cogénération de qualité peut recevoir des labels de garantie d'origine pour l'électricité revendue sur le réseau. Ce qui représente un gain supplémentaire, mais généralement négligeable. Parfois, la cogénération permet de valoriser un déchet (biomasse principalement) qui ne devra alors plus être traité par la filière classique (généralement coûteuse). Ce coût évité est à prendre en considération.

Le gain annuel net s'obtient dès lors par différence entre la facture "avant" cogénération et celle "après" cogénération.

Pour l'exemple choisi :

Situation "après" cogénération	
Facture combustible	131 569.47 € HTVA
Facture électrique (achat)	132 717.93 € HTVA
Facture des entretiens et d'assurance	15 953.60 € HTVA
Vente de l'électricité excédentaire	5 940.17 €
Vente des certificats verts (90 €)	32 430.47 €
<b>TOTAL</b>	<b>241 870.36 €</b>
<b>Gain annuel net</b>	<b>88 447.36 €</b>



## II. La rentabilité économique du projet cogénération

Comme vu précédemment, la rentabilité du projet de cogénération est estimée à l'aide de deux critères : le temps de retour simple et la Valeur Actualisée Nette (VAN). D'autres critères existent, comme par exemple le Taux de Rentabilité Interne (TRI) ou le temps de retour actualisé. Ils peuvent être intégrés dans le rapport à la demande du commanditaire mais ne seront pas développés ici.

Il est important de mentionner la rentabilité lorsque des aides financières sont disponibles<sup>3</sup>, même si un bon projet de cogénération doit être rentable sans aides financières.

Rentabilité du projet de cogénération	CV à 65 €	CV à 100 €
Investissement net (hors aides financières)	<b>361 851.20 € HTVA</b>	
Temps de retour simple		
Temps de retour simple (hors aides et hors CV)	6.5 années	
Temps de retour simple (hors aides)	4.6 années	3.9 années
Temps de retour simple (30 % d'aides)	3.2 années	2.7 années
Valeur actualisée nette du gain		
VAN du gain (hors aides et hors CV)	-45 343.28 €	
VAN du gain (hors aides)	86 996.30 €	158 256.06 €
VAN du gain (30 % d'aides)	195 551.65 €	266 811.42 €

Précisons que les certificats verts ne sont pas considérés comme une aide financière.

---

3 Pour cet exemple, les subsides disponibles sont de 30 % du mécanisme UREBA.

## ***Le bilan environnemental***

### ***I. Économie en énergie primaire***

En outre, cette production combinée de chaleur et d'électricité par cogénération permet une économie en énergie primaire par rapport aux meilleures technologies séparées de production de chaleur et d'électricité. Or il est devenu primordial de réduire cette consommation d'énergie primaire.

En effet, contrairement à ce que pourrait laisser croire la mondialisation des échanges, l'abondance des ressources énergétiques n'est qu'apparente et l'approvisionnement n'est pas acquis. Or, la Wallonie importe plus de 98 % de l'énergie primaire qu'elle consomme, ce qui crée une dépendance énergétique forte vis-à-vis des pays exportateurs. En outre, les ressources fossiles sont épuisables. Au rythme de consommation actuelle, les réserves prouvées de gaz seront complètement épuisées d'ici environ 60 ans, celles de pétrole d'ici à peine 40 ans... Par ailleurs, cette utilisation des ressources fossiles est injustement répartie dans le monde, au désavantage des pays en développement.

Revenons à notre exemple, la cogénération va impliquer une surconsommation de gaz naturel de 1 250 939 kWh<sub>p</sub>. Mais cette surconsommation par rapport aux chaudières actuelles, va permettre de produire en interne 1 104 371 kWh<sub>e</sub> d'électricité. S'il avait fallu produire cette quantité d'électricité dans une centrale électrique Turbine Gaz Vapeur<sup>4</sup> (TGV) d'un rendement optimal de 55 %, alors il aurait été nécessaire d'utiliser 2 007 947 kWh<sub>p</sub> de gaz naturel. La cogénération permet donc d'économiser, pour cet exemple et chaque année, 757 008 kWh<sub>p</sub> de gaz naturel !

Il s'agit bien entendu d'un bilan énergétique positif "global", non directement perceptible par le gestionnaire de cet immeuble de bureaux, qui verra, au contraire, sa facture de gaz naturel augmenter. Mais, en choisissant une technologie performante comme la cogénération, le gestionnaire participe activement à cette dynamique globale d'économie d'énergie primaire pour le même confort. C'est d'ailleurs pour cette raison que la Région wallonne, qui voit directement ce bilan positif, souhaite développer cette technologie d'avenir.

---

4 La référence est une centrale électrique TGV car c'est cette technologie qui est actuellement installée en Belgique pour compenser la hausse de consommation d'électricité.

## *II. Éviter les bouleversements climatiques*

Un polluant qui fait la "Une" de l'actualité est le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). Ce polluant n'a aucun effet "direct" sur la santé. Cependant, il joue un rôle majeur sur le renforcement du mécanisme de l'effet de serre.

Ce mécanisme de l'effet de serre est indispensable. En effet, s'il n'existait pas des particules de gaz qui piègent une partie de la chaleur solaire réfléchiée par la terre, la température moyenne sur terre serait de – 18°C !

Cependant, avec le développement de ses activités, l'homme rejette dans l'atmosphère des quantités croissantes de ces gaz, altérant ainsi la composition de l'atmosphère et provoquant ainsi un renforcement de l'effet de serre naturel. C'est ce renforcement qui est, d'après les récentes observations, à l'origine des bouleversements climatiques, comme inondations, sécheresses, tornades, élévation du niveau de la mer, extension des maladies infectieuses, pollution des réserves d'eau potable, etc.

Il est donc primordial de tout mettre en œuvre pour réduire au plus vite les émissions des 6 gaz incriminés, dont le principal (82 %) est le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). Ce CO<sub>2</sub> est principalement généré (85 %) par la combustion de combustibles fossiles (pétrole, charbon et gaz naturel). Il est donc la cible des mesures destinées à ralentir ce changement climatique, suite au Protocole de Kyoto ratifié par la Belgique en 1997.

Investir dans une unité de cogénération permet au commanditaire de réduire ses émissions de CO<sub>2</sub>, parfois de manière significative, et de contribuer ainsi à rejoindre les objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> que la Belgique s'est fixés.

Pour l'exemple choisi, la cogénération dans cet immeuble de bureaux permet d'éviter les émissions de 164 314 kg de CO<sub>2</sub> chaque année.

## Conclusions

Voici venu le moment de conclure l'étude de faisabilité, à la lumière des résultats précis et fiables ainsi obtenus, suite à la prise en compte d'hypothèses "conservatives" pour les calculs de rentabilité.

C'est à ce stade que le bureau d'études préconise une taille et un type de technologie de cogénération et du stockage de chaleur pour l'établissement étudié, sur base du (ou des) critère(s) de sélection choisis par le commanditaire (temps de retour minimum, valeur actualisé nette du gain maximum, gain annuel maximum, réduction des émissions CO<sub>2</sub> maximum, ...).

Quelques résultats chiffrés relatifs à cette proposition viendront utilement agrémenter cette conclusion.