

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Ecole Nationale Polytechnique d'Alger



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات

Département de Génie Chimique

Mémoire de projet de fin d'études  
Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie Chimique

---

# Modélisation et étude technico-économique d'un système énergétique

---

Réalisé par

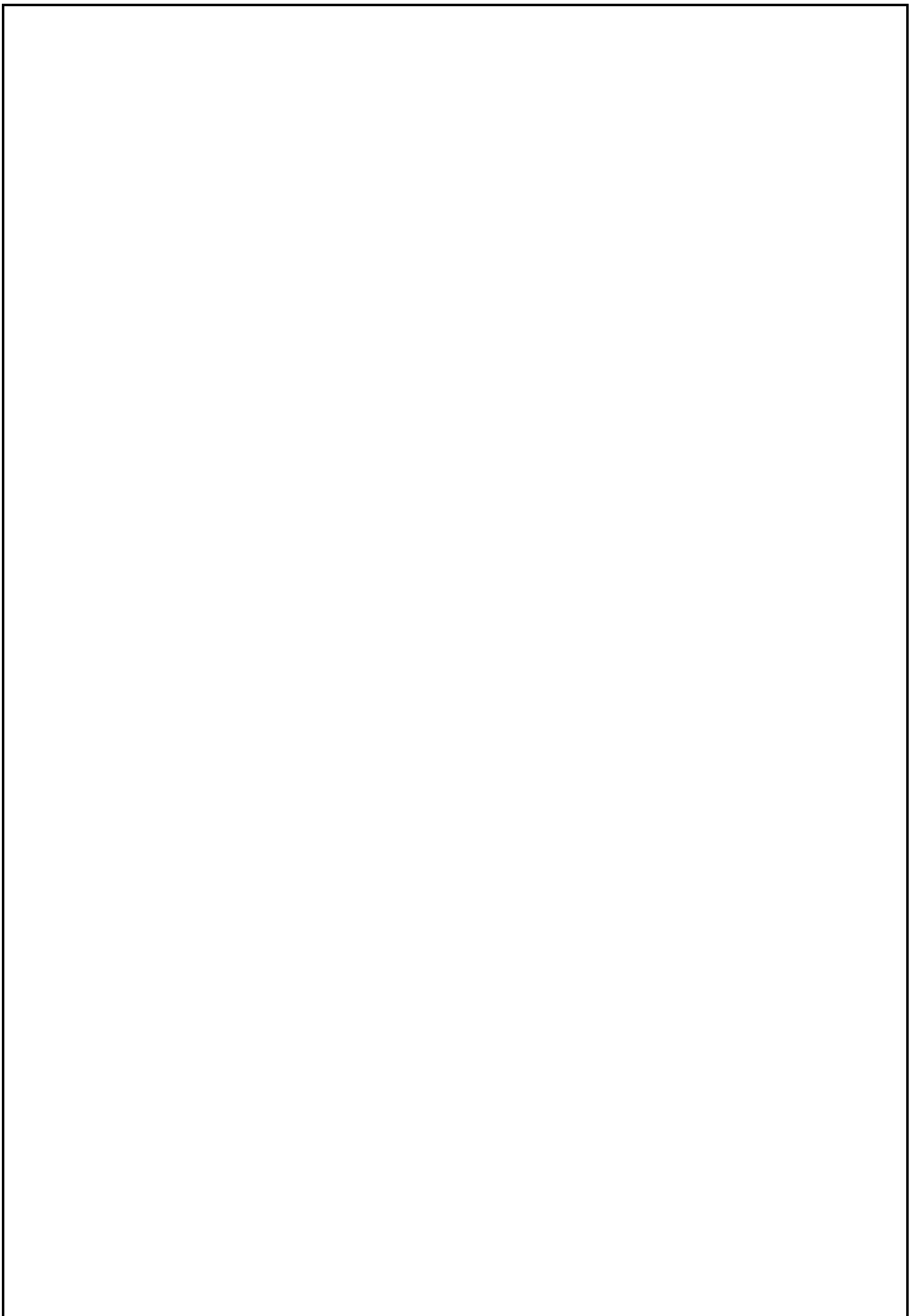
Mr. BOULAZREG Rabah & Mr. DERIAS Yasser

Sous la direction de

Mr. Toudert AHMED ZAID

## Composition du jury

Présidente	Mme Y. TCHOULAK-DAHOUN	MAA	ENP
Promoteur	Mr. T. AHMED ZAID	Professeur	ENP
Examineur	Mr. H. BENNOUR	MAA	ENP
Examinatrice	Mme S. HADDOUM	MC-B	ENP



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Ecole Nationale Polytechnique d'Alger



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات

Département de Génie Chimique

Mémoire de projet de fin d'études  
Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie Chimique

---

# Modélisation et étude technico-économique d'un système énergétique

---

Réalisé par

Mr. BOULAZREG Rabah & Mr. DERIAS Yasser

Sous la direction de

Mr. Toudert AHMED ZAID

## Composition du jury

Présidente	Mme Y. TCHOULAK-DAHOUN	MAA	ENP
Promoteur	Mr. T. AHMED ZAID	Professeur	ENP
Examineur	Mr. H. BENNOUR	MAA	ENP
Examinatrice	Mme S. HADDOUM	MC-B	ENP

**العنوان:** نمذجة ودراسة تقنو-اقتصادية لنظام طاقي

**الملخص:** يهدف هذا العمل إلى تقييم القيمة الطاقية للنفايات البلدية في الجزائر العاصمة.

يستخدم الغاز الحيوي (غاز الميثان) الناتج عن النفايات البلدية كوقود لوحدة توليد الطاقة المشتركة (كهرباء-حرارة) لتلبية حاجيات مركز معالجة النفايات من كهرباء وحرارة. وتوضح النتائج كيف يمكن أن يؤدي استخدام الحرارة لتوليد الكهرباء إلى خفض تكاليف الطاقة وانبعثات الغازات المسببة للاحتباس الحراري. ويتم تقييم مدى صلاحية هذا المشروع باستخدام برنامج "RETScreen" كأداة لدراسة كفاءة هذا المشروع من أجل توليد الطاقة النظيفة. وتبدو نتائج المحاكاة مثيرة للاهتمام، مما يستحق التمعن في هذا الموضوع من أجل إعطاء الحوافز الممكنة لهذا النوع من مشاريع إنتاج الطاقة المتجددة.

**الكلمات المفتاحية:** النفايات البلدية، الغاز الحيوي، الميثان، التوليد المشترك للطاقة، تكلفة الطاقة، الغازات المسببة للاحتباس الحراري، RETScreen، الطاقة المتجددة.

**Title:** Modeling and technico-economic study of an energy system.

**Abstract:** The objective of this work is to assess the energy value of municipal waste in Algiers.

The biogas produced by the methanization of this municipal waste is used to power a cogeneration unit to meet the electricity and heat demand of a waste treatment center. The results illustrate how the use of heat and electricity production can reduce both energy costs and GHG emissions. The viability of the project is assessed using the RETScreen Clean Energy Decision Support Tool.

We find the results of our simulation interesting and the reflection on this subject deserves to be continued to examine possible incentives for this type of renewable energy production projects.

**Key words:** Municipal waste, biogas, methanization, cogeneration, energy costs, GHG, RETScreen, energy costs, renewable energy.

**Titre :** Modélisation et étude technico-économique d'un système énergétique.

**Résumé :** Ce travail a pour objectif l'évaluation de la valeur énergétique des déchets municipaux à ALGER.

Le biogaz produit par la méthanisation de ces déchets municipaux, est utilisé pour alimenter une unité de cogénération pour satisfaire la demande d'électricité et de chaleur d'un centre de traitement de déchets. Les résultats illustrent comment l'utilisation de la production de la chaleur et de l'électricité peut réduire à la fois le coût énergétique et les émissions de GES. La viabilité du projet est évaluée en utilisant « RETScreen » un outil d'aide à la décision en matière de production d'énergie propre.

Les résultats de notre simulation nous paraissent intéressants et la réflexion autour de ce sujet mérite d'être poursuivie pour examiner les possibles mesures d'incitation en faveur de ce type de projets de production d'énergie renouvelable.

**Mots Clés :** Déchets municipaux, biogaz, méthanisation, cogénération, coût énergétique, GES, RETScreen, énergie renouvelable.

## REMERCIEMENTS

Nous Voudrions remercier en premier lieu Dieu de nous avoir donné la force pour achever ce modeste travail.

Nous présentons nos sincères remerciements et gratitude à notre promoteur, Mr. T. AHMED ZAID pour son soutien, son aide, sa disponibilité, et son grand intérêt qu'il a toujours manifesté, durant notre formation et la préparation de ce mémoire. Ce travail n'aurait jamais pu aboutir sans son encadrement.

Nous adressons également notre profonde gratitude aux membres du jury : la présidente Mme Y. TCHOULAK-DAHOUN, nos examinateurs Mme S. HADDOUM et Mr H. BENNOUR pour leurs efforts, à nos professeurs de l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger et en particulier ceux du département de GENIE CHIMIQUE.

Nous Tenons également à remercier les personnes qui ont pu nous aider tout au long de ce mémoire, en particulier nos camarades de la promotion de Génie Chimique 2017/2020.

# **Dédicaces**

## **Je dédie ce modeste travail**

A mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études.

A mon cher frère Lotfi pour son amour, son appui et son encouragement.

A toute la famille DERIAS

A mes amis Chakib, Sid Ahmed, Ghani, Bassat et Younes

A mon cher ami et binôme Rabah

A toute la promotion de Génie Chimique 2017/2020

**YASSER**

# **Dédicaces**

## **Je dédie ce travail**

### **A ma très chère mère**

Tu représentes pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi.

Ta prière et ta bénédiction m'ont été d'un grand secours pour mener à bien mes études.

Aucune dédicace ne saurait être assez éloquente pour exprimer ce que tu mérites pour tous les sacrifices que tu n'as cessé de me donner depuis ma naissance, durant mon enfance et même à l'âge adulte.

Puisse Dieu, le tout puissant, te préserver et t'accorder santé, longue vie et bonheur.

### **A mon très cher père Noureddine**

Aucune dédicace ne saurait exprimer l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours eu pour vous.

Ce travail est le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation.

### **A mes très chers frères et sœurs.**

Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite.

A toute la famille BOULAZREG

A mon ami et binôme Yasser

A tous mes amis qui ont toujours cru en moi et qui n'ont cessé de m'encourager.

**RABAH**

# TABLE DES MATIERES

## LISTE DES TABLEAUX

## LISTE DES FIGURES

## INTRODUCTION GENERALE

## CHAPITRE I LE BIOGAZ, AVENIR DE LA VALORISATION DE LA BIOMASSE

<b>I.1</b>	<b>Introduction :</b> .....	<b>16</b>
<b>I.2</b>	<b>Généralités sur la biomasse :</b> .....	<b>16</b>
<b>I.3</b>	<b>Valorisation de Biomasse :</b> .....	<b>18</b>
I.3.1	Valorisation de la Biomasse : .....	19
I.3.1.1	Le processus thermochimique : .....	19
On distingue :	.....	19
I.3.1.2	Le processus biologique : .....	19
<b>I.4</b>	<b>Production du Biogaz :</b> .....	<b>20</b>
I.4.1	Méthanisation : .....	20
I.4.1.1	Principe : .....	20
I.4.1.2	Facteurs théoriques influençant la digestion : .....	20
I.4.1.3	Stations d'épuration urbaines.....	22
I.4.1.4	Méthanisation des effluents industriels .....	23
I.4.1.5	Méthanisation des biodéchets municipaux .....	23
I.4.1.6	Méthanisation d'effluents d'élevage .....	23
I.4.1.7	Co-digestion .....	24
I.4.1.8	Installation de stockage de déchets (ISD) : méthanisation en décharge .....	24
I.4.2	La gazéification .....	25
I.4.2.1	Principe .....	25
I.4.2.2	Les principaux facteurs de bonne conduite .....	27
I.4.2.3	Les applications de gazéification.....	28
<b>I.5</b>	<b>Volume de déchets ménagers et assimilés (DMA) de la Wilaya d'Alger :</b> .....	<b>29</b>



<b>I.6</b>	<b>Conclusion :</b> .....	<b>31</b>
------------	---------------------------	-----------

## **CHAPITRE II COGENERATION POUR UNE EFFICACITE ENERGETIQUE OPTIMALE**

<b>II.1</b>	<b>Introduction :</b> .....	<b>33</b>
<b>II.2</b>	<b>Principe de la cogénération :</b> .....	<b>33</b>
II.2.1	Les avantages de la cogénération : .....	35
<b>II.3</b>	<b>Les types des systèmes de cogénération :</b> .....	<b>36</b>
II.3.1	Système de cogénération à turbine à vapeur : .....	36
II.3.1.1	Turbine à vapeur à contre pression : .....	38
II.3.1.2	Turbine à vapeur à soutirage et condensation : .....	40
II.3.2	Turbine à gaz : .....	40
II.3.2.1	Système de cogénération à turbine à gaz à cycle ouvert : .....	41
II.3.2.2	Système de cogénération à turbine à gaz à cycle fermé : .....	43
II.3.3	Système combiné de turbine à gaz et à vapeur : .....	43
II.3.4	Autres classifications des systèmes de cogénération : .....	44
II.3.4.1	Cycle de tête : .....	44
II.3.4.2	Cycle de fond : .....	45
<b>II.4</b>	<b>Les énergies renouvelables et la cogénération en Algérie :</b> .....	<b>46</b>
II.4.1	Programme de développement des énergies renouvelables : .....	46
<b>II.5</b>	<b>Conclusion :</b> .....	<b>47</b>

## **CHAPITRE III ANALYSE DE FAISABILITE D'UN PROJET DE COGENERATION SUR RETSCREEN**

<b>III.1</b>	<b>Introduction à RETSCREEN</b> .....	<b>49</b>
<b>III.2</b>	<b>Cogénération Dans RETScreen</b> .....	<b>49</b>
<b>III.3</b>	<b>Projet de cogénération (Chaleur-Electricité) dans un centre d'enfouissement :</b> .....	<b>50</b>
III.3.1	Présentation du Projet : .....	50
III.3.2	Création du projet .....	51
III.3.3	Conditions de référence du site .....	52
III.3.4	Modèle énergétique : .....	53

III.3.4.1	Choix du système et des combustibles .....	53
III.3.4.2	Charge et réseau : .....	57
III.3.4.2.1	Charge de chaleur .....	57
III.3.4.2.2	Charge d'électricité et caractéristique de la charge : .....	58
III.3.4.3	Equipement et stratégie d'exploitation : .....	60
III.3.4.3.1	Turbine à gaz.....	60
III.3.4.3.2	Stratégie d'exploitation : .....	62
III.3.4.4	Sommaire de l'analyse énergétique :.....	63
III.3.4.4.1	Caractéristiques du cas proposé :.....	63
III.3.4.4.2	Sommaire du cas proposé :.....	64
III.3.5	Analyse des coûts : .....	65
III.3.6	Analyse financière : .....	66
III.3.7	Analyse des émissions : .....	68
<b>III.4</b>	<b>Conclusion : .....</b>	<b>69</b>

## **CONCLUSION GENERALE**

## **BIBLIOGRAPHIE**

## **ANNEXES**

## Liste des tableaux

Tableau 1 : Principales Biomasses utilisées pour la production d'énergie. ....	17
Tableau 2 : Données Climatiques d'ALGER. ....	53
Tableau 3 : Combustibles de la simulation. ....	55
Tableau 4 : Caractéristiques de la charge de biogaz. ....	56
Tableau 5 : Prix kWh d'électricité. ....	57
Tableau 6 : Charge de Chaleur. ....	58
Tableau 7 : Caractéristiques de la charge électrique du cas de référence. ....	59
Tableau 8 : mesures d'efficacité énergétique électrique du cas proposé. ....	60
Tableau 9 : Choix des combustibles pour la turbine à gaz. ....	61
Tableau 10 : Caractéristiques et coûts relatifs à la turbine. ....	62
Tableau 11 : Stratégie d'exploitation. ....	62
Tableau 12 : Sommaire du Cas proposé. ....	65
Tableau 13 : analyse des coûts (investissements). ....	65
Tableau 14 : Analyse des coûts (frais annuels). ....	66
Tableau 15 : Analyse des coûts (Economies annuels). ....	66
Tableau 16 : Analyse Financière. ....	67

## Liste des figures

Figure 1: Cycle neutre de Carbone [3] .....	18
Figure 2 : Evolution de la quantité des déchets à l'horizon 2030 [5] .....	30
Figure 3: Evolution de la composition des déchets de la Wilaya d'Alger à l'horizon 2030 [5] .....	30
Figure 4: Comparaison entre cogénération et production séparée [6] .....	34
Figure 5: Types de Turbine à Vapeur [7].....	38
Figure 6: Turbine à vapeur à contre pression [8].....	39
Figure 7: Turbine à vapeur à soutirage et condensation [8] .....	40
Figure 8: système de cogénération à turbine à gaz à cycle ouvert [8] .....	42
Figure 9: Système de cogénération à turbine à gaz à cycle fermé [8].....	43
Figure 10: Cycle de tête [10] .....	45
Figure 11: Cycle de fond [10] .....	45
Figure 12 : Création du modèle sur RETScreen .....	51
Figure 13: Etapes d'analyse de faisabilité .....	52
Figure 14: Lieu des données climatiques, lieu de l'installation. ....	52
Figure 15 : Etapes d'analyses énergétique. ....	53
Figure 16 : Choix de système de cogénération sur RETScreen.....	54
Figure 17 : Production de Chaleur et d'électricité (notre Cas).....	54
Figure 18 : Type de charge de chaleur RETScreen. ....	57
Figure 19 : Graphique de Caractéristique de la charge pour le cas de référence ....	60
Figure 20 : Choix de la turbine à gaz .....	61
Figure 21 : caractéristiques du cas proposé (Electricité).....	63
Figure 22 : caractéristiques du cas proposé (Chaleur).....	64
Figure 23: Graphique des Flux monétaires cumulatifs .....	67
Figure 24: Analyse des émissions des GES du cas proposé .....	68

# **INTRODUCTION GENERALE**

La disponibilité énergétique et la santé économique d'un pays vont de pair, mais ce couplage ne doit pas menacer l'environnement, notamment à travers des émissions de gaz à effet de serre (GES) incompatibles avec le climat planétaire. Pour parer à de tels risques, tout scénario énergétique doit s'appuyer sur des analyses exhaustives du système, garantissant le service, précisant les contraintes induites, incluant un bilan écologique et climatique global. Il faut quantifier les causes et leurs effets, effectuer des comparaisons de services rendus à coût et impacts équivalents. Il ne s'agit ni de sortir immédiatement du fossile, ni de réduire totalement les émissions directes de GES, mais de trouver le meilleur compromis sur le court et moyen terme pour minimiser les impacts du système sur des critères à définir : environnementaux, techniques, stratégiques, sociaux, économiques.

Il est donc actuellement impératif non seulement de se concentrer sur l'économie de l'utilisation des ressources limitées existantes mais aussi pour identifier de nouvelles technologies et ressources renouvelables qui ont le potentiel de couvrir la demande énergétique croissante en plus de posséder d'autres attributs positifs tels qu'être durables, globalement disponibles et faciles à exploiter.

Les énergies renouvelables, en Algérie, n'ont pas connu une large utilisation. Cette situation est due partiellement à la disponibilité des ressources énergétiques fossiles, à l'absence d'un cadre législatif gérant ce secteur sans oublier le manque d'implication politique et sociale vis à vis de la protection de l'environnement.

Parmi les différentes sources énergétiques renouvelables utilisées figurent celle de la biomasse qui constitue un gisement en continuelle augmentation et présentant une très large diversité de composition. Leur exploitation pour la production énergétique est d'autant plus intéressante qu'elle intervient également dans la préservation de l'environnement. C'est le cas du biogaz qui est une ressource énergétique très disponible, non coûteuse et renouvelable à court terme, et qui est directement utilisable ou transformée à travers la cogénération.

L'Algérie compte actuellement plus de 43 millions d'habitants. Les estimations faites par l'Agence Nationale des Déchets (AND) montrent que plus de 11 millions de tonnes de déchets sont produites chaque année, et cette production connaît une progression significative. Avec l'apparition de nouveaux modes de consommation des populations, les villes algériennes doivent faire face au phénomène de l'augmentation brutale des

quantités de déchets produits. Il en résulte une dégradation de l'environnement et un risque pour la santé publique.

La technologie de biogaz est l'une des technologies qui ont continué à susciter beaucoup d'attention. Les avantages principaux de cette technologie incluent sa capacité d'ajouter de la valeur aux chaînes de biomasse en fermant les cycles des matériels et en permettant un rendement énergétique amélioré en plus de son potentiel économique de faisabilité et de durabilité. En outre, la technologie de biogaz est mature et offre un itinéraire très attrayant pour utiliser des catégories diverses de biomasse et de biodéchets inhérents pour répondre à des besoins énergétiques aussi bien que contribuant à la conservation de l'environnement. Le biogaz particulièrement approprié à répondre à des besoins énergétiques à échelle réduite, peut contribuer à l'hygiène environnementale et la technologie de biogaz est assez simple pour éviter des limitations de production.

En conséquence la plupart des pays en développement particulièrement en Afrique et en Asie ont continué à adopter la technologie de biogaz en plus grand nombre. Dans le cadre de ce travail, Nous nous intéressons à la valorisation énergétique de déchets municipaux organiques de la Wilaya d'Alger à travers des projets de cogénération.

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. On rejette souvent cette quantité de chaleur, gaspillant ainsi une importante partie du contenu énergétique de la source d'énergie primaire, au lieu de l'utiliser pour combler les besoins de chaleur ou de froid de bâtiments ou de procédés situés à proximité du site de production d'électricité. En récupérant la chaleur du combustible en plus de l'électricité produite, on augmente le rendement global de la centrale énergétique, le faisant passer typiquement d'une plage de 25 % à 55 % à une plage de 60 à 90 %, selon les applications et les technologies utilisées.

Notre pays a besoin de plus d'énergie propre. La cogénération en utilisant le biogaz comme un combustible peut réduire la consommation de combustibles issus des ressources fossiles, les émissions de gaz à effet de serre, la pollution et les dépenses. Mais il est parfois difficile de savoir comment s'y prendre et par où commencer.

Le Logiciel de gestion d'énergies propres RETScreen est un outil dédié pour la prise de décisions en matière d'énergie propre. RETScreen utilise des algorithmes avancés

pour faciliter la prise de décisions relatives aux projets d'énergie renouvelable, d'efficacité énergétique ou encore de cogénération. En puisant dans ses bases de données, y compris les données satellites de la NASA sur le climat, le logiciel RETScreen évalue la viabilité financière de notre projet d'énergie. Que ce soit pour des bâtiments commerciaux et institutionnels, des usines, des centrales électriques ou des habitations individuelles...

Notre objectif dans le cadre de ce travail est de modéliser et d'étudier la faisabilité d'un projet de cogénération dans un centre de traitement des déchets municipaux pour satisfaire les besoins énergétiques en électricité et en chaleur du centre et des locaux en utilisant le biogaz issu du centre de traitement des déchets comme un combustible pour la machine de cogénération (turbine à gaz), et en récupérant le digestat issu de la méthanisation qui sera utilisé comme un fertilisant. A la fin on va estimer le rendement énergétique, le coût et les émissions des GES après la mise en œuvre de l'installation avec le logiciel RETScreen.



# **CHAPITRE I**

## **LE BIOGAZ, AVENIR DE LA VALORISATION DE LA BIOMASSE**

### **I.1 Introduction :**

Les combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon, etc.) paraissaient être inépuisables. Les différentes crises pétrolières ont mis en évidence l'utilité des énergies renouvelables en substitution aux produits pétroliers. L'une d'elle, la biomasse est souvent décrite comme étant « l'ensemble de toutes les matières premières renouvelables d'origine végétale ou animale destinées à des utilisations non alimentaires ».

La biomasse est un combustible varié. Au sens large, elle comprend « l'ensemble des êtres vivants, animaux ou végétaux, ainsi que leurs productions, sous-produits ou déchets (déjections, etc.) ». La biomasse forme les différents écosystèmes de la planète et participe à leurs équilibres naturels. Elle a d'abord été cultivée et élevée par l'homme pour son alimentation, mais elle fournit également des matériaux de construction et est utilisée comme matière première pour certains procédés industriels et pour la production d'énergie, on parle alors de bioénergie

### **I.2 Généralités sur la biomasse :**

L'énergie issue de la biomasse est renouvelable. Elle est le résultat du cycle de dégradation des matières vivantes. C'est le type d'énergie la plus révolue exploitée par l'homme depuis le feu à nos jours. Cette énergie peut générer de l'électricité au moyen de la chaleur provoquée par la calcination des matières comme les déchets agricoles, le bois, les végétaux ou les ordures ménagères organiques. L'énergie biomasse peut aussi provenir du biogaz issu de la fermentation de ces dernières.

La biomasse ne semble pas actuellement permettre de très grosses installations. Elle n'intéresse que peu les gros intervenants du secteur de l'énergie. Mais attention aux fausses promesses. Elle sera pertinente lorsque le cycle complet sera en place du champ aux champ, et de la forêt à la forêt. Par contre elle peut se révéler intéressante dans des domaines connexes aux activités agricoles, forestières, ou de transformation agroalimentaire, ou du bois. Les gras, les lisiers, les déchets de sciage, ou de production de bois, les déchets ménagers sous certaines conditions peuvent être utilisés [1]

**Définition** : Selon la directive européenne n°2003/30/CE du 8 mai 2003, la biomasse est la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture (y compris les substances végétales et animales), de la sylviculture et de leurs industries connexes, ainsi que de la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux, en plus de cela, il y a la biomasse algale qui consiste à élever des micros organismes (algues microscopiques ou cyanobactéries) pour produire la biomasse [2].(Tableau 1)

Il existe trois formes de biomasse présentant des caractéristiques physiques très variées :

- Les solides (ex : paille, copeaux, bûches) ;
- Les liquides (ex : huiles végétales, bioalcools) ;
- Les gazeux (ex : biogaz).

*Tableau 1 : Principales Biomasses utilisées pour la production d'énergie.*

	Productions agricoles	Productions forestières
Résidus des activités de <u>production</u>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Pailles de céréales, anas de lin, balles de riz, rafles de maïs, grains déclassés, etc.</li> <li>▪ Effluents d'élevage : lisiers, fumiers, purins, fientes, etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Rémanents forestiers : houppiers, souches, etc.</li> </ul>
Résidus des industries de <u>transformation</u>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Effluents d'industries agroalimentaires</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Coproduits de scieries, de menuiseries, etc. (dosses, sciures, copeaux, chutes diverses, etc.)</li> </ul>
Cultures dédiées (« cultures énergétiques »)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Agrocarburants : betteraves, colza, canne à sucre, etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tailis à très courte rotation (TCR) de saules, de peupliers, etc.</li> <li>▪ Tailis pour bois de chauffe, miscanthus</li> </ul>
Autres biomasses (résidus d'activités humaines)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fraction organique des déchets ménagers</li> <li>▪ Boues de stations d'épuration</li> <li>▪ Tontes de pelouses</li> <li>▪ Huiles de friture</li> <li>▪ Bois de démolitions ou de « parcs à conteneurs »</li> </ul>	

La biomasse est une réserve d'énergie considérable née de l'action du soleil grâce à la photosynthèse. Elle existe sous forme de carbone organique. Sa valorisation se fait par des procédés spécifiques selon le type de constituant.

Elle n'est considérée comme une source d'énergie renouvelable que si sa régénération est au moins égale à sa consommation. Ainsi, par exemple, l'utilisation du bois ne doit pas conduire à une diminution du nombre d'arbres.

Lors de sa combustion, la biomasse libère du  $CO_2$ , un gaz à effet de serre. Mais le  $CO_2$  libéré est celui que les plantes et végétaux ont capté dans l'atmosphère durant leur croissance. Il n'y a donc pas d'émission de  $CO_2$  nouveau : la valorisation énergétique de la biomasse est neutre au niveau du  $CO_2$ . On dit que le cycle du carbone est neutre ou fermé, la biomasse énergie ne participe pas au réchauffement climatique pour autant que les systèmes d'exploitation agricoles et forestiers soient durables et responsables.

Les combustibles fossiles quant à eux augmentent la concentration en  $CO_2$  dans l'atmosphère lors de chaque utilisation. Dans ce cas, on dit que le cycle du carbone est ouvert (figure1).

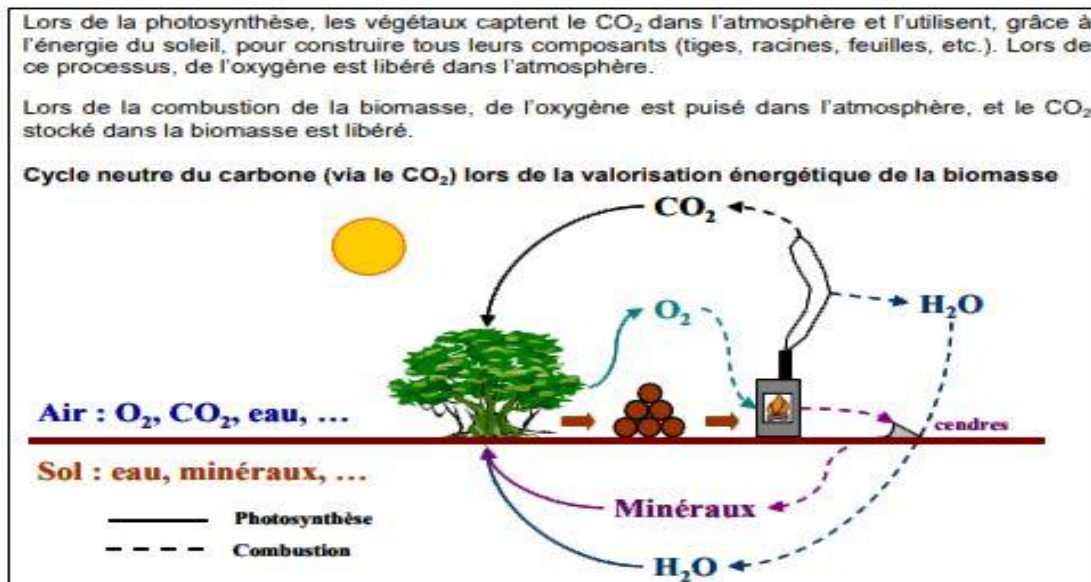


Figure 1: Cycle neutre de Carbone [3]

### I.3 Valorisation de Biomasse :

Etant donné que le gisement de certains types de biomasse et de procédés de valorisation, reste très faible dans notre pays, ces derniers ne sont donnés qu'à titre indicatif. Par exemple les cultures à vocation énergétique (colza, tournesol, betteraves, blé, orge, maïs, ... etc.), bien qu'assez répandues dans certains pays ne sont mentionnées qu'à titre indicatif, du fait que c'est une solution non viable pour l'Algérie.

### I.3.1 Valorisation de la Biomasse :

La valorisation énergétique de la biomasse peut produire trois formes d'énergie utile, en fonction du type de biomasse et des techniques mises en œuvre :

- de la chaleur ;
- de l'électricité ;
- une force motrice de déplacement

On distingue deux processus de valorisation de la biomasse : le processus thermochimique et le processus biologique.

#### I.3.1.1 Le processus thermochimique :

On distingue :

- **La combustion** : Oxydation du bois à l'air, utilisation directe de la chaleur produite.
- **La pyrolyse** : chauffer le bois de 400°C jusqu'à plus de 1000°C, la chaleur nécessaire est apportée par combustion d'une partie des produits de la pyrolyse. Le procédé fournit principalement du charbon à 400°C et du gaz vers 1000°C
- **La gazéification** : Le bois étant préalablement chauffé par combustion d'une partie des produits de la réaction de gazéification, est oxydé par un oxydant doux tel que  $H_2O$ ,  $CO_2$ , *ect* ;
- **La liquéfaction** : qui consiste à maintenir du bois sous pression dans milieu réducteur, les produits sont des liquides qui nécessitent un fractionnement en vue d'une utilisation en tant que carburant liquide.

#### I.3.1.2 Le processus biologique :

De la matière organique est transformée en biogaz par digestion anaérobie, cette bioconversion a lieu en plusieurs étapes :

- Hydrolyse
- Acidogénèse :
- Acétogénèse

- Méthanogénèse.

## **I.4 Production du Biogaz :**

### **I.4.1 Méthanisation :**

#### **I.4.1.1 Principe :**

La méthanisation est le résultat d'une activité microbienne complexe, réalisée dans des conditions anaérobies [4].

La digestion anaérobie consiste en une dégradation biologique qui convertissent des substrats organiques complexes en molécules avec un seul carbone, telles que le méthane ( $CH_4$ ) et le dioxyde de carbone ( $CO_2$ ). Le processus passe par quatre étapes distinctes, chacune réalisée par une classe de micro-organismes spécialisés, qui se développe en absence d'oxygène :

- Etapes 1 et 2 : Hydrolyse et Acidogénèse

Dégradation des polymères en monomères puis en acides gras volatiles. C'est une étape limitante qui peut être améliorée par un prétraitement.

- Etapes 3 : Acétogénèse

Elle Consiste à transformer les acides gras volatiles, l' $H_2$  et le  $CO_2$  en Acide acétique, c'est l'étape la plus rapide.

- Etape 4 : Méthanogénèse

Le méthane se forme soit en dégradant l'acide acétique (70% de la production), soit en réduisant du  $CO_2$  par l'hydrogène (30% de la production). Cette étape est limitante vu sa grande sensibilité aux changements des conditions d'environnement (pH, température, agents toxiques, variation de concentration d'effluents, ...).

#### **I.4.1.2 Facteurs théoriques influençant la digestion :**

Les facteurs théoriques influençant la digestion, résultant de la considération de la biomasse face au substrat à digérer, sont les suivants : la charge, le pH, le couple « température - temps de séjour » et les substances toxiques :

- La charge

La charge d'un digesteur s'obtient en rapportant le poids des matières volatiles introduites au volume du digesteur. Elle s'exprime en kg de MV/m<sup>3</sup> et permet d'apprécier la quantité de matières nutritives introduites par rapport à la biomasse présente ; celle-ci contient en fin de digestion toutes les souches bactériennes nécessaires à la digestion des boues fraîches. Certains auteurs de manuels d'exploitation estiment que l'alimentation d'un digesteur devrait respecter constamment la proportion suivante : 20 fois plus de boues digérées que de boues fraîches (exprimé en kg de MV). De plus, toute variation importante de charge perturbe la digestion et peut entraîner son blocage.

- Le pH

C'est l'un des plus importants facteurs d'adaptation des populations bactériennes. Les bactéries acétogènes restent actives jusqu'à un pH de 5, mais les bactéries responsables de la méthanisation sont inhibées dès que le pH descend en-dessous de 6,2. C'est pourquoi la zone théorique optimale de pH à respecter s'étend de 6,8 à 7,2. Dans le cas d'une chute de pH due à une augmentation de la concentration en acides gras, un ajout de soude ou de chaux, au niveau de l'alimentation en boues fraîches épaissies ou directement dans le digesteur, permet le maintien du pH

- La température

La digestion anaérobie se décline sous trois types différents suivant la température :

- Lorsque la température est inférieure à 15°C, la digestion est de type psychrophile,
- Lorsque la température est comprise entre 28 et 40°C, la digestion est de type mésophile,
- Lorsque la température est supérieure à 45°C, la digestion est thermophile.

- Le couple Température – Temps de séjour

Le temps de séjour (ou temps de rétention hydraulique TRH) est la durée théorique pendant laquelle le volume de boues fraîches séjourne dans le digesteur. Il s'obtient en divisant le débit de boue entrant en digestion par le volume du digesteur.

La température doit être gardée constante pour éviter une perturbation de la digestion. En effet, les bactéries méthanogènes sont particulièrement sensibles à toute variation de température, même de l'ordre de 1°C par jour.

Température et temps de séjour sont deux facteurs liés. En effet, une élévation de température entraîne une activation des réactions d'acétogénèse, de méthanisation et de croissance des bactéries. Il en découle une diminution du temps de séjour nécessaire à la stabilisation et une augmentation de la production de gaz.

- Les substances toxiques

On distingue plusieurs types d'inhibiteurs de la digestion :

- Certains cations et les sulfures.
- Les éléments-traces.

Il a été montré que les éléments-traces affectent, en activateurs ou inhibiteurs, le procédé de digestion anaérobie (Degrémont, Mémento technique de l'eau) :

- Ils sont nécessaires à la croissance de certaines bactéries, les bactéries méthanogènes par exemple.
- Ils inhibent la toxicité produite par les sulfides.
- Ils permettent la formation de phosphates et l'agrégation des bactéries.

Toutefois en trop grande concentration, les éléments-traces inhibent l'accroissement des bactéries et donc la production de méthane.

- Certains composés organiques : cyanures, phénols, phtalates.
- Les antibiotiques.
- Les détergents.

### **I.4.1.3 Stations d'épuration urbaines**

Le procédé de digestion anaérobie (procédé de traitement et stabilisation des boues) s'applique sur les boues concentrées après le traitement primaire ou secondaire des eaux usées.



En termes de production d'énergie, ce gisement est équivalent à celui des CSD. En Allemagne, la digestion anaérobie concerne plus de deux tiers des boues produites dans les stations d'épuration urbaines. En France et au Royaume-Uni, elle porte sur 40 à 60 % des quantités. Bien que toutes les stations ne valorisent pas la totalité du biogaz produit (élimination en torchère), le taux de valorisation est élevé pour les unités les plus importantes, qui représentent aussi le gisement principal.

### **I.4.1.4 Méthanisation des effluents industriels**

La méthanisation des déchets ou effluents industriels se montre compétitive dès lors que la matière biodégradable, exprimée en DCO (demande chimique en oxygène) est suffisamment élevée. Elle est donc utilisée sur des substrats divers, effluents ou boues de : distilleries, brasseries, conserveries de fruits et légumes, laiteries, abattoirs, raffinerie de sucre, papeteries, industries pharmaceutiques, usines de production d'amidon, d'acide citrique, de malt, textiles...

Dans la plupart des cas, le biogaz est valorisé directement pour des usages thermiques sur le site de production (chaudières, turbines, moteur). La cogénération est assez peu développée.

### **I.4.1.5 Méthanisation des biodéchets municipaux**

Les biodéchets représentent les déchets verts, déchets de cuisine, papier-carton des collectivités locales.

Le biogaz est principalement valorisé par cogénération sur moteurs à gaz. L'électricité est revendue au réseau, la chaleur est soit utilisée pour le procédé, soit exportée.

### **I.4.1.6 Méthanisation d'effluents d'élevage**

Les effluents d'élevage couvrent toutes les productions animales : porcins, bovins, volailles....

Les déjections d'élevage sont majoritairement représentées par les lisiers et fumiers de porcins et de bovins. En unités collectives et centralisées, les installations bénéficient des effets d'échelle. Ces unités sont principalement développées au

Danemark et en Allemagne où les pouvoirs publics les soutiennent par un appui logistique déterminant.

La problématique est différente dès lors que l'on parle d'unités individuelles (biogaz à la ferme) et unités centralisées.

Les unités de méthanisation centralisées danoises par exemple suscitent un grand intérêt. Toutefois, les conditions propres à ce pays sont difficilement transposables à un autre pays européen : forte coopération entre agriculteurs, forte densité d'élevage, possibilité de valorisation thermique sur de petits réseaux de chaleur et valorisation électrique intéressante du fait du tarif d'achat élevé.

Le contexte du biogaz à la ferme est fondamentalement différent et concerne de petites installations ne dépassant pas la centaine de kWh.

La valorisation du biogaz est thermique et électrique par cogénération sur moteur à gaz ou moteur dualfuel.

### **I.4.1.7 Co-digestion**

Tous les substrats précédemment énumérés peuvent être traités en mélange par méthanisation. On parle alors de co-digestion. Ces unités sont des applications nouvelles encore peu représentées.

Si le nombre de ce type d'installation est faible dans le monde, il représente une solution de traitement centralisé de plusieurs substrats différents permettant la production d'une quantité d'énergie non négligeable. Étant donné les politiques actuelles de traitement des déchets et la problématique des boues de STEP urbaines et des effluents d'élevage, ces plates-formes de traitement générateurs d'énergie ont un avenir certain.

### **I.4.1.8 Installation de stockage de déchets (ISD) : méthanisation en décharge**

Les déchets sont compactés et enfouis dans une zone étanche à toute intrusion extérieure (eau, air). Le procédé de méthanisation se produit donc « spontanément » à l'intérieur des installations de stockage des déchets.

Dans la majorité des cas de valorisation, le biogaz est valorisé sous la forme d'électricité livrée en quasi-totalité au réseau (moteur ou turbine à gaz). Les

valorisations thermiques existent en proportions non négligeables (production sur site : vapeur, séchage, déshydratation des lixiviats) mais sont limitées par l'absence de débouchés locaux (valorisation extérieure : livraison de chaleur à un réseau urbain ou à un industriel). La cogénération (production d'électricité et de chaleur) est majoritairement utilisée dans le cas de valorisation de la chaleur.

### I.4.2 La gazéification

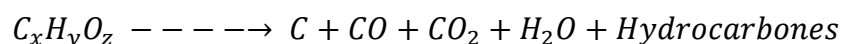
#### I.4.2.1 Principe

La gazéification est un procédé consistant à convertir un matériau carboné en gaz combustibles simples.

À la différence de la combustion, oxydation qui s'opère à haute température en excès d'air, la gazéification s'opère à basse et moyenne température avec peu d'oxygène (réduction). Dans les procédés de combustion classique des matériaux carbonés solides, les différentes phases de séchage, dissociation des composés volatiles et du carbone, oxydation totale des gaz, des liqueurs et du carbone, interviennent dans le même réacteur [4].

L'un des intérêts de la gazéification est de dissocier ces phases, les gaz étant brûlés dans des équipements spécifiques. Le déroulement général de la gazéification peut se schématiser ainsi :

- La première étape est celle du séchage, autour de 100-200°C, avec évaporation de l'eau.
- La seconde étape est la pyrolyse, qui est une décomposition thermique du substrat en absence d'oxygène, et produit des hydrocarbures gazeux et liquides (simples et complexes) et des solides carbonés. Globalement, les réactions s'écrivent :



Entre 200 et 300°C, une faible quantité de gaz oxygénés ( $CO_2$ ,  $CO$ ) et d'hydrocarbures est produite.

Entre 300 et 400°C, la production d'hydrocarbures augmente fortement, sous forme gazeuse et sous forme condensable (goudrons légers, méthanol...). L'hydrogène apparaît également à ce stade.

Entre 400 et 500°C, la phase à hydrocarbures génère également d'importantes quantités d'hydrocarbures gazeux, et de goudrons épais.

Entre 500 et 700°C, la production de gaz diminue. Celui-ci est principalement composé d'hydrogène, d'hydrocarbures, avec des quantités non négligeables d'oxydes de carbone.

Entre 700 et 1 000°C, le résidu solide est composé principalement de carbone, la majeure partie de la fraction volatile a été dégagée. La production de gaz, composé principalement d'hydrogène avec peu d'oxydes de carbone, est faible, de même que la production de goudrons, composés principalement d'hydrocarbures aromatiques polynucléaires.

Au cours de ces différentes phases, de nombreuses réactions réductrices interviennent entre le charbon, l'hydrogène, le gaz carbonique et la vapeur d'eau, pour produire du monoxyde de carbone et du méthane.

Aux environs de 1 000 à 2 000°C, des réactions d'oxydation interviennent en présence d'oxygène, de vapeur d'eau (réaction du gaz à l'eau), d'hydrogène (méthanisation) : c'est la phase dite de gazéification. Le carbone est converti en oxydes de carbones ( $CO_2$ ,  $CO$ ).

On peut ainsi regrouper sous les termes génériques :

- **La carbonisation, ou pyrolyse lente, à moins de 500°C**, qui vise à produire un charbon de bois. La torréfaction est une forme de pyrolyse à basse température (moins de 300°C).
- **La pyrolyse rapide, ou pyrolyse « flash », ou distillation**, qui vise à produire surtout un jus pyroligneux. Les réactions sont interrompues avant l'oxydation.
- **La gazéification, qui s'opère à plus de 1 000°C**, qui vise à maximiser la production des gaz. L'oxydation du carbone solide est poussée à son terme.

3 grands types de gazéificateurs sont identifiés :

- À lit fixe : co-courant ou contre-courant ;

- À lit fluidisé : en suspension ou circulant ;
- Mixte à double étage.

Dans les fours classiques de gazéification à lit fixe à contre-courant, on distingue ainsi différentes zones, de bas en haut :

- Une zone d'introduction de l'air et de vapeur d'eau au niveau de la couche de cendres, qui forme un lit où la température passe de 70 à 1 100°C.
- Une zone d'oxydation, fortement exothermique, où le charbon issu des couches supérieures réagit avec l'oxygène et la vapeur d'eau, générant une élévation de température à 1 100°C et des gaz chargés en  $CO_2$ ,  $CO$  et  $H_2$ .
- Une zone de réduction, endothermique, où ces gaz réagissent avec le carbone et l'hydrogène pour former du  $CO$ .
- Une zone de pyrolyse, au cours de laquelle les gaz chauds distillent les composés volatiles du substrat sec.
- Une zone de séchage, d'où les gaz sont évacués avec la vapeur d'eau, et alimentée par le substrat frais.

Selon les conditions opératoires en pression, température et teneur en oxygène, différents types de thermolyses peuvent être réalisés.

### **I.4.2.2 Les principaux facteurs de bonne conduite**

- Alimentation et conditionnement de la biomasse

Les spécifications critiques des produits à gazéifier concernent principalement la taille des particules introduites dans le réacteur, et leur humidité.

- Taille des particules

Généralement, les réacteurs fonctionnent avec des particules dont la taille est comprise entre 10 et 100 mm, permettant le passage des gaz chauds sans générer de pertes de charges trop importantes.

Selon la nature de la biomasse, celle-ci doit donc être soit broyée, soit compactée (sciure...). Le fractionnement de la biomasse permettrait également de réduire la teneur en azote et produits alcalins (sodium, potassium...).

Plusieurs procédés sont en principe moins sensibles au paramètre granulométrique : réacteurs à lit fluidisé, procédés à étage de pyrolyse séparé...

- Séchage

L'humidité du substrat est un point important à contrôler.

Le niveau requis dépend du type de technologie :

La gazéification nécessite une humidité inférieure à 10 à 15 %. La biomasse fraîche contient entre 50 et 60 % d'humidité, et lorsqu'elle est séchée à l'air libre, elle descend généralement à environ 20 % lorsque la durée est suffisante.

Certaines technologies de gazéification permettent une alimentation directe par de la biomasse humide :

- 40 à 50 % avec les réacteurs à contre-courant ;
- 15 à 20 % avec les réacteurs à co-courant ;
- 60 % pour les lits fluidisés à circulation interne.

Lorsque la biomasse doit être séchée avant l'introduction en réacteur, différentes technologies sont utilisables, notamment les séchoirs rotatifs utilisant les gaz produits ou des séchoirs à lit fluidisés avec chauffage indirect à la vapeur. Les vapeurs produites lors du séchage contiennent des COV (terpènes).

### **I.4.2.3 Les applications de gazéification**

Un grand nombre de produits peuvent être gazéifiés, la liste ci-dessous énumère les matières qui ont fait l'objet de travaux :

Des sous-produits des industries de transformation du bois :

- Plaquettes forestières
- Bois de rebut
- Déchets de bois des industries de seconde transformation
- Sciures
- Bois contaminés
- Écorces

Des sous-produits agricoles ou agro-industriels :

- Paille de riz
- Paille de blé
- Rafles de maïs
- Coquilles de noix
- Déchets de coton
- Fientes de volailles

Des déchets d'origine municipale ou industrielle :

- Déchets municipaux solides
- Fraction combustible des déchets municipaux solides (RDF : Refuse Derived Fuel)
- Boues de stations d'épuration
- Déchets hospitaliers
- Pneumatiques usagés
- Déchets d'entretien des espaces verts

Diverses ressources énergétiques :

- Goudrons lourds des raffineries de pétrole
- Charbon
- Gaz naturel
- Tourbe

### **I.5 Volume de déchets ménagers et assimilés (DMA) de la Wilaya d'Alger :**

Avec un ratio de 0.95 Kg/J/Hab. l'agglomération algéroise génère une quantité de DMA qui avoisine les 3500 Tonnes par jour, soit environ 1.3 MT/an. 80% de cette quantité est traité au niveau de deux Centres d'Enfouissement Technique (CET), celui de Mehalma et celui de Corso. Des opérateurs publics sont chargés de la collecte et du transport vers les sites d'enfouissement [5]

## CHAPITRE I : LE BIOGAZ, AVENIR DE LA VALORISATION DE LA BIOMASSE

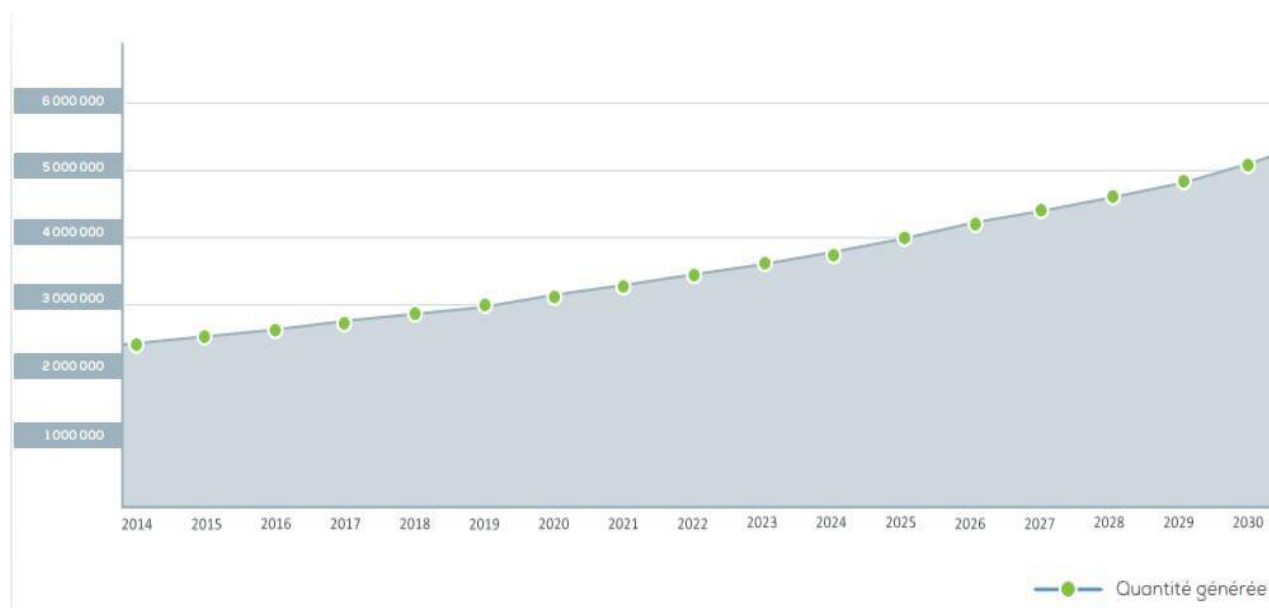


Figure 2 : Evolution de la quantité des déchets à l'horizon 2030 [5]

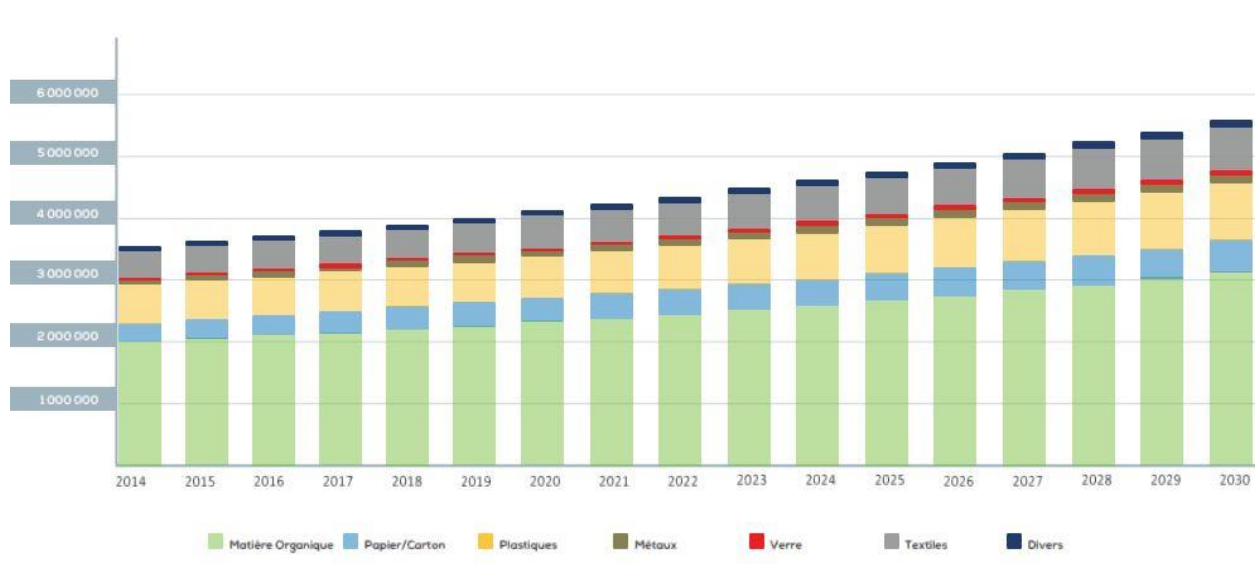


Figure 3: Evolution de la composition des déchets de la Wilaya d'Alger à l'horizon 2030 [5]

De ces deux graphes (Figures 3 et 4), ressort une évolution quantitative et qualitative des déchets produits dans la wilaya d'Alger, proportionnelle à la courbe démographique. Cette dernière étant marquée par un taux d'accroissement nettement élevé.

Sur le plan qualitatif, il est à relever, selon les projections élaborées, que la composition des DMA sera conservée jusqu'à l'horizon 2030, ce qui constituera une source d'alimentation des filières de valorisation.



## **I.6 Conclusion :**

La biomasse ou plus précisément les déchets municipaux constitue un gisement en continuelle augmentation et présente une très large diversité de composition. Cette ressource énergétique présente l'avantage d'être très disponible, non coûteuse et renouvelable à court terme. Leur exploitation pour la production énergétique est d'autant plus intéressante qu'elle intervient également dans la préservation de l'environnement. Malgré ça l'exploitation et la commercialisation des énergies renouvelables, dont la biomasse, ne sont pas encore réglementées à l'échelle nationale, il n'y a aucune promulgation de la tarification de la reprise de l'énergie issue de biomasse. Cette situation est due partiellement à la disponibilité des ressources énergétiques fossiles, à l'absence d'un cadre législatif gérant ce secteur sans oublier le manque d'implication politique et sociale vis à vis de la protection de l'environnement.

**CHAPITRE II**

**COGENERATION POUR**

**UNE EFFICACITE**

**ENERGETIQUE**

**OPTIMALE**

## **II.1 Introduction :**

Tant que les réserves mondiales de carburant s'épuisent, des formes alternatives et plus efficaces de production et de distribution d'énergie seront nécessaires. La production combinée de chaleur et d'électricité CHP (Combined Heat and Power) offre un mécanisme alternatif de production et de distribution d'énergie qui est moins gourmand en matière de ressources, plus efficace et offre une plus grande sécurité énergétique que de nombreuses alternatives conventionnelles. L'utilisation de turbines à gaz pour la production d'électricité a augmenté ces dernières années et continuera probablement d'augmenter. La proportion de la production d'électricité utilisant la chaleur et l'électricité combinées augmente également principalement en raison des améliorations de l'efficacité énergétique et des avantages environnementaux.

## **II.2 Principe de la cogénération :**

La cogénération est un moyen de produire à la fois de l'énergie thermique et de l'électricité. Dans les centrales thermiques à convection, la vapeur de sortie doit être refroidie avant d'être à nouveau pompée vers la chaudière. La chaleur gaspillée pendant le refroidissement est la perte d'énergie la plus élevée de tout le processus de génération et c'est la principale raison pour laquelle les systèmes d'énergie thermique ont un rendement si faible. La cogénération permet d'utiliser la chaleur perdue et donc d'améliorer l'efficacité globale du système [6].

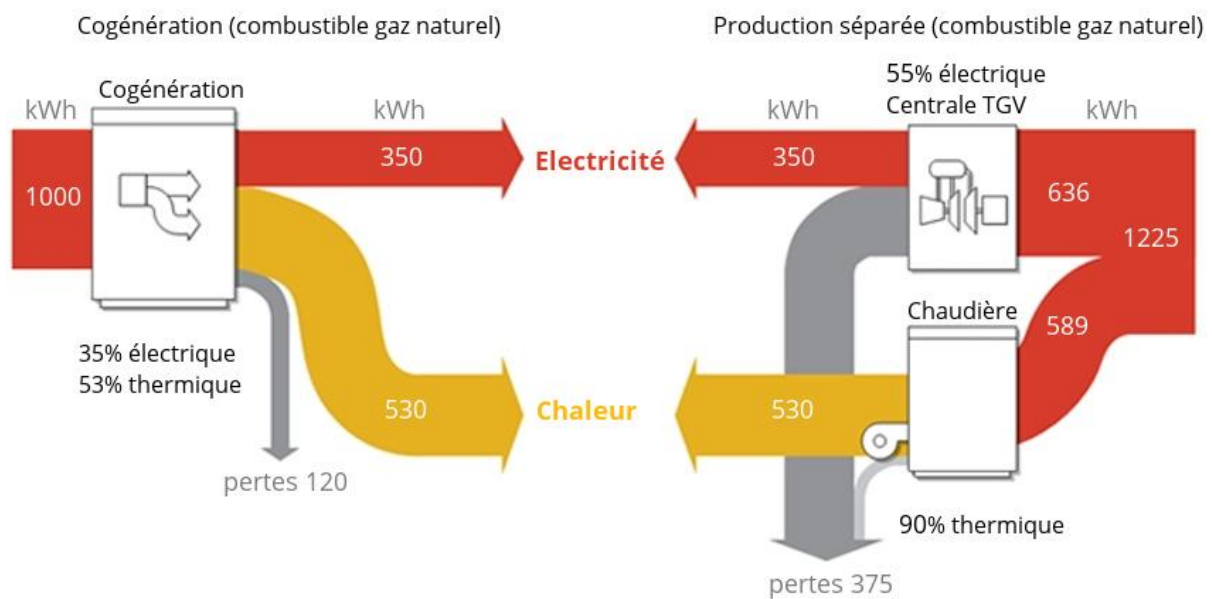
Un système de cogénération est la génération séquentielle ou simultanée de multiples formes d'énergie utile (généralement mécanique et thermique) dans un seul système intégré. Les systèmes de cogénération se composent d'un certain nombre de composants individuels :

- moteur principal (moteur thermique), générateur, récupérateur de chaleur et interconnexion électrique - configurés en un tout intégré.

Le type de l'équipement qui pilote l'ensemble du système (c'est-à-dire le moteur principal) identifie généralement le CHP (Combined Heat and Power) système. Les

## CHAPITRE II : LA COGENERATION POUR UNE EFFICACITE ENERGETIQUE OPTIMALE

moteurs principaux des systèmes de cogénération comprennent les moteurs alternatifs, la combustion ou turbines à gaz, turbines à vapeur, micro-turbines et piles à combustible. Ces moteurs principaux sont capables de brûler une variété de carburants, y compris du gaz naturel, du charbon, du pétrole et des carburants alternatifs pour produire une puissance de l'arbre ou une énergie mécanique. Bien que l'énergie mécanique du moteur principal soit le plus souvent utilisée pour conduire un générateur pour produire de l'électricité, elle peut également être utilisée pour conduire des équipements rotatifs tels que les compresseurs, les pompes et les ventilateurs. L'énergie thermique du système peut être utilisée dans des applications de processus direct ou indirectement pour produire de la vapeur, de l'eau chaude, de l'air chaud pour séchage ou de l'eau réfrigérée pour le refroidissement du processus.



**Figure 4: Comparaison entre cogénération et production séparée [6]**

Les deux schémas de la figure 4 montre l'avantage de l'efficacité de la cogénération par rapport à la station centrale conventionnelle de production séparée de l'électricité et de la chaleur. Lorsque les processus thermiques et électriques sont comparés, un système de cogénération ne nécessite généralement que les trois quarts de l'énergie primaire par rapport à un système de chauffage et d'électricité séparé. Cette réduction de la consommation de carburant primaire est le principal avantage environnemental de la cogénération, car brûler plus efficacement la même quantité de carburant signifie moins d'émissions pour le même niveau de production.

Les différences entre le système de cogénération et la production séparée de chaleur et d'électricité sont présentées sur la figure 5, où les principes de génération d'énergie thermique et d'électricité sont présentés. En ce qui concerne la production séparée, en partant du principe que l'électricité est produite avec une efficacité de 35%, 60 unités d'énergie primaire sont nécessaires pour créer 21 unités d'électricité. Pour produire 33 unités de chaleur, 37 unités d'énergie primaire sont nécessaires, donc la quantité totale d'énergie primaire utilisée dans ce système est de 97 et l'efficacité globale atteint 55%. La cogénération améliore sensiblement l'efficacité globale et fournit la même quantité d'énergie lorsque seulement 60 unités d'énergie primaire sont utilisées.

### **II.2.1 Les avantages de la cogénération :**

- Augmentation de l'efficacité de la conversion et de l'utilisation de l'énergie ;
- Baisse des émissions dans l'environnement, en particulier le CO<sub>2</sub>, le principal gaz à effet de serre ;
- Dans certains cas, des combustibles issus de la biomasse et certains déchets tels que les gaz de raffinerie, les déchets des procédés ou agricoles (soit digérés par anaérobie soit gazéifiés) sont utilisés. Ces substances qui servent de combustibles pour les systèmes de cogénération, augmentent le rapport coût-efficacité et réduisent le besoin d'élimination des déchets ;
- Économies importantes, offrant une compétitivité supplémentaire aux utilisateurs industriels et commerciaux tout en offrant une chaleur abordable aux utilisateurs domestiques également ;
- Une opportunité d'évoluer vers des formes de production d'électricité plus décentralisées, où les centrales sont conçues pour répondre aux besoins des consommateurs locaux, offrant un rendement élevé, évitant les pertes de transmission et augmentant la flexibilité dans l'utilisation du système. Ce sera particulièrement le cas si le gaz naturel est le vecteur d'énergie ;
- Une opportunité pour augmenter la diversité des centrales de production, et assurer la concurrence dans la génération. La cogénération est l'un des vecteurs les plus importants pour promouvoir la libéralisation des marchés de l'énergie ;

## **II.3 Les types des systèmes de cogénération :**

Cette section comprend les différents types de systèmes de cogénération : système de cogénération à turbine à vapeur, système de cogénération à turbine à gaz et système de cogénération à moteur alternatif. Il comprend également une classification des systèmes de cogénération sur la base de la séquence d'énergie utilisée.

Il existe trois types de cogénération divisés en fonction de l'utilisation. La première est la cogénération industrielle qui existe dans les usines où l'énergie thermique et électrique est nécessaire. Au lieu d'acheter de l'électricité et de produire de la chaleur dans des chaudières, il est possible de configurer un système de cogénération qui fournira les deux. En cas de demande de froid, il est également possible d'installer des refroidisseurs à absorption qui transformeront le système en trigénération. Ces solutions améliorent considérablement les aspects économiques de l'entreprise. Un exemple idéal de cogénération industrielle est une station d'épuration moderne. Ces centrales ont besoin de chaleur pour exécuter le processus de rectification et pendant la rectification, des biogaz sont produits et peuvent être utilisés pour alimenter le système de cogénération en combustible. Une telle centrale est autosuffisante et peut même fournir l'excédent d'électricité au réseau. Ces centrales produisent généralement une chaleur utile de 140 ° C ou plus.

Un autre type est le chauffage par cogénération. De tels systèmes sont mis en œuvre lorsque la demande de chaleur est importante et que la production d'électricité n'est qu'un sous-produit, par exemple dans le chauffage urbain. Ces centrales produisent généralement une chaleur utile de température comprise entre 40 ° C et 140 ° C.

Le dernier type de cogénération est la cogénération agricole qui peut être utilisée pour les processus ruraux. Les centrales de cogénération agricoles produisent généralement une chaleur utile de température comprise entre 15 °C et 40 °C.

### **II.3.1 Système de cogénération à turbine à vapeur :**

Les turbines à vapeur sont l'une des technologies les plus polyvalentes et les plus anciennes encore en production générale. La production d'électricité à l'aide de turbines à vapeur est utilisée depuis environ 100 ans, lorsqu'ils ont remplacé les moteurs à vapeur alternatifs en raison de leur efficacité plus élevée et de leurs coûts

inférieurs. La capacité des turbines à vapeur peut aller de 50 kW à plusieurs centaines de MW pour les grandes centrales électriques. Les turbines à vapeur sont largement utilisées pour les applications de production combinée de chaleur et d'électricité (Combined Heat and Power). Le cycle thermodynamique de la turbine à vapeur est le cycle de Rankine. Le cycle est la base des centrales électriques conventionnelles et se compose d'une source de chaleur (chaudière) qui convertit l'eau en vapeur à haute pression. Dans le cycle de vapeur, l'eau est d'abord pompée à une pression moyenne puis à une pression élevée. Elle est ensuite chauffée à la température d'ébullition correspondant à la pression, bouilli (chauffé du liquide à la vapeur), puis le plus souvent surchauffé (chauffé à une température supérieure à celle de l'ébullition). Une turbine à plusieurs étages détend la vapeur sous pression pour abaisser la pression et la vapeur est ensuite évacuée vers un condenseur sous vide ou dans un système de distribution de vapeur à température intermédiaire qui délivre la vapeur aux applications industrielles, urbaines ou commerciales. Le condensat du condenseur ou du système d'utilisation de la vapeur retourne à la pompe à eau d'alimentation pour la poursuite du cycle [7].

Les deux types de turbines à vapeur les plus largement utilisés sont les turbines à contre-pression et à soutirage et condensation (figure 6). Le choix entre turbine à contre-pression et turbine à condensation-extraction dépend principalement des quantités d'énergie et de chaleur, de la qualité de la chaleur et des facteurs économiques. Les points d'extraction de vapeur de la turbine pourraient être plus d'un, selon les niveaux de température de chaleur requis par les processus.

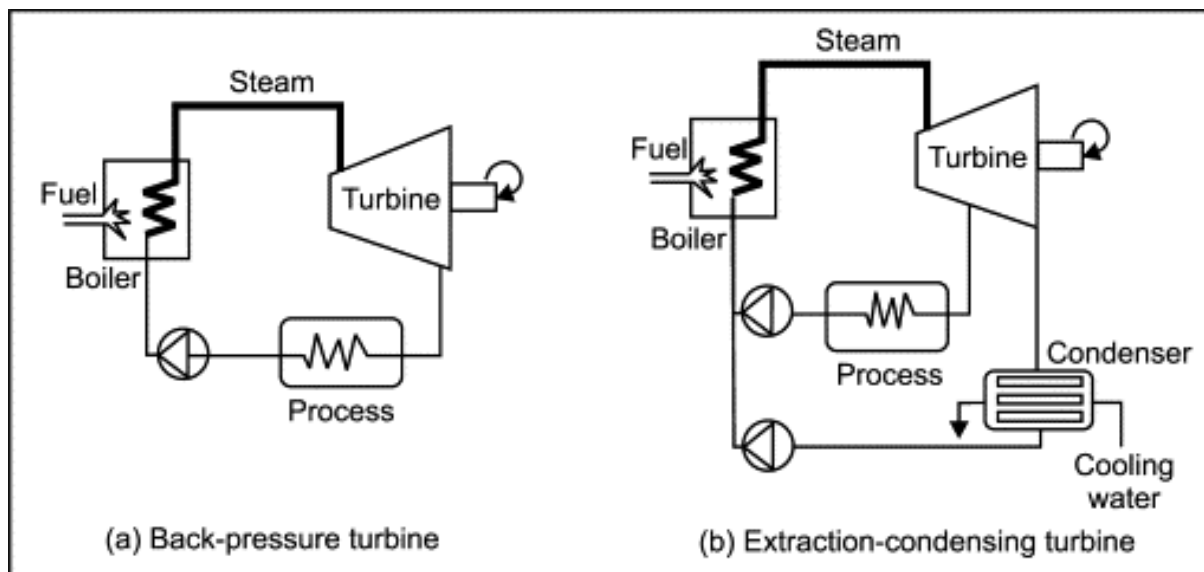


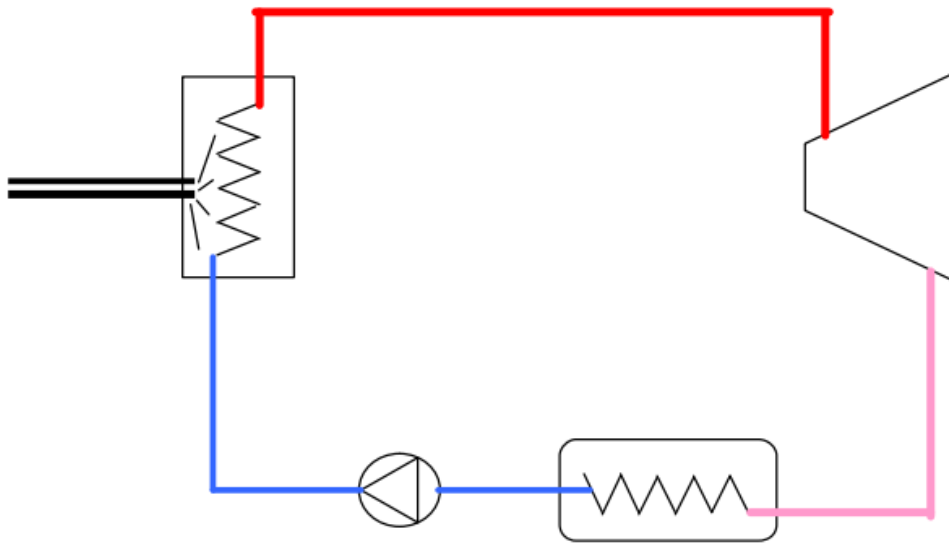
Figure 5: Types de Turbine à Vapeur [7]

### II.3.1.1 Turbine à vapeur à contre pression :

Une turbine à vapeur à contre-pression est la configuration la plus simple (figure 7). La vapeur sort de la turbine à une pression supérieure ou au moins égale à la pression atmosphérique, qui dépend des besoins de la charge thermique. C'est pourquoi le terme de contre-pression est utilisé. Il est également possible d'extraire la vapeur des étages intermédiaires de la turbine à vapeur, à une pression et une température adaptée à la charge thermique. Après la sortie de la turbine, la vapeur est envoyée à la charge, où elle libère de la chaleur et se condense. Le condensat retourne dans le système avec un débit qui peut être inférieur au débit de vapeur, si de la masse de vapeur est utilisée dans le processus ou s'il y a des pertes le long de la tuyauterie. L'eau d'appoint conserve l'équilibre massique.

Hormis la simplicité, la turbine à vapeur à contre pression présente plus d'avantages, il est efficace, elle utilise peu ou pas d'eau de refroidissement et elle est relativement peu coûteuse. Le plus gros inconvénient de ce système est son inflexibilité, la production d'électricité est liée à la production de chaleur et il est impossible de la réguler en toute indépendance de la production thermique [8].





*Figure 6: Turbine à vapeur à contre pression [8]*

Le système de contre-pression présente les avantages suivants :

- Configuration simple avec peu de composants ;
- Les coûts des étages coûteux à basse pression de la turbine sont évités ;
- Faible coût en capital.
- Réduction des besoins en d'eau de refroidissement.
- Efficacité totale élevée, car il n'y a pas de rejet de chaleur dans l'environnement par le condenseur.

Le système de contre-pression présente les inconvénients suivants :

- La turbine à vapeur est plus grande pour la même puissance, car elle fonctionne avec une différence d'enthalpie de vapeur plus faible.
- Le débit massique de vapeur à travers la turbine dépend de la charge thermique.

Par conséquent, l'électricité générée par la vapeur est contrôlée par la charge thermique, ce qui entraîne peu ou pas de flexibilité pour adapter directement la sortie électrique à la charge électrique. Par conséquent, il est nécessaire de disposer d'une connexion bidirectionnelle au réseau pour acheter de l'électricité supplémentaire ou vendre l'excédent d'électricité produite. Augmenter la production de l'électricité est possible en évacuant la vapeur directement dans l'atmosphère, mais cela est très

inefficace. Il en résulte un gaspillage d'eau de chaudière traitée et, très probablement, de mauvaises performances économiques et énergétiques.

### II.3.1.2 Turbine à vapeur à soutirage et condensation :

Dans un tel système (figure 8), la vapeur pour la charge thermique est obtenue par soutirage à partir d'un ou plusieurs étages intermédiaires à la pression et à la température appropriées. La vapeur restante est évacuée à la pression du condenseur, qui peut être aussi basse que 0,05 bar avec une température de condensation correspondante d'environ 33 ° C. Il est plutôt improbable qu'une telle chaleur à basse température trouve des applications utiles. Par conséquent, elle est rejetée à l'environnement. Par rapport au système de contre-pression, la turbine de type à soutirage et à condensation a un coût d'investissement plus élevé et, en général, une efficacité totale inférieure. Cependant, dans une certaine mesure, il peut contrôler la puissance électrique indépendamment de la charge thermique en régulant correctement le débit de vapeur à travers la turbine [8].

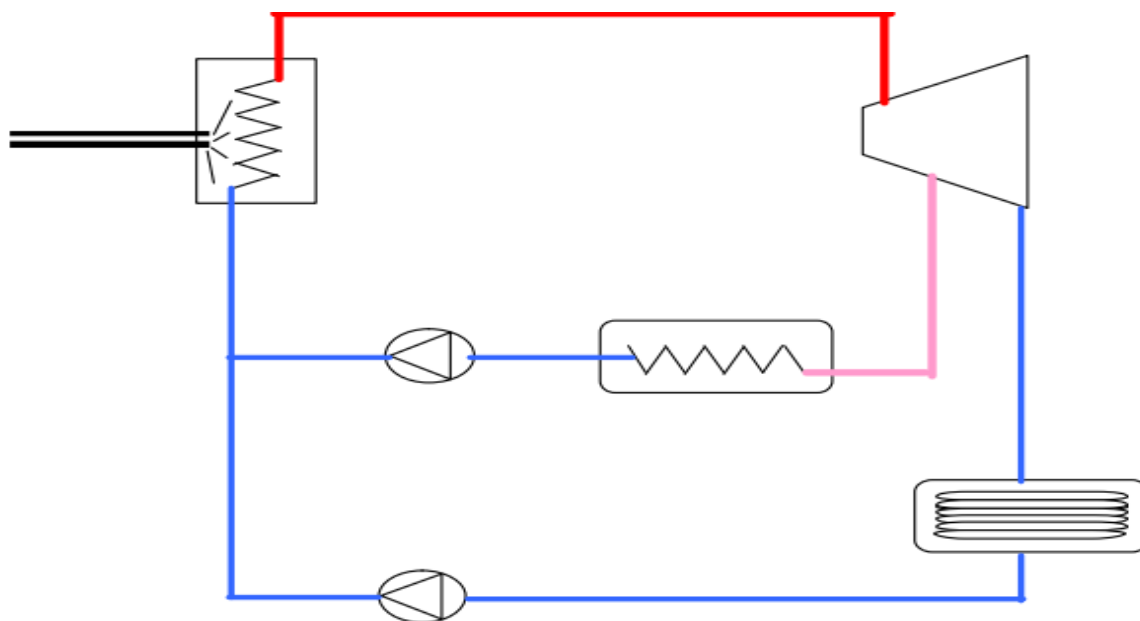


Figure 7: Turbine à vapeur à soutirage et condensation [8]

### II.3.2 Turbine à gaz :

Les systèmes de turbines à gaz fonctionnent selon le cycle thermodynamique appelé cycle de Brayton. Dans un cycle de Brayton, l'air atmosphérique est comprimé, chauffé, puis détendu, avec l'excès de puissance produite par la turbine ou le

détendeur par rapport à celui consommé par le compresseur utilisé pour la production d'énergie. Les systèmes de cogénération des turbines à gaz peuvent produire tout ou une partie des besoins énergétiques du site, et l'énergie libérée à haute température dans la cheminée d'échappement peut être récupérée pour diverses applications de chauffage et de refroidissement. Bien que le gaz naturel soit le plus couramment utilisé, d'autres combustibles tels que le mazout léger ou le diesel peuvent également être utilisés. La gamme typique de turbines à gaz varie d'une fraction de MW à environ 100 MW. La cogénération des turbines à gaz a probablement connu le développement le plus rapide de ces dernières années en raison de la plus grande disponibilité de gaz naturel, des progrès rapides de la technologie, de la réduction significative des coûts d'installation et de meilleures performances environnementales. De plus, la période de gestation pour développer un projet est plus courte et l'équipement peut être livré de manière modulaire. Les turbines à gaz ont un temps de démarrage court et offrent la flexibilité d'un fonctionnement intermittent. Bien qu'ils aient une faible efficacité de conversion de chaleur en puissance, plus de chaleur peut être récupérée à des températures plus élevées. Si la production de chaleur est inférieure à celle requise par l'utilisateur, il est possible d'avoir une cuisson supplémentaire au gaz naturel en mélangeant du carburant supplémentaire aux gaz d'échappement riches en oxygène pour augmenter la production thermique plus efficacement.

### **II.3.2.1 Système de cogénération à turbine à gaz à cycle ouvert :**

La plupart des systèmes de turbines à gaz actuellement disponibles, dans n'importe quel secteur d'applications, fonctionnent sur le cycle ouvert de Brayton (également appelé cycle de Joule lorsque les irréversibilités sont ignorées) où un compresseur aspire l'air de l'atmosphère et le dérive à une pression accrue vers la chambre de combustion (figure 9). La température de l'air est également augmentée en raison de la compression. Les plus anciennes unités sont plus petites et fonctionnent à un rapport de pression dans la plage de 1 à 15 bar, tandis que les plus récentes unités sont plus grandes et fonctionnent à des rapports de pression approchant 1 à 30 bar.

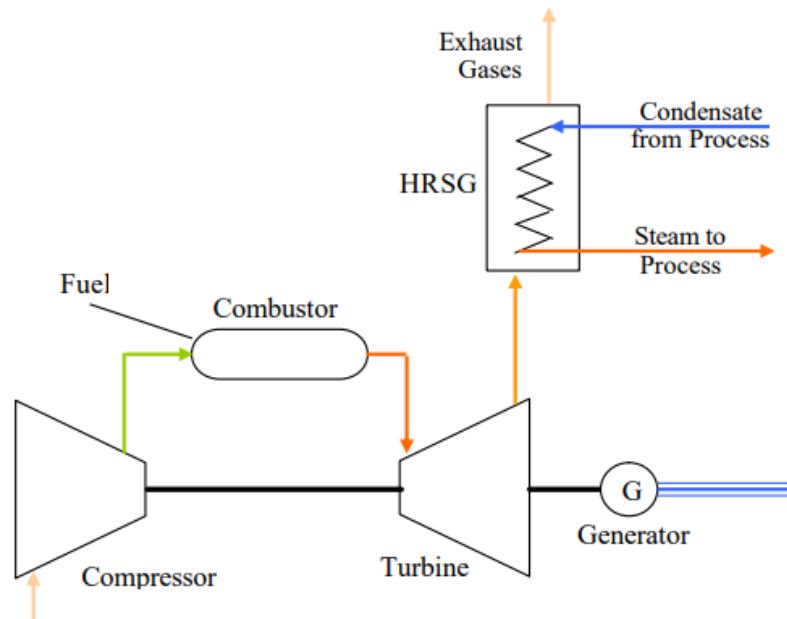


Figure 8: système de cogénération à turbine à gaz à cycle ouvert [8]

L'air est acheminé par un diffuseur vers une chambre de combustion à pression constante, où le carburant est injecté et brûlé. Le diffuseur réduit la vitesse de l'air à des valeurs acceptables dans la chambre de combustion. Il y a une chute de pression à travers la chambre de combustion de l'ordre de 1,2%. La combustion a lieu avec un excès d'air élevé. Les gaz d'échappement sortent de la chambre de combustion à haute température et avec des concentrations en oxygène allant jusqu'à 15-16%. La température la plus élevée du cycle apparaît à ce point, plus cette température est élevée, plus l'efficacité du cycle est élevée. La limite supérieure est placée par la température que peuvent supporter les matériaux de la turbine à gaz, ainsi que par l'efficacité des pales de refroidissement. Avec la technologie actuelle, elle est d'environ 1300 ° C. Les gaz d'échappement à haute pression et température pénètrent dans la turbine à gaz produisant un travail mécanique pour entraîner le compresseur et la charge (par exemple générateur électrique). Les gaz d'échappement quittent la turbine à une température considérable (450 - 600 ° C), ce qui rend la récupération de chaleur à haute température idéale. Ceci est affecté par une chaudière de récupération de chaleur à simple ou double pression, pour une récupération plus efficace de la chaleur. La vapeur produite peut avoir une pression et une température élevées, ce qui la rend appropriée non seulement pour les processus thermiques mais

aussi pour entraîner une turbine à vapeur produisant ainsi une puissance supplémentaire.

### II.3.2.2 Système de cogénération à turbine à gaz à cycle fermé :

Dans le système à cycle fermé, le fluide de travail (généralement de l'hélium ou de l'air) circule en circuit fermé. Il est chauffé dans un échangeur de chaleur avant d'entrer dans la turbine, et il est refroidi après la sortie de la turbine libérant de la chaleur utile (figure 10). Ainsi, le fluide de travail reste propre et ne provoque ni corrosion ni érosion.

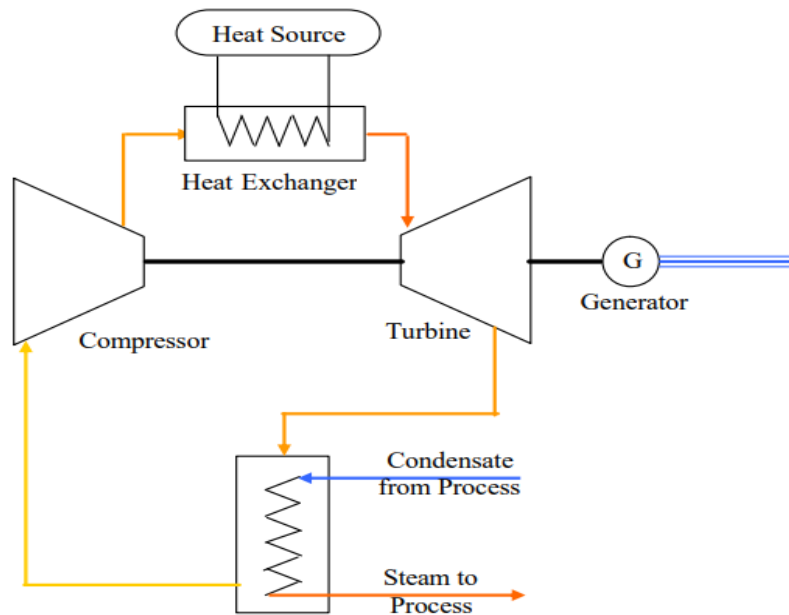


Figure 9: Système de cogénération à turbine à gaz à cycle fermé [8]

La source de chaleur peut être la combustion externe de tout combustible. En outre, l'énergie nucléaire ou l'énergie solaire peuvent être utilisées.

### II.3.3 Système combiné de turbine à gaz et à vapeur :

Si plus d'énergie électrique est requise Il est possible d'utiliser le cycle combiné de gaz et de vapeur (CGSC). Ici, les gaz d'échappement qui quittent la turbine au lieu de chauffer les charges thermiques génèrent de la vapeur qui est par conséquent passée à travers la turbine de contre-pression ou d'extraction-condensation pour générer plus d'énergie électrique. Les turbines à gaz dans leur ensemble se caractérisent par une efficacité élevée, une faible émission d'oxydes toxiques, de faibles coûts

d'investissement et une grande flexibilité. Cependant, les coûts élevés du gaz le rendent non rentable sans subventions.

Le système de cogénération à moteur à récupération (Recuperating Engine Cogeneration System) est une autre technique de cogénération. Ce système utilise des moteurs à combustion interne pour fournir de l'énergie mécanique et de la chaleur avec une efficacité supérieure à celle des turbines à vapeur et à gaz. La chaleur peut être récupérée à partir de quatre sources : les gaz d'échappement, l'eau de refroidissement de l'huile de lubrification, l'eau de refroidissement de la chemise du moteur et le refroidissement du turbocompresseur. Cependant, la récupération de la chaleur de l'huile de lubrification et du turbocompresseur est rarement utilisée. L'obtention de chaleur se fait généralement sous forme de vapeur basse pression ou d'eau chaude qui peut ensuite être chauffée à la vapeur haute pression moyenne pression par des gaz d'échappement. RECS est une solution idéale pour les systèmes hors réseau, à faible puissance ainsi que pour la production distribuée. Il est très efficace, très flexible et démarre très rapidement, il peut donc être vital comme réserve de secours.

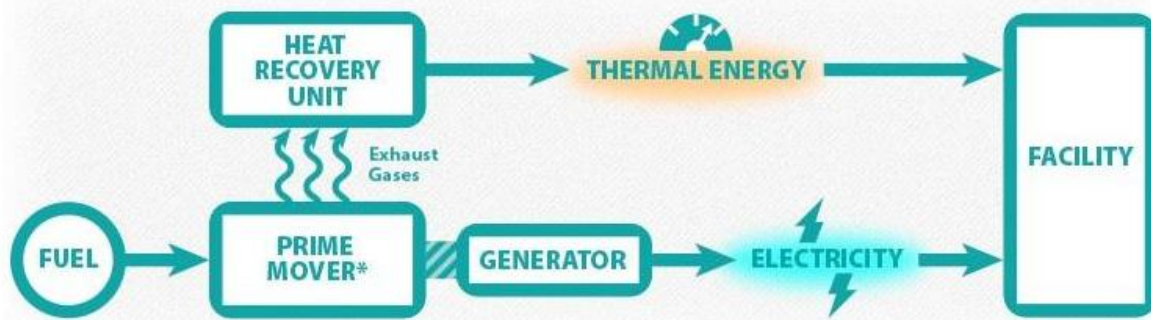
Le principal inconvénient du RECS est ses coûts de maintenance sont plus élevés que dans les turbines à vapeur et à gaz, mais ils peuvent souvent être traités par un service interne ou local.

### **II.3.4 Autres classifications des systèmes de cogénération :**

Les systèmes de cogénération sont normalement classés en fonction de la séquence d'utilisation de l'énergie et des schémas d'exploitation adoptés. Sur cette base, les systèmes de cogénération peuvent être classés comme un cycle de tête ou un cycle de fond.

#### **II.3.4.1 Cycle de tête :**

Dans un cycle de tête, le combustible fourni est utilisé pour produire d'abord de l'énergie mécanique, puis de l'énergie thermique, qui est le sous-produit du cycle et elle est utilisée pour satisfaire la chaleur du procédé ou d'autres exigences thermiques. Ce type de cogénération est largement utilisé et elle est la méthode la plus populaire en cogénération [10].



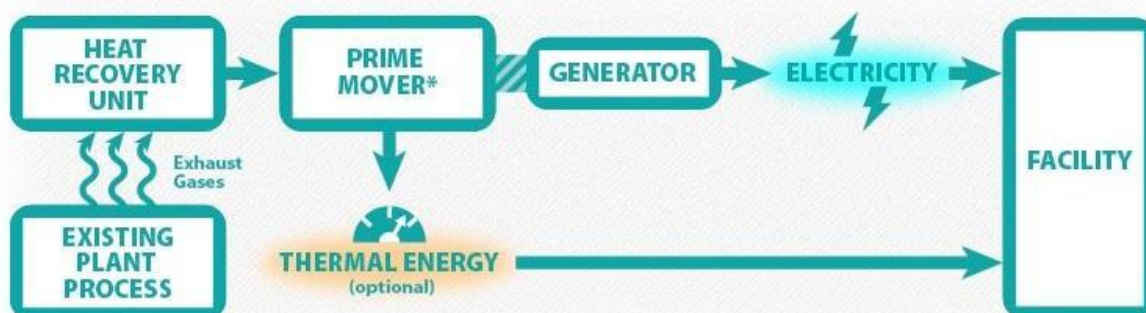
\*Internal Combustion Engine/Gas Turbine/Microturbine/Fuel Cell

Figure 10: Cycle de tête [10]

### II.3.4.2 Cycle de fond :

Dans un cycle de fond, le combustible primaire produit de l'énergie thermique à haute température et la chaleur rejetée par le processus est utilisée pour produire de l'énergie à travers une chaudière de récupération et un turbogénérateur. Les cycles de fond conviennent aux processus de fabrication qui nécessitent de la chaleur à haute température dans les brûleurs et les fours, et rejettent la chaleur à des températures significativement élevées. Les domaines d'application typiques incluent le ciment, l'acier, la céramique, le gaz et les industries pétrochimiques. Les plantes du cycle de fond sont beaucoup moins courantes que les plantes du cycle de tête.

Le cycle de fond où le combustible est brûlé dans un four pour produire du rutile synthétique. Les gaz résiduaux sortant du four sont utilisés dans une chaudière pour produire de la vapeur, ce qui entraîne la turbine pour produire de l'électricité [10].



\*Organic Rankine Cycle Turbine/Steam Turbine

Figure 11: Cycle de fond [10]

## **II.4 Les énergies renouvelables et la cogénération en Algérie :**

L'Algérie s'est engagée sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile à travers le lancement d'un programme ambitieux pour le développement des énergies renouvelables qui a été adopté par le gouvernement en février 2011 et révisée en mai 2015.

L'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable. Le programme des énergies renouvelables actualisé consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22.000 MW à l'horizon 2030 pour le marché national, avec le maintien de l'option de l'exportation comme objectif stratégique, si les conditions du marché le permettent.

### **II.4.1 Programme de développement des énergies renouvelables :**

A travers ce programme d'énergies renouvelables, l'Algérie compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir des filières photovoltaïque et éolienne en intégrant la biomasse, la cogénération, la géothermie et au-delà de 2021, le solaire thermique. Ces filières énergétiques seront les moteurs d'un développement économique durable à même d'impulser un nouveau modèle de croissance économique.

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois.

La stratégie de l'Algérie en la matière vise à développer une véritable industrie des énergies renouvelables associée à un programme de formation et de capitalisation des connaissances, qui permettra à terme, d'employer le génie local algérien, notamment en matière d'engineering et de management de projets. Le programme EnR (Le programme national de développement des énergies renouvelables), pour



les besoins d'électricité du marché national, permettra la création de plusieurs milliers d'emplois directs et indirects.

La consistance du programme en énergie renouvelables à réaliser pour le marché national sur la période 2015-2030 est de 22 000 MW.

## **II.5 Conclusion :**

La cogénération est un élément clé de la conservation de l'énergie. Elle améliore considérablement l'efficacité de la production d'énergie, ce qui se traduit par une baisse des coûts énergétiques et surtout une baisse des émissions des GES. La cogénération a de nombreux types, de sorte que différentes installations peuvent être construites en fonction des exigences thermiques et électriques. C'est également une excellente source de production distribuée qui améliore la fiabilité du système d'alimentation et réduit les pertes de transmission car il n'est pas nécessaire de transporter de l'énergie sur de grandes distances. Mais la cogénération ne rentre pas partout. Des enquêtes précises doivent être effectuées pour vérifier s'il existe une demande.

**CHAPITRE III**

**ANALYSE DE**

**FAISABILITE D'UN**

**PROJET DE**

**COGENERATION SUR**

**RETSSCREEN**

### **III.1 Introduction à RETSCREEN**

RETScreen est un logiciel d'analyse de projets d'énergie propre basé sur Microsoft Excel, développé par le Laboratoire de recherches de diversification d'énergie CANMET (CEDRL) du CANADA. Il sert comme outil d'aide à la prise rapide de décision concernant la faisabilité de projets d'efficacité énergétique, d'énergies renouvelables et de cogénération ainsi que pour l'analyse de la performance énergétique en continu [12].

La dernière génération, RETScreen Expert développé au ministère des Ressources naturelles du Canada en collaboration avec des organisations internationales et nationales clés, notamment la NASA, permet l'accélération de l'approvisionnement en énergie propre et aussi l'évaluation, l'optimisation et la surveillance du rendement d'un investissement en énergie propre pendant la durée de vie d'un projet.

L'analyse des projets se fait en 5 étapes :

- Etablissement du modèle énergétique
- Analyse des coûts
- Analyse des gaz à effet de serre
- Etablissement du sommaire financier
- Analyse de la sensibilité et du risque

### **III.2 Cogénération Dans RETScreen**

Le Modèle pour cogénération du logiciel RETScreen permet d'évaluer la production et les économies d'énergie, les coûts, les réductions d'émissions de gaz à effet de serre, la viabilité financière ainsi que les risques pour des projets de centrales de cogénération hors réseau ou raccordées à un réseau isolé ou à un réseau central d'électricité, et ce partout à travers le monde. Le logiciel peut modéliser une gamme de projets allant de centrales de grande taille composées de plusieurs turbines à vapeur alimentée au charbon ou de plusieurs turbines à gaz à cycle combiné alimentées au gaz naturel et connectées à des réseaux énergétiques urbains, jusqu'aux systèmes de production d'énergie décentralisée alimentés à la biomasse et

fournissant du froid, de la chaleur et de l'électricité à des bâtiments institutionnels, commerciaux et industriels, en passant par des systèmes d'alimentation autonomes pour les bâtiments commerciaux et institutionnels et par des systèmes de moteurs à pistons de petite envergure en régions éloignées [13].

Le logiciel peut être utilisé pour évaluer différents équipements de production d'électricité, de chaleur et de froid, chacun ayant diverses conditions d'opérations (production de base, intermédiaire ou de pointe). De plus, il permet l'analyse avec une vaste gamme de combustibles renouvelables et conventionnels (combustibles fossiles), qui peuvent être utilisés parallèlement, notamment les gaz de sites d'enfouissement, la biomasse, la bagasse, le biodiesel, le biogaz, l'hydrogène, le gaz naturel, le pétrole, le diesel, le charbon, les déchets municipaux, etc. La feuille de calcul Charge et conception du réseau permet de faire une conception préliminaire et une estimation des coûts d'un réseau de chauffage urbain et/ou de distribution de froid. De plus, la production de gaz d'enfouissement peut être estimée à l'aide d'un outil avancé de calcul des Gaz d'enfouissement, et un outil de calcul des Biogaz est fourni pour estimer la quantité de biogaz produite par la décomposition biologique des différents déchets. Le logiciel (disponible en plusieurs langues) inclut des bases de données de produits, de projets et climatiques, ainsi qu'un manuel de l'utilisateur détaillé [13].

### **III.3 Projet de cogénération (Chaleur-Electricité) dans un centre d'enfouissement :**

#### **III.3.1 Présentation du Projet :**

Le projet consiste en une unité de cogénération installée dans un centre d'enfouissement hypothétique à Alger. Ce centre est également équipé d'un méthaniseur et d'équipement de tri des déchets municipaux. Les informations relatives à cette unité hypothétique sont inspirées d'une installation existante en Thaïlande

L'unité de cogénération est constituée d'une turbine à gaz (680 kW) qui utilise du gaz naturel et aussi du Biogaz (combustible majoritaire) issu d'une unité de méthanisation (930 kW) installé sur le site qui est alimenté par les déchets organiques déchargés

## CHAPITRE III : ANALYSE DE FAISABILITE D'UN PROJET DE COGENERATION SUR RETSCREEN

dans le site. L'électricité générée est utilisée pour alimenter le digesteur, la turbine, les équipements du tri et l'excédent est injecté dans le réseaux électrique de SONELGAZ, la chaleur quant à elle est utilisée pour faire marcher le digesteur (1000 kW). Le dimensionnement de la turbine s'est basé sur :

- La charge d'électricité nécessaire pour le centre : 600 kW (valeur approximative).
- La charge nécessaire pour le procédé de méthanisation (930 kW)
- Un meilleur rendement de cogénération.
- Une rentabilité financière optimale.

La banque de données de logiciel nous donne les choix des matériels commerciaux existants qui conviennent à notre installation selon nos besoins énergétiques.

### III.3.2 Création du projet

La création d'un projet dans le but d'étudier la faisabilité de ce dernier est très facile avec RETScreen, il faut juste suivre les étapes données par logiciel, tout d'abord :

- On entre de l'onglet OUVRIR
- On choisit mes fichiers
- On clique sur nouveau
- On sélectionne faisabilité

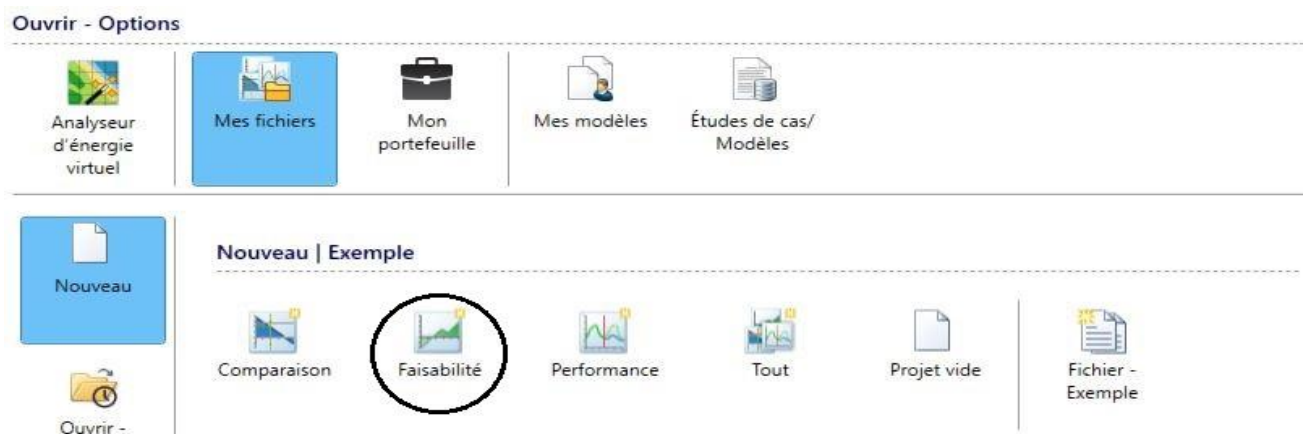


Figure 12 : Création du modèle sur RETScreen

On aura ensuite une série d'étapes à suivre (figure 13)

- Lieu
- Installation

## CHAPITRE III : ANALYSE DE FAISABILITE D'UN PROJET DE COGENERATION SUR RETSCREEN

- Energie
- Coût
- Emission
- Finances

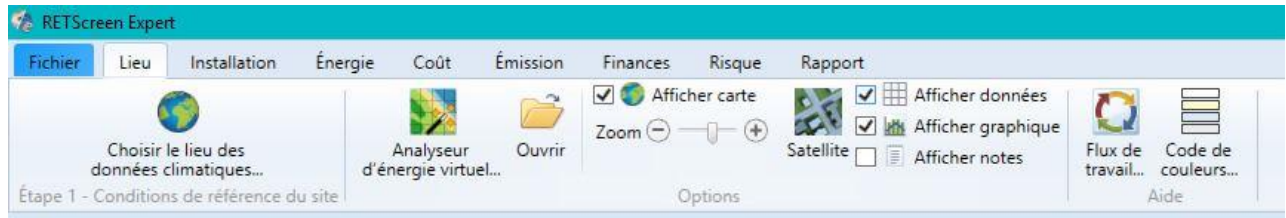


Figure 13: Etapes d'analyse de faisabilité

### III.3.3 Conditions de référence du site

En navigant sur la carte du monde, on choisit :

- Le lieu des données climatiques : ALGER, Algérie
- Le lieu de l'installation : Wilaya d'ALGER, Algérie.

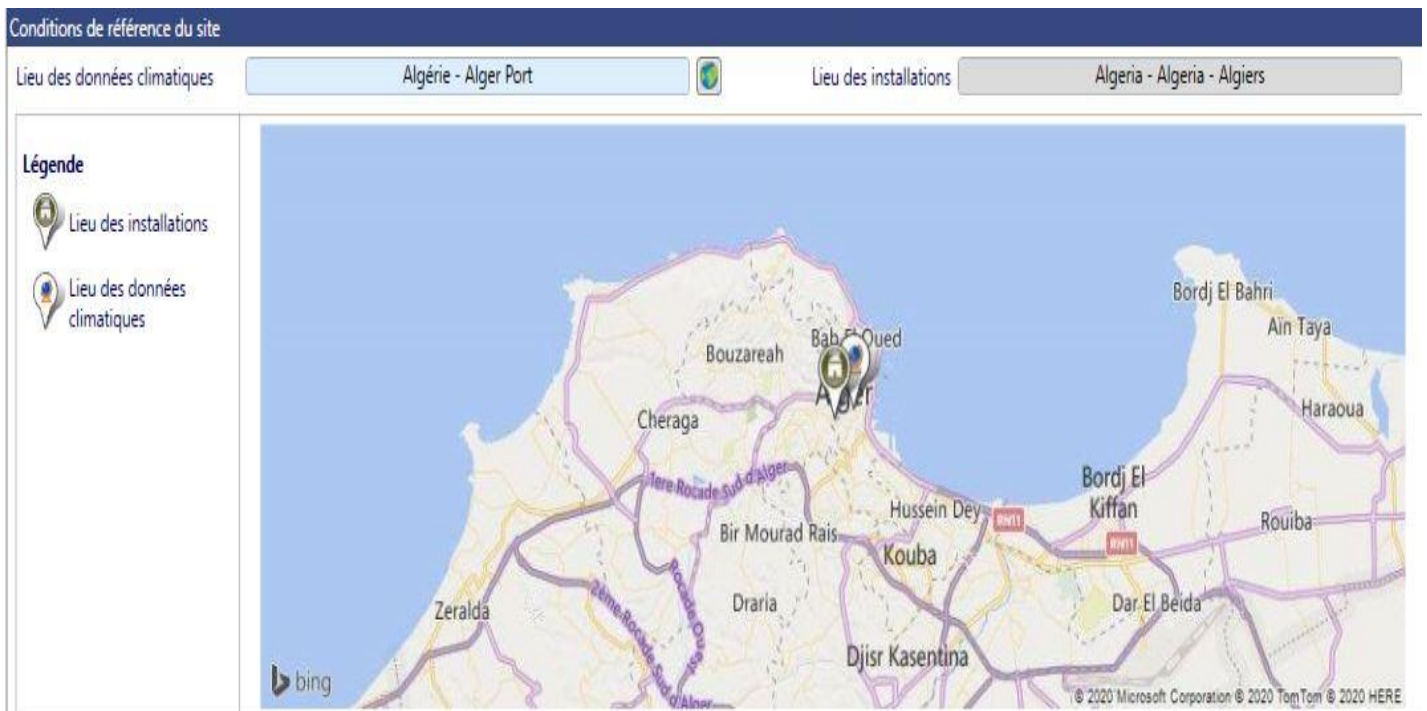


Figure 14: Lieu des données climatiques, lieu de l'installation.

## CHAPITRE III : ANALYSE DE FAISABILITE D'UN PROJET DE COGENERATION SUR RETSCREEN

A l'aide de sa base des données, Le logiciel affiche les données climatiques du lieu qu'on avait choisi (tableau 2)

**Tableau 2 : Données Climatiques d'ALGER.**

	Unité	Lieu des données climatiques	Lieu des installations	Source
Latitude		36.8	36.7	
Longitude		3.0	2.9	
Zone climatique		3A - Tiède - Humide		Sol+NASA
Élévation	m	60	192	Sol - Carte
Température extérieure de calcul de chauffage	°C	3.1		Sol
Température extérieure de calcul de climatisation	°C	33.1		Sol
Amplitude des températures du sol	°C	14.2		NASA

Mois	Température de l'air °C	Humidité relative %	Précipitation mm	Rayonnement solaire quotidien - horizontal kWh/m <sup>2</sup> /j	Pression atmosphérique kPa	Vitesse du vent m/s	Température du sol °C	Degrés-jours de chauffage 18 °C °C-j	Degrés-jours de climatisation 10 °C °C-j
Janvier	12.2	71.0%	74.09	2.20	99.3	3.0	11.3	180	68
Février	12.6	66.0%	62.72	3.00	99.1	3.0	11.6	151	73
Mars	13.8	65.0%	53.94	4.10	98.9	3.0	13.2	130	118
Avril	16.0	62.0%	52.20	4.90	98.6	3.0	15.3	60	180
Mai	18.5	66.0%	43.40	6.00	98.7	3.0	18.7	0	264
Juin	22.1	66.0%	12.30	6.20	98.8	3.0	22.8	0	363
Juillet	24.3	67.0%	5.27	7.00	98.8	3.0	26.4	0	443
Août	25.2	65.0%	13.02	6.40	98.7	3.0	27.4	0	471
Septembre	23.2	68.0%	38.40	5.10	98.8	2.0	24.3	0	396
Octobre	20.0	66.0%	56.42	3.30	98.9	3.0	20.4	0	310
Novembre	16.7	68.0%	84.30	2.70	98.9	3.0	15.7	39	201
Décembre	13.9	68.0%	78.43	2.00	99.2	3.0	12.6	127	121
<b>Annuel</b>	<b>18.2</b>	<b>66.5%</b>	<b>574.49</b>	<b>4.42</b>	<b>98.9</b>	<b>2.9</b>	<b>18.3</b>	<b>687</b>	<b>3,008</b>
Source	Sol	Sol	NASA	Sol	NASA	Sol	NASA	Sol	Sol
Mesuré à				m		10	0		

### III.3.4 Modèle énergétique :

Le modèle énergétique va évaluer les bénéfices énergétiques du projet proposé par rapport à un projet conventionnel de référence pour le même besoin (figure 15).



**Figure 15 : Etapes d'analyses énergétique.**

#### III.3.4.1 Choix du système et des combustibles

On sélectionne le type de projet de cogénération en cliquant sur les icônes Électricité, Chaleur. Un schéma du procédé de cogénération sera affiché (figure 16)

On sélectionne Réseau central, ceci veut dire que notre installation est reliée au réseau central électrique de la région.

## CHAPITRE III : ANALYSE DE FAISABILITE D'UN PROJET DE COGENERATION SUR RETSCREEN

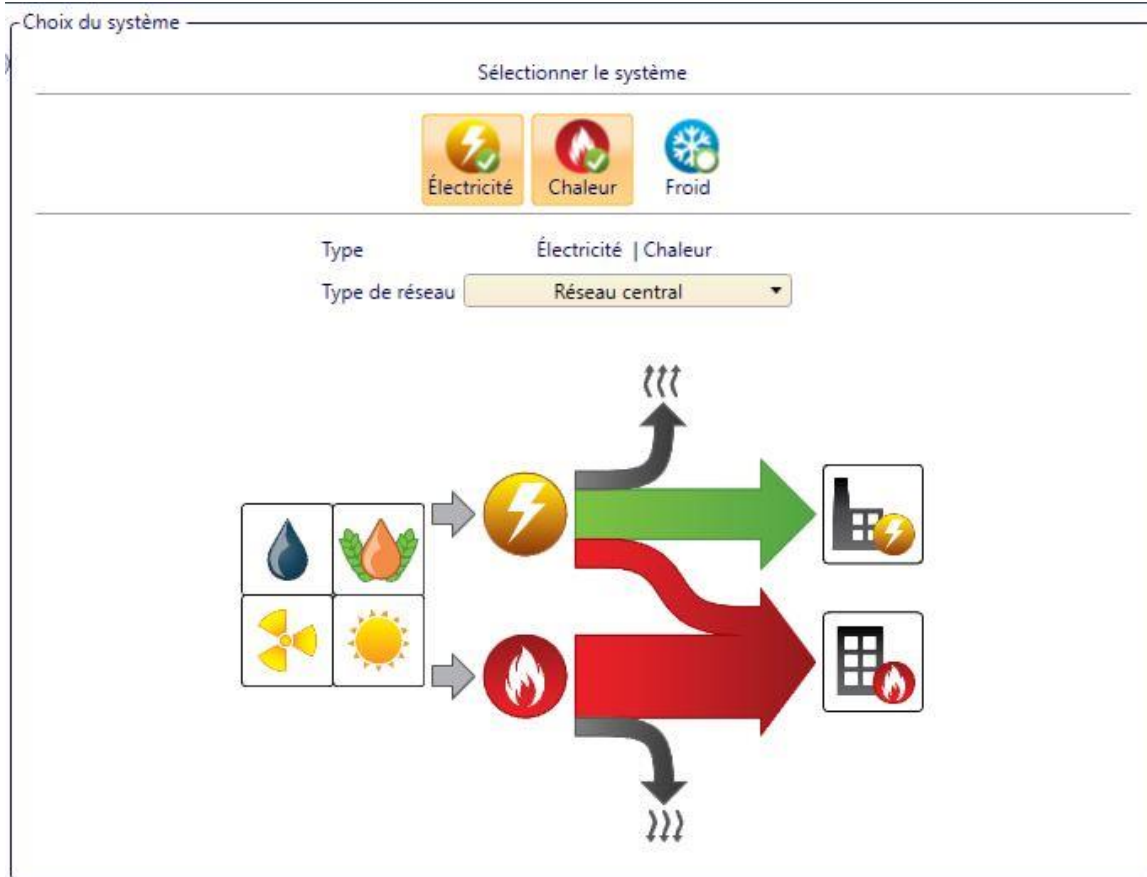


Figure 16 : Choix de système de cogénération sur RETScreen.

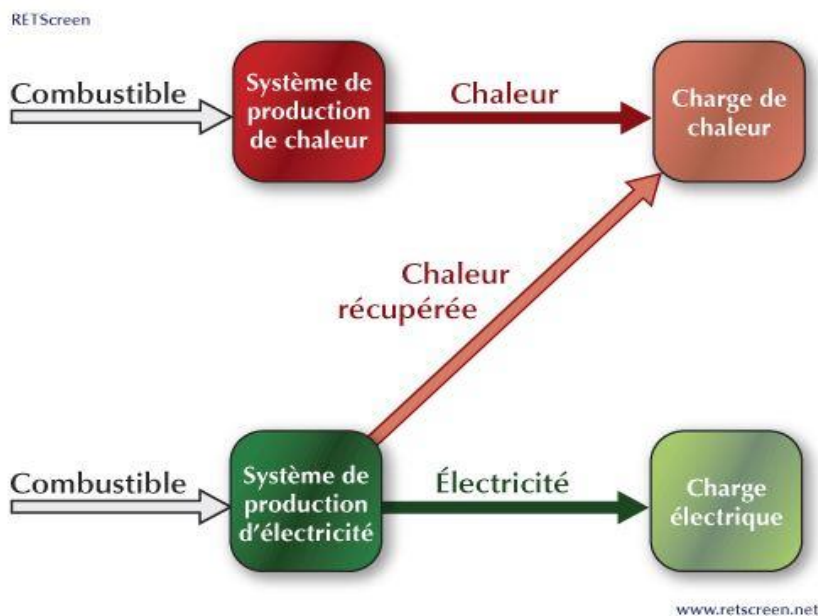


Figure 17 : Production de Chaleur et d'électricité (notre Cas).

Après avoir choisi le système, le logiciel nous montre le principe de fonctionnement de l'installation de cogénération (figure 17), on passe ensuite à l'ajout des combustibles, Biogaz et gaz naturel, le logiciel affiche le prix du gaz naturel et les



## CHAPITRE III : ANALYSE DE FAISABILITE D'UN PROJET DE COGENERATION SUR RETSCREEN

caractéristiques (Pouvoir calorifique, Composition, ...etc.) du gaz naturel ainsi que celles du biogaz à partir de sa base des données. On suppose que le prix du biogaz est de 0 dinar dans le cas proposé vu que sa production est sur site, dans la partie d'analyse financière en tenant compte que du prix de l'unité de méthanisation et toute autre dépense (transport, manœuvre, ...etc.) pour la production du biogaz sera négligeable pour faciliter l'analyse financière (tableau 3).

**Tableau 3 : Combustibles de la simulation.**

- Combustibles

Type de combustible	Gaz naturel - m <sup>3</sup>	Biogaz	+
Prix du combustible - unité	€/m <sup>3</sup>	€/m <sup>3</sup>	
Prix du combustible	0,80	0	
⬆️ Pouvoir calorifique et prix du combustible			
Pouvoir calorifique - unité	MJ/kg	MJ/kg	
Pouvoir calorifique	47,9	22,8	
Prix du combustible - unité	€/kWh	€/kWh	
Prix du combustible	0,08	0	-

Les développeurs du logiciel ont consacré un onglet pour le biogaz, à l'aide duquel :

- On choisit le type de déchets dédiés à la production du biogaz : déchets organique municipaux.
- On détermine La quantité de déchets : 200000 Tonnes/an, quantité moyenne générée par la wilaya d'Alger pendant la dernière décennie selon l'agence nationale des déchets. Sachant que pour notre installation on aura besoin de 1/5 de cette quantité pour générer assez de biogaz pour alimenter la turbine à gaz, nous supposons alors que notre CET hypothétique traite uniquement la quantité nécessaire qui est de 40 000 tonnes/an.
- Le logiciel ensuite nous donne une série de données (tableau 4) :
  - Facteur de production de biogaz = **0.38 m<sup>3</sup>/kg** : ceci indique le volume de biogaz qu'on peut tirer d'un kg de déchet organique.
  - Production de biogaz annuelle nécessaire en m<sup>3</sup> à partir de notre charge de déchet (40000 Tonnes) = **5291502 m<sup>3</sup>** (tableau 9).

## CHAPITRE III : ANALYSE DE FAISABILITE D'UN PROJET DE COGENERATION SUR RETSCREEN

- Facteur d'émission de CO<sub>2</sub> = 0 : ceci s'explique par la théorie du cycle neutre du carbone (cette hypothèse est invraisemblable car lors de la collecte et le transport des déchets vers le site il y aura des émissions de CO<sub>2</sub>).

**Tableau 4 : Caractéristiques de la charge de biogaz.**

Unité	Poids moyen par unité kg	Quantité	Matière sèche %	Matière sèche - volatile %	Facteur de production de biogaz m <sup>3</sup> /kg	Production de biogaz - annuelle m <sup>3</sup>	Contenu en méthane % Volume
Déchets organiques municipaux	1,000	200,000	57.5%	60.0%	0.38	25,875,000	62%
<b>Total</b>		200,000				25,875,000	61.5%
Température	°C	15					
<b>Analyse élémentaire</b>							
Méthane	% Volume	61.5%	% Poids	36.8%			
Éthane	% Volume		% Poids	0.0%			
Propane	% Volume		% Poids	0.0%			
Monoxyde de carbone	% Volume		% Poids	0.0%			
Dioxyde de carbone	% Volume	38.5%	% Poids	63.2%			
Sulfure d'hydrogène	% Volume		% Poids	0.0%			
Hydrogène	% Volume		% Poids	0.0%			
Azote	% Volume		% Poids	0.0%			
Oxygène	% Volume		% Poids	0.0%			
<b>Total</b>		100.0%					
Pouvoir calorifique inférieur (PCI)	MJ/m <sup>3</sup>	22.1	MJ/t	19,497			
Consommation de combustible - unité		m <sup>3</sup>					
Densité	kg/m <sup>3</sup>	1.134					
Prix du combustible - unité		£/m <sup>3</sup>					
Facteur d'émissions de CO <sub>2</sub>	kg/GJ	0		66.9			
Facteur d'émissions de CH <sub>4</sub>	kg/GJ	0.003					
Facteur d'émissions de N <sub>2</sub> O	kg/GJ	0.001					

On introduit ensuite le prix d'électricité (tableau 5) pour :

- Le cas de référence : 0.03 euros/kWh = 4,55 da/kWh
- Le cas proposé : 0.03 euros/kWh = 4.55 da/kWh
- En cas de vente à SONELGAZ : 0.028 euros/kWh = 4,28 da/kWh

Ces conversions sont faites selon les données de la Banque Nationale Algérienne (BNA) pour la date : 06/09/2020

Les prix des kWh ci-dessus sont approximatif à ceux donnés par la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG).

## CHAPITRE III : ANALYSE DE FAISABILITE D'UN PROJET DE COGENERATION SUR RETSCREEN

Tableau 5 : Prix kWh d'électricité.

Électricité			
Type	Prix de l'électricité - annuel	Prix de l'électricité - annuel	Prix de l'électricité - annuel
Description	Prix de l'électricité référence	Prix de l'électricité du cas proposé	Prix de l'électricité vendu
Prix - unité	€/kWh	€/kWh	€/kWh
Prix - annuel	0,03	0,03	0,028

### III.3.4.2 Charge et réseau :

#### III.3.4.2.1 Charge de chaleur

- On commence par la charge de chaleur, où on désigne la charge et son type.
  - o Charge : un seul bâtiment qui est notre unité de production de biogaz (digesteur).
  - o Type de charge : seulement chaleur de procédé, celui de méthanisation.

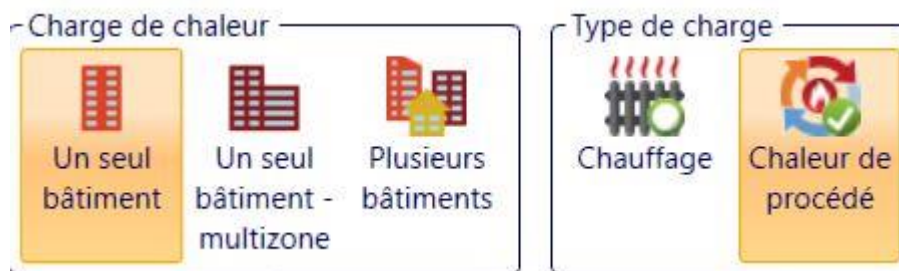


Figure 18 : Type de charge de chaleur RETScreen.

- Passons maintenant à la caractérisation de la charge (tableau 6) :
  - o **Système de production de production de chaleur du cas de référence** : C'est un projet conventionnel de référence qui a été choisi comme étant une unité de production de chaleur par combustion de combustible fossile (**gaz naturel**), ceci pour les mêmes besoins du projet proposé. Une surface de planche de **1m<sup>2</sup>** est introduite vu qu'on n'a pas besoin de chaleur pour chauffage. La charge de chaleur de pointe du procédé de méthanisation, exigée par le logiciel, est estimée à une valeur annuelle de **1000 kW**, qui est un peu supérieur à celle de la charge de chaleur moyenne du procédé (capacité du méthaniseur). Le procédé travail durant **95.9 %** de l'année donc **8400h**. le logiciel nous affiche par la suite les données suivantes :

## CHAPITRE III : ANALYSE DE FAISABILITE D'UN PROJET DE COGENERATION SUR RETSCREEN

- Charge de chaleur totale : nécessaire pour faire fonctionner l'unité de méthanisation.
  - Charge de chaleur de pointe totale
  - Consommation de combustible
  - Coût en combustible
- **Mesures d'efficacité énergétique** : le pourcentage de la charge de chaleur de pointe totale du système de production de chaleur du cas de référence est réduite grâce à l'implantation des mesures d'efficacité énergétique du cas proposé.

**Tableau 6 : Charge de Chaleur.**

Un seul bâtiment - chaleur pour procédé

Système de production de chaleur du cas de référence		
Surface de planchers chauffés du bâtiment	m <sup>2</sup>	1
Type de combustible		Gaz naturel - m <sup>3</sup>
Rendement saisonnier	%	90%
Calcul de la charge de chaleur		
Charge de chaleur de pointe du procédé	kW	1 000
Caractéristiques de la charge de chaleur du procédé		Standard
Heures équivalentes à plein régime - chaleur pour procédé	h/an	8 160
Chaleur totale	MWh	8 160
Charge de chaleur de pointe totale	kW	1 000
Consommation de combustible - annuelle	m <sup>3</sup>	960 628
Prix du combustible	€/m <sup>3</sup>	0,80
Coût en combustible	€	768 503
Mesures d'efficacité énergétique du cas proposé		
Réduction des besoins énergétiques	%	0%
Coût de la réduction des besoins énergétiques	€	
Charge de chaleur de pointe nette	kW	1 000
Chaleur nette	MWh	8 160

### III.3.4.2.2 Charge d'électricité et caractéristique de la charge :

Dans cette section, nous avons fourni des renseignements sur le système de production d'électricité du cas de référence, et sur La charge électrique moyenne brute sur une base mensuelle qui serait de 600 kW. Cette dernière regroupe les besoins de l'unité de méthanisation, des appareils du tri au niveau de la décharge sur le site, de l'éclairage et aussi du reste d'équipements électriques présentent sur le site.

### CHAPITRE III : ANALYSE DE FAISABILITE D'UN PROJET DE COGENERATION SUR RETSCREEN

L'estimation de la charge d'électricité s'est basée sur les données utilisées dans un projet de cogénération au biogaz, d'une capacité de 625 kW installé en Thaïlande [14] (annexe 1).

Le modèle calcule la charge électrique moyenne nette pour le système du cas proposé en multipliant la charge électrique moyenne nette du cas de référence sur une base mensuelle par la réduction des besoins énergétiques en électricité du cas proposé.

**Tableau 7 : Caractéristiques de la charge électrique du cas de référence.**

Caractéristiques de la charge du cas de référence			
Mois	Charge électrique moyenne brute kW	Charge électrique moyenne nette kW	Charge de chaleur moyenne kW
Janvier	600	600	930
Février	600	600	930
Mars	600	600	930
Avril	600	600	930
Mai	600	600	930
Juin	600	600	930
Juillet	600	600	930
Août	600	600	930
Septembre	600	600	930
Octobre	600	600	930
Novembre	600	600	930
Décembre	600	600	930
% à ajouter à moyenne mensuelle max. pour charge de pointe	0%		
Charge de pointe - annuelle	600	600	1 000
Électricité	MWh	Moyenne brute 5 256	Moyenne nette 5 256
Prix de l'électricité - cas de référence		Prix de l'électricité référence	
	€/kWh	0,03	
Coût total de l'électricité	€	157 680	157 680

Le graphique des caractéristiques de la charge du cas de référence (Figure 19) montre le profil de la charge moyenne du cas de référence pour les systèmes de production d'électricité de chaleur sur une base mensuelle

## CHAPITRE III : ANALYSE DE FAISABILITE D'UN PROJET DE COGENERATION SUR RETSCREEN

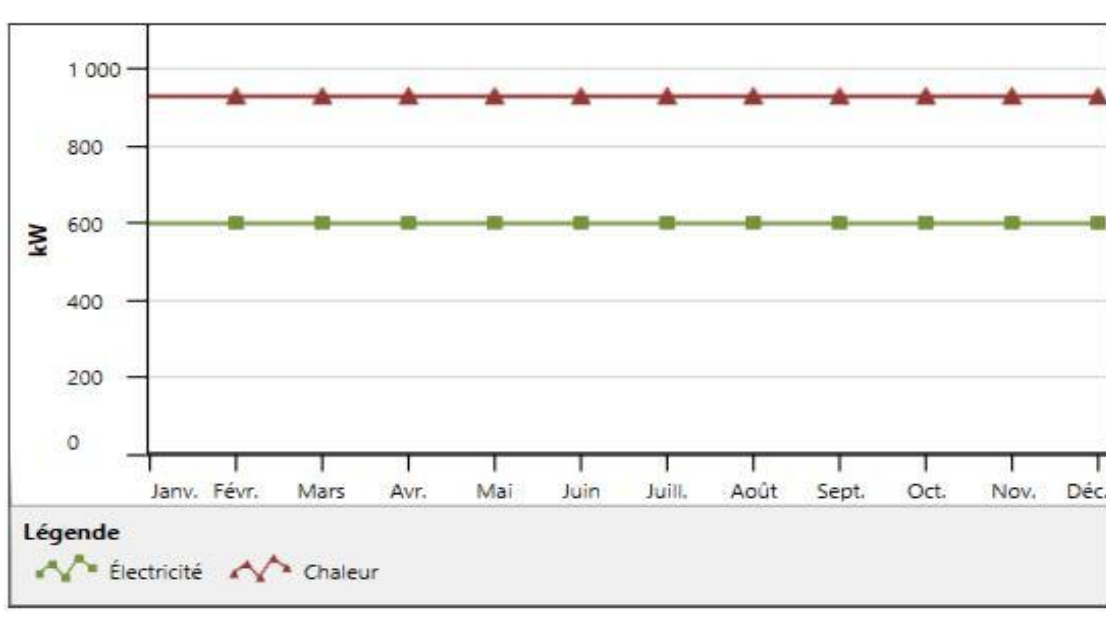


Figure 19 : Graphique de Caractéristique de la charge pour le cas de référence

Comme on n'a pas mis de mesure d'efficacité énergétique pour l'électricité, les caractéristiques de la charge d'électricité pour le cas du modèle proposé et celui de références sont identique (tableau 8).

Tableau 8 : mesures d'efficacité énergétique électrique du cas proposé.

Caractéristiques de la charge du cas proposé		
Mesures d'efficacité énergétique du cas proposé		
Réduction des besoins énergétiques	%	0%
Coût de la réduction des besoins énergétique	€	
Charge électrique de pointe nette	kW	600
Électricité nette	MWh	5 256

### III.3.4.3 Equipement et stratégie d'exploitation :

#### III.3.4.3.1 Turbine à gaz

- Le système de production d'électricité de base du cas proposé utilise une **turbine à gaz** fabriquée par **Kawasaki Heavy Industries** du modèle S2A-01 et d'une capacité électrique de 680 kW. On a sélectionné cette turbine parmi une multitude d'équipements listés dans la base des données du logiciel (figure 20) car elle comble les charges de chaleur et d'électricité.

## CHAPITRE III : ANALYSE DE FAISABILITE D'UN PROJET DE COGENERATION SUR RETSCREEN

Système: Électricité  
 Technologie: Turbine à gaz  
 Type: Turbine à gaz

Plage de capacité:   
 kW: 0 à kW: 969 000

Fabricant: Kawasaki Heavy Industries  
 Modèle: S2A-01  
 Capacité par unité: kW 680  
 Nombre d'unités: 1  
 Capacité: kW 680

Type de combustible: Gaz, Liquide  
 Consommation spécifique (kJ/kWh PCI): 17 260 kJ/kWh  
 Débit de gaz d'échappement: 5,1 kg/s

**Figure 20 : Choix de la turbine à gaz**

- On choisit par la suite les combustibles utilisés par la turbine, Dans notre cas 95% de biogaz et 5% de gaz naturel (tableau 9), le gaz naturel étant pour remplacer le biogaz en cas de rupture de flux.

**Tableau 9 : Choix des combustibles pour la turbine à gaz.**

Choix du combustible		Proportion de combustible	Consommation de combustible - unité	Consommation de combustible	Prix du combustible - unité	Prix du combustible	Coût en combustible
-	Gaz naturel - m <sup>3</sup>	5%	m <sup>3</sup>	130 817	€/m <sup>3</sup>	0,800	104 653
-	Biogaz - m <sup>3</sup>	95%	m <sup>3</sup>	5 291 502	€/m <sup>3</sup>	0,000	0
+		100%			€/MWh	4,238	104 653

- Le modèle par la suite à travers sa base des données nous fournit le reste des informations relative à la turbine, au coût d'investissement et au coût en combustible (tableau 10).

## CHAPITRE III : ANALYSE DE FAISABILITE D'UN PROJET DE COGENERATION SUR RETSCREEN

**Tableau 10 : Caractéristiques et coûts relatifs à la turbine.**

Turbine à gaz			
Capacité électrique	kW	680	113%
Charge minimale	%	60%	
Disponibilité	%	95,8%	8 392 h
Fabricant		Kawasaki Heavy Industries	
Modèle		S2A-01	
Nombre d'unités			
Consommation spécifique	kJ/kWh	17 260	
Taux de récupération de chaleur	%	40%	
Capacité thermique	kW	1 032	103%
Combustible nécessaire	GJ/h	11,7	
Coûts d'investissement	€/kW	950	
	€	646 000	
Coûts d'exploitation et entretien (économies)	€/kW-année	37	
	€	25 160	
Coût en combustible	€	104 653	
Électricité fournie à la charge	kWh	5 035 248	95,8%
Électricité exportée au réseau	kWh	115 229	

### III.3.4.3.2 Stratégie d'exploitation :

La section stratégie d'exploitation permet de spécifier la stratégie d'exploitation optimale du système de production d'électricité du cas proposé. Notons que cette méthode est seulement un indicateur de la rentabilité du système choisi.

**Tableau 11 : Stratégie d'exploitation.**

Stratégie d'exploitation	Électricité fournie à la charge MWh	Électricité exportée au réseau MWh	Électricité - complément nécessaire MWh	Chaleur récupérée MWh	Chaleur - complément nécessaire MWh	Combustible pour production d'électricité MWh	Profit (pertes) d'exploitation €	Rendement %
Pleine puissance électrique	5 035	671	221	7 817	343	27 360	791 470	49,4%
Asservi à la charge électrique	5 035	0	221	7 642	518	24 141	768 500	52,5%
<b>Asservi à la charge de chaleur</b>	<b>5 035</b>	<b>115</b>	<b>221</b>	<b>7 817</b>	<b>343</b>	<b>24 694</b>	<b>786 086</b>	<b>52,5%</b>

Choix de la stratégie d'exploitation : Asservi à la charge de chaleur

- Pour notre modèle, le logiciel nous a suggéré 3 stratégies d'exploitation, on opte pour celle avec le meilleur rendement. Pour la « Pleine puissance électrique », le modèle suppose que le système fonctionne à pleine capacité. Pour l'option « Asservi à la charge électrique », le modèle suppose que le système fonctionne à une capacité égale à la charge électrique. Pour l'option « Asservi à la charge de chaleur », le modèle suppose que le système fonctionne à une capacité électrique qui permet de fournir une capacité thermique égale à la charge de chaleur. Et on a opté pour la dernière, vu qu'elle donne le meilleur profit d'exploitation de **786086 euros**, ainsi qu'elle est la plus rentable avec un rendement de **52.5%**. (Tableau 11)



### III.3.4.4 Sommaire de l'analyse énergétique :

#### III.3.4.4.1 Caractéristiques du cas proposé :

- Electricité :

Deux systèmes de production d'électricité sont mis en service (figure 21) :

- **Système de production d'électricité de base** : Il s'agit de la turbine à gaz 680 kW, qui comble la demande d'électricité du site au temps normal.
- **Système de production d'électricité de pointe** : le logiciel nous l'impose, ce dernier utilise l'électricité du réseau pour satisfaire les besoins de pointe du site (**600 kW**)

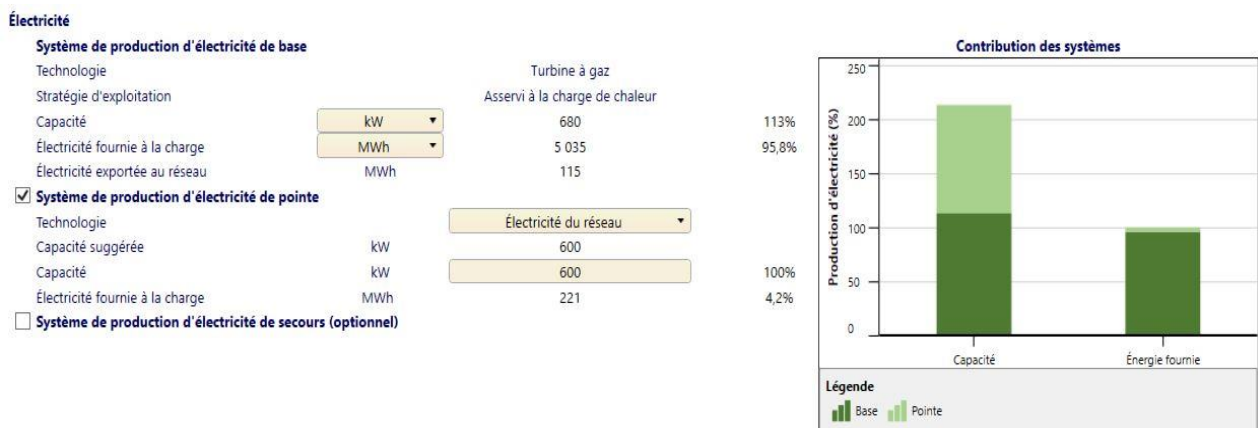


Figure 21 : caractéristiques du cas proposé (Electricité)

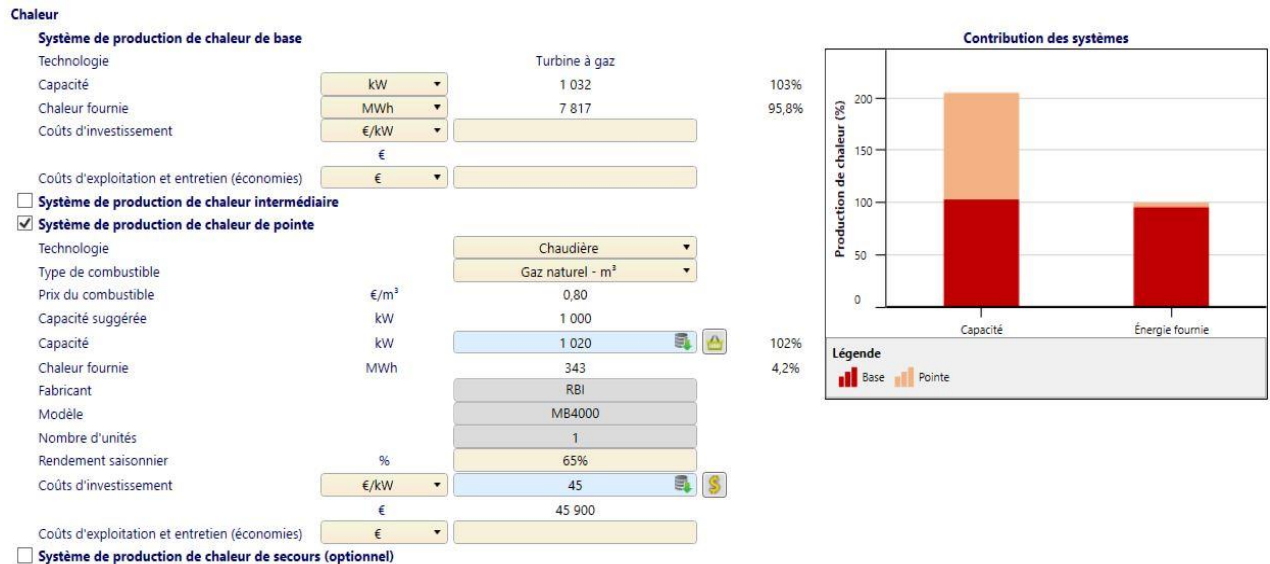
- Chaleur :

Comme pour la charge électrique, deux systèmes sont proposés par le logiciel pour assurer la demande en chaleur du procédé (Figure 22)

- **Système de production de chaleur de base** : il s'agit de la chaleur récupérée dans la turbine à gaz qui est d'une capacité de **1032 kW**.
- **Système de production de chaleur de pointe** : il s'agit d'une chaudière de modèle **RB4000** fonctionnant au gaz naturel, fabriquée par **RBI**, avec une capacité de **1020 kW**.

## CHAPITRE III : ANALYSE DE FAISABILITE D'UN PROJET DE COGENERATION SUR RETSCREEN

Le modèle nous fournira le coût d'investissement en cette chaudière qui sera utilisé ultérieurement dans l'analyse financière.



**Figure 22 : caractéristiques du cas proposé (Chaleur)**

### III.3.4.4.2 Sommaire du cas proposé :

Cette section présente un résumé des types de combustible utilisés, de la consommation estimée de chacun de ces combustibles, de la capacité installée et de l'énergie fournie par chacun des différents systèmes de production d'électricité, de chaleur afin de répondre à la charge de pointe et aux besoins d'énergie du cas proposé. Toutes ces valeurs sont calculées dans les feuilles de calcul **Modèle énergétique** et **Charge et réseau** et les résultats sont donnés dans la table ci-dessous (tableau 12) :

## CHAPITRE III : ANALYSE DE FAISABILITE D'UN PROJET DE COGENERATION SUR RETSCREEN

**Tableau 12 : Sommaire du Cas proposé.**

Sommaire du cas proposé						
Système	Technologie	Type de combustible	Consommation de combustible - unité	Consommation de combustible	Capacité kW	Énergie fournie MWh
<b>Électricité</b>						
Charge de base	Turbine à gaz	Gaz naturel	m <sup>3</sup>	130 817	680	252
		Biogaz	m <sup>3</sup>	5 291 502		4 783
Charge de pointe	Électricité du réseau	Électricité	MWh	221	600	221
Électricité exportée au réseau						115
Total					1 280	5 371
<b>Chaleur</b>						
Charge de base	Turbine à gaz	Chaleur récupérée			1 032	7 817
Charge de pointe	Chaudière	Gaz naturel	m <sup>3</sup>	55 864	1 020	343
Total					2 052	8 160

### III.3.5 Analyse des coûts :

Le logiciel nous fournisse trois tables :

- Coûts d'investissement (Tableau 13) :

Ceci inclue les coûts de l'unité de cogénération (la turbine à gaz), l'unité de méthanisation et la chaudière.

**Tableau 13 : analyse des coûts (investissements).**

Coûts d'investissement (crédits)	Unité	Quantité	Coût unitaire	Montant
Coût d'investissement			€	691 900
Afficher données				
<b>Système de production d'électricité</b>				
Charge de base - Turbine à gaz			€ 646 000	<a href="#">Actualiser le coût</a>
Charge de pointe - Électricité du réseau			€ -	<a href="#">Actualiser le coût</a>
Mesures d'efficacité énergétique			€ 0	<a href="#">Actualiser le coût</a>
<b>Système de production de chaleur</b>				
Charge de base - Turbine à gaz			€ -	<a href="#">Actualiser le coût</a>
Charge de pointe - Chaudière			€ 45 900	<a href="#">Actualiser le coût</a>
Mesures d'efficacité énergétique			€ 0	<a href="#">Actualiser le coût</a>
-	Unité de Méthanisation	coût	1	€ 5 000 000 € 5 000 000
<b>Total des coûts d'investissement</b>				
				€ 5 691 900

- Frais annuels (Tableau 14) :

Ils s'agissent des coûts d'exploitation et d'entretien de la turbine à gaz, méthaniseur et chaudière.

## CHAPITRE III : ANALYSE DE FAISABILITE D'UN PROJET DE COGENERATION SUR RETSCREEN

**Tableau 14 : Analyse des coûts (frais annuels).**

Frais annuels (crédits)	Unité	Quantité	Coût unitaire	Montant
Coûts d'exploitation et entretien (économies)	projet			€ 25 160
▲ Afficher données				
<b>Système de production d'électricité</b>				
Charge de base - Turbine à gaz			€ 25 160	<i>Actualiser le coût</i>
Charge de pointe - Électricité du réseau			€ -	<i>Actualiser le coût</i>
<b>Système de production de chaleur</b>				
Charge de base - Turbine à gaz			€ -	<i>Actualiser le coût</i>
Charge de pointe - Chaudière			€ -	<i>Actualiser le coût</i>
Coût en combustible - cas proposé				€ 155 967
- Coûts d'exploitation et d'entretien (Méthaniseur)	crédit ▼	1	€ (100 000)	€ 100 000
+				
<b>Total des frais annuels</b>				<b>€ 281 127</b>

### - Economies Annuelles :

Le logiciel dans cette partie calcule les économies annuelles en coûts de combustible, faites par notre projet par rapport au projet de référence et qui sont de **926 183 euros** (tableau 15).

**Tableau 15 : Analyse des coûts (Economies annuels).**

Économies annuelles	Unité	Quantité	Coût unitaire	Montant
Coût en combustible - cas de référence				€ 926 183
- Défini par l'utilisateur	coût ▼		€	-
+				
<b>Total des économies annuelles</b>				<b>€ 926 183</b>

### III.3.6 Analyse financière :

Nous examinons maintenant la viabilité financière de notre projet, nous observons que cette dernière est acceptable avec un TRI (taux de rentabilité interne) de 18,8% ce qui représente l'argent gagné par rapport à toutes les dépenses réalisées, il intègre le coût d'investissement initial et les dépenses sur la durée de vie du projet. Le TRI nous permet de calculer le retour sur investissement en tenant compte de toutes les dépenses du projet [tableau 16]

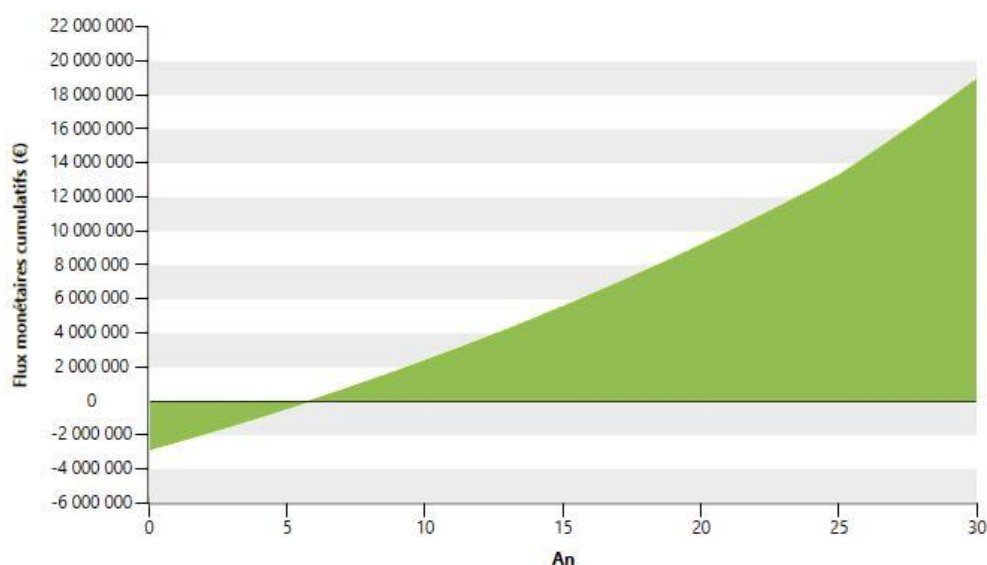
Nous observons aussi que la valeur actuelle nette VAN est positive, donc ce projet est rentable avec un retour sur les capitaux propres après 5.8 ans.

## CHAPITRE III : ANALYSE DE FAISABILITE D'UN PROJET DE COGENERATION SUR RETSCREEN

*Tableau 16 : Analyse Financière.*

Analyse financière		
<b>Paramètres financiers</b>		
Taux d'inflation	%	2%
Durée de vie du projet	an	30
Ratio d'endettement	%	50%
Taux d'intérêt sur la dette	%	5%
Durée de l'emprunt	an	25
<b>Total des coûts d'investissement</b>	€	5 691 900
<b>Encouragements et subventions</b>	€	
<b>Frais annuels et paiements de la dette</b>		
Coût en combustible - cas proposé	€	155 967
Coûts d'exploitation et entretien (économies)	€	25 160
Coûts d'exploitation et d'entretien (Méthaniseur)	€	100 000
Paiements de la dette - 25 ans	€	201 927
<b>Total des frais annuels</b>	€	483 055
<b>Économies et revenus annuels</b>		
Coût en combustible - cas de référence	€	926 183
Revenu d'exportation d'électricité	€	3 457
Revenu pour réduction de GES	€	0
Autre revenu (coût)	€	0
Revenu pour production d'ÉP	€	0
<b>Total des économies et des revenus annuels</b>	€	929 640
<b>Viabilité financière</b>		
TRI avant impôt - capitaux propres	%	18,8%
TRI avant impôt - actifs	%	9,8%
Retour simple	an	8,8
Retour sur les capitaux propres	an	5,8

Les paramètres financiers cités dans le tableau ci-dessus sont définies selon les chiffres donnés par le Ministère de Finance et l'Office National des Statistiques (ONS) juin 2020.



*Figure 23: Graphique des Flux monétaires cumulatifs*

## CHAPITRE III : ANALYSE DE FAISABILITE D'UN PROJET DE COGENERATION SUR RETSCREEN

Du graphe (figure 23), on vient qu'au fin de projet, les économies faites par rapport au coût de combustible seront de l'ordre de 19 millions d'euros.

### III.3.7 Analyse des émissions :

Dans l'analyse des émissions des GES on entre la valeur du facteur d'émission du dioxyde de carbone CO<sub>2</sub> (avant les pertes) du combustible qui est défini comme la masse de gaz à effet de serre émise par unité d'énergie produite (KgCO<sub>2</sub>/KWh ou bien tCO<sub>2</sub>/MWh), il suffit de sélectionner la région et le type du combustible, le logiciel va automatiquement générer la plus récente valeur publiée pour la production de l'électricité du réseau de la province de la Wilaya d'Alger (0,556 kgCO<sub>2</sub>/KWh). Il indique aussi les pertes de transmission et de distribution de l'électricité exporté au réseau qui est de 7%.

Selon les hypothèses du cas proposé le système réduit 73% des émissions annuelle de GES c'est-à-dire 2875.2 tCO<sub>2</sub> ce qui est équivalent à 525 automobiles et camions légers non utilisés.

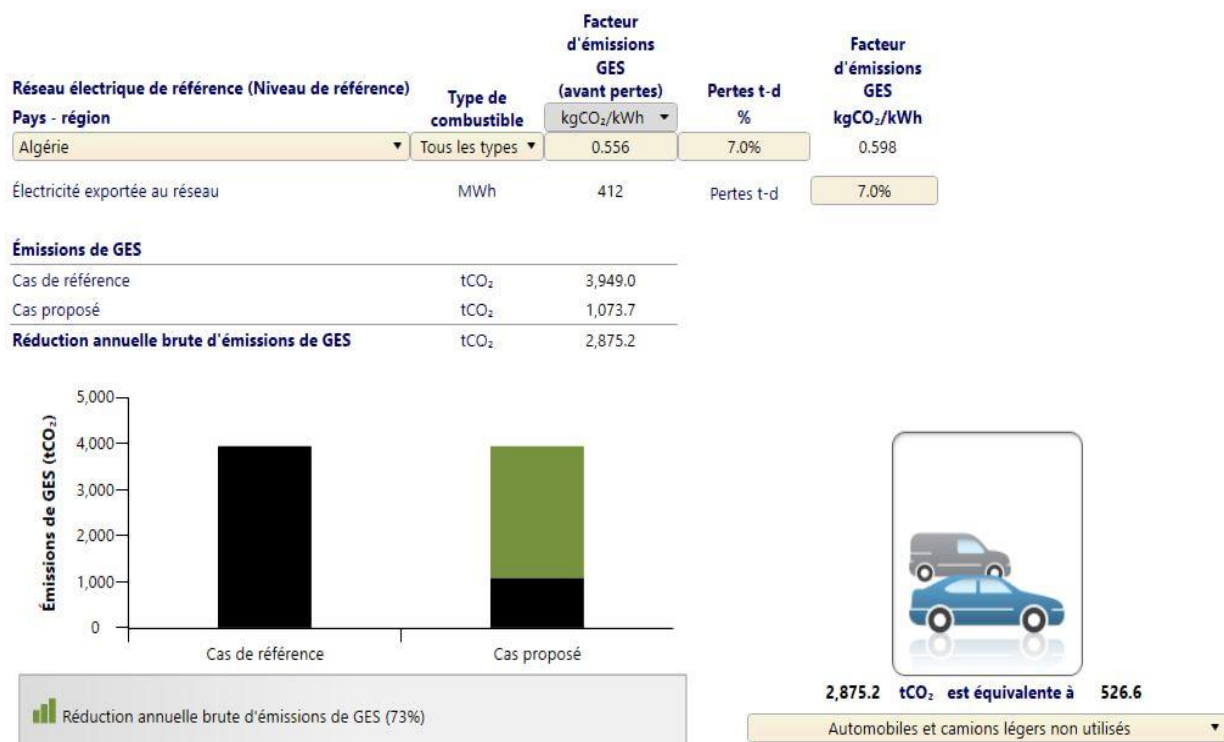


Figure 24: Analyse des émissions des GES du cas proposé

### III.4 Conclusion :

Cette étude effectuée par logiciel RETScreen pour examiner la faisabilité de ce projet nous permet d'avoir une idée concrète sur ce que le projet est réalisable ou pas.

Après avoir quantifié les déchets générés par an par la wilaya d'Alger, nous avons eu une idée sur la quantité du biogaz que le centre hypothétique peut fournir. Sur la base de cette quantité nous avons sélectionné les équipements que logiciel nous a suggéré (turbine à gaz, méthaniseur...etc.). Le logiciel nous a évalué les bénéfices énergétiques de notre projet proposé par rapport à un projet conventionnel de référence qui est la production de l'électricité et la chaleur par voie de combustion du combustible fossile qui est le gaz naturel pour le même besoin (annexe 1). Les résultats montrent qu'une capacité électrique de 680 KW pourrait être générée par la turbine à gaz et exportée ensuite vers le réseau, et une capacité de 600 KW représentait l'électricité de pointe qui serait fournie par le réseau lui-même. D'autre part, une capacité de 1032 kW de chaleur de base récupérée après la cogénération sans compter les 1000 kW qui seront générés par la chaudière à gaz pour couvrir les besoins en chaleur de pointe, cette dernière est la puissance thermique maximale à laquelle devra répondre le système pour satisfaire la charge maximale de chauffage du procédé de méthanisation (eau chaude sanitaire comprise) et/ou la charge de chauffage du procédé. En cas d'excédent de chaleur, elle sera utilisée pour chauffage des locaux.

Le modèle calcule aussi les profits d'exploitation par rapport au projet conventionnel de référence, dans notre simulation nous sommes parvenus à des économies et des revenus annuels de **446585** euros/an, En fin, l'analyse d'émission des GES calcule une réduction annuelle équivalente à 526 automobiles et camions légers non utilisés qui parcourent 15 000 km/an, les résultats fournis par le modèle énergétique nous a permis de juger rapidement que notre projet est suffisamment prometteur pour être étudié plus à fond.

# **CONCLUSION GENERALE**



## CONCLUSION GENERALE

---

Les énergies renouvelables, en Algérie, n'ont pas connu une large utilisation mise à part quelques applications dans le domaine de l'énergie photovoltaïque.

Parmi les différentes sources énergétiques renouvelables utilisées figurent celle de la biomasse qui constitue un gisement en continuelle augmentation et présente une très large diversité de composition. Leur exploitation pour la production énergétique est d'autant plus intéressante qu'elle intervient également dans la préservation de l'environnement.

La valorisation énergétique de la biomasse, en général, et les déchets municipaux, en particulier, permet une production énergétique (électricité, chaleur, froid) qui est neutre sur le plan des émissions de CO<sub>2</sub>. La rentabilité économique des installations de valorisation énergétique des déchets municipaux sera établie par des faibles coûts d'exploitation, malgré des investissements élevés au début et la nécessité d'établir une structure logistique pour l'évaluation des volumes des déchets, leur transport, leur mise en place et leur traitement. La décision d'investir dans une unité de cogénération se basera donc sur une analyse fine des besoins réels d'électricité et de chaleur mais aussi du coût des investissements et du prix des énergies.

La cogénération pourra contribuer à la diminution de la pression sur la pointe électrique journalière dans les centres urbains, d'une part, parce qu'elle limite la demande électrique des auto-producteurs, et d'autre part, parce qu'elle pourrait fournir au réseau le surplus de production.

La technologie de biogaz est mature et offre un itinéraire très attrayant pour utiliser des catégories diverses de biomasse et de biodéchets inhérents pour répondre à des besoins énergétiques aussi bien que contribuant à la conservation de l'environnement. Le biogaz particulièrement approprié à répondre à des besoins énergétiques à échelle réduite, peut contribuer à l'hygiène environnementale, et la technologie de biogaz est assez simple pour éviter des limitations de production. Les avantages principaux de la technologie du biogaz incluent sa capacité d'ajouter de la valeur aux chaînes de biomasse en permettant un rendement énergétique amélioré en plus de son potentiel économique de faisabilité et de durabilité.

Dans les centres d'enfouissement techniques CET, la cogénération au biogaz diminuera considérablement la consommation d'électricité issu des combustibles fossiles. À côté des énergies renouvelables, la cogénération permettra à l'avenir aux

## CONCLUSION GENERALE

---

pays en développement de contribuer aux efforts mondiaux de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Comme toute technologie de production décentralisée d'énergie, elle améliore finalement la fiabilité de l'approvisionnement énergétique tout en diminuant les coûts de transport et de distribution de l'énergie électrique.

Le Centre d'aide à la décision sur les énergies propres, RETScreen International a mis au point plusieurs modèles d'analyse technique et financière dont celui sur la cogénération. Nous l'avons utilisé pour évaluer la production énergétique et le coût du cycle de vie. Les résultats auxquels nous avons abouti, semblent très encourageants et incitent à réfléchir sur la promotion de telles filières d'énergie sobre dans notre pays. Nous souhaitons apporter un éclairage et une aide aux décideurs politiques et aux responsables locaux sur le choix de politique de déchets notamment en matière de la valorisation énergétique via la production du gaz inflammable et l'utiliser comme un combustible dans une unité de cogénération.

Enfin, l'exploitation des déchets municipaux n'a pas un rôle économique et environnemental uniquement mais elle a aussi un rôle social très important. En effet, elle crée des possibilités d'emploi et fournissent un revenu monétaire pour la population et l'économie du pays, elle contribue ainsi à la réduction du taux de chômage.

# **BIBLIOGRAPHIE**

## BIBLIOGRAPHIE

---

- [1] Bernard MULTON, *Production d'énergie électrique par sources renouvelable*. 2013 [en ligne] Disponible sur *Technique de l'ingénieur*, réf d4005.
- [2] Bruno GAGNEPAIN. *Biocarburant*. ADEME, 2016 [en ligne] Disponible sur *Technique de l'ingénieur*, réf BE8550 v2.
- [3] Xavier DEGLISE, André DONNOT. *Bois Energie*. 2004 [en ligne] Disponible sur *Technique de l'ingénieur*, réf BE8535
- [4] P. BUFFIERE, R. BAYARD, P. GERMAIN. *Freins et développements de la filière biogaz : les besoins en recherche et développement*. Lyon : INSA LYON, 2009, 134 p
- [5] Agence Nationale des déchets. *Rapport sur la gestion des DMA sur la Wilaya d'Alger* [en ligne]. Disponible sur : [https://and.dz/site/wp-content/uploads/Rapport\\_de\\_wilaya\\_alger-1.pdf](https://and.dz/site/wp-content/uploads/Rapport_de_wilaya_alger-1.pdf)
- [6] Meziane BOUDELLAL. *Cogénération et micro-cogénération in : Solutions pour améliorer l'efficacité énergétique*. Paris : L'Usine nouvelle et Dunod, 2013, 2ème édition.
- [7] S. C. BHATIA. *Advanced Renewable Energy Systems*. India : Woodhead Publishing India; 1st Edition, 2014, ISBN-10 : 9380308434
- [8] UNEP. *Guide for Industry in Asia, Energy Efficiency* [en ligne] disponible sur : <https://www.energyefficiencyasia.org/>
- [9] *Typical cogeneration performance parameters, adapted from: California Energy Commission, 1982.*
- [10] Paul Breeze. *Combined Heat and Power*. London : Academic Press, 2017, 102p.
- [11] Boukelia TE, Mecibah MS. *Solid waste as renewable source of energy: current and future possibility in Algeria*. *Int J Energy Environ Eng*, 2012
- [12] *Ministre de Ressources naturelles Canada. M. Canada : RETScreen® International, 2017.*
- [13] *Ministre de Ressources naturelles Canada. Formation d'Analyse de projet de cogénération : RETScreen® International, 2005, 10p*
- [14] COGEN 3. *Environmentally friendly conversion of municipality wastes into useful energy: First in ASEAN: How Rayong Municipality will do it..TAILAND : RETSCREEN International 2004, 2p.*

# **ANNEXES**

## **Annexe 1 : Conversion écologique des déchets municipaux en énergie utile dans la municipalité de Rayong, Thaïlande prise comme modèle pour notre étude**

### **Contexte du projet de municipalité de Rayong :**

La municipalité de Rayong a l'intention de construire, de posséder et d'exploiter une nouvelle station d'épuration des déchets solides municipaux (DSM) avec une capacité de 25550 tonnes de DSM pour produire des engrais organiques et 5 100 MWh d'électricité par an. Il est prévu de servir la municipalité durant 20 ans.

Le site de traitement doit être équipé d'une installation de traitement des déchets en amont, digestion anaérobie, y compris le système d'utilisation du biogaz avec son générateur, et tout équipement auxiliaire nécessaire. La chaleur et l'électricité produites à partir du biogaz seront utilisées pour la consommation interne.

Le surplus d'électricité sera vendu à l'Autorité d'Electricité Provinciale.

Le projet comprend deux systèmes :

- Procédé de production du biogaz et engrais à partir des déchets municipaux ;
- Procédé de cogénération au biogaz.

### **Économie :**

Les coûts d'investissement totaux s'élèvent à environ 3,60 millions d'euros.

La période de remboursement prévue est de 9 ans après la mise en service.

### **Technologie :**

L'unité de production se compose de :

- Une installation de traitement en amont ;
- Une installation de digestion anaérobie ;
- Un système de cogénération au biogaz d'une capacité de 625 kW.