



Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables
The 2nd International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012



Economie des énergies fossiles et réduction des GES par la cogénération en Algérie

KHOUDJA Akila¹, KHELLAF Abd Allah², BALISTROU Mourad³

Énergétique, Mécanique et Ingéniering, FSI, UMBBoumedes, Algérie

¹akila.khoudja@cder.dz

³mouradbalistrou@yahoo.fr

Centre de Développement des Energies Renouvelables

²akhellaf@cder.dz

Résumé. Cet article étudie l'économie d'énergie primaire par l'étude de la faisabilité qui exploite les critères technico-économiques et environnementales pour l'installation d'un système de cogénération en Algérie dans les deux secteurs d'activités ; l'industrie et le tertiaire. Ainsi que la législation locale concernant l'autonomie de consommation énergétique qui signifie une production simultanée d'énergie électrique et thermique et/ou mécanique pour la consommer sur site sans avoir besoin d'être alimenté par le réseau électrique national de la SONELGAZ SPA, le seul distributeur légal d'électricité et de gaz dans le pays, ce qui permet à cette dernière de diminuer sa charge de demande clientèle qui dépasse trop sa production. On a donc utilisé une méthodologie qui commence par faire un choix justifié de la technologie adoptée et l'adapter à l'état initial du site en étudiant ses besoins énergétiques en quantité ($kW_{\text{élec}}$, $\text{thermie}_{\text{gaz}}$) et en coût (tarification et facturation), son plan de masse et l'implantation de ses annexes et équipements. Ensuite, on entame le dimensionnement de la l'installation suivie du code de calcul qui décide la faisabilité du projet financièrement, techniquement et environnementalement et valorise la quantité de gaz à effet de serre évitée et celle de l'énergie primaire économisée.

Mots Clés: Cogénération, maîtrise d'énergie, gaz à effet de serre, faisabilité du projet.

I. INTRODUCTION

L'homme a d'ores et déjà influé sur le climat. Cela peut être une remise en cause de notre mode de vie dans lequel nous vivons depuis 1800... Sur la question énergétique, les deux seules alternatives réellement développées sont le pétrole et le nucléaire. Il faut faire un choix rapidement et développer d'autres alternatives renouvelables tout comme il est nécessaire d'économiser nos ressources naturelles fossiles existantes par l'adaptation des nouvelles technologies basées sur la maîtrise de l'énergie et les notions du développement durable, d'où provient l'idée des systèmes de cogénération [1]. 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 qui est de plus en plus adoptée dans les pays de l'Europe surtout [2].

Pour savoir si une installation de cogénération est la technologie la plus rentable pour connaître la quantité de combustible économisée et la production d'énergies d'un établissement quelconque, il est nécessaire de réaliser ce qu'on appelle couramment une étude de faisabilité d'une cogénération [3,4] la plus adaptée au mode de vie de l'Algérie.

II. PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA COGENERATION

Dans une centrale électrique, c'est le rendement électrique maximum qui est recherché (de l'ordre de 40% avec un cycle simple et atteignant 55% avec un cycle combiné), dans la cogénération, on vise un rendement global accru par l'utilisation prioritaire de l'énergie thermique, soit dans un processus industriel soit dans une chaufferie ; la cogénération d'électricité (ou de force) n'est plus dans ce cas le but mais une conséquence, améliorant le bilan économique de l'équipement dont le rendement global peut alors atteindre 90%.

L'énergie électrique est obtenue par conversion de l'énergie mécanique produite par une turbine ou moteur à gaz, ou turbine à vapeur [5].

Cette conversion est obtenue en couplant une dynamo (courant continu) ou un alternateur (courant alternatif) à la turbine. Le rendement de conversion mécanique/électrique est d'environ 98%. Dans des applications de recherche, la production électrique peut également provenir d'une pile à combustible.

Dans un équipement de cogénération, l'énergie électrique est soit autoconsommée, soit réinjectée sur le réseau électrique public de transport (haute tension) ou distribution (moyenne



Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables The 2nd International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012



tension), suivant des conditions économiques fixées par les pouvoirs publics.

L'énergie thermique sert le plus souvent au chauffage de bâtiments et/ou à la production d'eau chaude sanitaire ou à des procédés industriels [6].

III. MÉTHODOLOGIE DE L'ÉTUDE DE FAISABILITÉ D'UNE INSTALLATION DE COGÉNÉRATION

Vu les importantes sommes financières qui seront en jeu, il est primordial que l'étude soit réalisée dans les règles de l'art afin de fournir au gestionnaire de l'établissement étudié des résultats technico-économique chiffrés et fiables en y ajoutant une analyse environnementale et réglementaire, sur lesquels il pourra prendre une décision fondée et négocier avec crédibilité [3].

La méthodologie du pré-dimensionnement proposée se base sur les besoins en chaleur de l'entreprise (établissement) et décrit pas à pas les 4 étapes à suivre :

- Déterminer le besoin en chaleur ;
- Sélectionner un « profil type » de consommation de chaleur ;
- Déterminer la puissance thermique de l'unité de cogénération ;
- Choisir une unité de cogénération.

Cas étudié : en ayant pris le cas d'un hôtel d'une superficie de 12,585 Hectares (125 850 m²) et un accueil de 09 millions de passagers par an avec 1000 salariés.

A. Etape 01 : Déterminer le besoin net en chaleur (BNc) :

Pour obtenir une cogénération 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 revendu au réseau (pas très suggéré dans les conditions réglementaires actuelles en Algérie). Donc, on adopte le premier cas [7,8,9]. Tous comme nous aurons besoin d'utiliser les graphes des données météorologiques de la température d'où le besoin en chauffage, refroidissement (bilans des gains et pertes thermiques), comme c'est décrit sur le DTR (document technique réglementaire algérien) de l'office nationale météorologique les moyennes températures. Et d'où la consommation en GN et en électricité.

D'après le bilan thermique évalué aux données météorologique de l'ambiance extérieure, le besoin en climatisation pendant les trois mois et demi d'été (mi.mai-juin-juillet-Aout) se concrétisent en puissance de presque 1 MWf [Fig. 1]. De même pour le chauffage en hiver [Fig. 2].

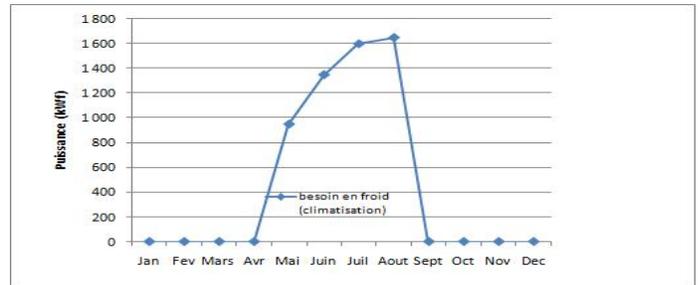


Fig. 1: Besoin annuel en froid



Fig. 2: Puissance du besoin en chauffage

On remarque que la ligne rouge de la [Fig. 3], tout au long de l'année ne fonctionne pas, sauf pour les mois d'été, ce qui veut dire que ce compteur 8060 est spécifique pour l'alimentation des équipements responsables de la climatisation en été avec un autre simple procédés au moment où l'autre compteur 8059 diminue sa consommation. Quand à la ligne bleu elle est consacrée pour toutes les activités, de ce fait, le chauffage en

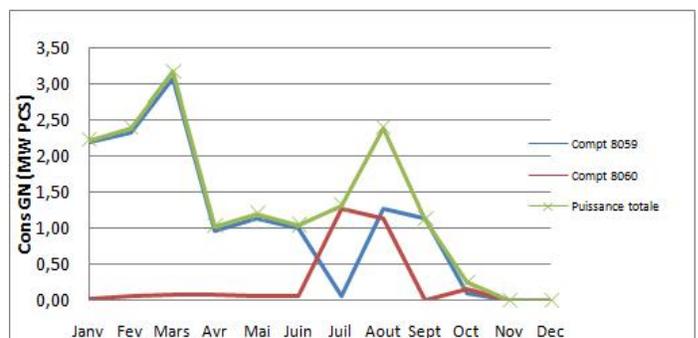


Fig. 3: Consommation annuelle totale du GN



**Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables**
The 2nd International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012

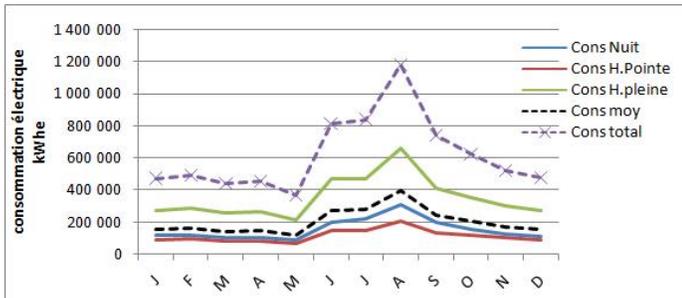


Fig. 4: profil de consommation électrique suivant le tarif des horaires

en hiver avec tous les équipement . Et les deux compteurs consomment ensemble plus de 3 MW PCS.
Le site reçoit deux arrivées de la SONELGAZ facturés tous les deux en E 41 en moyen tension [Fig. 3].

B. Etape 02 : Sélectionner un « profil type » de consommation de chaleur

Il faut adapter le profil de fonctionnement du cas étudié à l'un des profils du rythme d'activité existant [6,10] en déduisant les heures de travail par jour, par semaine, par mois et aussi annuellement, d'où on déduit le profil de la monotone de chaleur correspondant.

C. Etape 03 : Déterminer la puissance thermique de l'unité de cogénération

A chaque « profil type » de consommation de chaleur correspond une taille optimale exprimée par un facteur $P_{part,cogen}$ (consommation maximale de chaleur assurée par le l'unité de cogénération).

D'où : la puissance thermique de l'unité de cogénération est (en kW_q):

$$P_{Qcogen} = \frac{BNC \times P_{part,cogen}}{U_Q} \dots\dots\dots 01$$

Où U_Q : le nombre d'heures durant lesquelles l'unité de cogénération devrait fonctionner à régime nominal pour produire les besoins nets de chaleur (BNC)

Par ailleurs, la quantité de chaleur fournie par l'unité de cogénération est (en kWh_q):

$$Q_{cogen} = P_{Qcogen} \times U_{cogen} \dots\dots\dots 02$$

Où U_{cogen} : le nombre d'heures durant lesquelles l'unité de cogénération devrait fonctionner à régime nominal pour produire la chaleur congénère [Fig. 5].

Pour obtenir les valeurs des différents paramètres nécessaires pour le redimensionnement de l'unité de cogénération, il nous faut établir la courbe de monotone de chaleur. Cette courbe représente la consommation de chaleur horaire classée par ordre décroissant sur une année, exprimée en % de la consommation maximale. Une courbe « monotone de chaleur » peut être déterminée pour chaque « profil type ». Et pour plus de maîtrise, on va utiliser les deux graphes assistants de la monotone de chaleur, les deux seront comme suit :

$f(\text{Nombre d'heures en fonction des charges}) = kWhtn/an$
Et $f(\text{consommation thermique}) = kWhtn/an$
C'est-à-dire (en kWhé) ;
 $E_{cogen} = P_{cogen} \times U_{cogen} \dots\dots\dots 03$

Pouvant prendre deux valeurs de la puissance maximisant à chaque fois l'une des variables et comparant entre eux pour une bonne optimisation [Fig. 6] et [Fig. 7].

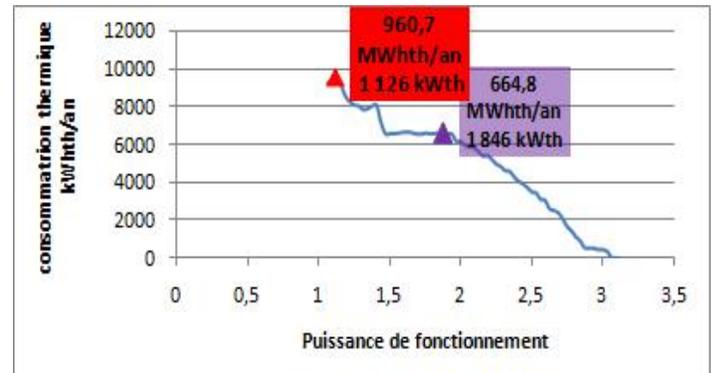


Fig. 5: Puissances de fonctionnement de l'unité de cogénération

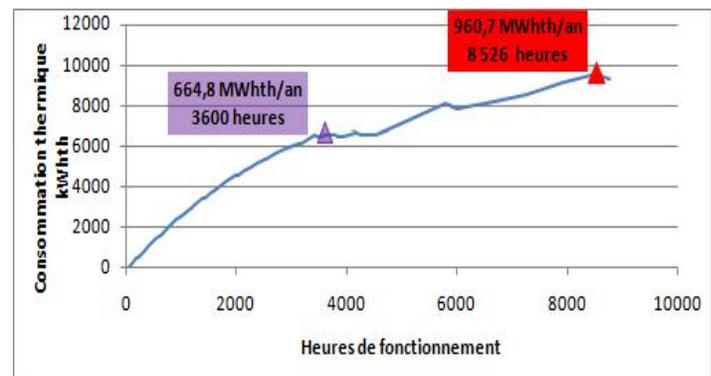


Fig. 6: Les heures de fonctionnement annuelle



**Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables**
The 2nd International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012

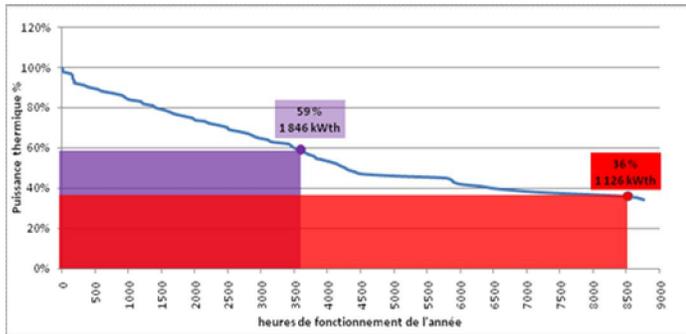


Fig. 7: La monotone de chaleur

TABLEAU 1
RÉCAPITULATION DES RÉSULTATS DU PRÉ-DIMENSIONNEMENT

Puissance élec du moteur au marché	1 130 kW	1 705 kW
Puissance thermique du cogénérateur	1 126 kWth	1 846 kWth
Puissance électrique du moteur	900 kW	1 429 kW
Disponibilité	95 %	95 %
Puissance disponible du moteur	1 074 kW	1 620 kW
Coût de maintenance et d'entretien	1 DA HT/Mwhe	1 DA HT/Mwhe
Coût de l'investissement	407 DA HT/Mwhe	340 DA HT/Mwhe
Fonctionnement saisonnier	03 mois été (clim) / 03 mois hiver (chauffage)	
Prix moyen de l'électricité /jour	2538 DA HT/Mwhe	2538 DA HT/Mwhe
rendement électrique du moteur	38,2 %	39,3 %
rendement thermique du moteur	53,2%	46,9 %
rendement des chaudières existantes	90 %	90 %
rendement électrique (1/2 charge)	34,2 %	36,1 %
Rapport E/C (pleine charge)	79,6 %	83,8 %
Nombre d'heure de fonctionnement/an	3624 h/an (hiver)	

Les lignes directrices [11,3]:

- Dimensionnée en fonction des besoins thermiques afin de valoriser toute la chaleur produite et ainsi être une «cogénération de qualité »;
- Assurer la base des besoins thermiques pour éviter démarrages – arrêts intempestifs ;
- Eviter de revendre trop d'électricité produite au réseau pour valoriser l'électricité produite au meilleur tarif.

III.C.1 Etude technico-économique et environnementale

En premier lieu, il faut présenter l'état initial du site, les équipements, les services et les énergies consommées.

Pour la deuxième phase « **étude de rentabilité** », il faut parcourir les trois critères de décision : technique, économique et environnementale.

D'où, on fait une comparaison entre les consommations et les dépenses sans et avec la cogénération, et pour la cogénération on utilisera les deux moteurs choisies comme optimum dans la monotone de chaleur précédemment, afin de choisir la puissance du moteur le plus rentable des deux.

III.C.1.1 Calcul de la rentabilité

Le premier critère de rentabilité est d'avoir un gain annuel net positif. Il représente la différence entre la somme de tous les gains et la somme de toutes les dépenses [€/an].

$$\text{Gain}_{\text{annuel net}} = \text{Gain}_{\text{pic}} + \text{Gain}_{\text{chaleur}} - \text{Dépense}_{\text{comb}} - \text{Dépense}_{\text{entretien}} \dots \dots \dots 04$$

Un deuxième critère, qui a l'avantage de rapidement montrer l'intérêt financier du projet, est le temps de retour simple sur investissement (**TRI**). C'est la période, exprimée en année, au terme de laquelle tout les gains on permet de rembourser l'investissement initial net [12-13].

$$\text{TRI} = \frac{\text{Investissement}_{\text{net}}}{\text{Gain}_{\text{annuel net}}} \dots \dots \dots 05$$

III.C.1.2 Bilan environnemental [14]

E_{CO₂} : Les émissions de CO₂ de la turbine à vapeur pour la production électrique.

$$E_{\text{CO}_2} = \frac{E}{55\%} \times C_x \dots \dots \dots 06$$

Q_{CO₂} : Les émissions de CO₂ de la chaudière pour la production de chaleur.

$$Q_{\text{CO}_2} = \frac{Q}{90\%} \times C_x \dots \dots \dots 07$$



**Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables**
The 2nd International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012



F_{CO_2} : Les émissions de CO₂ du moteur de cogénération.

$$F_{CO_2} = \frac{E}{\alpha_e} \times C_\chi \dots\dots\dots 08$$

$C_\chi = 217 \text{ g/kWh}$: Le coefficient d'émission de CO₂ du combustible utilisé par l'unité de cogénération.

EE_{CO_2} : La rentabilité écologique est d'atteindre une économie relative de CO₂ supérieur à 05 %.

$$EE_{CO_2} = \frac{Q_{CO_2}}{E_{CO_2} + Q_{CO_2}} \dots\dots\dots 09$$

TABLEAU 2 : RÉCAPITULATION DES RÉSULTATS ENVIRONNEMENTAUX DE L'ÉTUDE DE FAISABILITÉ [4,10,18,19]

CO ₂ émise par la production d'élec (ECO ₂)	4 991 760 638	4 716 836 456
CO ₂ émise par la production thermique (QCO ₂)	2 615 576	2 615 576
CO ₂ émise par la consommation de GN de cogé (FCO ₂)	4 718 579 804	4 717 267 350
ECO ₂ +QCO ₂	4 994 376 214	4 719 452 032
Emissions évitées de CO ₂ (GCO ₂)	275 796 411	2 184 682
Emission évitées de CO ₂ (EE _{CO₂} %)	6%	-

Emission évitées de CO ₂ [t]	
Coefficient d'émission du GN	$C_\chi = 217 \text{ kg/MWh}$

III.C.2 Récapitulation des résultats

TABLEAU 3 : RÉCAPITULATION DES RÉSULTATS

Bilan annuel	état initiale	cogénération moteur 1 126 kWth	cogénération moteur 1 846 kWth
Besoins thermiques	13 393 MWhPCS	13 393 MWhPCS	13 393 MWhPCS
Consommation GN chaudières [11]	12 053 MWh PCS	6 503 MWh PCS	-635 MWh PCS
Consommation GN moteur [15, 2]	-	8 125 MWh PCS	13 907 MWh PCS
consommation électrique URC	886 852 Mwhe	886 852 Mwhe	886 852 Mwhe
Achat SONELGAZ	7 390 435 Mwhe	7 388 193 Mwhe	7 386 598 Mwhe
Production moteur	-	2 242 Mwhe	3 837 Mwhe
Coût GN	4 984 k DA HT	6 049 k DA HT	5 488 k DA HT
Coût électricité primes /puissances	15 078 k DA HT	10 373 k DA HT	10 170 k DA HT
Coût électricité URC	1 548 k DA HT		
Coûts de maintenance et garantie	-	2 k DA HT	3 k DA HT
Coûts d'investissement	-	913 k DA HT	1 305 k DA HT
Coût total d'exploitation	21 610 k DA HT	17 337 k DA HT	16 966 k DA HT
Gain d'exploitation	-	4 273 k DA HT	371 k DA HT
Temps de retour		4,06	-

D. Etape 04 : l'étude de faisabilité

La puissance du moteur dimensionné et celles correspondant au meilleur temps de retour avec une quantité de CO₂ réduite plus importante, d'où on revient à choisir le moteur à 1,13 MWe qui nous permet un gain de plus de **4 000 k DA HT**, de récupérer

nos investissements en quatre ans avec un gain environnemental de 06 % de GES évités.

A partir des tracés de la figure 9 et du profil de consommation de la journée type de chaque mois, il s'avère intéressant de constater que le système de fonctionnement des chaudières en alternances leurs donne une maîtrise des conditions énergétiques et techniques, ainsi, en période d'hiver le moteur aura bien



Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables
The 2nd International Seminar on New and Renewable Energies
Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012



besoin d'une chaudière d'appoint dont la valeur est indiquée sur le tableau récapitulatif de la faisabilité du projet (6 503 MWh PCS). [12]

Et pour le graphe de l'électricité figure 10, on remarque aussi que pour le mois de novembre nous pourrions vendre l'excédentaire [16-17] au réseau national dans le cas où il y aura un appel d'offre de la CREG dans la région avoisinante pour éviter les dépenses de l'éloignement du réseau de plus de 50 km sinon, il sera préférable d'arrêter son fonctionnement pendant ces heures là.

Ajoutant qu'avant cette production simultanée, une partie

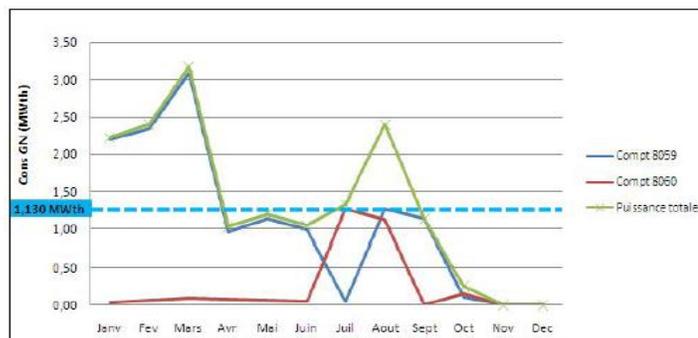


Fig. 8: Production du moteur suivant le besoin annuel

importante de l'électricité consommée était destinée à faire fonctionner les centrales de traitement de l'air pour la climatisation, or, maintenant, la climatisation se fera à partir des gaz d'échappement de hautes températures par une unité de réfrigération à absorption de 0,7 COP pour atteindre la puissance demandée. Il restera par la suite les chambres froides (frigo) qui fonctionneront la nuit, il sera préférable de compenser le manque par une unité de réfrigération à compression au moment où la chaleur stockée sera utilisée par une surconsommation d'eau chaude sanitaire.

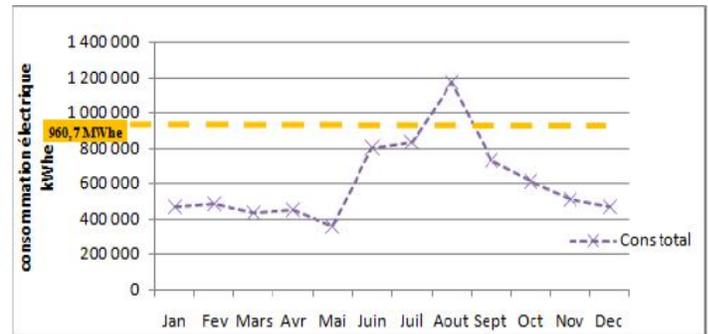


Fig. 9: production électrique du moteur suivant la consommation annuelle

IV. CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE ET LÉGISLATIVE DE LA COGÉNÉRATION EN ALGÉRIE

La loi 02-01 relative à l'électricité et à la distribution publique du gaz sur les technologies

de production centralisée retenues précise dans son article 26 que des mesures d'organisation du marché de l'électricité seront prises en vue de l'écoulement sur le marché d'une quantité d'électricité d'origine renouvelable ou de système de cogénération, à des conditions avantageuses, comme pour les surcoûts découlant de ces mesures peuvent faire l'objet de dotations de l'état ou être imputés sur les tarifs, ce en application de la politique énergétique.

A. Perspectives du travail d'élaboration des textes d'application de la loi 02-01 pour

- La mise en place de la procédure d'appels d'offres
- Une définition plus précise des conditions d'éligibilité aux avantages prévus (Rendements de la cogénération)
- L'introduction de mécanismes plus flexibles et plus adaptés en matière d'octroi des primes aux ER et cogénération

- La définition des modalités de certification et de contrôle de l'électricité produite à partir des ER et de la cogénération

V. CONCLUSION

La cogénération est une technologie d'avenir, qui s'intègre aisément dans tout établissement possédant des besoins de chaleur et d'électricité importants et consommant une importante quantité d'énergie fossile, c'est l'expression que nous cherchions à prouver sur cet article, tout en l'adaptant à la politique et à la situation actuelle du pays.

Et du fait que tout investissement supplémentaire, doit cependant pouvoir se justifier d'un point de vue économique, on a mis en valeur une méthodologie qui suit les principes du « guide de pertinence du grand facilitateur de la cogénération, d'où on a réalisé un premier dimensionnement de l'unité de cogénération pour ensuite déduire le temps de retour simple et justifier les avantages des systèmes de cogénération même dans le pays. Avec une économie de GN de qui peut atteindre les 30 %, une réduction de GES de 06 % et un temps de retour du projet de quatre années, l'étude de faisabilité, avait pour objectif



Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables
The 2nd International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012



de valider ces premiers résultats en fonction de la configuration propre de l'entreprise. C'est sur la base de cette validation, fiable et objective [1], et sur l'adaptation de cette méthodologie à l'application de la technologie, que nous pouvons opter et prendre une décision concernant un projet de cogénération. Sachant que le CREDEG prévoit à l'horizon 2015 une production de 3.7 TWh soit 6 % de la production totale.

and Distribution Conference and Exhibition—Asia and Pacific, vol. (2005), pp.1–5

[18] Chicco, G., and Mancarella, P., 2008. Assessment of the greenhouse gas emissions from cogeneration and trigeneration systems. **Part I: Models and indicators.** Energy 33 (2008) 410–417.

[19] Chicco, G., and Mancarella, P., 2008. Assessment of the greenhouse gas emissions from cogeneration and trigeneration systems. **Part II: Analysis techniques and application cases.** Energy 33 (2008) 410–417.

VI. REFERENCES

- [1] Ministre de Ressources naturelles Canada, 1997-2005. Manuel de l'utilisateur en ligne. RETScreen® Modèle International pour Projets de Cogénération. Catalogue no. : M39-
- [2] Mario, A., and Basulto, E.J., and Perrella Balestieri, A., 2006. Influences of thermal and electric load fluctuations in the cogeneration attractiveness. Applied Thermal Engineering 26 (2006) 1500–1505.
- [3]¹ Daoud, I., Version 2 du 8 août 2003. Facilitateur en Cogénération, Réaliser une étude de préféabilité d'une cogénération dans les Règles de l'Art, Méthodologie à suivre et hypothèses "conservatives" à prendre. Cahier des charges réalisé par le Facilitateur en Cogénération de la Région wallonne
- [4] Daoud, I., Juin 2005. Avec la cogénération tirez le maximum de l'énergie ! Guide de pertinence pour les acteurs du secteur tertiaire, PME, logement en région Bruxelles-capitale.
- [5] Aikaterini Fragaki, A., and all, 2007. Exploration of economical sizing of gas engine and thermal store for combined heat and power plants in the UK. Thesis (PhD). In the UK university.
- [6] JANCOVICI, J.M., chiffre issu de l'Ademe dans leur note de 2005 et 2006.
- [7] Jiacong Cao, J., 2009 Elsevier. Evaluation of retrofitting gas-fired cooling and heating systems into BCHP using design optimization, Thesis (PhD). In the Italy university.
- [8] Katsigiannis, P.A. and Papadopoulos, D.P., 2005. A general techno-economic and environmental procedure for assessment of small-scale cogeneration scheme installations: Application to a local industry operating in Thrace, Greece, using microturbines. Energy Conversion and Management 46, 3150–3174
- [9] Cardona, E., and Piacentino, A., Cardona, F., 2006. Energy saving in airports by trigeneration. Part I: Assessing economic and technical potential. Applied Thermal Engineering 26 (2006) 1427–1436.
- [10] Alto, P., and Ameren, AC., July 2007. Distributed Energy Resources Emissions Survey and Technology Characterization, Thesis (PhD). In the Italy university.
- [11] Hepbasli, A., Ozalp, N., 2002. Co-generation studies in Turkey: an application of a ceramic factory in Izmir, Turkey. Applied Thermal Engineering 22 (2002) 679–691.
- [12] «Cogencalc», 2004. 121/2005F-PDF, ISBN : 0-662-74482-9. Centre d'aide à la décision sur les énergies propres.
- [13] «Cogencalc», 2007. 121/2005F-PDF, ISBN : 0-662-74482-9. Centre d'aide à la décision sur les énergies propres.
- [14] «COGENsim», 2007. 121/2005F-PDF, ISBN : 0-662-74482-9. Centre d'aide à la décision sur les énergies propres.
- [15] Sun, Z.G., 2008. Energy efficiency and economic feasibility analysis of cogeneration system driven by gas engine. Energy and Buildings 40 (2008) 126–130.
- [16] COGEN Association (Turkish Co-generation Association), May 2000. Autoproducers in Turkey, pp. 1–22.
- [17] Aki, H., et al., 2005. Combined heat and power systems in urban commercial building in China. In: Proceedings of 2005 IEEE/PES Transmission