



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



UNIVERSITE DE BATNA

Faculté des Sciences de l'Ingénieur

Département d'Electrotechnique

Laboratoire d'Electrotechnique Batna -LEB-

Mémoire de Magister en Electrotechnique

Option : Energies Renouvelables

Présenté par M^{lle}

SELMA GANA

Ingénieur d'état en Electrotechnique de l'Université de Batna

Pour obtenir

Diplôme de Magister en Electrotechnique

Thème

ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE

DE LA COGENERATION

CUB-1-

Mémoire soutenu le 29/06/2008

Devant le jury composé de :

Jury	Grade	Affiliation	Qualité
M. Chabane	<i>Professeur</i>	<i>Univ. Batna</i>	<i>Président</i>
M. Belkacemi	<i>Professeur</i>	<i>Univ. Batna</i>	<i>Rapporteur</i>
L. Benfarhi	<i>Maître de conférence</i>	<i>Univ. Batna</i>	<i>Co-rapporteur</i>
B. Azoui	<i>Professeur</i>	<i>Univ. Batna</i>	<i>Examineur</i>
D. Rahem	<i>Maître de conférence</i>	<i>Univ. Oum El Bouaghi</i>	<i>Examineur</i>

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail à :

Mes parents ;

Toute ma famille ;

Ma très chère amie Yousria ;

Mes amis.

SELMA GANA

REMERCIEMENTS

Ce mémoire a été préparé au sein du laboratoire de recherche LEB, département d'électrotechnique à l'Université de Batna « LEB ».

Tout d'abord on remercie le Dieu le tout puissant de la bonne santé, la volonté et de la patience qu'il nous a donné pour faire ce travail.

Je remercie très sincèrement "Dr. M.BELKacemi" mon encadreur de ce travail, pour ses conseils pertinents, et ses orientations judicieuses sa patience et diligence, et par ses suggestions et critiques à grandement facilité ce travail.

Mes remerciements vont également à Dr. L.Benferhi, pour ses nombreux conseils et pour avoir accepté d'en être un des rapporteurs.

Je tiens à exprimer ma gratitude aux membres de jury qui ont bien voulu examiner ce travail.

J'exprime mes vifs remerciements à Monsieur R. ABDESSEMED Professeur à l'université de Batna, pour son aide aussi, et ses encouragements incessants durant la réalisation de ce travail.

Mes remerciements s'adressent également à tous ceux qui ont participé de près ou de loin à l'élaboration de cet ouvrage.

SELMA GANA

SOMMAIRE

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE

✚ Généralités et problématiques	1
✚ Objectif de ce mémoire	2
✚ Structure du mémoire	2

"Chapitre un"

Maîtrise de l'Energie

1.1	Introduction	3
1.2	Concept de la maîtrise de l'énergie	3
1.3	Maîtrise de l'énergie en Algérie	5
1.3.1	Politique algérienne en matière d'énergie	5
1.3.2	Loi de la maîtrise de l'énergie en Algérie	5
1.4	Maîtrise de l'énergie et protection de l'environnement	6
1.4.1	Protection de l'environnement en Algérie	6
1.5	Grandes actions de la maîtrise de l'énergie	7
1.5.1	Energies renouvelables	7
1.5.1.1	Energie éolienne	8
1.5.1.2	Energie solaire	9
1.5.1.3	Energie hydraulique	10
1.5.1.4	Energie de la biomasse	11
1.5.1.5	Géothermie	11
1.5.2	Cogénération	12
1.6	Energies renouvelables en Algérie	12
1.6.1	Energie hydraulique	13
1.6.2	Energie géothermique	13
1.6.3	Energie biomasse	13
1.6.4	Energie solaire	14
1.6.5	Energie de la éolienne	14

1.7	Utilisation rationnelle de l'énergie	15
1.7.1	Dans les bâtiments	15
1.7.2	Dans l'industries	16
1.7.2.1	Réduction des pertes dans les lignes électriques	17
1.7.2.2	Compensation de l'énergie réactive	17
1.8	Conclusion	18

"Chapitre deux"

Etat de l'Art de la Cogénération

2.1	Introduction	19
2.2	Principe de la cogénération	19
2.2.1	Concept	19
2.2.2	Définition	20
2.2.3	Cogénération de qualité	21
2.2.4	Analyse d'un projet de cogénération	21
2.2.4.1	Produits des systèmes de cogénération	21
2.2.4.2	Coûts des systèmes de cogénération	22
2.2.4.3	Paramètres clés d'un projet de cogénération	22
2.3	Intérêt de la cogénération	22
2.3.1	Intérêt d'ordre énergétique	22
2.3.2	Intérêt d'ordre économique	24
2.3.3	Intérêt d'ordre environnemental	25
2.4	Description d'un système de cogénération	25
2.4.1	Equipements et technologies	25
2.4.1.1	Moteur à gaz ou diesel	26
2.4.1.2	Turbines à gaz	27
2.4.1.3	Turbines à vapeur	28
2.4.2	Combustibles	29
2.4.3	Applications	29

2.5	Avantages et inconvénients	29
2.5.1	Domaines d'application	30
2.6	Avantages globaux	31
2.7	Tri génération	32
2.7.1	Définition	32
2.7.2	Principe de génération du froid	33
2.7.2.1	Machines à compression mécanique	33
2.7.2.2	Machines thermofrigorifiques	33
2.7.3	Avantages de la tri génération	33
2.7.4	Piles à combustibles	33
2.7.4.1	Types de Piles à combustibles	34
2.7.4.2	Domaines d'application	35
2.7.4.3	Avantages des Piles à combustibles	35
2.8	Impact de la cogénération	36
2.8.1	Sur la maîtrise de l'énergie	36
2.8.2	Sur l'environnement	36
2.9	Conclusion	36

"Chapitre trois"

Etude de Pré Faisabilité

3.1	Introduction	37
3.2	Tableau synthétique des hypothèses	37
3.3	Méthodologie d'une étude de pré-faisabilité	38
3.3.1	Intégration technique	38
3.3.2	Meilleure solution technologique	39
3.4	Présentation de l'établissement	39
3.4.1	Type de l'établissement	39
3.4.2	Installation thermique	39
3.4.3.	Installation électrique	40
3.5	Caractéristiques des postes de transformateurs	40
3.5.1	Poste transformateur du bloc « LMNOW - sous sol »	40

3.5.2	Poste transformateur « rue Med Boukhlof»	41
3.5.3	Groupes électrogènes	41
3.5.3.1	Groupes électrogènes Deneyo Power 200 KVA	41
3.5.3.2	Groupes électrogènes Petbow Generators 80 KVA	42
3.6	Caractéristiques des chaudières	42
3.6.1	Chaudière ancien bloc	42
3.6.2	Chaudière du bloc « PQRW »	42
3.6.3	Chaudière du bloc « LMNOW »	42
3.6.4	Chaudière du hall technologique «RDC»	43
3.7	Tarifification	44
3.7.1	Fondements et principes de tarifification	44
3.7.2	Formule tarifaire	45
3.7.2.1	Electricité	45
3.7.2.2	Courbes de charge nationale	47
3.7.2.3	Gaz	49
3.8	Facturation de l'énergie	53
3.8.1	Facturation des énergies actives et réactives « MT »	53
3.8.2	Facturation des pertes à vide et en charge	54
3.8.3	Facturation de l'énergie MP « gaz »	54
3.9	Facturation de la puissance et du débit « MT-MP »	56
3.9.1	Abonnés moyenne tension	56
3.9.2	Abonnés moyenne pression	56
3.10	Conclusion	57

"Chapitre quatre"

Consommation énergétique du CUB-1-

4.1	Introduction	58
4.2	Année de référence	59
4.3	Dépenses d'électricité	59
4.3.1	Consommation électrique en 2004	59
4.3.2	Consommation électrique en 2005	62
4.3.3	Consommation électrique en 2006	65
4.3.4	Consommation électrique totale des deux postes	68
4.3.4.1	Consommation électrique en 2004	68
4.3.4.2	Consommation électrique en 2005	69
4.3.4.3	Consommation électrique en 2006	70


4.4	Dépenses du gaz	71
4.4.1	Consommation du gaz en 2004	71
4.4.2	Consommation du gaz en 2005	73
4.4.3	Consommation du gaz en 2006	75
4.4.4	Consommation des deux postes « GAZ »	77
4.5	Analyses et interprétations	79
4.5.1	Electricité	79
4.5.1.1	Poste horaires	80
4.5.1.2	Saisons	80
4.5.2	Gaz	83
4.6	Conclusion	84

"Chapitre cinq"

Etude de Pré Dimensionnement

5.1	Introduction	85
5.2	Importance du pré dimensionnement	85
5.3	Etude des besoins énergétiques	86
5.3.1	Besoins en électricité	86
5.3.2	Besoin en chaleur	86
5.3.3	Calcul de puissances et des plages de fonctionnement	87
5.3.3.1	Besoin net de chaleur	87
5.3.3.2	Profil type de consommation de chaleur	88
5.3.3.3	Puissance thermique d'une unité de cogénération	88
5.3.3.4	Choix de l'unité de cogénération	91
5.3.3.5	Ordres de grandeur	91
5.4	Méthode alternative de dimensionnement	91
5.5	Paramètres de rentabilité	92
5.5.1	Temps de retour simple	92
5.5.2	Valeur actualisée nette des gains	92
5.5.3	Taux de rentabilité interne	92
5.6	Premier dimensionnement de l'unité de cogénération	92
5.7	Conclusion	93

CONCLUSION GENERALE

	Travail accompli	94
	Problèmes rencontrés	95
	Annexe	96
	Références bibliographiques	

Nomenclature

PTA	Poste Transformateur
MT	Moyenne tension
MP	Moyenne pression
BT	Basse tension
BP	Basse pression
kV	Kilovolt
kVA	Kilo voltampère
QMP	Système de facturation pour les gros consommateurs
PMA	Puissance maximum absorbée
PMD	Puissance mise à disposition
DMA	Débit maximum absorbé
DMD	Débit mis a disposition
ST	Simple tarif
DT	Double tarif
TT	Triple tarif
NI	Nouvel index
AI	Ancien index
CL	Calibre
T.V.A	Taxe à la valeur ajoutée
Ehp	Energie active consommée en heures hors pointes
Ep	Energie active consommée en heures pointes
W	Energie réactive consommée
GWh	Gigawatt heure
Th	Thermie
CDA	Centime de Dinar Algérien
BNeC	Besoin net de chaleur
TRS	Temps de retour simple
VAN	Valeur actualisée nette des gains
TRI	Taux de rentabilité interne

INTRODUCTION
GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Généralités et Problématiques

Le développement d'une société se traduit par la satisfaction croissante d'un certain nombre de besoins: alimentation, logement, santé, habillement, facilités de déplacement, éducation, information, culture, exercice des droits civiques, qualité de l'environnement naturel, sports et loisirs...

La plupart de ces activités nécessitent, a des degrés divers, une consommation d'énergie, soit par utilisation directe pour certains usages, soit pour permettre la production des biens et des services qui leur sont associés. La disposition de l'énergie est donc indispensable au développement économique et social.

L'énergie est devenue en moins d'un siècle un enjeu économique et stratégique majeur, symbole et mesure du succès du développement, aussi bien dans les pays à économie capitaliste que dans les pays à économie planifiée et centralisée : le progrès économique devait se mesurer par l'augmentation régulière et illimitée de la production et de la consommation de charbon, de pétrole, de gaz, d'électricité... [1].

Depuis l'avènement de la révolution industrielle, la consommation de l'énergie d'abord sous forme de bois, charbon puis de pétrole a conduit à une exploitation excessive de ces ressources. La consommation d'énergie a connu un accroissement rapide à partir de 1940, durant la deuxième guerre mondiale. La consommation de l'énergie par personne est passé de 0.7 tep/an en 1950 à 1.6 tep/an en 1973 (moyenne mondiale). Depuis, une stagnation est apparue due essentiellement à la récession économique des pays industrialisés dont la moyenne en 1985 est de 4.3 tep/an. Celle-ci est nettement supérieure à celle des pays en voie de développement évaluée à 0.7 tep/an. La production mondiale de l'énergie (charbon, pétrole, gaz et nucléaire inclus) est de l'ordre de 8 Mrd de tep/ an.

L'analyse de la situation actuelle montre que 70% de cette production est consommée par les pays industrialisés contre 30% pour les pays en voie de développement. Si les perspectives pour l'année 2025, indiquent qu'il n'y aucun changement important dans la différence existante de la consommation par tête d'habitant, par contre et en raison de l'évolution de la population, la consommation dans les pays en voie de développement atteindra 45% et celle des pays industrialisés 55% de la production mondiale. Cette situation confirmera certainement l'hypothèse qui prévoit un transfert des problèmes de l'environnement des pays industrialisés vers les pays en voie de développement [2].

La crise du pétrole de 1973 a montré qu'une consommation démesurée d'énergie conduit, dans un proche avenir, non seulement à un épuisement des ces ressources, considérées comme non renouvelables, mais surtout à une dégradation de l'environnement, ici où nous sommes obligés de chercher d'autres ressources d'énergie telles que les énergies renouvelables. Dans ce sens, il y a lieu de penser sur un moyen qui nous permet de maîtriser cette énergie, notamment la cogénération. C'est dans ce cadre que s'inscrit le travail entrepris dans ce mémoire.

Objectif de ce Mémoire

L'objectif premier de ce travail est l'étude technico-économique de la cogénération, comme un contexte actuel de l'utilisation rationnelle de l'énergie. En plus on donnera une vue globale sur les notions de la maîtrise d'énergie.

Structure du Mémoire

Ce mémoire est structuré en cinq chapitres répartis comme suit :

- ❖ *Le premier chapitre, met en évidence la nouvelle stratégie de la maîtrise d'énergie, passant par son concept, sa relation avec la protection de l'environnement et ses solutions pour la bien exploiter, en particulier la loi de la maîtrise de l'énergie en Algérie.*
- ❖ *Le deuxième chapitre décrit d'une façon détaillée l'une des solutions de la maîtrise de l'énergie telle que la cogénération.*
- ❖ *Le troisième chapitre est subdivisé en deux parties essentielles :*

La première partie exposera les notions de base d'une étude de pré faisabilité et son application sur le Campus Universitaire de Batna, la deuxième consacrera le système de tarification et de facturation d'électricité et de gaz en Algérie.

- ❖ *Le quatrième chapitre fait l'objet d'une analyse de la consommation énergétique « électricité et gaz » du campus universitaire de Batna.*
- ❖ *Le dernier chapitre présente l'étude de pré dimensionnement, en mettant en relief la définition des puissances électriques et thermiques les mieux adaptées aux caractéristiques du projet.*

Enfin, sur la base des résultats obtenus, ce travail sera clôturé par une conclusion où il sera mentionné les perspectives quant à sa continuation ultérieure.

Chapitre Un

MAITRISE DE L'ENERGIE

1.1 Introduction

A l'évidence la maîtrise de l'énergie a été un des facteurs clés qui ont conduit au développement de l'humanité. La recherche de nouvelles sources d'énergie, toujours plus abondantes et diversifiées.

Dès lors, les démarches actuelles de réflexion, d'analyse et de débats du type "Quelle énergie pour demain?" sont non seulement légitimes mais indispensables, alors que se manifestent les tensions sur l'offre énergétique au regard des besoins, les craintes vis-à-vis de la sécurité et de l'environnement, les interrogations sur le modèle de développement économique. Le développement durable au niveau de notre planète s'inscrit dans une solidarité à la fois dans l'espace et dans le temps. Il ne peut y avoir de développement durable sans une utilisation saine, appropriée et à un coût abordable, de l'énergie. Cela signifie qu'il faut :

- Assurer les besoins énergétiques tout en réduisant les impacts environnementaux, veiller à une gestion prudente et responsable des ressources non renouvelables, ce qui conduit à mettre en place une politique énergétique aux niveaux local, régional, national et international ;

Il faudra donc tenir compte:

- Des maîtrises nécessaires des processus de transition entre les technologies d'aujourd'hui et celles de demain;
- Des grandes échelles de temps associées à la conception, la réalisation et l'utilisation des infrastructures énergétiques;
- De la nécessité d'une diffusion large de l'information conduisant à une acceptabilité raisonnée par le corps social [3].

Notons que la maîtrise de l'énergie est une activité d'utilité publique qui permet d'assurer dans les différents domaines d'activité le progrès technologique, l'amélioration de l'efficacité économique et de contribuer au développement. Pour cela la maîtrise de l'énergie fait l'objet de ce chapitre.

1.2 Concept de la Maîtrise de l'Énergie

La consommation de l'énergie est restée très longtemps stable lorsque l'homme n'utilisait l'énergie que pour sa survie et ses besoins alimentaires. A partir de 1850 la révolution industrielle a provoqué une augmentation brutale des besoins en énergie. Celle-ci ne cessait ensuite de croître de façon explosive sous l'effet conjoint de l'augmentation de la population [4]. Mais les dernières hausses des prix du pétrole font réapparaître dans l'opinion publique de nombreuses questions sur l'avenir énergétique des pays et les solutions à adopter. Au-delà de l'actualité des problèmes de pollutions d'une part, puisque le développement économique largement fondé sur l'utilisation de sources fossiles d'énergie a conduit à une augmentation des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère et d'autre part, l'agriculture, l'industrie, les transports et l'habitat rejettent des centaines de millions de tonnes de gaz carbonique à travers

la combustion de charbon, de pétrole ou de gaz naturel pour produire du froid et de la climatisation. Ces gaz provoquent une dégradation de la couche d'ozone qui laisse passer les rayons UVB [5].

Par ailleurs, l'épuisement inévitable des ressources en énergie fossiles puisque les études montrent que le pétrole sera la première source d'énergie qui s'épuisera vers les années 2040-2050 dans moins de deux générations. L'uranium et le gaz naturel n'atteindront pas les années 2075. Le charbon est plus abondant, mais ses ressources utiles ne dépassent pas deux ou trois cents ans [4].

Pour cette raison une nouvelle stratégie ou bien une nouvelle politique rentre en jeu, c'est la maîtrise de l'énergie qui couvre trois aspects essentiels : En premier, elle vise une production efficace et propre de l'énergie par l'utilisation des systèmes qui ont de meilleurs rendements et dont les impacts sur l'environnement sont moindres. Exemple : la cogénération récupère la chaleur utilisée pour produire l'électricité et atteint des rendements de l'ordre de **70%** tout en réduisant les émissions polluantes. Ensuite il s'agit de choisir l'énergie la mieux adaptée au service souhaité. La cuisson des aliments, par exemple, ou le chauffage des locaux peut demander des dépenses énergétiques très différentes et engendrer des coûts et des atteintes à l'environnement très variant selon le mode de production de chaleur choisi. Enfin, la maîtrise de l'énergie est d'éviter le gaspillage, en ne consommant que ce dont on a besoin en utilisant des appareils sobres en énergie et par des comportements qui suppriment les consommations inutiles [5].

Donc on répondra à la question : Pourquoi maîtriser la consommation de l'énergie :

- Tout d'abord par ce que la production, la transformation, le transport et la consommation d'énergie sont responsables de la plus grande part des nuisances environnementales dues à l'activité humaine: augmentation de l'effet de serre, pollution atmosphérique, pollutions des sols, des eaux, pluies acides..
- Ensuite parce que les sources d'énergies que nous utilisons sont principalement des énergies fossiles dont les réserves sont limitées au prochain siècle pour le gaz et le pétrole, et encore 200 ans pour le charbon. Maîtriser les besoins d'énergie, c'est réduire les consommations d'énergies fossiles et par conséquent prolonger leur utilisation ;
- Enfin, parce que les dépenses d'énergie représentent un poste conséquent que ce soit au niveau des industries, des collectivités ou bien des ménages.

La maîtrise de l'énergie doit être menée en parallèle, voir en amont, avec le développement des énergies renouvelables [6].

1.3 Maîtrise de l'Énergie en Algérie

1.3.1 Politique Algérienne en Matière d'Énergie

Pour une application éventuelle des mesures et moyens d'utilisation rationnelle d'énergie en Algérie, il est nécessaire d'avoir une vue globale sur la consommation nationale d'énergie. Cette dernière est orientée essentiellement sur la valorisation des hydrocarbures par le développement des capacités de recherche, d'exploration et de production de cette industrie. L'objectif visé est d'augmenter les exportations des produits des hydrocarbures bruts et leurs dérivés. Ces produits contribuent à plus de **90%** des recettes en devises pour l'Algérie ce qui les classent comme produits hautement stratégiques. Pour leur valorisation sur le plan interne, ces produits qui sont le pétrole et le gaz naturel sont utilisés pour améliorer le niveau de vie des populations et approvisionner l'industrie locale en produits énergétiques.

Avec la croissance démographique l'évolution du mode de vie et le développement de l'urbanisation laissent présager une augmentation importante de la consommation de l'énergie, on note que la consommation finale d'énergie a atteint : 16.22 Mtep en 1998, la part du secteur «en ménages et autres » qui comprend le secteur résidentiel agricole et les activités tertiaires était de 49%. Par produits, l'électricité vient en première position avec 35% de la consommation totale du secteur, suivie par le gaz naturel avec 25% [7].

1.3.2 Loi de la Maîtrise d'Énergie en Algérie

Les études montrent qu'à l'horizon 2020 la production d'énergie primaire en Algérie suffirait à peine à couvrir les besoins du marché national. Afin de préserver et gérer de manière rationnelle ces ressources, le gouvernement algérien a adopté une loi sur la maîtrise de l'énergie ; loi n° **99-09** du **15 Rabieb Ethani 1420** correspondant au **28 Juillet 1999** relative à la maîtrise de l'énergie **P.3 (N°JORA : 051 du 02-08-1999)**.

L'objectif visé par cette loi est de rationaliser l'usage de l'énergie à la production, à la transformation et à la consommation finale. L'amélioration du cadre de vie par l'introduction de normes d'efficacité énergétique dans : «le chapitre -I- sous le titre : Normes et exigences d'efficacité énergétique», particulièrement dans le bâtiment sous : «le titre : L'isolation thermique dans les bâtiments neufs » et la protection de l'environnement dans : «le chapitre -I- article 5 » sont autant d'éléments de la mise en œuvre de cette loi, un audit énergétique est obligatoire et périodique pour établir le suivi et le contrôle de la consommation d'énergie des établissements grands consommateurs d'énergie dans les secteurs de l'industrie, transports, résidentiel et du tertiaire, pour assurer l'optimisation énergétique de leur fonctionnement. Cette loi permettra non seulement l'économie de l'énergie, elle a aussi pour but de préserver les ressources et les réserves nationales en hydrocarbure.

Elle vise également à initier des actions pour la recherche, le développement et l'utilisation des énergies renouvelables tel que : solaire, éolienne, hydraulique, géothermie, et biomasse.

1.4 Maîtrise de l'Énergie et Protection de l'Environnement

Ces dernières décennies la dégradation de l'environnement, qui s'est manifestée par des dommages causés au niveau régional, a été reconnue par une large opinion publique des pays industrialisés comme étant un problème d'actualité à l'échelle planétaire. En égard aux dommages causés à l'environnement, clairement apparus durant ces dernières décennies, les hommes politiques exigent d'une part un assainissement de l'environnement et d'autre part veiller à ce que d'autres charges de l'environnement soient évitées.

Afin d'établir une stratégie mondiale pour la protection de l'environnement, s'est tenue la 2^{ème} Conférence des Nations Unies sur l'environnement et le Développement [CNUCED 92] du **3 au 14 juin 1992** à Rio de Janeiro (Brésil). Les résolutions importantes de la Conférence incitent les pays industrialisés et les pays en voie de développement à collaborer pour la protection de l'environnement et des ressources naturelles. Actuellement plus de 72% des émissions de CO₂ sont causées par les pays industrialisés, qui ne représentent que 22% de la population mondiale, contre 28% des émissions des pays en voie de développement représentant 78% de la population mondiale.

Les prévisions pour l'an 2025 indiquent, qu'en raison de l'évolution des besoins en énergie des pays en voie de développement, qui représentent un taux important de la population mondiale, que le problème de la protection de l'environnement sera déplacé dans ces pays qui engendreront des émissions considérables de CO₂. Pour la maîtrise de ces problèmes, les pays en voie de développement ne disposent pas de technologies appropriées ni de moyens financiers pour l'acquisition de ces technologies. Il est donc impératif pour ces derniers de développer des concepts d'alimentation en énergie adaptés à leurs besoins sans porter préjudice à l'environnement. La formation d'experts en gestion rationnelle de l'énergie offre une possibilité pour ces pays pour développer leurs capacités en matière de planification et d'orientation des programmes d'énergie à long terme [8].

1.4.1 Protection de l'Environnement en Algérie

La politique algérienne en matière de protection de l'environnement, d'une manière générale a débuté vers la fin des années 60. Car en considérant la législation existante, on constate que beaucoup de lois qui ont été établies avaient pour but soit de gérer, de protéger ou de préserver d'une manière directe ou indirecte la santé de la population, les ressources naturelles et la nature. Une liste de certaines lois promulguées depuis les années 60 à 98, l'expression de ces lois sur le terrain se trouve très peu, si non pas du tout appliquées. La raison majeure est que la population n'était pas réceptive, sensible et ne partage pas la responsabilité de l'application de ces lois. Avec la nouvelle loi de la maîtrise de l'énergie dans le cadre du Plan National d'Actions Environnementales et de Développement Durable (**PNAE-DD**), suite à l'adoption le 12 Août 2001 du premier rapport national sur l'état et l'avenir de l'environnement en Algérie, le gouvernement algérien s'est engagé à préparer une stratégie nationale de l'environnement et un Plan National d'Actions Environnementales et de Développement Durable.

En Janvier 2002, la version finale du **PNAE-DD** est publiée par le Ministère de l'Aménagement du Territoire et de l'Environnement, constituant ainsi le programme d'action du gouvernement dans le domaine de l'environnement à court et à moyen terme.

Une conférence internationale a été organisée les 17 et 18 Juin 2002 pour le lancement et la mise en œuvre du **PNAE-DD**. Plusieurs pays donateurs et organismes internationaux (Banque Mondiale FEM, PNUE, PNUD, FADES etc...) y ont été conviés.

Plusieurs objectifs et actions prioritaires sont assignés à ce plan d'actions. La lecture portant sur les aspects de la maîtrise de l'énergie fait ressortir les points suivants :

- L'aspect maîtrise de l'énergie contenu dans l'objectif de la protection de l'environnement global au niveau du **PNAE-DD**, porte sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre notamment dans le secteur de l'énergie et de l'industrie ;
- La maîtrise de l'énergie dans l'objectif de l'amélioration de la santé et la qualité de vie des citoyens du **PNAE-DD** se traduit par l'amélioration de la qualité de l'air dans les grandes villes et aux abords des zones industrielles ;
- Pour les villes, il s'agira de promouvoir les carburants moins polluants tel que l'essence sans plomb et le GPL.

Toujours avec le même état d'esprit, cité précédemment, une loi relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable a été promulguée par l'assemblée nationale le 19 Juillet 2003, sous le N° 43 [8 -9].

1.5 Grandes Actions de la Maîtrise de l'Énergie

1.5.1 Énergies Renouvelables

Les énergies renouvelables sont toutes des énergies issues de l'activité du soleil. Soit sous forme de rayonnement direct (énergie solaire), soit par les cycles renouvelés de l'eau (énergie hydroélectrique), du vent (énergie éolienne), de la biomasse (bois énergie bio gaz, cultures agricoles) et de la géothermie. On les oppose aux énergies fossiles qui sont disponibles sous forme de réserves, alors que les énergies renouvelables sont des énergies de flux. L'utilisation des énergies renouvelables a prédominé jusqu'à la révolution industrielle au 18^{ème} siècle. Elles ont commencé à être substituées par le charbon puis par l'exploitation intensive du pétrole et du gaz à partir du début du 19^{ème} siècle. Cette tendance s'est poursuivie au 20^{ème} siècle avec l'utilisation accrue des énergies fossiles et l'avènement du nucléaire [10]. Ce n'est qu'à partir de 1973, après le premier choc pétrolier, que certains pays industrialisés, par souci d'indépendance énergétique et de réduction des consommations, ont commencé à s'intéresser à nouveau aux énergies renouvelables.

De nombreux programmes de recherche très ambitieux, notamment sur le solaire et l'éolien ont été lancés puis très vite oubliés suite au nouvel effondrement des prix des cours des énergies fossiles dans les années 80. Il a alors fallu attendre la fin des années 80 et le malheureux accident de Tchernobyl pour revoir surgir un intérêt pour les énergies renouvelables [11].

Les principales sources d'énergie renouvelables sont :

- Énergie éolienne ;
- Énergie solaire ;
- Énergie hydraulique ;
- Énergie de la biomasse;
- Énergie géothermique.

1.5.1.1 Énergie Eolienne

L'énergie éolienne utilise la force du vent qui en faisant tourner les pales de l'éolienne, entraîne un alternateur et produit ainsi de l'électricité. Celle-ci peut être soit stockée dans des batteries, soit envoyée sur le réseau comme c'est le cas pour le photovoltaïque. La puissance d'une éolienne augmente avec le diamètre des pales et la vitesse du vent. L'énergie éolienne connaît depuis quelques années, mais avec le développement de la technologie les éoliennes modernes sont fiables et silencieuses. Elles développent des puissances supérieures au mégawatt, de plus elles délivrent une énergie électrique à un prix très concurrentiel, par rapport au nucléaire ou au thermique classique.

Donc on peut dire qu'une éolienne permet la conversion de l'énergie du vent en énergie mécanique. Cette énergie mécanique permet de :

- Pomper directement de l'eau au moyen d'une pompe à piston.
- Produire de l'électricité à travers un alternateur (aérogénérateur) [12].

On peut distinguer deux types d'éolienne, éolienne à axe horizontal et éolienne à axe vertical.

Éolienne à Axe Horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont les plus utilisées dans le monde, probablement pour leur simplicité et leur coût moins élevé. Leur principe de fonctionnement est relativement simple, une hélice composée de pâles actionne un alternateur directement relié à l'arbre en rotation. Pour obtenir un rendement maximal, on installe l'éolienne en hauteur là où les vents sont plus forts. Peu importe le type d'éolienne, c'est la surface balayée par les pâles qui détermine la puissance fournie par le vent. C'est pourquoi on utilise généralement peu de pâles mais on allonge la longueur de celles-ci. On peut ainsi atteindre des diamètres de 70-80 m avec des mâts allant jusqu'à 100 m, (Figure1.1)

Éolienne à Axe Vertical

La plus grande éolienne à axe vertical de Cap-Chat dans le monde est de 110 m de hauteur (équivalent à un édifice de 30 étages). Il s'agit d'une éolienne à axe vertical de type Darrieus. Ce principe omnidirectionnel à l'avantage de capter les vents d'où qu'ils viennent, sans nécessiter de mécanisme d'orientation. Par contre, l'éolienne est lourde qu'il faut un moteur électrique pour lancer sa rotation car même des vents forts ne suffisent pas à la faire démarrer. Son avantage est sa grande puissance de 4 MW, ce qui lui permet d'alimenter jusqu'à 800 maisons. Le générateur

est situé à la base de l'éolienne et sert de moteur lorsque vient le temps de lancer sa rotation, comme illustré sur la figure 1.2 [13].



Figure 1.1 Eolienne à axe horizontal.



Figure 1.2 Eolienne à axe vertical de Cap Chat

1.5.1.2 Énergie Solaire

Comme son nom l'indique, cette énergie provient du soleil. Le soleil produit de l'énergie sous forme de rayons solaires qui viennent ensuite réchauffer l'atmosphère terrestre. Il existe deux façons différentes de transformer l'énergie solaire en électricité :

Énergie solaire thermique

Cette technique consiste à utiliser la chaleur fournie par le soleil comme source de chaleur d'une centrale thermique. Puisque les rayons du soleil frappant naturellement la terre provoquent des températures inférieures à 50°C, on doit concentrer les rayons du soleil pour obtenir une température suffisamment élevée pour entraîner une machine thermodynamique, généralement une chaudière, qui actionnera ensuite une génératrice qui finalement produira de l'électricité [14].

Ainsi l'énergie solaire thermique est utilisée pour le séchage, le chauffage et/ou la production d'eau chaude sanitaire. Les panneaux solaires thermiques les plus courants sont composés d'une vitre sous laquelle se trouve un absorbeur (plaques et tubes avec un revêtement absorbant) dans lequel circule un fluide caloporteur (en générale eau et antigel). La vitre retient la chaleur produite par l'absorbeur, comme dans une serre, et accroît l'échauffement du fluide. Pour le chauffage, ce fluide cède son énergie à un plancher chauffant à dalle épaisse ou à un stockage hydraulique. Dans ce cas, la chaleur est ensuite restituée selon les besoins par un réseau de chauffage classique. Pour l'eau sanitaire chaude le fluide transfère sa chaleur à l'eau du ballon grâce à un échangeur, figure (1.3).

Énergie photovoltaïque

Le solaire photovoltaïque est une forme de production d'électricité renouvelable reposant sur la transformation directe du rayonnement solaire. On constate que les systèmes photovoltaïques sont parfaitement complémentaires aux efforts de maîtrise des consommations d'énergie dans des

bâtiments de plus en plus intelligents. L'installation d'un "toit photovoltaïque" réduit le besoin de produire à distance une électricité à partir de sources polluantes, fossiles, fissiles ou nucléaire. Ce système permet également d'économiser les pertes en lignes (transport...).

L'effet photovoltaïque" est un phénomène physique propre à certains matériaux comme le silicium, l'un des principaux composants du sable. Lorsque les photons qui forment le flux lumineux heurtent une surface mince de ces matériaux, l'agitation des électrons qui s'ensuit crée un courant électrique que l'on peut recueillir grâce à des fils métalliques très fins, figure (1.4) [15].



Figure 1.3 Panneau solaire thermique

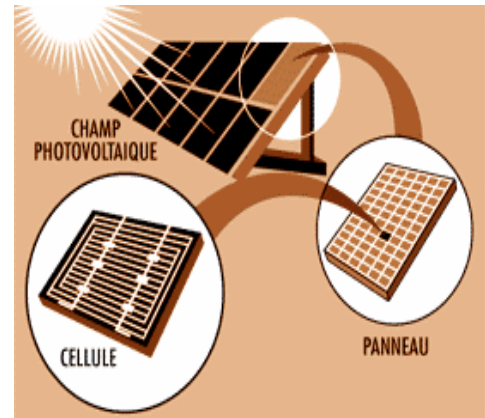


Figure 1.4 Cellule photovoltaïque

1.5.1.3 Énergie Hydraulique

L'énergie hydraulique est renouvelable, non polluante. Cette énergie est captée et stockée dans des barrages ensuite elle est transformée, au moyen d'une turbine entraînée par l'eau, qui entraîne un alternateur produisant ainsi de l'électricité. Cette dernière est ensuite envoyée dans le réseau ou elle est vendue. Il existe deux types utilisant :

- La pression de l'eau dans le cas d'une conduite forcée pour les captages en altitude (torrent ou contrebas d'un barrage) ;
- Le débit du cours d'eau pour le captage en surface.

L'un des avantages de cette source d'énergie est qu'elle est facile à stocker en accumulant des masses d'eaux à l'aide de barrages, figure (1.5) [16].

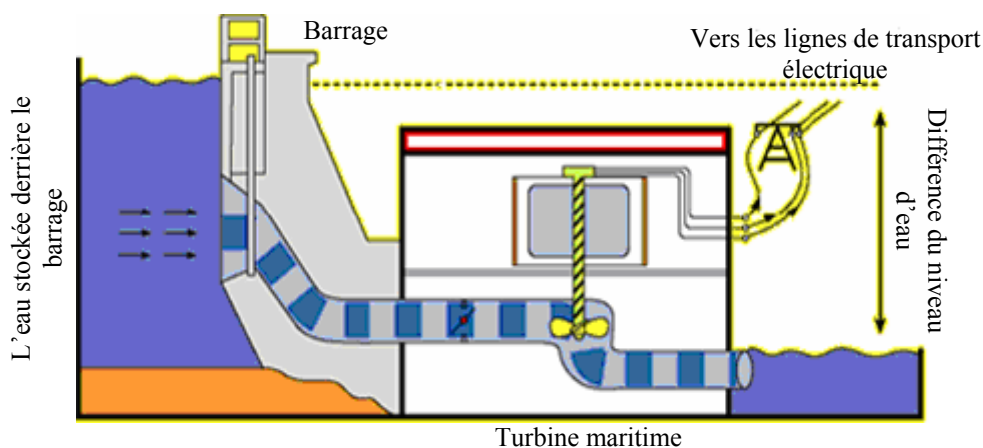


Figure 1.5 Principe de l'énergie hydraulique.

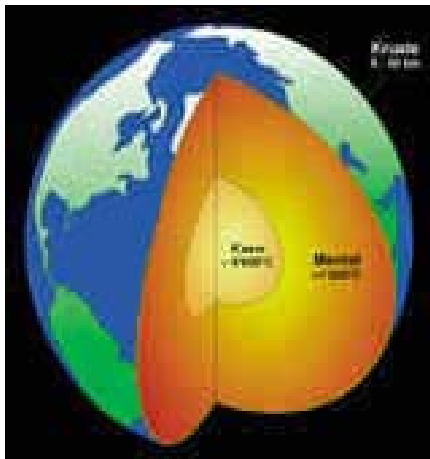
1.5.1.4 Énergie de la Biomasse

La biomasse représente à peu près n'importe quelle matière organique possible (copeaux de bois, plantes, déchets, etc.). Le principe de génération d'énergie est quasi-identique à une usine thermique traditionnelle sauf que le combustible est un combustible organique et non du charbon, du pétrole ou du nucléaire. Quant on parle de biomasse, on parle souvent de cogénération. La cogénération implique que de l'électricité et de la chaleur sont produites. Il y a deux façons d'utiliser la biomasse.

- La première consiste à brûler la substance en y ajoutant 2 ou 3% d'huile lourde. La chaleur produite produit de la vapeur d'eau sous pression dans une chaudière. On utilise ensuite cette vapeur pour faire tourner les génératrices et ainsi produire de l'électricité. Il est ensuite possible de récupérer l'énergie de la vapeur pour chauffer des bâtiments ou toute autre application nécessitant une énergie thermique.
- La deuxième façon d'exploiter la biomasse est de décomposer la matière à l'aide d'enzymes et de bactéries pour produire un gaz semblable au gaz naturel. On utilise ensuite ce gaz pour alimenter des réacteurs qui entraînent des génératrices. On récupère ensuite l'énergie thermique dégagée des réacteurs pour d'autres applications.

L'avantage de la biomasse est le très faible taux de pollution. De plus, le fait de récupérer des déchets non utilisés pour en tirer profit est très populaire socialement. Son seul inconvénient majeur est que la chaleur produite doit être consommée localement [17].

1.5.1.5 Géothermie



L'énergie géothermique est l'énergie calorifique stockée sous la surface terrestre. Les profondeurs de la terre recèlent d'énormes quantités de chaleur naturelle, dont l'origine réside essentiellement dans la désintégration d'éléments radioactifs. Selon les connaissances actuelles, les températures culminent à 6000°C dans le noyau et atteignent jusqu'à 1300°C environ dans le manteau supérieur du globe terrestre. Le flux géothermique qui parvient à la surface du globe dépasse 40 milliards de kW.

Plus de 99 % de la masse de notre Terre est soumise à des températures dépassant 1000 °C. Seul 0,1% est plus froid que 100 °C.

Le principe de la géothermie consiste à extraire l'énergie contenue dans le sol pour l'utiliser sous forme de chauffage ou d'électricité. On distingue quatre types de géothermie : la haute (>180°C), la moyenne (entre 100 et 180°C), la basse (entre 30 et 100°C) et la très basse énergie (<30°C). Les sites géothermiques à haute et moyenne température permettent la production d'électricité. Tandis que la production de chaleur est obtenue à partir des sites géothermiques de basse (utilisation des nappes d'eau chaude du sous-sol profond) et très basse température (utilisation de pompe à chaleur).

Pompe à Chaleur

Une pompe à chaleur « PAC » est une machine thermodynamique qui puise la chaleur dans un milieu naturel appelé "source froide" (eau, air, sol) dont la température est inférieure à celle du local à chauffer. Elle transfère ensuite cette énergie au fluide de chauffage (en général l'eau chaude mais aussi quelquefois l'air) afin d'assurer le chauffage du local et aussi éventuellement la préparation d'eau chaude sanitaire.

Pour les applications géothermiques on utilise généralement des PACs à compression, qui comportent un compresseur électrique. Il existe d'autres types de PACs :

- Sur eau de nappe : elles captent la chaleur de l'eau contenue dans une nappe phréatique.
- Sur sol : elles peuvent capter les calories du sol par l'intermédiaire d'un réseau capteurs pouvant être enterré horizontalement ou verticalement.

Aujourd'hui, il existe des pompes à chaleur dites réversibles qui permettent, outre le chauffage en hiver, de rafraîchir les pièces en été [18].

1.5.2 Cogénération

La cogénération consiste à produire en même temps et dans la même installation de l'énergie thermique (chaleur) et de l'énergie mécanique. L'énergie thermique est utilisée pour le chauffage et la production d'eau chaude à l'aide d'un échangeur. L'énergie mécanique est transformée en énergie électrique grâce à un alternateur. L'énergie utilisée pour faire fonctionner des installations de cogénération peut être le gaz naturel, le fioul ou toute forme d'énergie locale (géothermie, biomasse) ou liée à la valorisation des déchets (incinération des ordures ménagères...). Cette source d'énergie fait fonctionner une turbine ou un moteur [19].

La cogénération avec plus de détails fera l'objet d'étude du deuxième chapitre.

1.6 Energies Renouvelables En Algérie

L'intérêt pour le développement des énergies nouvelles et renouvelables a été perçu très tôt en Algérie. Toutefois, les efforts consentis dans ce domaine n'ont pas permis l'évolution attendue compte tenu de leur disponibilité et leur importance dans le développement économique et sociale. Le potentiel techniquement exploitable en énergies renouvelables en Algérie est considérable et la qualité des gisements est telle que des investissements rentables peuvent être envisagés pour leur développement. Trois raisons principales plaident en faveur d'un tel développement :

1. Les énergies renouvelables constituent une solution économique viable pour fournir des services énergétiques aux populations rurales isolées notamment dans les régions du Grand Sud ;
2. Les énergies renouvelables permettent un développement durable du fait de leur caractère inépuisable et de leur impact limité sur l'environnement ;
3. La valorisation des énergies renouvelables ne peut qu'avoir des retombées positives en matière d'équilibre régional et de création d'emplois.

La Loi sur la maîtrise de l'énergie de juillet 1999 traduit la volonté et l'engagement des pouvoirs publics en faveur du développement des énergies renouvelables et fixe un nouveau cadre juridique pour la gestion et l'orientation de la demande d'énergie à tous les niveaux de la chaîne énergétique. Cette politique énergétique s'articule autour des préoccupations d'utilisation rationnelle de l'énergie, de promotion des énergies renouvelables et de protection de l'environnement.

Compte tenu des enjeux futurs que représentent ces sources d'énergies durables, les pouvoirs publics ont consacré le caractère prioritaire et stratégique des énergies renouvelables à travers un cadre législatif mis en place récemment. En effet, les pouvoirs publics se sont engagés à accorder un soutien direct au programme de développement des énergies renouvelables notamment au profit des populations défavorisées et des régions déshéritées [20 - 21]. Le potentiel des énergies renouvelables en Algérie est comme suit :

1.6.1 Energie Hydraulique

Les quantités globales d'eau tombant sur le territoire Algérien sont importantes et estimées à 65 milliards de m³/an, mais finalement profitent peu au pays : nombre réduit de jours de précipitation, concentration sur des espaces limités, forte évaporation, évacuation rapide vers la mer, nombre réduit de retenues et de barrages.

On évalue actuellement les ressources utiles et renouvelables de l'ordre de 25 milliards de m³, dont environ 2/3 pour les ressources de surface. Actuellement, 48 barrages sont en exploitation.

1.6.2 Energie Géothermique

Plus de 200 sources sont répertoriées dans la partie nord de l'Algérie. Un tiers (33%) d'entre elles ont des températures supérieures à 45°C. Il existe des sources à hautes températures pouvant atteindre 118°C à Biskra.

Des études sur le gradient thermique ont permis d'identifier trois zones dont le gradient dépasse les 5°C/100 m.

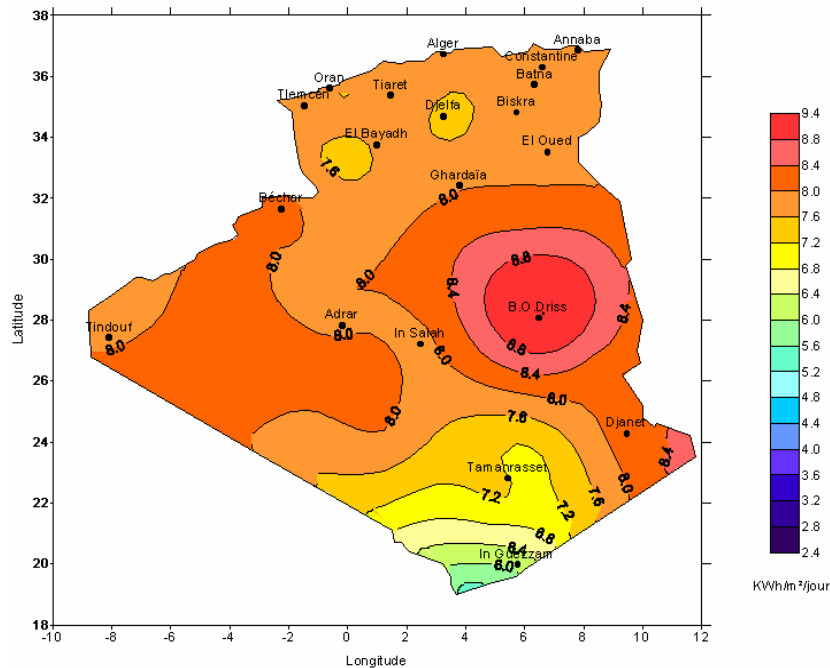
- Zone de Relizane et Mascara ;
- Zone de Ain Boucif et Sidi Aissa (Sétif) ;
- Zone de Guelma (Djebel El Onk).

1.6.3 Energie de la Biomasse

- Potentiel de la forêt : le potentiel actuel est évalué à environ 37 Mtep (tonnes équivalent pétrole). Le potentiel récupérable est de l'ordre de 10 % ;
- Potentiel énergétique des déchets urbains et agricoles : 5 M de tonnes de déchets urbains et agricoles ne sont pas recyclés. Ce potentiel représente un gisement de l'ordre de 1,33 Mtep/an [21].

1.6.4 Energie Solaire

Par sa situation géographique, l’Algérie dispose l’un des gisements solaires les plus élevés au monde. La durée d’insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L’énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l’ordre de 5KW/h sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 (KW/h/m²)/an au Nord et 2263 (KWh/m²)/an au Sud, voire carte solaire (figure 1.6).



Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontal au mois de Juillet

Figure 1.6 Potentiel d’énergie solaire en Algérie.

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie %	04	10	86
Durée moyenne d’ensoleillement H/An	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue kWh/m ² /an	1700	1900	2650

Tableau 1.1 Statistiques des degrés d’ensoleillement par zones

Ce gisement solaire dépasse les 5 milliards de GWh [22].

1.6.5 Energie Eolienne

L’Algérie a un régime de vent modéré (2 à 6 m/s). Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage de l’eau particulièrement sur les hauts plateaux voir carte de vent (figure 1.7).

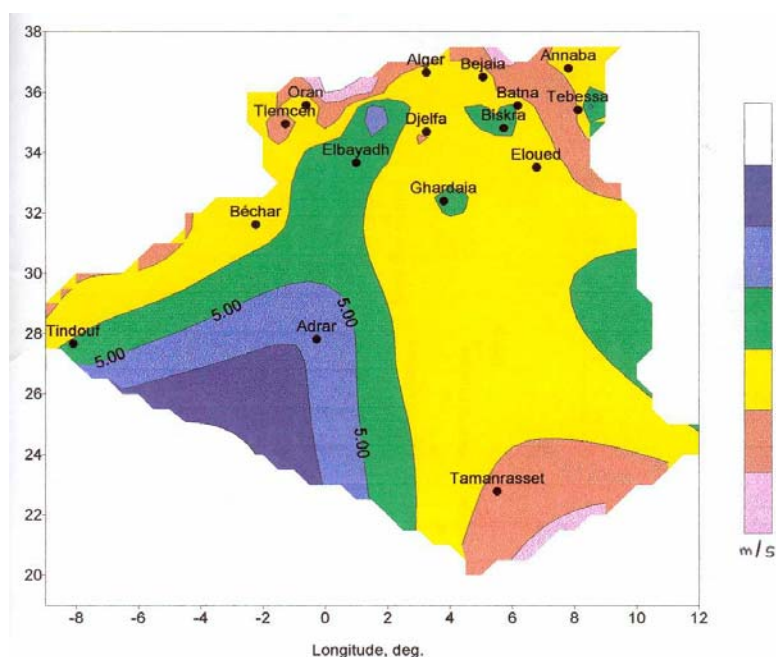


Figure 1. 7 Carte préliminaire des vents en l'Algérie.

1.7 Utilisation Rationnelle de l'Énergie

1.7.1 Dans les Bâtiments

L'utilisation rationnelle de l'énergie dans les bâtiments a pour objectif la satisfaction des besoins des utilisateurs à confort égale mais à consommation d'énergie moindre.

Les fonctions énergétiques dans un bâtiment sont classées de point de vue de leur consommation en deux catégories :

- Les fonctions générales qui correspondent à 80% de la consommation (chauffage, climatisation, éclairage et production de l'eau chaude sanitaire) ;
- Les fonctions spécifiques ou auxiliaires (ventilation, énergie mécanique et cuisson, froid, utilisation des équipements électroniques professionnels ou domestiques [23]).

Pour cette raison une politique de maîtrise de l'énergie dans ce secteur est nécessaire et doit cibler au préalable, les postes les plus énergivores en l'occurrence l'éclairage, la réfrigération et la climatisation.

Les expériences internationales démontrent que le gisement d'économie d'énergie est immense. Les solutions techniques sont disponibles quant à elles et progressent du point de vue efficacité énergétique.

De nouvelles générations de réfrigérateurs permettent de diviser par deux, voire par quatre, la consommation actuelle puisque le réfrigérateur représente souvent un tiers de la facture électrique, un poste qui n'est donc pas à négliger. Quant aux lampes fluo compactes ou bien lampes basse consommation, déjà mises sur le marché, elles consomment entre quatre et cinq fois moins d'énergie que les lampes à incandescence, leurs prix d'achat est supérieur à celui des

lampes traditionnelles mais la différence de prix est largement amortie par la durée de vie supérieur et la réduction de 80% de la facture énergétique.

En plus de ces équipements performants, un changement des comportements permettrait également d'économiser l'énergie. De petits gestes quotidiens comme l'arrêt des appareils en veille (la télévision, le magnétoscope et le décodeur d'antenne parabolique, ...) peuvent éviter le gaspillage d'énergie.

Pour cette raison et dans le cadre de la maîtrise de l'énergie en Algérie, près de 600 000 foyers algériens ont participé à l'opération "éteindre une seule ampoule inutile" initiée samedi le **29 Novembre 2003** soir à **21** heures par l'entreprise **SONELGAZ** en direct sur les écrans de la télévision nationale. Un "geste simple" qui a permis dans les cinq minutes qui ont suivi le signal, donné à 21h15, de faire baisser la courbe de charge de 24 MW par minute, à 6 MW par minute au dispatching national [24].

1.7.2 Dans l'Industrie

L'une des principales options de la maîtrise de l'énergie de Juillet 1999 est l'utilisation rationnelle de l'énergie dans le secteur industriel. On adopte que les actions de la maîtrise de l'énergie dans les entreprises portant généralement sur :

1. Le développement de procédés et d'équipements énergiquement performants et leur diffusion à travers des actions :
 - Recherche, développement et mise au point de nouvelles technologies énergiquement performantes, spécifiques et le diffuser ;
 - Adaptation et transfert de technologies issues d'autres secteurs ;
 - Construction de réseaux d'échange et d'information au sein d'un secteur industriel ;
 - Mise en œuvre d'actions de veille technologique, réglementaire et normative ;
 - Etudes de gisement d'économie d'énergie, analyse des besoins des industriels ;
 - Information et formation des entreprises : organisation de journées technologiques, de modules de formation.
2. Promotion d'une gestion efficace de l'énergie dans les entreprises par l'utilisation d'équipements innovants et performants et l'utilisation de bonnes pratiques :
 - Elaboration de bases de données des consommations spécifiques des secteurs industriels ;
 - Mise en place d'opérations sectorielles de pré diagnostics, de diagnostics et de suivi des consommations énergétiques ;
 - Développement et mise en œuvre de bonnes pratiques et d'outils de maîtrise de l'énergie et de maîtrise de demande d'électricité (M.D.E) dans les entreprises : variation électronique de vitesse, production d'air comprimé et de formation et d'information sur la gestion de l'énergie adaptée à chaque secteur industriel.

L'une des conditions essentielles à la réussite d'un programme maîtrise de l'énergie est le succès des actions engagées auprès des consommateurs d'énergie pour les sensibiliser et faire évoluer leur comportement.

Dans une installation électrique industrielle, de nombreuses actions doivent être menées dans le but d'éviter les consommations injustifiées d'énergie. Ces actions se situent à tous les niveaux de l'installation et concernent à priori tous ses éléments. Les réseaux sont concernés par la réduction des pertes en ligne et à la compensation de l'énergie réactive [25].

1.7.2.1 Réduction des Pertes dans les Lignes Electriques

Les normes qui définissent les règles d'installation électrique précisent, entre autres, les intensités à ne pas dépasser en régime continu dans les canalisations. Au delà, l'échauffement des conducteurs serait tel que les isolants atteindraient des températures incompatibles avec leur bonne conservation. Mais, si les normes interdisent de franchir ces limites dangereuses, elles ne conseillent pas pour autant de les atteindre car, en réalité, faire fonctionner les canalisations sous ces conditions équivaudrait dans de nombreux cas à un gaspillage d'énergie inadmissible.

Ceci serait particulièrement grave dans les cas, aujourd'hui courants, où l'on utilise des câbles protégés par certains isolants modernes possédant une excellente tenue à la chaleur.

Dans les canalisations basse tension, il paraît raisonnable: d'une part, d'admettre en fonction des sections des conducteurs, des valeurs de courant telle qu'un juste équilibre soit toujours respecté entre la consommation de cuivre ou d'aluminium et la consommation d'énergie. Et d'autre part, de limiter les chutes de tension, aussi bien pour la force motrice que pour l'éclairage, à des valeurs telle que ces chutes de tension ne correspondent jamais à des pertes d'énergie exagérées même pour les canalisations longues.

Ces intensités et chutes de tension maximales raisonnables paraissent autour des valeurs suivantes, quelque soit la nature de la canalisation et ses conditions de mis en œuvre, comme indiqué sur le tableau.1.2.

Section (mm ²)	1.5	2.5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	180
Cuivre (A)	15	20	25	35	45	60	80	100	130	160	200	240	280	320
Aluminium (A)	-	-	-	-	40	50	60	80	100	130	160	200	240	280

Tableau 1.2 : Intensité du courant correspondante à la section du conducteur en cuivre et en Aluminium

1.7.2.2 Compensation de l'Energie Réactive

Les réseaux électriques à courant alternatif fournissent l'énergie apparente qui correspond à la puissance apparente (ou puissance appelée). Cette énergie se décompose en deux formes d'énergie :

- l'énergie active, transformée en énergie mécanique (travail) et en chaleur (pertes) ;
- l'énergie réactive, utilisée pour créer des champs magnétiques.

Les consommateurs d'énergie réactive sont les moteurs asynchrones, les transformateurs, les inductances (ballasts de tubes fluorescents) et les convertisseurs statiques (redresseurs) [27].

Dans l'entreprise, la plupart des récepteurs électriques consomment de l'énergie active, transformée en énergie thermique, mécanique ou lumineuse et de l'énergie réactive, alimentant les circuits magnétiques. L'énergie réactive réduit l'efficacité globale des réseaux de distribution, entraîne un surdimensionnement des installations et implique une augmentation de la facture d'électricité. L'énergie réactive n'est facturée qu'à partir d'un certain seuil correspondant à 50% de l'énergie active consommée. La mise en place d'une installation de compensation permet de supprimer les coûts tout en augmentant les performances des équipements électriques de l'entreprise. La maîtrise de l'énergie réactive permet :

- Une augmentation de la puissance disponible ;
- Une réduction des chutes de tension ;
- Une diminution des pertes d'énergie ;
- Une diminution des coûts d'électricité [28].

1.8 Conclusion

Parmi toutes les formes d'énergie, l'énergie électrique est la forme la plus souple. Ainsi la proportion d'énergie électrique par rapport à l'énergie totale consommée, ne cesse de croître. La gestion de l'énergie, dont il est impératif de se préoccuper est l'une des composantes d'une complète maîtrise de l'énergie. Les nouveaux développements technologiques apportent des solutions très performantes permettant la maîtrise de cette énergie.

Nous avons vu dans ce chapitre l'intérêt de la maîtrise de l'énergie qui nous permet de dire que cette maîtrise couvre trois aspects essentiels : En premier lieu, celui d'éviter le gaspillage, en ne consommant que ce dont on a besoin en utilisant des appareils sobres en énergie et par des comportements qui suppriment les consommations inutiles. Ensuite il s'agit de choisir l'énergie la mieux adaptée au service souhaité. La cuisson des aliments, par exemple, ou le chauffage des locaux peut demander des dépenses énergétiques très différentes et engendrer des coûts et des atteintes à l'environnement très variées selon le mode de production de chaleur choisi. Enfin, elle vise une production efficace et propre de l'énergie par l'utilisation des systèmes qui ont les meilleurs rendements et dont les impacts sur l'environnement sont moindres, par exemple la cogénération, ce qui est l'objectif du deuxième chapitre.

Chapitre Deux

*ETAT DE L'ART
DE LA
COGENERATION*

2.1 Introduction

Les centrales thermiques sont des sources importantes d'approvisionnement de l'électricité dans beaucoup de pays en voie de développement. La méthode conventionnelle de production et de fourniture d'électricité au client est inutile dans le sens qu'environ un quart de l'énergie primaire introduite dans la centrale est rendue réellement disponible à l'utilisation sous forme d'électricité. La source principale des pertes dans le processus de conversion est la chaleur rejetée. D'ailleurs, les utilisateurs peuvent être loin du point de vue génération, qui a comme conséquence des pertes additionnelles de transmission et de distribution dans le réseau.

Pour couvrir les besoins de chaleur et d'électricité, on utilise généralement une chaudière à combustible fossile et on achète l'électricité au réseau. Pourtant, il est possible, et quelquefois avantageux, de couvrir simultanément ses besoins de chaleur et d'électricité par une unité de cogénération. Il s'agit d'un moteur, d'une turbine à gaz ou d'une turbine à vapeur, qui génère simultanément de la chaleur et de l'électricité.

Cette technologie permet un gain en énergie primaire qui s'accompagne d'une réduction sensible des émissions polluantes. Si on a des besoins importants en chaleur, alors la cogénération peut être une solution économiquement rentable [29].

L'objectif essentiel de ce chapitre est d'introduire ce nouveau concept qui prend de nos jours une très grande importance à travers le monde et qui est l'une des actions les plus prometteuses de la maîtrise de l'énergie.

2.2 Principe de la Cogénération

2.2.1 Concept

Le concept de la cogénération ait été en existence pendant plus d'un siècle maintenant. Il a trouvé sa popularité et son intérêt durant la deuxième moitié du siècle passé. Les principaux facteurs ayant contribué à ce phénomène sont les chocs pétroliers menant à des prix de l'énergie qui se développèrent en spirale et à la disponibilité des systèmes efficaces et de petites tailles de cogénération qui sont devenus rentables et concurrentielles aussi bien que les unités à grandes échelles conventionnelles de production de l'électricité. Une variété de mesures a été entreprise par plusieurs autorités internationales pour favoriser la croissance de la cogénération.

Les principales raisons qui ont rétablie l'intérêt pour la cogénération sont de nouveaux, la demande rapidement croissante de l'électricité, des contraintes à faire face par les autorités nationales pour financer la puissance additionnelle produisant des capacités, et le souci croissant de limiter l'émission et la pollution environnementales liée à l'utilisation des énergies fossiles. La cogénération est actuellement recommandée quand il y a plan pour l'expansion des équipements existants et le développement de nouvelles zones industrielles [30].

2.2.2 Définition

La cogénération est une technique permettant de produire en un seul processus de la chaleur et de l'électricité. La chaleur se présente sous forme de vapeur d'eau à pression élevée ou sous forme d'eau chaude.

Une centrale de cogénération électricité et chaleur fonctionne grâce à des turbines ou des moteurs à gaz. Le gaz naturel est l'énergie primaire la plus couramment utilisée pour faire fonctionner des centrales de cogénération. Cependant, les sources d'énergies renouvelables et les déchets peuvent être également utilisés.

Contrairement à une centrale électrique classique où les fumées sont directement évacuées par la cheminée, les gaz d'échappement de la cogénération sont d'abord refroidis, cédant leur énergie à un circuit eau chaude/vapeur. Les gaz d'échappement refroidis passent ensuite par la cheminée.

Les centrales de cogénération électricité et chaleur peuvent atteindre un rendement énergétique de l'ordre de 90%. Le procédé est plus écologique, car lors de sa combustion, le gaz naturel libère moins de dioxyde de carbone (CO_2) et d'oxyde d'azote (NOX) que le pétrole ou le charbon. Le développement de la cogénération pourrait éviter le rejet de 127 millions de tonnes de CO_2 dans l'UE en 2010 et de 258 millions de tonnes en 2020 [31].

Elle recouvre un ensemble de techniques de production délivrant de façon simultanée de l'énergie thermique et de l'énergie mécanique (figure 2.1). Cette dernière étant le plus souvent utilisée pour produire de l'électricité par couplage à un alternateur. Cette production d'énergie peut s'effectuer à partir du charbon, du gaz naturel, du fioul, du nucléaire, voir du bois et des ordures ménagères.

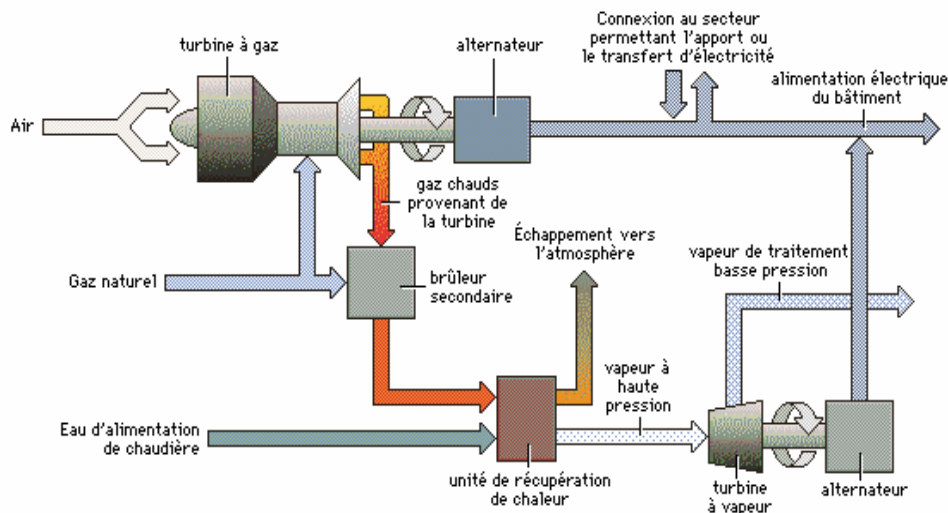


Figure 2.1 Principe d'un processus de cogénération [32].

Dans une centrale électrique, l'énergie thermique qui se libère en brûlant le combustible est convertie en énergie mécanique, voir électrique. Dans ces centrales, des quantités d'énergie thermique considérables sont perdues dans l'environnement à travers le circuit de refroidissement ainsi que les gaz de combustible s'éjectent. Ces pertes représentent entre la moitié et le deux tiers de la quantité d'énergie contenue dans le combustible brûlé [32].

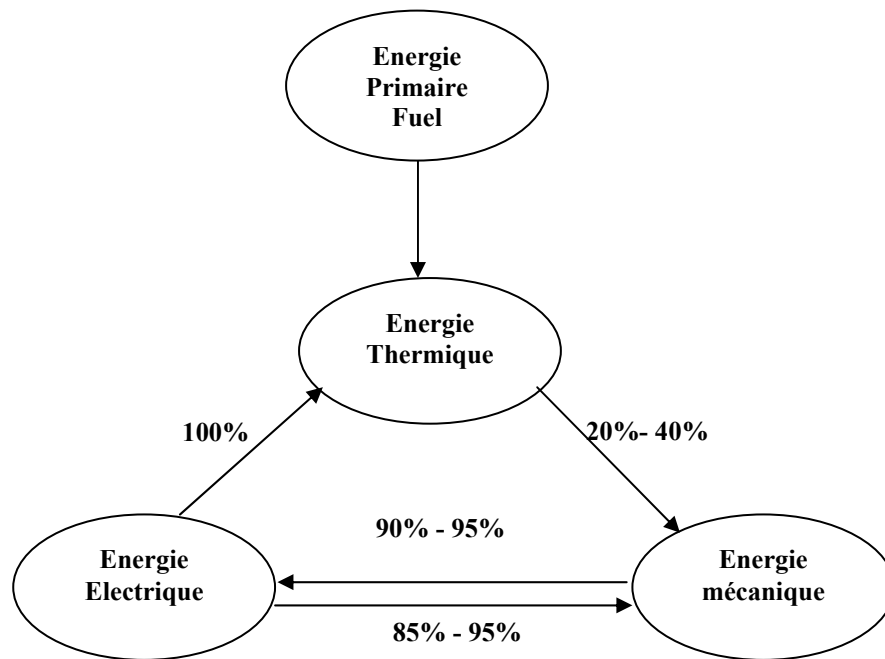


Figure 2.2 Diagramme de conversion d'énergie.

2.2.3 Cogénération de Qualité

L'expression « cogénération de qualité » implique le respect de trois critères :

- toute la chaleur produite doit être effectivement valorisée ;
- l'installation de cogénération doit avoir un bon rendement global (au moins 85 %) ;
- l'installation de cogénération doit avoir une production électrique la plus élevée possible par rapport à sa production de chaleur [33].

2.2.4 Analyse d'un Projet de Cogénération

Cette analyse vise deux objectifs : le premier est de passer en revue les principes fondamentaux des systèmes de cogénération de chaleur et d'électricité ; et le deuxième de présenter quels sont les éléments essentiels à prendre en compte dans une analyse de projet de cogénération.

2.2.4.1 Produits des Systèmes de Cogénération

Un système de cogénération est conçu pour produire à la fois de la chaleur et de l'électricité. L'électricité peut combler des charges électriques locales ou être injectée au réseau électrique. Les équipements de production électrique sont habituellement activés par la combustion de pétrole, de gaz naturel ou de biomasse.

La cogénération a bien des attraits autres que la simple fourniture d'électricité et de chaleur : il s'agit d'un des moyens les plus efficaces de produire de l'électricité tout en réduisant les émissions polluantes et la production de déchets. La production thermique d'électricité n'est pas très efficace si on ne récupère pas les rejets thermiques de la centrale électrique. En récupérant ceux-ci, on augmente le rendement global de la centrale, en obtenant plus d'énergie utile par unité de combustible brûlé.

Une centrale à cogénération peut alimenter un réseau de chauffage urbain en eau chaude ou en vapeur.

2.2.4.2 Coût des Systèmes de Cogénération

Ces coûts varient beaucoup d'une installation à l'autre. Même si les coûts de ces équipements comprennent leur installation, l'implantation d'une centrale à cogénération entraîne d'autres investissements : les équipements de production de chaleur et de froid. Les équipements de refroidissement, l'interconnexion au réseau électrique, les voies d'accès et le réseau urbain.

Il est important de noter que les coûts d'un investissement ne donnent aucune indication des coûts d'exploitation de la centrale à cogénération qui dépend essentiellement des coûts d'approvisionnement en énergie primaire mais aussi des frais d'entretien et de coûts périodiques de remplacement ou de réparation de certaines pièces d'équipements.

2.2.4.3 Paramètres Clés des Projets de Cogénération

Plusieurs facteurs de risques peuvent affecter le succès d'un projet de cogénération. Si l'on fait le choix d'un équipement spécifique à une source d'énergie, il faut commencer par s'assurer de la disponibilité et de l'approvisionnement à long terme de cette source d'énergie. Ensuite, lors de la construction, le projet doit être bien géré pour que ses coûts restent dans les limites budgétaires. Lors de l'exploitation, le défi est d'avoir une bonne corrélation positive entre les besoins d'électricité et ceux de chaleur.

Si on veut valoriser efficacement les rejets thermiques de la centrale, il est nécessaire de pouvoir répondre à des besoins thermiques qui représentent une proportion élevée des rejets thermiques annuels de la centrale. Réciproquement, si la centrale doit combler des besoins thermiques et que toute l'électricité qu'elle produit ne peut être utilisée sur le site même, il est important de disposer de solides contrats de ventes d'électricité à long terme. En général, on dimensionne la production d'électricité en fonction de la charge thermique de base à combler, sachant que la capacité thermique des équipements varie typiquement entre 100 et 200 % de leur capacité électrique.

Finalement, la viabilité financière d'un projet de cogénération dépend considérablement des valeurs relatives de l'électricité produite et du combustible utilisé [34].

2.3 Intérêts de la Cogénération

2.3.1 Intérêt d'Ordre Energétique

La cogénération permet, en effet, d'économiser entre 15 et 30% de l'énergie primaire destinée à couvrir les besoins de chaleur et d'électricité. En effet, le parc des centrales électriques actuelles en Belgique (par exemple) a un rendement moyen de l'ordre de 38%. En d'autres mots, 62% de l'énergie primaire est dissipée sous forme de chaleur.

La technique de la cogénération permet de valoriser une partie de cette chaleur, à un niveau de température et à un endroit où elle peut être utilisée.

Voyons ce qui se passe si nous comparons la production séparée à la cogénération, pour des mêmes quantités de chaleur et d'électricité produites.

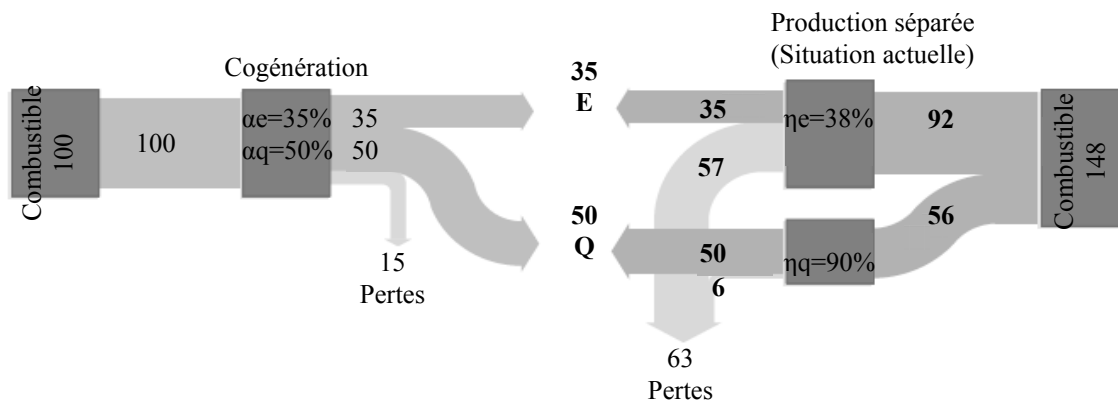


Figure 2.3 Comparaison entre un système de production séparée et combinée.

$$\text{Economie d'énergie : } 1 - \frac{100}{148} = 32\%.$$

Où

α_e = part de l'énergie valorisée en électricité dans une installation de cogénération ;

α_Q = part de l'énergie valorisée sous forme de chaleur utilisable, dans une installation de cogénération ;

η_E = rendement électrique d'une centrale électrique (production d'électricité uniquement) ;

η_Q = rendement d'une chaudière (production de chaleur uniquement) ;

E = besoin d'électricité ;

Q = besoin de chaleur.

Les valeurs de α_e , α_Q et η_Q correspondent à des valeurs usuelles de qualité.

Prendre comme référence le rendement électrique du parc électrique belge ($\eta_E = 38\%$) apparaît à certains comme trop favorable pour la cogénération.

En effet, si l'on ne construit pas d'unités de cogénération, on devra, pour compenser l'augmentation de la consommation électrique, construire de nouvelles centrales, pour lesquelles on suppose que les meilleures technologies seront utilisées.

Dans cette hypothèse, le rendement électrique (η_E) de ces installations de type TGV (Turbine Gaz Vapeur) pourra atteindre 53% (pertes de distribution comprises).

La comparaison devient dans ce cas :

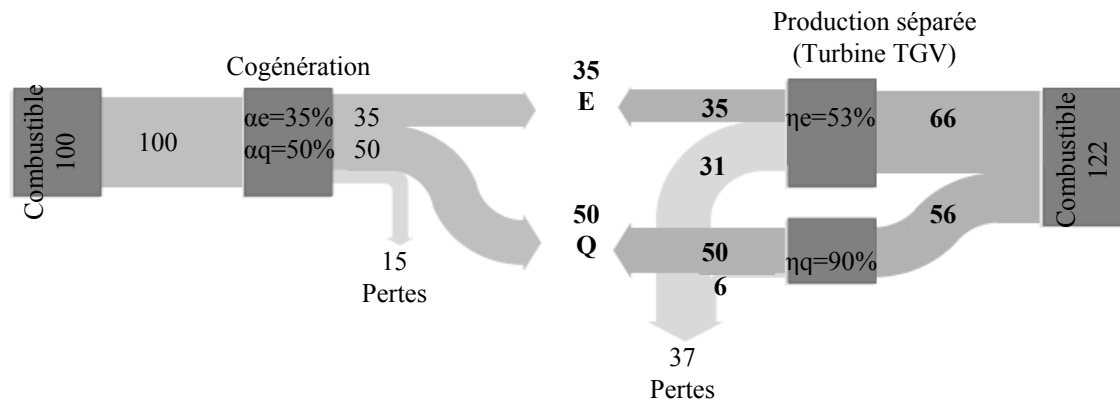


Figure 2.4 Comparaison entre un système de production séparée et combinée.
Turbine gaz vapeur

$$\text{Economie d'énergie : } 1 - \frac{100}{122} = 18\%$$

Nous constatons donc que, même en comparant la cogénération avec les meilleures centrales électriques disponibles, l'économie d'énergie réelle reste quoique moins importante.

2.3.2 Intérêt d'Ordre Economique

Nous examinerons dans quelles conditions l'utilisation d'une technologie performante peut être rentable grâce aux économies qu'elle entraîne sur les factures d'énergie. Nous verrons que c'est l'évolution de la facture d'électricité qui est, à ce point de vue, déterminante.

Nous nous limiterons à la situation où les utilisateurs consommeront, pour leurs besoins propres, toute la chaleur et l'électricité produites par la cogénération.

Dans certains cas, par exemple si l'utilisateur a des besoins de chaleur importants et stables et peu de besoins en électricité, il peut être logique de chercher à revendre, au réseau de distribution, l'excédent d'électricité produit par l'unité de cogénération.

Dans la pratique, cette situation s'avère relativement peu intéressante car le tarif de rachat de l'électricité par le réseau s'établit, suivant les périodes, entre 1,03 et 2,23 F/kWh (terme de puissance inclus), soit environ la moitié du prix auquel il est vendu au client .

Si les besoins de chaleur sont réellement importants et qu'on désire contribuer à économiser l'énergie grâce à la cogénération, on peut s'adresser aux entreprises de production et de distribution d'électricité qui proposent un partenariat dont les conditions sont basées sur les principes suivants :

- l'installation est construite et financée par l'entreprise d'électricité ;
- l'électricité continuera à être facturée comme par le passé ;
- la chaleur produite par l'unité de cogénération sera facturée à un prix légèrement inférieur à celui qu'on aurait payé pour la produire par d'autres sources (prix déterminé par la rentabilité globale du projet).

Dans ce cas, on n'aurait donc pris aucun risque technique ou financier, on ne réaliserait pas d'économies substantielles mais on aurait contribué à économiser de l'énergie. Il faut noter

cependant que les entreprises d'électricité n'acceptent le partenariat que lorsque c'est financièrement intéressant pour elles (sur base du coût évité en centrale électrique), ce qui implique une taille d'installation importante (généralement plusieurs centaines de KWe) [35].

2.3.3 Intérêt d'Ordre Environnemental

La détermination de l'impact de la cogénération sur l'environnement est complexe. En effet, il faut être capable de dire quelle production d'électricité centralisée la cogénération soit efface. Pour schématiser, l'impact en matière de pollution de l'air sera favorable si la cogénération se substitue à une production thermique classique, défavorable si elle se substitue à une production nucléaire, comme le montre le tableau ci-dessous.

Emissions pour 1 kWh produit en ...	CO ₂ (kg)	SO ₂ (mg)	NOX (mg eq NO ₂)
Centrale thermique charbon (1% de S)	0,95	7500	2800
Centrale thermique fioul (1% de S)	0,80	5000	1800
Centrale nucléaire	0	0	0
Cogénération TAV charbon (*)	0,57	4400	1170
Cogénération TAV fioul (*)	0,46	2930	990

Tableau 2.1 Effets environnementaux des centrales.

* Déduction faite des émissions polluantes d'une chaudière classique produisant la même quantité de chaleur que l'installation de cogénération.

- A court terme, l'impact de la cogénération est positif (elle se substitue principalement à du thermique classique). La question semble plus controversée à moyen terme dans la mesure où le développement de la cogénération pourrait retarder la construction de nouvelles centrales nucléaires [36].

2.4 Description d'un Système de Cogénération

2.4.1 Equipements et Technologies

Comme le principe de base d'une centrale à cogénération est la valorisation énergétique des rejets thermique des équipements de production d'électricité, il faut commencer par s'assurer que ceux-ci rejettent de la chaleur à une température assez élevée pour qu'elle puisse être utilisée.

La cogénération de chaleur et d'électricité peut être obtenue au moyen de divers systèmes :

- Un moteur à gaz ou diesel (MAG, MD);
- Une turbine à gaz (TAG);
- Une turbine à vapeur (TV).

2.4.1.1 Moteur à Gaz ou Diesel

Il s'agit d'un moteur classique, couplé à un alternateur produisant l'électricité. La chaleur du gaz d'échappement à 500°C peut être récupérée à plus de 70 % par refroidissement à 120°C (MAG) ou 200°C (MD). La chaleur de l'eau de refroidissement et de l'huile du moteur à $\pm 100^\circ\text{C}$ peut être entièrement récupérée, alors que la chaleur de refroidissement du turbo à 55°C peut plus difficilement être utilisée (dans les moteurs à gaz).

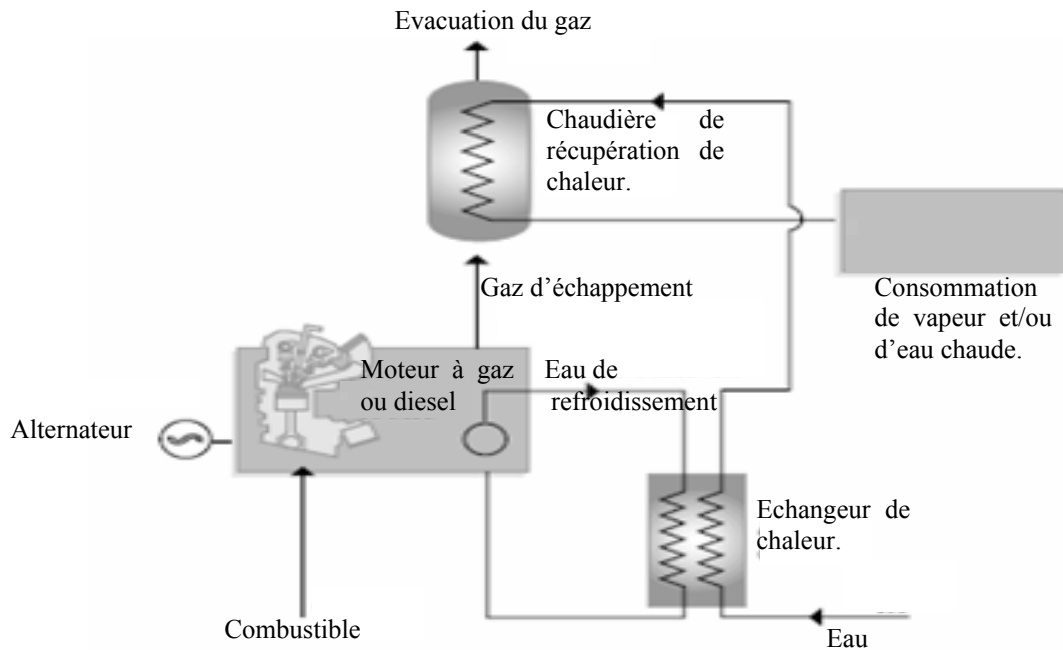


Figure 2.5 Schéma de principe d'un moteur à gaz ou diesel.

	Gaz	Diesel
Consommation d'énergie (PCI)	100%	100%
Electricité produite (α_e)	35%	40%
Chaleur récupérée (α_Q)	50%	43%
Echappement	20%	21%
Eau de refroidissement	30%	22%
Rendement énergétique	85%	83%
$\frac{\alpha_e}{\alpha_Q}$	0.7	0.93

Tableau 2.2 Comparaison entre le moteur à gaz et celui à diesel.

Globalement, le bilan énergétique type d'un moteur s'établit ainsi (valeurs moyennes) :

La récupération de chaleur sur ce type de moteur se prête bien à des utilisations à des températures inférieures à 100°C, bien qu'une petite quantité de vapeur puisse néanmoins être générée! (Gaz d'échappement).

2.4.1.2 Turbines à Gaz

Dans ce système, le combustible (généralement du gaz naturel) est brûlé dans une chambre de combustion alimentée en air sous pression en provenance d'un compresseur. Les gaz produits sont introduits dans une turbine où leur énergie est transformée en énergie mécanique pour l'entraînement du compresseur d'air et d'un générateur d'électricité.

L'énergie résiduelle, sous forme de gaz chauds (environ 500°C), peut être utilisée pour rencontrer des besoins de chaleur (vapeur ou eau chaude). Une post-combustion éventuelle de ces gaz, fortement chargés en oxygène, permet d'obtenir plus de chaleur et d'augmenter le rendement global.

Contrairement aux moteurs, la TAG se prête très bien à la production de vapeur et ce, si nécessaire, jusqu'à des conditions de vapeur vive telles que 110 bar / 525°C par exemple. Le bilan thermique d'une turbine à gaz type s'établit ainsi (valeurs moyennes) :

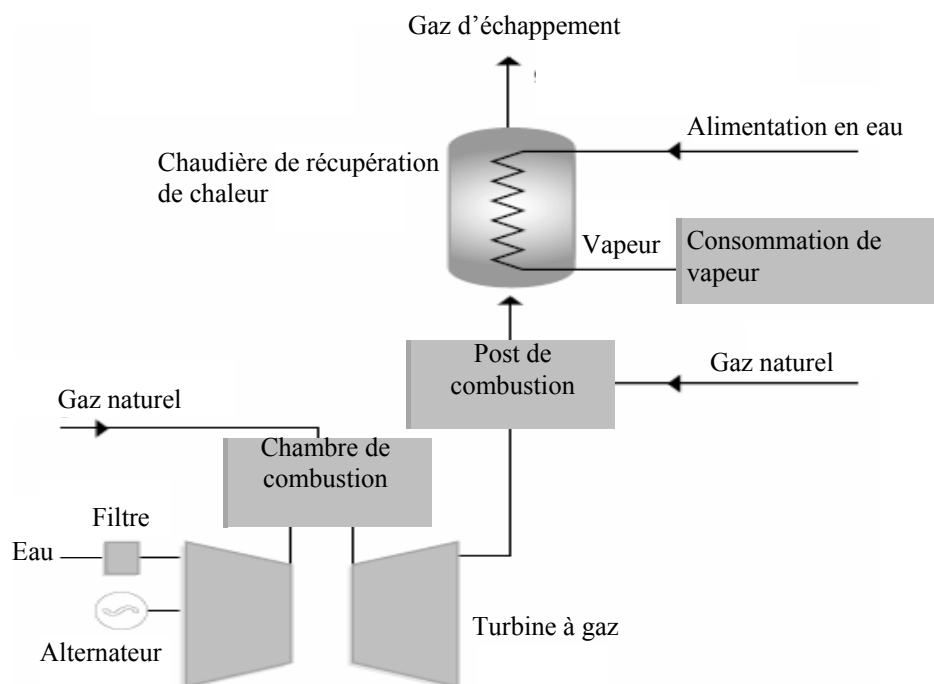


Figure 2.6 Schéma de principe d'une turbine à gaz.

	Post-combustion	
	Gaz	Diesel
Consommation d'énergie (PCI)	100%	100%
Electricité produite (α_e)	30%	20%
Chaleur récupérée (α_Q)	55%	68%
Rendement énergétique	85%	88%
$\frac{\alpha_e}{\alpha_Q}$	0.55	0.29

Tableau 2.3 Comparaison entre la turbine à gaz et celle à diesel.

Le rendement électrique (α_e) d'une turbine à gaz varie entre 19% et 38% voire 40% pour les meilleures réalisations dérivées de la technologie aéronautique. Cependant, les rendements électriques élevés sont actuellement réservés aux turbines à gaz de forte puissance (plusieurs dizaines de MWe).

2.4.1.3 Turbines à Vapeur

Dans ces turbines, l'énergie mécanique (puis électrique) est produite par la détente de vapeur haute pression générée dans une chaudière conventionnelle, utilisant n'importe quel combustible. La chaleur est récupérée à la sortie de la turbine, soit sous forme liquide, soit sous forme vapeur. Ces installations, qui produisent beaucoup de chaleur et peu d'électricité (15 à 25%), sont réservées à des applications spécifiques permettant de valoriser des combustibles "résiduels" ou des applications industrielles d'une puissance suffisante et dont le rapport $\frac{\alpha_e}{\alpha_Q}$ se trouve dans la bonne fourchette, ce qui est le cas des sucreries notamment.

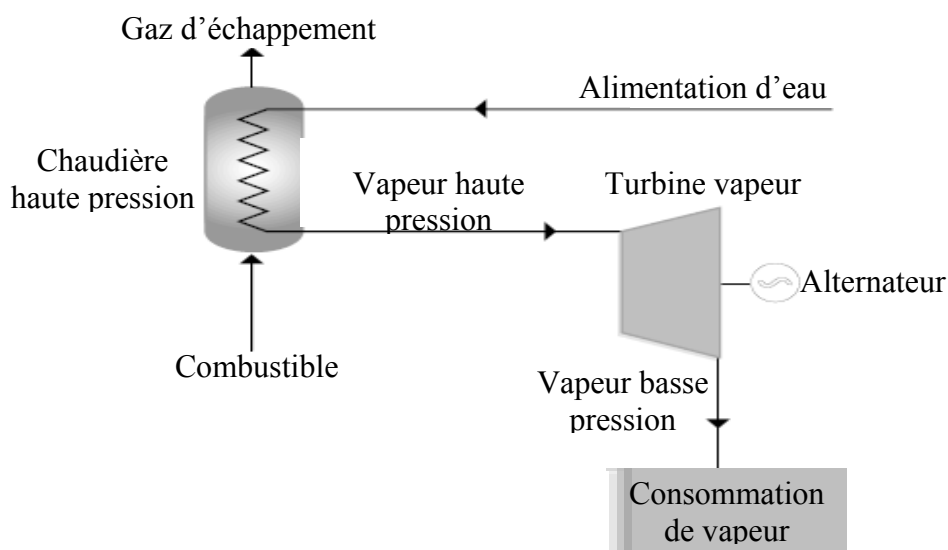


Figure 2.7 Schéma de principe d'une turbine à Vapeur.

2.4.2 Combustibles

Selon le type d'équipements utilisés, une vaste gamme de combustibles peut servir d'énergie primaire à une centrale à cogénération. Les plus courants sont des combustibles fossiles : charbon, pétrole ou gaz naturel. Les centrales à cogénération sont considérées comme des technologies d'énergies propres à cause de leurs rendements élevés de conversion énergétique.

2.4.3 Applications

La gamme de puissance des centrales à cogénération est très étendue. Cela commence par de petits systèmes alimentant un seul bâtiment. Des installations plus importantes sont réalisées dans des complexes industriels ou immobiliers. De très grandes centrales à cogénération peuvent être implantées proche des besoins importants d'énergie thermique, comme un site industriel, ou un réseau de chauffage urbain d'envergure [34].

2.5 Avantages et Inconvénients

Techniques de cogénération	Avantages	Inconvénients
Turbine à vapeur	▪ Convient à tous types de combustible.	▪ Très faible $\frac{\alpha_e}{\alpha_o}$
	▪ Très bon rendement global.	▪ Investissement élevé
	▪ Coût d'entretien modique.	▪ Fonctionnement quasi-continu.
	▪ Durée de vie élevée.	
Turbine à gaz	▪ A partir de 500KWe.	▪ $\frac{\alpha_e}{\alpha_o}$ faible pour les puissances inférieures.
	▪ Production aisée de vapeur.	
	▪ Bon rendement global.	▪ Nécessite en général du gaz naturel.
Moteur à gaz ou diesel	▪ A partir de 80KWe.	▪ Peu propice à la production de vapeur
	▪ Bien adaptée à la préparation d'eau chaude.	▪ Coût élevé de maintenance
	▪ $\frac{\alpha_e}{\alpha_o}$ Très favorable surtout pour le diesel.	▪ Durée de vie limitée
	▪ Coût abordable.	▪ Entretien programmé d'atteindre une durée de vie de 100.000 heures avant le remplacement complet du moteur [35].
	▪ Peut s'adapter à la variation de la demande	
	▪ Peut jouer le rôle de secours en cas de panne.	

Tableau 2.4 Avantages et inconvénients des différents types de turbines.

2.5.1 Domaines d'Application

Moteur à Gaz ou Diesel

- Le niveau de température de la chaleur récupérée favorise les applications thermiques à eau chaude (chauffage, réseau d'eau surchauffée..) au détriment de la vapeur.
- Le moteur thermique conserve des performances intéressantes sur la plage variant de 50 à 100% de sa charge électrique et reste très sensible aux conditions climatiques extérieures.
- Son utilisation comme secours électrique partiel ou total peut être raisonnablement envisagé.
- Le produit est généralement bien adapté aux secteurs tertiaires (hôpitaux, centres administratifs, centres commerciaux,..) et industriels (électronique, laboratoires, alimentaire,..).

Turbine à Vapeur

- L'utilisation de la vapeur en haute pression prédispose une taille d'installation relativement importante (minimum 1.500 kW électriques et 5.000 kW thermiques).
- Il est possible d'effectuer des soutirages de vapeur à divers stades de détente dans la turbine et disposer ainsi de différents niveaux de pression pour les usages thermiques.
- Les domaines d'applications privilégiés sont le secteur industriel (chimie, papier, carton agro-alimentaire, sidérurgie,..) et les réseaux de chaleur, notamment lors de l'incinération de déchets.

Turbine à Gaz

- La température des produits de combustion permet la production de vapeur éventuellement surchauffée, ou d'eau chaude, via une chaudière spécialisée.
- L'usage des gaz en direct (étuve, séchoir...) est possible d'autant que ceux-ci sont propres.
- Leur teneur élevée en oxygène permet techniquement une post-combustion, la validité économique est à vérifier cas par cas. Les turbines trouvent volontiers leur place dans le secteur industriel (chimie, papier, carton, sidérurgie, agro-alimentaire...), les réseaux de chaleur et des applications tertiaires (hôpitaux...) [37].

2.6 Avantages Globaux

La différence essentielle entre la cogénération et les centrales de production d'électricité thermiques classiques ou nucléaires réside dans le principe de la récupération et de l'utilisation de la chaleur produite par la cogénération alors que, dans le cas des centrales thermiques, la vapeur turbinée pour produire l'électricité est ensuite rejetée dans le milieu naturel.

De ce fait, la cogénération se caractérise par un excellent rendement énergétique. Elle permet des économies d'énergie primaire par rapport à des productions distinctes d'électricité (centrales électriques) et de chaleur (chaudières des utilisateurs).

Compétitive par rapport à des moyens de production centralisés, la cogénération présente également un intérêt en terme de diversification du parc de production électrique et peut permettre dans certaines conditions d'éviter des coûts de développement des réseaux électriques et des pertes en ligne.

Elle constitue un facteur de compétitivité pour les entreprises présentant des besoins de vapeur importants (chimie, industrie papetière, industrie sucrière, industrie automobile...). En conjuguant une production de vapeur à une production d'électricité, soit autoconsommée, soit vendue au réseau, la cogénération peut réduire leur facture énergétique et leurs émissions polluantes, diminuer la sensibilité aux évolutions des coûts énergétiques et assurer le secours électrique en cas d'incidents sur le réseau public.

La cogénération est également une solution énergétique attractive pour le secteur tertiaire (hôpitaux, aéroports, écoles...) ainsi que pour les collectivités locales (réseaux de chaleur alimentant des ensembles immobiliers et valorisation énergétique des ordures ménagères).

La promotion de la production combinée de chaleur et d'électricité s'inscrit dans la stratégie communautaire définie par la résolution du Conseil de l'Union européenne du 8 décembre 1997. Celle-ci souligne en effet que la cogénération peut apporter une contribution importante à la réduction des principaux gaz à effet de serre et fixe comme objectif le doublement, d'ici 2010, de la part globale de la production cogénérée dans l'ensemble de la Communauté, à charge pour les Etats membres de prendre les mesures nécessaires.

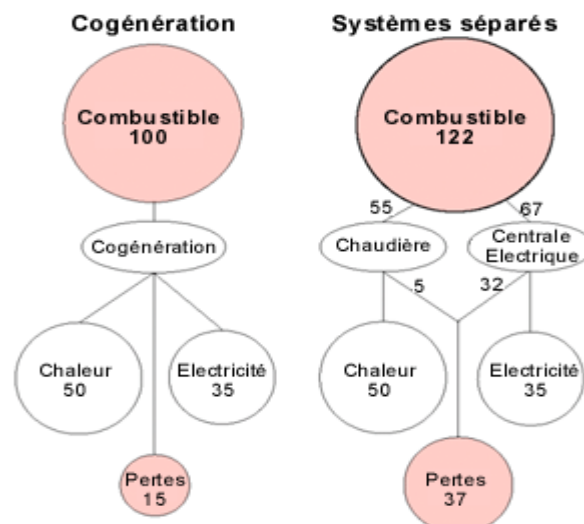


Figure 2.8 Comparaison entre la cogénération et les systèmes séparés.

Pour fournir les mêmes quantités de chaleur utile et d'électricité qu'une cogénération, une installation à systèmes séparés (chaudière à 90% de rendement et centrale électrique à 52,5% de rendement) consomme 22% de combustible en plus [38].

Comme on a déjà mentionné sur les notions de base de la cogénération n'oublions pas de citer l'intérêt et l'importance de la trigénération qu'elle joue un rôle très important dans le domaine de la maîtrise de l'énergie.

2.7 Tri génération

« Trigeneration », c'est le terme anglais désignant la production combinée de chaleur, de froid et d'électricité. Son avantage, c'est que le système couvre en hiver les besoins en chauffage et en été les besoins de rafraîchissement. La production de froid se fait par des installations frigorifiques à absorption [39].

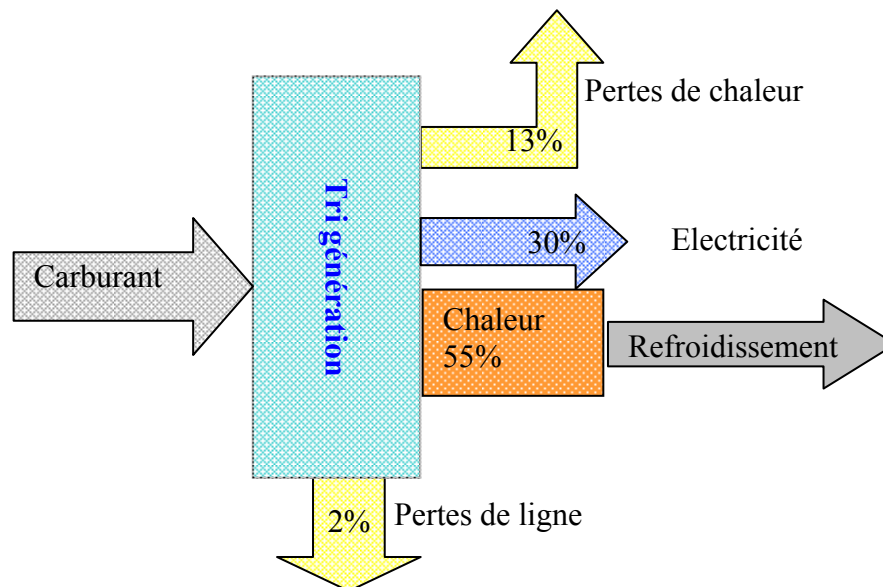


Figure 2.9 Schéma de principe d'un système de tri génération

2.7.1 Définition

On appelle ainsi les installations de Génie climatique qui peuvent produire simultanément du chaud, du froid et de l'électricité. Là où il peut y avoir besoin à la fois de chaleur, de froid et d'électricité, (hôpitaux, immeubles, bureaux, administrations, grands magasins...) la trigénération à partir des déchets est appelée à un solide avenir.

On installe sur l'arbre de sortie de la turbine à vapeur un alternateur et un compresseur frigorifique, indépendants l'un de l'autre grâce à un jeu d'embrayage et de débrayage.

On enclenche l'alternateur quand on veut de l'électricité, le compresseur quand on veut du froid. Ce montage du compresseur directement sur l'arbre de la turbine a l'intérêt d'éviter la double transformation de l'électricité (intermédiaire inutile et coûteux). On estime à 15% l'énergie ainsi économisée.

2.7.2 Principes de Génération du Froid

2.7.2.1 Machines à Compression Mécanique

Le principe est celui du compresseur frigorifique qui équipe notre réfrigérateur domestique ; un moteur électrique fait circuler un fluide qui dégage du froid.

2.7.2.2 Machines Thermo Frigorifiques

Le principe du refroidisseur à absorption est celui des réfrigérateurs de caravane ou c'est la chaleur de la combustion du gaz domestique qui en agissant sur un autre gaz produit du froid [40].

2.7.3 Avantages de la Trigénération

La trigénération possède des avantages qui sont :

- Une réduction des coûts par la maîtrise de l'énergie ;
- Une limitation de la pollution d'environnement par l'effet de serre ;
- Une économie des ressources de la planète ;
- Réduction des émissions de CO₂.

Les installations pour la production combinée de chaleur et d'électricité peuvent contribuer de façon considérable à la réduction des émissions de CO₂. La production de froid à l'aide du gaz naturel (porteur d'énergie primaire) peut contribuer à de notables économies d'énergie par rapport à un porteur d'énergie secondaire.

La production combinée de chaleur et d'électricité dans le domaine de puissance inférieure, et notamment les piles à combustible, ont connu une évolution fulgurante au cours de ces derniers temps. Ils offrent un énorme potentiel, surtout dans les domaines de faible ou de très faible puissance. Mais de nombreuses activités de développement sont encore requises pour poursuivre leur développement et les essais en pratique [41].

2.7.4 Piles à Combustibles

La planète aura besoin dans l'avenir d'un nouveau vecteur d'énergie. Il se dessine aujourd'hui un bon consensus sur l'hydrogène, même si les avis divergent encore sur les délais nécessaires à sa mise en place. Se basant sur cette hypothèse, il faut alors disposer d'un bon convertisseur de ce vecteur en énergie utilisable (essentiellement électricité et chaleur) : ce sera la pile à combustible qui devra supplanter progressivement la conversion traditionnelle, dite "thermique", (moteurs et turbines) du seul fait de ses performances plus attractives.

Donc on peut définir les piles à combustibles comme étant des générateurs de courant qui transforment l'énergie d'une réaction chimique en courant électrique de façon continue. Elles connaissent un vif regain d'intérêt à cause de leur rendement très intéressant de conversion d'énergie chimique en énergie électrique, et de l'emploi de combustibles légers (hydrogène, hydrocarbures...) qui autorisent de hautes densités d'énergie ainsi que des puissances massives

élevées (figure 2.9). Leur mise au point fait cependant appel à de nombreux domaines scientifiques (électrochimie, catalyse, science des matériaux, polymères, métallurgie, hydraulique) [42].

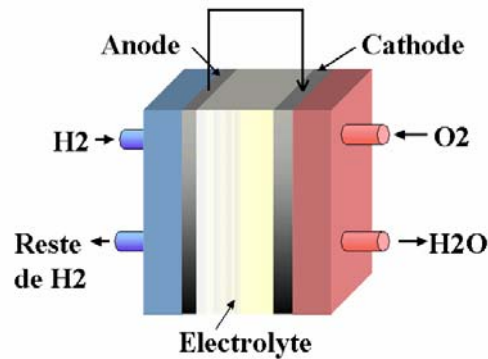


Figure 2.10 Schéma de principe d'une pile à combustible.

2.7.4.1 Types de Piles à Combustible

Les divers types de piles couramment développées fonctionnent généralement autour d'un point qui correspond à un rendement brut de l'ordre de 50 %. L'un des points clés de ces technologies est l'électrolyte. Le tableau (2.5) fait apparaître que, sur ces cinq types de piles, trois fonctionnent avec un électrolyte liquide et deux avec un électrolyte solide. Pour des raisons essentiellement liées à la fiabilité et à des contraintes d'industrialisation en grande série, le concept d'électrolyte solide est plus attractif c'est la raison pour laquelle se dessine aujourd'hui un consensus international pour privilégier deux filières, celle des piles à combustible à acide polymère (à membrane échangeuse de protons, en anglais PEMFC pour Proton Exchange Membrane Fuel Cell) et celle des piles à oxyde solide (SOFC, pour Solide Oxide Fuel Cell).

- **AFC** Alkaline Fuel Cell;
- **PEMFC** Polymer Exchange Membran Fuel Cell ;
- **PAFC** Phosphoric Acid Fuel Cell;
- **MCFC** Molten Carbonate Fuel Cell;
- **SOFC** Solid Oxide Fuel Cell [43].

Types de piles	Electrolyte	Température (°C)	Domaine d'utilisation	Gammes de puissance
Alcaline (AFC)	Potasse (liquide)	80	Espace, transports	1 - 100 kW
Acide polymère (PEMFC)	Polymère (solide)	80	Portables, transports, stationnaire	1W – 10 MW
Acide phosphorique (PAFC)	Acide phosphorique (liquide)	200	Stationnaire, transports	200 kW – 10 MW
Carbonate fondu (MCFC)	Sels fondus (liquide)	650	stationnaires	500 kW – 10 MW
Oxyde solide (SOFC)	Céramique (solide)	700 – 1000	Stationnaire, transports	100 kW – 10MW

Tableau 2.5 : Différents types de piles à combustible.

2.7.4.2 Domaines d'Application

Les domaines d'application des piles à combustibles sont généralement classés en trois grandes familles :

- Les applications dans les transports ;
- Les applications stationnaires ;
- Les applications portables.

Les applications dans les transports : Le transport est le domaine d'application à l'origine du développement de la pile à combustible.

On distingue deux applications dans le domaine des transports :

- La propulsion du véhicule (20 à 50 kW) ;
- L'APU (Auxiliary Power unit) : alimentation en électricité des appareils de bord climatisation, appareils électroniques... (5 kW).

Les applications stationnaires : Face aux perspectives de déréglementation du secteur électrique et à la décentralisation de la production d'énergie électrique, ce secteur commence à attirer de nombreux industriels, notamment aux Etats-Unis.

Dans les applications stationnaires, on distingue :

- La production individuelle ou domestique (2 à 7 kW) ;
- La production collective (200 kW à quelques MW).

Les applications portables : Cette famille inclut l'ensemble des appareils électroniques portables : ordinateurs, téléphones, assistant de poche... Ces appareils consomment une puissance moyenne allant de 50 MW à 10 W et connaissent une très forte croissance. Cependant, ils sont de plus en plus handicapés par l'autonomie de leurs batteries, même la plus performante comme la batteries ion Lithium [44].

2.7.4.3 Avantage des Piles à Combustibles

Les piles à combustibles sont souvent présentées comme la solution du futur dans les domaines de production d'énergie électrique, de l'automobile. Cet attrait est justifié par leurs nombreux avantages :

- Hauts rendements énergétiques même à charge partielle ;
- De faibles émissions sonores ;
- Peu d'émissions (elles dépendent cependant du combustible utilisé) ;
- Elles sont de construction modulaire ;
- Diverses températures de fonctionnement (PEMFC) ;
- Pas de parties rotatives [45].

2.8 Impact de la Cogénération

2.8.1 Sur la Maîtrise de l'Energie

Comme c'est déjà mentionné, la cogénération est l'une des solutions de la maîtrise de l'énergie, donc l'influence de la cogénération sur une unité industrielle est de :

- Récupérer 2/3 de la chaleur dissipée si l'unité de production est purement électrique ;
- Améliorer le rendement national de l'énergie et la préservation des énergies non renouvelables (une étude effectuée en Grande Bretagne a montré que si 25% de la demande en chaleur domestique et commerciale est produite par les CHP alors cela représente 15 Millions de tonne de charbon) ;
- La CHP permet la génération locale de l'énergie et la réduction du coût de transports de l'énergie. Le transports de l'énergie électrique à grande distance est très coûteux, surtout les prix des transformateurs, des pylônes, des lignes et leurs maintenance.

2.8.2 Sur l'environnement

Le principal intérêt de la cogénération est de diminuer la production de gaz à effet de serre par la quantité d'énergie utilisée, et ce même en employant des combustibles fossiles (gaz en particulier).

Cet impact est positif et maximisé en cas d'utilisation de combustibles d'origine non fossile (bois énergie, biogaz, incinération de déchets...) ou de valorisation des rejets de CO₂ (après traitement) dans des serres afin de favoriser la croissance des plantes.

L'utilisation de système de traitement catalytique des fumées permet de réduire à des niveaux très faibles les émissions polluantes [46].

2.9 Conclusion

Nous avons pu montrer qu'une cogénération "de qualité" produit des économies d'énergie primaire substantielles lorsqu'on la compare, pour la satisfaction des besoins identiques, à la production séparée de chaleur et d'électricité. Dans certains cas, cette cogénération est aussi financièrement rentable. Ici, interviennent une série de facteurs (type et taille de l'installation, exigences et coût des systèmes de protection électrique, ...). Une étude de faisabilité technicoéconomique, réalisée par un bureau d'études compétent, reste néanmoins indispensable avant d'envisager tout investissement.

L'élément le plus important est le coût des énergies et leur structure tarifaire. Des adaptations favorables à la cogénération ont été faites tant au niveau du tarif du gaz naturel que de l'électricité (pour autant toutefois que l'on soit en mesure de contrôler la consommation électrique pendant les heures de pointe !). Si les conditions de rachat, par le réseau public, de l'électricité excédentaire par le réseau public étaient plus favorables, le potentiel technico-économique de la cogénération serait sensiblement amélioré, [35].

Chapitre Trois

*ETUDE DE PRES
FAISABILITE D'UNE
COGENERATION*

3.1 Introduction

Généralement, tout établissement ou industrie produit sa chaleur avec une chaudière à combustible fossile et achète son électricité du réseau. Pourtant, il est possible, et souvent avantageux, de produire simultanément une partie de ses besoins de chaleur et d'électricité par une unité de cogénération.

Pour savoir si c'est le cas dans l'établissement étudié, il est nécessaire de réaliser ce qu'on appelle couramment une étude de pré-faisabilité d'une cogénération.

Vu les sommes financières importantes qui sont en jeu, il est primordial que cette étude soit réalisée dans les Règles de l'Art afin de fournir au gestionnaire de l'établissement étudié des résultats technico-économiques chiffrés et fiables, sur lesquels il pourra prendre une décision fondée et négocier en connaissance de cause [47].

C'est l'objet du présent chapitre qui réalise une étude de pré-faisabilité d'une cogénération. Ce chapitre présente la "structure type" du rapport d'une étude de pré-faisabilité. Il propose en outre une méthodologie pour un dimensionnement de l'unité de cogénération de qualité "à l'optimum économique".

3.2 Tableau Synthétique des Hypothèses

Outre les résultats, il est important de présenter, de manière synthétique, les hypothèses prises lors de l'étude de pré-faisabilité d'une cogénération. En général, on distingue les hypothèses techniques, énergétiques et économiques.

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

Hypothèses	Valeurs conservatives
<i>Technique</i>	
Rendement (annuel) de l'unité de cogénération	- Tenir compte des modifications de rendement si fonctionnement à charge partielle. - Tenir compte des pertes du stockage de chaleur si Prévu
<i>Energétique</i>	
Besoins en chaleur	Déduire la part qui ne peut pas être cogénéritable
Rendement de la chaufferie existante	Prendre le rendement annuel pour déterminer les besoins nets en chaleur
<i>Economique</i>	
Durée de vie économique	minimum entre 10 ans et 50 000 h
Prix du combustible (achat)	Prix actuel, avant et après cogénération, réductions déduites
Prix de l'électricité (achat et vente)	Tarifs en vigueur, avant et après cogénération, réductions déduites
Arrêt de la cogénération	Au plus mauvais moment (pénalité tarifaire de la pointe ¼ horaires)

Tableau 3.1 Hypothèses de comparaison pour les différentes solutions technologiques pour le même établissement.

3.3 Méthodologie d'une Etude de Pré-faisabilité

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

3.3.1 Intégration Technique

Elle consiste à déterminer s'il est possible d'intégrer une unité de cogénération dans la chaufferie et l'installation électrique existante. Dans certains cas, il sera nécessaire de réaliser des aménagements supplémentaires, qui devront être pris en compte dans le calcul de la rentabilité. Afin d'effectuer un dimensionnement judicieux de l'unité de cogénération, il est important de bien connaître les consommations d'énergie de l'établissement étudié. Il s'agira des consommations de chaleur (chauffage) et d'électricité, étant donné que la cogénération permet de produire ces deux types d'énergie. Les consommations annuelles et leurs variations mensuelles peuvent être déduites des factures d'énergie, sans oublier qu'un dimensionnement d'une unité de cogénération se fait sur une année entière. Il est donc primordial de choisir l'année qui est la plus représentative de l'activité de l'établissement, cette année est appelée année de référence pour l'étude de pré-faisabilité d'une cogénération.

3.3.2 Meilleure Solution Technologique

Elle consiste à trouver la taille et le type de technologie de cogénération et, le cas échéant, du stockage de chaleur, qui, en fonction de la demande en chaleur et en électricité de l'établissement étudié, pour maximiser la rentabilité financière d'un tel projet. Pour ce faire, il s'agira de simuler le fonctionnement de plusieurs tailles et types de cogénérateur et du stockage de chaleur pour finalement choisir la solution qui est la plus rentable. Finalement, la solution qui maximise la rentabilité financière d'un projet de cogénération et celle qui minimise le temps de retour.

3.4 Présentation de l'Etablissement

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

3.4.1 Type d'Etablissement

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

Il s'agit de présenter :

1. L'affectation principale de l'établissement ainsi que les activités annexes ;
2. La taille (m², nombre de chambre, nombre de bâtiments, ...) ;
3. Le type d'utilisation (saisonnier, continu, en semaine, ...) ;
4. Les limites de l'étude de cogénération (bâtiments et/ou type d'utilisation de la chaleur concernés, ...).

3.4.2 Installation Thermique

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

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

3.4.3 Installation Electrique

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

1. Le type d'alimentation électrique (cabine HT ou BT, nombre d'arrivées, nombre de départs,...);
2. La taille de l'installation électrique (tension, puissance maximale admissible, ...);
3. Les équipements annexes (équipements de mesures, batterie de condensation, groupe de secours, ...) [47].

L'établissement à décrire dans ce mémoire est le CAMPUS Universitaire de Batna (CUB-1).

L'université de Batna qui a été créée en 1977 a connue plusieurs statuts, nous sommes concernés par celui qui a été créé au **01/08/1989** (décret exécutif N°=89-136 du **01/08/1989**).

Le centre universitaire I (**ABROUK MADANI**) occupe une surface totale de 28050 m² dont 10515 m² est battue, il est constitué principalement d' :

1. Un bloc (infrastructure de l'ancien hôpital de Batna) abritant de :
 - Département de sciences – techniques (LMD) ;
 - Département du tronc commun techno ;
 - Département de la généralisation de la langue et de l'enseignement intensif des langues.
2. Un bloc réalisé en 1989 et abritant :
 - Département de génie industriel ;
 - Département d'électrotechnique ;
 - Département de mécanique ;
 - Département d'électronique.
3. Un bloc abritant l'unité de recherche.
4. un bloc abritant l'administration centrale de l'université.

3.5 Caractéristiques des Postes de Transformateurs

La dépense de l'électricité est assurée à l'aide des postes de transformation MT/BT qui interface entre le réseau de distribution publique MT et l'utilisation en BT, il s'adopte à tous les modes d'exploitation.

3.5.1 Poste de Transformateur du Nouveau Bloc « LMNOW - sous sol »

- N° = de contrat 1302 ;
- Interrupteur sectionneur rotatif (ESI) ;
- Type GRPII année 1986 ;
- Tension nominale 12 KV ;
- Fréquence nominale 50 Hz ;
- Courant nominal 400 A ;
- Courant de courte durée 12.5 KA
- 02 cellules 630 KVA.

3.5.2 Poste Transformateur « rue Mohamed Boukhlof »

- N° = de contrat 1083 ;
- Type TS5 641 B;
- Puissance nominale 400KVA ;
- Fréquence nominale 50 Hz ;
- Nombre de postes trois ;
- Tension de court-circuit 4.11% ;
- Tension d'un poste 10 KV ;
- N°= 17039 année 1992.

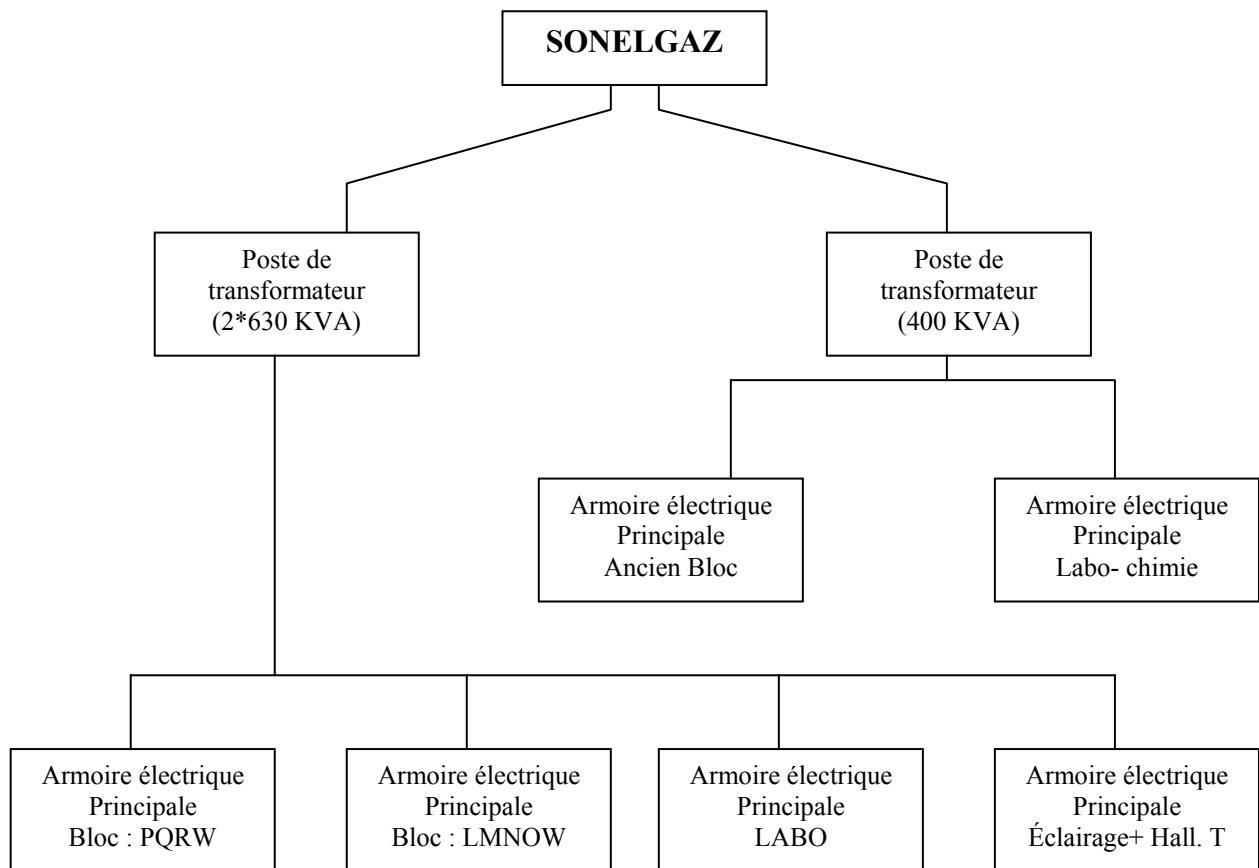


Figure 3.1 Schéma synoptique d'alimentation en électricité.

En cas de défaillance la dépense est systématiquement assurée à la base de deux groupes électrogènes ayant des caractéristiques spécifiques.

3.5.3 Groupes Electrogènes

3.5.3.1 Groupe Electrogène Deneyo Power 200 KVA

- Modèle DCA 220 AKT ;
- Phase 03 (4 fils) ; fréquence 50 Hz ;
- Puissance nominale 200 KVA ;

- Facteur de puissance 0.8 ;
- Tension nominale 220-380 V
- Courant nominal 304 A ;
- Vitesse nominale 1500 tr/mn
- 04 pôles puissance continue ;
- N°= de série 1325334 ;
- Poids 2880 Kg
- Moteur KOMATSU.

3.5.3.2 Groupe Electrogène Petbow Generators 80 KVA

- Types MF63ZA9 ;
- Phase 03 ;
- Puissance nominale continue BS2613 - 78 KVA ;
- Facteur de puissance 0.8 ;
- Tension nominale 380/220 V
- Courant nominal 118 A ;
- Fréquence 50 Hz ;

3.6 Caractéristiques des Chaudières

Les bâties principales s'approvisionnent par les chaudières à gaz dont :

3.6.1 Chaudière Ancien Bloc

- Chaudière SAPCA, TC 1000 ;
- Brûleur : gaz naturel, cuenod - PCS- 125 ;
- Pompe de circulation LMTSR 2082 ;
- Pompe de recyclage C 1420 ;
- Vase d'expansion pneumatex ;
- Modèle de remplissage LMT-J 8000.
- Puissance de 170000 à 3300000 Kcal/h.

3.6.2 Chaudière du Bloc « PQRW »

- Chaudière BUDERUS. LOUAR ;
- Brûleur : OERTLI ;
- Pompe SALMSON ;
- EURAMOCX -1801- T2 (nombre = 5) ;
- ALARKO ALPOM (nombre =2).

3.6.3 Chaudière du Bloc « LMNOW »

- Nombre de chaudières 03. STELRAD GROUP.
- Brûleur : CUENOD - nombre 02 - ORTLI - nombre 01 ; pression d'épreuve 12 bars ;
- Pompe type UPS - 80-120-F16 ;

- Modèle GRUNDFOS ; Réservoir à vessie 5001.

3.6.4 Chaudière du Hall Technologique « RDC »

- Nombre =2 ; Type NLR120 ; Année de construction 1980 ;
- Brûleur : nombre 2 (80°C max) ;
- Puissance brute 161 KW ;
- Puissance nette 161 KW ;
- Température maximale 100°C ;
- Pression maximale 5 bars ;
- Capacité 62.5 dm³ [48].

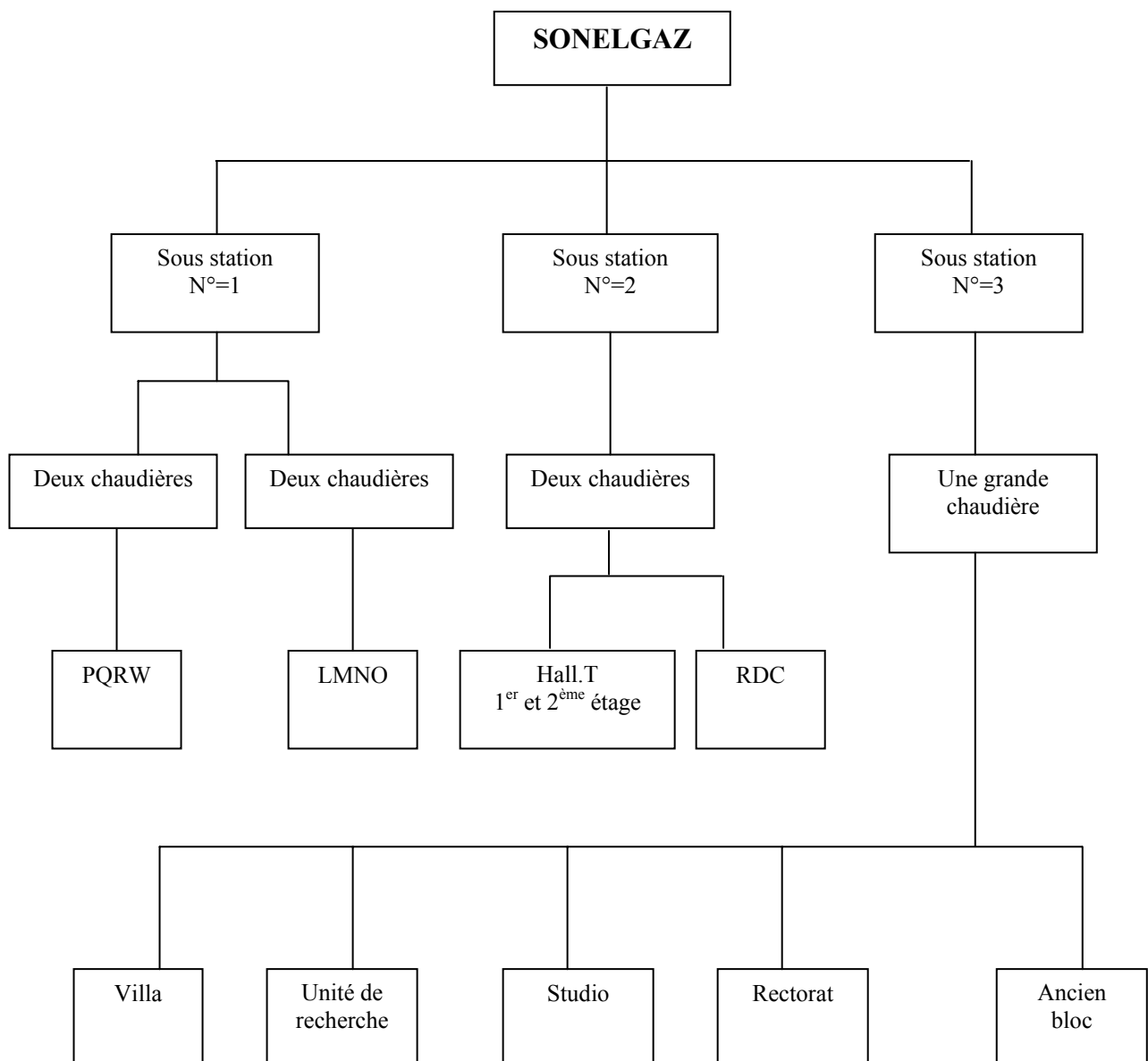


Figure 3.2 Schéma synoptique d'alimentation en gaz naturel.

3.7 Tarification

En Algérie, la politique tarifaire relève de l'état. Au lendemain de l'indépendance, sa démarche a été caractérisée par l'utilisation de l'énergie à "bon marché" pour lancer le processus d'industrialisation du pays et pour contribuer à un meilleur bien être social.

Aujourd'hui, la mise en place de mécanisme d'économie de marché fixe de nouveaux objectifs en matière de tarification :

Les tarifs devront couvrir les charges et assurer un seuil minimum d'autofinancement. Ils devront aussi rechercher l'efficacité économique et la rationalisation des comportements à travers le reflet des coûts réels.

L'application de la vérité des prix est déjà effective pour la clientèle haute tension. Les réajustements prévus devraient l'instaurer également pour la moyenne et basse tension.

3.7.1 Fondements et Principes de Tarification

Unité de Structure

L'ensemble des tarifs du système tarifaire est caractérisé par une unité de structure. Tous les tarifs sont basés sur une seule formule polynôme (Terme Fixe, Facturation de la Puissance, Facturation de l'Energie).

Efficacité Economique

La structure des tarifs reproduit la structure des coûts. Ils reflètent à chaque catégorie de consommateurs les dépenses qu'elle occasionne à la collectivité. Les prix des fournitures ont été déterminés par niveau de pression et par niveau de tension, de manière à ne répercuter les coûts de réseaux qu'aux seuls clients concernés.

Uniformisation Régionale des Tarifs

Les tarifs ne comportent aucune différenciation régionale. Ils sont établis de manière uniforme sur l'ensemble du territoire national.

Simplicité d'Application

La tarification actuelle comporte un nombre limité de tarifs (10 pour l'électricité et 6 pour le gaz). L'unité de forme des tarifs et leur nombre réduit concourent à une simplification de la gestion et de la facturation des abonnés.

Pouvoir Incitatif

Le système tarifaire offre un choix de plusieurs tarifs pour chaque niveau de tension (énergie par poste horaire, puissance mise à disposition, puissance absorbée) [49].

3.7.2 Formule Tarifaire

La structure de la tarification est identique à celle des coûts de fourniture de l'énergie, cette structure est appelée « Formule tarifaire », et son expression générale présente une équation à plusieurs termes (polynômes), elle comporte trois parties essentielles :

- Un terme constant ;
- Un terme qui facture la puissance pour l'électricité et le débit pour le gaz ;
- Un terme qui facture l'énergie.

Cette formule dépend de la livraison « électricité et gaz » et la classe de la demande des abonnés.

a) *Electricité :*

- ♦ Haute tension : 60 – 90 – 220 KV.
- ♦ Moyenne tension : 5.5 – 10 – 30 KV.
- ♦ Basse tension : 220 – 380 V.

b) *Gaz :*

- ♦ Haute pression : supérieure ou égale à 16 Bars.
- ♦ Moyenne pression : de 01 Bar – 30 millibars.
- ♦ Basse pression : 21 millibars.

Il y a trois séries de tarifs correspondant à ces niveaux de livraison qui sont proposées aux abonnés pour l'électricité, mais pour le gaz il y a deux séries de tarifs [48].

3.7.2.1 Electricité

Le polynôme qui représente cette formule tarifaire est le suivant :

$$R = a + \underbrace{cPc + dPa}_{2^{\text{ème}} \text{ terme}} + \underbrace{\sum eh.Eh + g(w - rE)}_{3^{\text{ème}} \text{ terme}} \quad (3.1)$$

1^{er} terme
2^{ème} terme
3^{ème} terme

Montant Redevance Puissance Energie

Pour les abonnés basse tension cette dernière expression se simplifiée et devient comme suit :

$$R = a + cPc + \sum eh.Eh . \quad (3.2)$$

▪ 1^{er} Terme

Le terme constant « a » en dinars par période (mois), il facture les redevances fixes relatives aux frais de gestion techniques et commerciales de l'abonné, l'entretien du raccordement au réseau, l'entretien courant et la vérification du comptage.

▪ 2^{ème} Terme « Facturation de la Puissance »

Le terme « cPc + dPa » facture la puissance selon deux grandeurs :

- La puissance mise à disposition « PMD », elle facturée selon l'expression « cPc » dont :

c : Prix unitaire (DA/kW/mois) ;

Pc : Puissance mise à disposition ;

- La puissance maximum absorbée « PMA », elle est déterminée en utilisant « dPa » dont :

d : prix unitaire de la puissance absorbée en (DA/kW/mois) ;

Pa : puissance maximum absorbée par l'abonné durant la période de facturation et qui est donnée par un indicateur de maximum.

▪ **3^{ème} Terme « Facturation de l'Energie »**

❖ **Energie Active**

Les énergies actives et réactives sont facturées selon le 3^{ème} terme ($\sum eh.Eh + g(w - rE)$) où :

eh : Prix unitaire de l'énergie active pour le poste horaire « h » en [cDA/kWh] ;

Eh : Énergie active consommée au cours du mois dans le poste horaire « h » ;

E : Énergie active (kWh) consommée au cours du mois ;

w : Énergie réactive (kvar.h) consommée au cours du mois ;

r : Valeur du rapport ($tg = \frac{w}{E}$), elle est presque égale 0.50 ce qui correspond à un $\cos \phi$ de 0.894.

g : Prix unitaire de l'énergie réactive en [cDA/kvar.h].

Remarque : les prix de l'énergie sont différenciés selon les heures d'utilisation qui dépend à la variation de la consommation de l'énergie électrique c-à-d que les coûts sont en fonction du moment de la consommation, ces variations de la demande en énergie électrique sont données par la courbe de charge nationale.

Le prix de l'énergie est différencié selon les heures d'utilisation. Les heures de la journée ont été regroupées en trois postes horaires.

Ces postes horaires sont définis sur la base de l'heure légale comme suit:

- **Heures Pointe** : Tous les jours de l'année de 17h à 21h (correspond aux heures les plus chargées) ;
- **Heures Pleines** : Tous les jours de l'année de 6h à 17h et de 21h à 22h 30 (heures moyennement chargées) ;
- **Heures Creuses** : Tous les jours de l'année de 22h 30 à 6h (heures faiblement chargées) [49].

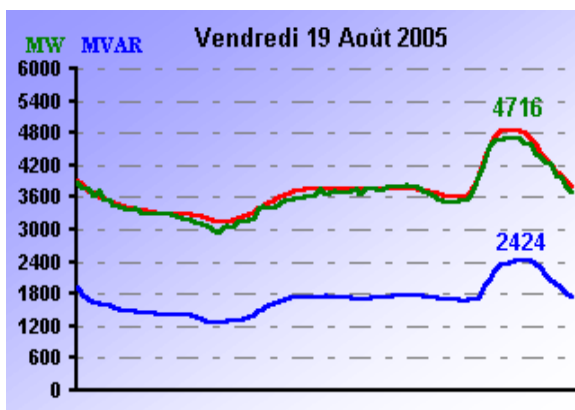
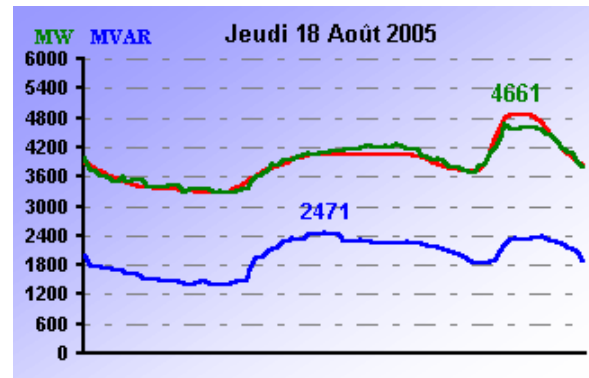
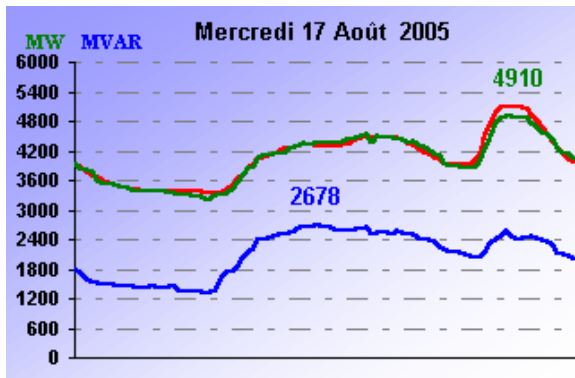
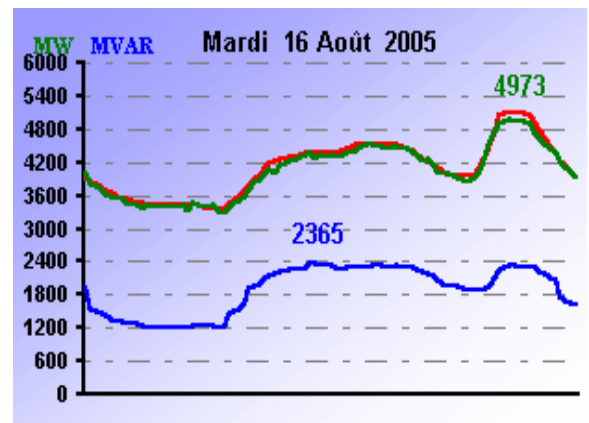
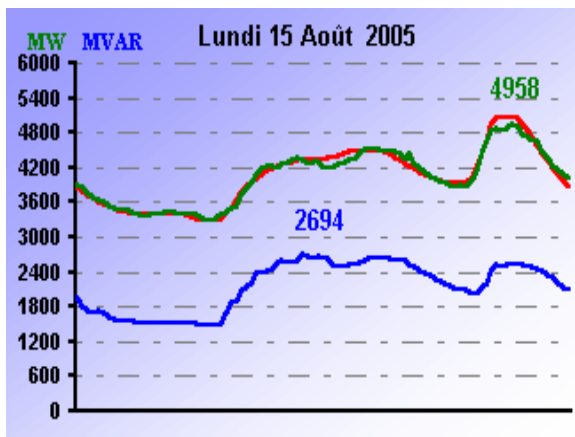
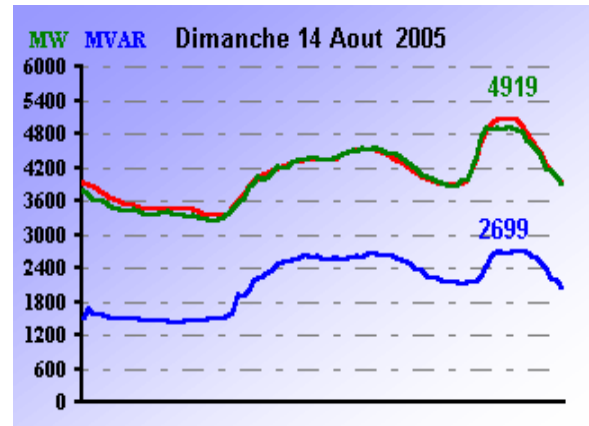
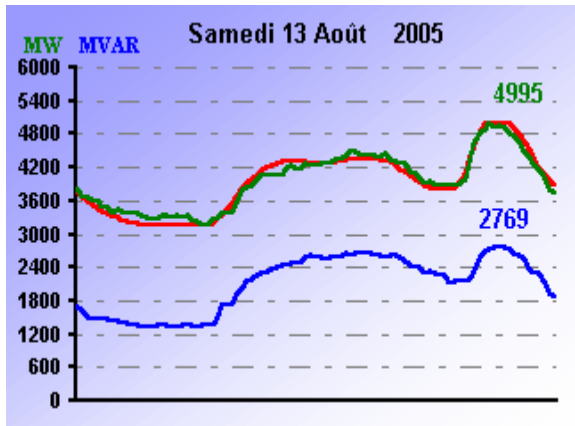
❖ **Energie réactive**

Les prix de l'énergie active donnés dans le barème s'étendent pour une fourniture normalement accompagnée d'une proportion d'énergie réactive allant jusqu'à 50% de l'énergie active, lorsque la consommation d'énergie réactive durant une période considérée dépasse la proportion de 50% d'énergie active, l'excès est facturé à l'abonné selon les prix du tarif appliqué.

L'énergie réactive non consommée en dessous de ces 50% donne lieu à une bonification par kvar / heure qui est égale au cinquième (1/5) du prix du kvar / heure propre au tarif appliqué aux abonnés.

3.7.2.2 Courbes de Charge Nationale

On prend les courbes de charge d'une semaine complète du 13/08/2005 au 19/08/2005.



La courbe verte : Puissance active ;
 La courbe bleue : Puissance réactive ;
 La courbe rouge : Puissance apparente;

Figure 3.3 Schémas représentant les variations de la courbe de charge nationale durant une semaine de l'année « 2005 ». La courbe de charge de la journée la plus chargée est : 28/12/2004 est donnée sur la figure ci-dessous.

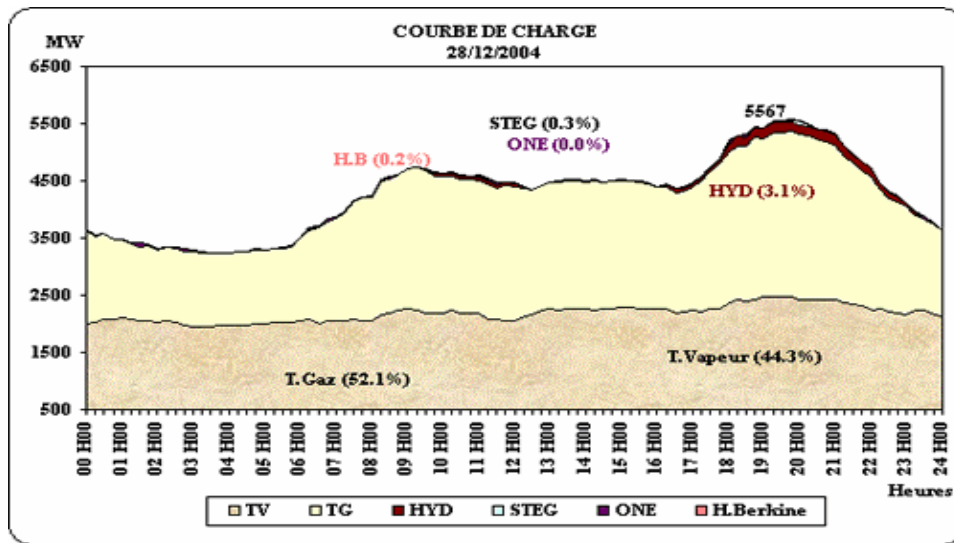


Figure 3.4 Courbe de charge nationale du 28/12/2004.

Pour tenir compte de la diversité de la clientèle, plusieurs tarifs sont proposés ; une série de tarifs est offerte aux abonnés de chaque catégorie de livraison :

- ❖ **Haute tension** : 220, 90, 60 KV.
- ❖ **Moyenne tension** : 30, 22, 5.5 KV.
- ❖ **Basse tension** : 220, 380V.

Pour identifier les tarifs on utilise un numéro de deux chiffres dont le premier indique la catégorie de la tension de livraison, le second identifie le tarif à l'intérieur de la série.

1. **Série 30** : Abonné HT

- 31
- 32

2. **Série 40** : Abonné MT

- 41 tarifs de liaison MT-HT
- 42
- 43
- 44

3. **Série 50** : Abonné BT

- 51 tarifs de liaison BT-MT
- 52
- 53
- 54

Le tarif **41** de la série MT fait le joint avec la série des tarifs HT, il en est de même du tarif **51** qui assure la liaison avec la série des tarifs de la moyenne tension, ceci permet la continuité des tarifs dans tout le système.

Quelque soit la tension d'alimentation de l'abonné, il peut opter pour n'importe quel tarif des trois séries, les tarifs peuvent être distingués et caractérisés par le nombre de période tarifaires selon lesquelles les prix de l'énergie sont différenciés.

Les tarifs **31**, **41** et **51** comporte trois périodes tarifaires : heures pointes, pleines et creuses, le prix unitaire de l'énergie active durant les heures pointes est plusieurs fois supérieur que celui des heures pleine et des heures creuses, il en est de même du prix de l'énergie active des heures peines par rapport aux heures creuses.

Les tarifs **42** et **52** ont deux périodes tarifaires pointes et hors pointes, dont la durée « hors pointes » présente la somme des heures des postes horaires des heures pleines et creuses ; le prix de l'énergie en pointe est aussi nettement supérieur à celui des hors pointes.

Les tarifs **43** et **53** ont deux périodes : nuit et jour où le prix de l'énergie du jour est plusieurs fois supérieur que celui de la nuit, cependant les tarifs 32, 44 et 54 ont une période unique [49].

3.7.2.3 Gaz

L'expression générale de la structure tarifaire est une formule polynôme qui comporte trois termes:

$$R = a + \underbrace{cDc + dDa}_{2^{\text{ème}} \text{ terme}} + \underbrace{eQ}_{3^{\text{ème}} \text{ terme}} \quad (3.3)$$

Montant 1^{er} terme 2^{ème} terme 3^{ème} terme
 Redevance Débit Energie

Où :

R : Prix de l'énergie consommée au cours de la période tarifaire.

- **1^{er} Terme**

La redevance fixe (terme fixe) qui couvre les frais de gestion technique et commerciale du client.

- **2^{ème} Terme**

Le prix du DMD (débit mis à disposition) prend en charge l'investissement consenti par l'Entreprise pour mettre à sa disposition un débit qu'il peut appeler à tout moment.

- **3^{ème} Terme**

Le prix du DMA (débit maximum appelé au cours de la période de facturation) pour les abonnés industriels HP importants, sert à inciter le client à étaler sa consommation et à éviter les appels de débit en période de pointe, avec :

- **c** : Prix unitaire en (DA/th/h/mois) ;
- **Dc** : Débit mis à disposition en (th/h).

Actuellement, la clientèle gaz est répartie selon 3 niveaux de pression [49] :

Clientèle Haute pression (HP)	Pression d'alimentation supérieur ou égale à 4 bars	Clients industriels
Clientèle moyenne pression (MP)	Pression d'alimentation comprise entre 0.025 et 1.3 bars absolus	petites et Moyennes industries Tertiaire
Clientèle basse pression (BP)	Pression d'alimentation égale à 25 mbars	Domestiques

Tableau 3.2 Différentes clientèles du gaz naturel.

Six tarifs sont proposés à la clientèle gaz, dont un tarif social destiné aux ménages. Ces tarifs sont identifiés à travers deux chiffres, dont le premier indique le niveau de livraison et le second identifie le tarif à l'intérieur de la série.

- **Haute Pression**

Régie par deux tarifs :

Tarif 11 : Destiné aux clients HP ayant souscrit un débit mis à disposition supérieur à 50000 thermie/heure. C'est le seul tarif qui facture le débit maximum absorbé durant la période de facturation.

Tarif 21T : Destiné aux autres abonnés Haute Pression raccordés au réseau transport gaz.

- **Moyenne Pression**

Régie par deux tarifs :

Tarif 21 : Il est proposé aux clients MP importants, Il convient aux abonnés ayant souscrit un débit mis à disposition supérieur à 2500 thermies/heure.

Tarif 22 : Destiné aux clients MP (débit mis à disposition supérieur à 160 thermie /heure). Il ne facture que le débit mis à disposition.

- **Basse Pression**

Régie par deux tarifs :

Tarif 23.2 : Orienté vers la clientèle BP (ménages essentiellement). Il ne facture pas le débit mis à disposition.

Tarif 23.1 : Similaire au tarif 23.2 ci dessus mais applicable uniquement aux quantités de thermies consommées par les ménages jusqu'à concurrence de 375 thermies/mois.

- **Remarques**

Les tableaux qui suivent sont comptés du **1^{er} Juin 2005**, décision **D/06-05/CD** du **30 Mai 2005**.

DMD (thermie/heure)	Code décret 22		Code décret 23		Tarif agent
	65-72-82 Ménage	66-71-84 Non ménage	67-74-83 Ménage	68-78-88 Non ménage	69-76-89
50	2227.83	2227.83	81.51	81.51	81.51
100	2586.33	2586.33			
160	3016.53	3016.53			
250	3661.83	3661.83			
400	4737.33	4737.33			
650	6529.83	6529.83			
1000	9039.33	9039.33			
1600	13341.33	13341.33			
2500	19794,33	19794,33			

Tableau 3.3 Barèmes en hors taxes des primes fixes Gaz (Basse Pression)
en (DA / Trimestre).

DMD (thermie/heure)	Code décret 22		Code décret 23		Tarif agent
	65-72-82 Ménage	66-71-84 Non ménage	67-74-83 Ménage	68-78-88 Non ménage	69-76-89
50	2383.78	2383.78	87.22	87.22	87.22
100	2767.37	2767.37			
160	3227.69	3227.69			
250	3918.16	3918.16			
400	5068.94	5068.94			
650	6986.92	6986.92			
1000	9672.08	9672.08			
1600	14275.22	14275.22			
2500	21179.93	21179.93			

Tableau 3.4 Barèmes en TTC (TVA 7%) des primes fixes Gaz (Basse Pression)
en (DA /Trimestre).

GAZ			
Code tarif	Redevance fixe (DA/mois)	DMD (DA/mois/Thermie/heure)	Energie (cDA/ Thermie)
21	6231.41	9.82	16.25
22	623.11	2.39	33.70
23	27.17	--	30.94

Tableau 3.5 Barèmes des prix en hors taxes abonnées Moyenne Pression.

GAZ		
Code tarif	Décret GDA	Prix unitaires (HT) DA / Thermie
22	65	0.337
	72	
	82	
	66	0.337
	71	
	84	
23	67	Tranche une : 0.160 Tranche deux : 0.309
	74	
	83	
	68	0.309
	78	
	88	
Tarif Agent	69	0.093
	76	
	89	

Tableau 3.6 Barèmes en hors taxes des prix unitaires Gaz (BP) en (DA).

GAZ		
Code tarif	Décret GDA	Prix unitaires (TTC) DA / Thermie
22	65	0.361
	72	
	82	
	66	0.361
	71	
	84	
23	67	Tranche une : 0.172 Tranche deux : 0.331
	74	
	83	
	68	0.331
	78	
	88	
Tarif Agent	69	0.099
	76	
	89	

Tableau 3.7 Barèmes en TTC (TVA 7%) des prix unitaires Gaz (BP) en (DA).

3.8 Facturation de l'Energie

Elle est facturée par le troisième terme de la formule tarifaire :

- $eh.Eh + g(w - rE)$: pour l'électricité ;
- eQ : pour le gaz.

3.8.1 Facturation des Energies Actives et Réactives « MT »

Les consommations sont mesurées par plusieurs compteurs selon les combinaisons suivantes :

Combinaison 01	Triple tarif (TT)
Combinaison 02	Triple tarif (TT) + 3ST monophasés + ST ou DT réactif
Combinaison 03	Triple tarif (TT) + ST triphasés + ST ou DT réactif
Combinaison 04	Triple tarif (TT) + ST triphasés + 3ST monophasés + ST ou DT réactif

Tableau 3.8 Différents types de Combinaisons de comptage.

La facturation de l'énergie MT se fait sur la base d'index relevé par cadran et par compteur selon la formule : $(NI - AI) \cdot CL$

- NI : Nouvel index ;
- AI : ancien index ;
- CL : coefficient de lecture du compteur.

Avant la facturation, les contrôles ci-après doivent être effectués :

Contrôle entre les consommations enregistrées :

1. Par compteur : TT par rapport au ST ou par rapport aux ST monophasés ;
2. Par rapport aux consommations historiques.

1 ^{er} cas correspond aux combinaisons 2 et 4	$\frac{\text{Energie sur TT} - \text{Energie sur 3 mono}}{\text{E sur 3 mono}} < 20\%$ Et $\frac{\text{E sur comptage} - \text{E historique}}{\text{E historique}} < 50\%$	} Facturation autorisée
2 ^{ème} cas correspond à la combinaison 3	$\frac{\text{Energie sur TT} - \text{Energie sur ST triphasé}}{\text{Energie sur ST triphasé}} < 20\%$ Et $\frac{\text{E sur comptage} - \text{E historique}}{\text{E historique}} < 50\%$	

3 ^{ème} cas correspond à la combinaison 1	$\frac{\text{Energie sur TT} - E \text{ historique}}{E \text{ historique}} < 50\%$ } Facturation autorisée
4 ^{ème} cas correspond à l'énergie réactive	$\frac{\frac{ER}{EA}(\text{mois } m) - \frac{ER}{EA}(\text{mois } m - 1)}{\frac{ER}{EA}(\text{mois } m - 1)} < 50\%$ } Bonus ou Malus facturés

Tableau 3.9 Principales conditions à respecter avant la facturation.

Où :

ER : Energie réactive ;

EA : Energie active.

- Si les conditions sur l'énergie sont satisfaites, il y aura une facturation sur index ; dans le cas contraire il y aura alors une estimation.
- Si la condition sur l'énergie réactive n'est pas satisfaite, il n'y aura ni majoration ni bonification [49].

3.8.2 Facturation des Pertes à Vide et en Charge

En plus de la facturation de la consommation enregistrée, il y a lieu de rajouter les pertes d'énergie active et réactive du (des) transformateur (s) quand ce (ces) dernier (s) est (sont) situé (s) avant comptage.

En fonction de la puissance et du type du transformateur il y a des taux qui correspondent aux pertes appliquées ; ces éléments sont prisés pour chaque contrat.

Pertes actives en charge (%)	Pertes actives à vide en (kWh/h)	Pertes réactives en charge (%)	Pertes réactives à vide en (kvar.h/h)
% de la consommation par poste horaire	Sur la base de : - forfait 720 h/ mois - coefficient pertes à vide	% de la consommation retenue	Sur la base de : - forfait 720 h/ mois - coefficient pertes à vide

Tableau 3.4. Facturation des Pertes à Vide et en Charge.

3.8.3 Facturation de l'Energie MP « GAZ »

La facturation « Q » est déterminée selon les formules :

$$Q = V_c \cdot \frac{PCS}{E} \quad : \text{ Pour les clients livrés à 0.300 bars ou à 1 bar} \quad (3.4)$$

$$Q = V_b \cdot \frac{PCS}{E} \quad : \text{ Corrigé pour les clients livrés à 0.21 bars} \quad (3.5)$$

🚦 Développement de la Première Formule (3.4)

PCS : Pouvoir calorifique supérieur est le quantité de chaleur dégagée suite à la combustion d'une quantité de gaz dans les conditions normales de température et de pression (mesuré à 15° C et 1 bar), il est égal à 9.40 th/m³ pour le gazoduc Ouest et centre, et égal à 9.45 th/m³ pour le gazoduc Est.

V_c : Volume corrigé, exprimé en m³ et mesuré aux conditions contractuelles de livraison c'est-à-dire à une température de 15° C et une pression de 1 bar.

$$V_c = V_b \cdot p \cdot T \cdot \frac{1}{z} \quad (3.6)$$

Avec :

$$V_b = (NI - AI) \cdot CL \quad (3.7)$$

Où :

$$p = \frac{P_r + P_1}{P_2} : \text{Coefficient de correction du compteur ;}$$

P_r : pression de livraison en bar ;

P₁ : pression atmosphérique= 1.01325 bars ;

P₂ : pression contractuelle =1 bar.

$$T = \frac{273.16 + t}{273.16 + 15} : \text{Coefficient de correction de la température.}$$

Si on prend « t » égale à 15° (moyenne statistique des températures relevées) on obtient :

$$T = \frac{273.16 + 15}{273.16 + 15} = 1$$

z : est un facteur de compressibilité du gaz pris égal à 1 pour les abonnés qui ont une pression de gaz inférieure à 20 mbars (abonnés de distribution)

▪ Cas des clients livrés à 0.300 bars :

$$P_r = 0.3 \quad P_1 = 1.01325 \quad P_2 = 1$$

$$V_c = V_b \cdot \frac{0.300 + 1.01325}{1} = V_b \cdot 1.31325$$

Et comme V_b=1, alors V_c=0.31325.

🚦 Développement de la Deuxième Formule (3.5)

Elle concerne les clients livrés à 0.021 bars qui sont assimilés à des clients MP. La correction du volume ne se fait pas. Elle prise en considération dans la correction du PCS/E.

$$V_b = (NI - AI) \cdot CL$$

$$Q = V_b \cdot \text{PCS/E corrigé} = \text{PCS/E} (15^\circ, 1 \text{ bar}) \cdot k \cdot L$$

$$k = \frac{273.16 + 15}{273.16} \times \frac{760}{750} = 1.069, \text{ coefficient de correction de température.}$$

t : température au compteur=15°.

L : coefficient lié à l'altitude [48].

3.9 Facturation de la Puissance et du Débit MT/MP

Elle est facturée par le deuxième terme de la formule tarifaire :

- Electricité : $c \cdot pc + d \cdot pa$
- Gaz : $c \cdot dc$

3.9.1 Abonnés Moyenne Tension «MT»

Puissance Maximale Appelée « PMA »

La puissance maximale appelée est mesurée par un indicateur de maximum, elle est facturée par :

- Collecte (valeurs fixées par le gestionnaire) ;
- Estimation faite ordinateur ;
- Sur relevé.

N.B : la PMA non facturée au cours d'une période est perdue.

Puissance Mise Disposition « PMD »

La puissance mise à disposition est facturée au prorata temporisé de la période de consommation.

3.9.2 Abonnés Moyenne Pression « MP »

Le débit mis à disposition est facturé au prorata temporisé de la période de consommation.

Facturation de la Redevance Fixe

Représentée par le premier terme constant de la formule tarifaire. Elle est reprise au niveau de la facture par l'appellation : **prime fixe**, elle couvre les frais de gestion technique et commerciale du client, elle s'exprime par DA/mois.

Autres Redevances et Prestations

- Droit fixe sur la consommation d'énergie électrique ;
- Facturation de prestations MT/MP ;
- Impôts et taxes : cette rubrique traite essentiellement : le timbre de quittances et la taxe sur la valeur ajoutée (T.V.A) [49].

3.10 Conclusion

Après avoir étudié la méthodologie pour une étude de pré-faisabilité tels que : l'intégration technique d'une unité de cogénération, la meilleure solution technologique et l'évaluation de l'impact d'une cogénération que ce soit des opportunités ou des contraintes, elles permettent d'évaluer les éventuels surcoûts liés aux adaptations nécessaires pour assurer une bonne intégration, cette dernière exige la connaissance des consommations d'énergie de l'établissement à étudier « CUB- Batna ».

Dans ce chapitre, on a essayé de mettre en évidence la politique tarifaire en Algérie. Sa démarche a été caractérisée par l'utilisation de l'énergie pour lancer le processus d'industrialisation du pays et pour contribuer à un meilleur bien être social.

Ainsi que la structure de la tarification est identique à celle des coûts de fourniture de l'énergie. Il s'agit des consommations de chaleur et d'électricité étant donné que la cogénération permet de produire ces deux types d'énergie.

A présent, le chapitre suivant concernera les consommations énergétiques du CUB 1

Chapitre Quatre

CONSOMMATION ENERGETIQUE DU CUB 1

4.1 Introduction

La prévision de la consommation de l'énergie constitue une tâche très essentielle pour les consommateurs et le producteur en même temps, dans ce chapitre nous analyserons la dépense d'énergie (électricité et gaz) au cours d'une période bien déterminée (du Janvier 2004 jusqu'à Décembre 2006). Sachant que ces factures « factures de consommation en énergie électrique et gaz » ont été procuré du rectorat « service du moyens généraux » de l'université de Batna.

Avant d'aborder cette étude, il est évident de rappeler que le campus universitaire « CUB1 » est alimenté par un réseau de 10 KV, à partir de deux postes de transformations « MT/BT », dont les deux contrats avec SONELGAZ sont :

	Puissance du transformateur (KVA)	N° de contrat	TARIF	PMD (KW)
Poste 154 (01)	2 × 630	2291302	42	500
Poste 56 (02)	400	2291083	42	320

Tableau 4.1 Postes de transformation électrique et leurs contrats.

Pour des raisons de comptage on a généralement quatre types de comptage selon la « PMD » :

- Type simplifié : PMD < 50 KW ;
- Type A : 50 < PMD < 500 KW ;
- Type B : 500 < PMD < 1500 KW ;
- Type C : PMD > 1500 KW.

Alors pour une « PMD » de 500 et 320 KW, les deux postes sont accompagnés par deux compteurs de types A, ayant les caractéristiques suivantes :

- Un compteur triple tarif (Totalisateur TT) ;
- Un compteur actif simple tarif (nuit) ;
- Un compteur actif simple tarif (pointe) ;
- Un compteur actif simple tarif (jour) ;
- Un compteur réactif simple tarif ;
- Un indicateur de puissance maximum (PMA).

Pour le gaz les quatre sous stations sont accouplées à deux compteurs :

	Compteur 01 (Poste 4564)	Compteur 02 (Poste 1722)
Pression moy	0.300 bars	0.021 bars
PCS (th/m ³)	9.45	8.68
N° de contrat	2289016	2289043
Tarif	23	23

Tableau 4.2 Compteurs du gaz naturel et leurs caractéristiques.

4.2 Année de Référence

Le dimensionnement d'une unité de cogénération se fait sur une année entière. Il est donc primordial de choisir l'année qui est la plus représentative de l'activité de l'établissement :

1. Soit une année de consommation faible, si l'activité est susceptible à diminuer et/ou si des mesures d'utilisation rationnelle d'énergie sont prévues ;
2. soit une année de consommations élevée, si l'activité est susceptible d'augmenter, suite à une extension de l'établissement, par exemple.

Une analyse des consommations d'énergie des dernières années permet de connaître cette tendance (à la hausse ou à la baisse) pour les années à venir. Par ailleurs, on veillera à normaliser la consommation thermique en fonction d'une année climatique moyenne type. Autrement dit, si l'année choisie correspond justement à une année froide, les besoins en chaleur seront plus important que la normale, ce qui risque de fausser le dimensionnement (à la hausse) et donc les calculs de rentabilité du projet.

Cette année est appelée année de référence pour l'étude de pré-faisabilité d'une cogénération. Pour toutes ces conditions on a pris de choisir pour notre étude l'année 2004 voir aussi la disponibilité des factures de cette année ; car on a eu des difficultés énormes pour obtenir ces factures.

4.3 Dépenses d'Electricité

Prenant la consommation d'électricité durant les trois dernières années (36) mois, du Janvier 2004 jusqu'au Décembre 2006, d'où les données sont rangées dans les tableaux suivants :

4.3.1 Consommation Electrique en 2004

Poste 154 « 01 »

	JAN	FEV	MARS	AVRIL	MAI	JUIN
Heures hors pointes	123585	48367	72179	55979	53649	52845
Heures pointes	22079	8413	12959	10283	9693	9628
La somme	145664	56780	85138	66262	63342	62473
W (Kvar.h)	214051	85155	130198	105111	101072	103075
PMA (KW)	288	354	532	414	395	390
Montant [D.A]	390753.47	191472.34	282661.81	225313.94	215435.07	214152.14

JUI	AOUT	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
42468	36456	42826	41255	41001	50591	661201
8271	7429	8440	7700	6968	8386	120249
50739	43885	51266	48955	47969	58977	781450
78316	72456	83581	81498	79053	88281	-----
164	274	62	98	128	168	3267
165382.29	165695.81	154863.94	152477.29	150758.09	179441.36	2488407.55

Tableau 4.3 Consommation électrique du poste 154 en 2004.

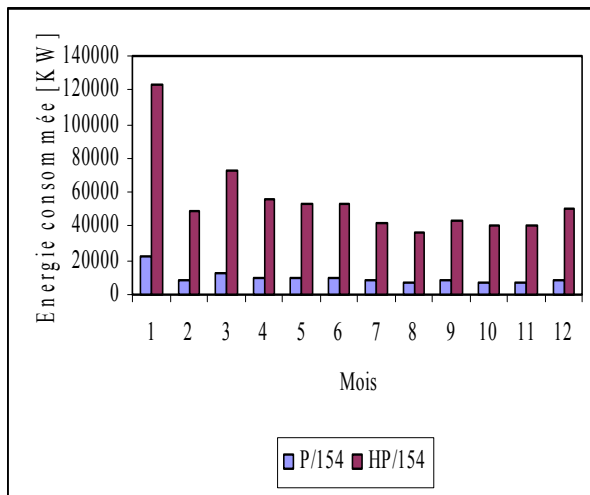


Figure 4.1.a Comparaison de consommation en heures P et HP du poste 154/2004.

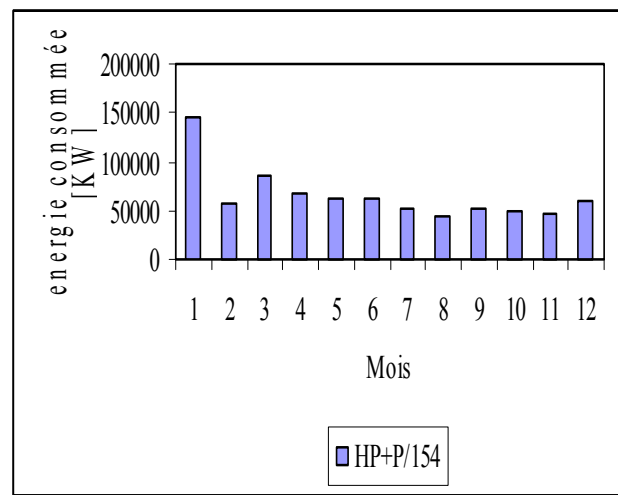


Figure 4.1.b Consommation annuelle totale en heures P et HP du poste 154/2004.

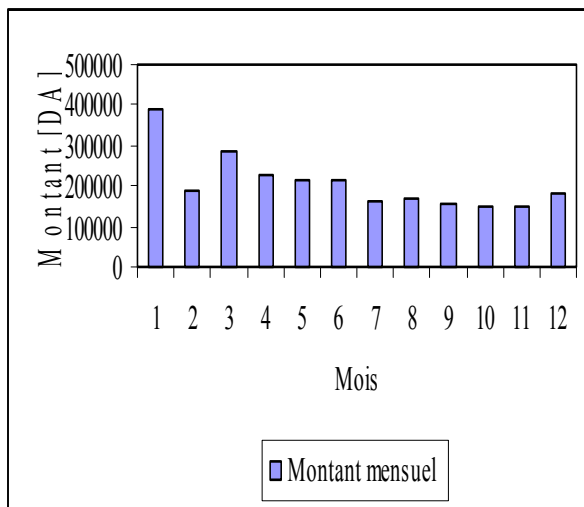


Figure 4.1.c Variation du montant durant l'année 2004 du 154.

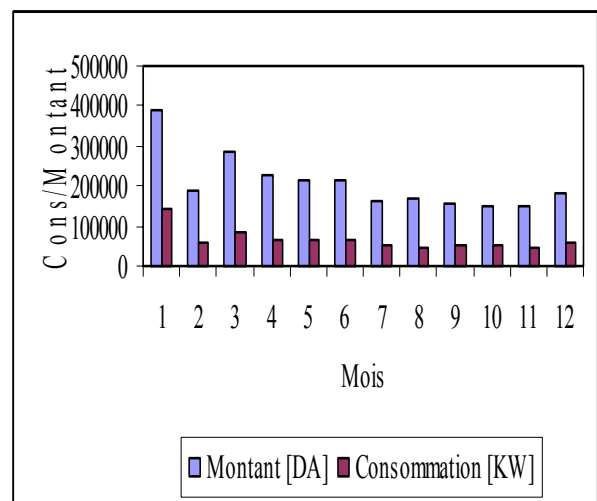


Figure 4.1.d Comparaison entre le montant et consommation du 154/2004.

Poste 56 « 02 »

	JAN	FEV	MARS	AVRIL	MAI	JUIN
Heures hors pointes	26924	6481	33419	18031	18671	15945
Heures pointes	4821	3335	4097	3203	3094	2670
La somme	31745	9816	37516	21234	21765	18615
W (Kvar.h)	16420	12504	17099	16628	17322	16858
PMA (KW)	90	90	90	95	90	90
Montant [D.A]	85101.64	52063.59	88655.78	66145.76	65790.43	60046.40

JUI	AOUT	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
13831	11758	16241	11710	15148	9100	197259
2221	1855	2838	1952	2553	1562	34206
16052	13613	19079	13662	17701	10662	231465
13174	8755	6165	3337	1152	6456	-----
90	90	90	90	65	60	1030
56470.00	50134.17	61797.86	49958.18	54875.03	40365.32	731404.16

Tableau 4.4 Consommation électrique du poste 56 en 2004.

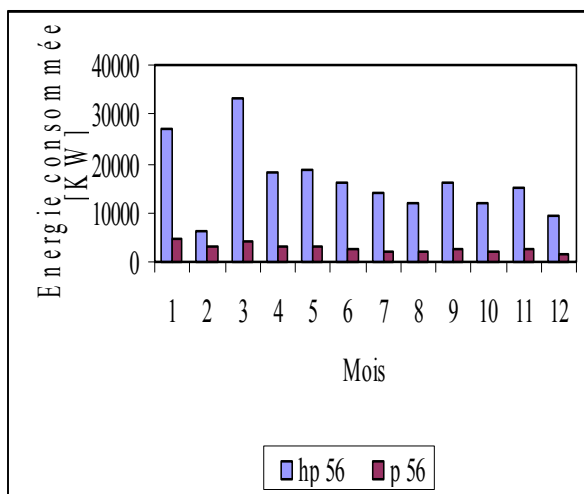


Figure 4.2.a Comparaison de consommation en heures P et HP du poste 56/2004.

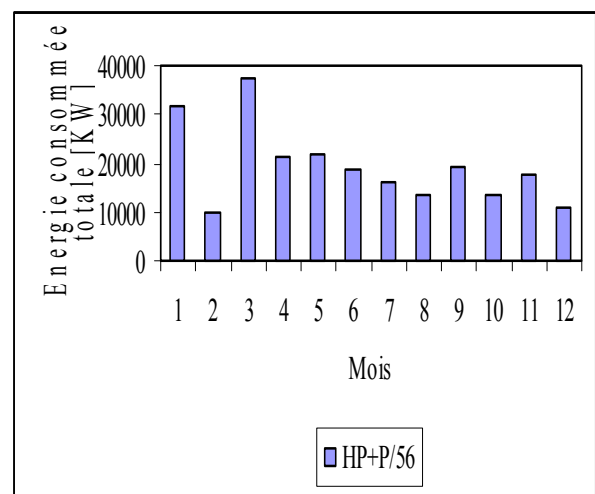


Figure 4.2.b Consommation annuelle totale en heures P et HP du poste 56/2004.

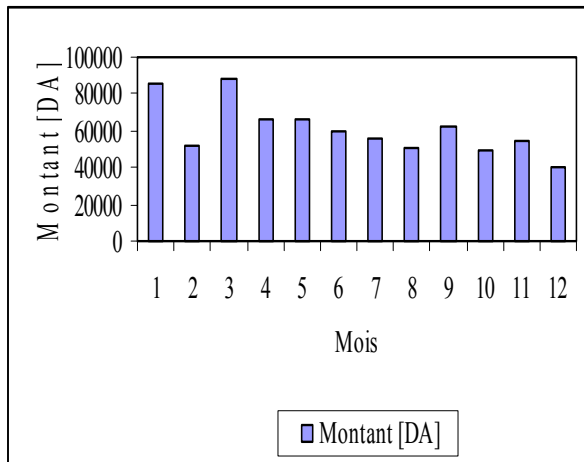


Figure 4.2.c Variation du montant durant l'année 2004 du poste 56.

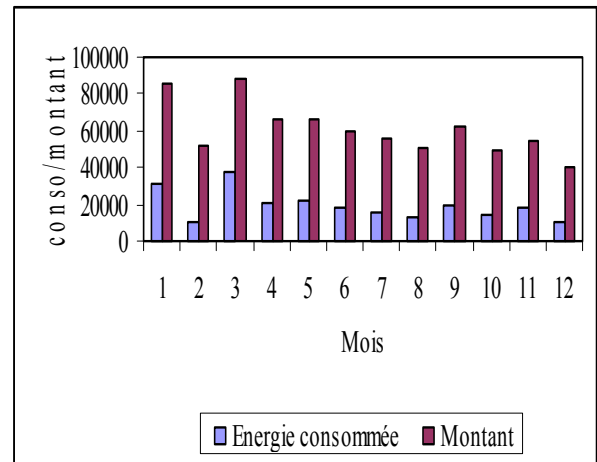


Figure 4.2.d Comparaison entre le montant et consommation du 56/2004.

4.3.2 Consommation Electrique en 2005

Poste 154 « 01 »

	JANV	FEV	MARS	AVRIL	MAI	JUIN
Heures hors Pointes	59924	70560	46970	84227	38803	49269
Heures pointes	10216	11662	7918	11477	10229	9461
La somme	70140	82222	54888	95704	49032	58730
W (Kvar)	104475	120930	78547	114538	96158	86628
PMA (KW)	423	496	182	577	112	142
Montant [D.A]	241628.59	278588.12	170827.22	302152.52	172400.57	197880.62

JUI	AOUT	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
50040	36103	38847	36669	49452	62193	573605
9738	7162	7498	6520	8380	10321	102202
59778	43265	46345	43189	57832	72514	675807
82664	58557	67419	64313	86253	99058	-----
360	92	91	112	182	182	2697
231360.28	147318.89	145721.41	148680.82	175286.55	230918.35	2267477,39

Tableau 4.5 Consommation électrique du poste 154 en 2005.

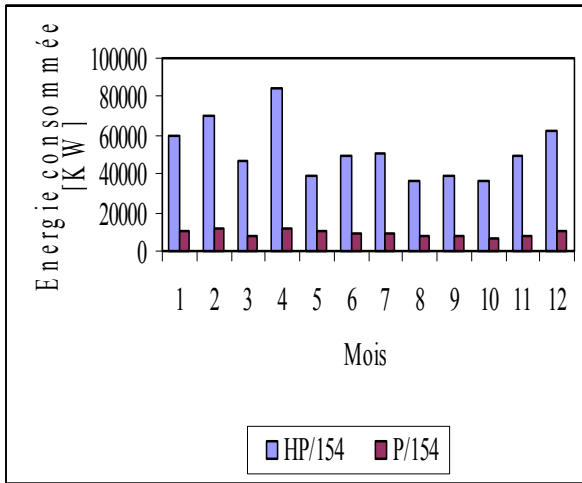


Figure 4.3.a Comparaison de consommation en heures P et HP du poste 154/2005.

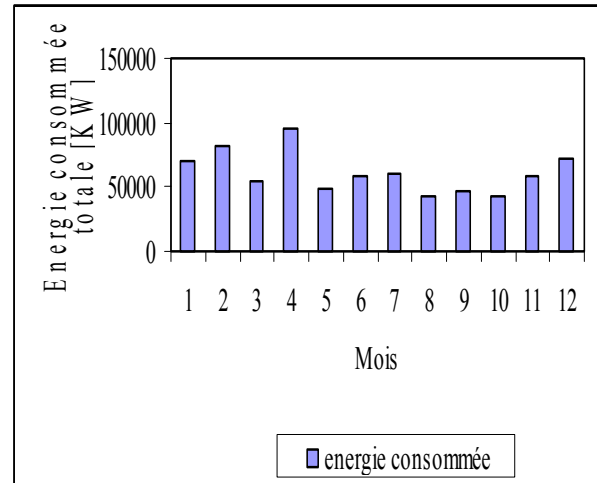


Figure 4.3.b Consommation annuelle totale en heures P et HP du poste 154/2005.

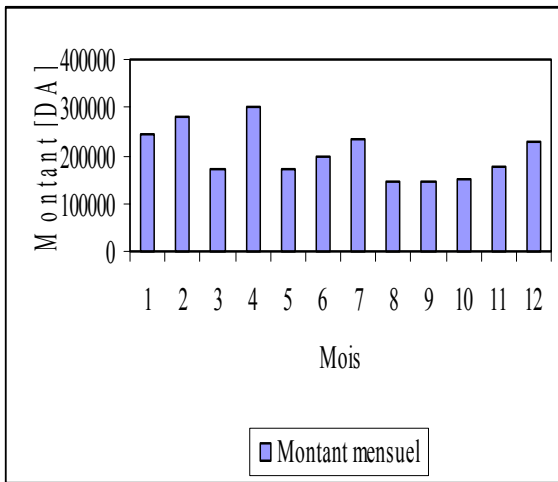


Figure 4.3.c Variation du montant durant l'année 2005 du 154.

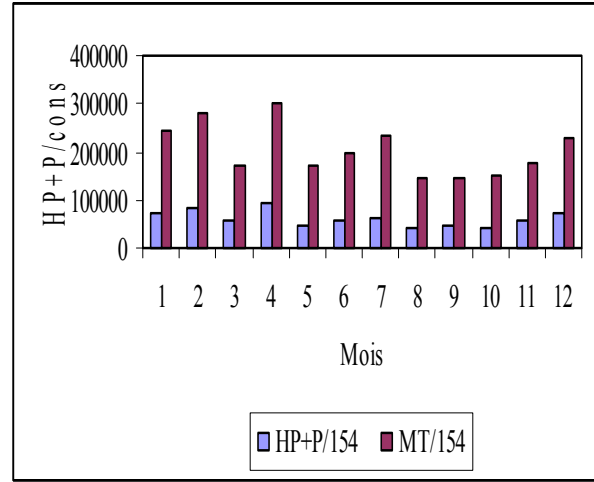


Figure 4.3.d Comparaison entre le montant et la consommation du poste 154/2005.

Poste 56 « 02 »

	JANV	FEV	MARS	AVRIL	MAI	JUIN
Heures hors pointes	35095	31783	20043	25663	19084	14988
Heures pointes	6500	5859	3668	4719	3423	2888
La somme	41595	37642	23711	30382	22507	17876
W (Kvar.h)	32371	30636	18886	28693	23767	19565
PMA (KW)	78	78	78	78	78	78
Montant [D.A.]	113192.84	104677.11	73108.19	89649.08	72088.93	68456.89

JUI	AOUT	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
15764	13986	11694	13769	16826	22897	224766
3095	2950	2477	2868	3732	4676	43123
18859	16936	14171	16637	20558	27573	267889
20525	17528	16456	18912	20385	21191	-----
78	78	78	78	78	78	936
7124052	66843.10	60230.74	66510.05	76968.28	91582.28	817348,99

Tableau 4.6 Consommation électrique du poste 56 en 2005.

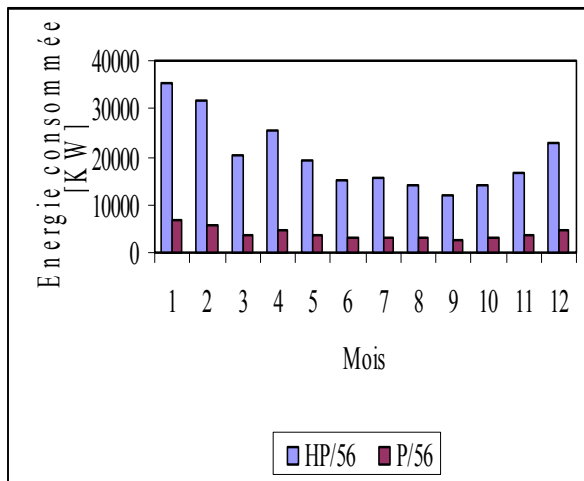


Figure 4.4.a Comparaison de consommation en heures P et HP du poste 56/2005.

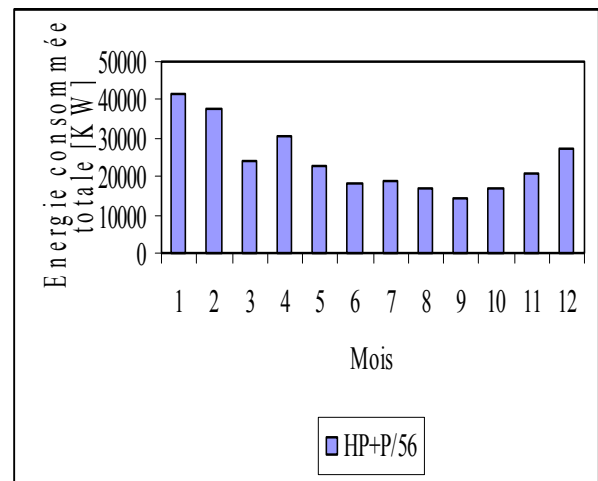


Figure 4.4.b Consommation annuelle totale en heures P et HP du poste 56/2005.

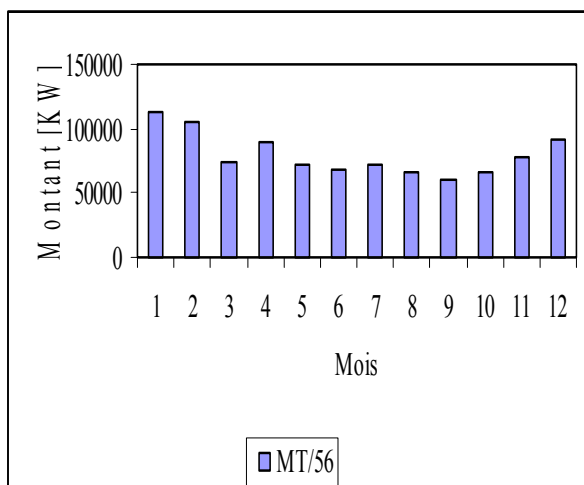


Figure 4.4.c Variation du montant durant l'année 2005 du poste 56.

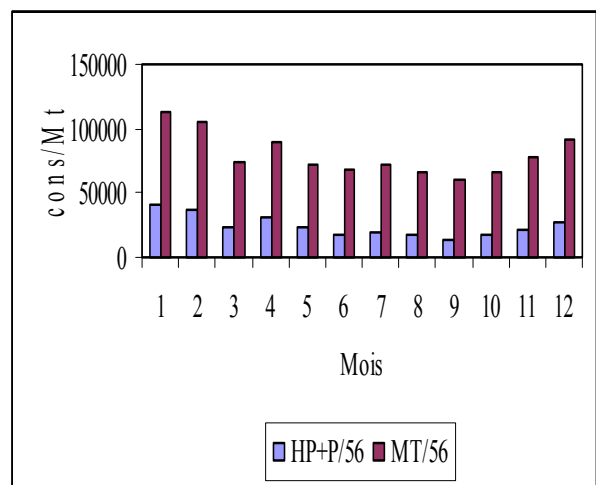


Figure 4.4.d Comparaison entre le montant et la consommation du poste 56/2005.

4.3.3 Consommation Électrique en 2006

✚ Poste 154 « 01 »

	JAN	FEV	MARS	AVR	MAI	JUIN
Heures hors pointes	69652	83007	70467	71273	59839	54420
Heures pointes	12393	14227	12170	11358	12759	10337
La somme	82045	97234	82637	82631	72598	64757
W (Kvar.h)	112826	131677	114163	105599	120882	93178
PMA (KW)	182	204	209	120	188	207
Montant [D.A]	259927.77	328624	289090.60	266269.49	277936.39	243779.92

JUI	AOUT	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
42507	36496	31962	48017	44225	67673	445154
8745	7800	6370	9158	7605	11271	81044
51252	44296	38332	57175	51830	78944	526198
67204	64017	57359	93569	78246	110209	-----
207	188	188	124	100	188	-----
210362.66	184439.83	171435.37	212633.09	169349.05	281656.62	1850068.76

Tableau 4.7 Consommation électrique du poste 154 en 2006.

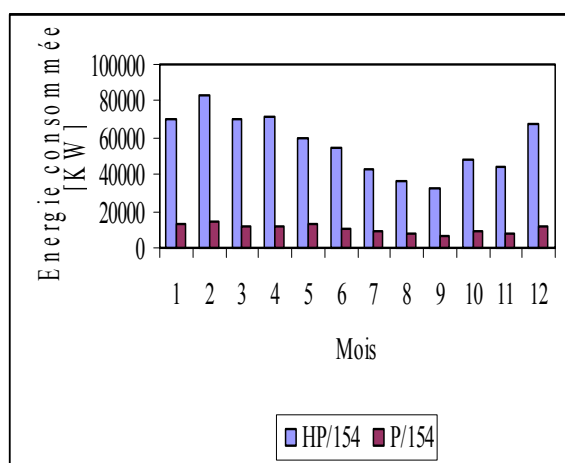


Figure 4.5.a Comparaison de consommation en heures P et HP du poste 154/2006.

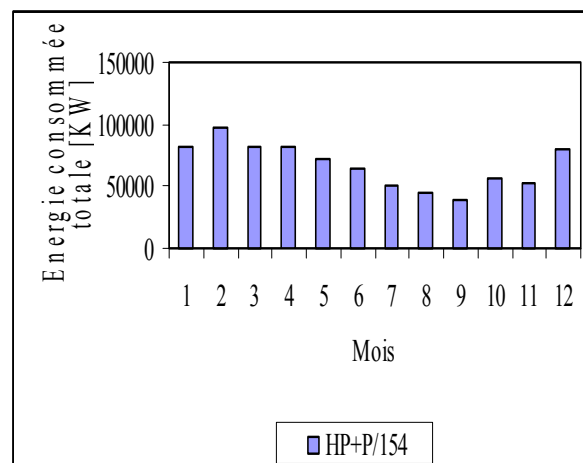


Figure 4.5.b Consommation annuelle totale en heures P et HP du poste 154/2006.

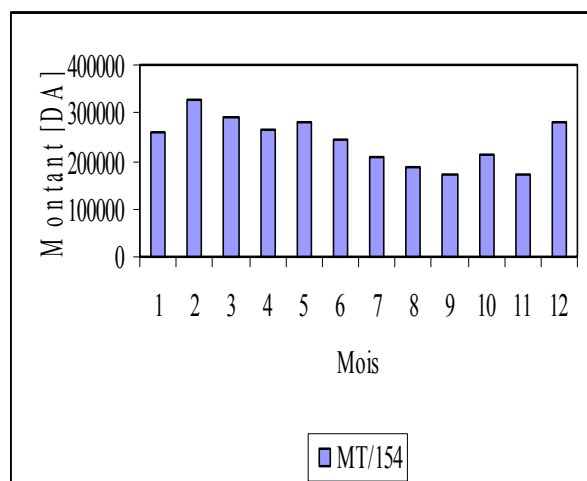


Figure 4.5.c Variation du montant durant l'année 2006 du poste 154.

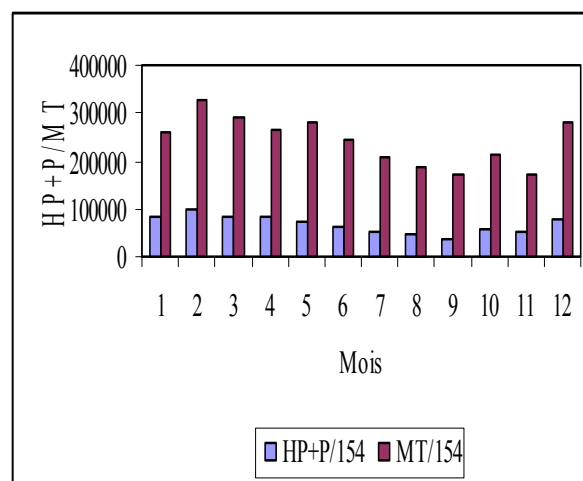


Figure 4.5.d Comparaison entre le montant et la consommation du poste 154/2006.

Poste 56 « 02 »

	JAN	FEV	MARS	AVRIL	MAI	JUIN
Heures hors pointes	30580	25960	26007	17774	14413	12187
Heures pointes	6076	5077	4984	2956	3333	2394
La somme	36656	31037	30991	20370	17746	14581
W (Kvar.h)	26223	22237	23472	14559	16654	13207
PMA (KW)	78	78	78	78	78	78
Montant [D.A.]	112997.56	108096.31	107959.58	77394.92	76368.99	64725.35

JUI	AOUT	SEP	OCT	VOV	DEC	TOTAL
11859	11904	9428	12131	17058	26523	138825
2511	2653	1932	2626	3512	5224	27113
14370	14557	11360	14757	20570	31747	165938
12206	12231	9563	10500	14849	21412	-----
78	78	78	78	78	78	936
64743.45	65892.04	55875.19	65291.26	86432.86	114197.60	1300734,75

Tableau 4.8 Consommation électrique du poste 56 en 2006.

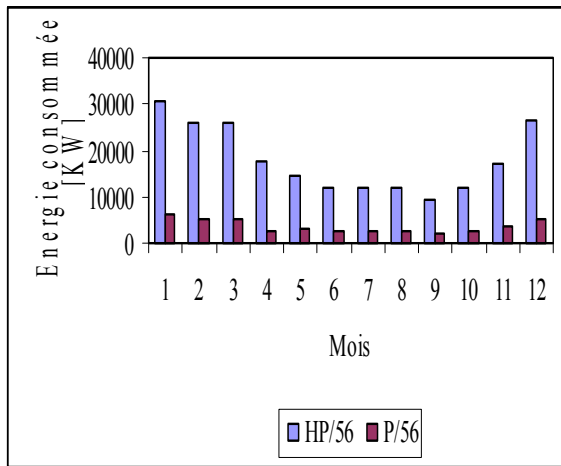


Figure 4.6.a Comparaison de consommation en heures P et HP du poste 56/2006.

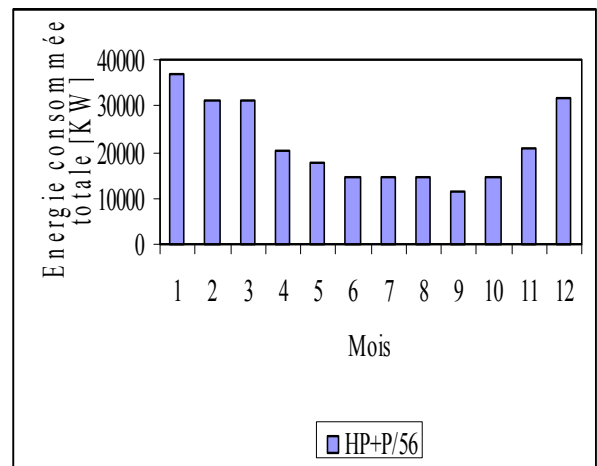


Figure 4.6.b Consommation annuelle totale en heures P et HP du poste 56/2006.

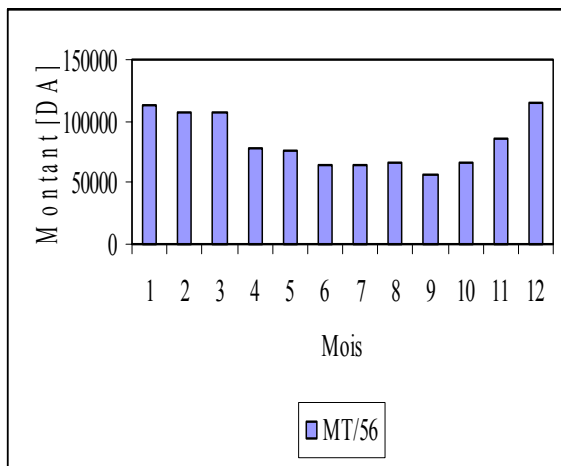


Figure 4.6.c Variation du montant durant l'année 2006 du poste 56.

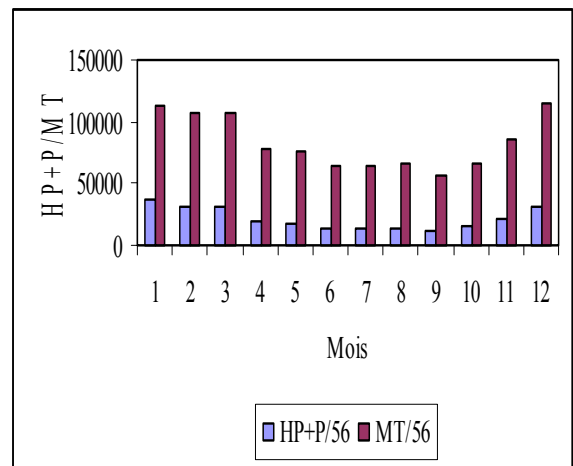


Figure 4.6.d Comparaison entre le montant et la consommation du poste 56/2006.

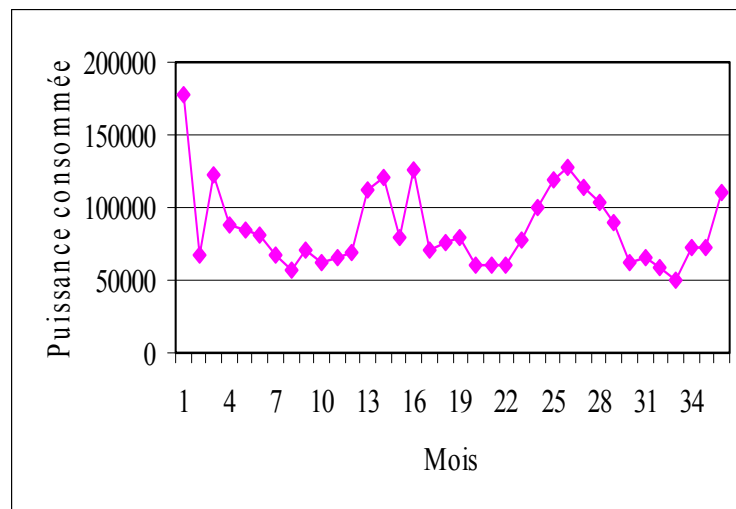


Figure 4.7.a Consommation totale du 2004 jusqu'à 2006.

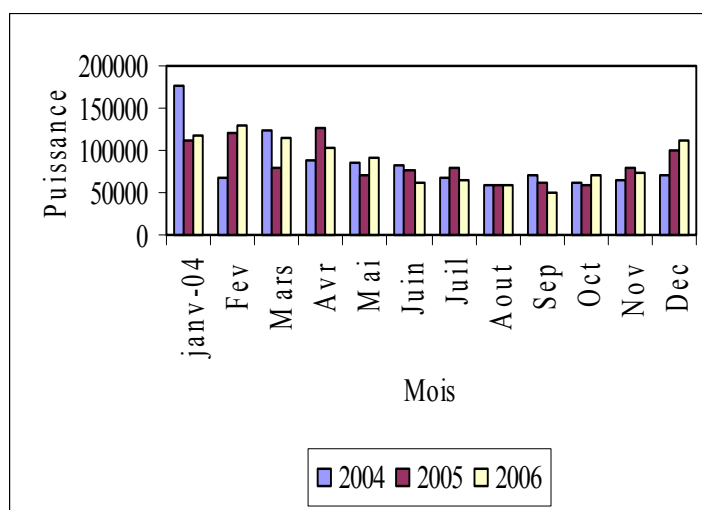


Figure 4.7.b Comparaison de la consommation en 2004-2005 et 2006.

4.3.4 Consommation Electrique Totale des Deux Postes

4.3.4.1 Consommation Electrique en 2004

	JAN	FEV	MAR	AVRIL	MAI	JUIN
Heures hors pointes	150509	54848	105598	74010	72320	68790
Heures pointes	26900	11748	17056	13486	12787	12298
La somme	177409	66596	122654	87496	85107	81088
Montant [D.A]	475855,11	243535,93	371317,59	291459,7	281225,5	274198,54

JUI	AOUT	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
56299	48214	59067	52965	56149	59691	858460
10492	9284	11278	9652	9526	9948	154055
66791	57498	70345	62617	65675	69639	1012915
221852,29	215829,98	216661,8	202435,47	205633,12	219806,68	3219611,71

Tableau 4.9 Consommation électrique totale des deux postes en 2004.

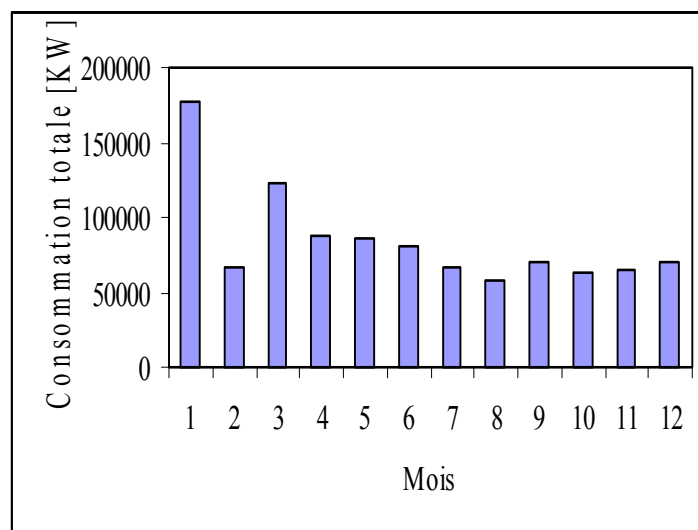


Figure 4.8.a Consommation totale des deux postes en 2004.

4.3.4.2 Consommation Electrique en 2005

	JAN	FEV	MARS	AVRIL	MAI	JUIN
Heures hors pointes	95019	102343	67013	109890	57887	64257
Heures pointes	16716	17521	11586	16196	13652	12349
La somme	111735	119864	78599	126086	71539	76606
Montant [D.A]	354821,43	383265,23	243935,41	391801,6	244489,5	266337,51

JUI	AOUT	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
65804	50089	50541	50438	66278	85090	798371
12833	10112	9975	9388	12112	14997	145325
78637	60201	60516	59826	78390	100087	943696
302600,8	214161,99	205952,15	215191,32	252254,83	322500,63	3084826,38

Tableau 4.10 Consommation électrique totale des deux postes en 2005.

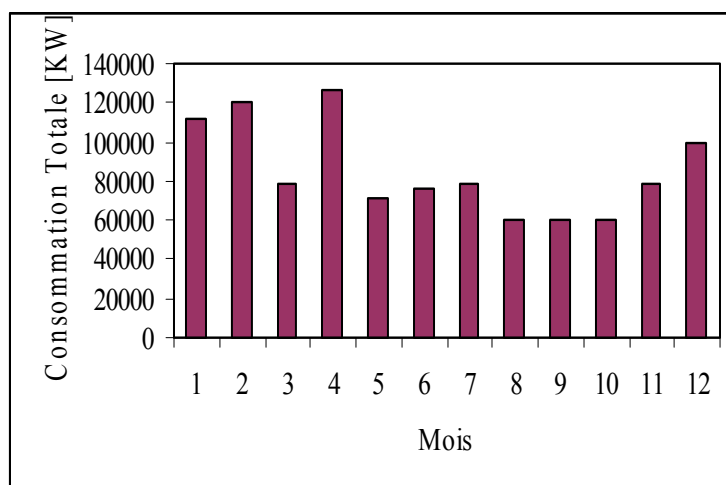


Figure 4.8.b Consommation totale des deux postes en 2005.

4.3.4.3 Consommation Electrique en 2006

	JAN	FEV	MARS	AVRIL	MAI	JUIN
Heures hors pointes	100232	108967	96474	89047	74252	66607
Heures pointes	18469	19304	17154	13954	16092	12731
La somme	118701	128271	113628	103001	90344	79338
Montant [D.A]	372925,33	436721,07	397050,18	343664,41	354305,38	308505,27

JUI	AOUT	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
54366	48400	41930	60148	61283	94196	895362
11256	10453	8302	11784	11117	16495	167111
65622	58853	49692	71932	72400	110691	1062473
275106.11	250331,87	227310.56	277924.35	255781.91	395854.22	3895480.6

Tableau 4.11 Consommation électrique totale des deux postes en 2006.

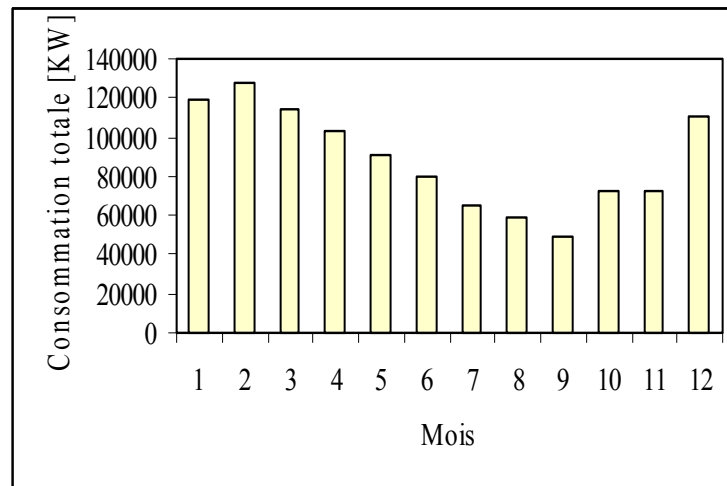


Figure 4.8.c Consommation totale des deux postes en 2006.

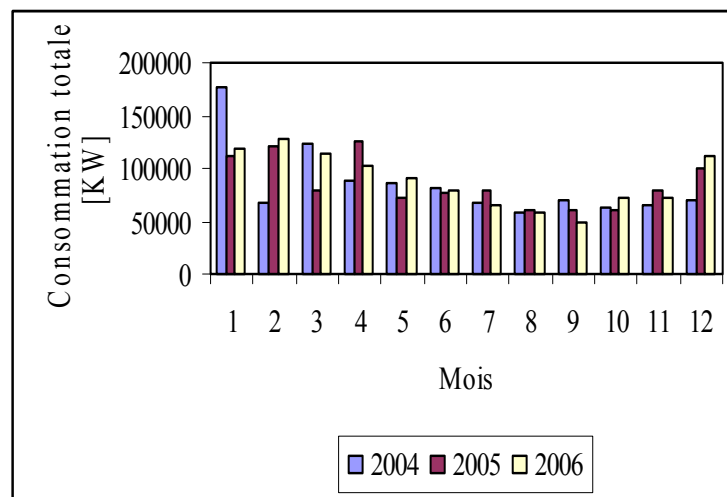


Figure 4.8.d Comparaison de la consommation totale d'énergie électrique entre les deux postes.

4.4 Dépenses du Gaz

La consommation du gaz est enregistrée par deux compteurs, où il existe deux postes d'alimentation en gaz

4.4.1 Consommation du Gaz en 2004

📍 Poste 1722 « PCS=8.68 »

Pour faire un transfert d'unité entre le « m³ » vers « thermie », il faut introduire le « PCS », par exemple :

$$1 \text{ (m}^3\text{)} * 8.68 \text{ (th/m}^3\text{)} = 8.68 \text{ (th)}$$

Tel que:

1 (m³): volume corrigé;

8.68 (th/m³): Pouvoir calorifique supérieur "PCS".

	JAN	FEV	MARS	AVRIL	MAI	JUIN
Volume corrigé [m ³]	42382	34535	28306	24597	0	0
Energie [th]	367776	299683	245629	213444	0	0
Montant [D.A]	112967.29	92056.62	75457.17	65573.48	26.96	26.96

JUI	AOUT	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
0	0	0	91	9340	43876	
0	0	0	789	81049	380741	1589111
27.72	27.72	27.72	276.78	25610.85	120208.63	

Tableau 4.12 Consommation du gaz du post « 1722 » en 2004.

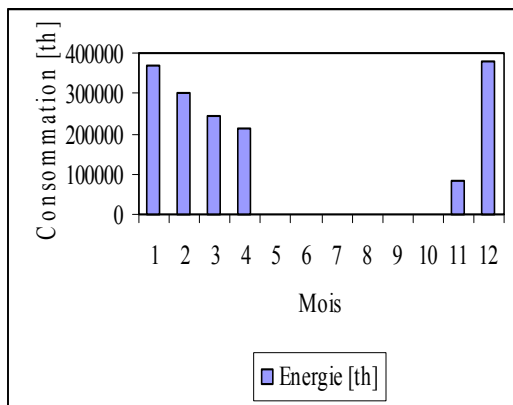


Figure 4.9.a Histogramme de consommation du gaz du poste 1722 en 2004.

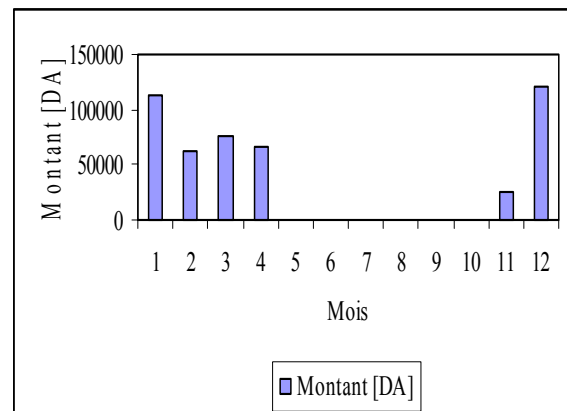


Figure 4.9.b Histogramme du montant du gaz du poste 1722 en 2004.

Poste 4564 « PCS=9.450 »

	JAN	FEV	MARS	AVRIL	MAI	JUIN
Volume corrigé [m ³]	33923	19442	28274	27550	6067	0
Energie [th]	320572	183726	267189	260347	57333	0
Montant [D.A]	98471.42	56447.38	82.78.03	79976.93	17633.35	26.96

JUI	AOUT	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
0	0	0	0	9677	4560	----
0	0	0	0	91447	43092	1223706
27.72	27.72	27.72	27.72	28892.97	13629.71	----

Tableau 4.13 Consommation du gaz du post « 4564 » en 2004.

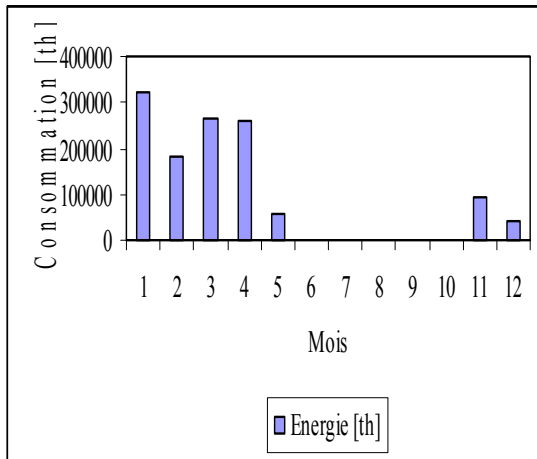


Figure 4.10.a Histogramme de consommation du gaz du poste 4564 en 2004.

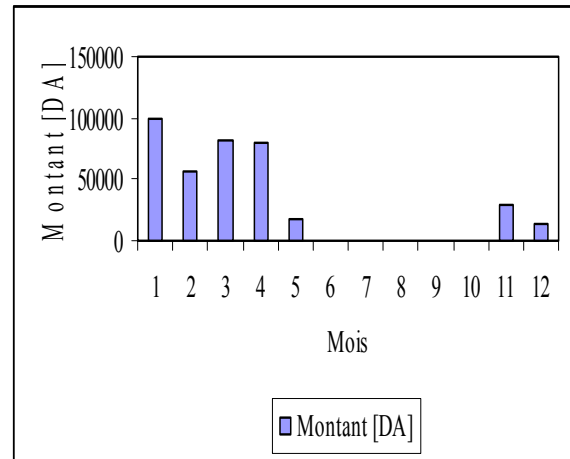


Figure 4.10.b Histogramme du montant du gaz du poste 4564 en 2004.

4.4.2 Consommation du Gaz en 2005

🚧 Poste 1722 « PCS=8.68 »

	JAN	FEV	MARS	AVRIL	MAI	JUIN
Volume corrigé [m ³]	37660	41759	43158	20265	1080	1
Energie [th]	326800	362370	374510	175852	9371	8
Montant [D.A.]	103182.14	114409.81	118241.81	55535.41	2985.69	31.71

JUI	AOUT	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
0	0	0	0	-	50347	
0	0	0	0	-	436894	1685805
29.07	29.07	29.07	29.07	-	144479.34	

Tableau 4.14 Consommation du gaz du post « 1722 » en 2005.

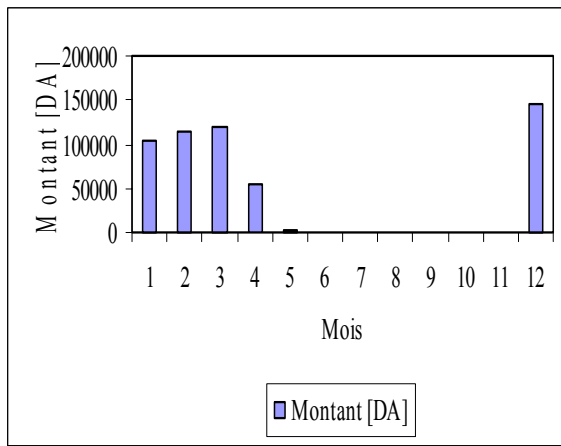


Figure 4.11.a Histogramme de consommation du gaz du poste 1722 en 2005.

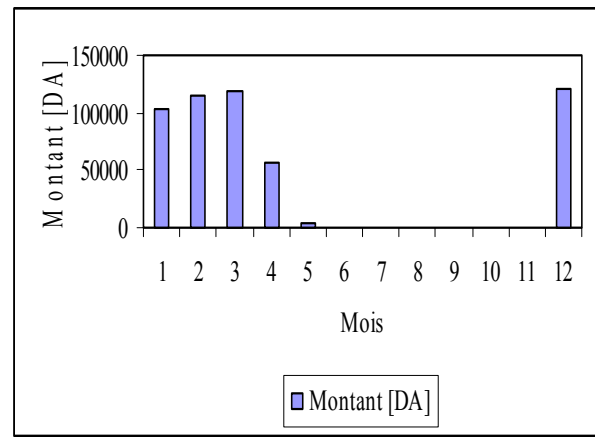


Figure 4.11.b Histogramme du montant du gaz du poste 1722 en 2005.

Poste 4564 « PCS=9.450 »

	JAN	FEV	MARS	AVRIL	MAI	JUIN
Volume corrigé [m ³]	50743	23228	23.56	8588	152	0
Energie [th]	479521	219504	217879	81156	1436	0
Montant [D.A]	151388.53	69314.16	68801.24	25644.62	481.00	29.07

JUI	AOUT	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
0	0	0	0	-	30401	
0	0	0	0	-	287289	1286785
29.07	29.07	29.07	29.07	-	95015.43	

Tableau 4.15 Consommation du gaz du post « 4564 » en 2005.

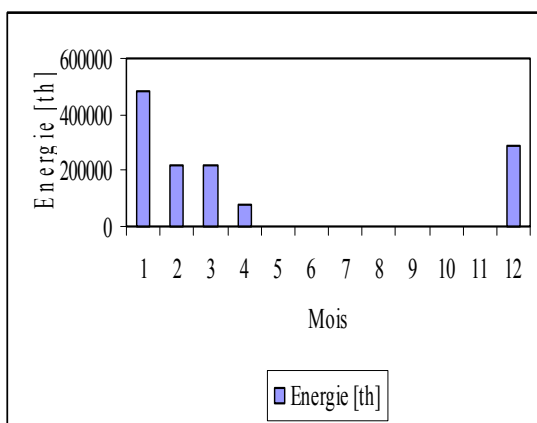


Figure 4.12.a Histogramme de consommation du gaz du poste 4564 en 2005.

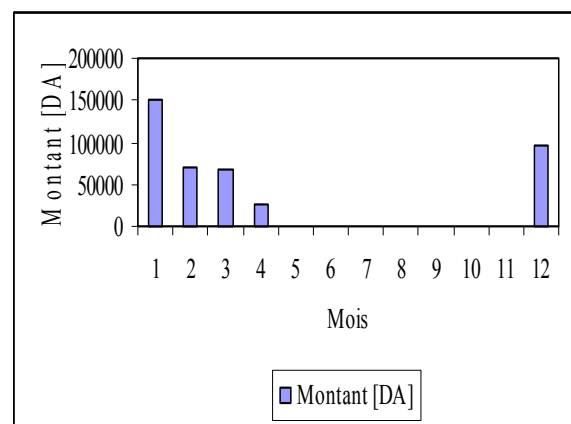


Figure 4.12.b Histogramme du montant du gaz du poste 4564 en 2005.

4.4.3 Consommation du Gaz en 2006

✚ Poste 1722 « PCS=8.68 »

	JAN	FEV	MARS	AVRIL	MAI	JUIN
Volume corrigé [m ³]	54925	51177	36818	22588	6631	29219
Energie [th]	476620	444096	319494	196011	57541	253552
Montant [D.A]	165520.11	154227.29	110963.60	68088.45	20009.59	88067.55

JUI	AOUT	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
0	0	0	0	-	-	
0	0	0	0	-	-	1747314
30.50	30.50	30.50	30.50	-	-	

Tableau 4.16 Consommation du gaz du post « 1722 » en 2006.

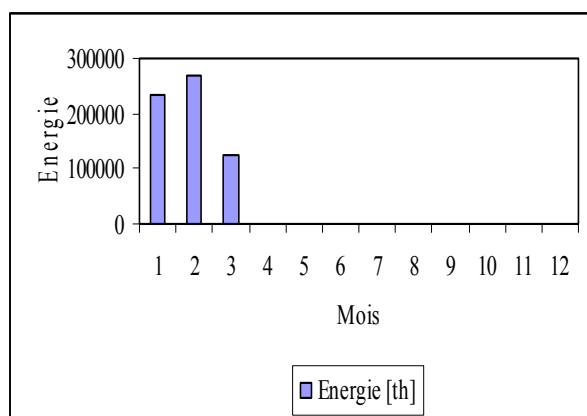


Figure 4.13.a Histogramme de la consommation du gaz du poste 1722 en 2006.

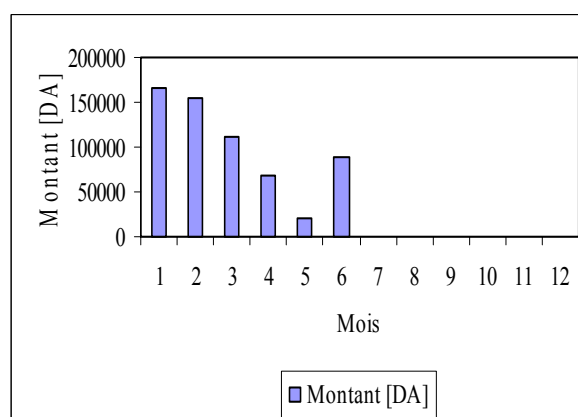


Figure 4.13.b Histogramme du montant du gaz du poste 1722 en 2006.

✚ Poste 4564 « PCS=9.450 »

	JAN	FEV	MARS	AVRIL	MAI	JUIN
Volume corrigé [m ³]	24623	28640	13270	0	0	0
Energie [th]	232687	270648	125401	0	0	0
Montant [D.A]	80822.91	94003.54	43571.60	30.50	30.50	30.50

JUI	AOUT	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
0	0	0	-	-	-	
0	0	0	-	-	-	628736
30.50	30.50	30.50	-	-	-	

Tableau 4.17 Consommation du gaz du post « 4564 » en 2006.

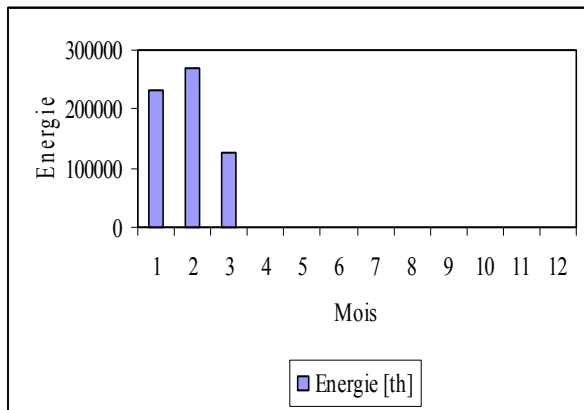


Figure 4.14.a Histogramme de la consommation du gaz du poste 4564 en 2006.

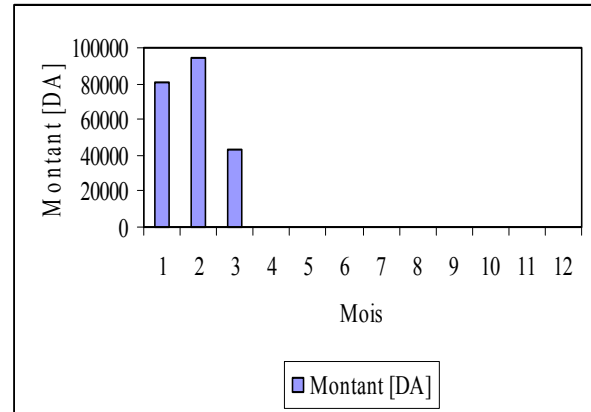


Figure 4.14.b Histogramme du montant du gaz du poste 4564 en 2006.

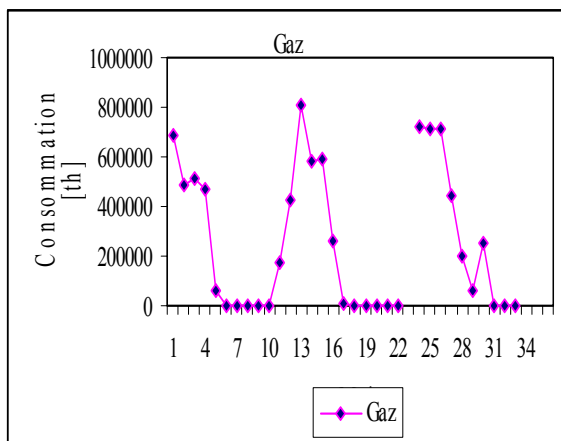


Figure 4.15.a Consommation totale du gaz du Janvier 2004 jusqu'au Juin 2006.

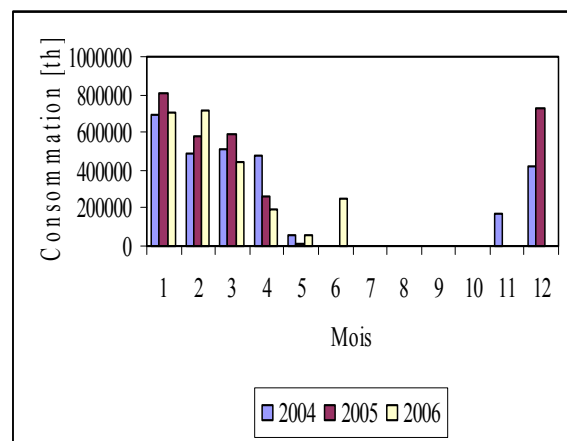


Figure 4.15.b Histogramme de la consommation totale du gaz 2004, 2005 et 2006.

4.4.4 Consommation Totale du Gaz des Deux Postes

Consommation du Gaz en 2004

	JAN	FEV	MARS	AVRIL	MAI	JUIN
Volume corrigé [m ³]	76305	53977	56580	52147	6067	0
Energie [th]	688348	483409	512818	473791	57333	0
Montant [D.A]	211438.71	118507	157535.2	145550.41	17660.31	53.88

JUI	AOUT	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
0	0	0	91	19017	48436	312620
0	0	0	789	172496	423833	2812817
54.64	55.44	55.44	304.5	54503.82	133838.34	839557.69

Tableau 4.18 Consommation totale du gaz des deux postes en 2004.

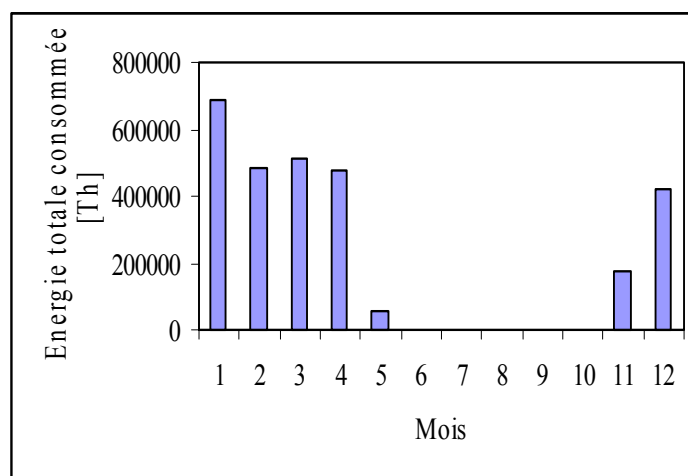


Figure 4.16.a Consommation totale des deux postes en 2004 du gaz naturel.

Consommation du Gaz en 2005

	JAN	FEV	MARS	AVRIL	MAI	JUIN
Volume corrigé [m ³]	88403	64987	66214	28853	1232	1
Energie [th]	806321	581874	592389	257008	10807	8
Montant [D.A]	254570.67	183723.97	187043.05	81180.03	3466.69	60.78

JUI	AOUT	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
0	0	0	91	-	74277	324058
0	0	0	789	-	668030	2917226
58.14	58.14	58.14	58.14	-	239494.77	949772.52

Tableau 4.19 Consommation totale du gaz des deux postes en 2005.

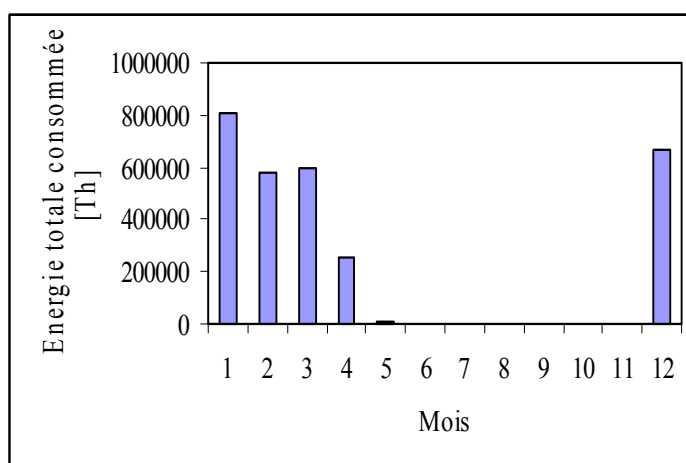


Figure 4.16.b Consommation totale des deux postes en 2005 du gaz naturel.

Consommation du Gaz en 2006

	JAN	FEV	MARS	AVRIL	MAI	JUIN	TOTAL
Volume corrigé [m ³]	79548	79817	50088	22588	6631	29219	212966
Energie [th]	709307	714744	444895	196011	57541	253552	2376050
Montant [D.A]	246343.02	248230.82	154535.2	68118.95	20040.09	88098.05	825366.14

Tableau 4.20 Consommation totale du gaz des deux postes du 1^{er} semestre du 2006.

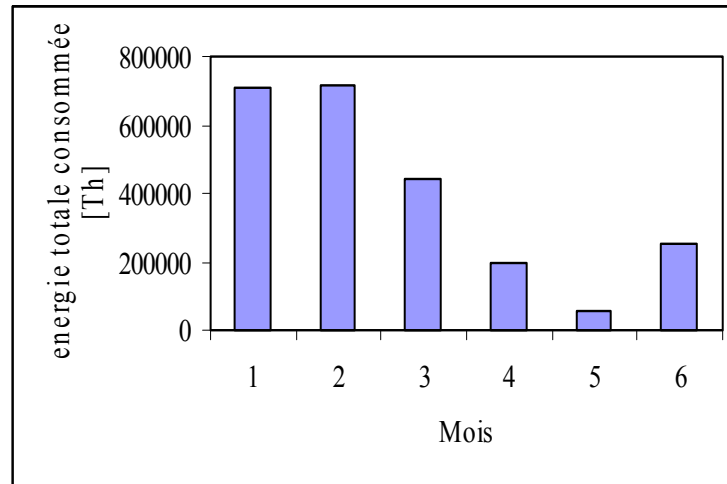


Figure 4.16.c Consommation totale des deux postes du premier semestre du 2006 du gaz naturel.

4.5 Analyses et Interprétations

4.5.1 Electricité

Pendant les trois dernières années (du Janvier 2004 jusqu'au Décembre 2006), la consommation totale d'énergie électrique du centre universitaire de Batna « CUB » a été estimée à près de 3.08 GWh, une moyenne de 85.54 MWh/mois, répartie comme suit :

- 75% pour le premier poste : Or 2.3 GWh.
- 25% pour le deuxième poste : Or 0.778 GWh.

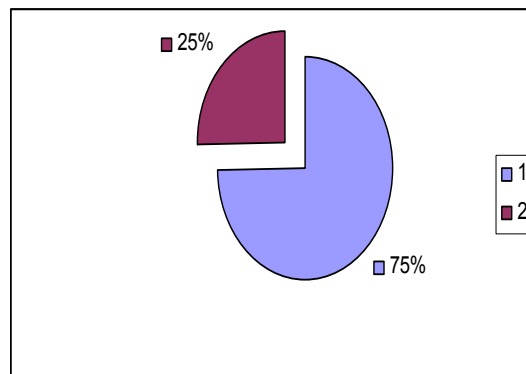


Figure 4.17 Histogramme sectoriel de la consommation totale en 2004-20045 et 2006.

Relativement, cette consommation énergétique présente des taux logiques puisque le poste « 01 » est approvisionné d'un transformateur de (2*630 KVA) qui alimente le nouveau bloc et le hall technologique (voir schéma synoptique), concernant le poste « 2 » (400KVA), il alimente l'ancien bloc, le rectorat, le laboratoire de chimie et les studios (voir schéma synoptique). La plus grande part d'énergie est consommée dans l'éclairage et les instruments bureautiques.

Les figures « de 4.1 jusqu'à 4.6 » représentent la variation de la consommation selon les mois des années 2004, 2005 et 2006 des deux postes, on peut distinguer deux de variations selon :

- Les postes horaires ;
- Les saisons.

4.5.1.1 Postes Horaires

L'observation de la modulation de la courbe de charge par les régimes de consommation des utilisations fait apparaître des différents postes horaires définies sur la base des heures (voir chapitre trois).

Le tarif du campus universitaire de Batna « CUB » est le tarif **42** qui a deux (02) périodes tarifaires : pointes et hors pointes :

- **Pointes** : tous les jours de l'année de 17h à 21h ;
- **Hors pointes** : dont la durée est la somme des heures des postes horaires des heures pleines et creuses, c'est-à-dire de 6h à 17h, 21h à 22h.30 et de 22h.30 à 6h.

4.5.1.2 Saisons

Prenant comme exemple l'an 2004 où on a consommé globalement une somme de 1012915 KWh répartie comme suit :

- 77% pour le poste n°=01 ;
- 23% pour le poste n°=02.

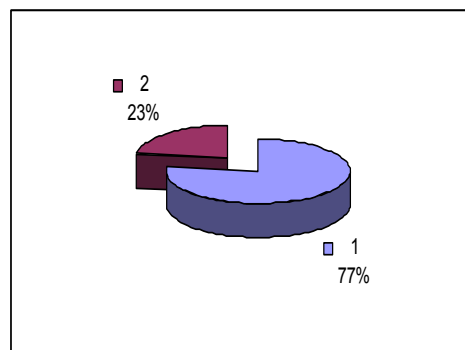


Figure 4.18 Histogramme sectoriel de la consommation par poste.

Suivant l'amplitude de la consommation des variations saisonnières, nous pouvons diviser l'année en deux grandes saisons de six mois :

🌨 Hiver

Qui va d'octobre à mars correspond à 56% de la consommation annuelle (prenant l'exemple du 2004), la consommation tend vers la pointe aux mois de Janvier et Décembre (voir figure 4.1.b). Cette période coïncide avec le départ réel des travaux pratiques, en plus la consommation intensive de l'éclairage, du chauffage électriques, sans oublier les autres charges : machines électriques, micro-ordinateurs, climatiseurs, photocopieuses,...etc.

- 1 : saison d'hiver ;
- 2 : saison d'été.

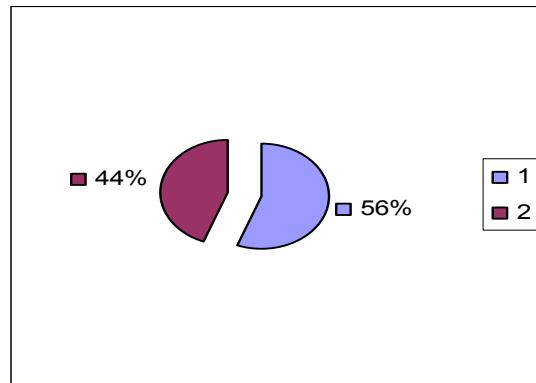


Figure 4.19 Histogramme sectoriel de la consommation par saison

Eté

Qui va de Avril à Septembre et représente 44% de la consommation annuelle (en 2004), alors que le creux est associé au mois d'Août à l'effet de vacances qui s'étalent sur quelques mois où on utilise moins de charges. Elle est limitée à l'utilisation des instruments bureautiques et les travaux de service technique, en ajoutant l'éclairage mais moins intensif par rapport à la première période.

- 56% de la consommation totale se consomme en hiver ;
- 44% en été.

Le rapport « hiver/été » est donc voisin de **1.27** pour l'année 2004, **1.17** pour l'année 2005 et de **1.43** pour l'année 2006, il est relativement acceptable (rapport normal est près de 1.2).

Consommation Annuelle

La consommation électrique annuelle du CUB n'a pas connus des grandes variations dans les trois dernières années (un accroissement régulier d'environ de 1%), où on a constaté une consommation de :

- 2004 : 1012915 **KWh** ;
- 2005 : 1022086 **KWh** ;
- 2006 : 1044473 **KWh**.

Ça suffit à indiquer que notre consommation d'électricité est stable (au moins pendant ces trois ans), ce que nous pouvons remarquer sur les figures (4.7.a et 4.7.b) ; elles représentent la variation de la consommation au cours de ces 36 mois, c'est une courbe quasi-périodique.

Facteur de Puissance

Comme c'est déjà mentionné auparavant de prendre l'an 2004 comme étant une année de référence et vu le manque de factures en 2006, alors on peut écrire :

🚦 Année 2004 : poste « 01 »

	Jan	Fev	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	Sep	Oct	Nov	Dec
cos φ	0.56	0.55	0.549	0.53	0.53	0.52	0.54	0.518	0.52	0.51	0.52	0.55
tg φ	1.47	1.5	1.52	1.58	1.59	1.64	1.54	1.65	1.63	1.66	1.64	1.49

🚦 Année 2004 : poste « 02 »

	Jan	Fev	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	Sep	Oct	Nov	Dec
cos φ	0.89	0.61	0.91	0.788	0.78	0.74	0.77	0.84	0.91	0.92	0.98	0.85
tg φ	0.51	1.27	0.45	0.78	0.79	0.90	0.82	0.64	0.45	0.41	0.20	0.60

🚦 Montants

Les histogrammes des figures (4.1.c, 4.2.c, 4.3.c, 4.4.c, 4.5.c et 4.6.c) illustrent les variations et les perspectives du coût d'énergie, où le montant global d'électricité vaut :

- 2004 : 3219811.72 DA ;
- 2005 : 3084826.38 DA ;
- 2006 : 3150803.51 DA.

🚦 PMD et PMA

La PMD qui a été réservé par Sonelgaz en vertu d'un accord avec le client (l'université) est de **500 KW** pour le premier poste (154) et de **320 KW** pour le deuxième poste (56).

- 2004 : Poste « 154 »

PMA= **272.25 KW**, soit 54.45% de la PMD ;

- 2004 : Poste « 56 »

PMA= **85.83 KW**, soit 26.82% de la PMD ;

- 2005 : Poste « 154 »

PMA= **224.75 KW**, soit 44.95% de la PMD ;

- 2005 : Poste « 56 »

PMA= **78 KW**, soit 24.37% de la PMD ;

- 2006 : Poste « 154 »

PMA= **175.42 KW**, soit 35.083% de la PMD ;

- 2006 : Poste « 56»

PMA= **78 KW**, soit 24.37% de la PMD.

Sachant que la PMA est mesurée pour contrôler notre demande d'énergie électrique, (une marge de sécurité est obligatoire), prenons toujours le cas de l'an 2004, nous pouvons remarquer que notre PMD est supérieure à la PMA (plus de **1.8** fois pour le premier poste et de **3.7** fois pour le deuxième poste), d'ici on peut conclure que la PMD est surestimée surtout pour le deuxième poste.

Remarque

La PMA doit être inférieure et au maximum égale à la PMD. Dans le cas où elle dépasserait deux fois la PMD durant l'année elle sera réajustée à la PMD normalisée supérieure au dépassement si le réseau le permet, et dans le cas contraire il faut exiger à l'abonné à limiter sa puissance appelée à la valeur de la PMD contractuelle.

4.5.2 Gaz

Les figures « 4.14.a et 4.14.b » illustrent les variations et le niveau de notre consommation du gaz où la consommation en 2004 a été estimée à **2812817 th** avec une somme de fourniture de **839557.69 DA**, **2972590 th** avec une somme de **949772.33 DA** en 2005 et de **2376050 th** et une somme de **825610.14 DA** en 2006.

Sans oublier de mentionner qu'il y a une interruption ce qui correspond au manque de documentations (factures de gaz durant les six derniers mois du 2006).

D'autre part, l'utilisation du gaz naturel au CUB1 est réservée uniquement au chauffage, alors que normalement la consommation pendant l'été doit être négligeable, mais on remarque une consommation malgré qu'elle est relativement faible pendant cette période, elle est due principalement aux différentes résidences du site.

4.6 Conclusion

Dans ce chapitre on a essayé d'analyser les différentes données de consommation et de faire ressortir les caractéristiques et les spécificités durant trois ans successifs (les trois dernières années). On peut résumer cette étude en six (06) points essentiels :

1. Electricité

- ❖ Une consommation stable environ de 3.08 GWh, dont une moyenne de 1.026 GWh/an et 85.54 MWh/mois, scindée en :
 - 75% pour le premier poste ;
 - 25% pour le deuxième poste.
- ❖ Un faible facteur de puissance « $\cos \varphi$ » surtout pour le premier poste :
 - $\cos \varphi = 0.533$;
 - $\cos \varphi = 0.832$.
- ❖ L'université comme client est pénalisée en tout temps à cause du mauvais rapport Energie active/Energie réactive ;
- ❖ Une PMD surestimé ;
- ❖ Une consommation assez grande pendant le poste horaire pointe essentiellement pour le poste de transformation n°=02, elle vaut presque 30% de la consommation totale.

2. Gaz naturel

- ❖ Une consommation presque régulière du gaz :
 - 2812817 th/an durant l'année 2004 ;
 - 2972590 th/an durant l'année 2005 ;
 - 2376050 th/an durant l'année 2006.

Ces résultats permettent de montrer que la diminution des coûts est possible, à condition d'éliminer les origines de gaspillage d'énergie d'une part et d'améliorer nos propres moyens d'autre part.

Chapitre Cinq

ETUDE DU PRÉ
DIMENSIONNEMENT

5.1 Introduction

L'étude du pré dimensionnement nous permet d'évaluer les puissances thermiques et électriques les mieux adaptées à cet établissement « Campus Universitaire de Batna ». Ce pré dimensionnement permet de construire un plan financier et d'évaluer la rentabilité financière du projet.

La méthodologie à suivre pour étude de pré dimensionnement se base principalement sur les besoins en chaleur et ceux en électricité et sur leur simultanéité pour définir la cogénération adaptée à chaque cas spécifique.

Au stade initial d'un projet, les questions primordiales sont les suivantes :

- Est-il possible d'installer une unité de cogénération dans mon établissement ?
- Combien cela va-t-il coûter ? Est-ce rentable ?
- Quelle est la part de ma consommation de chaleur qui peut être produite par la cogénération ?
- Quelle puissance faut-il installer ?
- Dois-je consommer ou vendre l'électricité produite ?
- Quelle sera la réduction des émissions de CO₂ ?

Les réponses à ces questions ne sont pas immédiates mais se fondent sur l'évaluation d'une série de critères techniques, économiques et environnementaux qui s'inscrivent dans une "démarche projet". Alors que la réponse finale peut, dans certain cas, être "non, ce n'est pas rentable" ! C'est donc pour éviter ce genre de mauvaise surprise qu'on doit faire une étude de pré dimensionnement.

5.2 Importance du Pré Dimensionnement

Soulignons d'emblée l'importance du pré dimensionnement. Une mauvaise évaluation à ce stade aura des répercussions économiques d'autant plus grandes que les investissements et les durées de vie des équipements sont relativement importants.

Si un sous dimensionnement n'est préjudiciable "que" dans la mesure où le client ne bénéficiera pas de toutes les économies potentiellement réalisables. Un surdimensionnement peut s'avérer beaucoup plus pénalisant sur le plan économique : le fonctionnement en charge réduite est un fonctionnement proportionnellement plus coûteux qu'à pleine charge.

Notons encore qu'avant d'entamer le calcul de pré dimensionnement, il importe de rationaliser toute consommation de chaleur et d'électricité par des mesures adéquates et de rénover si nécessaire : isolation, période d'utilisation... Si cette rationalisation devait intervenir après le projet de cogénération, les consommations de chaleur et d'électricité s'en trouveraient modifiées et par là le dimensionnement de l'installation deviendrait inadéquat.

Dans le même ordre d'idée, les besoins énergétiques évoluent et il s'agit pour le prescripteur d'anticiper ces modifications et d'en tenir compte lors de son évaluation.

Dimensionner revient à calculer la puissance du cogénérateur et ses heures de fonctionnement, pour coller au mieux aux deux contraintes essentielles :

- La production de chaleur doit égaler le besoin de chaleur ;
- La production d'électricité doit être toujours valorisable.

Le dimensionnement de la puissance cherche à définir les puissances thermique et électrique les mieux adaptées aux caractéristiques du projet. Pour maximiser les gains engendrés par la cogénération, le prescripteur cherchera à définir les plus grandes puissances possibles, tout en gardant une marge de sécurité par rapport à un surdimensionnement qui peut coûter cher.

Le calcul des heures de fonctionnement est lui aussi essentiel. Il vise à synchroniser la production et l'utilisation de la chaleur. Tout le bénéfice de la cogénération réside en effet dans l'économie réalisée lors de la production simultanée de chaleur et d'électricité. Si la chaleur produite ne pouvait pas être utilisée, c'est tout ce bénéfice qui se réduirait à néant [51].

5.3 Etude des Besoins Energétiques

Les besoins énergétiques se caractérisent par :

- Une quantité d'énergie consommée sur une année pour la chaleur, au mois par mois pour l'électricité ;
- La répartition de cette consommation selon des profils annuel, hebdomadaire et quotidien.

5.3.1 Besoins en Electricité

Le profil de consommation électrique est étroitement lié à la facture électrique. La facture étant directement accessible, sa lecture donne plusieurs paramètres clés particulièrement utiles du profil de consommation électrique : la puissance maximum appelée « P.M.A », les consommations en heures pleines et en heures creuses... S'ils sont utiles et directement accessibles, ces renseignements seront malgré tout avantageusement complétés par un enregistrement de charge électrique dont le rapport (valeur ajoutée / coût) est très intéressant. Les aspects économiques de la facture interviendront quant à eux lors du calcul de rentabilité de l'installation.

5.3.2 Besoins en Chaleur

Le profil de consommation de chaleur est nécessaire, mais il est rarement mesuré. Généralement, ce profil est simplement estimé. Une estimation imprécise peut cependant conduire à des erreurs importantes de (sur/sous)dimensionnement. La première étape est l'identification du type de chaleur de tous les postes concernés par cette chaleur, que ces postes fassent partie d'un processus industriel ou non. Il s'agit ensuite d'évaluer le profil de consommation. Cela se fait généralement par plusieurs méthodes, ensuite, on regroupe les différents résultats pour définir le profil le plus proche de la réalité.

Citons de façon non exhaustive les méthodes les plus utilisées pour définir les profils de consommation quotidiens, hebdomadaires et annuels :

- Dans le secteur tertiaire, les consommations estivales sont très différentes aux consommations hivernales. Comme il s'agit le plus souvent de chauffage et d'eau chaude sanitaire ;
- A l'opposé, dans l'industrie, les consommations estivales peuvent être semblables aux consommations hivernales, selon le type de procès.

Si des mesures doivent être effectuées (débit et température), elles seront de deux « 2 » semaines au minimum et représentatives des différents profils de consommation saisonniers de l'utilisateur. De même, si des mesures sont effectuées sur le débit de combustible alimentant les chaudières actuelles (gaz) il est important de tenir compte du rendement réel de la chaudière au moment de la mesure.

Les chiffres de consommation sont essentiels, car ils servent de base à toute l'évaluation de la rentabilité du projet.

5.3.3 Calcul des Puissances et des Plages de Fonctionnement

Comme nous l'avons déjà souligné, toute la chaleur produite par la cogénération doit être exploitée pour garantir une économie d'énergie primaire. Si l'on veut optimiser le système et installer la plus grosse puissance possible, à la fois rentable et respectant les critères de qualité, certaines règles sont à respecter.

5.3.3.1 Besoin Net de Chaleur

Pour obtenir une cogénération dite de qualité, qui permet donc de rentabiliser au maximum l'énergie produite, on dimensionne généralement l'unité sur les besoins de chaleur. L'électricité produite pourra toujours être soit consommée en interne, soit revendue au réseau. Dans le cadre de l'étude de pré dimensionnement, on considère que toute l'électricité produite est entièrement consommée en interne.

Il faut d'abord déduire de notre consommation annuelle en combustible (**Q**) tout ce qui ne sert pas à produire de l'eau chaude ou de la vapeur, c'est-à-dire :

- L'énergie utilisée pour la cuisson et les autres applications spécifiques qui ne peuvent pas être utilisées par la chaleur cogénérée (**Q non cogen**) ;
- Les pertes au niveau de la chaufferie (pertes de combustion et pertes à l'arrêt). Généralement, pour une chaudière récente, le rendement saisonnier est de l'ordre de 90%. Par contre, pour une ancienne chaudière, ce rendement se situe entre 75% et 85% (**η chaufferie**) ;
- Les gaspillages facilement évitables par des mesures d'économie d'énergie (bonne isolation, meilleure régulation, ...). Autant faire ces économies avant d'installer l'unité de cogénération afin d'éviter un surdimensionnement coûteux.

Prenons toujours l'exemple de l'année 2004 (année de référence), le résultat de cette soustraction aboutit au besoin net de chaleur (BNeC), à exprimer en kWh/an :

$$BNeC = \eta_{chaufferie} \times (Q - Q_{non\ cogen}) \quad [KWhq/an]. \quad (5.1)$$

5.3.3.2 Profil Type de Consommation de Chaleur

L'évolution de la consommation de chaleur de notre établissement est importante pour le pré dimensionnement d'une unité de cogénération. On peut considérer que notre consommation de chaleur suit un profil type caractérisé par un rythme d'activité. On choisi, parmi les 6 profils types ci-dessous celui qui correspond le mieux à notre cas.

A : Activité (bâtiment) diurne 5 jours sur 7 ;

B : Activité diurne 6 jours sur 7 ;

C : Activité diurne 7 jours sur 7 ;

D : Activité continue 7 jours sur 7 ;

E : Activité (entreprise) diurne 5 jours sur 7 ;

F : Activité (logement collectif) 7 jours sur 7.

Alors que le profil type de consommation du CUB1 est le « profil B ».

5.3.3.3 Puissance Thermique d'une Unité de Cogénération

L'objectif du pré dimensionnement est d'installer la plus grosse unité de cogénération possible, tout en respectant la contrainte essentielle : valoriser toute la chaleur et l'électricité produites.

À chaque "profil type" de consommation de chaleur correspond une taille optimale permettant de respecter cette contrainte essentielle.

Cette taille optimale s'exprime par le facteur « **Part_{cogen}** » qui représente la part de la consommation maximale de chaleur qui pourra être assurée par l'unité de cogénération.

Ainsi, la puissance thermique de l'unité de cogénération est :

$$P_{Qcogen} = \frac{BNeC \times Part_{cogen}}{U_Q} \quad [KWq] \quad (5.2)$$

Où :

U_Q : Nombre d'heures durant lesquelles une installation de chauffage classique bien dimensionnée devrait fonctionner à régime nominal pour produire les besoins nets de chaleur ($BNeC$) ;

$$Q_{cogen} = P_{Qcogen} \times U_{cogen} \quad [KWhq] \quad (5.3)$$

Où :

U_{cogen} : Nombre d'heures durant lesquelles l'unité de cogénération devrait fonctionner à régime nominal pour produire la chaleur cogénérée.

Les valeurs de ces différents paramètres pour chaque "profil type" de consommation de chaleur sont reprises dans le tableau ci-dessous :

Profil type	U_{Qcogen} [h]	U_{cogen} [h]	$Part_{cogen}$ [-]
A	1985	2541	0.285
B	2172	2584	0.285
C	4377	2855	0.510
D	3368	2918	0.401
E	2664	2744	0.643
F	3414	2496	0.366

Tableau 5.1 Différents paramètres pour chaque profil.

P_{Qcogen} [KWh]: Puissance thermique de cogénération ;

P_{Ecogen} [KWé]: Puissance électrique de cogénération correspondant à P_{Qcogen} .

Pour obtenir les valeurs des différents paramètres nécessaires pour le pré dimensionnement de l'unité de cogénération, il faut établir la courbe monotone de consommation de chaleur. Cette courbe représente la consommation de chaleur horaire classée par ordre décroissant sur une année, exprimée en pourcents de la consommation maximale. Une courbe "monotone de chaleur" peut donc être déterminée pour chaque "profil type".

Etant donné qu'une unité de cogénération se rentabilise par la réduction de la facture d'achat d'électricité, il est indispensable de la faire fonctionner durant les "heures pleines" du tarif électrique actuellement en vigueur [35].

En effet, l'électricité consommée la nuit est nettement moins chère que celle consommée en journée. Il est donc économiquement plus intéressant de produire son électricité durant les "heures pleines", soit un maximum de 3750 heures/an.

Le pré dimensionnement se basera donc sur une deuxième monotone de chaleur relative aux "heures pleines". À partir de cette deuxième courbe, nous fixons la part de la consommation de chaleur qui pourra être cogénérée pendant 2000 h de fonctionnement au plein régime. Au delà de 2000 h, l'unité de cogénération continue à fonctionner en régime partiel jusqu'à un régime de fonctionnement de 50 %. En dessous de 50 %, l'unité s'arrête. Ce choix de 2000 h maximise la quantité de chaleur et d'électricité produite par cogénération, tout en faisant fonctionner l'unité dans de bonnes conditions d'efficacité technique.

Ainsi, le facteur $Part_{cogen}$ correspond à l'ordonnée du point d'intersection entre la monotone de chaleur en heures pleines et la verticale passant par 2000 heures. La surface grisée (figure 5.3) représente la quantité de chaleur fournie par l'unité de cogénération Q_{cogen} . Elle est égale à la surface comprise entre les traits en pointillés qui correspond au fonctionnement de l'unité de cogénération à régime nominal P_{Qcogen} pendant 2451 heures (U_{cogen}).

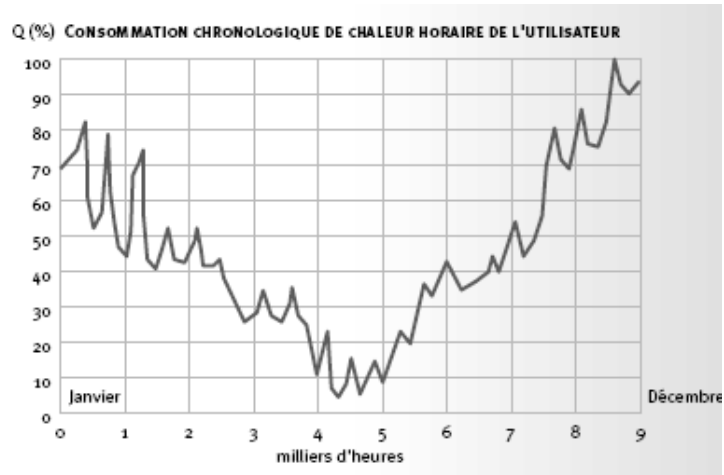


Figure 5.2 Consommation chronologique de chaleur horaire de l'utilisateur.

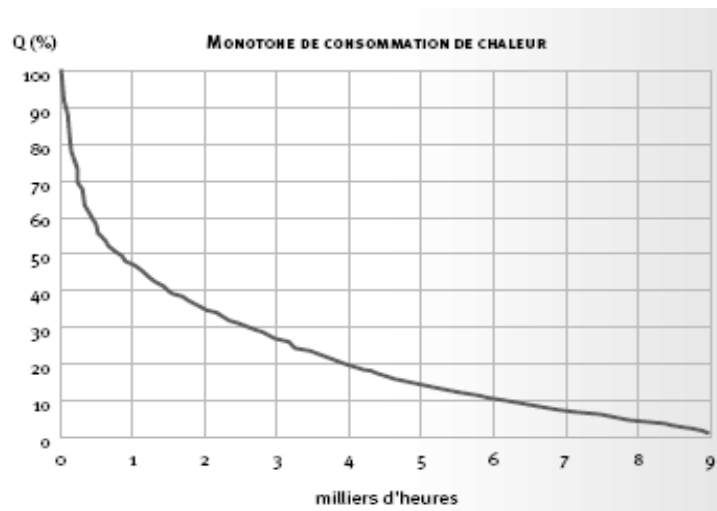


Figure 5.3 Monotone de consommation de chaleur.

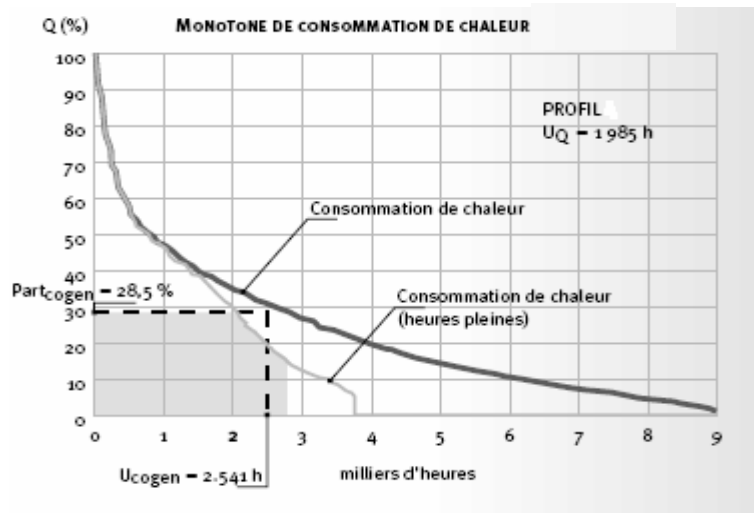


Figure 5.3 Monotone de consommation de chaleur, Profil « B ».

5.3.3.4 Choix de l'Unité de Cogénération

Maintenant que nous connaissons la puissance thermique de l'unité de cogénération à installer, il faut déterminer la puissance électrique correspondante, la quantité d'électricité produite, le montant de l'investissement, les frais d'exploitation, ... pour estimer la rentabilité du projet.

Ces paramètres technico-économiques sont conditionnés par le choix de l'unité de cogénération.

La quantité annuelle d'électricité cogénéritable correspond alors à :

$$E_{cogen} = P_{Ecogen} \times U_{cogen} \quad [\text{KWhé}] \quad (5.4)$$

5.3.3.5 Ordres de Grandeur

Dans le secteur tertiaire, plusieurs bureaux d'études spécialistes de la cogénération estiment que pour des puissances électriques installées supérieures à 150 kW, la cogénération représente en grosse approximation 1/3 de la puissance thermique totale du bâtiment, soit environ 75% de la production thermique totale.

Dans le secteur tertiaire encore, ces bureaux d'études estiment aussi que pour les puissances électriques installées inférieures à 150kW, la cogénération représente en grosse approximation 1/5 de la puissance thermique totale.

5.4 Méthode Alternative de Dimensionnement

Une autre méthode de dimensionnement consiste à dimensionner sur base de la consommation électrique et à vérifier dans un deuxième temps que l'on se situe sous le besoin instantané en chaleur. Les étapes sont les suivantes :

1. Identifier les périodes d'utilisation rentable, c'est à dire généralement les heures où l'électricité est chère, les "heures pleines" ;
2. Identifier la demande d'électricité minimale pendant ces heures. Cette puissance correspond à la charge minimale du cogénérateur et elle permet de définir la puissance électrique. La puissance électrique du cogénérateur sera égale à la demande électrique minimale pendant les heures pleines divisée par le pourcentage de charge minimale ;
3. Sur base des catalogues fournisseurs, le prescripteur détermine les rendements et les puissances thermiques aux différentes charges.
4. Il définit ensuite un profil de charge du cogénérateur en fonction du profil de consommation électrique ;
5. Il vérifie finalement la bonne utilisation de la chaleur en comparant le profil de consommation de chaleur et le profil de production de chaleur.

Si la demande utilisateur est supérieure à la puissance cogénérée, les chaudières donneront l'appoint.

Si la demande utilisateur est inférieure à la puissance cogénérée, soit il faut dimensionner un stockage pour consommer la chaleur à un autre moment, (attention au dimensionnement, rigueur), soit il faut diminuer la puissance du cogénérateur.

5.5 Paramètres de Rentabilité

5.5.1 Temps de Retour Simple

Le temps de retour est le rapport entre le gain annuel net et l'investissement net. Ce paramètre de rentabilité ne tient donc pas compte d'une évolution future du prix des énergies, du taux d'inflation et du taux d'actualisation de l'argent. Mais donne une idée de la période après laquelle le projet a été entièrement remboursé.

5.5.2 Valeur Actualisée Nette des Gains

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

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

5.5.3 Taux de Rentabilité Interne

Un autre paramètre économique également utilisé, mais moins courant, est le taux de rentabilité interne, ou TRI d'un investissement. C'est en fait le taux d'actualisation qui annule la valeur actualisée nette (VAN). L'intérêt du calcul du TRI d'un projet de cogénération est de permettre la comparaison de cette valeur avec le coût du capital. Si le TRI est supérieur au coût du capital (taux d'intérêt ou taux d'emprunt), le projet est rentable [35].

5.6 Premier Dimensionnement de l'Unité de Cogénération

Étape 1 : Détermination du Besoin Net de Chaleur

$$Q(PCI) = 5300000 \text{ KWhp} / \text{an} ;$$

$$Q_{\text{noncogen}} = 390000 \text{ KWhp} / \text{an} ;$$

$$URE = 250000 \text{ KWhp} / \text{an} ;$$

$$\eta_{\text{chaufferie}} = 90\% ;$$

$$BNeC = 4194000 \text{ KWhq} / \text{an} ; \text{ (Formule 5.1)}$$

Étape 2 : Sélection d'un "Profil Type" de Consommation de Chaleur

$$\text{Type} = \mathbf{B} ;$$

Étape 3 : Détermination de la Puissance Thermique de l'Unité de Cogénération

$Part\ cogen = 0.285$, (Tableau 5.1) ;

$UQ = 2172h$, (Tableau 5.1) ;

$PQcogen = 550.31 \approx 550KWq$; (Formule 5.2) ;

$U_{cogen} = 2584h$; (Tableau 5.1) ;

$Qcogen = 1421200KWhq / an$, (Formule 5.3) ;

Étape 4 : choix de l'Unité de Cogénération

$PEcpgen = 325 KWé$;

$Ecogen = 839800 KWhé / an$, (Formule 5.3).

Les valeurs de $Q(PCI)$, $Q\ noncogen$, URE et $PEcpgen$ sont des valeurs estimées.

5.7 Conclusion

La cogénération est une technologie d'avenir !

Elle s'intègre aisément dans tout établissement possédant des besoins de chaleur et d'électricité importants. En outre, elle procure de nombreux avantages à son propriétaire, que ce soit en terme de réduction de la facture d'achat d'électricité ou de réduction des émissions de CO₂. Tout investissement supplémentaire, synonyme de création d'emplois, doit cependant pouvoir se justifier d'un point de vue économique.

La méthodologie proposée a été adaptée en fonction des nouvelles opportunités. Elle nous donne une bonne estimation de la rentabilité d'une unité de cogénération. À ce stade, nous pouvons décider si oui le passage à la seconde étape est intéressant.

*CONCLUSION
GENERALE*

CONCLUSION GENERALE

Travail Accompli

Le cadre de ce projet nous a offert la possibilité d'étudier la cogénération du point de vue technico-économique. Pour parvenir à cet objectif, nous nous sommes appuyés sur les études de pré faisabilité et de pré dimensionnement.

En premier lieu, il nous a semblé opportun d'effectuer un bref rappel sur l'importance des énergies renouvelables qui font actuellement l'objet de plusieurs recherches scientifiques à travers le monde.

Pour atteindre les objectifs du développement durable, cela suppose une maîtrise de la gestion des ressources d'énergie.

Il est donc indispensable de savoir gérer et optimiser les consommations et les dépenses d'énergie, grâce à un programme de maîtrise d'énergie, deux objectifs peuvent être simultanément atteints :

- ❖ La réduction des coûts de fonctionnement ;*
- ❖ Le maintien ou l'amélioration du service rendu et du confort.*

La deuxième étape consistait à définir la cogénération comme étant une solution pour la maîtrise d'énergie, ensuite, on a fait une description d'un système de cogénération et ses équipements et technologies et ses intérêts (énergétique, économique et environnemental).

Nous nous sommes ensuite intéressés à présenter une étude de pré faisabilité (prenant comme exemple d'étude le campus universitaire de Batna CUB-1-), après avoir décrit la structure de cet établissement (son type et ses caractéristiques électriques et thermiques), on a essayé de mettre en évidence la politique tarifaire en Algérie.

En second lieu, on a fait une analyse de la consommation énergétique du CUB-1- durant les années 2004, 2005 et 2006.

Enfin, histoire d'évaluer les puissances thermiques et électriques les mieux adaptées, la dernière partie a été réservée au pré dimensionnement de cet établissement.

D'un point de vu global, la cogénération contribue activement à une politique pour la maîtrise durable de l'énergie. Par son économie d'énergie primaire significative, elle permet de réduire

la dépendance énergétique d'une part et d'autre part, cette technologie permet de réduire les émissions de CO₂ pour la production d'une même quantité de chaleur et d'électricité.

Problèmes Rencontrés

Le problème majeur rencontré est celui durant notre enquête pour regrouper des informations sur la consommation énergétique soit l'énergie électrique soit l'énergie du gaz naturel « les factures de Sonelgaz » soit au niveau du rectorat « service des moyens généraux » de l'université de Batna ou bien au niveau de la Sonelgaz, ou il existe des mois où on ne trouve aucune information. Pour cette raison les résultats finaux obtenus peuvent être entachés d'erreur, principalement pour la consommation du gaz naturel surtout au deuxième semestre du 2006 où on trouve peu de factures.

REFERENCES
BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] www.vrai-debat.org/IMG/pdf/Document%20Laponche.pdf
- [2] C. Hamouda : Maîtrise de l'énergie et la protection de l'environnement, Bases de gestion d'énergie, université de Batna 1999
- [3] La maîtrise de l'énergie,
www.recherche.gouv.fr/mstp/energie_mstp_200401.pdf
- [4] Pourquoi la maîtrise de l'énergie?
<http://www.ciede.org.ma/siedcc/siedcc/InfosTechniques/MaitriseEnergie.htm>
- [5] La maîtrise de l'énergie : Enjeux internationaux et gestes au quotidien
<http://geres.free.fr/fr/enr-mde/mde-fr.php?art=034>
- [6] La maîtrise de l'énergie,
<http://www.science-decision.net/data/ENP/.pdf>
- [7] Economie d'énergie,
http://www.aprue.org.dz/actualites/maitrise_support.htm#maitrise-04.
- [8] Cadre législatif- Maîtrise de l'énergie : Loi n° 99-09 du 15 Rabie Ethani 1420 correspondant au 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie, p.3,
[www.mem-algeria.org/fr/legis/maîtrise d'énergie .htm](http://www.mem-algeria.org/fr/legis/maîtrise_d'énergie_.htm).
- [9] Cadre législatif - Maîtrise de l'énergie : Loi n° 03 -10 relative à la protection de l'environnement (19-07-2003).
[www.mem-algeria.org/fr/legis/protection de l'environnement.htm](http://www.mem-algeria.org/fr/legis/protection_de_l'environnement.htm)
- [10] La maîtrise de l'énergie,
http://www.perso.wanadoo.fr/ageden/energie_renouvelable/enr1.htm#1.
- [11] La maîtrise de l'énergie,
http://perso.wanadoo.fr/ageden/energie_renouvelable/enr1.htm#2.
- [12] Energies renouvelables,
http://www.ciede.org.ma/siedcc/siedcc/InfosTechniques/ENR_eolien.htm.
- [13] Travail de recherche concernant les énergies renouvelables "Energie éolienne",
<http://www.eole.org/ComFonF.htm>.
- [14] Energie solaire thermique,
http://www.ciede.org.ma/siedcc/siedcc/InfosTechniques/ENR_solaire.htm.
- [15] Energie solaire photovoltaïque,
http://www.ciede.org.ma/siedcc/siedcc/InfosTechniques/ENR_photo.htm
- [16] Energies renouvelables, d'Hydro-Québec,
<http://www.hydro.qc.ca/>.
- [17] Biomasse, http://www.ciede.org.ma/siedcc/siedcc/InfosTechniques/ENR_biomasse.htm.

-
- [18] Les pompes à chaleur géothermales, http://enr.cstb.fr/file/rub25_doc39_1.pdf
- [19] La cogénération,
<http://www.ciede.org.ma/siedcc/siedcc/InfosTechniques/Cogeneration.htm>.
- [20] Les énergies renouvelables en Algérie, www.aprue.org.
- [21] Les énergies renouvelables en Algérie,
<http://www.mem-algeria.org/fr/index.htm>.
- [22] Ministère de l'énergie et des Mines, Guide l'énergie renouvelable en Algérie.
http://www.mem-algeria.org/fr/enr/c_cartes_sol.htm
- [23] Les énergies renouvelables en Algérie,
http://www.mem-algeria.org/fr/enr/carte_vents.htm.
- [24] Robert Angioletti et Hubert Despretz Maîtrise de l'énergie dans les Bâtiments (Définition. Usages. Consommation). Technique de L'ingénieur, traité Génie énergétique.
- [25] La maîtrise de l'énergie dans les bâtiments,
<http://www.ciede.org.ma/siedee/siedee/InfosTechniques/MDE.htm>.
- [26] LA Maîtrise de L'énergie dans les Industries,
<http://www.ciede.org.ma/siedee/siedee/InfosTechniques/MDE.htm>.
- [27] Compensation de l'énergie réactive,
<http://stielec.ac-aix-marseille.fr/cours/abati/compens.htm>
- [28] Réduction des pertes dans les lignes électriques,
www.intersections.schneider-electric.fr/stock_images/telec/1/n3/GT16_CER.pdf -
- [29] Introduction à la cogénération,
<http://energie.wallonie.be/xml/doc-IDC-4714-.html>=
- [30] A.D. Peacock and M. Newborough, Impact of micro-CHP systems on domestic sector CO2 emissions, sciencedirect, vol 25, pp 2653-3676, 2005.
- [31] Définition de la cogénération,
<http://europa.eu/scadplus/leg/fr/s14000.htm>
- [32] S. Naceur, Maîtrise de l'énergie. Impact sur l'économie d'énergie. Etude de cas : Eclairage public- ville de Batna, Mémoire d'Ingénieur, département d'électrotechnique, université de Batna, 2004.
- [33] La cogénération de qualité, www.cogensud.be/acrobat/coginf04.pdf
- [34] Description d'un système de cogénération,
www.retscreen.net/download.php/fr/289/2/Cours_cogen.pdf
- [35] Techniques de cogénération, www.cogensud.be/acrobat/cogenPrefai250303.pdf
- [36] Intérêt environnemental de la cogénération,
http://resosol.org/Gazette/1995/141_15.html#cogeneration
-

-
- [37] Ademe «Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie», Gazette nucléaire la Cogénération; Dossier de 1993
http://solarclub.web.cern.ch/solarclub/Gazette/1999/171_172.html#sommaire
- [38] Avantage de la cogénération,
http://www.industrie.gouv.fr/energie/developp/econo/textes/se_cogen2.htm#avantages
- [39] La trigénération,
http://www.erdgas.lu/mmp/online/website/content/business/134/index_FR.html
- [40] Valorisation énergétique : la cogénération/tri génération ; [www. environnement .gouv.fr](http://www.environnement.gouv.fr)
® la récupération de l'énergie issue du traitement des déchets, juillet 2000. pdf.
- [41] http://www.erdgas.lu/mmp/online/website/content/business/134/index_FR.html
- [42] Les piles à combustible, A. Ferguson and V. Ismet Ugursal, Fuel cell modelling for building cogeneration applications, sciencedirect, vol 137, pp 30-42, 2004.
- [43] Types des piles à combustible,
<http://annso.freesurf.fr/types.html>.
- [44] Domaines d'application des piles à combustible,
<http://annso.freesurf.fr/applications.html>.
- [45] Avantages des piles à combustible,
<http://annso.freesurf.fr/avantages.html>.
- [46] Impact de la cogénération,
http://resosol.org/Gazette/1995/141_cogen95.html.
- [47] Etude de pré faisabilité,
http://energie.wallonie.be/servlet/Repository/Réaliser_une_étude_.PDF?IDR=715
- [48] B. Kiyyour, Audit énergétique du campus universitaire de Batna CUB -I-, Mémoire d'Ingénieur, département d'électrotechnique, université de Batna, 2000.
- [49] Formules tarifaires, www.sonelgaz.dz/Français/contenu.html
- [50] Factures de sonelgaz de 2004 à 2006.
- [51] <http://www.icedd.be/cogenCdrom/cogeneration/evaluer/frames/cbcogenedim.htm>

ANNEXE

Loi sur la Maîtrise de l'Énergie en Algérie

Loi n° 99-09 du 15 Rabie Ethani 1420 correspondant au 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie, p.3. (N° JORA : 051 du 02-08-1999)

Le Président de la République,

Vu la Constitution, notamment ses articles 122 et 126;

Vu l'ordonnance n° 66-155 du 8 juin 1966, modifiée et complétée, portant code de procédure pénale;

Vu l'ordonnance n° 66-156 du 8 juin 1966, modifiée et complétée, portant code pénal;

Vu l'ordonnance n° 75-58 du 26 septembre 1975, modifiée et complétée, portant code civil;

Vu l'ordonnance n° 75-59 du 26 septembre 1975, modifiée et complétée, portant code de commerce;

Vu la loi n° 79-07 du 21 juillet 1979, modifiée et complétée, portant code des douanes;

Vu la loi n° 83-03 du 5 février 1983 relative à la protection de l'environnement;

Vu la loi n° 84-17 du 7 juillet 1984, modifiée et complétée, relative aux lois de finances;

Vu la loi n° 85-07 du 6 août 1985 relative à la production, au transport, à distribution d'énergie électrique et à la distribution publique du gaz;

Vu la loi n° 86-14 du 19 août 1986, modifiée et complétée, relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport par canalisation des hydrocarbures;

Vu la loi n° 87-03 du 27 janvier 1987 relative à l'aménagement du territoire;

Vu la loi n° 87-09 du 10 février 1987 relative à l'organisation, la sécurité et la police de la circulation routière;

Vu la loi n° 88-17 du 10 mai 1988 portant orientation et organisation des transports terrestres;

Vu la loi n° 89-02 du 7 février 1989 relative aux règles générales de protection du consommateur;

Vu la loi n° 89-23 du 19 décembre 1989 relative à la normalisation;

Vu la loi n° 90-29 du 1er décembre 1990 relative à l'aménagement et l'urbanisme;

Vu le décret législatif n° 93-12 du 19 Rabie Ethani 1414 correspondant 5 octobre 1993 relatif à la promotion de l'investissement;

Vu le décret législatif n° 94-01 du 3 Chaâbane 1414 correspondant au 15 janvier 1994 relatif au système statistique;

Après adoption par le Parlement;

Promulgue la Loi dont la Teneur Suit:

Article 1

La présente loi a pour objet de définir les conditions, les moyens d'encadrement et la mise en oeuvre de la politique nationale de maîtrise de l'énergie.

Titre 1: La Maîtrise De l'Énergie**Chapitre 1: Définitions****Article 2**

La maîtrise de l'énergie couvre l'ensemble des mesures et des actions mises en oeuvre en vue de l'utilisation rationnelle de l'énergie, du développement des énergies renouvelables et de la réduction de l'impact du système énergétique sur l'environnement.

Article 3

L'utilisation rationnelle de l'énergie couvre l'action d'optimisation de la consommation d'énergie aux différents niveaux de la production d'énergie, de la transformation d'énergie et de la consommation finale dans les secteurs de l'industrie, des transports, du tertiaire et du domestique.

Article 4

Le développement des énergies renouvelables, vise l'introduction et la promotion des filières de transformation des énergies renouvelables exploitables, notamment l'énergie solaire, la géothermie, (la biomasse), l'électricité hydraulique et l'énergie éolienne.

Article 5

La réduction de l'impact du système énergétique sur l'environnement consiste en la réduction des émissions de gaz à effet de serre et des gaz d'échappement en milieu urbain.

Chapitre 2 : Principes et objectifs**Article 6**

La maîtrise de l'énergie vise à orienter la demande d'énergie vers une plus grande efficacité du système de consommation, à travers un modèle de consommation énergétique nationale, dans le cadre de la politique énergétique nationale.

Le modèle de consommation énergétique nationale, en tant que cadre de référence pour l'orientation et la gestion de la demande d'énergie, repose sur les options, énergétiques suivantes:

- ❖ L'utilisation prioritaire et maximale du gaz naturel, notamment pour les usages thermiques finaux ;
- ❖ Le développement de l'utilisation des gaz de pétroles liquéfiés (GPL), en complémentarité avec le gaz naturel;
- ❖ L'orientation de l'électricité vers ses usages spécifiques;
- ❖ La promotion des énergies renouvelables;
- ❖ La réduction progressive de la part des produits pétroliers dans le bilan de la consommation nationale d'énergie;
- ❖ La conservation de l'énergie, la substitution inter énergies et les économies d'énergie au niveau de la production de l'énergie, de sa transformation et de son utilisation.

Article 7

La maîtrise de l'énergie est une activité d'utilité publique qui permet d'assurer et d'encourager le progrès technologique, l'amélioration de l'efficacité économique et de contribuer au développement durable, à travers notamment:

- ❖ La préservation et l'accroissement des ressources énergétiques nationales non renouvelables;
- ❖ La promotion de la recherche/développement, de l'innovation technique et la diffusion des technologies efficaces;
- ❖ L'amélioration du cadre de vie, la protection de l'environnement et la contribution à la recherche des meilleurs équilibres en matière d'aménagement du territoire;
- ❖ La réduction des besoins d'investissements dans le secteur de l'énergie;
- ❖ La satisfaction des besoins énergétiques nationaux;
- ❖ L'amélioration de la productivité nationale et la compétitivité des entreprises au niveau national et international.

Titre 2 : Modalités de Concrétisation de la Maîtrise de L'énergie

Article 8

La mise en oeuvre de la maîtrise de l'énergie repose notamment sur les obligations, les conditions et les moyens nécessaires suivants:

- ❖ L'introduction des normes et exigences d'efficacité énergétique;
- ❖ Le contrôle d'efficacité énergétique;
- ❖ L'audit énergétique obligatoire et périodique;
- ❖ Le programme national de maîtrise de l'énergie;
- ❖ La recherche/développement;
- ❖ Le financement de la maîtrise de l'énergie;
- ❖ Les mesures d'encouragement et d'incitation;
- ❖ La coordination des actions de maîtrise de l'énergie;
- ❖ L'amélioration de la connaissance du système énergétique;
- ❖ La sensibilisation des utilisateurs.

Chapitre 1 : Normes et Exigences d'Efficacité Energétique

Article 9

Des normes et exigences d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie, établies dans le cadre de réglementations spécifiques, régissent les constructions et bâtiments neufs ainsi que les appareils fonctionnant à l'électricité, aux gaz et aux produits pétroliers.

Section 1: Isolation Thermique dans les Bâtiments Neufs

Article 10

Les normes d'isolation thermique dans les bâtiments neufs sont fixées par voie réglementaire. Les normes d'isolation thermique sont des normes de construction et de rendement énergétique qui favorisent les économies d'énergie.

Article 11

La réglementation thermique dans les bâtiments neufs, s'appliquant à la conception et à la construction des bâtiments, détermine:

- ❖ Les catégories de bâtiments et les normes de rendement énergétique y afférentes, selon les données climatiques des lieux où sont situés les bâtiments;
- ❖ Les normes techniques relatives à la construction se rapportant à la résistance thermique, à l'étanchéité des ouvertures de l'enveloppe extérieure d'un bâtiment, à la qualité des matériaux d'isolation et leur mode d'installation, à la fenestration, aux dispositifs des systèmes de chauffage ou de climatisation;
- ❖ Les modalités relatives à la certification et au contrôle de conformité avec les normes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie.

Article 12

A titre transitoire, le caractère obligatoire de l'isolation thermique ne s'applique pas aux bâtiments individuels.

Les modalités d'application du présent article sont fixées par voie réglementaire.

Section 2 : Appareils Fonctionnant à l'Electricité, aux Gaz et aux Produits Pétroliers

Article 13

Les normes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie, s'appliquant aux appareils fonctionnant à l'électricité, aux gaz et aux produits pétroliers, concernent tout appareil neuf vendu ou utilisé sur le territoire national.

Article 14

Les rendements énergétiques des appareils doivent être étiquetés sur les appareils et sur leur emballage.

Article 15

La réglementation sur l'efficacité énergétique doit déterminer notamment:

- ❖ Les catégories d'appareils et les normes relatives à leur rendement énergétique;
- ❖ La procédure de certification ou d'homologation des appareils;
- ❖ Le système d'étiquetage des appareils, notamment la forme, le matériau, la dimension, la couleur, la façon d'apposer et la localisation des étiquettes ou des marques distinctives qu'ils doivent comporter.

Chapitre 2 : Contrôle d'Efficacité Energétique

Article 16

Il est institué un contrôle d'efficacité énergétique qui permet de constater et de certifier la conformité aux normes relatives au rendement énergétique des équipements, matériels et appareils.

Article 17

Le contrôle d'efficacité énergétique est assuré par des organismes et/ou des laboratoires compétents, chargés de la certification et de l'homologation et agréés par les ministères concernés.

Article 18

Le contrôle d'efficacité énergétique s'applique, notamment, aux:

- ❖ Bâtiments neufs, en vue de la certification de conformité avec les normes de rendement énergétique des bâtiments;
- ❖ Appareils fonctionnant à l'électricité, au gaz et aux produits pétroliers raffinés, en vue de la certification de conformité avec les normes de rendement énergétique des appareils ainsi que le contrôle de la conformité de l'étiquetage des appareils;
- ❖ Véhicules et engins à moteurs par inspection périodique, sur la base de normes établies à l'échelle nationale, en vue de s'assurer de leur fonctionnement dans des conditions conformes aux normes de rendement énergétique et normes de l'environnement.

Article 19

Les modalités d'organisation et d'exercice du contrôle d'efficacité énergétique sont fixées par voie réglementaire.

Chapitre 3 : Audit Energétique**Article 20**

Il est institué un système d'audit énergétique obligatoire et périodique pour établir le suivi et le contrôle de la consommation d'énergie des établissements grands consommateurs d'énergie dans les secteurs de l'industrie, du transport et du tertiaire, en vue d'assurer l'optimisation énergétique de leur fonctionnement.

Article 21

L'audit énergétique comprend un ensemble d'investigations techniques et économiques, des contrôles de performances énergétiques des équipements et des procédés techniques, l'identification des causes de la surconsommation de l'énergie et la proposition d'un plan d'actions correctives.

Article 22

Les audits énergétiques sont effectués par les bureaux d'études et les experts agréés par le ministère chargé de l'énergie et sous son contrôle.

Article 23

Les seuils de consommation énergétique déterminant les critères d'assujettissement des établissements à l'audit, la périodicité de l'audit, les modalités d'exercice de l'audit énergétique et d'agrément des auditeurs sont fixés par voie réglementaire.

Chapitre 4 : Sensibilisation des Utilisateurs**Article 24**

Des actions de formation, de perfectionnement technique et de démonstration, en direction des administrations, des collectivités territoriales et des établissements publics et privés, doivent être mises en oeuvre pour promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie.

Ces actions et ces opérations sont définies dans le cadre du programme d'efficacité énergétique prévu dans le cadre de la présente loi.

Article 25

Des actions de sensibilisation, d'éducation et d'information en direction, notamment du grand public et du milieu scolaire, seront mises en oeuvre en vue de vulgariser et de promouvoir la culture des économies d'énergie. Ces actions doivent être inscrites dans les programmes de l'éducation nationale, de communication et de publicité éducative, établis par l'Etat.

Chapitre 5 : Programme National de la Maîtrise de l'Energie**Article 26**

Le programme national pour la maîtrise de l'énergie regroupe l'ensemble des projets, des mesures et des actions dans les domaines suivants:

- ❖ L'économie d'énergie ;
- ❖ L'économie inter énergétique ;
- ❖ La promotion des énergies renouvelables ;
- ❖ L'élaboration des normes d'efficacité énergétique ;
- ❖ La réduction de l'impact énergétique sur l'environnement ;
- ❖ La sensibilisation, l'éducation, l'information et la formation en matière d'efficacité énergétique ;
- ❖ La recherche/développement en efficacité énergétique.

Le programme national pour la maîtrise de l'énergie revêt un caractère pluriannuel.

Article 27

La tranche annuelle du programme national pour la maîtrise de l'énergie peut faire l'objet d'une révision et d'une consolidation par l'inscription de mesures, d'actions ou de projets d'efficacité énergétique jugés prioritaires.

Article 28

Les modalités d'élaboration du programme national pour la maîtrise de l'énergie sont fixées par voie réglementaire.

Chapitre 6 : Financement de la Maîtrise de l'Energie**Article 29**

Un fonds national pour la maîtrise de l'énergie est institué pour le financement du programme national pour la maîtrise de l'énergie.

Article 30

Le fonds national pour la maîtrise de l'énergie est alimenté par:

- ❖ Les taxes graduelles sur la consommation nationale d'énergie ;
- ❖ Les niveaux des taxes nécessaires à l'approvisionnement du fonds, fixés par la loi de finances, sont déterminés sur la base des besoins de financement de la tranche annuelle du programme national pour la maîtrise de l'énergie ;
- ❖ Les subventions de l'Etat ;
- ❖ Le produit des amendes prévues dans le cadre de la présente loi ;
- ❖ Des taxes sur les appareils énergivores.

Article 31

On entend par appareils énergivores, tout appareil fonctionnant à l'électricité, au gaz et aux produits pétroliers dont la consommation dépasse les normes spécifiques de consommation d'énergie fixées par la réglementation.

Article 32

Les modalités d'utilisation des produits du fonds seront fixées par voie réglementaire.

Chapitre 7 : Mesures d'Incitation et d'Encouragement**Article 33**

Des avantages financiers, fiscaux et en matière de droits de douane peuvent être accordés pour les actions et les projets qui concourent à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la promotion des énergies renouvelables.

En outre, ces actions et projets bénéficient des avantages prévus dans le cadre de la législation et la réglementation en matière de promotion des investissements et au bénéfice des activités déclarées prioritaires.

Article 34

Les conditions et les modalités d'accès à ces avantages sont fixées par voie réglementaire.

Chapitre 8 : Connaissance du Système Énergétique National**Article 35**

L'organisation, le développement, la gestion et la conservation des données statistiques sur l'énergie sont assurés par un organisme national compétent.

Les données statistiques sur l'énergie sont centralisées au sein de cet organisme afin d'assurer le traitement et la diffusion d'informations statistiques fiables pour parfaire la connaissance du système énergétique national et permettre:

- ❖ La maîtrise de la consommation énergétique nationale, notamment à l'aide des enquêtes de consommation de l'énergie;
- ❖ L'élaboration du bilan énergétique national;
- ❖ L'élaboration d'études prévisionnelles sur la demande d'énergie et l'évaluation des potentiels d'efficacité énergétique;
- ❖ La mise en oeuvre, dans les meilleures conditions; des actions d'efficacité énergétique définies dans le cadre du programme national pour la maîtrise de l'énergie;
- ❖ L'évaluation périodique du développement de l'efficacité énergétique;
- ❖ L'évaluation périodique des performances de l'efficacité économique du système énergétique.

Article 36

Les modalités d'organisation, de la collecte, du traitement de la diffusion et de la conservation des données énergétiques sont fixées par voie réglementaire.

Chapitre 9 : Coordination des Actions de Maîtrise de l'Énergie**Article 37**

La mise en oeuvre des mesures et des actions de maîtrise de l'énergie est confiée à un organisme national compétent au niveau central.

Article 38

L'opération de coordination technique peut être confiée à un ou plusieurs autres organismes.

Article 39

Compte tenu du caractère d'utilité publique de la maîtrise de l'énergie, le ou les organismes chargés de la maîtrise de l'énergie bénéficient:

- ❖ De subventions annuelles correspondant à des sujétions de service public définies dans le cadre du cahier des charges;
- ❖ Des subventions en matière de fiscalité et de droits de douane pour l'acquisition d'équipements, d'instruments et autres moyens de travail nécessaires à la prise en charge de ces missions de service public.

Titre 3 : Contrôle et Sanctions**Article 40**

La non-conformité aux normes établies par la réglementation d'isolation thermique dans les bâtiments neufs expose les bénéficiaires des travaux aux mesures et sanctions prévues par la législation et la réglementation en vigueur en matière de construction et d'urbanisme.

Article 41

Les appareils neufs, vendus ou utilisés sur le territoire national, fonctionnant à l'électricité, au gaz et aux produits pétroliers, dont la consommation est excessive par rapport aux normes d'efficacité énergétique établies, sont soumis à une taxe fixée par la législation.

Article 42

Les appareils usagés et les véhicules à moteur usagés non conformes aux normes d'efficacité énergétique sont interdits à l'importation.

Sont exclus, conformément aux lois en vigueur, les appareils et les véhicules à usage personnel importés par les particuliers.

Article 43

Toute infraction aux dispositions relatives à l'étiquetage des rendements énergétiques expose les contrevenants aux sanctions prévues par la législation et la réglementation en vigueur relatives à l'étiquetage.

Article 44

Le contrôle d'efficacité énergétique des véhicules à moteurs est régi par les dispositions législatives et réglementaires en vigueur en matière de contrôle technique et périodique des véhicules à moteurs et en matière de contrôle des émissions atmosphériques.

Article 45

Les établissements soumis à l'obligation de l'audit énergétique et qui ne s'y conforment pas dans un délai de six (6) mois, à compter de la date qui leur sera notifiée, sont passibles d'une amende équivalente au double du coût de l'audit.

Ces établissements restent soumis à l'obligation de l'audit et un bureau d'audit sera désigné obligatoirement pour réaliser l'audit auprès de l'établissement concerné.

Article 46

Les exploitants d'établissements, d'infrastructures ou d'équipements soumis au contrôle sont tenus de faciliter l'accès de leurs locaux et équipements aux agents mandatés à cet effet.

En cas de refus, et après une mise en demeure, les exploitants s'exposent à une amende égale au montant de la facture énergétique annuelle déterminée sur la base du dernier exercice.

Article 47

Le non respect des dispositions prévues à l'article 33 de la présente loi relatif aux mesures d'incitation et d'encouragement entraîne la déchéance partielle ou totale des avantages octroyés.

Article 48

Les infractions aux dispositions de la présente loi sont constatées par des procès-verbaux, établis par des agents dûment mandatés, conformément aux procédures spécifiques qui sont fixées par voie réglementaire.

Article 49

Les procès-verbaux constatant les infractions sont adressés au procureur de la République, avec copie au ministère chargé de l'énergie.

Article 50

Toute infraction aux dispositions de la présente loi et des textes pris pour son application est réprimée conformément aux dispositions du code pénal.

Article 51

La présente loi sera publiée au Journal officiel de la République Algérienne Démocratique et Populaire.

Fait à Alger, le 15 Rabie Ethani 1420 correspondant au 28 juillet 1999.

Mr. Abdelaziz BOUTEFLIKA.