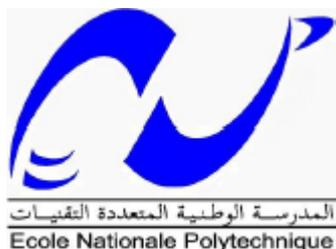


REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



LA VALEF

Département Génie Chimique

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en génie chimique

Analyse technico-économique d'un projet de cogénération alimenté par la biomasse

M^{lle}: Amira ZENNOUNE

M^{lle}: Bouchra SADOUM

Sous la direction de : M. Hocine BENNOUR M. A. A à l'ENP

Mme. Saliha HADDOUM M. C. B à l'ENP

Présenté et soutenu publiquement le 21/06/2016

Composition du Jury :

Président	M. Rabah BOUARAB	Professeur à l'ENP
Rapporteurs/ Promoteurs	M. Hocine BENNOUR	M. A. A à l'ENP
	Mme. Saliha HADDOUM	M. C. B à l'ENP
Examineurs	Mme. Farida MEZIANI	M. A. A à l'ENP
	Mme. Yamina TCHOULAK	M. A. A à l'ENP
Invité	M. Toudert AHMED ZAID	Professeur à l'ENP

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



LAVALEF

Département Génie Chimique

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en génie chimique

Analyse technico-économique d'un projet de cogénération alimenté par la biomasse

M^{lle}: Amira ZENNOUNE

M^{lle}: Bouchra SADOUM

Sous la direction de : M. Hocine BENNOUR M. A. A à l'ENP

Mme. Saliha HADDOUM M. C. B à l'ENP

Présenté et soutenu publiquement le 21/06/2016

Composition du Jury :

Président	M. Rabah BOUARAB	Professeur à l'ENP
Rapporteurs/ Promoteurs	M. Hocine BENNOUR	M. A. A à l'ENP
	Mme. Saliha HADDOUM	M. C. B à l'ENP
Examineurs	Mme. Farida MEZIANI	M. A. A à l'ENP
	Mme. Yamina TCHOULAK	M. A. A à l'ENP
Invité	M. Toudert AHMED ZAID	Professeur à l'ENP

ملخص

دراسة تقنية و اقتصادية لمشروع محطة توليد المشترك للطاقة باستعمال المواد و المخلفات العضوية

لمواجهة الانشغالات و التحديات المتعلقة بالبيئة كالتحكم في انبعاث الغازات السامة إضافة إلى استنفاد الطاقات المتحجرة. هذا و يعتبر التوليد المشترك للطاقة من أنجع الحلول. فمن ضمن التحديات الحالية هو كيفية دمج محطات لهذا الغرض إضافة إلى ترقية الزراعة الطاقوية. كما تعتبر رسكلة المخلفات العضوية عامل مهم لضمان التوازن.

في هذا العمل ارتأينا إلى دراسة تقنية و اقتصادية لمشروع محطة توليد الطاقة على مستوى المسبح الشبه الاولمبي لباب الزوار باستعمال المواد و المخلفات العضوية بحيث يركز على دورة رانكين العضوية

الكلمات الرئيسية: التوليد المشترك للطاقة، المواد و المخلفات العضوية، دورة رانكين العضوية، دراسة تقنية و اقتصادية، المسبح الشبه الاولمبي.

Abstract

Technico-economic study of a cogeneration project alimented by biomass

With the increase in environmental considerations, such as the control of greenhouse emissions, and with, the decrease in the fossil energy resources, cogeneration system is currently considered as a promising energy vector. One of the main technological challenges of the future is the integration of cogeneration system and both the promotion of energy crops and the valorization of organic waste. This work is about technico-economic study of a cogeneration project using biomass. Our system is an Organic Rankine Cycle.

Key work: cogeneration system, Biomass, ORC, technico-economic; semi olympic pool.

Résumé

Étude technico économique d'un projet de cogénération alimenté par la biomasse

Face aux préoccupations environnementales de plus en plus pressantes, telles que la maîtrise des rejets de gaz à effet de serre, et face à l'épuisement annoncé des réserves d'énergies fossiles, la cogénération à la biomasse est perçue comme un vecteur énergétique prometteur. Un des principaux enjeux du futur est l'intégration de système de cogénération dans les installations existantes ainsi que la promotion du bois énergétique et la valorisation des déchets organiques. Ce mémoire portera sur l'étude technico-économique d'un projet de cogénération alimentée par la biomasse de telle sorte à ce que le cogénérateur utilisera un Cycle de Rankine Organique.

Mot clé : Cogénération, Biomasse, ORC, technico-économique, Piscine semi olympique.

Dédicace

Les hommes se définissent par des rencontres.

D'abord celle de leurs parents. Puis celles qu'ils font au cours de leurs vies.

À ma mère, à mon père

À ma meilleure amie et très chère sœur : Iméne et son mari Loukman

À mes frères : Mohammed, Abdellah, Rafik, Amine, Omar

À mes deux nièces adorées : Amira Nour et Fatima Elzohra

À mon binôme et mon amie Bouchra, à mon amie Malia, à Ferhat

À tous mes proches

À tous mes amis et tous mes camarades

Je dédie ce modeste travail

Amira Samra ZAS

Dédicace

Je dédie ce travail à tous ceux qui m'ont soutenu de près et de loin

À ma mère, à mon père

À ma sœur Asma

À mon frère Mohammed

À mon fiancé Aboubaker

À mon binôme et mon amie Amira Samra, à mon amie Malia

À mes amies Dallah, Sarah, Hafsa

À tous mes proches

À tous mes amis et tous mes camarades

Bouchra

Remerciement

Louange à dieu qui nous a aidé à terminer ce travail et nous a donné le courage et la patience.

Nous exprimons toute notre gratitude à nos encadreurs Monsieur Hocine BENNOUR maitre-assistant classe A et madame Saliha HADDOUM maitre de conférence classe B à l'École Nationale Polytechnique, pour nous avoir proposé ce thème et de nous avoir guidé et conseillé tout au long de la préparation de ce mémoire, ainsi pour leur soutien permanent qu'ils ont manifesté.

Je remercie Monsieur Rabah BOUARAB professeur à l'ENP Alger, d'avoir accepté de présider le jury

Je remercie mesdames : Farida MEZIANI maitre-assistante classe A à l'École Nationale Polytechnique, Yamina TCHOULAK maitre-assistante classe A à l'École Nationale Polytechnique pour avoir accepté de participer au jury.

Nous tenons également à exprimer notre reconnaissance à l'ensemble des membres du corps professoral du département de génie chimique pour tout le savoir qu'ils nous ont transmis ainsi que pour leur disponibilité et leur dévouement au cours de ces trois dernières années

Table des matières

Résumé	2
Dédicace.....	4
Remerciement.....	6
Table des matières	7
Liste des tableaux	11
Liste des figures	12
Abréviations	13
Introduction générale	14
CHAPITRE 1 : <i>BIOMASSE ET COGENERATION</i>	17
1.1. Introduction	18
Partie 1 : la biomasse source d'énergie	18
1.2.Définition de la biomasse.....	18
1.3.Les caractéristiques de la biomasse	18
1.3.1. Structure anatomique	18
1.3.3. Humidité.....	19
1.3.4. Masse volumique	19
1.3.5. Granulométrie.....	20
1.3.6. Conductivité thermique	20
1.3.7. Capacité thermique massique à pression constante	20
1.3.8. Le pouvoir calorifique	20
1.3.8.1. Le pouvoir calorifique supérieur (PCS)	20
1.3.8.2. Le pouvoir calorifique inférieur (PCI)	20
1.4. Différents types de biomasse et leur valorisation.....	21
1.4.1. La biomasse sèche	21
1.4.2. La biomasse humide	22
1.4.3. les biomasses sucrées, amylacées ou oléagineuses.....	22
1.5. Enjeux et contraintes de l'utilisation de la biomasse.....	23
1.5.1. Enjeux	23
1.5.1.1. Environnementaux	23
1.5.1.2. Géopolitique : Une contribution à l'autonomie énergétique.....	24
1.5.1.3. Aménagement du territoire, emploi, développement local et rural	24
1.5.1.4. Economique : une ressource fiable et de valeur	25

1.5.2.	Contraintes.....	25
1.5.2.1.	La concurrence à venir entre "alimentaire" et "énergétique"	25
1.5.2.2.	Des filières à développer ou consolider : mobilisation et logistique	25
1.6.	Biomasse en Algérie	25
Partie 2 : introduction à la cogénération		27
1.7.	Définition de la cogénération	27
□	La micro cogénération	27
1.8.	Intérêt de la cogénération	28
1.8.1.	Intérêt d'ordre énergétique	28
1.8.2.	Intérêts d'ordre social	28
1.8.3.	Intérêt d'ordre économique	29
1.8.4.	Intérêts d'ordre environnemental.....	29
1.9.	La micro cogénération et le développement durable	30
1.10.	Equipements et Technologies.....	31
1.10.1.	Turbine à gaz	31
1.10.2.	Turbine à vapeur	32
1.10.3.	Moteur à gaz.....	33
1.10.4.	Moteur de combustion externe	34
1.10.4.1.	Moteur de Stirling	34
1.10.4.2.	Moteur de Rankine à cycle organique ORC (17) (18).....	35
1.11.	Conclusion.....	36
CHAPITRE II : EVALUATION D'UN SYSTEME DE COGENERATION AU GAZ NATUREL EN VUE DE REpondre AUX BESOINS THERMIQUE D'UNE PISCINE SEMI-OLYMPIQUE		37
2.1.	Introduction	38
2.2.	Présentation de la piscine	38
2.3.	Choix de la technologie appropriée	42
2.4.	Calcul du rendement moyen des centrales électriques	45
2.5.	Le transport et la distribution de l'électricité	46
2.6.	Calcul de la quantité de gaz économisé par l'utilisation d'un cogénérateur.....	47
2.6.1.	Données et Calculs pour la cogénération	48
2.6.2.	Données et Calculs pour la génération séparée	49
2.7.	Récapitulation des résultats, analyse et interprétation.....	50
2.8.	Conclusion.....	53

CHAPITRE 3: ETUDE DE LA POSSIBILITE DE REMPLACER LE COGENERATEUR AU GAZ NATUREL PAR UN SYSTEME ALIMENTE PAR LA BIOMASSE	54
3.1.Introduction	55
3.2.Combustible biomasse en micro-cogénération.....	55
3.3.Choix de la turbine à cycle de Rankine organique (ORC).....	56
□ Le choix d’ORC pour la combustion de la biomasse	57
3.4.La sélection du fluide de travail	58
3.5. Cogénération avec turbine à cycle de Rankine organique alimenté au bois	62
3.6. Conclusion.....	66
CHAPITRE 4 : EVALUATION ECONOMIQUE DES PROJETS DE COGENERATION ETUDIÉS	67
4.1. Introduction	68
4.2. Définitions.....	68
4.3.L’évaluation économique.....	70
4.3.1. Application à l’installation de cogénération avec micro turbine à gaz.....	71
4.3.1. Application à l’installation de cogénération avec micro turbine à cycle de Rankine organique avec chaudière à bois	72
4.3.1. Discussion des résultats.....	74
Conclusion générale.....	77
Bibliographie.....	79
Annexe.....	83

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : le pouvoir calorifique inférieur de quelques formes de bois.....	21
Tableau 1.2: Emission nette de CO ₂ provenant de la production d'énergie.....	24
Tableau 1.3: répartition des essences constituant la forêt en Algérie.....	26
Tableau 1.4: les effets environnementaux des centrales électriques.....	29
Tableau 1.5: Bilan d'énergie type d'une turbine à gaz.....	32
Tableau 1.6: Bilan d'énergie type d'un moteur à gaz.....	34
Tableau 2.1 : Consommations mensuelles de la piscine en électricité et en gaz au cours de l'année 2015.....	39
Tableau 2.2: Comparaison qualitative des principales technologies de cogénération.....	43
Tableau 2.3: Comparaison quantitative des principales technologies de cogénération.....	44
Tableau 2.3: la contribution des différentes technologies dans la production d'électricité en Algérie.....	46
Tableau 2.4 : Pertes de transport et distribution d'électricité de quelques pays européens....	47
Tableau 2.5 : Caractéristiques de la turbine à gaz et quantité de chaleur à produire.....	48
Tableau 2.6 : Récapitulation des résultats.....	51
Tableau 2.7: Production de CO ₂ par différents combustibles.....	53
Tableau 3.1 : Comparaison des cogénérateurs adaptés à la micro-cogénération.....	57
Tableau 3.2: Propriétés de quelques fluides utilisés comme fluide de travail dans un cycle ORC.....	59
Tableau 3.3 : la capacité thermique et la pression de vapeur de quelques fluides.....	60
Tableau 3.5 : Propriétés du cyclopentane.....	61
Tableau 3.6 : Caractéristiques du système de cogénération ORC alimenté en bois combustible.....	64
Tableau 4.1 : récapitulatifs des résultats du calcul économique.....	75

Liste des figures

Figure 1.1 : Schéma général des constituants chimiques du bois.....	18
Figure 1.2 : Types de biomasse et leurs applications.....	23
Figure 1.3 : Centrale à cogénération basée sur turbine à gaz.....	27
Figure 1.4 : La cogénération et les trois piliers du développement durable.....	30
Figure 1.5 : Schéma de principe d'une turbine à gaz.....	31
Figure 1.6 : Schéma de principe d'une turbine à Vapeur.....	33
Figure 1.7 : Schéma de principe d'un moteur à gaz.....	33
Figure 1.8 : Composants internes du moteur Stirling.....	34
Figure 1.9 : schéma d'un cycle ORC.....	36
Figure 2.1 : La puissance installée par filière.....	45
Figure 2.2 : Schéma explicatif de l'unité de cogénération.....	47
Figure 2.3 : Schéma explicatif de la génération séparée.....	48
Figure 2.4 : Diagrammes de Sankay du système de génération séparée et du système de cogénération.....	52
Figure 3.1 : Comparaison entre les diagrammes T-S du cyclopentane, MM et toluène.....	61
Figure 3.2 : Installation de cogénération à cycle ORC utilisant la biomasse comme combustible	63

Abréviations

PCS : Pouvoir calorifique supérieur

PCI : Pourvoir calorifique inférieur

MAG : Moteur à gaz

ORC : Cycle de Rankine Organique

CHP: Combined Heat and Power (cogénération)

TEP: Tonne equivalent pétrolier

TV : Turbine à vapeur

TG: Turbine à gaz

CC : Cycle combiné

HYB : Centrale hybride

GES : gaz à effet de serre

HYD : Hydraulique

MM : hexaméthylidisiloxane

MDM : octaméthyltrisiloxane

MD2M : décaméthyltétrasiloxane

MD3M : dodécaméthyl

UM : Unité monétaire

PsdB : Indices des produits et services divers

Le développement d'une société se traduit par la satisfaction d'un certain nombre de besoins. Or la plupart des activités nécessitent à des degrés divers, une consommation d'énergie. La disposition de cette dernière est donc indispensable au développement économique et social des pays.

L'opinion publique et les gouvernements admettent aujourd'hui qu'il est nécessaire de changer le rythme effréné de consommation des ressources fossiles et de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Cependant, la grande dépendance des économies aux combustibles fossiles, émetteurs de CO₂, et la forte consommation énergétique, combinée à l'épuisement des réserves, font qu'il est impératif de rechercher de nouvelles sources d'énergie.

Il est donc important de trouver un moyen qui permet de consommer moins sans affecter la production des richesses. Les avancées technologiques se sont avérées un facteur important permettant des économies d'énergie tout en réduisant l'impact environnemental. On peut aussi miser sur la diversification des sources d'énergie et la promotion des énergies renouvelables.

La cogénération semble être une bonne solution pour les défis actuels, car elle offre à la fois : économie d'énergie avec une production à des rendements énergétiques élevés et réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Consistant en une production combinée d'électricité et de chaleur, l'intérêt de la cogénération réside dans les rendements énergétiques supérieurs obtenus en comparaison avec une production séparée équivalente. La cogénération a bien des attraits autres que la simple fourniture « électricité et chaleur » :

- Elle permet une économie d'énergie primaire d'une façon substantielle, et donc la réduction des émissions du CO₂, on comble donc plus de besoins, en rejetant moins de chaleur et moins de polluants;
- Elle permet aussi de réduire la facture d'énergie, pour une installation bien conçue.

La pénurie des réserves d'énergie fossiles nous met dans l'obligation de s'orienter vers les énergies renouvelables. Etant le moteur de tout développement mené par l'homme, l'énergie risque de se transformer en un vrai cauchemar qui freine l'avancement industriel.

Parmi les nouvelles formes d'énergie envisageables, la biomasse est considérée comme un vecteur énergétique prometteur à cause de la multiplicité de son utilisation et des modes de production.

Pour un pays qui ne possède ni forêts, ni terrains agricoles, l'exploitation de la biomasse semble être un mauvais choix. Néanmoins, l'intégration de cette dernière, dans le bouquet énergétique algérien, a son poids, non seulement ça permet la préservation des forêts qui existent et la promotion de la sylviculture mais aussi elle permet d'effectuer une transition énergétique qui réduira la dépendance aux ressources fossiles. Cela ne passera pas inaperçu, car l'exploitation de la biomasse aura plusieurs impacts, tels que :

- Impact environnemental : L'agriculture joue un rôle très important dans la préservation des terres, donc l'exploitation des terrains fertiles pour des cultures énergétiques donnera de la vie à nos forêts qui gagneront du terrain. Mis à part cet aspect, on peut bien redonner de la valeur aux forêts et profiter de leur double rôle, surtout pour le cas de notre pays qui dépasse l'aspect réduction de la pollution de l'air. Par exemple, notre état doit prendre des mesures pour protéger nos terres et les hauts plateaux de la désertification, car la propagation du désert vers le nord est irréversible tout en amplifiant le barrage vert qui s'étale sur une grande surface.
- Impact social : parler de la sylviculture et de la gérance des forêts permet la création de l'emploi sur tout le territoire national, donc la création d'un équilibre social entre le sud et le nord. On peut aussi parler d'un équilibre démographique dû à la création de l'emploi qui réduira de façon considérable le phénomène d'exode rural vers le nord qui a engendré ce qu'on appelle la bande côtière.
- Impact économique : l'implication de la biomasse dans le mix énergétique algérien semble être une bonne solution pour notre pays. L'Algérie doit se libérer de sa dépendance aux hydrocarbures, et donc réduire les importations de certains combustibles. L'exploitation de la biomasse nous permettra à la fois de satisfaire les besoins en certains aliments et produits agricoles et de couvrir certains besoins énergétiques.

Une réflexion est donc nécessaire pour l'élaboration d'une stratégie énergétique, en misant sur le développement de la cogénération à la biomasse, cet élément pourrait certainement être l'un des moyens les plus efficaces pour économiser nos réserves en gaz naturel.

L'objectif premier de ce travail est l'étude technico-économique d'un projet de cogénération alimentée par la biomasse, comme un contexte actuel de l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Ce mémoire est structuré en quatre chapitres répartis comme suit :

Chapitre 1 : subdivisé en deux grandes parties :

- ✓ La première partie, aborde la biomasse comme source d'énergie, et la possibilité de son intégration dans le mix énergétique algérien ;
- ✓ La deuxième partie, décrit de façon détaillée le concept de la cogénération, ainsi que son rôle dans le développement durable.

Chapitre 2 : il présente l'évaluation d'un système de cogénération au gaz naturel en vue de répondre aux besoins d'une piscine semi olympique, tout en mettant l'accent sur son les aspects qui le rendent plus intéressant que la génération séparée.

Chapitre 3 : il met en évidence, l'exploitation de la biomasse et la possibilité de remplacer la cogénération au gaz naturel par la cogénération à la biomasse avec un cogénérateur ORC.

Chapitre 4 : fait l'objet d'une analyse économique des projets de cogénération étudiés dans les chapitres 2 et 3 afin de divulguer le retour sur investissement et donc la faisabilité du projet.

Enfin, ce mémoire s'achèvera par une conclusion générale présentant les résultats de notre travail et ouvrant le champ à de nouvelles perspectives de recherches.

CHAPITRE 1 :

BIOMASSE ET COGENERATION

1.1. Introduction

Le monde actuel se trouve face à de sérieux dilemmes, sur les plans économique, environnemental et énergétique. Cette situation nous met dans l'obligation de rechercher des solutions qui répondent aux exigences nécessaires au développement technologique tout en tenant compte de l'environnement et des paramètres économiques. Dans le domaine de l'utilisation des ressources énergétiques, la cogénération compte parmi ces solutions.

Aujourd'hui, il ne s'agit plus de se contenter du développement des systèmes de production pour répondre aux besoins et aux préoccupations générés par la croissance, mais aussi d'exploiter au maximum les différentes sources d'énergie primaire existantes.

Pour réussir sa transition énergétique, qui semble aujourd'hui inévitable, notre pays gagnerait à diversifier davantage l'utilisation et le développement de ses ressources d'énergie primaire. A ce titre, la biomasse pourrait jouer un rôle non négligeable. Or, elle nécessite une stratégie qui implique une cohérence accrue et équilibrée entre les différentes filières de valorisation des bio-ressources, avec l'obligation de participer à une gestion durable des terres agricoles et des forêts.

Partie 1 : la biomasse comme source d'énergie

1.2. Définition de la biomasse

Par le terme "biomasse", on désigne la matière d'origine vivante. Elle regroupe des significations très diverses, allant d'une biomasse noble destinée à l'alimentation, comme les céréales, jusqu'à des biomasses assimilables à des déchets, comme les vinasses issues de la fabrication de betterave ou les boues biologiques de station d'épuration.

Les biomasses valorisées ou revalorisées dans la filière énergétique sont le plus souvent des rémanents issus de l'agriculture (pailles), de l'exploitation forestière ou encore le fruit de cultures dédiées (taillis à courte rotation, miscanthus, sorgho, chanvre, ...).

1.3. Les caractéristiques de la biomasse

1.3.1. Structure anatomique (1)

Le bois est une structure biologique complexe contenant des substances chimiques et des cellules exerçant différentes fonctions pour assurer la vie de la plante. Ces fonctions permettent la conduction de la sève des racines aux feuilles, le soutien mécanique de la plante ainsi que le stockage de substances biochimiques. Il renferme deux types de substances chimiques (voir figure 1.1 ci-dessous) :

- ✓ les substances macromoléculaires des parois cellulaires (cellulose, hémicellulose, lignine) présentes en quantités abondantes dans toutes les essences et,
- ✓ les substances de faible poids moléculaire (extraits, substances minérales) généralement plus spécifiques de certaines espèces de bois.

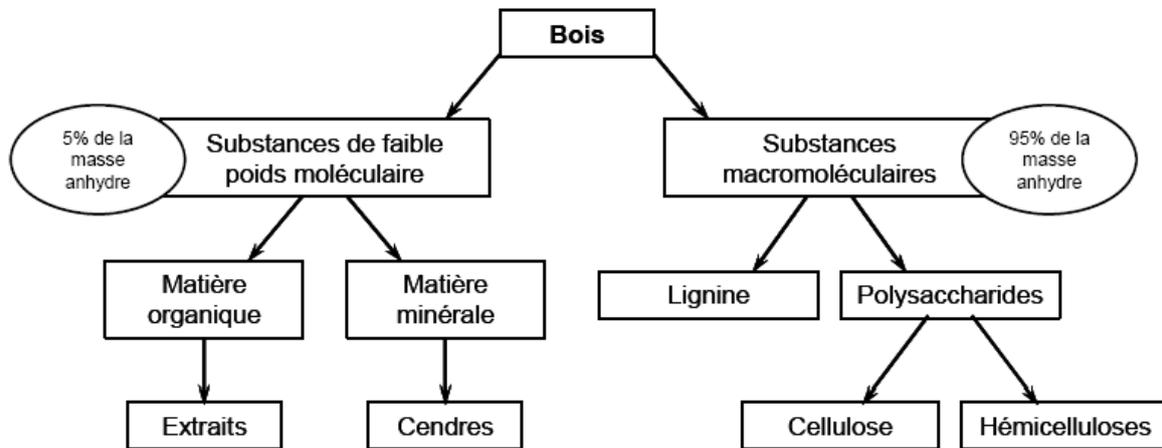


Figure 1.1 : Schéma général des constituants chimiques du bois

La composition du bois varie selon l'essence, mais également selon de multiples paramètres tels que la nature du sol, les conditions de croissance, l'âge de l'arbre ou la période d'abattage.

L'analyse élémentaire du bois fait apparaître trois éléments principaux que sont le carbone, l'hydrogène et l'oxygène. On retient couramment la répartition massique suivante : 50% carbone, 6% hydrogène et 44% oxygène. Il peut aussi contenir environ 1% d'azote.

1.3.2. Humidité (1)

L'eau est présente au sein du bois sous trois formes : l'eau libre, l'eau liée et l'eau vapeur. L'humidité sur sec, mesure la teneur du bois en eau, rapportée à sa masse anhydre ; tandis que l'humidité sur brut, mesure sa teneur en eau, rapportée à sa masse humide. L'humidité du bois varie de 15 à 70%.

1.3.3. Masse volumique (2)

Le bois est un matériau poreux qui présente une très forte variabilité. La masse volumique du bois anhydre peut être très différente selon l'échelle à laquelle la mesure est effectuée. On distingue :

- ✓ La masse volumique vraie du matériau (ou masse volumique de la matière ligneuse) qui est pratiquement indépendante de l'essence : $\rho_{ml} = 1\,530\text{ kg/m}^3$

- ✓ La masse volumique apparente du bois massif, qui dépend donc directement de la porosité du bois et de son humidité. Elle peut varier dans le cas du bois anhydre de $1\ 00\text{ kg/m}^3$ pour les essences les moins denses à plus de $1\ 200\text{ kg/m}^3$ pour les plus denses ;
- ✓ la masse volumique du bois divisé (cas le plus fréquent pour le bois combustible), qui dépend de la masse volumique du bois, de son humidité et surtout de sa granulométrie.

1.3.4. Granulométrie

La granulométrie donne une indication sur la taille des morceaux de bois qui constituent le combustible. Elle est déterminée par le passage de celui-ci à travers des tamis à mailles rondes ou carrées de différentes tailles, elle est caractérisée par trois grandeurs :

- ✓ les côtes moyennes des morceaux de la fraction la plus importante ;
- ✓ le pourcentage de fines (poussières et sciures) ;
- ✓ le pourcentage et la longueur maximale de gros morceaux.

1.3.5. Conductivité thermique

La conductivité thermique du bois croît avec sa masse volumique apparente et son humidité.

1.3.6. Chaleur spécifique

La chaleur spécifique du bois croît avec sa température et son humidité.

1.3.7. Le pouvoir calorifique (1) (2) (3) (4)

1.3.8.1. Le pouvoir calorifique supérieur (PCS)

Le pouvoir calorifique supérieur est la quantité d'énergie maximale que peut générer la combustion d'une unité de masse d'un combustible sec alors que l'eau produite par cette combustion est condensée. Le PCS du bois varie peu selon l'essence et approche les $20\ 000\text{ kJ/kg}$.

1.3.8.2. Le pouvoir calorifique inférieur (PCI)

Le pouvoir calorifique inférieur est la quantité de chaleur maximale fournie par une unité de masse de combustible sec lorsque l'eau formée par la combustion demeure à l'état de vapeur. Le pouvoir calorifique du bois de chauffage dépend de son taux d'humidité

Le meilleur rendement énergétique d'une essence est obtenu à un taux d'humidité inférieur à 20 %. Ainsi, un bois à 20 % d'humidité contient deux fois plus d'énergie qu'un bois à 50% d'humidité sur brut, d'où l'intérêt de sécher le bois avant valorisation énergétique. En effet, 1 kg de bois à 50 % d'humidité dégage 2 kWh, à 35% 3 kWh et à 20 %, 4 kWh. (3) (4)

Tableau 1.1 : le pouvoir calorifique inférieur de quelques formes de bois (3)

	PCI (kWh/kg)	PCI (GJ/tonne)
Buches séchées, fendues	3,9	14,0
Briquettes de bois	4,6	16,6
Granulés de bois	4,7	16,9
Plaquettes forestières	2,5 à 3,5	9,0 à 12,6

1.4. Différents types de biomasse et leur valorisation

La biomasse se présente sous des formes très diverses : solide, liquide, boue, poussière de bois, granulés, etc. et possède des caractéristiques parfois très différentes. Les principales voies de valorisation de la biomasse sont :

- ✓ Biologique: fermentation aérobie ou anaérobique
- ✓ Physico-chimique: lipides (huiles) ou glucides (sucres)
- ✓ Thermo-chimique: liquéfaction, pyrolyse, gazéification, combustion

Pour les voies physico-chimiques et biologiques, la biomasse utilisée est généralement humide alors que pour la voie thermo-chimique, la biomasse sèche est le plus souvent préférée. La valorisation de la biomasse par voie thermo-chimique est la plus utilisée industriellement, notamment par combustion.

1.4.1. La biomasse sèche

La biomasse sèche comprend la biomasse ligneuse (bûches, rémanents forestiers et petits bois de haie, produits connexes de la transformation du bois, élagages urbains et des bords de routes, bois de rebut), ainsi que les pailles et autres résidus de récoltes ;

La biomasse sèche peut être brûlée en combustion directe. La combustion permet de libérer rapidement et facilement une quantité de chaleur importante. Cette chaleur est utilisée pour assurer des besoins de chauffage (industriels ou domestiques) ou pour être partiellement ou totalement convertie en électricité. La production d'énergie à partir de bois est fort développée au niveau domestique (feux ouverts, poêles, inserts) et au niveau industriel (chaufferies au bois, cogénérations industrielles au bois).

Le bois est couramment utilisé sous différentes formes : bûches, plaquettes de bois broyées, sciure et copeaux de bois et granulés de sciure agglomérée. D'autres biomasses sèches conviennent également pour la combustion : les balles de riz, la paille de céréales, les rafles de maïs, etc. (5)

A côté de la combustion directe, d'autres technologies existent pour produire de l'énergie à partir de biomasses sèches comme la gazéification ou la pyrolyse.

1.4.2. La biomasse humide

La biomasse humide regroupe les flux de déchets organiques issus de l'activité agricole (déjections animales), des industries agro-alimentaires (abattoirs, laiteries, cidreries-distilleries, etc.) et des collectivités (déchets verts, boues d'épuration, fraction fermentescible des ordures ménagères, graisses organiques et produits résiduels).

Lorsqu'elle est trop humide pour être brûlée directement, la biomasse est fermentée à l'abri de l'air, et libère alors un mélange gazeux riche en méthane : c'est la bio-méthanisation, qui utilise habituellement :

- ✓ les effluents d'élevage : lisiers, fumiers, purins, etc.
- ✓ les effluents liquides des industries agroalimentaires
- ✓ certains effluents humides ou liquides résultant de l'activité humaine : boues de stations d'épuration, fraction organique des déchets ménagers, etc. (5)

1.4.3. les biomasses sucrées, amylacées ou oléagineuses

Les biomasses sucrées, amylacées (riches en amidon) ou oléagineuses (riches en huiles) peuvent être utilisées pour la production de biocarburants.

✓ L'éthanol

Les substances sucrées obtenues à partir de cultures comme la betterave sucrière, ou à partir de cultures amylacées comme les céréales, sont fermentées et converties en éthanol. Ce dernier est utilisé totalement ou en mélange dans les moteurs à essence. (5)

✓ L'huile végétale ou le biodiesel

Les cultures oléagineuses (colza, tournesol, etc.) sont utilisées pour produire de l'huile végétale ou du biodiesel. Ces biocarburants s'utilisent purs ou en mélanges dans les moteurs diesel. D'autres corps gras peuvent être employés pour produire du biodiesel, comme les huiles de friture usagées ou même les graisses animales (déchets d'abattoirs). (5)

La figure 1.2 ci-après présente les différents types de biomasse et leur valorisation.

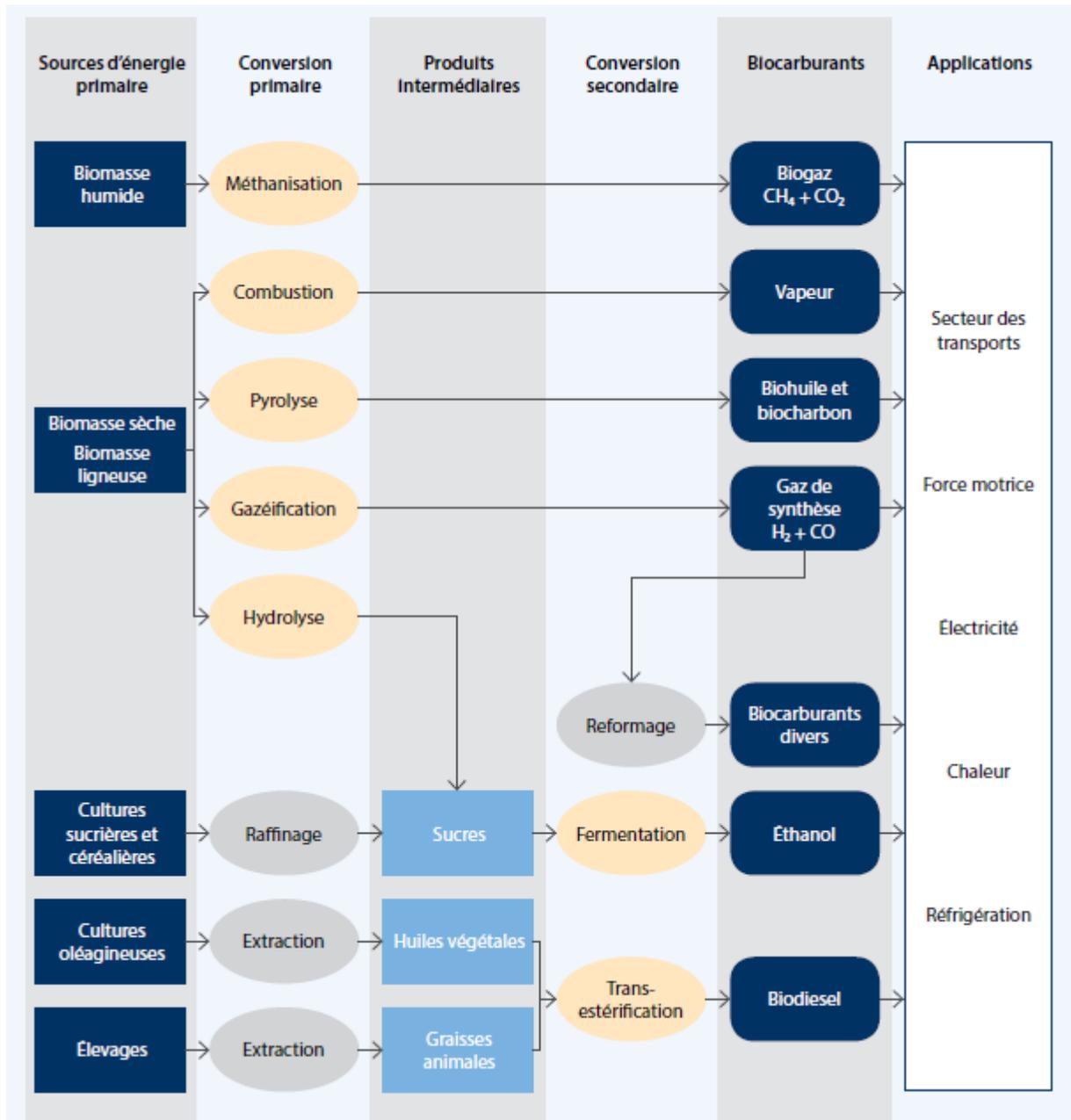


Figure 1.2 : Types de biomasse et leurs applications (6)

1.5. Enjeux et contraintes de l'utilisation de la biomasse

1.5.1. Enjeux Environnementaux : Contribuer à limiter le réchauffement climatique, tout en préservant l'air, l'eau, le sol et la biodiversité.

La combustion de carburants fossiles libère de grandes quantités de CO₂ dans l'atmosphère. Le constat du réchauffement climatique lié à l'accumulation de gaz à effet de serre produits par les activités humaines fait l'objet d'un consensus scientifique très large. En conséquence, les gouvernements de nombreux pays ont décidé de mettre en œuvre des politiques destinées à limiter ces rejets de gaz à effet de serre.

L'utilisation énergétique de la biomasse émet du CO₂ qui sera de nouveau absorbé par les végétaux selon un cycle court du carbone. Si on prend soin de faire pousser un nouvel arbre pour remplacer celui qu'on abat, on n'augmente pas la concentration de gaz carbonique dans l'atmosphère. En effet, si la combustion du bois récolté envoie dans l'atmosphère du gaz carbonique, la synthèse chlorophyllienne extrait ce gaz carbonique de l'atmosphère pour assurer le développement de l'arbre de remplacement. La photosynthèse équilibre donc rigoureusement la production de CO₂ par la combustion, qui ainsi devient neutre pour l'effet de serre. Il existe bien cependant, lors d'une combustion incomplète, des pertes de carbone par imbrûlés (C, CO, hydrocarbures), mais ces pertes n'interviennent pas directement sur l'effet de serre (7).

Donc, la production nette de CO₂ lorsque l'on consomme ou brûle de la biomasse est très faible de par le caractère renouvelable de celle-ci (voir tableau 1.2 ci-dessous). La substitution de la biomasse à des ressources fossiles évite ainsi le rejet de quantités importantes de CO₂ dans l'atmosphère.

Tableau 1.2: Emission nette de CO₂ provenant de la production d'énergie (8)

Source d'énergie	Grammes de CO ₂ par kilowattheure (g/kWh)
Combustible de bois	25
Vent	8
Gaz	194
Mazout	265
Charbon	291

1.5.2. Enjeu Géopolitique : Contribution à l'autonomie énergétique

Les sources d'énergie dominantes : pétrole, gaz et charbon, proviennent de gisements limités, situés souvent dans des zones géographiques potentiellement instables. La production de biomasse ne pourrait à elle seule garantir l'autonomie énergétique, mais elle peut y contribuer de façon significative, aux côtés d'autres sources d'énergie renouvelables et dans le cadre d'une maîtrise accrue des consommations et de l'efficacité énergétique.

1.5.3. Aménagement du territoire, emploi, développement local et rural

La valorisation de la biomasse offre des débouchés essentiels pour l'agriculture et la forêt et contribue au maintien d'une économie rurale active. Les meilleurs bilans économiques et écologiques concernant la valorisation énergétique de la biomasse sont obtenus si la production et la valorisation se réalisent à peu de distance l'une de l'autre. L'importation de la biomasse peut également être envisageable dans des conditions économiques et avec des impacts environnementaux variables.

1.5.4. Enjeu Economique : une ressource fiable et de valeur

Le développement des usages de la biomasse permet de consolider des secteurs économiques importants. La biomasse est une ressource fiable car disponible sous des formes diversifiées. Avec la saturation du potentiel hydroélectrique, la biomasse constitue le seul potentiel important de développement d'énergie renouvelable facilement stockable.

1.5.5. La concurrence à venir entre "alimentaire" et "énergétique"

Une même parcelle de terre peut produire aussi bien du blé alimentaire que du blé dont on fera du bioéthanol. La concurrence entre l'alimentaire et l'énergétique n'est pas à craindre dans l'immédiat mais elle peut se développer à terme. Il reste à définir quelle politique devra la réguler et quel rôle sera laissé au marché et aux relations contractuelles entre producteurs et transformateurs.

1.5.6. Des filières à développer ou à consolider : mobilisation et logistique

La ressource forestière disponible pour produire de l'énergie est très importante, sa mobilisation massive nécessite toutefois un effort d'organisation, de logistique et d'introduction de nouveaux équipements, ce qui est difficile pour un secteur très atomisé. Les développements des nouvelles filières "biomasse" ne nécessiteront pas les mêmes accompagnements suivant qu'il s'agit de l'utilisation de déchets "fatals" d'industries, de la collecte de déchets ou de sous-produits "diffus", dispersés sur le territoire, ou de nouvelles cultures dédiées dont toute la chaîne de valorisation doit être mise en place (4).

1.6. Biomasse en Algérie

Pour la biomasse énergie, au niveau mondial, la tension sur les ressources forestières est croissante au vu des différents rôles de la forêt et des différents usages du bois. Sur les marchés, les biocombustibles sont très dynamiques : le bio-coal (charbon de bois) et les granulés sont en forte croissance. Assurer la durabilité des conditions de production de biomasse énergie devient un enjeu fort.

La biomasse (hors biocarburants et combustion des déchets urbains) représentait environ 9,6 Mtep en 2009 à l'échelle mondiale: 9,1 Mtep en bois énergie (dont 6,6 Mtep de bois domestique) et 0,5 Mtep de biogaz (9).

A l'indépendance, l'Algérie a hérité d'une forêt dégradée, délaissée et désorganisée. Son rôle économique et social était négligé. Cette grave situation exigeait un redressement urgent du secteur forestier sur le long terme. Aujourd'hui, l'Algérie mène une politique forestière prenant compte des rôles multiples que peut jouer la forêt : protection, production et promotion sociale. Cette politique a pour objectif d'intégrer la forêt dans un plan global de développement économique et social.

Les forêts et maquis couvrent 4,1 million d'hectares, soit un taux de boisement de 16,4% du nord du pays et seulement de 1,7 % si les régions sahariennes et arides sont également prises en compte. Ces taux de boisement sont évidemment très insuffisants pour assurer l'équilibre physique et biologique à l'échelle du territoire (10).

Tableau 1.3: répartition des essences constituant la forêt en Algérie (10)

Essence	Superficie (ha)	% de la surface totale occupée par les essences
Pin d'Alep	880 000	21.36
Chêne liège	230 000	5.59
Chêne Zéen et Afarès	48 000	1.17
Cèdre	16 000	0.39
Pin maritime	32 000	0.78
Eucalyptus	43 000	1.04

Le tableau 1.3 ci-dessus montre que l'essence prédominante en Algérie est le pin d'Alep qui se rencontre principalement dans les zones semi arides. Le chêne liège se localise essentiellement dans le nord-est du pays. Les chênes Zeen et Afares occupent les milieux les plus frais dans la Suberaie. Les cèdres sont éparpillés en îlots discontinus dans le Tell Central et les Aurès. Le pin maritime est naturel dans le nord-est du pays. Les Eucalyptus sont introduits dans le nord et surtout l'est du pays.

Le second groupe, constitué par le chêne vert, le thuya et le genévrier qui, en étage semi-aride jouent essentiellement un rôle de protection, ne couvre que 219 000 ha. (10)

Les surfaces forestières restantes s'étendent sur 2 603 940 ha et se répartissent entre les reboisements de protection qui couvrent 727 000 ha et les maquis et broussailles qui occupent une superficie de 1 876 000 ha. S'ajoutent à ces superficies forestières, les nappes d'alfa qui totalisent 2,7 millions d'hectares. La forêt algérienne apparaît comme une formation végétale dont les arbres sont en état de lutte continuelle contre la sécheresse (plusieurs mois secs consécutifs l'été). (10)

Compte tenu de tous les éléments historiques qui la marquèrent et des pressions qu'exercent sans cesse sur elle, l'homme et son bétail, la forêt semble glisser rapidement sur la voie d'une dégradation progressive des essences principales et de son remplacement par le maquis et les broussailles dont le rôle reste néanmoins extrêmement important pour le contrôle et la fixation des sols en terrain à forte déclivité.

Partie 2 : Considérations sur la cogénération

1.7. Définition de la cogénération

La cogénération est un processus technologique qui permet de fournir simultanément de l'énergie thermique et de l'énergie électrique. Son intérêt réside dans les rendements énergétiques supérieurs obtenus par comparaison avec une production séparée équivalente d'électricité et de chaleur.

Le principe de base de la cogénération est de récupérer et d'utiliser la chaleur produite lors de la production d'électricité à partir d'un combustible. Elle permet ainsi de réaliser des économies d'énergie, et donc de réduire les émissions de CO₂, par rapport à une production séparée.

Cette technique connaît un développement important, vu sa flexibilité par rapport au type de combustible qui peut se réduire à une seule source d'énergie primaire comme il peut être varié selon les besoins et la disponibilité de cette dernière.

✓ La micro cogénération

De nos jours la micro-cogénération connaît un grand essor, surtout dans le résidentiel, et les petites institutions tels que : les hôtels, les hôpitaux, les cliniques, les lycées, les collèges, les centres commerciaux, les centres nautiques et les complexes sportifs. Cette propagation rapide de la micro-cogénération est liée à la détermination des différents propriétaires à satisfaire leurs besoins en énergie électrique et en énergie thermique de manière autonome, et pourquoi pas vendre le surplus d'énergie électrique produite pour un réseau central, et réaliser des bénéfices qui permettront de couvrir les dépenses nécessaires pour l'installation de leur cogénérateur. La figure 1.3 montre une centrale de cogénération basée sur une turbine à gaz.

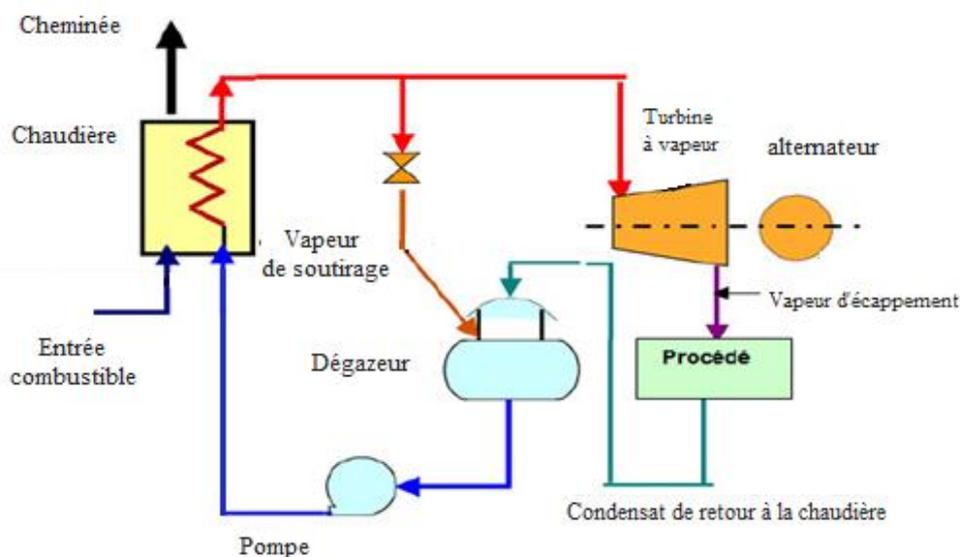


Figure 1.3: Centrale à cogénération basée sur turbine à vapeur (11)

Le micro-cogénérateur est une réelle innovation technologique, facile d'installation, il fournit le chauffage, l'eau chaude sanitaire et une grande partie des besoins électriques du logement.

1.8. Intérêt de la cogénération

Les centrales thermiques sont des sources importantes d'approvisionnement de l'électricité dans beaucoup de pays en voie de développement. Cependant la production d'électricité ne permet que la conversion d'une faible partie du contenu énergétique du combustible, donc la moitié voire les 2/3 de l'énergie primaire sera rejetée sous forme de chaleur. Ce qui rend plus avantageux, la production simultanée de l'électricité et de la chaleur, cette technologie dite cogénération, permet un gain en énergie primaire, car au lieu d'utiliser 25 à 55% de contenu d'énergétique de combustible on pourra bénéficier de 60 à 90 % de cette énergie primaire selon les équipements et les applications, ce gain sera accompagné d'une réduction sensible des émissions polluantes.

D'un point de vue financier, l'élément le plus souvent déterminant est la valeur de l'électricité produite car cette forme d'énergie est celle qui a le plus de valeur étant donné que l'électricité se transporte plus facilement que la chaleur et celle qui permet de répondre à un plus grand nombre de besoins énergétiques. Cependant, lorsqu'on a besoin de construire une centrale pour combler un besoin thermique particulier, il est avantageux d'investir un peu plus pour produire de l'électricité destinée à être exportée vers le réseau.

La cogénération nous permet des économies importantes de l'énergie primaire ce qui prolonge la durée de vie de nos ressources fossiles, mais aussi elle présente des intérêts d'ordre économique dû à l'autonomie de la production de l'électricité, environnemental grâce à la réduction des émissions nocives et social création d'emploi, ces 4 aspects de la cogénération seront expliqués de façon explicite dans ce qui suit :

1.8.1. Intérêt d'ordre énergétique

La cogénération présente un excellent rendement énergétique, ce qui permet des économies en énergie primaire de l'ordre de 15 à 30% par rapport à la génération séparée de l'électricité et de la chaleur.

La cogénération contribue donc à la préservation des réserves fossiles, notamment le gaz naturel, grâce aux économies d'énergie primaire qu'elle apporte, mais aussi elle nous permet l'utilisation de combustibles renouvelables comme la biomasse.

1.8.2. Intérêts d'ordre social

L'installation d'une unité de cogénération dans un établissement donné, nécessite la création de nouveaux emplois, tant pour l'étude technique détaillée, précédée généralement par une étude de faisabilité, que pour l'installation et l'entretien de cette cogénération.

1.8.3. Intérêt d'ordre économique

Une étude de faisabilité doit précéder l'installation de tout projet afin de s'assurer sa rentabilité. La rentabilité d'un projet de cogénération est liée aux économies qu'il entraîne sur les factures d'énergie. Nous verrons que c'est l'évolution de la facture d'électricité qui est, à ce point de vue, déterminante. Deux cas de figure peuvent se présenter :

Le premier cas concerne les utilisateurs qui consomment, pour leur besoins propres, toute la chaleur et l'électricité produites par la cogénération, ce qui leur offre une autonomie et donc une réduction sur les factures énergétiques.

Le deuxième cas est celui d'un utilisateur qui a des besoins de chaleur importants et stables et peu de besoins en électricité, il peut être logique de chercher à revendre, au réseau de distribution, l'excédent d'électricité produit par l'unité de cogénération. Dans le cas de l'Algérie, certains décrets ont été conçus rien que pour encourager l'installation des unités de cogénération au niveau des établissements et des industries en mettant en jeu un prix d'achat bonifié supérieur à celui adopté par la SONELGAZ.

- ✓ Une simple analyse des factures énergétiques, nous montre une réduction significative de la facture d'achat d'électricité suite à une baisse de la quantité d'électricité achetée au réseau.
- ✓ Une centrale de cogénération permet une utilisation plus rationnelle de l'énergie contenue dans le combustible, c'est-à-dire que pour la même énergie électrique et thermique utilisée, on consomme moins de combustible.

1.8.4. Intérêts d'ordre environnemental

Les centrales thermiques représentent un véritable danger pour l'environnement, ayant pour inconvénient majeur les émissions de polluants chimiques et de gaz à effet de serre (voir tableau 1.4 ci-dessous). La cogénération compte parmi les moyens qui se développent un peu partout dans le monde pour limiter ces émissions afin de protéger l'environnement.

Tableau 1.4: les effets environnementaux des centrales électriques (12)

Emission pour 1kWh produit	CO₂ (kg)	SO₂ (kg)	NO_x (mg eq NO₂)
Centrale thermique charbon	0.95	7500	2800
Centrale thermique fioul	0.8	5000	1800
Cogénération TAV charbon	0.57	4400	1170
Cogénération TAV fioul	0.46	2930	990

1.9. La micro cogénération et le développement durable

De ce qui vient d'être dit sur l'intérêt de la cogénération, on retrouve les trois piliers essentiels du développement durable bien illustrés par la figure 1.4 ci-dessous. Cela nous autorise à qualifier la cogénération de technologie du futur, qui répond aux différentes spécifications et exigences à respecter pour faire face en même temps aux problèmes environnementaux, économiques et sociaux dont souffre le monde actuel. La micro cogénération est une solution encore plus prometteuse pour le développement de notre planète et la préservation de nos ressources énergétiques, car elle permet de rationaliser l'utilisation de l'énergie dans le détail, en rendant possible l'exploitation efficace de toute ressource, aussi faible que soit son potentiel, et en donnant la possibilité pratiquement à chaque particulier de satisfaire ses besoins en énergie de façon autonome, le micro-cogénérateur est en passe de devenir en effet comme le réfrigérateur domestique, un équipement standardisé disponible sur le marché.

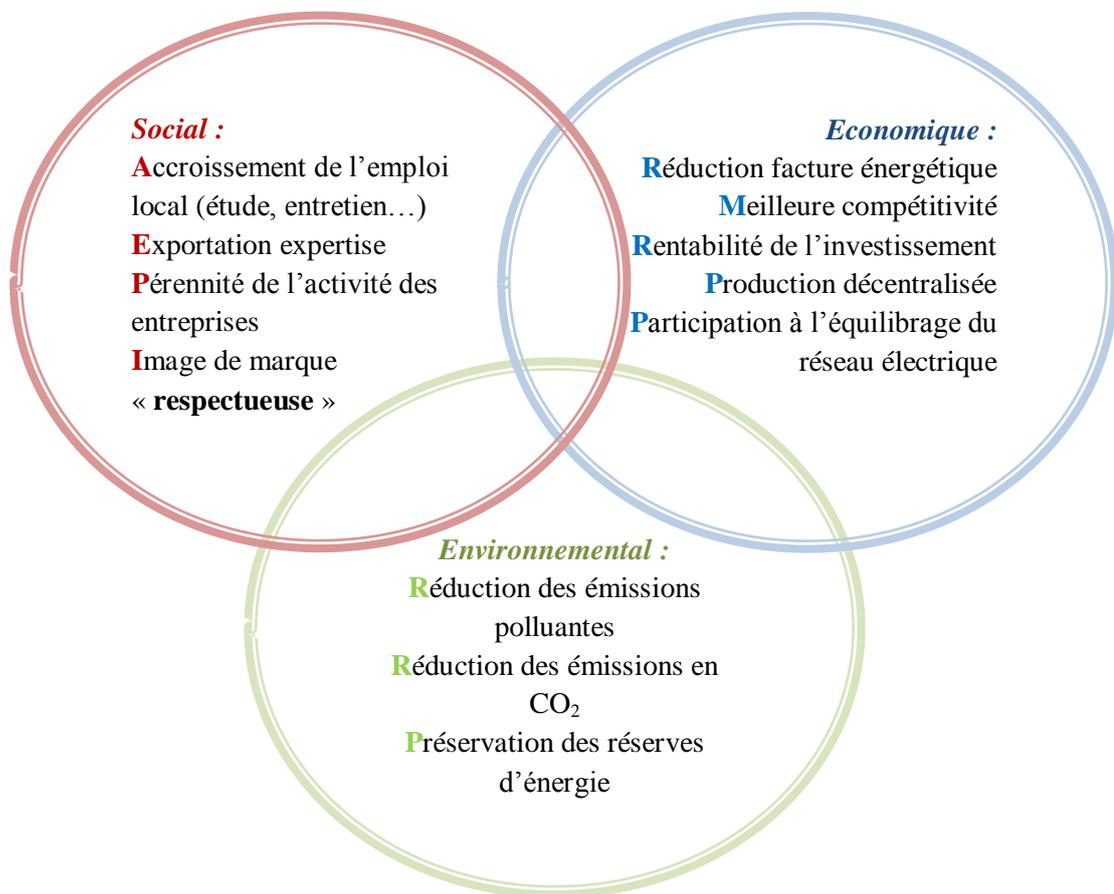


Figure 1.4 : La cogénération et les trois piliers du développement durable

1.10. Equipements et Technologies

Le principe de base d'une centrale de cogénération est la valorisation énergétique des rejets thermiques des équipements de production d'énergie électrique. Il faut d'abord s'assurer que ceux-ci rejettent de la chaleur à une température suffisamment élevée pour qu'elle soit utilisable. Les équipements les plus répandus pour une unité de cogénération sont les turbines à gaz, les turbines à vapeur et les moteurs à combustion interne. Mais beaucoup d'autres systèmes existent, surtout dans le domaine de la micro-cogénération.

Dans ce qui suit, nous présenterons brièvement le principe des systèmes de cogénération utilisant la turbine à gaz, la turbine à vapeur, le moteur à gaz comme représentant des moteurs à combustion interne, et finalement comme représentants des moteurs à combustion externe, le moteur de Stirling et le moteur à cycle de Rankine organique, ces deux derniers, étant des systèmes très prometteurs pour la cogénération.

1.10.1. Turbine à gaz

✓ Principe de base (12) (13) (14)

La turbine à gaz est une machine thermique à flux continu réalisant différentes transformations thermodynamiques dans une succession d'organes comportant un compresseur, une turbine, et une chambre de combustion intercalée entre ces deux derniers comme illustré à la Figure 1.5 ci-dessous.

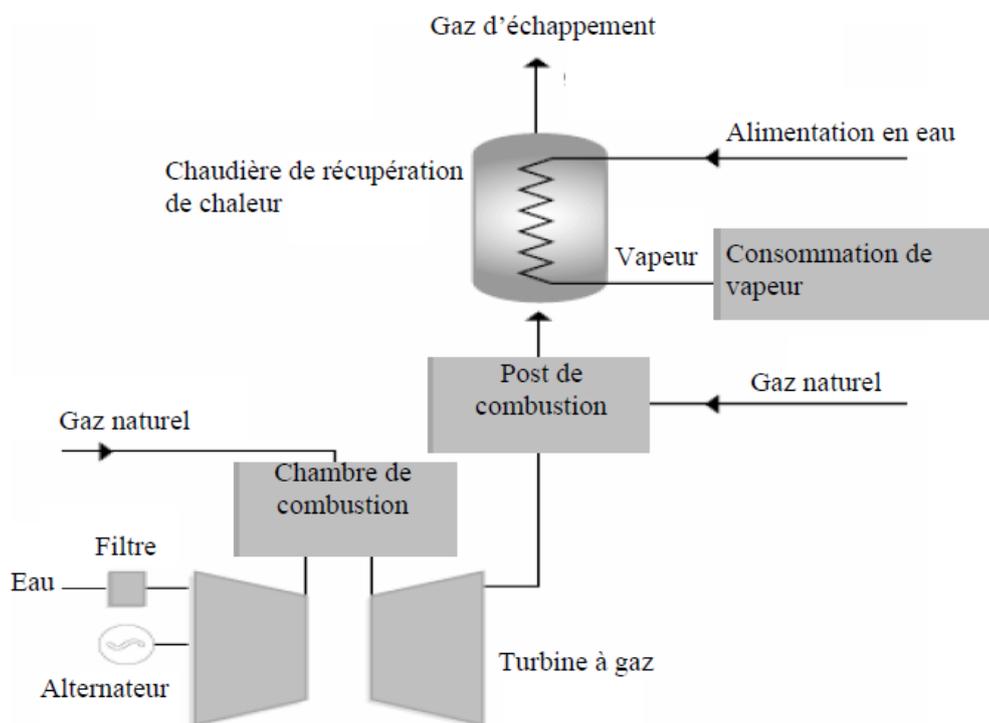


Figure 1.5 : Schéma de principe d'une turbine à gaz (12)

L'air est comprimé dans un compresseur, puis dirigé vers une chambre de combustion où il est mélangé avec un carburant puis brûlé pour produire des gaz à haute température et haute pression. Ces derniers sont ensuite détendus à travers la turbine qui est conçue pour convertir une partie de l'énergie libérée par la combustion et transportée par ces gaz en énergie mécanique. Cette énergie mécanique est transmise par l'intermédiaire d'accouplements, en partie au compresseur et en partie à une autre machine réceptrice qui exploite la puissance utile pour produire de l'électricité (cas de l'alternateur) ou pour être consommée dans un procédé industriel (cas d'un compresseur de gaz naturel dans une station de compression d'un réseau gazier).

A la sortie de la turbine, la température des gaz d'échappement est encore relativement élevée (de l'ordre de 500°C). Ils transportent donc une énergie qui pourrait être valorisée en alimentant un procédé industriel avec de la vapeur produite dans une chaudière de récupération, comme le montre la figure 1.5. Mais, sur cette figure, on voit qu'une post-combustion est intercalée entre la turbine et la chaudière de récupération. Le rôle de cette post-combustion est de brûler davantage de gaz pour monter en température, si le procédé industriel le nécessite. Le bilan d'énergie typique d'une cogénération à turbine à gaz est fourni au tableau 1.5 ci-dessous.

Tableau 1.5: Bilan d'énergie type d'une turbine à gaz (15)

Consommation d'énergie	100%
Electricité produite α_e	30%
Chaleur récupérée α_Q	55%
Rendement énergétique	85%
Rapport α_e / α_Q	0.55

1.10.2. Turbine à vapeur

✓ **Principe de base** (12) (13)

Comme machine, la turbine à vapeur est en soi un équipement plus simple que la turbine à gaz. Cependant l'installation dans laquelle elle intervient est plus grande et plus complexe : une chaudière, des pompes, un poste de traitement d'eau, etc. L'énergie mécanique est produite par détente d'une vapeur haute pression produite dans une chaudière conventionnelle, pouvant fonctionner avec toutes sortes de combustibles. Quand elle est conçue pour la cogénération, la turbine à vapeur produit peu d'électricité (15 à 25%) et beaucoup de chaleur, ce qui la rend particulièrement adaptée aux procédés gros consommateurs de chaleur, comme l'industrie du papier par exemple. La technologie de ces installations s'est développée très régulièrement au fil des années, elle les a rendues fiables, faciles à utiliser et de haute efficacité. (11)

La figure 1.6 montre les différents constituants d'une telle installation de cogénération avec une turbine à vapeur à contre pression qui alimente directement le procédé avec la vapeur qui s'en échappe.

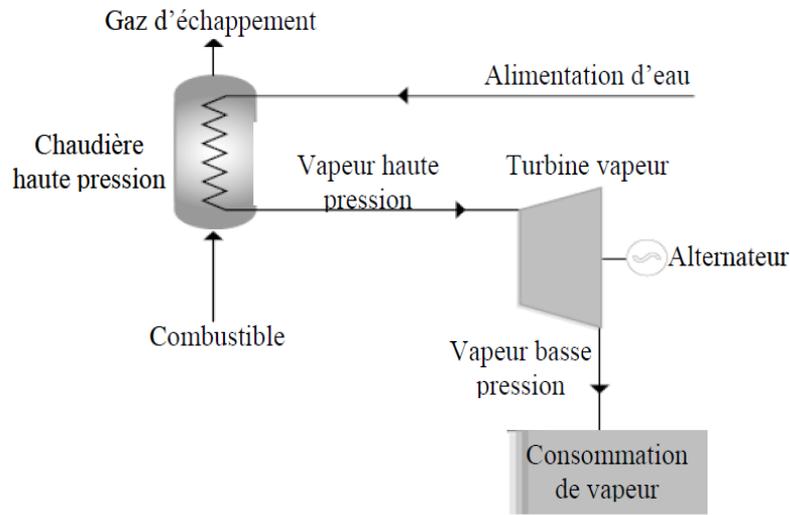


Figure 1.6: Schéma de principe d'une turbine à Vapeur (12)

1.10.3. Moteur à gaz

Il s'agit d'un moteur classique couplé à un alternateur produisant l'électricité. La chaleur des gaz d'échappement à 500°C, comme dans le cas de la turbine à gaz, peut être récupérée pour plus de 70 %, les gaz sont refroidis alors dans une chaudière de récupération à 120°C. La chaleur de l'eau de refroidissement moteur et de l'huile moteur peut être récupérée presque entièrement, alors que la chaleur de refroidissement du turbo, à 55°C, peut plus difficilement être utilisée. Les moteurs à gaz sont employés pour de basses puissances allant de 5 kW à 4 MW. (12)

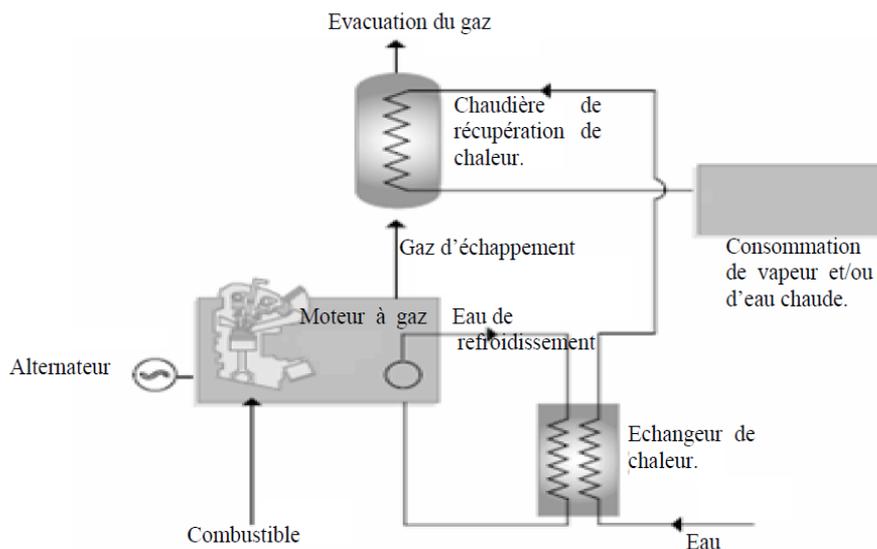


Figure 1.7 : Schéma de principe d'un moteur à gaz (12)

Le bilan d'énergie typique d'une cogénération avec moteur à gaz est fourni au tableau 1.6 ci-dessous.

Tableau 1.6: Bilan d'énergie type d'un moteur à gaz (12)

Consommation d'énergie	100%
Electricité produite	35%
Chaleur récupérée	50%
Echappement	20%
Eau de refroidissement	30%
Rendement énergétique	85%

1.10.4. Moteurs à combustion externe

1.10.4.1. Moteur de Stirling

Dans un moteur de Stirling typique, une quantité fixe de gaz est scellée à l'intérieur du moteur, et une différence de température est appliquée entre deux cylindres munis d'un piston chacun : un cylindre de compression en contact avec la source froide et un cylindre de détente en contact avec la source chaude. Le gaz fera des va-et-vient entre les deux cylindres en traversant à chaque déplacement un régénérateur.

La figure 1.8 montre les différents constituants d'un moteur de Stirling.

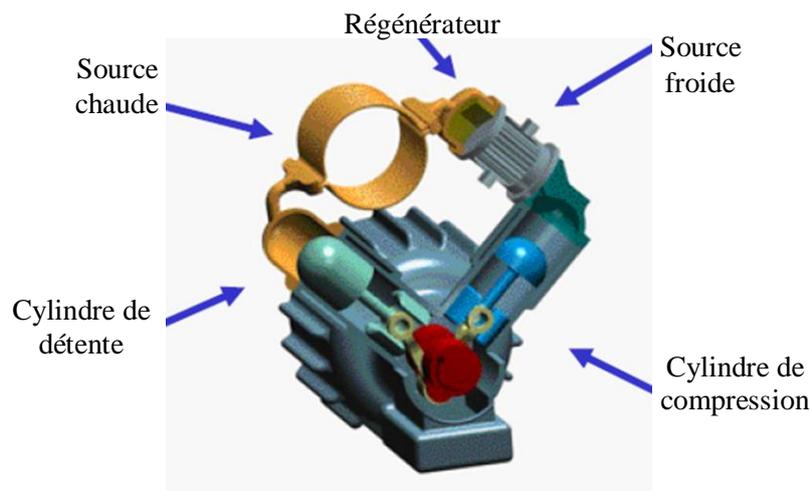


Figure 1.8 : Composants internes du moteur Stirling (16)

Les deux pistons sont reliés de manière que le piston chaud se déplace vers le bas quand le piston froid se déplace vers le haut avec la même distance pour réaliser les deux transformations isochores du cycle. Quand le gaz se retrouve dans le cylindre chaud, il se détend à température constante en recevant de la chaleur de la part de la source chaude, t pousse le piston de compression en produisant du travail, puis se refroidit à volume constant, avant de subir une compression isotherme avec la remontée du piston dans le cylindre de compression en cédant de la chaleur à la source froide, il traverse alors le régénérateur où il récupère un peu d'énergie et abouti dans le cylindre chaud où il finira de se réchauffer à volume constant. Et un nouveau cycle commence.

1.10.4.2. Moteur à cycle de Rankine organique ORC (17) (18)

Le Cycle de Rankine organique (ORC) est le cycle qui sous-tend une technologie qui convertit l'énergie thermique depuis une source, à des températures relativement faibles (dans la plage de 80 à 350°C), en énergie électrique. Quoique les principes de base soient similaires à ceux du fonctionnement d'une centrale électrique à turbine à vapeur classique, le fonctionnement à des températures moins élevées ouvre la voie à la possibilité d'exploiter la chaleur de faible exergie qui, autrement, serait perdue. C'est une technologie qui peut jouer un rôle important dans l'amélioration de l'efficacité énergétique des applications gourmandes en énergie, qu'elles soient nouvelles ou anciennes, en récupérant l'énergie thermique même à des niveaux de températures très bas.

Dans une centrale à vapeur classique, le cycle de la vapeur d'eau convient aux températures d'entrée de la turbine au-dessus de 350°C. À des températures moins élevées, l'efficacité baisse de manière significative et le risque d'érosion due à la condensation des gouttelettes au sein de la turbine augmente car la détente va se jouer pour une part importante dans le domaine humide. L'ORC surmonte ces problèmes en utilisant un fluide organique au lieu de l'eau. Les fluides organiques ont des températures d'ébullition plus basses que l'eau, ce qui les rend appropriés pour l'exploitation du potentiel thermique d'une source à des températures en-deçà de 350°C.

Un cycle ORC comprend 4 composants principaux : un évaporateur, une machine de détente, un condenseur et une pompe. En sortie de pompe, en l'absence de récupérateur sur le cycle, le fluide organique à l'état liquide à haute pression est dirigé vers l'évaporateur. Le fluide y est réchauffé jusqu'à la température d'ébullition, vaporisé et éventuellement surchauffé. La vapeur du fluide organique produite dans l'évaporateur est ensuite détendue dans la turbine pour produire de l'électricité. En fonction de la nature du fluide, en fin de détente, le fluide est soit à l'état de vapeur surchauffée (fluide sec) ou à l'état diphasique (fluide humide), soit encore à l'état de vapeur saturée (fluide isentropique). Dans le cas de l'utilisation d'un fluide sec (type de fluide généralement utilisé), la détente dans la turbine ORC se fait en permanence à l'état de vapeur et il n'y a donc pas apparition de gouttelettes qui provoqueraient une érosion de la turbine. Ce qui permet de réduire les coûts de maintenance. De plus, en présence d'un fluide sec, il est possible de récupérer une partie de l'énergie

thermique (sensible) de la vapeur de fluide organique et d'augmenter ainsi le rendement du cycle en préchauffant le fluide organique qui se trouve à l'état liquide en sortie de pompe, en utilisant un régénérateur (figure 1.9). A la sortie du régénérateur, la vapeur passe alors dans le condenseur.

Dans le condenseur, le fluide est éventuellement refroidi jusqu'à la température de condensation (fluide sec), condensé et sous-refroidi. Notons que le sous-refroidissement peut être assuré par un échangeur spécialement dédié à cet effet. Le fluide à l'état liquide et à basse pression est ensuite amené à la haute pression au moyen de la pompe.

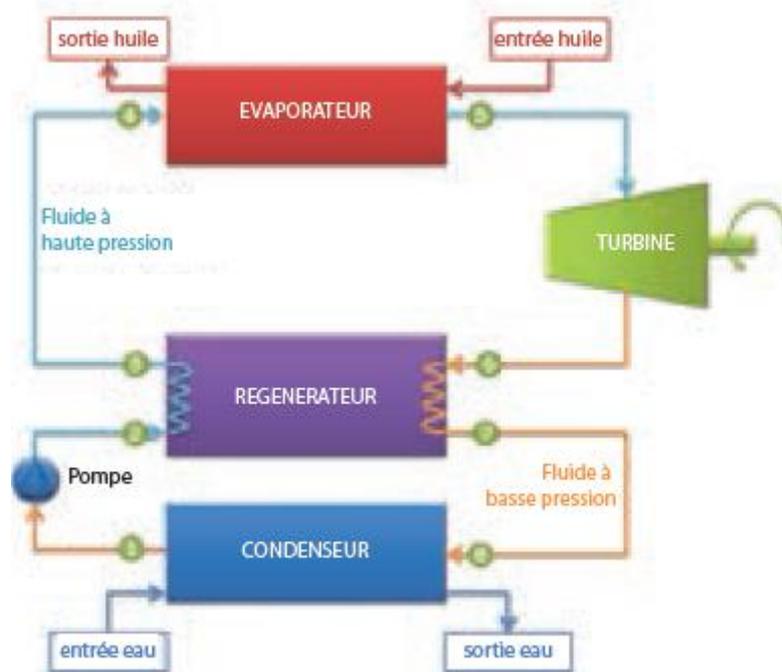


Figure 1.9 : schéma d'un cycle ORC (17)

1.1. Conclusion

Après avoir caractérisé deux éléments importants qui représentent les piliers de notre travail, qui sont la cogénération et la biomasse, nous allons dans ce qui suit, mettre en valeur les systèmes de cogénération au gaz naturel, mais aussi étudier la possibilité d'exploiter la biomasse comme fuel pour ce type de système.

CHAPITRE 2 :
***EVALUATION D'UN SYSTEME
DE COGENERATION AU GAZ
NATUREL EN VUE DE
REPONDRE AUX BESOINS
THERMIQUES D'UNE PISCINE
SEMI-OLYMPIQUE***

2.1. Introduction

L'évolution du contexte énergétique, marqué par une forte hausse du prix des énergies fossiles et l'augmentation prévisible du prix de l'électricité, confèrent de plus en plus d'importance aux installations de cogénération en Algérie.

Dans ce chapitre, nous allons évaluer un système de cogénération au gaz naturel pour répondre aux besoins d'une piscine semi-olympique en chaleur et en électricité. Pour ce faire, il est nécessaire de commencer par évaluer ces besoins. Les informations que nous avons pu recueillir lors de nos déplacements à la piscine et de nos contacts avec le personnel exploitant, ne nous permettent malheureusement pas de reconstituer le profil précis de ces besoins. Nous avons pu avoir quelques informations sur les équipements dont dispose la piscine pour faire face à ses besoins énergétiques, mais nous n'avons pas pu obtenir de détails quant à la façon dont ces équipements sont exploités. Quand sont-ils utilisés à pleine charge ? Et pendant combien de temps ? Quel débit d'eau chauffe-t-on et à quelle température doit-on porter ce débit pour le maintien de la température dans le bassin ? ... Nous n'avons trouvé personne pour répondre à ce type de questions, en dépit de l'accueil chaleureux qui nous a été réservé à chaque fois que nous nous sommes rendues sur place en quête d'informations utiles pour notre projet. Nous avons donc opté pour l'analyse des factures de gaz et d'électricité pour évaluer les consommations et donc les besoins de la piscine en énergie électrique et en chaleur. Il va sans dire qu'une telle façon de procéder ne va pas nous permettre d'effectuer un dimensionnement précis du système de cogénération, dans la mesure où la charge maximum de consommation ne peut pas être déduite à partir des factures, alors que cette information est absolument nécessaire pour déterminer la capacité et la puissance exacte des équipements à installer. Nous allons donc nous baser sur les valeurs moyennes des consommations pour dimensionner nos systèmes. En procédant ainsi, nous prenons le risque de sous dimensionner ces systèmes. Cependant, la charge maximum des équipements énergétiques de la piscine se situent forcément avant l'ouverture de l'accès au bassin, pour chauffer la totalité de l'eau contenue dans le bassin à la température adéquate (environ 26°C), nous pourrions toujours s'en sortir avec un système légèrement sous dimensionné en le mettant en marche le temps suffisant avant l'ouverture, puisque la piscine n'est ouverte que 11 heures par jour. Nous allons à présent décrire la piscine.

2.2. Présentation de la piscine

Il s'agit de la piscine semi-olympique de Bab-Ezzouar, Dar-El-Beida, qui se trouve à l'intérieur du parc "TITO".

Son bassin principal, couvert, de dimensions (25 × 21) avec 8 couloirs, contient un volume d'eau en exploitation de 950 m³, elle dispose également d'un bassin tampon de 144 m³ et d'une bache d'eau de 200 m³.

Les chaudières, au gaz naturel, sont au nombre de trois (03), de type à tubes de fumées. Elles produisent de l'eau chaude à une température comprise entre 75°C et 80°C. Leur puissance unitaire peut aller de 232 kW à 525 kW. Deux d'entre elles sont utilisées pour l'eau du bassin et la troisième pour le chauffage et les douches. Elles sont dotées de quatre (04) pompes qui font circuler l'eau chaude sous une pression de 4 bars. C'est la seule information que nous avons pu recueillir sur ces pompes, nous n'avons ni leur puissance ni le débit qu'elles font circuler, ni même si elles fonctionnent toutes les trois en même temps ou bien que l'une d'entre elles reste en réserve. Les filtres à sable sont également dotés de quatre (04) pompes qui forcent l'eau tiède (35°C) à circuler à travers eux pour la purifier. Le débit unitaire nominal de ces pompes est de 60 m³/h et leur puissance nominale de 4 kW.

En dehors des pompes, qui constituent le poste de consommation principal d'énergie électrique au niveau de la piscine, il y a également le système de chauffage et les systèmes de climatisation, les déshumidificateurs, l'éclairage... Sans une information précise sur la façon dont ces différents postes de consommation sont utilisés, information qu'il était impossible d'avoir, étant donné qu'aucun personnel qualifié n'est désigné pour s'occuper de la gestion des plans de charge de ces différents postes, toutes ces données sur les équipements énergétiques ne nous sont pas d'une grande utilité pour déterminer les besoins réels de la piscine en énergie thermique et en énergie électrique. Nous nous sommes donc tournées vers l'analyse des factures de consommation du gaz et de l'électricité pour l'année 2015 (voir tableau 2.1 ci-dessous) afin d'estimer ces besoins.

Tableau 2.1 : Consommations mensuelles de la piscine en électricité et en gaz au cours de l'année 2015

Mois	Consommation Electricité (kWh)	Consommation gaz (Nm³)
Janvier	11783	19260
Février	12130	19409
Mars	11976	28084
Avril	12334	19898
Mai	12076	16956
Juin	12249	11452
Juillet	8353	3466
Août	8735	1135
Septembre	9880	2950
Octobre	10203	6762
Novembre	11273	7513
Décembre	12427	12993
Total	133 419	149 878

✓ **Estimation de la puissance moyenne de consommation d'énergie électrique**

La piscine est fréquentée pleinement (16 nageurs ou nageuses par couloir) avec des équipes qui se succèdent toutes les heures pendant 11 heures chaque jour de la semaine. Elle ferme seulement les mois de juillet et août. En admettant que les installations se mettent en marche une heure avant chaque ouverture pour chauffer l'eau du bassin à la température adéquate, la piscine fonctionnera donc 12 heures par jour pendant dix mois. Nous pourrions donc avoir une estimation de la puissance moyenne de la consommation électrique en divisant la consommation totale par 12 (nombre d'heures de fonctionnement par jour), puis par 30 (nombre de jours par mois), puis finalement par 10 (nombre de mois d'ouverture de la piscine au public dans l'année). Soit donc cette consommation moyenne :

$$\bar{C}_{el} = \frac{133\,419}{12 \cdot 30 \cdot 10} = 37 \text{ kW}_{el}$$

✓ **Estimation des puissances thermiques**

Pour l'estimation des besoins en chaleur, nous avons besoin de connaître le pouvoir calorifique supérieur du gaz naturel. Nous utiliserons une valeur fournie par le service exploitation de la centrale thermique de Ras-Djinet :

$$PCS = 11.06 \text{ kWh}/\text{Sm}^3$$

Cette valeur est exprimée en kWh par m³ standard, c'est-à-dire à 1 atm et 15°C. Nous devons donc la convertir en m³ normal, soit à 1 atm et 0°C. La pression étant la même dans ces deux états, les volumes seront proportionnels aux températures respectives et nous pouvons écrire :

$$PCS = 11.06 \frac{288.15}{273.15} = 11.667 \text{ kWh}/\text{Nm}^3$$

La puissance thermique moyenne annuelle sera donc estimée comme suit :

$$\bar{C}_{tha} = \frac{149\,878 \cdot 11.667}{12 \cdot 30 \cdot 10} = 486 \text{ kW}_{th}$$

En tenant compte d'un rendement de chaudière de 93%, les besoins thermiques moyens nets seront représentés par leur puissance moyenne

$$\bar{C}_{than} = 0.93 \cdot \bar{C}_{thn} = 0.93 \cdot 486 = 452 \text{ kW}_{th}$$

Cependant, le système de cogénération doit être dimensionné non pas sur la base des besoins moyens, mais sur la base de la puissance de consommation maximum. Pour se rapprocher autant que possible de cette puissance maximum, il convient, avec les seules

données dont nous disposons, d'estimer la moyenne mensuelle correspondant au mois le plus chargé.

Un examen du tableau 2.1 ci-dessus nous révèle que la consommation du mois de mars est anormalement élevée ; il a donc dû y avoir des événements exceptionnels au cours de ce mois (par exemple l'organisation de compétitions qui ont nécessité une utilisation de la piscine et au-delà des horaires habituels). En revanche, on observe qu'au cours des mois de janvier, février et avril, la consommation de gaz tourne autour de 20 000 Nm³, ce qui correspond à une puissance de consommation pour le mois dont la charge thermique est la plus élevée de :

$$\bar{C}_{thm} = \frac{20\,000 \cdot 11.667}{12 \cdot 30} = 648 \text{ kW}_{th}$$

En tenant compte comme précédemment d'un rendement de chaudière de 93%, la puissance thermique maximum nette dont doivent être capables les équipements sera :

$$\bar{C}_{thmax} = 0.93 \cdot \bar{C}_{thm} = 0.93 \cdot 648 = 603 \text{ kW}_{th}$$

En effet, étant donné qu'il s'agit là des mois les plus froids de l'année (janvier et février), nous devinons que les équipements thermiques doivent être fortement chargés tous les jours du mois à tous les instants où le bassin est fréquenté. Nous concevons donc qu'il soit légitime de considérer la moyenne mensuelle ci-dessus comme la puissance maximale des équipements thermiques.

Récapitulons :

- ✓ Pour évaluer la consommation moyenne d'énergie thermique, nous utiliserons la valeur de la puissance thermique moyennée sur l'année que nous arrondissons à 450 kW_{th} au lieu de 452 kW_{th} calculée ci-dessus :

$$\bar{C}_{than} = 450 \text{ kW}_{th}$$

- ✓ Pour dimensionner le système de cogénération, nous prendrons la puissance thermique maximum arrondie à 600 kW_{th} au lieu de 603 kW_{th} calculée ci-dessus :

$$\bar{C}_{thmax} = 600 \text{ kW}_{th}$$

- ✓ Quant à la consommation d'énergie électrique, nous nous contenterons de la valeur estimée ci-dessus en l'arrondissant à 40 kW_{el} au lieu de 37 kW_{el}, sachant pertinemment que le dimensionnement du système de cogénération se fera pour couvrir en priorité la totalité de la charge thermique, ce qui conduira à la production d'un excédent d'énergie électrique qu'il faudra vendre au réseau :

$$\bar{C}_{el} = 40 \text{ kW}_{el}$$

2.3. Choix de la technologie appropriée

Dans le cas d'une cogénération au gaz naturel, différentes technologies peuvent être exploitées, telles que : les moteurs à combustion interne, les turbines à gaz et les turbines à vapeur. Le choix de l'installation adéquate est une étape importante, qui précède tout calcul énergétique de cette dernière, ce choix obéit à des critères bien définis.

Parmi les critères pertinents qui cadrent avec notre projet, il y a l'avantage qu'offre le choix d'une technologie mature et éprouvée, disponible commercialement et qui donne de meilleures performances que les autres technologies concurrentes dans le domaine de puissance qui nous intéresse dans ce projet.

Les tableaux 2.2 et 2.3 présentent une comparaison qualitative et quantitative des différentes technologies.

Aucune technologie n'est meilleure que l'autre, en fait, la sélection d'une technologie particulière dépendra de la nature du combustible, des besoins et des puissances à produire, mais aussi de l'impact environnemental qui représente actuellement un critère important qu'il faut prendre en considération dans le lancement de tout projet énergétique.

Les moteurs à combustion interne sont un choix intéressant, mais la turbine à gaz vient entrer en concurrence avec eux dans un domaine de puissance très large. Dans un environnement fréquenté régulièrement, comme le cas qui nous concerne présentement, la turbine à gaz est préférable aux moteurs à combustion interne, car elle produit des niveaux sonores beaucoup plus bas et sa combustion, mieux contrôlable dans une chambre de combustion où les flux sont continus, génère moins de polluants atmosphériques que celle qui a lieu dans les cylindres d'un moteur à combustion interne très rapidement et à très haute température, favorisant les dissociations et les réactions chimiques inachevées produisant toutes sortes de polluants et d'imbrûlés.

Tableau 2.2: Comparaison qualitative des principales technologies de cogénération (18)

Technologie	Avantages	Inconvénients
Turbine à gaz	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Fiabilité élevée ✗ Faibles émissions ✗ Chaleur disponible de haute qualité ✗ Refroidissement non nécessaire 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Nécessite un gaz à haute pression ou un compresseur de gaz en interne ✗ Rendement médiocre à faible charge partielle ✗ Chute du rendement lorsque la température du procédé augmente
Moteur à combustion interne	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Rendement énergétique élevé avec flexibilité opérationnelle à charge partielle. ✗ Démarrage rapide. ✗ Coût d'investissement relativement bas. ✗ Peut être totalement révisé sur place avec des opérateurs ordinaires. ✗ Fonctionne au gaz à basse pression. 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Coûts d'entretien élevés. ✗ Restreint aux applications de cogénération de températures relativement basses. ✗ Émissions dans l'atmosphère relativement élevées. ✗ Doit être refroidi même si la chaleur récupérée n'est pas utilisée. ✗ Niveaux élevés de bruit à basse fréquence.
Turbine à vapeur	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Rendement global élevé. ✗ Tout type de combustible peut être utilisé. ✗ Capacité à satisfaire les besoins en chaleur de divers procédés à la fois. ✗ Longue durée de vie et fiabilité élevée. ✗ Le rapport électricité /chaleur peut varier. 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Démarrage lent. ✗ Faible rapport électricité/ chaleur.

Par rapport à la turbine à vapeur, la turbine à gaz a l'avantage de pouvoir démarrer très rapidement : de 5 à 10 minutes, alors que la turbine à vapeur est caractérisée par un démarrage lent qui peut durer jusqu'à une journée dans le cas des grandes centrales thermiques. Par ailleurs, dans le domaine des faibles puissances, la turbine à vapeur a un faible rendement.

Tableau 2.3: Comparaison quantitative des principales technologies de cogénération (18)

	Turbine à gaz	Moteur à combustion interne	Turbine à vapeur
Rendement électrique	22 – 36%	22 – 40%	15 – 38%
Rendement de cogénération	75 – 85%	70 – 80%	80%
Puissance (MWe)	0,5 - 250	0,01 - 5	0,5 - 250
Rapport (puissance/chaueur)	0,5 - 2	0,5 - 1	0,1 – 0,3
Coûts d'installation de la CHP (\$/kWe)	970 – 1 300	1 100 – 2 200	430 – 1100
Coûts d'exploitation et d'entretien (\$/kWhe)	0,004 – 0,011	0,009 – 0,022	< 0,005
Durée de démarrage	10 min – 1 h	10 sec	1 h – 1jour
Nombre d'heures avant révisions générales	25 000 – 50000	25 000 – 50 000	> 50 000
Combustibles	Gaz naturel, biogaz, propane, pétrole	Gaz naturel, biogaz, propane, gaz d'enfouissement	Tous
Bruit	Modéré	Élevé	Élevé
Densité de puissance (kW/m²)	20 - 500	35 - 50	> 100

Les turbines à gaz nécessitent cependant un combustible propre, ce qui n'est pas un obstacle puisqu'il s'agit dans le cas présent du gaz naturel. Elles ont généralement des rendements électriques plus faibles que ceux des moteurs à combustion interne, mais sont plus petites et nécessitent moins d'entretien. Le rendement de cogénération des turbines à gaz peut atteindre jusqu'à 85%.

Dans la plupart des cas, un rapport électricité/chaueur très élevé indique un potentiel limité d'application de la cogénération (même si certaines solutions de compromis restent possibles). Un rapport électricité/chaueur élevé indique la convenance à un système ayant un rendement thermique relativement faible ou une application qui permet l'exportation de l'électricité générée sur le site. Un faible rapport électricité/chaueur indique la convenance à un système ayant un rendement thermique plus élevé.

Tous ces arguments nous conduisent à opter logiquement pour un système de cogénération utilisant la turbine à gaz. Nous allons maintenant faire les calculs nécessaires pour une comparaison d'un système de production séparée de l'électricité et de la chaueur pour répondre aux besoins de la piscine, comme cela se fait actuellement, avec un système de cogénération de ces besoins à l'aide d'une turbine à gaz.

2.4. Calcul du rendement moyen des centrales électriques

Les secteurs du gaz et de l'électricité sont parmi les secteurs les plus actifs en Algérie. Cependant la production de l'électricité se fait dans la plupart des cas, à partir du gaz naturel, et avec des technologies qui sont des turbine à gaz et des turbines à vapeur, tantôt dans des centrales séparées (Turbines à gaz au Hamma et turbines à vapeur à Ras-Djinet) tantôt dans des centrales combinées (Hadjeret Enouss). Afin d'évaluer le rendement moyen de la production d'énergie électrique à l'échelle du pays, il faut connaître la part de chaque type de centrale dans le parc de production d'électricité en Algérie.

Vers la fin de l'année 2013, la puissance installée du parc de production a atteint 15.1GW dont les centrales à turbines à gaz produisent 51%, les centrales à cycles combinées 29% et les centrales à turbines à vapeur 16%. Les 4% restant sont partagés, comme le montre la figure II.1 ci-dessous, entre les groupes diesel, les centrales hydroélectriques et les centrales hybrides (19)

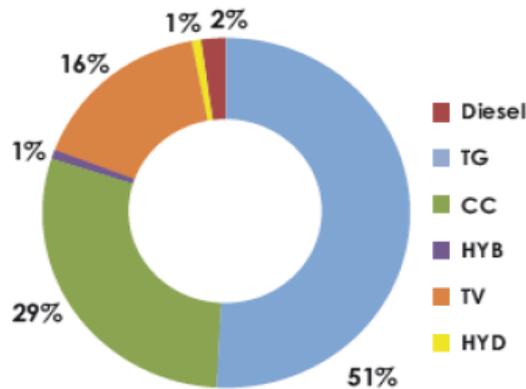


Figure II.1 : La puissance installée par filière (19)

Le rendement moyen qui sera utilisé dans nos calculs, sera un rendement pondéré, en tenant compte des différentes technologies

$$\eta_m = \frac{W_{TG}}{W_{tot}} \eta_{TG} + \frac{W_{CC}}{W_{tot}} \eta_{CC} + \frac{W_{TAV}}{W_{tot}} \eta_{TV} \quad (2.1)$$

Avec :

$W_{TG}, W_{TAV}, W_{CC}, W_{tot}$: Puissance installée des différents types de centrales (TG, TV, CC et Totale respectivement)

$\eta_{TG}, \eta_{CC}, \eta_{TV}$: Rendements des différentes centrales.

Dans ce calcul, nous négligeons les 4% des autres moyens de production.

Pour une puissance installée de 15.1GW, la part de chaque type de centrale dans le parc de production et son rendement sont présentés dans le tableau 2.3 ci-dessous.

Tableau 2.3: la contribution des différentes technologies dans la production d'électricité en Algérie

Technologie	Contribution %	Puissance W (GW)	Rendement η (%)
Turbine à gaz	51	7.7	30
Turbine à vapeur	16	2.4	36
Cycle combiné	29	4.4	56

Nous pouvons à présent calculer le rendement moyen pondéré, en remarquant que la puissance totale qui doit être utilisée dans ce calcul vaut seulement 96% de la puissance totale effective :

$$\eta_m = \frac{7.7 \cdot 30 + 2.4 \cdot 36 + 4.4 \cdot 56}{0.96 \cdot 15.1} = 38.9\%$$

2.5. Le transport et la distribution de l'électricité

Actuellement, tous les établissements et les différents usagers : entreprises, collectivités locales, locaux tertiaires, habitations, produisent leur chaleur avec des chaudières à combustible fossile, et achètent leur électricité du réseau, le transport et la distribution de l'électricité s'effectue grâce à un réseau de câbles conducteurs depuis les centrales de production jusqu'au consommateur final.

Dans le réseau dit «maillé», un même poste de consommation est alimenté par plusieurs voies différentes. Les différents moyens de production peuvent donc l'atteindre. Les moyens de production branchés sur le réseau doivent quant à eux tourner à la même vitesse, en synchronisme. On dit qu'un tel réseau est interconnecté. Comme les pertes de transmission sont proportionnelles au carré du courant qui parcourt les câbles, le transport sur de longues distances des puissances élevées produites aux bornes des sites de centrales s'effectue sous des tensions très élevées (400 000 volts) de façon à minimiser le courant qui traverse les câbles et donc les pertes électriques.

La pénétration dans les concentrations urbaines où l'éclatement en réseaux locaux s'effectue en général à des tensions plus faibles, 200 000 volts ou 90 000 volts, grâce à des postes de transformation de tension (ou « transformateurs»). A partir de là, d'autres postes électriques ramènent la tension à une valeur de 20 000 volts. Enfin, au plus près des consommateurs (quelques centaines de mètres) la tension est abaissée à 220-380 volts (20). Le tableau 2.4 ci-après rassemble, les différents pourcentages de pertes sur l'ensemble des réseaux électriques d'un certain nombre de pays en Europe. Ces derniers varient de 2,5 à plus de 10 % selon l'extension géographique des réseaux et les technologies mises en œuvre.

Les différentes technologies de transport ainsi que la maintenance des réseaux de câbles en Algérie n'ont pas atteint la maturité qui permet d'éviter les pertes excessives sur le réseau. On peut donc émettre l'hypothèse que le réseau en Algérie est plutôt à rapprocher de celui de l'Espagne. Nous admettons donc que les pertes sur le réseau électrique national sont de l'ordre de 10%.

Tableau 2.4 : Pertes de transport et distribution d'électricité de quelques pays européens (20)

Pays	Pertes %
Allemagne	4.4
Espagne	9.5
France	5.2
Italie	6
Royaume Uni	8.9
Pologne	8.8
UE-15	5.9
UE-27	6.1

2.6. Calcul de la quantité de gaz économisée par l'utilisation d'un cogénérateur

Pour couvrir les besoins en chaleur de la piscine, nous utilisons des chaudières à tubes de fumées qui marchent au gaz naturel, quant à l'électricité, elle est achetée au réseau. Pourtant, il sera plus avantageux de couvrir ces besoins par la construction d'une unité de cogénération au niveau de l'établissement.

Dans le cadre de cette étude nous allons considérer :

- ✓ Une unité de cogénération utilisant une turbine à gaz avec un rendement thermique de 55% et un rendement électrique de 30%

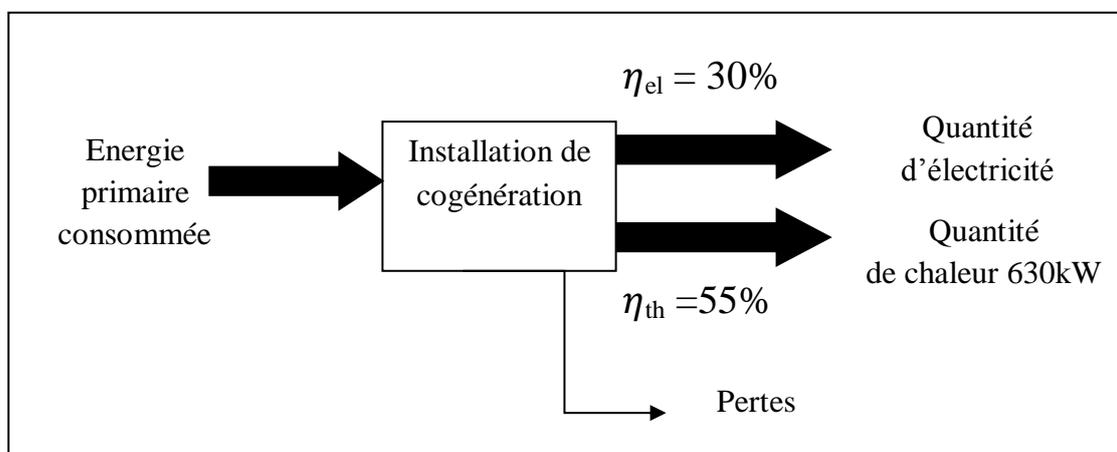


Figure 2.2 : Schéma explicatif de l'unité de cogénération

- ✓ La production de la chaleur seule se fait avec des chaudières ayant un rendement de 93% ;
- ✓ Pour la génération d'électricité séparée, prendrons en compte, toutes les centrales existantes, et utiliserons un rendement pondéré, nous tiendrons également compte des pertes dans le réseau.

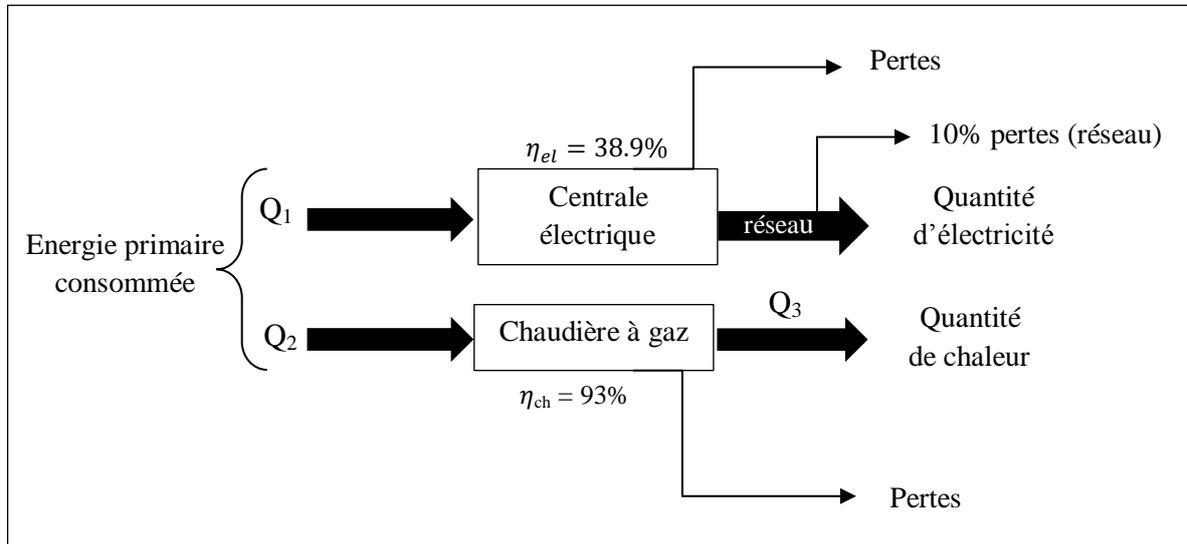


Figure 2.3 : Schéma explicatif de la génération séparée

2.6.1. Données et Calculs pour la cogénération

Les données concernant les quantités de chaleur et d'électricité à produire sont imposées par le taux de consommation de la chaleur pour le chauffage de l'eau sanitaire et l'eau de la piscine, et aussi par les caractéristiques du cogénérateur utilisé:

Tableau 2.5 : Caractéristiques de la turbine à gaz et quantité de chaleur à produire

Quantité de chaleur à produire	Rendement électrique	Rendement thermique	Pertes
$\bar{C}_{than} = 450 \text{ kW}_{th}$	30%	55%	15%

Connaissant la quantité de chaleur correspondant à nos besoins, ainsi que les rendements thermique et électrique de notre cogénérateur à turbine à gaz (voir tableau 2.5), on peut calculer :

- ✓ L'énergie primaire (exprimée en kW_{th} nécessaire pour produire la puissance moyenne annuelle de consommation de la chaleur :

$$\dot{Q}_{thc} = \frac{\bar{C}_{than}}{\eta_{th}} \quad (2.2)$$

$$\dot{Q}_{thc} = \frac{450}{0.55} = 818.2 \text{ kW}_{th}$$

Le débit de gaz naturel correspondant s'obtient en divisant cette quantité par le PCS, soit :

$$\dot{V}_{Nc} = \frac{\dot{Q}_{thc}}{PCS} \quad (2.3)$$
$$\dot{V}_{Nc} = \frac{818.2}{11.667} = 70.13 \text{ Nm}^3/h$$

✓ **La puissance électrique produite en parallèle**

La cogénération permet la production simultanée d'électricité et de chaleur, parfois il s'agit de produire l'électricité et obtenir l'énergie thermique comme produit secondaire, or dans notre cas, nous visons à produire une quantité bien définie de chaleur, et donc l'électricité est le produit secondaire. Pour notre cas d'étude, une puissance électrique de 40 kW suffit pour rendre autonome l'établissement. La puissance électrique dont est capable notre système de cogénération et qui accompagne la production exacte des besoins en chaleur calculés ci-dessus est :

$$\dot{W}_{elm} = \eta_{el} \cdot \dot{Q}_{thc} \quad (2.4)$$
$$\dot{W}_{elm} = 0.3 \cdot 818.2 = 245.5 \text{ kW}_e$$

✓ **La perte d'énergie qui accompagne le procédé sera**

$$\dot{Q}_{pc} = 0.15 \cdot \dot{Q}_{thc} \quad (2.5)$$
$$\dot{Q}_{pc} = 0.15 \cdot 818.2 = 122.7 \text{ kW}$$

2.6.2. Données et Calculs pour la génération séparée

Commençons par la production de la chaleur à l'aide des chaudières, l'énergie primaire nécessaire pour satisfaire la charge thermique annuelle de 450 kW_{th} avec les chaudières qui ont un rendement de 93% est :

$$\dot{Q}_{ths} = \frac{\bar{c}_{than}}{\eta_{ch}} \quad (2.6)$$
$$\dot{Q}_{ths} = \frac{450}{0.93} = 484 \text{ kW}_{th}$$

Le débit de combustible nécessaire pour satisfaire ces seuls besoins en chaleur sera donc :

$$\dot{V}_{Nch} = \frac{\dot{Q}_{thsch}}{PCS} \quad (2.7)$$
$$\dot{V}_{Nch} = \frac{484}{11.667} = 41.485 \text{ Nm}^3/h$$

Afin de mettre en évidence l'intérêt de la cogénération au gaz naturel, nous allons considérer pour le cas de la production d'électricité, la même puissance que celle produite par la cogénération. Soit donc 245.5 kW_{el}, en tenant compte des 10% de perte par réseau, il faudra pour faire parvenir cette puissance jusqu'à la piscine, une puissance sortie centrale de :

$$\dot{W}_{ss} = \frac{245.2}{0.9} = 272.4 \text{ kW}_e$$

Pour produire cette puissance au niveau de la centrale, il faudra une énergie primaire de :

$$\dot{Q}_{thse} = \frac{\dot{W}_{ss}}{\eta_m} \quad (2.8)$$

$$\dot{Q}_{thse} = \frac{272.4}{0.389} = 700.4 \text{ kW}_{th}$$

Ce qui correspond à une consommation de combustible :

$$\dot{V}_{Ne} = \frac{\dot{Q}_{the}}{PCS} \quad (2.9)$$

$$\dot{V}_{Ne} = \frac{700.4}{11.667} = 60.03 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

Au total donc, la production séparée nécessiterait pour couvrir les mêmes quantités de chaleur et d'électricité que le système de cogénération avec la turbine à gaz, un débit de gaz naturel de (41.485 + 60.03 = 101.52 Nm³/h) contre seulement 70.13 Nm³/h pour le système de cogénération.

2.7. Récapitulation des résultats, analyse et interprétation

Les résultats essentiels des calculs du présent chapitre sont rassemblés dans le tableau 2.7 ci-après.

Tableau 2.6 : Récapitulation des résultats

	Cogénération	Génération Séparée	
Rendement thermique (%)	55	93	
Rendement électrique (%)	30	Réseau $\eta_r = 90$	Centrale $\eta_m = 38.9$
Quantité de chaleur produite (kW)	450	450	
Quantité d'électricité produite (kW)	245.5	245.5	
Energie primaire devant être apportée par le combustible (kW)	\dot{Q}_{thc} 818.2	Chaudière \dot{Q}_{ths} 484	Centrale \dot{Q}_{thse} 700.4
Energie primaire totale nécessaire (kW)	818.2	1184.4	
Quantité de gaz naturel nécessaire (Nm ³ /h)	\dot{V}_{Nc} 70.13	\dot{V}_{Nch} 41.485	\dot{V}_{Ne} 60.03
		101.52	
Energie perdue (kW)	\dot{Q}_{pc} 122.7	34	454.9
		488.9	

Les résultats de ce tableau sont ensuite exploités pour tracer les diagrammes de Sankay de la cogénération et de la génération séparée (voir figure 2.4 ci-dessous). Les diagrammes de Sankay présentent les bilans d'énergie des deux systèmes de production à comparer.

En examinant attentivement les résultats des calculs, nous pouvons relever notamment que pour produire les mêmes quantités d'électricité et de chaleur, La quantité d'énergie consommée par le système de production séparée (1184. kW) est plus grande que celle consommée par le système de cogénération (818.2 kW) de 366.2 kW, ce qui représente en termes de consommation de gaz naturel un débit de 31.4 Nm³/h. Cette valeur rapportée à la valeur de 101.52 Nm³/h qui représente la consommation de gaz du système de production séparée, signifie que le système de cogénération permet une réduction de 31% sur la consommation de gaz. Cette réduction, en plus de représenter un intérêt économique très intéressant, sachant que le coût du gaz représente près de la moitié du coût global d'un système énergétique, elle signifie également que les ressources de gaz seront utilisées de façon plus rationnelle et que la cogénération permet de prolonger leur durée. Sans oublier que cette économie de combustible se traduit également par une réduction équivalente des pertes, et donc des émissions, ce qui, en contribuant à la protection de l'environnement, nous offre une autre source de gain, telle que l'obtention des certificats verts.

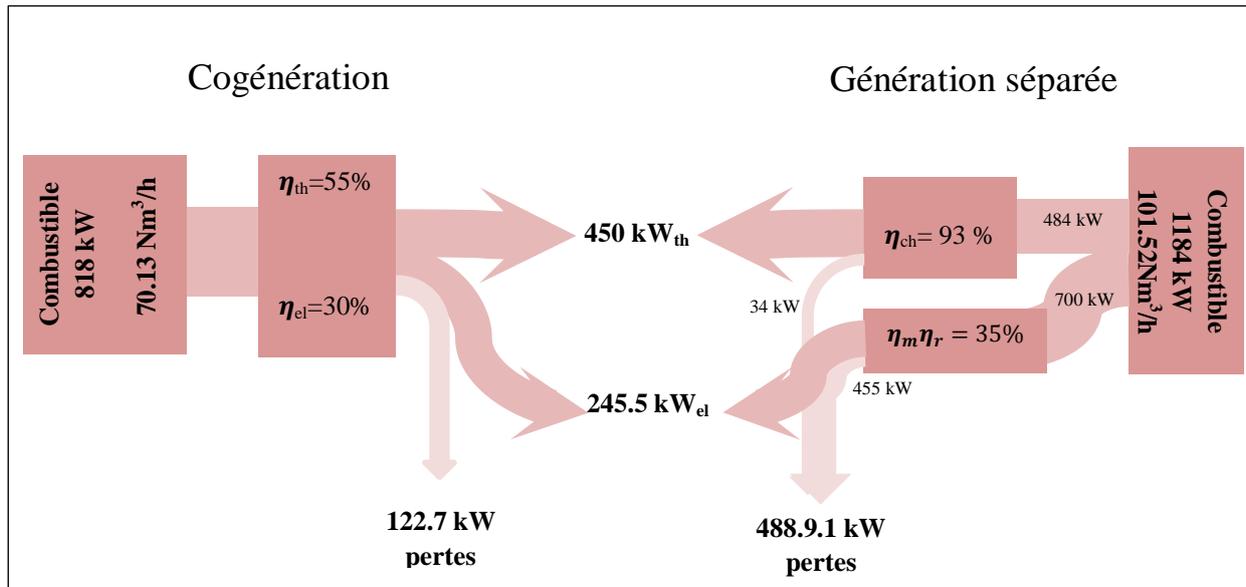


Figure 2.4 : Diagrammes de Sankay du système de génération séparée et du système de cogénération

Un autre aspect significatif de la cogénération réside dans le fait qu'en décentralisant la production d'énergie électrique, elle élimine les pertes supplémentaires liées au transport de cette dernière, qui représentent dans notre cas 27.2 kW_e, soit 70 kW_{th} ou encore 6 Nm³/h de gaz naturel. Il faut cependant remarquer que ces pertes de transport sont largement compensées dans le cas de l'électricité produite avec des centrales à cycle combiné, dont le rendement est autour de 56%, bien au-dessus de celui des systèmes de la mini et de la micro cogénération. Pour quantifier l'impact de la cogénération sur l'environnement, on peut estimer la quantité de CO₂ évitée grâce à elle.

2.7.1. Calcul de la quantité de CO₂ évitée

Les émissions polluantes, dont le CO₂, sont généralement directement proportionnelles à la consommation d'énergie. Une économie de combustible est déjà significative, cette économie conduit directement à une réduction des émissions de CO₂ comparé à la production séparée vu que moins de gaz est brûlé.

L'économie de CO₂ dépend de l'efficacité énergétique de la cogénération mais également du combustible utilisé. En effet, pour 1 kWh d'énergie, une quantité différente de CO₂ sera produite si du gaz naturel ou du mazout est brûlé.

Le tableau 2.8 reprend la production de dioxyde de carbone par MWh généré pour différents combustibles en considérant des systèmes de cogénérations équivalents.

Tableau 2.7: Production de CO₂ par différents combustibles (22)

Combustible	Biodiesel	Biogaz	Bois	Gaz	Huile	Mazout	Propane
Kg CO₂/MWh	80	20	30	251	65	306	251

Il est admis que 1 MWh de gaz naturel émet 251 kg de CO₂ lors de sa combustion

Le gain en CO₂ dans le cas présent sera donc :

$$\dot{m}_{CO_2} = (366.2 \text{ kW})(0.251 \text{ kg/kWh}) = 91.9162 \text{ kg/h}$$

Cette valeur serait plus parlante, quand elle est rapportée à une année, elle vaut alors :

$$\dot{m}_{CO_2} = \left(91.9162 \frac{\text{kg}}{\text{h}}\right) \left(12 \frac{\text{h}}{\text{j}}\right) \left(30 \frac{\text{j}}{\text{mois}}\right) \left(10 \frac{\text{mois}}{\text{an}}\right) = 331 \text{ t/an}$$

L'économie relative du CO₂ exprimée par rapport à l'émission totale de CO₂ est donnée exactement par le même pourcentage de 31% de gaz naturel économisé grâce à la cogénération. Avec le CO₂, il y a bien entendu tous les autres polluants qui seront réduits dans les mêmes proportions.

2.8. Conclusion

A partir des résultats obtenus, nous pouvons dire que la cogénération apporte beaucoup d'intérêt pour les différents établissements, non seulement elle conduit à une autonomie concernant l'énergie électrique, et les établissements en question, seront des fournisseurs d'énergie électrique qu'ils n'utilisent pas.

Loin des coûts et du gain financier, la cogénération peut être le meilleur moyen de production d'énergie, grâce aux économies qu'elle nous permet, par rapport aux énergies primaires, ce qui réduit de façon considérable les émissions du CO₂.

Donc la cogénération peut être considérée dans l'état actuel des choses comme un remède de choix pour nos soucis liés à la production et à la consommation d'énergie, grâce au double intérêt qu'elle suscite sur les plans économique et environnemental.

CHAPITRE 3 :

***ETUDE DE LA POSSIBILITE DE
REEMPLACER LE COGENERATEUR
AU GAZ NATUREL PAR UN
SYSTEME ALIMENTE A LA
BIOMASSE***

3.1. Introduction

Les systèmes de micro-cogénération ont été conçus dans le but d'économiser l'énergie et réduire les GES. Dans la plupart des cas, ces systèmes sont destinés pour un usage domestique ou dans des établissements comme les écoles, les hôpitaux, les hôtels, les complexes sportifs, etc...

En Algérie, qui est un pays exportateur de gaz naturel, c'est le gaz qui conviendrait sans aucun doute pour alimenter cette micro cogénération. Elle est disponible à un prix dérisoire pour le consommateur, même si le coût des infrastructures nécessaires pour le produire, le traiter puis le distribuer n'est pas donné.

Cependant, il est vital aujourd'hui pour réussir notre inévitable transition énergétique, de réaliser autant que faire se peut des économies sur notre consommation de gaz naturel. Nous avons vu dans le chapitre précédent que le recours à la cogénération est en soi un moyen qui permet d'économiser plus de 30 % sur la consommation de gaz naturel d'un système de production qui viserait à satisfaire les besoins en chaleur et en électricité d'un procédé. Dans le présent chapitre, nous allons analyser un système de cogénération dont l'ambition serait de remplacer carrément le gaz naturel par un combustible alternatif, dans ce cas le bois combustible. En plus du fait que, là où elle est possible, cette solution remplacerait entièrement le gaz naturel, elle est considérée par les spécialistes comme étant presque carboneutre, c'est-à-dire qu'en prenant certaines précautions (faire en sorte que les rythmes de consommation du bois soient les mêmes que ceux de la croissance de la masse végétale concernée, son utilisation près des exploitations forestières pour éviter la nécessité de consommer de l'énergie fossile dans son transport et son conditionnement minimum pour minimiser l'énergie nécessaire pour cette opération, à moins qu'il soit fait appel au bois lui-même en tant que source d'énergie pour ces activités...), le bilan carbone de la combustion de la biomasse sera neutre : les quantités de CO₂ libérées dans l'atmosphère lors de la combustion seront entièrement réabsorbées par la masse verte lors de sa croissance.

Il est vrai qu'en Algérie, la biomasse en tant que combustible ne semble pas présenter un potentiel comparable à la ressource solaire par exemple, mais il n'est pas sûr que ce potentiel soit moins intéressant que celui de l'éolien. Et pourtant nous nous intéressons beaucoup plus à ce dernier qu'à la biomasse. La biomasse en tant que ressource ne pourrait peut-être pas être envisageable à l'échelle de l'ensemble du territoire, mais il est indéniable qu'elle pourrait jouer un rôle de premier ordre à l'échelle régionale, là où la couverture forestière est importante.

3.2. Combustible biomasse en micro-cogénération

Les combustibles issus de la biomasse solide envisageables dans les systèmes de micro-cogénération peuvent se présenter sous forme de bûches, de plaquettes, de granulés (pellets), de sciure ou de poudre, qui proviennent de bois d'essences diverses ou de plantes herbacées (paille, foin) (23; 24).

La combustion de biomasse solide est réalisée en plusieurs étapes : chauffage, séchage, pyrolyse, gazéification, combustion (23; 25). Elle induit l'émission de dioxyde de carbone et de polluants, principalement des particules fines (particules de suie, cendres volantes), du monoxyde de carbone, des hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) et des oxydes d'azote (23; 24; 26), les oxydes de soufre émis restant négligeables (24).

Les quantités de polluants émis varient notamment en fonction de la composition de la biomasse employée. Par exemple, les émissions d'oxydes d'azote sont plus élevées avec des pellets de foin qu'avec des pellets de bois (24). La combustion de biomasse solide, notamment dans des chaudières, est étudiée dans la littérature par des modèles ou par expérimentation. Différentes approches sont adoptées : modélisation de la combustion d'un point de vue thermique (températures, transferts thermiques), mécanique des fluides (écoulements, vitesses locales) ou chimique (réactions chimiques, produits de combustion, polluants) (27; 28; 29; 30); études expérimentales de chaudières, incluant les performances (rendement thermique, rendement de combustion), la répartition des températures dans la chaudière, la mesure des produits de combustion et des polluants émis, avec des combustibles biomasse de divers formats et essences (24; 31; 32).

3.3. Choix de la turbine à cycle de Rankine organique (ORC)

Il existe deux systèmes principaux permettant la conversion d'énergie thermique en énergie mécanique utilisés dans les systèmes de cogénération : les turbines et les machines volumétriques. Différents cogénérateurs adaptés aux échelles de puissance de la micro-cogénération sont présentés dans le Tableau.3.1 ci-dessous.

Le choix de la technologie à utiliser dépend de la source d'énergie primaire employée et des plages de performances souhaitées : puissance installée, rendement électrique (ratio entre énergie électrique produite et énergie primaire consommée).

L'utilisation de la biomasse nous permet de réduire le nombre de possibilités vis-à-vis du choix de la technologie. Le fait que la combustion de la biomasse produit des particules qui nuiraient à la bonne tenue des organes moteurs si ces particules venaient à entrer en contact avec eux, nous conduit à choisir préférentiellement un système à combustion externe, ce qui exclut l'utilisation des moteurs à combustion interne.

Dans le cas des systèmes de micro-cogénération à combustion de biomasse solide, les cogénérateurs adaptés les générateurs thermoélectriques, les turbines à Cycle de Rankine Organique (ORC) et les moteurs à air chaud de type Stirling et Ericsson. (36)

Les générateurs thermoélectriques également un rendement électrique faible, de 4 à 9% (35), et sont encore à un niveau de développement peu avancé.

A très faibles puissances (< 35 kW), les moteurs à air chaud de type Stirling et Ericsson présentent de bonnes performances, même en opérant à charge partielle. (34)

Etude de la possibilité de remplacer le cogénérateur au gaz naturel par un système alimenté à la biomasse

La turbine à cycle de Rankine organique est le système de cogénération qui représente la meilleure solution pour notre application. C'est un moteur à combustion externe qui convient pour le domaine des puissances qui va jusqu'à 2.5 MW (dans le domaine de la petite cogénération) et présente un rapport chaleur/puissance électrique parmi les plus élevés, elle a un rendement de cogénération des plus élevés également, avec un rendement électrique inférieur à 20%.

Tableau 3.1 : Comparaison des cogénérateurs adaptés à la micro-cogénération (41)

Cogénérateurs	Sources d'énergie primaire adaptées	Puissance installée	Combustion	Rendement électrique	Rendement global
Moteur à combustion interne (MCI)	Combustibles gazeux et liquides	3 kW _{el} à 10 MW _{el}	Interne	25 à 45%	65 à 92%
Turbine à Cycle de Rankine Organique	Tout type de combustibles, solaire, géothermie	4 kW _{el} à 3 MW _{el}	Externe	10 à 20%	> 70%
Micro-turbine à gaz	Combustibles gazeux et liquides	15 kW _{el} à 300 kW _{el}	Interne	15 à 30%	65 à 90%
Moteur Stirling	Tout type de combustibles, solaire, géothermie	3 kW _{el} à 1,5 MW _{el}	externe	10 à 33%	65 à 95%
Moteur Ericsson	Tout type de combustibles, solaire, géothermie	1 à 35 kW _{el}	interne ou externe	9 à 52%*	donnée non disponible
Pile à combustible	Hydrogène, hydrocarbures	1 à 7 kW _{el}		30 à 40%	70 à 90%
Générateur thermo-électrique	Tout type de combustibles, solaire, géothermie	2 kW _{el}		4 à 9%	74 à 90%

✓ **Le choix d'ORC pour la combustion de la biomasse**

Le cycle ORC présente un grand intérêt dans le domaine de la production d'énergie par combustion de la biomasse.

En 2008, 97 établissements utilisant les systèmes ORC à l'aide d'une chaudière à biomasse comme source de chaleur, ont été recensés. Cela représente 47% de l'utilisation mondiale du système ORC en termes de quantité, mais seulement 5,8% du marché en termes de puissance. La capacité totale installée de ces sites n'est en effet que de 88 MWe. Cependant, avec l'intérêt croissant que suscite cette technologie, on est arrivé au cours de ces dernières années à plus de 140 installations de puissance moyenne (0,2-2 MWe). (38). Sur certaines de ces installations, on utilise même la chaleur résiduelle de la condensation du fluide organique, ce qui permet d'améliorer de façon substantielle le rendement global de la cogénération pour lui faire atteindre des valeurs proche de 90%. La chaleur produite est destinée à des fins résidentielles telles le chauffage et l'eau chaude sanitaire; ainsi que pour le séchage et /ou le refroidissement dans les processus industriels.

L'handicap des cycles à vapeur d'eau classiques dans ce type d'applications, est dû à l'impossibilité d'obtention des pressions et températures relativement élevées requises pour avoir des performances satisfaisantes avec cette technologie. Ce qui augmente les coûts d'entretien et du personnel. Pour être justifiées sur le plan économique, ces installations ont besoin d'être conçues pour des puissances de plus de 5 MWe, bien au-delà du domaine de la micro cogénération, juste à la limite supérieure de celui de la mini cogénération.

La technologie ORC se trouve actuellement à un stade de recherche et développement bien plus avancé que les moteurs Stirling et Ericsson, qui sont ses concurrents les plus sérieux dans le domaine de la micro et surtout celui de la mini cogénération en association avec une chaudière à biomasse. Ces considérations affectent de façon considérable les coûts de ces technologies et favorisent le système ORC qui est donc actuellement moins onéreux. Cette technologie présente également de faibles coûts d'entretien et du personnel. (39)

Nous pouvons citer aussi d'autres avantages tels que : l'absence de haute pression, fonctionnement continu et automatique, l'élimination des problèmes de corrosion en éliminant l'utilisation de l'eau, un démarrage facile du processus, la fiabilité et le rendement élevé même à charge partielle. L'ORC présente un avantage important, celui de l'utilisation d'un fluide organique au lieu de la vapeur d'eau, ce qui protège le matériel des phénomènes d'érosion (40). Tous ces avantages relèguent le rendement électrique relativement bas de ces systèmes à un niveau secondaire.

3.4. La sélection du fluide de travail : (42) (43) (44)

Bien qu'il existe de nombreux choix disponibles pour le fluide de travail, il y a aussi beaucoup de contraintes qui jouent un rôle dans sa sélection. Ces contraintes relèvent aussi bien des propriétés thermodynamiques du fluide, que de la sécurité et de l'impact sur l'environnement.

Etude de la possibilité de remplacer le cogénérateur au gaz naturel par un système alimenté à la biomasse

Entre autres, il y a la température de condensation normale du fluide qui constitue un premier critère. Cette température doit être suffisamment élevée pour nous permettre de récupérer la chaleur latente de condensation du fluide organique pour le procédé, mais pas trop élevée, sinon le rendement électrique va chuter ou bien on sera dans l'obligation de réaliser la condensation à une température plus basse qui nécessiterait la réalisation du vide et son maintien dans le circuit du fluide organique au niveau du condenseur, avec les risques d'explosion dû à la pénétration d'air dans le circuit.

D'autres caractéristiques sont souhaitées telles que: un poids moléculaire et une pression critique élevés, ce qui réduit la taille de la turbine et permet de réaliser avec la détente un travail spécifique plus grand malgré des chutes de températures disponibles modeste.

Les alcanes, les aromatiques et les siloxanes linéaires sont les fluides les plus utilisés dans un cycle de Rankine organique à haute température. Le tableau 3.2 ci-dessous en donne les caractéristiques les plus pertinentes.

Le choix de ces fluides s'appuie sur la satisfaction de certains critères, tels que la température critique du fluide et la température d'auto-inflammation qui doivent être supérieures à 150 °C (pour que le cycle puisse être classé dans la catégorie des hautes températures) et 250°C respectivement.

Tableau 3.2: Propriétés de quelques fluides utilisés comme fluide de travail dans un cycle ORC (43)

	Substance	T_c (K)	T_{AI} (K)	P_c (MPa)
Alcanes	n-Butane	425.2	638.15	3.922
	n-Pentane	469.65	533.15	3.370
	Cyclopentane	507	634.15	4.790
Aromates	Toluène	591.80	753.15	4.109
	Ethylbenzene	617.20	705.15	3.609
	Buthylbenzene	660.05	685.15	2.887
	m-Xylène	617.05	800.15	3.541
	o-Xylène	630.33	736.15	3.732
	p-Xylène	616.23	801.15	3.511
Siloxanes linéaires	MM	518.70	613.15	1.925
	MDM	564.13	623.15	1.415
	MD2M	599.40	Non disponible	1.190
	MD3M	629.00	703.15	0.945

Etude de la possibilité de remplacer le cogénérateur au gaz naturel par un système alimenté à la biomasse

En fait, les installations ORC existantes, à haute température, utilisent principalement des siloxanes, quelques-unes utilisent également le toluène. Dans notre situation, nous considérons des fluides de travail pouvant s'accommoder de températures maximales entre 250°C et 320°C réalisables avec une chaudière à bois à laquelle on associe une boucle intermédiaire à circulation d'huile thermique utilisée comme fluide caloporteur qui transmet la chaleur des fumées au fluide organique du cycle ORC.

Pour des valeurs de $T_{max} > 250$ °C, le n-pentane sera éliminé en raison de sa faible température d'auto-inflammation qui est trop proche de la température maximale. Le cyclopentane, les siloxanes et les aromatiques ont des températures critique et d'auto-inflammation assez élevées, ils satisfont donc les deux conditions sur ces températures.

Le cyclopentane et le siloxane MM ont approximativement la même température critique, et le toluène est l'arôme de plus faible température critique. Nous retenons ces fluides dont les caractéristiques sont les plus adaptées à notre application, les autres convenant pour des niveaux de température plus élevés. Pour les trois substances retenues, nous allons analyser d'autres propriétés, telles que la chaleur spécifique et la pression de vapeur à $T/T_c = 0.7$, correspondant dans le cas de ces fluides à une température de sortie de turbine d'environ 80°C pour le cyclopentane, 90°C pour le siloxane MM et 140°C pour le toluène (voir tableau 3.3). Ces températures sont une indication des conditions de sortie de turbine et du potentiel de cogénération dont le fluide dispose à la sortie de la turbine.

Tableau 3.3 : la capacité thermique et la pression de vapeur de quelques fluides (43)

	cyclopentane	toluène	MM
Chaleur spécifique C_p^0 (J.mol ⁻¹ .K ⁻¹)	102	144	264
Pression de vapeur ϕ (MPa)	0.289	0.221	0.074

Ces différences ont une influence significative sur le comportement des fluides de travail. Tout d'abord, comme cela est représenté sur la figure 3.1 ci-dessous, le diagramme T-S du cyclopentane est le moins asymétrique, tandis que celui du siloxane MM est le plus oblique, ce qui est une conséquence de la valeur élevée de sa chaleur spécifique C_p^0 (tableau 3.3 ci-dessus).

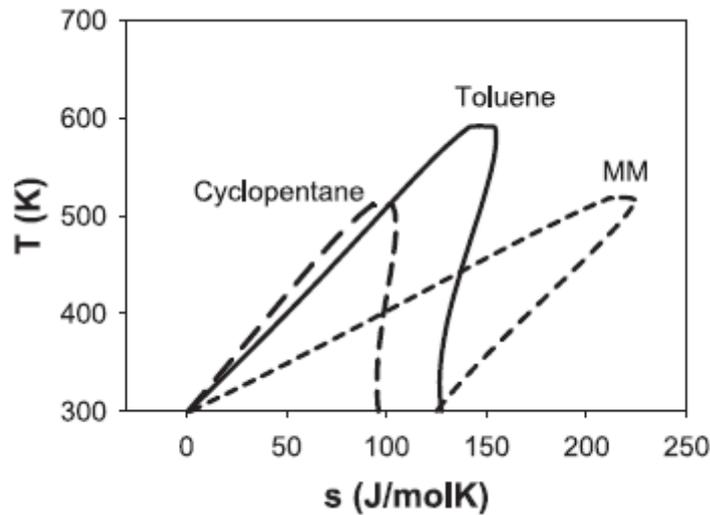


Figure 3.1 : Comparaison entre les diagrammes T-S du cyclopentane, MM et toluène (43)

En conséquence, la température de sortie de la turbine sera la plus élevée pour le siloxane M et la plus faible pour le cyclopentane, ce qui réduit la charge thermique à extraire au cyclopentane avant qu’il ne commence à se condenser. Ceci joue en faveur de ce fluide. D’autre part, puisque la pression de vapeur du siloxane M est la plus faible, son débit volumique dans la phase vapeur sera le plus élevé et conduira à une turbine plus volumineuse, ce qui est un inconvénient pour le siloxane M et joue une fois de plus en faveur du cyclopentane. Le Toluène présente des caractéristiques plus intéressantes pour des niveaux de température légèrement plus élevés. Nous optons donc pour le cyclopentane, car il semble être celui qui fournira les meilleures performances dans les conditions de notre application. Ses principales propriétés sont présentées dans le tableau 3.5 :

Tableau 3.5 : Propriétés du cyclopentane (44)

Formule	C_5H_{10}
Masse molaire (kg.kmol ⁻¹)	68.118
Température de fusion (K)	138.13
Température d’ébullition (K)	317.38
Température critique (K)	507
Pression critique (bar)	47.9
Volume critique (cm ³ .mol ⁻¹)	240
Masse volumique (kg/m ³)	0.2873

Une autre caractéristique intéressante du cyclopentane est la forme de la courbe de vapeur saturée dans un diagramme T-S. Cette courbe montre une pente positive, c'est ce qu'on appelle le comportement rétrograde. Les fluides normaux, tels que l'eau, nécessitent une surchauffe considérable afin d'éviter l'humidité excessive à l'échappement de la turbine. Les fluides rétrogrades, au contraire, permettent que la détente commence à l'état de vapeur saturée à l'entrée de la turbine, et débouche de la turbine dans la région surchauffée, évitant ainsi toute trace d'humidité au cours du processus d'expansion à travers la turbine. Le comportement rétrograde permet également la récupération de l'énergie thermique de la vapeur chaude à la sortie de la turbine, augmentant ainsi l'efficacité globale du cycle.

Enfin, l'évaluation du comportement à long terme du cyclopentane et de l'interaction fluide-métal montre que sa décomposition se traduit par des pertes de performances négligeables, de l'ordre de 2% durant 10 ans.

3.5. Cogénération avec turbine à cycle de Rankine organique alimenté au bois

Le système de cogénération doit être dimensionné pour répondre à la charge thermique maximum de la piscine, qui a été estimée au chapitre 2 à 600 kW_{th}. Cette charge doit être transmise à une eau dont la température sera portée de 25°C à 80°C. Ces conditions correspondent à un débit d'eau : $\dot{m}_e = 2.609 \text{ kg/s}$. Le schéma de l'installation est donné à la figure 2.2 ci-dessous et l'analyse détaillée du système a été effectuée dans le cadre de notre projet de Master.

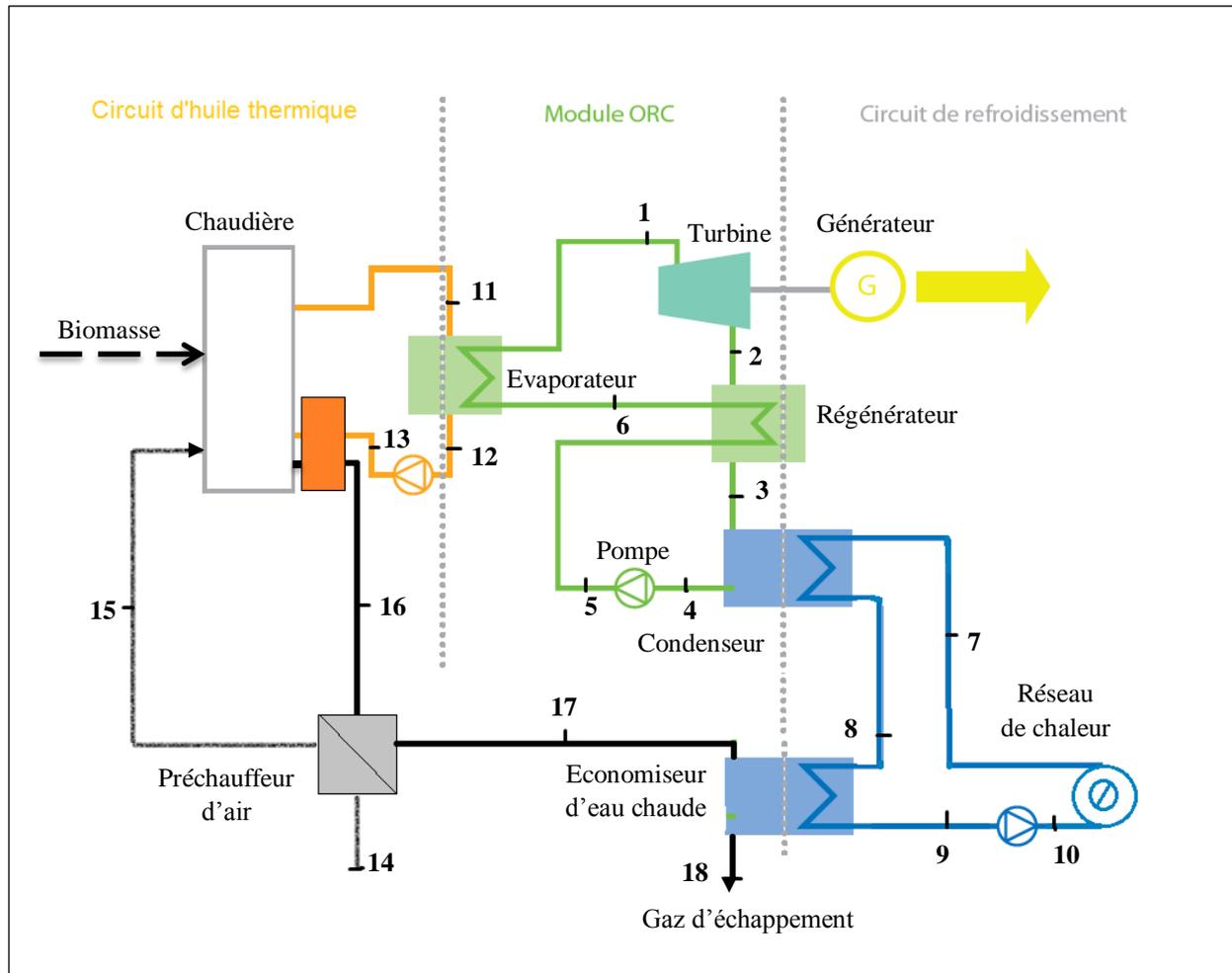


Figure 3.2 : Installation de cogénération à cycle ORC utilisant la biomasse comme combustible (45)

En couleur verte, au cœur de l'installation de la figure 3.2, nous avons le module ORC, qui comprend : une turbine, un condenseur, une pompe et un évaporateur. Un régénérateur est intercalé entre la turbine et l'évaporateur, d'une part et, le condenseur et la pompe, d'autre part. Son rôle est de récupérer une partie de l'énergie libérée par la désurchauffe de la vapeur de cyclopentane quittant la turbine dans un état surchauffé, pour le préchauffage du cyclopentane liquide qui prend la direction de l'évaporateur.

Le couplage du module ORC avec la chaudière a lieu au niveau de l'évaporateur, par le biais d'une boucle où une huile thermique joue le rôle d'un caloporteur transférant 75% de la chaleur des gaz de combustion vers le cyclopentane.

Le couplage du module ORC avec le circuit de chauffage, se fait au niveau du condenseur, où toute la chaleur libérée par la condensation du cyclopentane sera transmise à l'eau dont la température s'élèvera de 25°C jusqu'à 70°C.

A leur sortie de la chaudière, les gaz de combustion, encore assez chauds, vont servir d'abord au préchauffage de l'air de combustion dont la température passera de 25°C à 100°C,

puis pour parachever le réchauffage de l'eau dans l'économiseur d'eau chaude en portant sa température à 80°C, avant de quitter le système et de s'échapper dans l'atmosphère par la cheminée. Les résultats essentiels du dimensionnement du système de cogénération sont portés au tableau 3.6 ci-dessous.

Tableau 3.6 : Caractéristiques du système de cogénération ORC alimenté en bois combustible (45)

Débits	Eau	Kg/s	2.609
	Cyclopentane		1.1768
	Huile thermique		1.977
	Combustible		0.066
	Gaz de combustion		0.5488
	Air		0.4822
Puissance électrique		kW	121.12
charge thermique			600
Rendements	Electrique	%	14.84
	Thermique		73.54
	Cogénération		88.4
Rapport Electricité/chaleur		--	0.2
Température de rejet des fumées		°C	148.4
Pouvoir calorifique inférieur du bois utilisé		kJ/kg	12 362
Pouvoir calorifique supérieur du bois utilisé		kJ/kg	13 927

Notons sur ce tableau que le rapport électricité/chaleur n'est que de 0.2, ce qui signifie que la part d'énergie primaire utilisée sous forme de chaleur pour le chauffage de l'eau est cinq (05) fois plus importante que celle qui est convertie en électricité. Ce rapport, rappelons-le vaut 0.54 dans le cas de la turbine à gaz. Malgré cela, la puissance produite couvrira largement les besoins de la piscine en énergie électrique qui n'excède guère 40 kW. L'excédent sera bien évidemment vendu au réseau.

Le rendement électrique, qui ne dépasse pas 15%, est moitié de celui de la turbine à gaz étudiée précédemment au chapitre II. Cette faible valeur du rendement de la turbine à cycle de Rankine organique est tout d'abord la conséquence de la combustion externe et de la multiplication des résistances thermiques que l'énergie doit vaincre pour passer des gaz de combustion au cyclopentane. Il y a en effet les résistances de transfert dans l'échangeur où les

gaz transmettent une partie de l'énergie libérée par la combustion à l'huile thermique, il y a ensuite le transport de cette énergie par l'huile jusqu'à l'évaporateur et finalement les résistances du transfert huile/cyclopentane. Alors que dans le cas de la turbine à gaz, les gaz de combustion et le fluide de travail ne font qu'un. Tout ceci fait que seulement 75% de l'énergie libérée par le combustible parvient jusqu'au cyclopentane. Par ailleurs, cette énergie est convertie en travail à un niveau de température assez bas comparativement au niveau auquel elle était disponible dans la chaudière. En effet, si les 75% d'énergie primaire parviennent bien jusqu'au cyclopentane, l'exergie qui l'accompagne est beaucoup moins importante que celle qui était la sienne dans la chaudière. Et pour produire du travail, la turbine doit convertir l'exergie du cyclopentane qui se détend à travers elle, et non son énergie.

L'énergie qui n'a pu être convertie en électricité, sera transmise sous forme de chaleur à l'eau du circuit de chauffage au niveau du condenseur. Ce qui explique en partie la valeur élevée (73.54%) du rendement thermique. L'utilisation d'un économiseur d'eau chaude permet de refroidir davantage les fumées et contribue à améliorer le rendement thermique, et par suite le rendement global de la cogénération qui atteint la valeur de 88.4% affichée au tableau.

Ainsi donc, le système de cogénération avec turbine à gaz fait un meilleur usage de l'exergie du combustible, et le système de cogénération avec turbine à cycle de Rankine organique, tire un meilleur profit de son énergie.

Dans cette comparaison, il ne faut pas perdre de vue que la turbine à cycle de Rankine organique en valorisant la biomasse dans cette application, permet de faire l'économie de tout le gaz naturel nécessaire au fonctionnement de la turbine à gaz, et d'éviter le rejet dans l'atmosphère de 740 tonnes de CO₂ par année, correspondant à la combustion d'un débit moyen calculé sur une année de 70.13 Nm³/h de gaz naturel. Si on veille bien sûr à ce que le caractère renouvelable du bois soit préservé.

La turbine à cycle de Rankine organique est reconnue comme un système qui garde son niveau de performance à charge partielle. Rappelons que la puissance de consommation de la chaleur de la piscine moyennée sur l'année ne vaut pas 600 kW, mais seulement 450 kW. Cette charge représente 75% de la charge nominale pour laquelle notre système de cogénération a été dimensionné. Si l'on admet que le système garde le même rendement électrique de 14.84% et le même rendement thermique de 73.84% pour ce régime partiel ; on peut calculer le taux d'apport d'énergie moyen par le combustible :

$$\dot{Q}_{thc} = (\dot{m}_c PCI) = \frac{\bar{C}_{thc}}{\eta_{th}} \quad (3.1)$$

D'où, la puissance électrique moyennée sur l'année :

$$\bar{P}_{el} = \eta_{th} \frac{\bar{C}_{thc}}{\eta_{th}} \quad (3.2)$$

$$\bar{P}_{el} = 0.1484 \frac{450}{0.7354} = 90.8 \text{ kW}$$

D'où, le taux de consommation moyen de combustible :

$$\dot{m}_c = \frac{\bar{c}_{than}}{\eta_{th} \cdot PCI} \quad (3.3)$$

$$\dot{m}_c = \frac{450}{0.7384 \cdot 12362} = 0.0493 \text{ kg/s}$$

La quantité de bois nécessaire par an sera donc :

$$M_{ba} = \left(0.0493 \frac{\text{kg}}{\text{s}}\right) \left(10^{-3} \frac{\text{t}}{\text{kg}}\right) \left(3600 \frac{\text{s}}{\text{h}}\right) \left(12 \frac{\text{h}}{\text{j}}\right) \left(30 \frac{\text{j}}{\text{mois}}\right) \left(10 \frac{\text{mois}}{\text{an}}\right)$$

$$M_{ba} = 641.5 \text{ t/an}$$

Soit près de 2 t/j ou encore 60 t/mois, ce qui correspond à un volume de 100 m³ pour une masse volumique sur bois anhydre moyenne de 600 kg/m³. Pour avoir une autonomie d'un mois, il faut donc prévoir un espace de stockage de (5x8) m² x 2.5 m de haut.

3.6. Conclusion

L'intégration de la biomasse pour la production combinée de chaleur et d'électricité semble présenter un réel intérêt pour les applications dont les besoins en chaleur sont inférieurs au MW. La turbine à cycle de Rankine organique semble bien adaptée pour ce type d'applications, étant donné qu'elle produit suffisamment d'électricité pour satisfaire les besoins de ces applications, tout en permettant de récupérer un maximum d'énergie sous forme de chaleur, soit autour de 5 fois sa production électrique. Le cyclopentane comme fluide pour ce type de moteur présente également de nombreux avantages sur les autres fluides candidats. Dans le chapitre suivant, nous allons analyser les aspects économiques des deux systèmes de cogénération présentés dans ce chapitre et dans le chapitre précédent.

CHAPITRE 4 :
EVALUATION ECONOMIQUE
DES PROJETS DE
COGENERATION ETUDIES

4.1. Introduction

Avant le lancement d'un projet, une étude économique est une étape primordiale, permettant l'évaluation du projet et l'étude de son intérêt ainsi que sa rentabilité. Cette étape tient compte de différents facteurs tels que :

- ✓ L'intégration technique du projet : Il est nécessaire de faire une étude afin de savoir la possibilité d'intégrer une unité de cogénération dans la chaufferie et l'installation électrique existante, car dans certains cas, des aménagements supplémentaires seront obligatoirement réalisées et donc ils seront pris en compte dans le calcul de la rentabilité
- ✓ L'impact du projet de cogénération consiste en une évaluation de l'aspect proprement énergétique (la consommation, la production et les gains...) ; l'aspect environnemental (économie d'énergie et réduction des émissions des gaz à effet de serre) et l'aspect économique (coûts, gains et rentabilité...).

Dans le cadre de ce modeste travail, nous avons déjà abordé les aspects énergétiques et environnementaux de l'application qui fait l'objet de la présente étude. Dans ce chapitre, nous allons aborder les aspects économiques d'un projet énergétique et ferons une évaluation des deux systèmes de cogénération étudiés aux chapitres 2 et 3.

En terme de méthode, le calcul du coût de production d'électricité par une installation de cogénération à partir de biomasse, nécessite d'isoler le coût imputable à la production d'électricité proprement dite. Il est donc nécessaire de faire une hypothèse sur la valorisation de la chaleur produite et la méthode retenue est celle de la chaudière équivalente utilisée également pour la cogénération au gaz naturel. Le coût net de production d'électricité est alors obtenu en additionnant l'ensemble des coûts relatifs à l'installation (appelé coût brut) puis en retranchant les coûts évités relatifs à la chaudière équivalente produisant, de la chaleur ou de la vapeur dans les mêmes conditions.

4.2. Définitions (18) (46) (47)

✓ **Coût d'investissement**

Le coût d'investissement comprend tout ce qui est nécessaire à l'installation et au démarrage de l'unité. Il inclut toutes les dépenses directes, payées par le producteur d'électricité aux entrepreneurs, constructeurs, sous-traitants et tous fournisseurs de matériels études et services divers. Il comprend également toutes les dépenses propres du producteur d'électricité, liées directement à la Centrale (tous frais de personnel, d'études, de procédures administratives, de site, de pré-exploitation, etc...), ainsi que les provisions pour aléas et imprévus.

✓ **Coûts d'exploitation**

Le combustible est l'un des principaux éléments des coûts d'exploitation (fonctionnement). Lors du choix du fournisseur, il faut tenir compte du prix ainsi que de la sécurité de l'approvisionnement. La prévision des prix du combustible est un aspect particulièrement important.

L'entretien est également un autre poste majeur du coût d'exploitation. Une fois qu'une unité a été installée et mise en service, il est important de planifier et de faire un entretien régulier, afin d'avoir un nombre élevé d'heures de fonctionnement.

Ces frais, généralement estimés par année, comprennent une part fixe, indépendante de l'utilisation et une part proportionnelle à l'énergie produite.

- La part fixe

Le coût en monnaie constante est la somme de tous les paiements, ramenés au préalable à la date de référence de l'unité monétaire.

Les frais fixes incluent les salaires des agents sur le site, les coûts des matières, matériels et fournitures diverses non directement liées à l'utilisation de la Centrale, les prestations de tiers pour maintenance et entretien, etc...

- La part proportionnelle

C'est l'ensemble de ces dépenses, divisé par l'énergie produite au cours d'une campagne (intervalle de temps entre deux renouvellements consécutifs) représenté en UM/kWh.

Les frais proportionnels comprennent les coûts des matières consommées au fur et à mesure de la production d'énergie, et éventuellement une part des coûts d'entretien et de maintenance.

✓ **Dérive du prix**

La dérive du prix d'un bien ou service donné est l'écart (positif ou négatif) entre la variation relative de ce prix et celle de l'indice général des prix.

✓ **Coût de construction**

Le coût de construction (à monnaie courante ou à monnaie constante) couvre la totalité des pièces de rechange principales et les paiements effectués par le producteur à tous ses fournisseurs, constructeurs, entrepreneurs, bureaux d'études ou d'ingénierie, architecte industriel, etc..., auxquels on ajoute généralement une provision destinée à couvrir les aléas et imprévus en cours de réalisation.

✓ **Taux d'indisponibilité**

Le taux d'indisponibilité d'une machine, d'un appareil ou d'un service est le pourcentage de temps pendant lequel il a été hors service.

✓ **Les intérêts intercalaires**

C'est la différence entre la somme des dépenses actualisées à la date de mise en service industriel et la somme des mêmes dépenses non actualisées (nous les exprimons souvent en pourcentage de la somme non actualisée).

4.3. L'évaluation économique

La méthode d'évaluation aura pour objectif de déterminer le coût du kWh_e sur la base des trois composantes principales suivantes:

- ✓ coût d'investissement
- ✓ frais d'exploitation, hors combustible
- ✓ dépenses de combustible.

Il ne nous est pas possible dans le cadre de cette étude de reconstituer ces trois composantes à partir de leurs éléments de base, car on peut dire que la plupart des données nécessaires à la mise en œuvre des mécanismes de cette reconstitution nous font défaut. Nous avons inséré en annexe les détails de cette méthode d'évaluation. Dans le cadre de ce travail, nous nous contenterons d'utiliser une approche globale basée sur des valeurs courantes des trois composantes ci-dessus en fonction des caractéristiques du système étudié. Nous allons donc utiliser la formule suivante pour évaluer le coût actualisé du kWh_e (48)

$$LEC = \frac{a \cdot CC + O\&M + F}{E_{el}} \quad (4.1)$$

Où :

a : est un facteur d'anuité

F : est le coût annuel du combustible ;

CC : coût d'investissement (dont il faudra retrancher dans notre cas le coût de la chaudière équivalente pour la production de la chaleur)

O&M : coût annuel d'exploitation et de maintenance hors combustible

E_{el} : production annuelle d'électricité en kWh

Le facteur d'anuité est donné à son tour par l'expression :

$$a = \frac{k_d(1 + k_d)^n}{(1 + k_d)^n - 1} + k_a$$

Avec:

n: durée de vie de l'installation (années)

k_d : taux d'intérêt

k_a : taux d'assurance annuel

La référence (48) recommande pour le taux d'intérêt une valeur de 6% et pour le taux d'assurance annuel une valeur de 0.5 %.

Pour le coût annuel d'exploitation et de maintenance, la référence (49) recommande de l'évaluer à 3% du coût de l'investissement.

Nous pourrions donc d'ores et déjà calculer le facteur d'anuité (a) si l'on suppose une durée de vie des installations de 20 ans.

$$a = \frac{0.06(1 + 0.06)^{20}}{(1 + 0.06)^{20} - 1} + 0.005 = 0.092184556$$

4.3.1. Application à l'installation de cogénération avec micro turbine à gaz

Rappelons que cette installation produit 245.5 kW_e pour 450 kW_{th} avec un rendement électrique de 30% et un rendement thermique de 55%. Si elle devait être dimensionnée pour une charge thermique de 600 kW_{th} avec des rendements qui restent les mêmes, la puissance électrique produite sera :

$$P_e = (0.3) \frac{600}{0.55} = 327.3 \text{ kW}$$

La référence (18) donne pour le coût des microturbinés l'intervalle 2400 à 3000 \$/kW_e, et comme notre turbine se situe à la frontière qui sépare le domaine des micro-turbines des turbines à gaz, nous allons adopter la valeur correspondant à la limite inférieure de cet intervalle, soit 2400 \$/kW_e, ce qui donne pour une machine de 325 kW (la valeur de 327.3 ne correspondant à aucun standard, nous évaluerons le coût pour 325 kW_e) :

(2400)(325) = 780 000 \$ soit encore si on considère que 1€ = 1.15 \$:

$$678\,261 \text{ €}$$

La référence (50) donne pour le coût de la chaudière conventionnelle au gaz naturel : 70 €/kW_{th}, ce qui permet d'estimer le coût de la chaudière à :

$$(70)(600) = 42\,000 \text{ €}$$

Pour le prix du combustible, nous prendrons le coût de référence du 5 juin 2016, qui est de :

$$2.398 \text{ $/MBtu} = \frac{2.398}{293.071} \text{ $/kWh} = \frac{2.398}{293.071} \cdot \frac{1}{1.15} \text{ €/kWh} = 0.007115058 \text{ €/kWh}$$

Pour produire 450 kW_{th}, notre chaudière au gaz naturel doit consommer une énergie primaire de 484 kW correspondant à un taux de consommation de gaz de 41.485 Nm³/h (voir tableau 2.7 chapitre 2). Le coût annuel de cette consommation s'élèvera à :

$$(484 \text{ kW}) \left(12 \frac{\text{h}}{\text{j}}\right) \left(30 \frac{\text{j}}{\text{mois}}\right) \left(10 \frac{\text{mois}}{\text{an}}\right) \left(0.007115058 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right) = 12\,317.3 \text{ €/an}$$

La turbine à gaz elle consomme 818.2 kW d'énergie primaire correspondant à un taux de consommation de GN de 70.13 Nm³/h (tableau 2.7 chapitre 2). Le coût annuel de cette consommation s'élèvera à :

$$(818.2 \text{ kW}) \left(12 \frac{\text{h}}{\text{j}}\right) \left(30 \frac{\text{j}}{\text{mois}}\right) \left(10 \frac{\text{mois}}{\text{an}}\right) \left(0.007115058 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right) = 20\,957.5 \text{ €/an}$$

Nous aurons donc dans ce cas :

$$F = 20957.5 - 12317.3 = 8640.2 \text{ €/an}$$

Dans la formule (4.1) ci-dessus, le coût de l'investissement CC, est égal à celui de la turbine à gaz moins celui de la chaudière conventionnelle, tandis que le coût annuel d'exploitation et de maintenance sera égal à 3% de CC. On aura donc :

$$CC = 678\,261 - 42\,000 = 636\,261 \text{ €}$$

Et : $O\&M = 0.03 \cdot CC = 0.03 \cdot 636\,261 = 19\,088 \text{ €}$

La puissance électrique moyennée sur l'année, produite par la turbine à gaz étant de 245.5 kW (tableau 2.7 chapitre 2), la production d'électricité par année sera :

$$E_{el} = (245.5 \text{ kW}) \left(12 \frac{\text{h}}{\text{j}}\right) \left(30 \frac{\text{j}}{\text{mois}}\right) \left(10 \frac{\text{mois}}{\text{an}}\right) = 883\,800 \text{ kWh/an}$$

Substituons à présent toutes les valeurs calculées dans l'équation (4.1) pour trouver le coût de production du kWh_e :

$$LEC = \frac{0.092184556 \cdot 636\,261 + 19088 + 8640.2}{883\,800} = 0.098 \text{ €/kWh}$$

4.3.2. Application à l'installation de cogénération avec turbine à cycle de Rankine organique avec chaudière à bois.

Rappelons que cette installation produit seulement 90.8 kW_e pour accompagner la même charge thermique que l'installation précédente, soit 450 kW_{th} avec un rendement électrique de 14.84% et un rendement thermique de 73.54% (voir tableau 3.6 chapitre 3 et commentaires).

La référence (50) donne pour le coût l'investissement total du système de cogénération utilisant la biomasse, la valeur de 4000 €/kW_e et pour celui de la chaudière conventionnelle équivalente 450 €/kW_{th}. Le coût d'investissement total du système de cogénération sera donc :

$$(4000)(120) = 480\,000 \text{ €}$$

Et le coût de la chaudière conventionnelle à la biomasse :

$$(450)(600) = 270\,000 \text{ €}$$

Pour le prix du combustible, nous prendrons le coût des plaquettes forestières à 16 €/MWh_{PCI} (52) soit :

$$16 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{\text{PCI}}} = 0.016 \text{ €/kWh}_{\text{PCI}}$$

Pour produire 450 kW_{th}, notre chaudière à bois, avec son rendement de 75% (45) doit consommer une énergie primaire de :

$$\frac{450}{0.75} = 600 \text{ kW}$$

Correspondant à un taux de consommation de bois de :

$$\frac{600 \text{ kW}}{\text{PCI} \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right)} = \frac{600}{12362} = 0.048536 \frac{\text{kg}}{\text{s}} = 174.73 \text{ kg/h}$$

Le coût annuel de cette consommation s'élèvera à :

$$(174.73 \text{ kg/h}) \left(12 \frac{\text{h}}{\text{j}} \right) \left(30 \frac{\text{j}}{\text{mois}} \right) \left(10 \frac{\text{mois}}{\text{an}} \right) \left(0.016 \frac{\text{€}}{\text{kWh}_{\text{PCI}}} \right) \left(\frac{12362 \text{ kWh}}{3600 \text{ kg}} \right) = 34\,560.2 \text{ €/an}$$

Le système de cogénération consomme :

$$\frac{450}{0.7354} = 612 \text{ kW d'énergie primaire}$$

Correspondant à un taux de consommation de bois 641.5 t/an (chapitre 3). Le coût annuel de cette consommation s'élèvera à :

$$(612 \text{ kW}) \left(12 \frac{\text{h}}{\text{j}} \right) \left(30 \frac{\text{j}}{\text{mois}} \right) \left(10 \frac{\text{mois}}{\text{an}} \right) \left(0.016 \frac{\text{€}}{\text{kWh}_{\text{PCI}}} \right) = 35\,246.1 \text{ €/an}$$

Nous aurons donc dans ce cas :

$$F = 35\,246.1 - 34\,560.2 = 685.9 \text{ €/an}$$

Dans la formule (IV.1) ci-dessus, le coût de l'investissement CC, est égal à celui du système ORC moins celui de la chaudière conventionnelle, tandis que le coût annuel d'exploitation et de maintenance sera égal à 3% de CC. On aura donc :

$$CC = 480\,000 - 270\,000 = 210\,000 \text{ €}$$

Et : $O\&M = 0.03 \cdot CC = 0.03 \cdot 210\,000 = 6\,300 \text{ €}$

La puissance électrique moyennée sur l'année, produite par le système étant de 90.8 kW (voir ci-dessus), la production d'électricité par année sera :

$$E_{el} = (90.8 \text{ kW}) \left(12 \frac{\text{h}}{\text{j}}\right) \left(30 \frac{\text{j}}{\text{mois}}\right) \left(10 \frac{\text{mois}}{\text{an}}\right) = 326\,880 \text{ kWh/an}$$

Substituons à présent toutes les valeurs calculées dans l'équation (4.1) pour trouver le coût de production du kWh_e :

$$LEC = \frac{0.092184556 \cdot 210\,000 + 6\,300 + 685.9}{326\,880} = 0.0806 \text{ €/kWh}$$

4.3.3. Discussion des résultats

Les principaux résultats du calcul économique sont récapitulés dans le tableau 4.1 ci-après.

Tableau 4.1 : Récapitulatif des résultats du calcul économique

Besoins thermiques à satisfaire : 450 kW _{th}			
	Unité	Turbine à gaz	Turbine ORC
combustible	-	Gaz naturel	Bois
Puissance machine	kW _e	325	120
Puissance produite	kW _e	245.5	90.8
Coût spécifique de la technologie	€/kW _e	2 400	4 000
Coût spécifique de la chaudière équivalente	€/kW _e	70	450
Coût total d'investissement du cogénérateur	€	C	678 261
		aC	62525.2 (73%)
Coût total de la chaudière équivalente	€	42 000	270 000
Coût net de la cogénération (CC)	€	636 261	210 000
Coût d'exploitation et de maintenance HC	€	0.03CC	19 088
		0.03C	1875.8 (2%)
Coût du combustible cogénération	€/an	20 957.5 (25%)	35 246.1 (44%)
Coût combustible chaudière	€/an	12 317.3	34 560.2
Coût net combustible	€/an	8 640.2	685.9
Coût global du système de cogénération	€/an	85358.5 (100%)	80 822.2 (100%)
Production annuelle d'électricité	kWh _e /an	883 800	326 880
Coût du kWh _e	€/kWh _e	0.098	0.0806

Notons tout d'abord que, pour répondre aux mêmes besoins thermique de 450 kW_{th}, la turbine à gaz produit plus de 3 fois plus d'électricité que la turbine ORC. En dépit du fait que le coût spécifique de la turbine à gaz soit à peine au-dessus de la moitié de celui du système ORC, l'investissement total est bien plus important dans le cas de la turbine à gaz, à cause évidemment de sa puissance nominale nettement plus élevée (325 kW_e contre seulement 120 kW_e pour l'ORC).

Le coût de la technologie ORC est plombé surtout par celui de la chaudière à biomasse, qui contribue pour plus de la moitié du coût de la technologie dans son ensemble, et coûte près de 6.5 fois plus que la chaudière au gaz.

Si le coût du kWh_e est plus élevé dans le cas de la turbine à gaz, c'est uniquement parce que les critères préconisés ici sont contraignants pour elle. En effet, paradoxalement, le coût élevé de la chaudière à biomasse favorise la réduction du coût du kWh_e, puisqu'il doit être retranché du coût d'investissement du système ORC au numérateur de l'équation 4.1. Le faible coût de la chaudière au gaz n'aide en rien la turbine à gaz sur ce plan, au contraire il favorise la montée du LEC. Ceci est en somme logique, car sans la cogénération on devrait recourir au même combustible et utiliser la chaudière adaptée pour satisfaire les besoins en chaleur. D'où l'évaluation de chacune des cogénérations par rapport au combustible qu'elle utilise.

Quand nous considérons le coût total du système de cogénération, nous remarquons que celui de la turbine à gaz est légèrement plus grand, il est de 85 358.5 €/an (investissement : 73% ; combustible : 25% et O&M : 2%). Celui du cycle ORC est de 80 822 €/an (investissement : 54.5% ; combustible : 44% et O&M : 1.5%).

La petite cogénération ne semble pas être rentable sur le plan économique, malgré les avantages indéniables qu'elle offre à une échelle globale sur le plan environnemental avant tout, mais également sur le plan macroéconomique et stratégique. Pour la rentabiliser, il faut que les états mettent en place des mécanismes d'aide très forts.

Nous avons, dans le cadre de ce projet, étudié la possibilité d'appliquer la cogénération pour une piscine semi-olympique dont les besoins en électricité sont assez faibles devant les besoins en chaleur.

Alors que les besoins en énergie électrique, inférieurs à 40 kWe, pourraient être satisfaits au moyen d'un micro cogénérateur comme le moteur de Stirling, qui a de très bonnes performances dans le domaine des faibles puissances, les besoins en chaleur qui sont déterminants pour le choix de la technologie à adopter, nous situent dans le domaine de transition entre la micro et la mini cogénération.

La turbine à gaz se présente sous différentes variantes pour s'adapter à l'ensemble des domaines de la production d'énergie. Des micro-turbines, qui peuvent produire quelques kW seulement, aux turbines géantes des centrales à cycles combinées de la dernière génération où elles atteignent des puissances supérieures à 400 MW.

Lorsque le combustible est solide, que les gaz de combustion risquent d'entraîner des cendres, des poussières ou de la suie, la turbine à gaz cède le pas à d'autres technologies. Parmi ces dernières, la turbine à cycle de Rankine organique semble être très prometteuse pour extraire du travail à partir de sources de basses températures.

Nous avons donc étudié deux systèmes de cogénération : le premier basé sur la turbine à gaz, pour contribuer à une utilisation plus durable du gaz naturel, et le second, basé sur la turbine à cycle de Rankine organique, pour remplacer le gaz naturel par le bois combustible là où il est possible de le faire, afin de ménager une place à cette dernière ressource dans le bouquet du mix énergétique national.

Une évaluation technique a été faite, montrant que la turbine à gaz est désignée pour bien tirer avantage de l'exergie libérée par le fluide, étant capable d'opérer à haute température, tandis que la turbine ORC permet d'utiliser au mieux l'énergie libérée par le combustible ; ce qu'elle ne peut pas transformer en travail, elle le transmet au procédé sous forme de chaleur. La seconde est donc bien adaptée à l'application à laquelle nous nous sommes intéressés dans ce projet.

L'évaluation économique a montré que les coûts spécifiques encore assez élevés des petites machines, font que la cogénération ne pourra pas être rentable sans que les pouvoirs publics n'apportent un soutien très fort à ceux qui voudraient l'entreprendre.

1. **Johann AST.** *Etude de l'évolution des caractéristiques physico-chimiques des plaquettes forestières en fonction des modalités de stockage et de séchage.* France : s.n., 2009.
2. *Bois énergie.* s.l. : technique de l'ingénieur, 2004.
3. **Emmanuel CARCANO.** *Chauffage au bois> choisir un appareil performant et bien l'utiliser .* 2008.
4. **Hugues DE CHERISEY, Bordeaux Claude ROY, Jean-Christophe POUET.** *La valorisation de la biomasse.* France : Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'énergie, Mars 2007.
5. **l'Environnement, Institue Bruxellois pour la Gestion de.** *la biomasse et la bioénergie (ER 12). Du poèle aux centrales indistrièlles .* 2009.
6. *filière d'énergie renouvelable: l'énergie de la biomasse.* s.l. : Hydro Québec, 2014.
7. *Biocarburants.* **Étienne POITRAT.** France : Technique de l'ingénieur, 2009.
8. **Modèkes, Réseau Canadien de Forêts.** *Production d'électricité et de chaleur à partir de la biomasse: un guide pour les communautés rurales au Canada.* 2013.
9. *Rapport sur l'industrie des énergies décarbonnées en 2010.* s.l. : Direction Générales de l'Energie et du Climat, Edition 2011.
10. **Abdelkader BENBRAHIM, Racha Rahil. RAHMANI.** *Evaluation du potentiel de biomasse en Algérie.* Algérie : s.n., 2013.
11. *Cogénération, turbines (gaz, steam), Chapter 3 energy Efficiency in Thermal Utilities.* New delhi BT PRACTICE MANUAL BEST PRACTICE MANUAL : Guide book 4 bureau of energy efficiency.
12. **Selma GANA.** *Thèse de magistère: Etude technico-économique de la cogénération CUB-1.* université de Batna, Algérie : Département électronique, 2008.
13. **sofiane YACOUBI.** *Dimensionnement d'une centrale de cogénération à base des turbines à gaz.* Ecole Nationale Polytechnique, Alger : Projet de fin d'étude en génie chimique, 2014.
14. **Lila MEZIANI.** *Thèse de magister: Analyse de performances d'unité de production: cas des turbines à gaz.* Université M'HAMED BOUGARA Boumerdes: école doctorale en énergétique et développement durable : s.n., 2011.
15. **Université et INSA de Rouen, Université du Harve.** *Combustion dans les turbines à gaz combustion aéronautique.* Université et INSA de Rouen, Université du Harve : Master Energie, Fluide et environnement EFE.

16. **Abdelmadjid KADDOUR.** *Modélisation et simulation d'un concentrateur parabolique solaire à moteur Stirling en vue d'un rendement optimal* . Université Aboubeker Belkaid, Telemcen : s.n., Janvier 2013.
17. **Stéphanie MARCHANDISE.** *Cycle de Rankine organique: Récupération de chaleur fatale pour la production d'électricité dans l'industrie et applications en Energie Renouvelable.* Octobre 2014.
18. *CHP – Puissance de la cogeneration.* Berlin, Germany : renewables academy (renac), 2014.
19. *Rapport d'activité.* s.l. : CREG, 2014.
20. *L'électricité : un vecteur énergétique aux caractéristiques particulières.* s.l. : Les cahiers de GLOBAL CHANCE, Septembre 2008.
21. **J.BIREN, M.L.BERTHELOT, Thomas REVIAL, Philippe DUMAS.** *Les installations de cogénération sous obligation d'achat* . s.l. : Conseil des mines, Janvier 2007.
22. **Loos, Ir. MATTHIEU.** *Etude de rentabilité globale d'une cogénération pour des copropriétés avec financement de type tiers-payant* . Bruxelles : s.n., 2013.
23. **A. WILLIAMS, J.M. JONES, L.MA, M. POURKASHANIAN.** *Polluants from the combustion of solid biomass fuels.* s.l. : Progress in Energy and Combustion Science, 2012. 38, 113-137.
24. **M. M. ROY, A. DUTTA, K. CORSCADDEN.** *An experimental study of combustion and emission of biomass pellets in a prototype pellet furnace.* s.l. : Applied Energy, 2013. 108, 298-307.
25. **R. STRZALKA, T.G. ERHART, U. EICKER.** *Analysis and optimization of a cogeneration system based on biomass combustion.* s.l. : Applied Thermal Engineering, 2013. 50, 1418-1426.
26. **K. M. WIN, T. PERSSON, C. BALES.** *Particles and gaseous emission from realistic operation of residential wood pellet heating systems.* s.l. : Atmospheric Environment, 2012. 59, 320-327.
27. **M. BAHHADOR, B. SUNDEN.** *Investigation on the effects of fly ash particles on the thermal radiation in biomass fired boilers.* s.l. : International Journal of Heat and Mass Transfer, 2008. 51, 2411-2417.
28. **T. KLASON, X. S. BAI, M et BAHADOR, T. K. NILSSON, B. SUNDEN.** *Investigation of radiative heat transfer in fixed bed biomass furnaces.* 2008. 87, 2141-2153.
29. **J. COLLAZO, J. PORTEIRO, J.L. MIGUEZ, E. GRANADA, M. A. GOMEZ.** *Numerical simulation of a small-scale biomass boiler, Energy Conversion and Management.* 2012. 64, 87-96.

30. **J. CHANEY, H. LIU, J. LI.** *An overview of CFD modelling of small-scale fixed-bed biomass pellet boilers with preliminary results from a simplified approach.* s.l. : Energy Conversion and Management, 2012. 63, 149-156.
31. **C. SERRANO, H. PERTERO, E. MONEDERO.** *Pine chips combustion in a 50 kW domestic biomass boiler, Fuel.* 2013. 111, 564-573.
32. **H. LIU, G. QIU, Y. SHAO, S. B. RIFFAT.** *Experimental investigation on flue gas emissions of a domestic biomass boiler under normal and idle combustion conditions.* s.l. : International Journal of Low-Carbon technologies, 2010. 5, 88-95.
33. **M. CREYX, E. DELACOUT, C. MORIN, B. DESMET, P. PEULTIER.** *Energetic optimisation of the performances of a hot air engine for micro-CHP systems working with a Joule or an Ericsson cycle, Energy.* 2013. 49, 229-239.
34. **G. R. SIMADER, R. KRAWINKLER, G. TRNKA.** *Micro CHP system: State-of-the-art. Final Report, Deliverable 8 (D8) of Green Lodges Project (EIE/04/252/S07.38608), .* s.l. : Osterreichische Energieagentur, Austrian energy Agency, 2006.
35. **K. ALANNE, T. LAUKKANEN, K. SAARI, J. JOKISALO.** *Analysis of a wooden pellet-fueled domestic thermoelectric cogeneration system.* 2014. 63, 1-10.
36. **J. P. ROY, M. K. MISHRA, A. MISRA.** *Performance analysis of an Organic Rankine Cycle with superheating under different heat source temperture conditions.* s.l. : Applied Energy, 2011. 88, 2995-3004.
37. **G. ANGRISANI, K. BIZON, R. CHIRONE, G. CONTINILLO, G. FUSCO, S. LOMBARDI, F. S. MARRA, F. MICCIO, C. ROSELLI, M. SASSO, R. SOLIMENE, F. TARIELLO, M. URCIUOLO,.** *Delopment of a new cocept solar-biomass cogeneration system.* s.l. : Energy Conversion and management, 2013. 75, 552-560.
38. *Clean energy ahead Turboden: A Pratt & Whitney Power Systems.* Brescia, Italy : Available from: <www.turboden.com>, [accessed 11.03.11].
39. **A SCHUSTER, S KARELLAS, E KAKARAS, H SPLIETHOFF.** *Energetic and economic investigation of organic Rankine cycle applications.* s.l. : Applied Thermal Engineering , 2009. 29, 1809–17.
40. **F VÉLEZ, G ANTOLÍN.** *Sistemas de cogeneración mediante ORC.* s.l. : Bioenergy International, 2008. 1, 8-9.
41. **Marie, CREYX.** *Étude théorique et expérimentale d'une unité de micro-cogénération biomasse avec moteur Ericsson.* Valenciennes : s.n., 2014.
42. **BURRATO, ANDREA.** *ORegen™: GE Waste Heat Recovery system to reduce CO emissions and increase plant efficiency.* s.l. : technology INSIGHtS , 2013.
43. *Working fluids for high-temperature organic Rankine cycles.* **Ngoc ANH LAI, Martin WENDLAND, Johann FISCHER.** Austria : Elsevier, 2010 .

44. **Yaws CARL.L.** *Hindbook of thermodynamic diagrams: organic compounds from C1 to C4*. Huston, Texas : Gulf Publishing Company, 1996.
45. **Bouchra SADOUN.** *Etude et dimensionnement d'un cogénérateur utilisant un cycle de Rankine à fluide organique*. Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, 2016
46. **Commission des Communautés Européennes.** *Méthode de calcul du coût de production de l'énergie électrique à partir de centrales thermiques classiques ou nucléaires*. Luxembourg, Bruxelles : COMMISSION DES COMMUNAUTES EUROPEENNES, 1977.
47. http://fr.wikipedia.org/wiki/Taux_d'indisponibilité. [En ligne] [Citation : 05 06 2016.]
48. **R. PITS-PAAL, J. DERSCH, B. MILOW.** *European Concentrated Solar Thermal Road-Mopping*. 2003
49. **H. PRICE, D. KEARNEY.** *Reducing the Cost of Energy from Parabolic Trough Solar Power Plants*. National Renewable energy Laboratory. NREL/CP-550-33208, January 2003
50. Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire. *Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production d'énergie électrique*. République française. 2012

1. Les principes et la méthode d'évaluation économique

1.1.L'actualisation

1.1.1. Le principe de la méthode

Dans le calcul du coût d'un bien de production quelconque, interviennent des dépenses effectuées à des époques différentes et des productions, elles aussi réparties dans le temps.

L'expression la plus sommaire du coût d'une unité produite est le quotient de la somme arithmétique de toutes les dépenses d'investissement et d'exploitation, par la somme arithmétique des productions. En procédant ainsi, on additionne des dépenses exprimées en unités monétaires de différentes époques. Mais ces unités constituent des biens différents et une telle addition est illégitime.

La méthode retenue est celle de l'actualisation où toutes les dépenses effectuées par le producteur d'électricité (dépenses d'investissement, frais d'exploitation et de combustible), sont prises en compte à la date de leur échéance et actualisées à une date donnée, puis sommées pour donner un coût total actualisé. Lorsqu'il s'agit d'un flux de dépenses continu dans le temps (par exemple, les frais d'exploitation), on peut les supposer concentrées au milieu de chacune des années de la période considérée.

S'il existe dans l'économie un marché financier parfait tel que tous les prêts à un an s'y fassent au même taux a et que l'on puisse toujours emprunter à ce taux, et si l'on considère maintenant une unité disponible dans 2 ans, la valeur actualisée de cette unité est donc :

$$V = \frac{1}{(1+a)^2} \quad (1)$$

Plus généralement, dans n années, la valeur actualisée est :

$$V = \frac{1}{(1+a)^n} \quad (2)$$

Dont : a est le taux d'actualisation et V est la valeur actualisée

Les valeurs actualisées à une date donnée, de toutes les dépenses afférentes à un outil de production sont alors sommables. Donc, en supposons que la date de mise en service soit prise pour origine et que les dépenses de construction s'étendent sur n années avant la mise en service, la dépense totale actualisée s'exprime par :

$$D = \sum_{t=0}^T \frac{D(t)}{(1+a)^t} \quad (3)$$

Où : $D(t)$: la dépense effectuée à l'instant t (sortie de fonds effective, qu'elle soit d'investissement ou d'exploitation).

T : la durée de vie

1.1.2. La date d'actualisation

La date retenue pour l'actualisation de toutes les dépenses est celle de la mise en service industriel de l'unité (ou tranche) considérée. Il s'agit d'une date prévisionnelle, considérée comme la plus probable à la date d'évaluation des coûts.

Les dépenses d'investissement sont effectuées en majeure partie avant cette date, mais se prolongent généralement un peu au-delà. Les dépenses d'exploitation et de combustible ont lieu pour la plupart après cette date, mais peuvent débuter avant.

1.1.3. L'énergie actualisée

L'énergie nette produite, au cours de chaque année d'exploitation, doit être estimée et actualisée à la date de mise en service industriel, comme pour les dépenses.

Comme la production d'énergie est uniformément répartie au cours des années d'exploitation, on peut la supposer concentrée au milieu de chacune d'elles (il ne s'agit pas d'années calendaires, mais de périodes de 12 mois débutant à la mise en service industriel ou à la montée en puissance).

1.1.4. Le coût moyen actualisé du kWh

Le coût moyen actualisé est la répartition uniforme du coût total actualisé sur l'énergie produite par l'unité pendant toute sa vie. Pour cela, on affecte à chaque kWh un coût moyen c tel que la valeur actualisée de production, comptabilisée à ce coût moyen, soit égale au total des dépenses actualisées D

Comme la valeur actualisée de la production d'électricité est le produit d'un nombre de kWh par un coût unitaire constant par hypothèse sur toute la durée de vie de l'unité, on est conduit à faire apparaître l'expression de l'énergie totale actualisée ou du "nombre d'heures actualisées". Le coût moyen actualisé du kWh est donc défini par l'égalité :

$$D = \sum_0^T \frac{cE(t)}{(1+a)^t} \text{ ou } D = c \sum_0^T \frac{E(t)}{(1+a)^t} \quad (4)$$

Où : $E(t)$: l'énergie fournie l'année t

c : le coût moyen actualisé

D : le coût total actualisé

T : la durée de vie

A : taux d'actualisation

L'énergie $E(t)$ est répartie uniformément dans le temps, avec des fluctuations très aléatoires et négligeables. Dans ces conditions, cette égalité doit s'écrire :

$$D = c \sum_{t=1}^T \frac{E(t)}{(1+a)^{t-\frac{1}{2}}} \quad (5)$$

La mise en facteur commun de c au second membre fait apparaître une quantité qui est l'énergie totale actualisée E . Le coût moyen actualisé du kWh est donc égal, par définition, au rapport du coût total actualisé D à l'énergie totale actualisée E .

Dans le cas où toutes les dépenses sont exprimées par kW électrique net, il doit en être de même pour l'énergie $E(t)$ qui est alors homogène à un nombre d'heures $H(t)$: il ne s'agit pas d'heures effectives de fonctionnement mais d'heures équivalentes de marche à pleine puissance, donnant la même énergie. Le nombre d'heures actualisées s'exprime ainsi :

$$H = c \sum_{t=1}^T \frac{H(t)}{(1+a)^{t-\frac{1}{2}}} \quad (6)$$

Nous pouvons aussi calculer un coût moyen annuel de production, en divisant le coût total actualisé par le nombre d'années actualisées, et de la même manière, l'énergie moyenne annuelle. Le coût moyen actualisé du kWh est alors égal au rapport du coût moyen annuel à l'énergie moyenne annuelle.

1.1.5. Présentation par annuités

A partir d'une quantité totale actualisée (dépense, énergie, ou nombre d'heures), on peut définir une moyenne annuelle pondérée par les coefficients d'actualisation des années successives. L'utilisation moyenne annuelle actualisée est définie par le rapport :

$$\bar{H} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{H(t)}{(1+a)^{t-\frac{1}{2}}}}{\sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+a)^{t-\frac{1}{2}}}} \quad (7)$$

Il en serait de même pour les dépenses ou pour l'énergie. Le dénominateur de ce rapport est le nombre d'années actualisées, ou durée de vie actualisée.

1.2. Monnaie constante, monnaie courante et dérivés des prix

Toutes les dépenses sont exprimées en monnaie constante, c'est-à-dire dans la même unité monétaire, représentant la valeur de la monnaie à une date de référence donnée.

1.2.1. Traitement des dépenses passées

Dans le cas d'une centrale en cours de construction, certaines dépenses ont déjà été effectuées, avec la valeur de la monnaie à la date de leur échéance. Or, un indice général des prix, publié dans chaque pays par le gouvernement, permet de relier la valeur de la monnaie d'une certaine date à celle d'une autre date. Les dépenses effectuées au cours des années précédant la date de référence, sont ramenées à celle-ci en les multipliant par la variation de l'indice général des prix entre la date d'échéance et la date de référence.

1.2.2. Dépenses futures et dérivés de prix

Les dépenses futures, étant exprimées en termes de monnaie constante doivent tenir compte des dérivés relatifs des prix doivent tenir compte des dérivés relatifs des prix. En effet, même dans une économie théorique de référence où l'unité monétaire garde une valeur constante à partir d'une certaine date, les prix continuent d'évoluer et leurs variations constituent précisément les dérivés de prix à monnaie constante.

Ces dérivés portent notamment sur les salaires (généralement positive et traduisant la hausse du pouvoir d'achat), les impôts, les matières premières (fuel-oil, uranium), certaines opérations industrielles (par exemple, dérive en baisse sur la fabrication des assemblages, grâce à l'effet de série et au progrès technique), etc...

Dans certains cas, ces dérivés sont relativement stables, en raison des corrélations qui existent entre la variation du prix du bien ou service considéré et la hausse du niveau général des prix. En particulier, la dérive des salaires (ou accroissement du pouvoir d'achat) présente une bonne stabilité depuis déjà un certain nombre d'années.

1.2.3. Relations entre les calculs à monnaie courante, à monnaie constante et à prix constants

Soit t_0 une date de référence et t une date quelconque différente de t_0 . Pour un matériel, une matière ou un service donné, on peut définir 3 prix :

- ✓ Le prix $P(t_0)$ à la date t_0 (en monnaie de la même date) ;
- ✓ Le prix $P(t)$ à la date t (en monnaie de la même date) ;
- ✓ Le prix $P_0(t)$ à la date t , mais ramené en monnaie de la date t_0 au moyen de l'indice général des prix.

La variation totale du prix en monnaie courante entre t_0 et t est donc le produit de la dérive par l'indice général des prix de t par rapport à t_0 . On peut donc écrire :

$$\frac{P(t)}{P(t_0)} = \frac{P(t)}{P_0(t)} * \frac{P_0(t)}{P(t_0)} \quad (8)$$

Le rapport $\frac{P(t)}{P(t_0)}$ représente l'évolution du prix considéré en monnaie courante;

Le rapport $\frac{P_0(t)}{P(t_0)}$ représente l'évolution du même prix en monnaie courante ou « dérive de ce prix »;

Le rapport $\frac{P(t)}{P_0(t)}$ représente l'indice général des prix de t par rapport à t₀.

L'expression (7) devient :

$$\frac{P(t)}{P(t_0)} = 0.1 + 0.1 \frac{P_{sdB}}{P_{sdB_0}} + 0.48 \frac{S}{S_0} + 0.32 \frac{M}{M_0} \quad (9)$$

Où: P_{sdB} : indice des produits et services divers

S : indice des salaires

M : ensemble des indices matières

P_{sdB}₀, S₀, M₀ : mêmes indices à l'année de référence

En estimant la variation de l'indice général des prix entre t₀ et t, soit (1 + α) on aura :

$$P_0(t) = \frac{P(t)}{1+\alpha} \quad (10)$$

2. La définition des limites de fourniture et des flux de dépenses

2.1. Coût d'investissement

Le flux de dépenses se présente sous la forme d'un échancier de paiements décrit de façon plus ou moins détaillée, mais comportant au moins une échéance par année de construction de la centrale.

L'établissement du coût d'investissement à monnaie constante nécessite la prise en compte des dérives induites par les formules de révision de prix, à partir d'une hypothèse d'évolution des indices salaires et matières intervenant dans ces formules, et de l'indice général des prix, au cours de la période de construction, l'intervention du taux d'inflation, en plus des dérives de prix, est rendue nécessaire par l'existence d'un terme fixe dans les formules de révision, et éventuellement par le passage des prix de base des marchés et des dépenses passées, en unité monétaire de la date de référence.

La décomposition du coût d'investissement est limitée à quatre postes :

- ✓ Coût de construction en monnaie constante, hors taxes, hors intérêts intercalaires, hors frais d'assurances, etc..., mais comprenant les dépenses propres du producteur d'électricité ;
- ✓ Taxes, impôts, droits de douane éventuels, frais d'assurances ;
- ✓ Intérêts intercalaires ;
- ✓ Frais généraux du producteur d'électricité (services centraux, siège social, etc...).

2.1.1. Coût de construction

Il couvre la totalité :

- ✓ Des paiements effectués par le producteur à tous ses fournisseurs, constructeurs, entrepreneurs, bureaux d'études ou d'ingénierie, architecte industriel etc..., auxquels on ajoute généralement une provision destinée à couvrir les aléas et imprévus en cours de réalisation ;
- ✓ la pièces de rechange principal ;
- ✓ Les dépenses propres du producteur, couvrant tous ses frais de personnel pendant toute la durée des études, des procédures administratives et de la construction de l'unité (personnel d'études, de gestion des marchés, d'administration, de comptabilité, de surveillance des fabrications et des travaux, formation du personnel d'exploitation, etc...), ainsi que toutes les dépenses autres que de main d'œuvre (matériels divers, matières consommables pendant les essais antérieurs à la mise en service, etc...)

2.1.2. Les intérêts intercalaires

Dans les clauses financières de chaque contrat, l'échéancier des paiements est tout aussi indissociable du prix de base que les formules de révision. Là encore, en effet, un fournisseur peut consentir un prix de base d'autant plus bas qu'il est payé plus rapidement après la signature du Contrat, car cela améliore sa trésorerie et peut lui procurer des bénéfices financiers. Au contraire, plus les paiements seront tardifs, plus le fournisseur relèvera son prix de base.

La somme des dépenses à la date 0 et à un taux d'actualisation a :

$$S = \sum_t (1 + a)^t P_0(t) \quad (11)$$

Le montant des intérêts intercalaires est alors :

$$M = \sum_t (1 + a)^t P_0(t) - \sum_t P_0(t) \quad (12)$$

On l'exprime souvent en pourcent du coût de construction en monnaie constante :

$$\%M = \frac{\sum_t (1+a)^t P_0(t)}{\sum_t P_0(t)} - 1 \quad (12)$$

L'échéancier des paiements, c'est-à-dire la chronique des $P(t)$, peut être défini dans le plus grand détail, à partir des échéanciers donnés dans les Contrats. Mais on peut aussi regrouper les termes de paiement façon à simplifier l'échéancier sans pour autant modifier les intérêts intercalaires : par exemple, un paiement au début ou au milieu de chaque année (il s'agit, non pas d'années calendaires, mais de périodes de 12 mois calées sur la date 0).

2.2.Frais d'exploitation (hors combustible)

Les frais d'exploitation sont généralement donnés pour une année de fonctionnement (il ne s'agit pas d'année calendaire, mais d'une période de 12 mois dont la première débute à la date de mise en service industriel). Ces frais varient d'année en année en raison des dérives de prix à monnaie constante, mais on peut en donner une valeur moyenne actualisée sur toute la durée de. Le coût total actualisé d'exploitation est alors égal au produit de cette valeur moyenne annuelle par le nombre d'années actualisées. Comme les dépenses d'exploitation sont réparties uniformément dans le temps, on doit, pour les actualiser, les supposer concentrées au milieu de chaque année d'exploitation.

✓ Incidence des dérives de prix sur les frais d'exploitation

Les dérives à monnaie constante intervenant dans les frais d'exploitation portent principalement sur les salaires, les impôts (généralement en hausse) et certaines matières (dans certain cas en baisse). Comme les frais d'exploitation portent sur une longue période et comportent une part relativement élevée de salaires et souvent aussi d'impôts, l'incidence des dérives est très importante.

Considérons un poste quelconque des frais d'exploitation, subissant une dérivé α par an, et désignons par :

- t_0 : la date de définition de l'unité monétaire 0
- t_1 : la date de mise en service 1
- n : la $n^{\text{ème}}$ année d'exploitation (à partir de t_1)
- N : le nombre d'années d'exploitation.

En monnaie constante de la date t_0 , le montant du poste considéré est :

- P_0 : à la date t_0
- $P_0 (1 + \alpha)^{1/2}$: pour l'ensemble de l'année débutant à la date t_0
- $P_0 (1 + \alpha)^{t_1 - t_0}$: à la date t_1
- $P_0 (1 + \alpha)^{t_1 - t_0 + n - 1/2}$: pour la $n^{\text{ème}}$ année d'exploitation

Le coût annuel de ce poste, en moyenne actualisée à partir de la date de mise en service, a pour expression :

$$\bar{P} = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{P_0(1+\alpha)^{t_1-t_0+n-1/2}}{(1+\alpha)^{n-1/2}}}{\sum_{n=1}^N \frac{1}{(1+\alpha)^{n-1/2}}} \quad (13)$$

Cette expression est le produit du coût à la date t_1 par une dérive actualisée sur toute la durée de vie :

$$\bar{P} = P_0(1 + \alpha)^{t_1 - t_0} \times \frac{\sum_{n=1}^N \frac{(1+\alpha)^{n-1/2}}{(1+\alpha)^{n-1/2}}}{\sum_{n=1}^N \frac{1}{(1+\alpha)^{n-1/2}}} \quad (14)$$

2.3. Combustible

Pour une centrale thermique, le coût du combustible est dû essentiellement à l'achat, au transport et à la manutention du combustible, ainsi qu'à l'achat ou à la vente éventuels de résidus de combustion (cendres, poussières, etc...).

Il faut toutefois tenir compte du maintien sur le site d'un stock constamment renouvelé dont le coût est égal à son prix d'achat initial, diminué de sa valeur de récupération en fin de vie, le tout étant actualisé à la date de mise en service industriel. Ce coût est fixe vis à vis de l'utilisation.

3. La présentation des données et des résultats

3.1. Données de base

- ✓ La date de référence de l'unité monétaire et des taux de change ;
- ✓ Le taux d'actualisation à monnaie constante : 10 % ;
- ✓ La date de mise en service industriel ;
- ✓ La durée de vie de chaque unité.
- ✓ Les hypothèses de fonctionnement de l'unité

3.2. Résultats essentiels

- ✓ coût moyen actualisé du kWh, pour une hypothèse d'utilisation à préciser et avec les trois composantes : investissement, exploitation (hors combustible) et combustible ;
- ✓ coût fixe du kW électrique net, décomposé comme ci-dessus en : investissement, exploitation et combustible ;
- ✓ coût proportionnel par kWh, décomposé en : exploitation et combustible.

Le coût global ne peut être calculé qu'en prenant en compte tous les éléments propres à chaque système de production, consommation, notamment : les caractéristiques de la courbe de charge, la composition du parc de production, les marges de puissance nécessaires (réserve tournante), le réseau de transport et d'interconnexion, etc... Ces éléments doivent également être pris en compte pour comparer entre eux, sur le plan économique, des moyens de production de types différents, introduits dans un parc et un réseau donnés.