

Table des matières

Dédicaces	2
Remerciements	3
Liste des figures	6
Liste des tableaux :	7
Liste des abréviations	8
Introduction générale	9
Chapitre 1 : Présentation de l'entreprise d'accueil	10
1.1 Introduction :	10
1.2 Présentation	10
1.3 Mission et historique.....	10
1.4 La structure organisationnelle :.....	11
1.5 La centrale Turbine à Gaz de Kenitra (TAG-Kenitra)	12
1.5.1 Principe de la turbine à gaz (TAG)	12
1.5.2 L'alternateur [2]:	13
1.5.3 Les auxiliaires communs de la TAG.....	14
1.5.4 Les auxiliaires propres de la turbine [2] :.....	14
1.6 Conclusion	15
Chapitre 2 : Généralités sur l'audit énergétique et l'état des lieux	16
2.1 Introduction :	16
2.2 Les normes et lois:.....	16
2.2.1 AFNOR BP X30-120[3]	16
2.2.2 L'ISO (<i>Organisation Internationale de Standardisation</i>) [4].....	16
2.2.3 La norme NF EN 12953-11 Mars 2004[5]	17
2.2.4 La loi Marocaine « 47-9 » [0] :	17
2.3 But de l'audit énergétique :	17
2.4 Les différentes étapes d'un audit:	18
2.5 L'état des lieux	18
2.5.1 L'énergie chimique	18
2.5.2 L'énergie thermique :	20
2.5.3 Les équipements électriques	22

2.6 Conclusion	24
Chapitre 3 : Audit des chaudières et optimisation de la consommation d'eau dans la centrale.....	25
3.1 Audit des chaudières.....	25
3.1.1 Le rendement.....	25
3.1.2 Les mesures sur site.....	27
3.1.3 Analyses et solutions proposées	28
3.2 Optimisation de la consommation d'eau dans la centrale.....	30
3.2.1 La consommation annuelle d'eau :	30
3.2.2 Répartition de l'utilisation d'eau.....	31
3.2.3. Le poste de traitement d'eau (PTE)	31
3.2.4 Le refroidissement de l'eau des purges	37
3.3 Conclusion du chapitre	40
Chapitre 4 : Audit des équipements électriques et échangeurs de chaleurs.....	41
4.1 Audit des équipements électriques	41
4.1.1 Classement des équipements les plus énergivores.....	41
4.1. 2 Audit de l'éclairage de la centrale :	43
4.1.3 Audit des moteurs électriques:.....	47
4.1.4 Le facteur de puissance :	51
4.2 Audit des échangeurs de chaleur.....	55
4.3 Conclusion du chapitre :	62
Chapitre 5 : Etudes économique et environnementale.....	63
5.1 Introduction :	63
5.2 La rentabilité des projets :	63
5.2.1 Définitions des indices:.....	63
5.2.2 Durée de vie des projets et leur investissement :	64
5.2.3 Etude de rentabilité des projets :	65
5.2.5 Conclusion.....	67
5.3 Impact environnemental :	67
5.3.1 L'économie d'énergie par projet	68
5.3.2 Les émissions des gaz à effets (CO ₂) de serre réduites :	69
5.3.3 Conclusion :	70
5.4 Conclusion du chapitre.....	70
Conclusion générale	71

Références.....	72
Annexes :.....	73

Liste des figures

Figure 1: structure organisationnelle de l'ONNE.....	11
Figure 2 : structure organisationnelle de TAG de Kenitra.....	12
Figure 3: principe d'une turbine à gaz.....	13
Figure 4: processus de production de l'énergie électrique.....	13
Figure 5: schéma synoptique de la turbine.....	14
Figure 6: consommation des chaudières en fioul et en gasoil en 2015.....	19
Figure 7: production des turbines durant l'année 2015.....	19
Figure 8: consommation des turbines en 2015.....	20
Figure 9: consommation des équipements électriques durant l'année 2015.....	24
Figure 10: Bilan des pertes de la chaudière.....	27
Figure 11: courbe de variation du rendement global en fonction de la charge.....	28
Figure 12: consigne actuelle et proposé pour la marche des chaudières.....	28
Figure 13: courbe d'excès d'air en fonction de la charge.....	29
Figure 14: courbes des rendements globaux avant et après la mise en place des solutions proposés.....	30
Figure 15: bilan de la consommation d'eau brute dans la centrale en 2015.....	31
Figure 16: répartition des besoins d'eau bute dans la centrale.....	31
Figure 17: Eau brute entrée dans le poste et eau déminéralisée produite durant l'année 2015.....	32
Figure 18: Répartition des pertes dans le PTE.....	33
Figure 19: Système actuel du PTE.....	34
Figure 20: première solution proposée pour le PTE.....	35
Figure 21: solution 2 pour le PTE.....	36
Figure 22: système de refroidissement actuel.....	37
Figure 23: première solution pour le refroidissement de l'eau des purges.....	38
Figure 24: système actuel de préchauffage de fioul.....	38
Figure 25: solution 2 pour le refroidissement de l'eau des purges.....	39
Figure 26: exemple de la Fréquence cumulée de la criticité des aspects.....	41
Figure 27: Analyse ABC de la consommation électrique des auxiliaires de la centrale.....	42
Figure 28: lampe à LEDs de remplacement des T8.....	43
Figure 29: lampes à LEDs de remplacement des lampes à iodure métallique.....	43
Figure 30: liste des capteurs nécessaires pour la gestion de l'éclairage dans les locaux.....	44
Figure 31: L'algorithme proposé pour le système de gestion de l'éclairage.....	45
Figure 32: listes des détecteurs pour la gestion de l'éclairage dans les bureaux.....	45
Figure 33: asservissement du moteur de l'aspirateur.....	48

Figure 34: solution proposée	48
Figure 35: système actuel de déplacement du fuel dans le PTF	49
Figure 36: solution proposée pour le système de déplacement du fuel da.....	50
Figure 37: liste de matériel pour le projet	50
Figure 38: résultats des caractéristiques du compensateur du PTV	53
Figure 39: résultats des caractéristiques du compensateur du PTV	53
Figure 40: résultats des caractéristiques du compensateur du PTF	54
Figure 41: Schéma principe d'un échangeur tubulaire	55
Figure 42: Echangeur à plaques.....	56
Figure 43: Thermographe.	56
Figure 44: Résultats du prélèvement par le thermographe des mélangeurs.....	57
Figure 45: Résultats du prélèvement par le thermographe des séparateurs	57
Figure 46: Résultats du prélèvement par le thermographe des échangeurs	57
Figure 47: Exemple de calorifugeage de matelas isolent.....	60

Liste des tableaux :

Tableau 1: les différents types d'énergie dans la centrale.....	18
Tableau 2: caractéristiques des échangeurs de chaleur de la centrale	22
Tableau 3: le facteur de simultanéité des différents types d'appareil [7]	23
Tableau 4: puissance réelle consommée durant l'année 2015	23
Tableau 5 : choix du facteur k: [5].....	26
Tableau 6: formule pour le calcul du rendement.....	26
Tableau 7: Résultats de mesures sur la chaudière A	27
Tableau 8: Coût des charges directes dans le PTE:.....	32
Tableau 9: listes des équipements nécessaire pour la mise en œuvre de la solution retenue	37
Tableau 10: liste de matériels pour la réalisation du projet.....	40
Tableau 11: plage des items en fonction de RD	42
Tableau 12: coût des équipements nécessaires pour le projet.....	46
Tableau 13: l'énergie économisé dans chaque locale.....	46
Tableau 14: coût de réalisation	48
Tableau 15: les différents types de compensation de l'énergie réactive [9]	51
Tableau 16: le facteur de puissance mesuré dans les différents postes.....	52
Tableau 17: résultats des différents calculs avec le logiciel VarSetpro	54
Tableau 18: prix des compensateurs choisis	54
Tableau 19: détermination du coefficient de convection [10]	58
Tableau 20: les valeurs des différents paramètres pour le calcul de hconv.....	58
Tableau 21: les différentes surfaces de déperdition.....	59
Tableau 22: les pertes totales calculées.....	59
Tableau 23: coût de réalisation du calorifugeage [11].....	61
Tableau 24: puissance économisée après calorifugeage.....	62
Tableau 25: Durée de vie et l'investissement de chaque projet.....	64

Tableau 26: Données relatives à chaque projet.....	65
Tableau 27: Valeur actuelle nette (VAN) de chaque projet.....	66
Tableau 28: Taux de rentabilité interne (TRI) de chaque projet.....	66
Tableau 29 Temps de retour sur investissement (PBT) de chaque projet.....	67
Tableau 30 l'indice de profitabilité de chaque projet (IP)	67
Tableau 31: Bilan des énergies économisées par an	68
Tableau 32: Facteurs d'émission de la production d'électricité par pays [14].....	69
Tableau 33: Facteurs d'émission (amont et combustion) de différents carburants [14] ..	69

Liste des abréviations

BP : basse pression.

CO : monoxyde de Carbone.

NO_x : x_oxyde d'azote.

TAG : turbine à gaz.

PTE, (WTP) : Poste traitement d'eau (water treatment post).

PPM : particule par million.

PTF, FOTP : poste traitement du fioul.

PTV : Poste de Production de Vapeur.

HFO : le fuel lourd.

HP : Haute Pression.

ISO: International Organisation for Standardisation (Organisation internationale de normalisation).

AFNOR : association française de normalisation

EN : norme européenne

EDI: Electro- Des-ionisation

MMF: MultiMedia filter (filtre multimédia)

MAD: dirham marocain

Introduction générale

L'énergie est de nos jours, le moteur de développement de nos sociétés. Depuis la révolution industrielle du XIXe siècle, l'humanité ne cesse d'accroître sa consommation d'énergie sous des formes multiples pour répondre à la complexification des sociétés. Ce développement a été favorisé par l'utilisation massive des combustibles dits fossiles, essentiellement le charbon et le pétrole. A l'heure actuelle, les conséquences de l'utilisation de ces combustibles sont visibles. Non seulement ils s'épuisent, mais aussi leur combustion nous détraque le climat alors que les besoins énergétiques continuent d'augmenter toujours et toujours. Cependant d'autres sources d'énergie (sources renouvelables et/ou propres) sont utilisées pour résoudre le problème mais de nos jours l'insuffisance et /ou la non-maitrise totale de leur exploitation fait de l'énergie fossile, une énergie incontournable.

Une autre solution est utilisée pour non pas remplacer les énergies fossiles mais réduire leur consommation et aussi favoriser l'utilisation des sources dites renouvelables et ainsi réduire le coût de la consommation. Il s'agit de **l'efficacité énergétique**. Selon le site web du Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement, **l'efficacité énergétique est une ressource énergétique permettant de consommer moins et mieux**.

L'efficacité énergétique est selon la loi 47-09 « toute action agissant positivement sur la consommation de l'énergie, quelle que soit l'activité du secteur considéré, tendant à la gestion optimale des ressources énergétiques, la maîtrise de la demande d'énergie, l'augmentation de la compétitivité de l'activité économique, la maîtrise des choix technologiques d'avenir économiquement viables, l'utilisation rationnelle de l'énergie et ce, en maintenant à un niveau équivalent les résultats, le service, le produit ou la qualité d'énergie obtenue »[0]. On parle là d'une limitation du gaspillage d'énergie, de trouver la meilleure façon de consommer le minimum d'énergie, minimiser les pertes et augmenter de ce fait le rendement. C'est dans ce sens que s'inscrit notre sujet « **Audit énergétique de la centrale Turbine à Gaz de Kenitra** ».

La centrale turbine à gaz de Kenitra est l'une des centrales thermiques de l'Office National de l'Electricité et de l'Eau Branche Electricité (ONEE-BE). Ce dernier comme son nom l'indique est spécialisé dans la production et la distribution de l'énergie électrique. Il est donc un espace propice pour la mise en application de toutes nos connaissances acquises et confirmer que l'efficacité énergétique est une ressource énergétique permettant de consommer moins et mieux.

Pour mener à bien ce travail, nous l'avons structuré en chapitre dont le premier sera consacré à l'organisme d'accueil, le second aux généralités sur l'audit énergétique de la centrale turbine à gaz (TAG) et l'état des lieux. Le troisième chapitre sera consacré à l'audit des chaudières et à l'optimisation de la consommation de l'eau dans la centrale, le quatrième à l'audit des équipements électriques et échangeurs de chaleurs. L'études économique et environnementale des projets proposés sera dans le dernier chapitre.

Chapitre 1 : Présentation de l'entreprise d'accueil

1.1 Introduction :

Moteur de l'amélioration du niveau de vie des citoyens et la compétitivité économique du pays, l'Office National de l'Electricité et de l'Eau (ONEE) est une entreprise spécialisée dans les domaines de l'eau et l'électricité. Elle veille en effet à l'apport nécessaire d'eau et d'électricité à la population marocaine.

Divisée en deux branches, dans ce chapitre, nous allons nous concentrer sur celle de l'électricité. Nous présenterons l'entreprise, ses missions, son historique, son organisation et la section où nous avons effectué le stage.

1.2 Présentation

L'ONEE-branche électricité est un établissement public à caractère industriel et commercial doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière. Il assure la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique. Avec 8957 collaborateurs et plus de 5.1 millions de clients, l'ONE a enregistré en fin 2014 un taux de croissance de 4.7% par rapport à l'année 2013 avec une énergie électrique appelée de 33 529,6 GWh.

La hausse de la demande électrique reflète la dynamique socio-économique du Maroc occasionnée par l'importante amélioration de l'accès des populations aux infrastructures de base, dont l'électricité dans le cadre du Programme d'Electrification Rurale Global (PERG) et la politique des grands chantiers structurants autant sur le plan économique que social.

1.3 Mission et historique

Ayant pour mission d'assurer le service public la production, le transport et la distribution (*dans les zones où il intervient*) de l'énergie électrique, de gérer et satisfaire la demande globale d'énergie électrique du Royaume dans les meilleures conditions de coût et de qualité de service, de gérer et développer le réseau de transport, de généraliser l'extension de l'électrification rurale et d'œuvrer pour la promotion et le développement des énergies renouvelables, il a eu depuis sa date de création en 1963 plusieurs succès dont on peut citer quelques dates importantes :

1975 : Création d'une Commission Interministérielle de l'Electrification Rurale et du Fonds Spécial de l'Office.

1978 : Lancement du Programme National d'Electrification Rurale (PNER) par les Pouvoirs Publics, visant à long terme l'électrification globale du Royaume ; ce qui a permis l'électrification de 967 villages soit un taux d'électrification de 18% à fin 1995.

1996 : Lancement du Programme d'Electrification Rurale Globale (PERG) par l'Office a permis d'atteindre à fin 2007 l'électrification de 1 767 000 foyers ruraux soit plus de 31 640 villages avec un taux d'électrification rural de 93% ;

2008 : Le lancement du Plan de Valorisation de l'Electrification Rurale (Plan VER) a permis d'atteindre jusqu'à 42 152 villages électrifiés, soit 2 118 668 foyers en fin 2014.

À fin 2014, la puissance totale installée du parc de production électrique de l'Office s'élève à **7 994 MW** dont 32% de la puissance installée est de source renouvelable. Durant l'année 2014, la production éolienne a atteint 1 923,764 GWh y compris l'énergie éolienne via réseau client contre 1356,1 GWh en 2013. La production de la STEP a été de 395,454 GWh contre 205,381 GWh en 2013. La contribution des tiers nationaux a atteint 137,204 GWh en 2014 contre 110,9 GWh en 2013.

1.4 La structure organisationnelle :

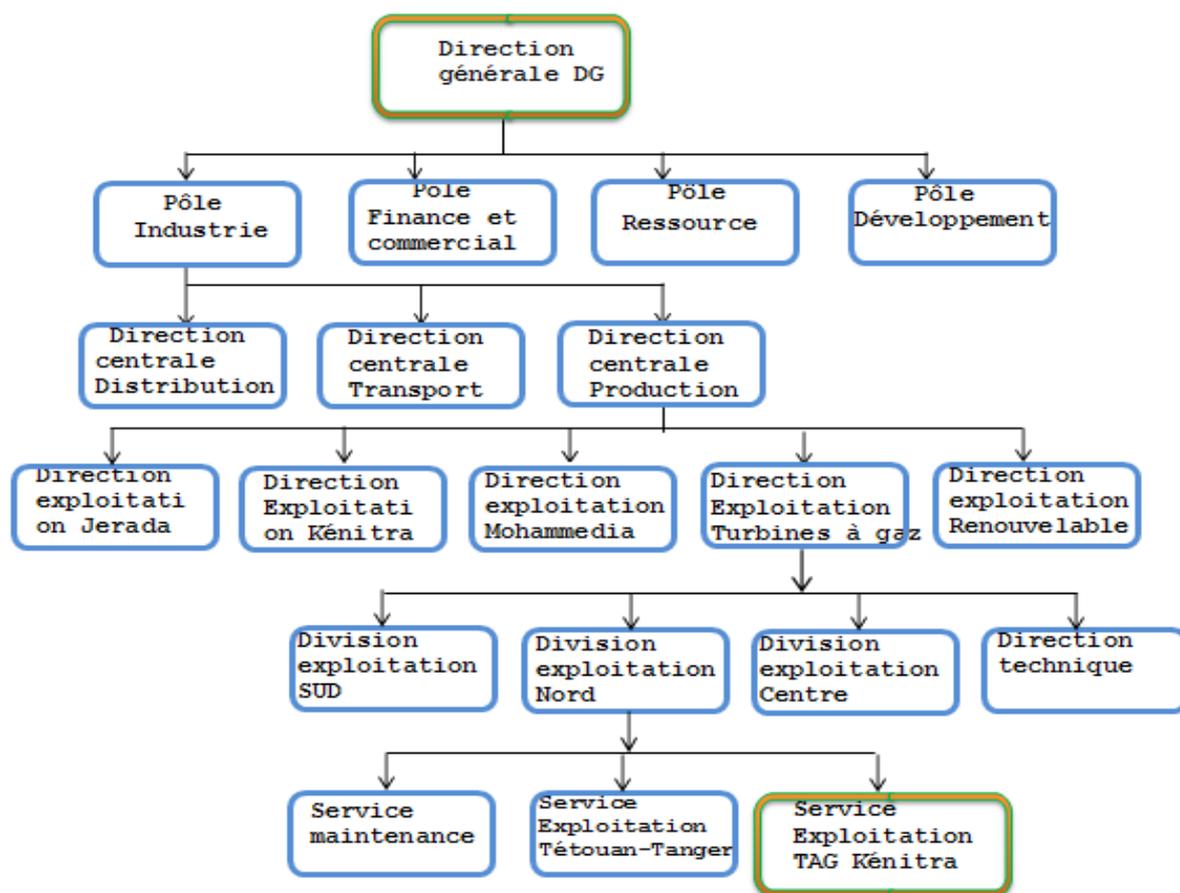


Figure 1: structure organisationnelle de l'ONNE

1.5 La centrale Turbine à Gaz de Kenitra (TAG-Kenitra)

L'énergie électrique ne peut pas être stockée telle quelle à grande échelle, chaque kilowattheure doit être produit au moment de sa consommation. L'équilibre entre l'offre et la demande doit être maintenu en tout temps pour assurer la fiabilité du service électrique. Or, la demande globale d'électricité suit des cycles journaliers, hebdomadaires et saisonniers, basés notamment sur une combinaison de facteurs, dont la succession du jour et de la nuit, le climat, l'activité économique et les habitudes de vie quotidienne des ménages. Les centrales de secours ont été mises en place pour compenser ce manque pendant les heures de pointes qui sont souvent de courte durée. La centrale TAG de Kenitra est l'une de ces centrales au Maroc.

Avec une capacité 315MW, elle est Formée de trois turbines de capacité unitaire de 105MW et est utilisée comme une source d'énergie de secours c'est-à-dire pendant les heures de pointes. Sa particularité réside dans la nature du combustible utilisé. En effet, Il s'agit du fioul2 (sauf pendant les phases de démarrage et d'arrêt où le gasoil est utilisé). Le choix du combustible est justifié par le coût élevé du gaz.

La structure organisationnelle au sein de la centrale est la suivante :

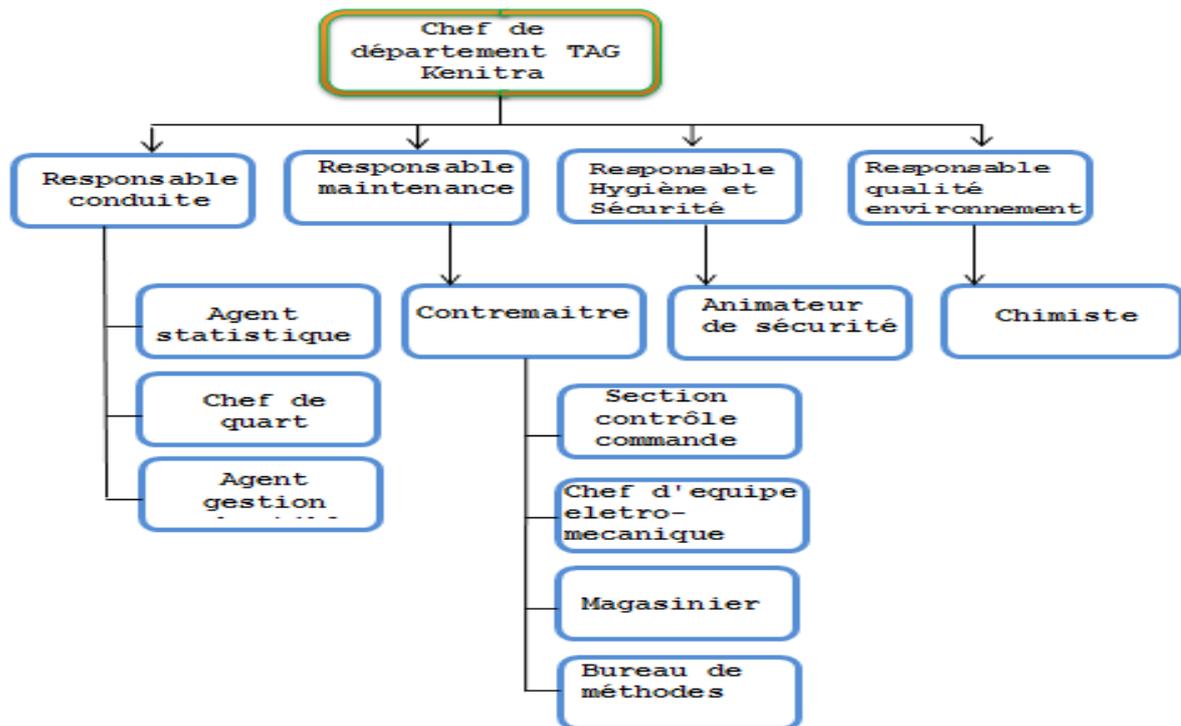


Figure 2 : structure organisationnelle de TAG de Kenitra

1.5.1 Principe de la turbine à gaz (TAG)

La turbine à gaz s'inspire du principe du moteur à quatre temps : admission, compression, combustion et échappement. Pour un moteur à quatre temps les phases sont effectuées une après l'autre. Dans la turbine, ces phases s'effectuent simultanément. L'air est compressé

puis transférer vers les chambres de combustion. Du combustible est injectée grâce à des injecteurs puis une bougie active la combustion. La combustion produit un gaz à haute température d'environ 2000°C et une pression élevée. Il est ensuite refroidit (environ 500°C) puis conduit vers les ailettes de la turbine provoquant ainsi sa rotation. La turbine couplée à un alternateur, fait tourner ce dernier dont le rôle est de convertir l'énergie mécanique en énergie électrique. La figure 3 montre le principe d'une TAG et la figure 4 donne le processus de conversion de l'énergie dans une TAG.

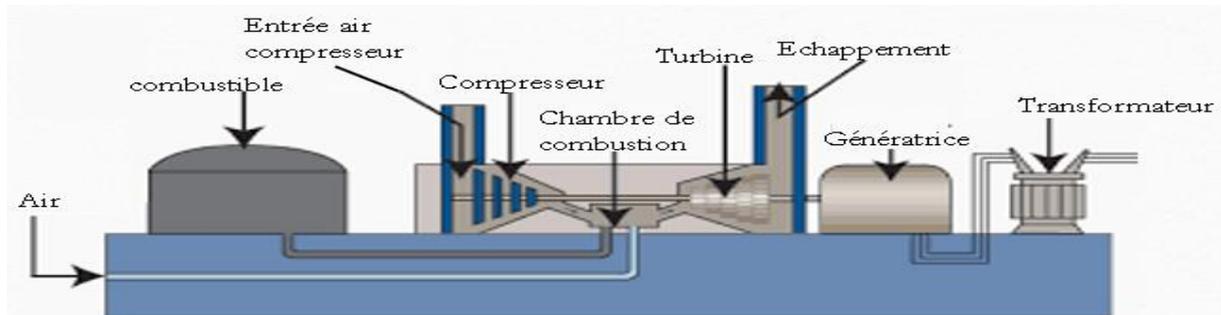


Figure 3: principe d'une turbine à gaz

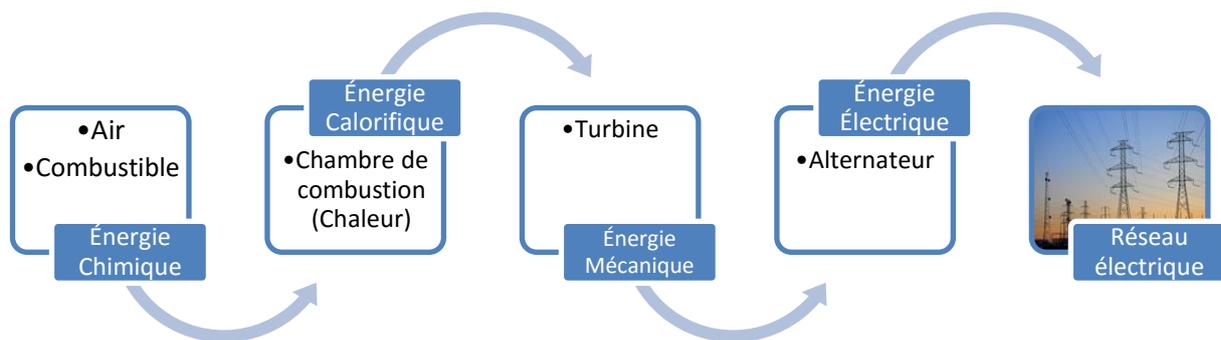


Figure 4: processus de production de l'énergie électrique

1.5.2 L'alternateur [2]:

La rotation de la turbine fait tourner un alternateur pour produire de l'électricité. Dans cette centrale l'alternateur est accouplé directement à la turbine par un couplage mécanique et tourne à la vitesse de 3000 tours/minutes. La machine utilisée est une machine synchrone triphasée à rotor bobiné.

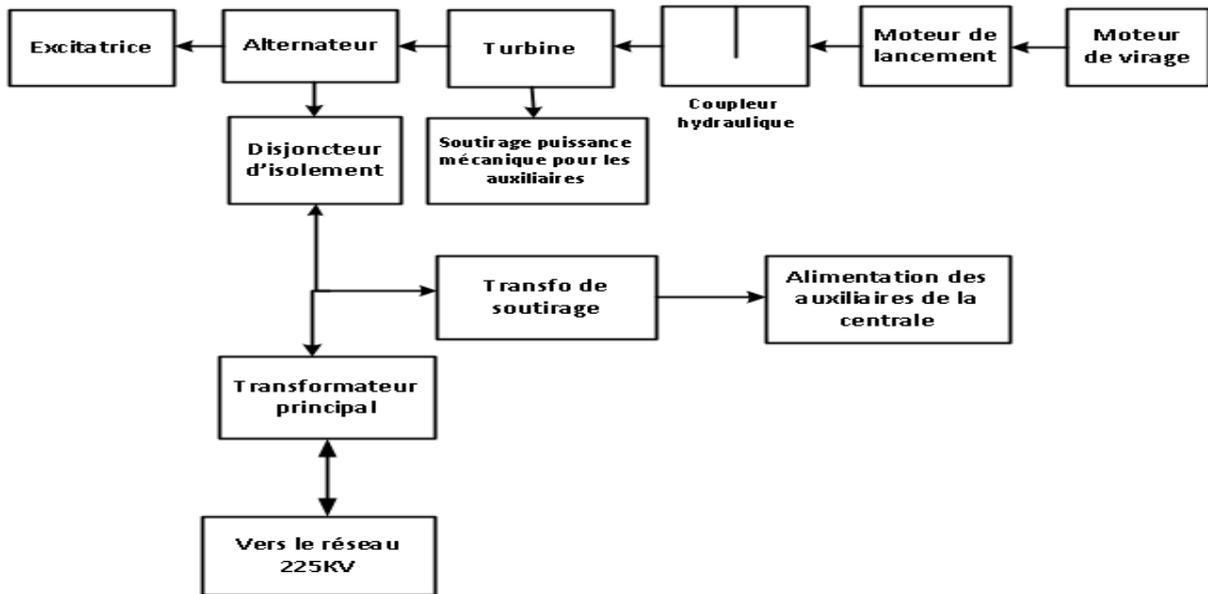


Figure 5: schéma synoptique de la turbine

1.5.3 Les auxiliaires communs de la TAG

Les auxiliaires communs sont :

- * **Poste de traitement de fioul PTF:** Pour la déminéralisation de l'eau
- * **Poste de traitement d'eau PTE:** son but de limiter la formation de tartre par l'extraction maximale des sels minéraux.
- * **Chaudière (composée de 3 chaudières auxiliaires):** Sa fonction est d'assurer la disponibilité de la vapeur d'eau pour les différentes utilisations.
- * **Poste de production d'air :** Pour l'air nécessaire pour les différentes applications à savoir l'alimentation des systèmes pneumatiques et la maintenance.
- * **Local d'incendie :** pour l'extinction des incendies
- * **Parc de stockage** (y compris la station de dépotage Fuel et Gasoil) : pour approvisionnement du fioul et du gasoil.

1.5.4 Les auxiliaires propres de la turbine [2] :

- **Le système de préchauffage, Injection inhibition de vanadium et filtrage :** Il est conçu pour assurer l'alimentation de la turbine à gaz en fioul léger (gasoil) et lourd à des niveaux corrects de pression, de débit, de viscosité & température et de propreté.
- **SKID de refroidissement par aéroréfrigérants :** Refroidir par des aéroréfrigérants l'huile de lubrification commune à la turbine à gaz (TAG) et Alternateur, les pattes supports de la TAG, les détecteurs de flammes de la TAG, l'air d'atomisation de la TAG et l'alternateur

- **Skid de lavage** : Permet de laver compresseur et la turbine à combustion pendant des phases de fonctionnement ou d'arrêt de la turbine
- **Analyseur d'émission** : Il a pour mission l'analyse de la fumée et de détecter les problèmes dans la combustion.
- **Skid lutte contre incendie** : Il fournit le dioxyde de carbone (CO₂) nécessaire au système de protection d'incendie.

1.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté l'organisme d'accueil, ses missions, sa structure hiérarchique ainsi que le service où nous avons effectué le stage. Nous avons aussi donné une vision globale sur les centrales thermiques, le principe d'une turbine à gaz, les différentes parties de la centrale à turbine à gaz de Kenitra à savoir les auxiliaires communs, les auxiliaires propres à la turbine, la turbine et son système de lancement, l'alternateur, les transformateurs principal et soutirage.

Cette partie nous a permis d'avoir une vision sur notre sujet qui sera étudié dans le prochain chapitre.

Chapitre 2 : Généralités sur l'audit énergétique et l'état des lieux

2.1 Introduction :

L'audit énergétique est selon la **Loi 47-09'** « l'ensemble des études, des investigations techniques et économiques, des contrôles de performances énergétiques des équipements et des procédés techniques, permettant l'identification des causes de la surconsommation de l'énergie et la proposition d'un plan d'actions correctif ». Il est donc une étude visant à l'utilisation efficace de l'énergie en conservant le niveau de la production, les normes de qualité, de sécurité et de protection de l'environnement. C'est dans ce sens que nous allons orienter cette étude. Et pour bien y parvenir, nous allons utiliser des normes référentielles et des conseils des entreprises d'audit énergétique afin de réussir cette étude.

Dans ce chapitre, nous allons d'abord citer les normes utilisées pour l'étude, ensuite le but de l'audit énergétique suivie de l'état des lieux et enfin un plan d'approche.

2.2 Les normes et lois:

L'utilisation des normes étrangères sont dues au non existence leur équivalence au Maroc.

2.2.1 AFNOR BP X30-120[3]

AFNOR ou Association Française de Normalisation est l'organisation française qui représente la France auprès de l'Organisation internationale de normalisation (ISO) et du Comité européen de normalisation (CEN). Son référentiel de bonnes pratiques BP X30-120 décrit la méthode pour réaliser un diagnostic énergétique dans l'industrie. Publié en mars 2006, il garantit à l'entreprise des pratiques cohérentes et harmonisées contribuant à la réalisation de diagnostics énergétiques de qualité.

Le diagnostic énergétique, au sens du BP X30-120, constitue le véritable socle de la démarche de management de l'énergie. C'est l'élément moteur qui, réalisé périodiquement pour devenir « revue énergétique » (au sens de la norme ISO 50001), permettra d'incrémenter les solutions d'économies d'énergie et ainsi de pérenniser la performance énergétique

2.2.2 L'ISO (*Organisation Internationale de Standardisation*) [4]

L'ISO 50001:2011 spécifie les exigences pour concevoir, mettre en œuvre, entretenir et améliorer un système de management de l'énergie permettant aux organismes de parvenir,

par une démarche méthodique, à l'amélioration continue de sa performance énergétique, laquelle inclut l'efficacité, l'usage et la consommation énergétiques. Elle se fonde sur la méthodologie d'amélioration continue dite PDCA et intègre le management de l'énergie dans les pratiques quotidiennes de l'organisme. L'approche PDCA peut être décrite succinctement comme suit :

- **Planifier (Plan):** procéder à la revue énergétique et définir la consommation de référence, les indicateurs de performance énergétique (IPÉ), les objectifs, les cibles et les plans d'actions nécessaires pour obtenir des résultats qui permettront d'améliorer la performance énergétique en cohérence avec la politique énergétique de l'organisme.
- **Faire (Do):** appliquer les plans d'actions de management de l'énergie.
- **Vérifier (Check):** surveiller et mesurer les processus et les caractéristiques essentielles des opérations qui déterminent la performance énergétique au regard de la politique et des objectifs énergétiques, et rendre compte des résultats.
- **Agir (Act):** mener à bien des actions pour améliorer en permanence la performance énergétique et le SMÉ.

Selon l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), la pratique du management de l'énergie en entreprise est un outil efficace pour réduire les émissions de gaz à effet de serre liées aux activités industrielles et respecter les objectifs globaux. Pour l'ISO, la norme 50001 impactera 60% de la consommation mondiale d'énergie.

2.2.3 La norme NF EN 12953-11 Mars 2004[5]

La présente Norme Européenne mise à jour en mars 2016, s'applique aux chaudières à tubes de fumée. Les mesures des différents paramètres nécessaires au calcul du rendement caractéristique, par la méthode des pertes séparée selon l'article R. 224-20 du code de l'environnement, sont faites à allure stabilisée de la chaudière. Cette allure doit être comprise entre un tiers et cent pour cent de la puissance nominale.

2.2.4 La loi Marocaine « 47-9 » [0] :

Elle a pour but d'augmenter l'efficacité énergétique dans l'utilisation des sources d'énergie, éviter le gaspillage, atténuer le fardeau de coût d'énergie sur l'économie et contribuer au développement durable. Sa mise en œuvre repose principalement sur les principes de la performance énergétique, des exigences d'efficacité énergétique, des études d'impact énergétique, de l'audit énergétique obligatoire et du contrôle technique.

2.3 But de l'audit énergétique :

L'audit énergétique a pour but de permettre aux entreprises de réaliser des économies d'énergie et plus largement réduire la consommation des énergies fossiles ainsi que les émissions des gaz à effets de serre. Il se penche sur une acquisition adéquate des caractéristiques de consommation énergétique du système à auditer afin de déterminer et de quantifier les économies d'énergie qui peuvent être réalisées de façon rentable, et de rendre compte des résultats.

2.4 Les différentes étapes d'un audit:

Les audits énergétiques sont menés en trois phases distinctes selon le guide des bonnes pratiques de l'AFNOR BP X30-120 et la norme française relative aux audits énergétiques NF EN 16247

- **PHASE 1** : Analyse préalable : recueil des données, diagnostic et identification des usages énergétiques (UE).
- **PHASE 2** : Analyse détaillée: consolidation des bilans préliminaires, campagnes de mesures et identification des gisements potentiels d'économie d'énergie. Définition du plan de mesures et des tableaux de bord avec indicateurs de la performance énergétique (IPE).
- **PHASE 3** : Recherche et évaluation des solutions d'amélioration : calcul des économies d'énergie réalisables, estimation des temps de retours sur investissement des actions retenues et évaluation de la diminution de l'impact environnemental, dont les gaz à effet de serre.

2.5 L'état des lieux

La compréhension de l'existant est une étape importante pour tout audit. Dans la centrale turbine à gaz (TAG) de Kenitra, nous avons trois sources principales d'énergie.

Le tableau suivant regroupe ces énergies et les équipements associés.

Forme Energie	Electrique	Thermique	Chimique
Equipement associés	Les équipements électriques de la centrale	Echangeurs de chaleur	Chaudières TAG

Tableau 1: les différents types d'énergie dans la centrale

En plus de ces énergies, on peut aussi citer l'eau, les produits chimiques qui sont aussi consommés dans la centrale.

2.5.1 L'énergie chimique

Elle est utilisée pour la combustion dans les équipements tels que les chaudières, les turbines.

2.5.1.1 Les chaudières :

Les chaudières à vapeur sont au nombre de trois et utilisent du fioul, du gasoil comme combustible de base afin d'assurer la production de la vapeur d'eau. Cette dernière est utilisée pour maintenir la température des différents équipements selon leurs caractéristiques.

- *Les caractéristiques des Chaudières voir annexes ch2_1.*

– **Relevé de la Consommation des chaudières durant l'année 2015**

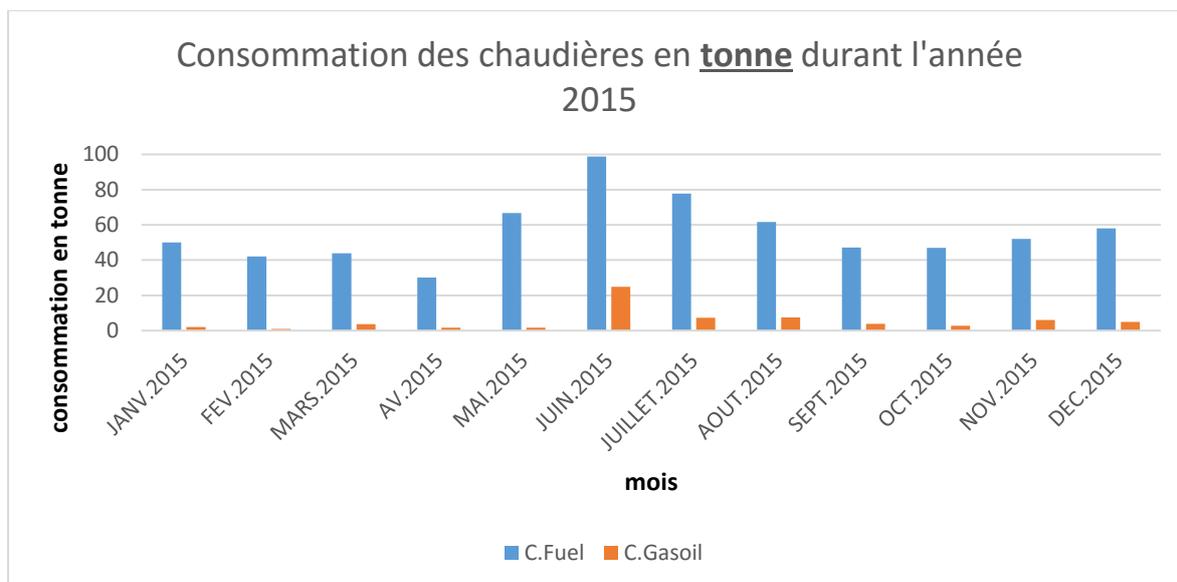


Figure 6: consommation des chaudières en fioul et en gasoil en 2015

2.5.1.2 Les turbines à gaz (TAG)

La centrale possède trois turbines à gaz (TG5, TG6, TG7). Elles utilisent du fioul comme combustible de base pour la production de l'énergie mécanique qui est ensuite convertis en énergie électrique par les alternateurs. Les caractéristiques des turbines sont dans le tableau 5. Durant l'année 2015 la production et la consommation des turbines sont respectivement représentées dans les figures 7 et 8.

- **Caractéristiques des turbines à gaz (voir annexes Ch2_2)**
- **Production des turbines durant l'année 2015**

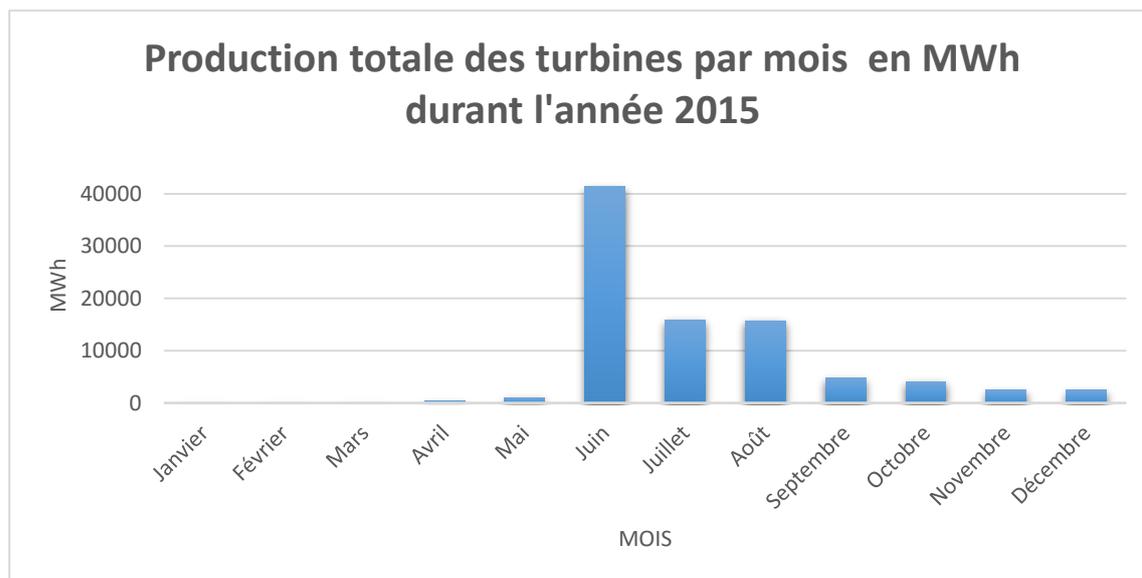


Figure 7: production des turbines durant l'année 2015

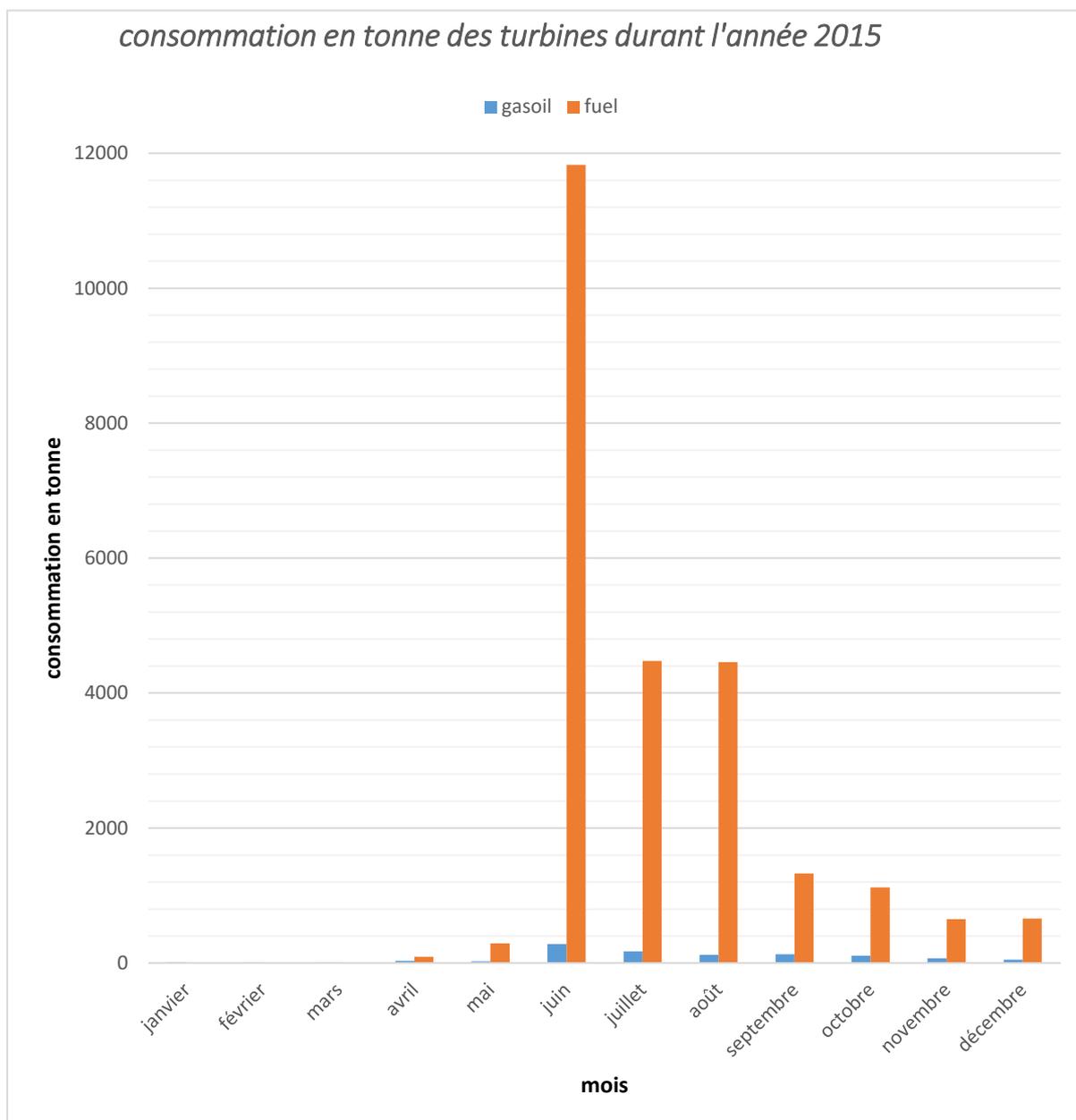
– *Consommation des turbines durant l'année 2015*

Figure 8: consommation des turbines en 2015

2.5.2 L'énergie thermique :

Les échangeurs de chaleur sont utilisés pour assurer le chauffage des combustibles, le refroidissement des auxiliaires et toutes autres opérations de transfert de chaleur. Le tableau suivant regroupe les échangeurs par poste et leurs caractéristiques.

Caractéristiques des échangeurs

Poste	Type	Rôle	Description	nombre	utilisé	Température (°C)
PTV	Tubulaire	Réchauffeur Fuel	Echange entre « Fuel traité » et « Vapeur »	1	1	Te = 80 Ts = 95 Te = 165 Ts = 95
		Réchauffeur Eau de lavage	Echange entre « Eau déminéralisée » et « Vapeur »	9	9	Te = 55 Ts = 100 Te = 165 Ts = 90
Poste de Traitement d'eau (PTF)	Tubulaire	Réchauffeur Fuel	Echange entre « Fuel Brute » et « Vapeur »	9	9	Te = 78 Ts = 110 Te = 165 Ts = 90
		Récupérateur de chaleur	Echange entre « Fuel traité » et « Fuel Brute »	2	1	Te = 50 Ts = 78 Te = 98 Ts = 60
	A plaques	Récupérateur de chaleur eau effluent	Echange entre « Eau Sortie 2ème séparation » et « Eau Déminéralisée (entrée générale) »	2	1	Te = 25 Ts = 55 Te = 98 Ts = 21
		Refroidisseur eau effluent	Echange entre « Eau effluent » et « Eau déminéralisée »	2	1	Te = 60 Ts = 95 Te = 110

						Ts = 75
Auxiliaires turbine	Tubulaire	Réchauffeur Fuel	Echange entre « Fuel traité » et « Vapeur »	1* 3	1* 3	Te = 50 Ts = 125 Te = 165 Ts = 95
		Echangeur Eau	Echange entre «Eau déminéralisé » et « Air »	18 *3	18 *3	Te = 50 Ts = 40
		Echangeur Air d'atomisation	Echange entre « Eau » et « Air d'atomisation »	1* 3	1* 3	Te = 360 Ts = 120
	A	Echangeur Huile de lubrification	Echange entre « Eau » et « huile de lubrification »	2* 3	1* 3	Te = 70 Ts = 50
	Thermo-	Réchauffeur électrique Gasoil	Echange entre « Gasoil » et « Résistance Electrique »	7* 3	7* 3	Te = 18 Ts = 25

Tableau 2: caractéristiques des échangeurs de chaleur de la centrale

2.5.3 Les équipements électriques

Cette partie concerne tous les actionneurs électriques de la TAG. Pour le calcul de la puissance active réelle consommée (P_{ut}), nous avons fait intervenir des coefficients tels que le coefficient de simultanéité (K_S), le coefficient d'utilisation (K_U).

$$P_{ut} = P_a \cdot k_u \cdot k_s ; \quad (2.1)$$

Le facteur d'utilisation est calculé de la façon suivante :

$$K_u = \frac{\text{heures de marche réelles}}{\text{heures de marche données par le fournisseur}} ; \quad (2.2)$$

Le facteur de simultanéité est quant à lui est donné par le tableau suivant :

Type d'appareil	Ks
Eclairage	1
Ventilation	1
Conditionnement d'air	1
Fours	1
Prise de courant (cas où 6 prises sur le même circuit)	0.25
Machines-outils	0.75
Compresseurs	0.75

Tableau 3: le facteur de simultanéité des différents types d'appareil [7]

Le tableau suivant regroupe la puissance et l'énergie totale consommée durant l'année 2015

Les locaux	Pa(KW)	P _{ut} (KW)	Cos phi	Energie(MWH)	Equipements
Local traitement d'eau	134.86	71.49	0.88	41.471	-33 moteurs. -1 résistance. -5 ventilateurs.
Local traitement de vapeur	98.24	70.16	0.76	454.62	-13 moteurs. -4 résistances. -6 ventilateurs.
Local traitement de fuel	598.31	387.17	0.75	1871.18	-69 moteurs. -16 ventilateurs.
Local dépotage	185.7	11.42	0.84	26.16	-28 moteurs.
Turbine	3*1622.6	3*1005.8	0.85	1358.142	-114 moteurs. -36 ventilateurs. -28 résistances.
Autres	537.8	126.33	0.83	87.79	-12 moteurs. -2 ventilateurs. 2compresseurs.

Tableau 4: puissance réelle consommée durant l'année 2015

2.5.3.3 Historique de la consommation des équipements électrique en MWH de la centrale durant l'année 2015

La figure suivante résume la consommation mensuelle d'énergie électrique en 2015

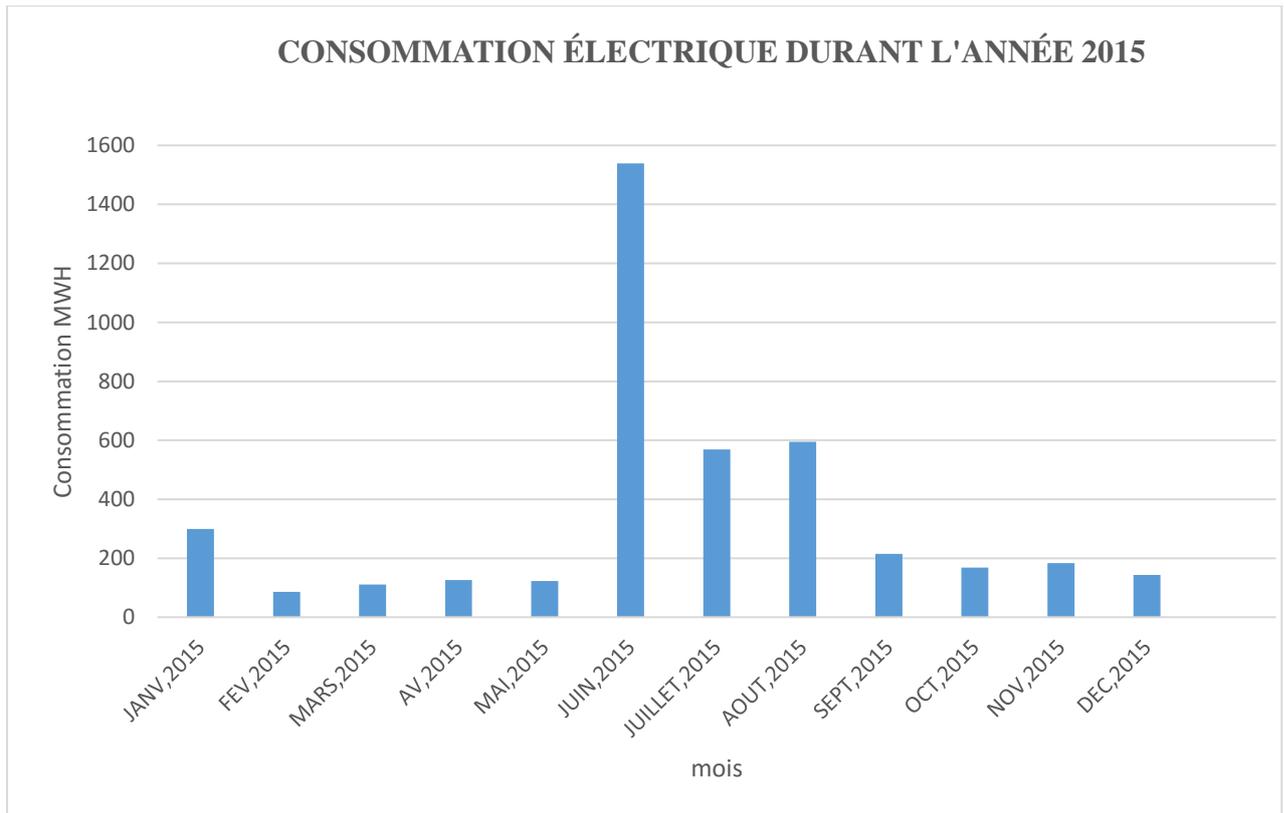


Figure 9: consommation des équipements électriques durant l'année 2015

2.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différentes normes utilisées, donné le but de l'audit énergétique ses différentes parties. Nous avons aussi fait l'état des lieux du système à étudier ce qui nous servira de guide pour auditer les différentes parties.

Le chapitre suivant, sera consacré à l'audit des chaudières.

Chapitre 3 : Audit des chaudières et optimisation de la consommation d'eau dans la centrale

3. 1 Audit des chaudières

Dans ce chapitre, nous allons déterminer le rendement des chaudières et le comparer au rendement donné par le constructeur, prendre une chaudière et déterminer ses limites et comparer avec celles données par le constructeur, faire une comparaison sur les pertes pour différentes charges, et hisser les causes des limites des chaudières pour en trouver les solutions

3.1.1 Le rendement

D'une façon générale, le rendement est ce qu'on gagne, le rapport entre ce qui est consommé et ce qui est produit. Il existe trois types de pertes dans une chaudière à fumées. Ce sont les pertes par fumées, les pertes vers l'ambiante et les pertes à l'arrêt de la chaudière.

Pour caractériser les performances des chaudières, nous allons utiliser **la norme NF EN 12953-11 Mars 2004**. (*Absence de normes marocaines pour le calcul*)

Les formules que nous utiliserons pour les calculs sont les suivantes, le complément est dans le tableau six (les détails sont à l'annexe Ch3).

PCI=pouvoir calorifique inférieur du combustible ; **mf**=masse du fioul ; **hf**=enthalpie du fioul ; **hamb**= enthalpie du fioul à la température ambiante ;

$$Q_f = m_f \times (h_f - h_{amb}) ; (3.1)$$

$$Q_e = m \times (h_{100} - h_{amb}) ; (3.2)$$

$$E_{el} = P \times t$$

%O2 = la teneur en oxygène mesurée dans les fumées [%].

P=puissance des équipements électriques ; **t**=temps de fonctionnement

$$\text{Pertes à l'arrêt [kW]} = q_E \times \text{Puissance nominale chaudière [kW]}$$

K= constante dépendant du combustible et est donné par le tableau suivant :

COMBUSTIBLE	k	O en %
Gaz naturel	0,47	11,7
Propane	0,51	14
Fuel domestique	0,57	15,8
Fuel lourd	0,59	16
Charbon gras	0,67	18,7
Charbon maigre	0,71	19,6
Coke	0,71	20,6

Tableau 5 : choix du facteur k: [5]

Symbole	Formule pour le calcul	Signification
η_g	$\frac{Pa + credit - pf - pamb - pertes \text{ à l'arrêts}}{Pa + credits}$	Rendement global
Pa	$PCI \times mf$	puissance contenue dans le combustible
%CO2	$\frac{\%CO2max (21 - \%O2)}{21}$	Pourcentage du gaz carbonique
Pf(%)	$100 - \frac{K(Tf - Tamb)}{\%CO2}$	Pertes par fumées en pourcent
$\eta_{com}(\%)$	$\frac{Pa - Pf}{Pa} * 100$	Rendement de combustion
η_u	$\frac{Pa - pf - pamb}{Pa}$	Rendement utile avec Pamb = pertes vers l'ambiante
Crédits	Qf+Qe+Eél.	Energie fournie au fuel Energie fournie à l'eau Energie électrique
%CO2max	pour le fuel : 15,2 % et pour le gaz : 11,9 %	la teneur en CO2 des fumées si la combustion était idéale

Tableau 6: formule pour le calcul du rendement (3.3)

La chaudière peut être définie comme suit :

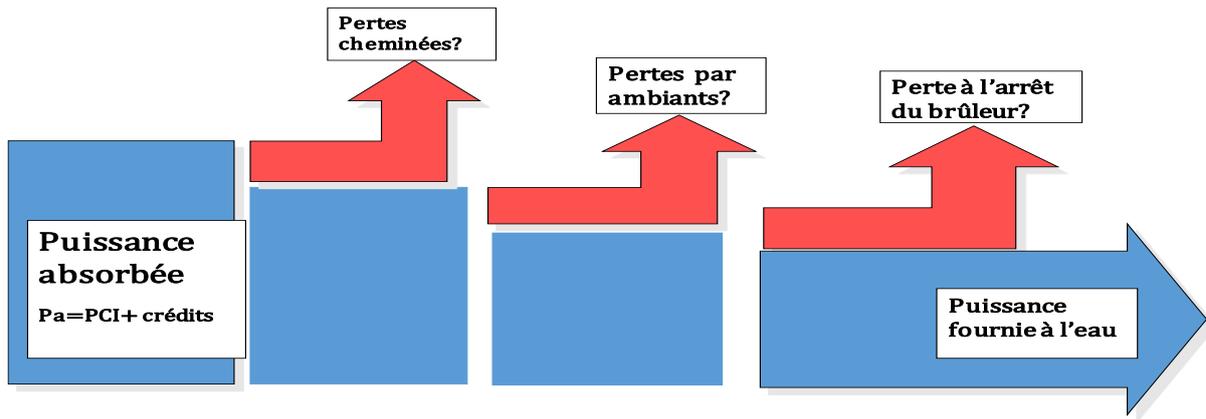


Figure 10: Bilan des pertes de la chaudière

3.1.2 Les mesures sur site

Dans cette partie, nous avons mesuré les différentes variables entrant en jeu dans le calcul du rendement en variant la charge de la chaudière pour déterminer ses limites. Les résultats de mesures sont résumés dans le tableau suivant :

	Entrée dans la chaudière		Sortie cheminé				Vapeur produite	
Charge ▾	Débit fuel ▾	Tcom ▾	Tf ▾	CO2 ▾	O2 ▾	SO2 ▾	Tv ▾	Qté ▾
(%)	(kg/h)	(°C)	(°C)	(%)	(%)	(ppm)	(°C)	(T/h)
20	130	90	166	10.9	6.6	1524	165	2.0
25	160	90	164	10.9	6.6	1604	165	2.56
30	200	89	172	11.2	5.8	1653	165	3.2
40	300	88	178	11.5	5.6	1751	165	4.8
50	360	89	184	12.3	4.8	1835	165	5.76
60	426	90	192	12.5	4.5	1846	165	6.82
70	490	90	198	12.8	4.1	18.72	165	7.85
80	560	91	205	12.8	4.1	1940	165	8.96
85	590	92	210	13.1	3.6	1930	165	9.44
90	630	90	212	13.2	3.5	1973	165	10.28
95	650	92	215	13.3	3.3	2015	165	10.6
99.9	705	92	221	13.7	2.9	2018	165	11.5

Tableau 7: Résultats de mesures sur la chaudière A

Le rendement donné par le constructeur est de l'ordre de **95%**. Les rendements calculés à partir des résultats sont dans la figure suivante :

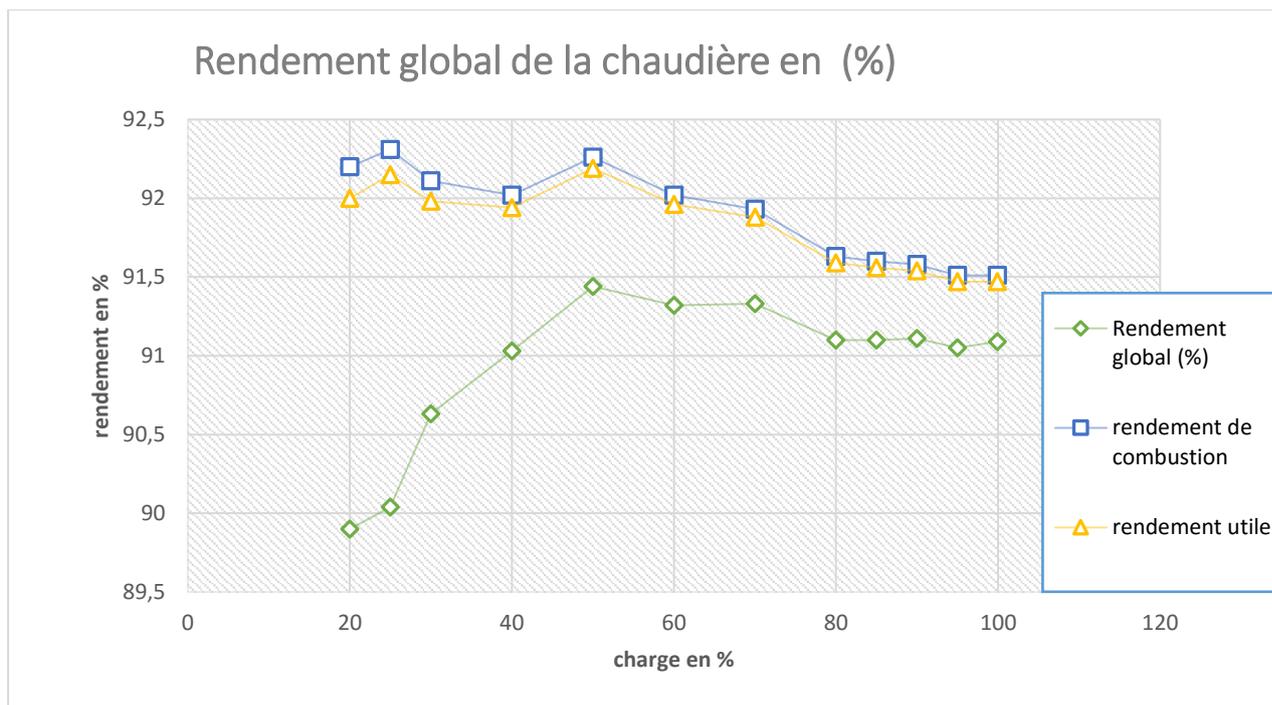


Figure 11: courbe de variation du rendement global en fonction de la charge.

3.1.3 Analyses et solutions proposées

3.4.1 Diminutions de la mise en marche en gasoil

Le rendement maximal est obtenu à 50% de la charge maximale. Actuellement la plage de fonctionnement de la chaudière principale est comprise entre 20 et 25%. Si la demande en vapeur augmente, la chaudière secondaire démarre pour compenser le manque.

Cette dernière démarre en gasoil (démarrage en gasoil est très coûteux 7700MAD/Tonne, fioul=4530MAD/Tonne) tandis que la principale n'atteint même pas 50% de sa charge. Nous proposons de modifier la consigne de pression de démarrage des chaudières pour éviter le démarrage en gasoil.

Consigne des chaudières

	Pression mise en marche actuelle			Pression mise en marche proposée		
	Principal	Secondaire	Standby	Principal	Secondaire	Standby
Consigne mode normal	6.5	6.3	4	6.5	5.5	4
Diff pression	0.5	0.5	1	0.5	1	1.5

Figure 12: consigne actuelle et proposé pour la marche des chaudières

3.4.2 Réduction des pertes vers l'ambiante :

- * Lors de la visite sur le site, nous avons remarqué un remplissage de la chaudière en standby alors qu'elle était en panne théoriquement ce remplissage ne devrait pas avoir lieu du moment qu'on ne purge que lorsque la chaudière fonctionne. Ce qui peut expliquer la diminution de l'eau dans la chaudière sont les fuites. Nous avons inspecté toute la chaudière mais aucune fuite n'a été détectée ce qui nous amène à dire que les fuites proviennent des vannes de purge (passage d'eau même quand la vanne est fermée).
- * La chaudière purge chaque 2h de fonctionnement. Par exemple, à 25% de charge comme à 75% de charge elle effectuera chaque 2h une purge de 4s sauf qu'à 25% on n'a pas la même concentration qu'à 50%. Il serait mieux de mettre un système de contrôle de l'eau (turbidimètre) de purge avant de la purger cela permettra d'éviter de purger inutilement et aussi éviter de garder une eau non conforme pendant une heure avant de la purger.
- * Nous proposons également de récupérer l'énergie contenue dans l'eau de purge pour le préchauffage du fioul des chaudières et le chauffage de l'eau chaude sanitaire. Le schéma montrant le principe du système et l'étude économique sera réalisée dans la section « optimisation de la consommation d'eau de la centrale (refroidissement eau de purge solution 2) ». Cette solution permet d'éviter entartrage du ballon de purge, une ainsi qu'une économie d'énergie électrique de **3212KWh/an**.

3.4.3 L'excès d'air de combustion

L'excès d'air est calculé en utilisant la formule suivante :

$$\text{Excès d'air (calculé)} = \left(\frac{\% \text{ CO}_2 \text{ théorique max}}{\% \text{ CO}_2 \text{ mesuré}} - 1 \right) * 100 ; (3.4)$$

$\% \text{CO}_2$ théorique = 15.2% pour le fioul

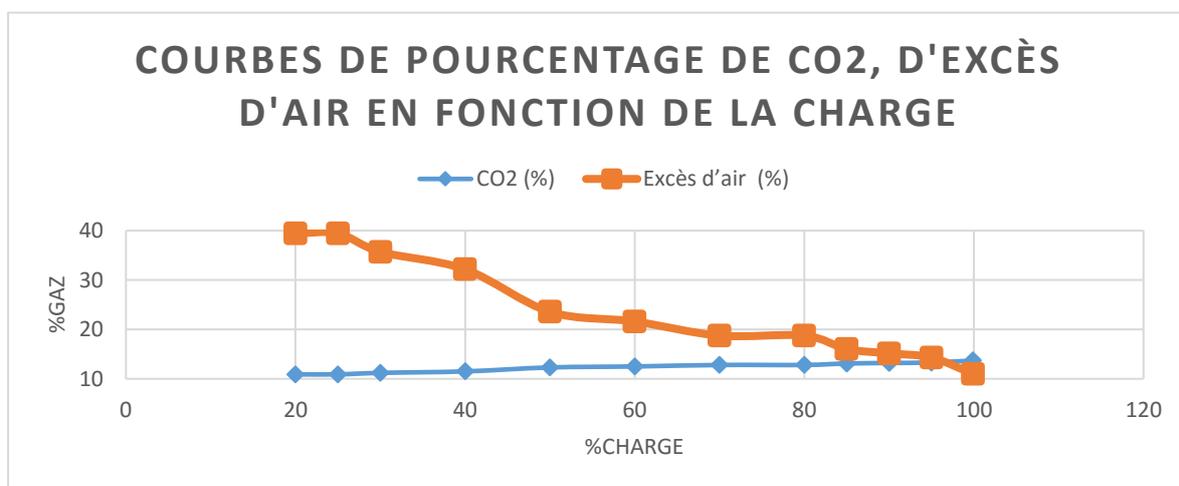


Figure 13: courbe d'excès d'air en fonction de la charge

Nous pouvons remarquer que l'excès d'air est très élevé surtout au tour du point de fonctionnement actuel des chaudières (25%) dont l'excès atteint 40%. Cet excès justifie un mauvais asservissement de l'air de combustion. Un bon asservissement aurait pu réduire ça à 5%.

L'asservissement actuel n'est pas effectué sur le moteur de l'aspirateur mais sur un système en aval ce qui veut dire qu'il n'y a pas d'optimisation de la consommation électrique¹ donc nous ne pouvons pas parler là de réduction de la consommation électrique si l'excès était de 5%.

3.4.4 Le rendement après la mise en place des solutions

La figure suivante montre l'évolution du rendement si la solution est mise en place

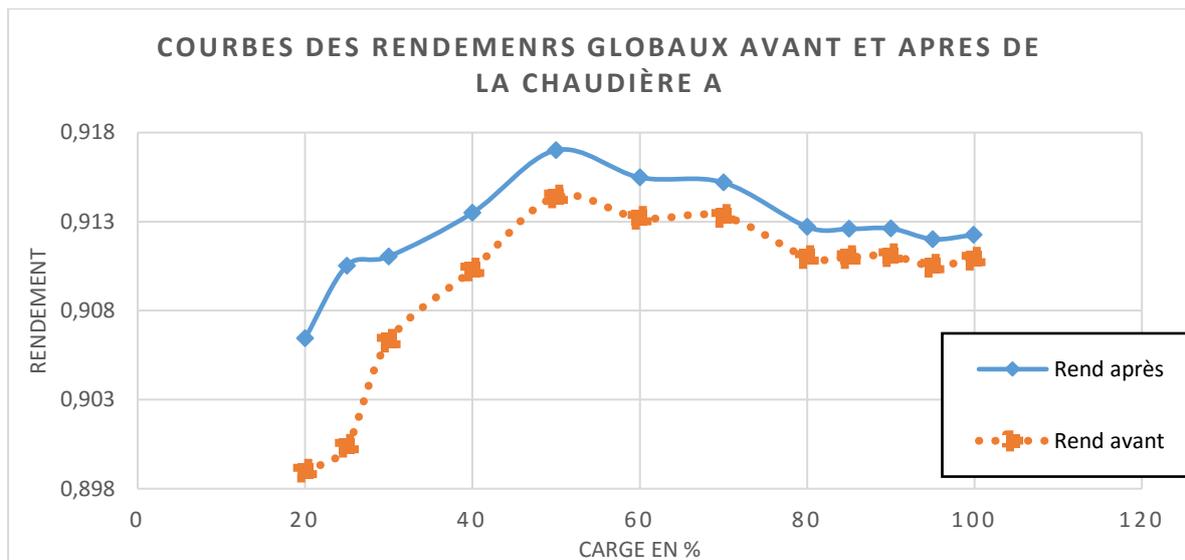


Figure 14: courbes des rendements globaux avant et après la mise en place des solutions proposés

3.2 Optimisation de la consommation d'eau dans la centrale.

L'eau dans la centrale en plus de l'utilisation sanitaire est utilisée pour le chauffage, le traitement de fuel, le refroidissement, le lavage des turbines, l'extinction du feu et pour la combustion dans les turbines. Bien que son coût par m³ n'est pas trop élevé, sur une échelle annuelle il est énorme. Il est donc nécessaire de veiller à ce que sa consommation soit de manière optimale.

3.2.1 La consommation annuelle d'eau :

La figure suivante montre la variation de la consommation d'eau brute dans la centrale durant l'année 2015.

¹ Le problème de l'optimisation électrique sera traité dans la partie audit des équipements électriques

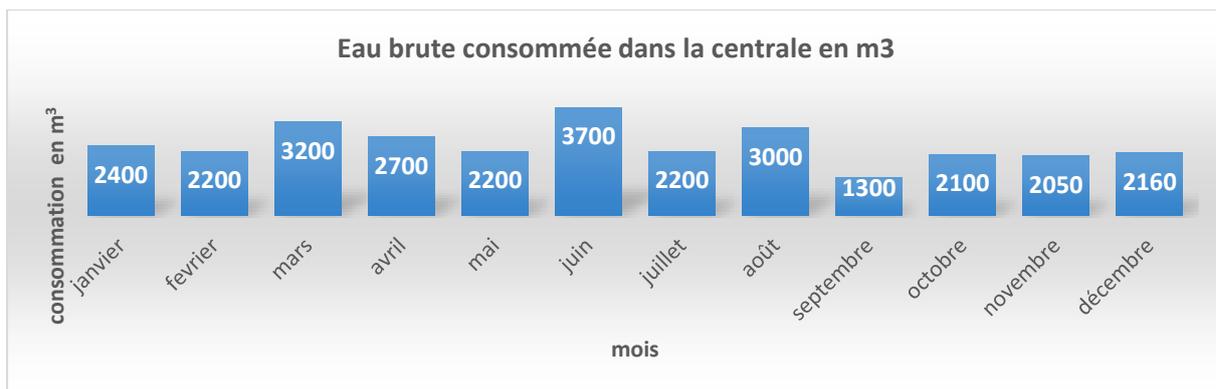


Figure 15: bilan de la consommation d'eau brute dans la centrale en 2015

3.2.2 Répartition de l'utilisation d'eau

L'eau brute peut être répartie en deux parties qui sont l'utilisation brute et l'utilisation déminéralisée. Le pourcentage d'eau consommée par partie est indiqué dans la figure suivante

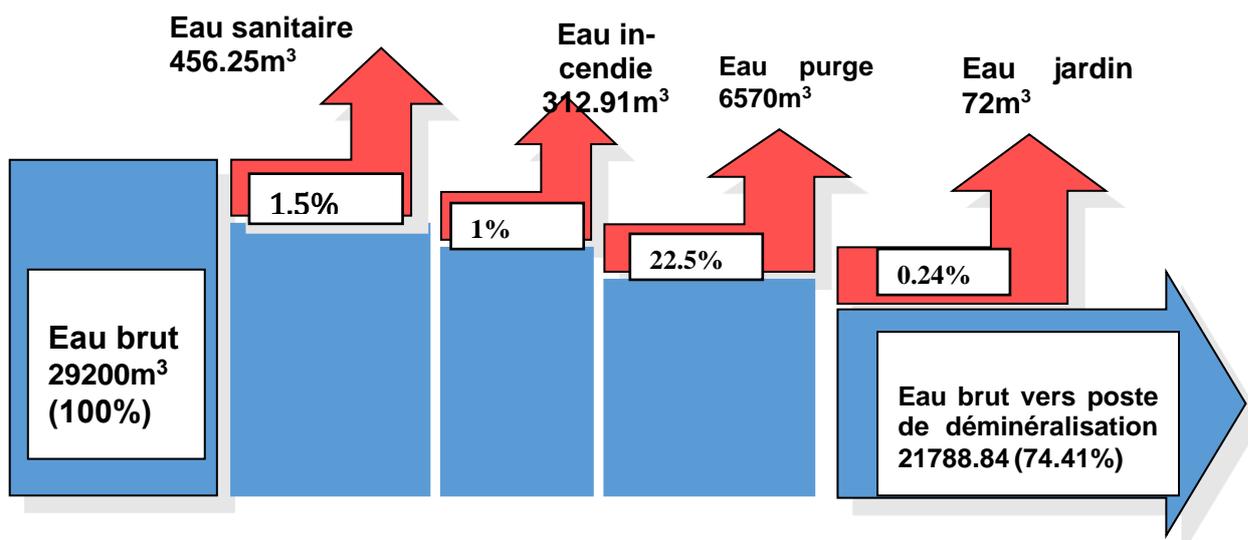


Figure 16: répartition des besoins d'eau brute dans la centrale

On remarque qu'une grande partie de l'eau est utilisée dans les postes de déminéralisation (74.41%) et purge (22.5%). Dans la suite nous allons analyser l'utilisation de l'eau dans ces postes.

3.2.3. Le poste de traitement d'eau (PTE)

Ce poste a pour but le dessalement de l'eau. C'est le poste où l'eau est de plus gaspillée.

Le tableau suivant regroupe la production de l'eau déminéralisée par rapport à la consommation d'eau brute (ou eau de ville) durant l'année 2015.

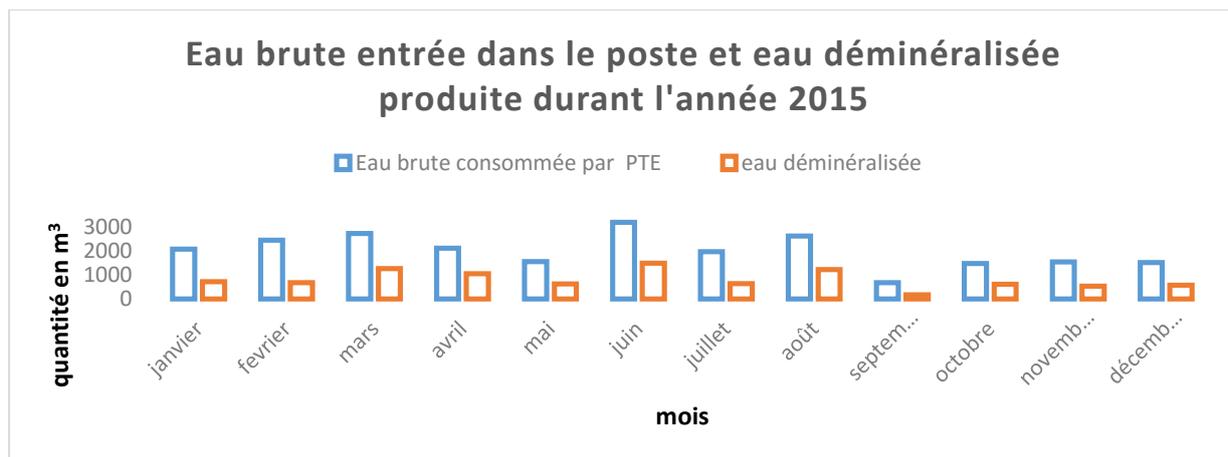


Figure 17: Eau brute entrée dans le poste et eau déminéralisée produite durant l'année 2015

70% de l'eau consommée par le poste est perdue.

3.2.3.1 Cout de l'eau déminéralisée

Calcul du cout du m³ d'eau déminéralisée durant 2015. Pour ce calcul nous avons pris toute les dépenses durant l'année 2015 et la production de l'eau déminéralisée durant la même année.

Produit	Quantité	Cout total (MAD)
Eau brut (m ³)	21798.84	239787.24
Antis calant (kg)	175	7000
Bisulfite (kg)	360	1980
Acide sulfurique (kg)	1125	5625
Electricité (kWh)	132.92	49836.01

Tableau 8: Coût des charges directes dans le PTE:

Eau déminéralisé=9486.96m³

Cout= 239787.24+9486.96+7000+1980+5625+49836.01=304228.25DH

$$\text{Cout d'eau déminéralisé} = \frac{304228.25 \text{ dh}}{9486.96 \text{ m}^3} = 32.06 \text{ MAD/m}^3$$

Cout d'eau déminéralisé=32.06MAD/m³

3.2.3.2 Analyse des pertes d'eau

Après avoir analysé les données reçues, nous avons constaté que pendant les phases de remplissage du filtre et les stabilisations de l'osmose inverse et des EDI, toute l'eau entrée dans le poste est évacuée vers les égouts (phases non productives) et pendant les phases

de production, le filtre MMF rejette 12m³ d'eau filtrée par heure. L'eau rejetée pendant les heures de production par l'osmose inverse et par les EDI est trop salée et est considérée comme pertes normales.

Les pertes d'eau dans ce poste s'élèvent à **12311.88m³** durant l'année 2015 et sont réparties de la façon suivante :

- * **Pertes dues au filtre multimédia (MMF)**
 - 72m³/h : pendant les phases de remplissage (100%)
 - 12m³/h : pendant les phases de production et stabilisation (17%)
- * **Pertes de l'osmose inverse**
 - rejet par la sortie OSP : Pertes dues à la stabilisation de l'osmose inverse (100% pendant la stabilisation 45m³/h et 0% après stabilisation)
 - Pertes dues à la concentration du sel (25% soit 14m³/h)
- * **Pertes de l'EDI**
 - rejet par la sortie OSP : Pertes dues à la stabilisation de l'EDI (100% pendant stabilisation 42m³/h et 0% après stabilisation)
- * **Autres pertes** : nettoyage, la maintenance, les fuites dans les conduites d'eau ...

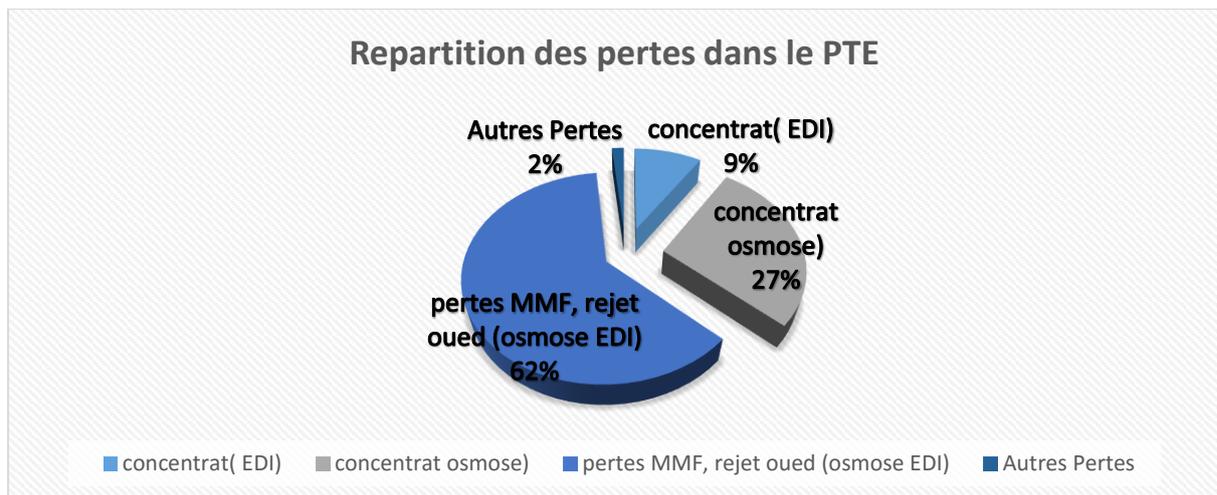


Figure 18: Répartition des pertes dans le PTE

3.2.3.3 Solution aux rejets du MMF et les sorties OSP :

Le rejet à la sortie du filtre multimédia (MMF) est dû à la différence de pression dans le système.

a) Système actuel

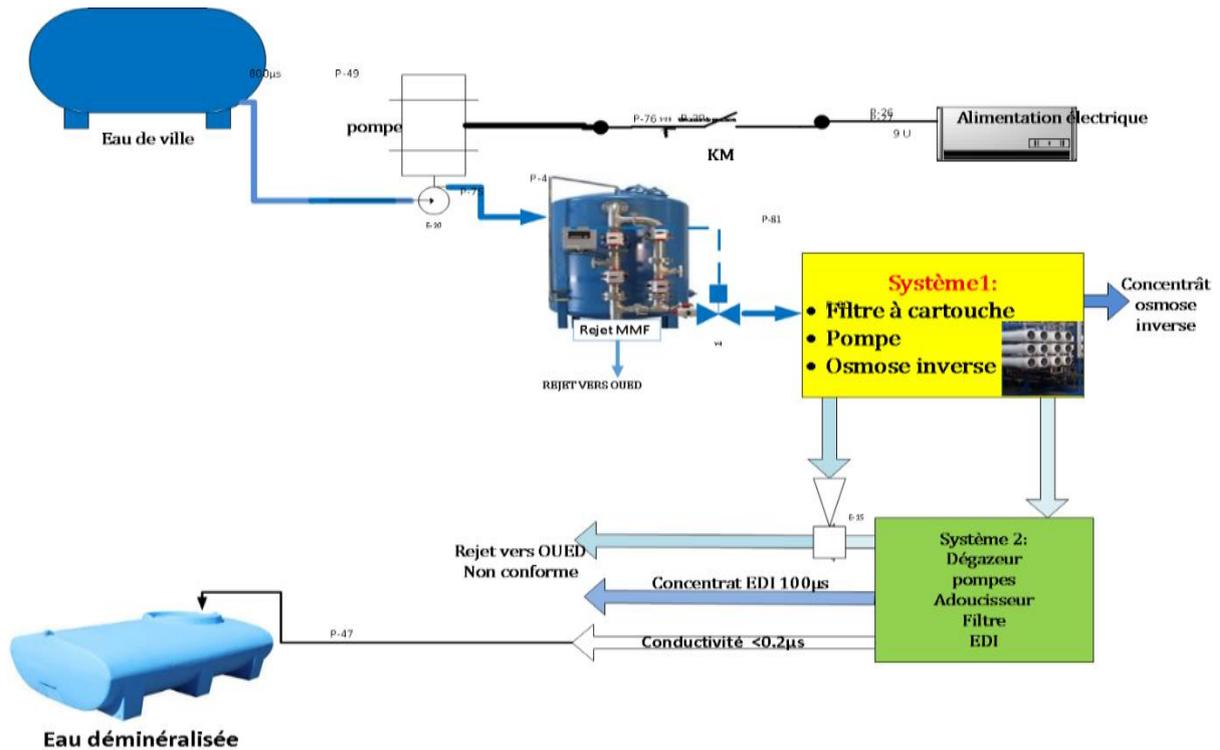


Figure 19: Système actuel du PTE

b) Analyse des différents rejets :

Le rejet du filtre MMF est de l'eau propre déjà filtrée, l'eau dans les sorties OUED est déjà filtrée et la concentration en sels est faible mais supérieure à $0.2µs$ et comme elle n'est pas inférieure, le système la rejette. La conductivité de cette eau est inférieure à celle de l'eau de ville. Le concentrat EDI varie entre 80 à $100 µs$ de débit $5m^3/h$.

Nous avons effectué un test sur cette eau en la mélangeant (7%, $99.2µs$ du contrat EDI) avec l'eau de ville (93%, $807µs$) et nous avons obtenu une eau de conductivité $718µs$ donc une baisse de conductivité de 12%.

c) Première solution proposée :

Cette solution consiste à relier la sortie OSP, le rejet concentrat EDI et rejet du filtre MMF à l'entrée admission de la pompe d'alimentation. Placer une électrovanne à la sortie OSP qui fonctionnera en inverse de celui qui permet de commuter OSP et production. Le schéma suivant montre le principe de cette solution.

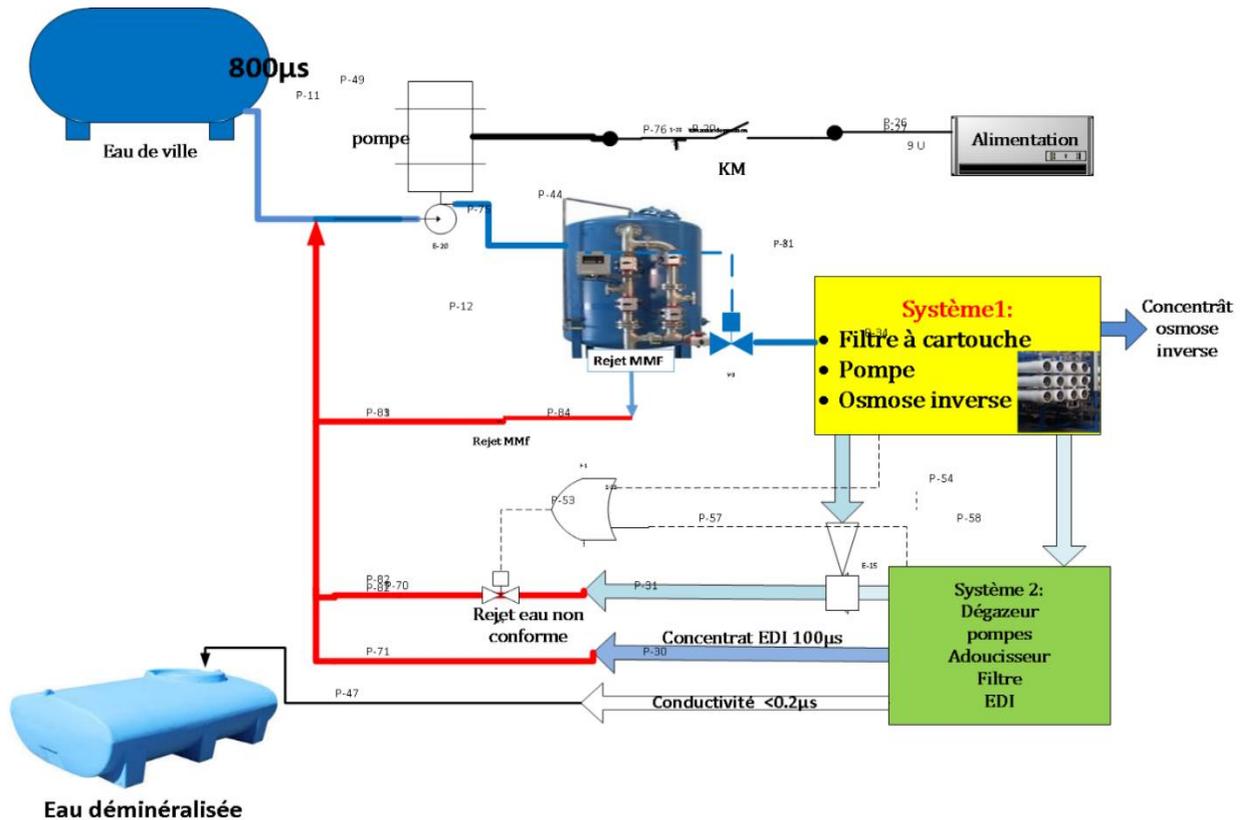


Figure 20: première solution proposée pour le PTE

Cette solution est simple mais ne permet pas d'optimiser la consommation électrique de la pompe d'alimentation, ce dernier va toujours consommer la même puissance. Du point de vue efficacité énergétique nous avons jugé qu'elle n'est pas efficace.

d) Deuxième solution :

Cette solution consiste à équiper les pompes d'alimentation d'un variateur de pression ce qui évitera le rejet à la sortie du filtre MMF. Il faut noter qu'il y a deux pompes qui fonctionnant en redondance, de ce fait si on équipe toutes les deux pompes d'un seul variateur, cela réduira le coût de réalisation mais en cas de panne sur le variateur la fonction de régulation ne sera plus assurée mais ça n'aura aucun effet sur le fonctionnement du poste. Si on équipe chaque pompe d'un variateur de pression, on pourra commuter vers l'autre variateur (pompe) si le variateur de la pompe en fonctionnement tombe en panne. Le schéma suivant montre le principe de cette solution.

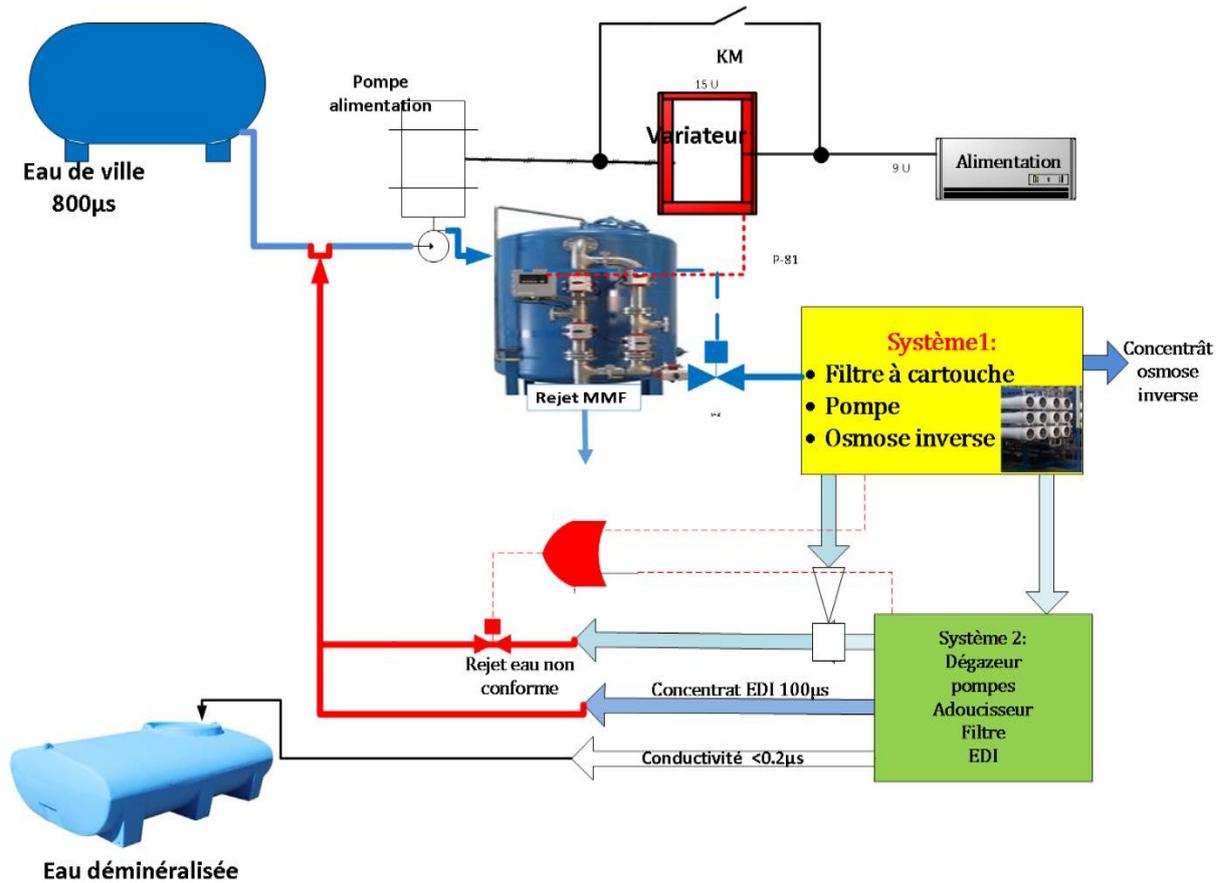


Figure 21: solution 2 pour le PTE

Nous avons retenu cette solution car elle permet d'une part de réduire les pertes d'eau et d'autre part d'optimiser la consommation électrique de la pompe.

3.2.3.4 Etude de faisabilité

Cette étude a pour but d'estimer les pertes actuelles du poste et son coût et de comparer avec le cout de réalisation de la solution proposée ainsi que le pourcentage de réduction afin de conclure si nécessaire de l'appliquer et pour combien de temps pour compenser le coût.

La solution proposée vise à éliminer les pertes vers OSP et MMF qui représentent 63% et le concentrat EdI (9%) des pertes d'eau dans le poste.

Coût de l'eau perdue vers les sorties MMF et OSP

$$\text{Coût} = \text{quantité eau} * \text{prix} = (8723.68 * 11 \text{MAD}) = 95960.48 \text{ MAD}$$

Coût de réalisation de la solution

	nombre	Prix unitaire (MAD)	Prix totale (MAD)
Variateur de vitesse ATV-312HD15N4 SCHNEIDER	1	17004.4	17004.4

Autres	-	-	1000
Electrovanne	1	1050	1050
Tuyaux (PVC-U 160*9.5)	4m	115.56	462.24
Tuyaux de raccordement (PVC)	2	450	900
Technicien supérieur	2*8h	100	1600
Technicien	2*8h	75	1200

Tableau 9: listes des équipements nécessaire pour la mise en œuvre de la solution retenue

Avec un coût de réalisation estimé à **25000MAD (23216.64 MAD)**, on évite un gaspillage de **95960.48 MAD**. Pour le coût, nous avons considéré un seul variateur commandant les deux pompes il faudra multiplier par deux si on veut faire la redondance c'est-à-dire un coût de réalisation d'environ **50000MAD**.

3.2.3.5 Conséquences de la solution:

Dans cette partie nous avons proposé une solution dont la réalisation va coûter 25000MAD mais qui permettra de réduire 27% de la consommation d'eau dans la centrale soit 63% des pertes d'eau. En plus de la réduction des pertes d'eau, on économise aussi de l'énergie électrique consommée dans le poste grâce au variateur de vitesse sur la pompe d'alimentation du filtre MMF. Il faut aussi noter la réduction de la concentration d'eau à l'entrée du filtre MMF qui passe de $807\mu\text{s}$ à $718\mu\text{s}$ soit une baisse de 12% grâce à la réinjection dans le circuit le concentrat EDI de conductivité $99.2\mu\text{s}$ et d'un $5\text{m}^3/\text{h}$. ce qui augmente le rendement de l'osmose inverse. Cette solution est notée **projet 2** dans chapitre étude économique.

3.2.4 Le refroidissement de l'eau des purges

Pour le refroidissement de l'eau des purges, on utilise de l'eau brute. Le mélange est ensuite évacué vers les égouts. La figure suivante montre le principe du système.

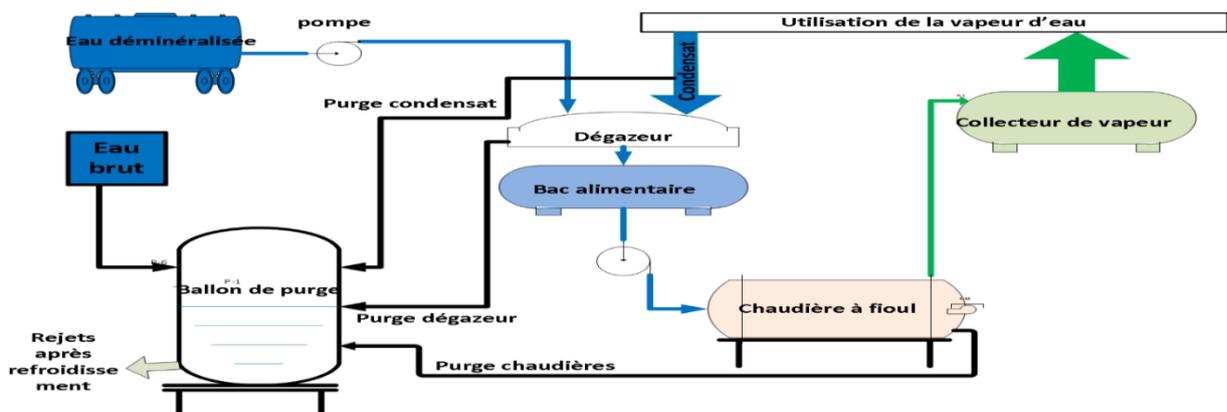


Figure 22: système de refroidissement actuel

3.2.4.1 Solution proposée

Solution 1 : La mise en place d'un échangeur de chaleur entre eau des purges et eau d'alimentation des chaudières pour empêcher ce gaspillage. La figure suivante montre le principe de cette solution.

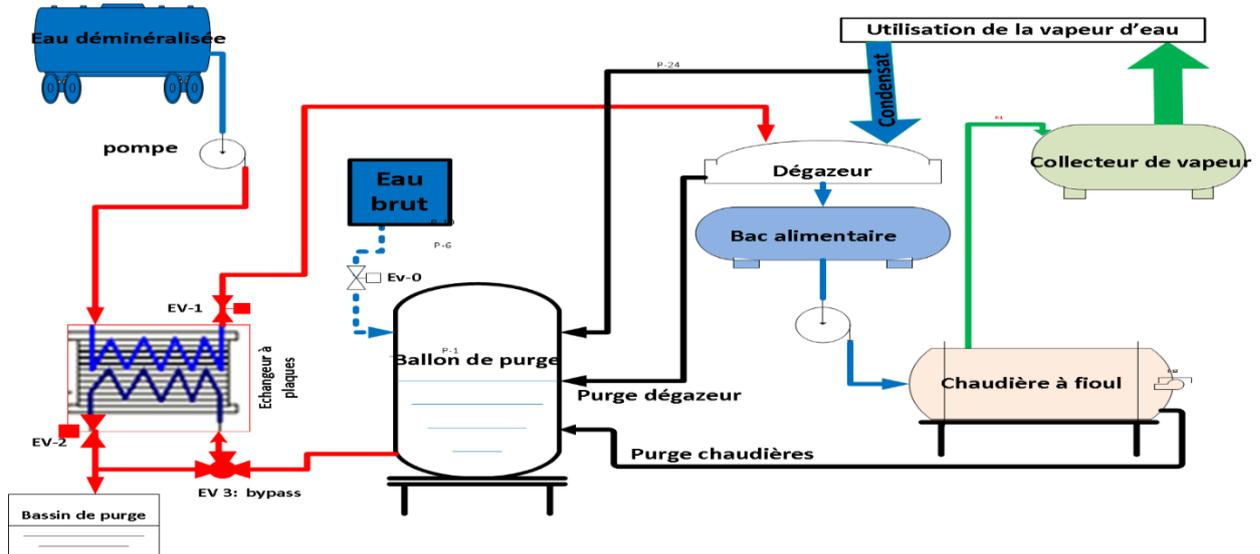


Figure 23: première solution pour le refroidissement de l'eau des purges

Problème de cette solution est que l'eau une fois chauffée, si on l'envoie vers le dégazeur, on perdra une grande partie par évaporation.

Solution 2 : Cette solution vise à utiliser l'eau de purge de température 170°C pour chauffer le fioul. Il existe déjà un l'échangeur inutilisé dans le poste de stockage de fioul de combustion chaudière.

Système actuel de préchauffage de fioul :

Le principe de préchauffage actuel du fuel est représenté dans la figure suivante :

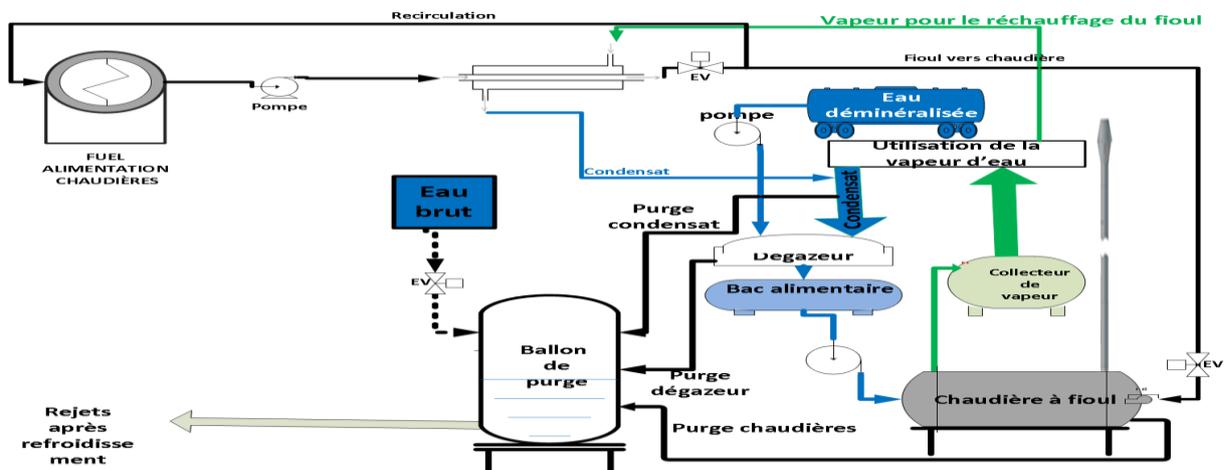


Figure 24: système actuel de préchauffage de fioul

Solution proposée :

La figure suivante montre le principe de la solution proposée pour le préchauffage du fuel.

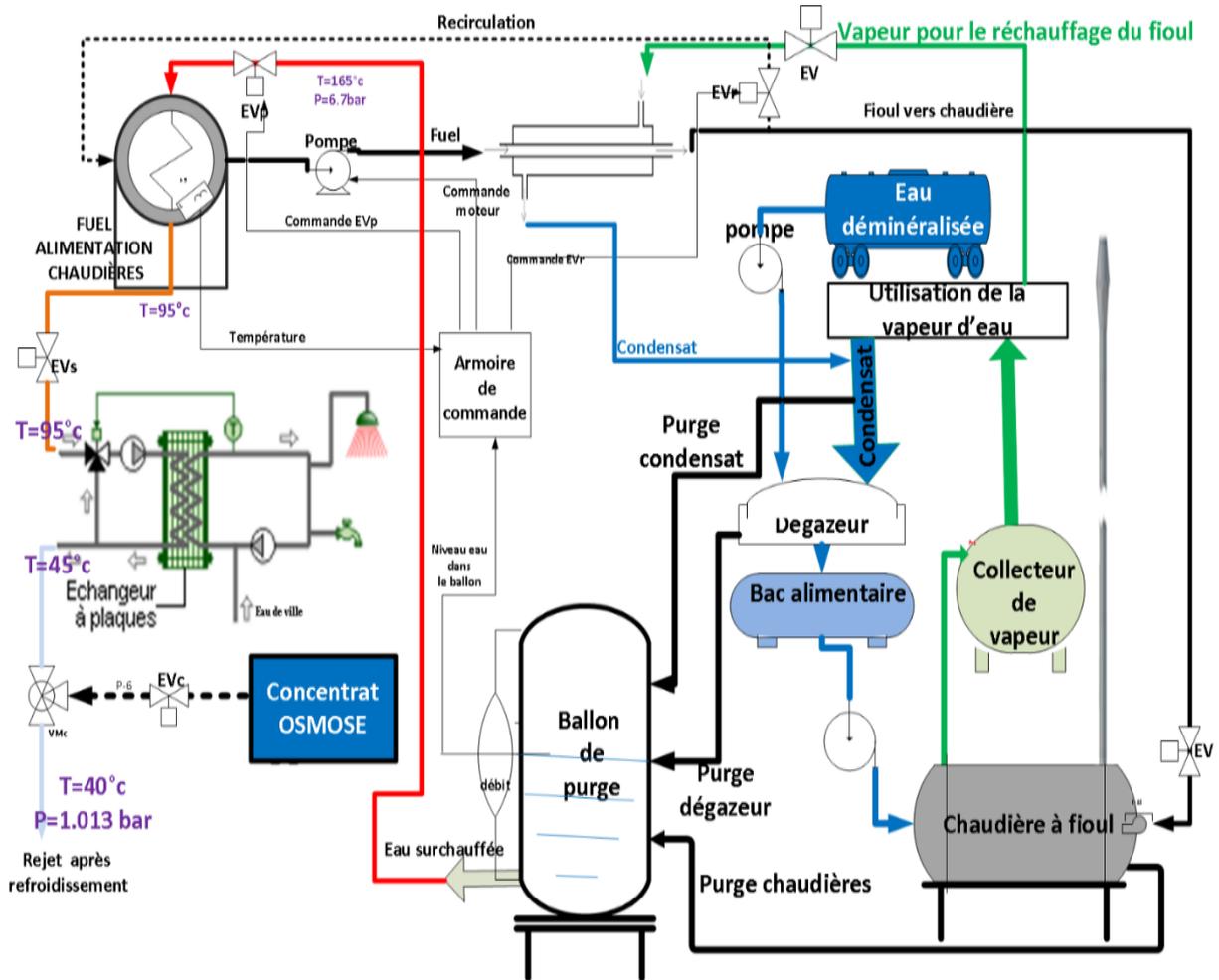


Figure 25: solution 2 pour le refroidissement de l'eau des purges

L'eau à la sortie du préchauffage du fioul étant toujours chaude 95°C, on l'utilisera pour le chauffage de l'eau sanitaire. Pendant l'été comme on n'aura pas besoin de chauffer l'eau sanitaire, on refroidira l'eau de purge grâce aux rejets concentrat OSMOSE. La pompe de transfert qui fonctionnait 24h/24 verra son temps de fonctionnement réduit à celui des chaudières.

3.2.4.2 Etude de faisabilité

Matériels	Prix unitaire (MAD)	Prix total (MAD)
Echangeur Z3 10bars plaques Inox démontables	15400	15400
Electrovanne 2 voies	1200	2400
Electrovanne bypass	1500	3000

Vanne mélangeuse	400	400
Tuyaux de raccordements (20m pour 80kg) : A106B acier inox	4050	4050
Coude de raccordement (6)	200	1200
Automate de gestion	3500	3500
Autres		20000

Tableau 10: liste de matériels pour la réalisation du projet

Le coût de réalisation est estimé à **50000(49950) MAD.**

Economie d'eau brute = **6570m³/an** soit **72270MAD**

Economie d'électricité = **3212KWh/an**

Economie en fioul = **385878MJ/an=12.15tonnes/an.**

3.3 Conclusion du chapitre

Dans ce chapitre, nous avons recensé les causes, de la baisse du rendement des chaudières, du gaspillage d'eau dans la centrale et proposé des solutions pour réduire ces gaspillages.

L'étude économique des projets proposés sera traitée dans le chapitre concerné. Pour les différents calculs, les détails se trouvent en annexe Ch3.

Chapitre 4 : Audit des équipements électriques et échangeurs de chaleurs

4.1 Audit des équipements électriques

L'énergie électrique est consommée par les auxiliaires électriques de la centrale. Ces dernières sont surtout les moteurs, les résistances et l'éclairage. Dans cette partie, nous allons, étudier les équipements, chercher les parties à améliorer ou à remplacer.

4.1.1 Classement des équipements les plus énergivores

Nous allons classer les équipements suivant leur consommation énergétique annuelle en utilisant la méthode ABC.

La méthode Activity Based Costing (ABC)

L'approche ABC affirme que, lors de l'examen des stocks (consommation de l'énergie électrique pour notre cas), une entreprise devrait noter ses items de A à C, en se basant sur les règles suivantes :

Les items A sont les marchandises (équipements dans notre cas) ayant la valeur de consommation annuelle la plus élevée.

Les items C, au contraire, sont ceux dont la valeur de consommation est la plus faible.

Les items B sont intermédiaires : Ils ont une valeur de consommation moyenne.

Le principe de la méthode ABC est tracé dans la figure suivante :

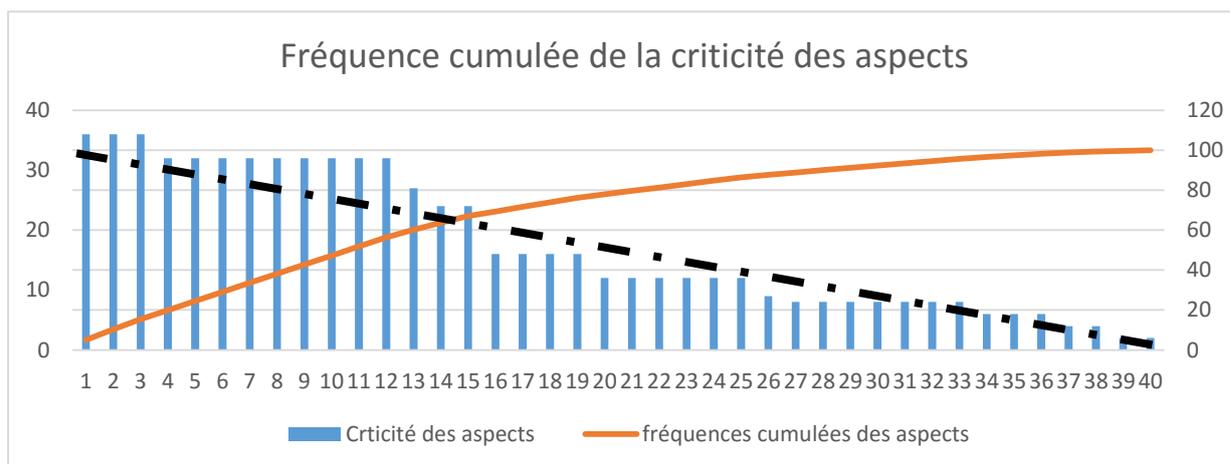


Figure 26: exemple de la Fréquence cumulée de la criticité des aspects

La section entre la droite en pointillé et la courbe des fréquences cumulées des aspects indique le point B. le point C se situe sur le dernier élément correspondant à la plus faible

consommation et le point A au premier élément correspondant à la plus forte consommation.

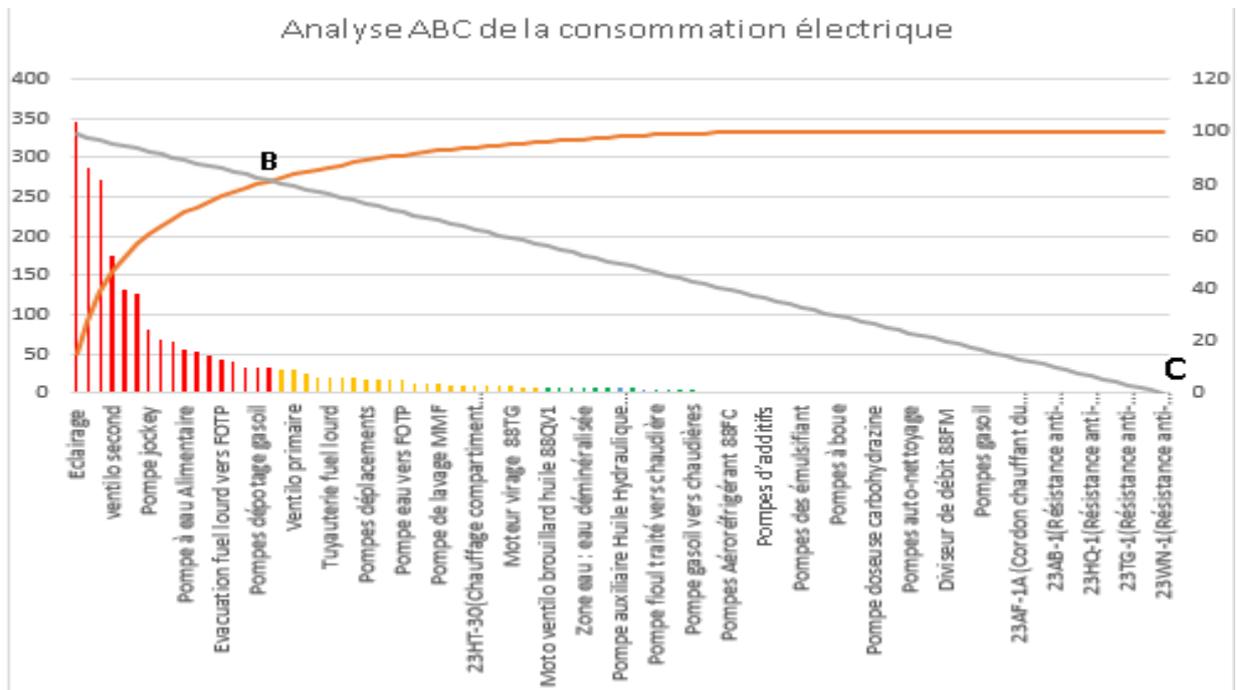
La ration de discrimination est calculée de la façon suivante : $Rd = BC/AC$ (4.1)

Une fois Rd calculée, on distingue les portions de chaque zone à l'aide du tableau suivant :

Valeur de Rd	Zone	A (significatifs)	B (moins significatifs)	C (non significatifs)
$1 > Rd > 0,9$	1	10%	10%	80%
$0,9 > Rd > 0,85$	2	10%	20%	70%
$0,85 > Rd > 0,78$	3	20%	25%	55%
$0,75 > Rd > 0,65$	4	20%	30%	50%

Tableau 11: plage des items en fonction de Rd

Grâce à cet approche, nous allons pouvoir identifier les équipements énergivores des auxiliaires de la centrale, les séparer du reste des équipements, en particulier de ceux qui sont nombreux mais peu gourmands en énergie. La figure suivante montre l'analyse ABC des auxiliaires de la centrale.



Nous trouvons $Rd = 0.81$ en se référant au tableau 12, nous obtenons $A = 20\%$ (soit les 18 premiers équipements) ; $B = 25\%$ (soit les 23 équipements suivants) ; $C = 55\%$ (les 50 équipements restants).

4.1. 2 Audit de l'éclairage de la centrale :

Dans cette partie nous allons lister les points forts et points faibles de la centrale concernant l'éclairage et sa gestion, étudier la répartition des accès à la lumière du jour de chaque pièce.

4.1.2.1 Le choix des lampes:

Concernant l'éclairage les lampes présentes dans l'entreprise respectent les normes d'efficacité énergétique. Ce sont des lampes à efficacité lumineuse élevée. Cependant une autre technologie émergente a vu le jour et est encore plus performante. C'est la technologie à LEDs. En plus d'être une technologie émergente, les lampes à LEDs offre la possibilité d'avoir un spectre lumineux modulable, une indépendance à la fréquence de commutation, une très longue durée de vie, un nombre de commutations non limité et un allumage instantané.

4.1.2.2 Les lampes de substitution

Nous proposons d'opter lors du changement des lampes hors service, pour les lampes à LEDs de substitution aux lampes fluorescentes T8. La figure suivante montre un exemple de ces lampes à LEDs.

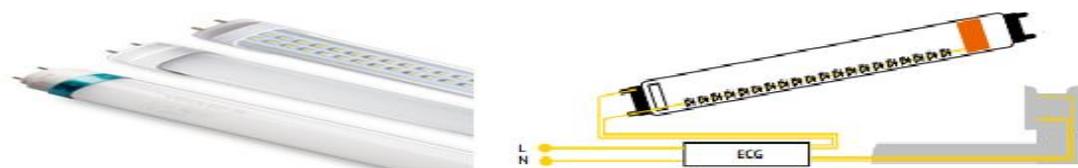


Figure 28: lampe à LEDs de remplacement des T8

Nous proposons également de remplacer les lampes à iodure métallique et vapeur de sodium dont l'efficacité énergétique est de 85lm [lumen]²/W par les lampes à LEDs (**Led Street Lamp 220 W**) d'efficacité lumineuse élevée. La figure suivante montre des exemples de ce type de lampes.



Figure 29: lampes à LEDs de remplacement des lampes à iodure métallique

Puissance actuelle = 400W x 20 = 8000w _ 85lm/W _ 680000lm

Deux types de lampes sont proposés :

Type 1 : 150W_110lm/W nous auront 42 lampes à installer pour 1700 W d'économie avec un gain de 13000lm

Type 2 : 220W_100lm/W nous aurons 31 lampes à installer et 1180W d'économie avec un gain de 2000lm.

² Le lumen (lm) : est l'unité de mesure du flux lumineux d'un éclairage

4.1.2.3 Contrôle permanent de l'éclairage

L'ampoule la plus efficace est encore celle qui est **éteinte** lorsqu'elle n'est plus nécessaire. Durant notre passage dans les différents locaux, nous avons remarqué que souvent la lumière du jour suffit pour l'éclairage donc un système intelligent pour la gestion de l'éclairage dans ces locaux serait bénéfique.

4.1.2.4. Les locaux des chaudières, traitement de fuel, traitement d'eau, incendie. . . :

Composés de lampes qui sont allumées 24h/24 même sans présence humaine et suffisance de la lumière naturelle. L'idée est de mettre en place un capteur de lumière et des détecteurs de présence pour la gestion de l'éclairage.

Local	Détecteur de présence		Capteur de lumière
	Nombre	Angle de détection	Nombre
chaudières	8	4x120° ; 3x360° ; 1x180°	2
FOTP	16	8x180° ; 8x360°	2
PTW	5	5x360°	1
incendie	3	3x360°	1
Galerie principale	2	2x360°	1
Atelier Mécanique	2	2x360°	1
Etage Magasin	3	3x360°	2

Figure 30: liste des capteurs nécessaires pour la gestion de l'éclairage dans les locaux

4.1.2.5 L'algorithme du système de gestion de l'éclairage

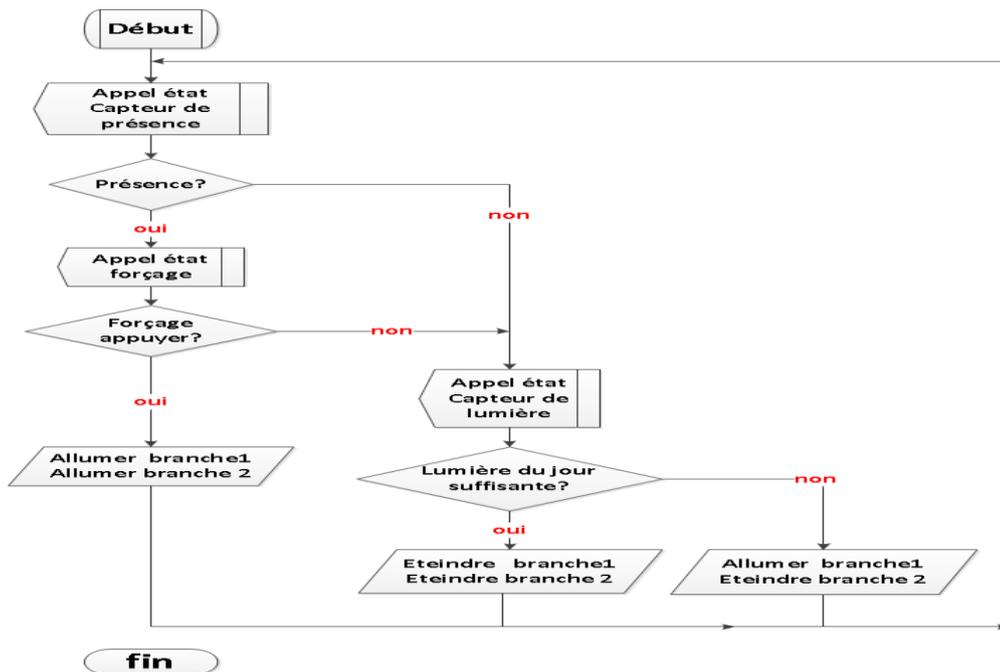


Figure 31: L'algorithme proposé pour le système de gestion de l'éclairage

4.1.2.6 Les bureaux

Les lampes dans les bureaux sont souvent allumées sans qu'il n'y ait quelqu'un à l'intérieur. Les équiper d'un détecteur de présence permettra d'économiser l'énergie pendant ces heures.

Ce sont :

Bureaux	Puissance de l'éclairage (W)	Détecteur
Bureau contrôle qualité	144	1*360°
Bureaux chef département & secrétariat	864	2*120°
Bureau de méthode	1080	1*120°
salle de commande WTP	288	1*120°
Couloir et escalier	274	Capteur de lumière
REZ de chaussée et escalier	252	Capteur de lumière
salle de réunion	864	2*120°

Figure 32: listes des détecteurs pour la gestion de l'éclairage dans les bureaux

4.1.2.7 Etudes de faisabilité

* Coût de réalisation

Equipement	Type	Nombre	Coût unitaire (MAD)	Prix totale (MAD)
Capteur de présence	360°	40	580	23200
Capteur de présence	180°	04	420	1680
Capteur de présence	120°	05	240	600
Capteur de lumière	-	12	35	420
Carte électroniques	Arduino	04	250	1000
autres		-	-	1000
Totale	27900 MAD			

Tableau 12: coût des équipements nécessaires pour le projet

* Economie

Dans cette partie, nous allons négliger la réduction de la consommation dans les bureaux devant celle des locaux de production. Nous n'allons pas aussi tenir compte de la lumière naturelle mais considéré le cas où il n'y a personne à l'intérieur de ces bâtiments. Le tableau suivant résume la puissance économisée durant ces heures (absence de personne à l'intérieur du bâtiment) :

Poste	Puissance économisée (KW)	Heures d'économie par jour (24h)	Energie en KWh
Chaufferie	1.5	6	9
FOTP	2.5	12	30
PTW	1	12	12
Incendie	1	6	6
Galerie principale	1.16	12	13.92
Atelier Mécanique	1.16	12	13.92
Etage Magasin	0.432	6	2.592
Total	8.752	9.99	87.432

Tableau 13: l'énergie économisé dans chaque locale

Cette optimisation nous permettra d'économiser une énergie électrique de **87.432KWh** par jour ce qui donne une économie annuelle de **31912.68KWh** soit un coût de **52655.92MAD** (pour 1.65 MAD/KWh).

4.1.3 Résumé

En conclusion nous diront que la mise en place d'un système de gestion de l'éclairage permettra d'améliorer son efficacité énergétique. Nous avons en effet proposé une solution dont la réalisation coûtera d'environ **27900MAD** mais qui permettra de réaliser une économie d'énergie de **31.913MWh/an**.

4.1.3 Audit des moteurs électriques:

Après avoir proposé des solutions pour améliorer la consommation électrique de l'éclairage, nous avons étudié les moteurs qui sont dans les Items A et B. Nous avons analysé le fonctionnement et l'asservissement des systèmes dont ils font partis. Après l'analyse il en ressort une possibilité d'optimiser la consommation électrique de quatre (04) moteurs dont un dans le PTE, deux dans le PTV et un dans le PTF.

4.1.3.1 Le poste de traitement de vapeur

Il s'agit du moteur d'aspiration et le moteur de recirculation du fioul.

* Le moteur d'alimentation fioul lourd:

Le moteur d'alimentation fioul lourd fonctionne 24h/24 avec une puissance de 2.2KW. La solution proposée pour réduire le gaspillage d'eau de purge ³ permet de ramener son temps de fonctionnement à 20h/24 ce qui nous fait une économie de 4h par jour soit 8.8KWh/jour d'économie (**3212KWh/an**).

* Le moteur de l'aspirateur :

Un système permet de réguler l'air de combustion des chaudières. Le problème c'est qu'il n'est pas appliqué sur le moteur électrique qui fournit cet air mais sur la sortie vers le brûleur. Le moteur dans ce cas fonctionne à sa puissance maximale. Réaliser l'asservissement sur le moteur permettra de réduire sa consommation électrique. Si on prend la charge actuelle des chaudières (qui est autour de 25%), on a un excès d'air de 40% ⁴ malgré l'asservissement actuel. Avec un moteur de 24KW, on économisera 6KW si le moteur était asservi avec un excès de 5%. Pour une fréquence d'utilisation de 20h/jour, on économisera 120KWh/jour soit une économie annuelle de **43800KWh**.

Système d'asservissement actuel :

³ Voir la solution dans le chapitre 3 : Optimisation de la consommation d'eau de purge solution 2

⁴ Voir chapitre 3 : 3.4.3

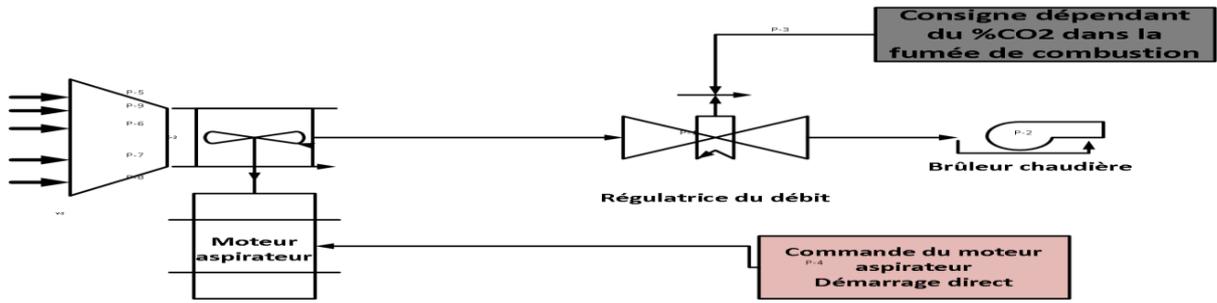


Figure 33: asservissement du moteur de l'aspirateur

Solution proposée :



Figure 34: solution proposée

Etude de faisabilité :

Equipements	Prix unitaire (MAD)	Prix totale (MAD)
Variateur de vitesse référence FR-F740-00620-EC	35236.50	35236.50
Main d'œuvre et autres charges	-	10000

Tableau 14: coût de réalisation

Avec un coût de réalisation estimé à **50000MAD** (45236.50MAD) on réalise une économie de **72270MAD/an**.

4.1.3.2 Le poste de traitement d'eau :

Dans ce poste le moteur d'alimentation du filtre MMF fonctionne sans variateur de vitesse (fonctionnement identique à celui du moteur de l'aspirateur). Avec la solution⁵ proposée pour la réduction des pertes au niveau du PTE, on optimise la consommation en énergie électrique de ce moteur.

La puissance du moteur est de **15KW** et fournit un débit de 72m³/h dont le rejet est de 12m³/h. Le variateur lui permettra de fonctionner à **12.5KW** avec un débit de 60m³/h dont

⁵ Voir chapitre 3 : optimisation de la consommation d'eau 3.2.3.3

zéro perte. Ce qui nous fait une réduction de 2.5KW dont une économie annuelle de 180KWh/an.

4.1.3.3 Le poste de traitement de fioul

Dans ce poste le moteur de transfert est dimensionné pour alimenter quatre (04) skids. Au nombre de 4, ces moteurs fonctionnent à puissance maximale (démarrage direct) alors qu'il y a une vanne régulatrice qui permet de réduire le débit du fioul (voir figure suivante). Nous proposons une régulation sur le moteur afin d'optimiser la consommation électrique de ces moteurs.

* Système actuel

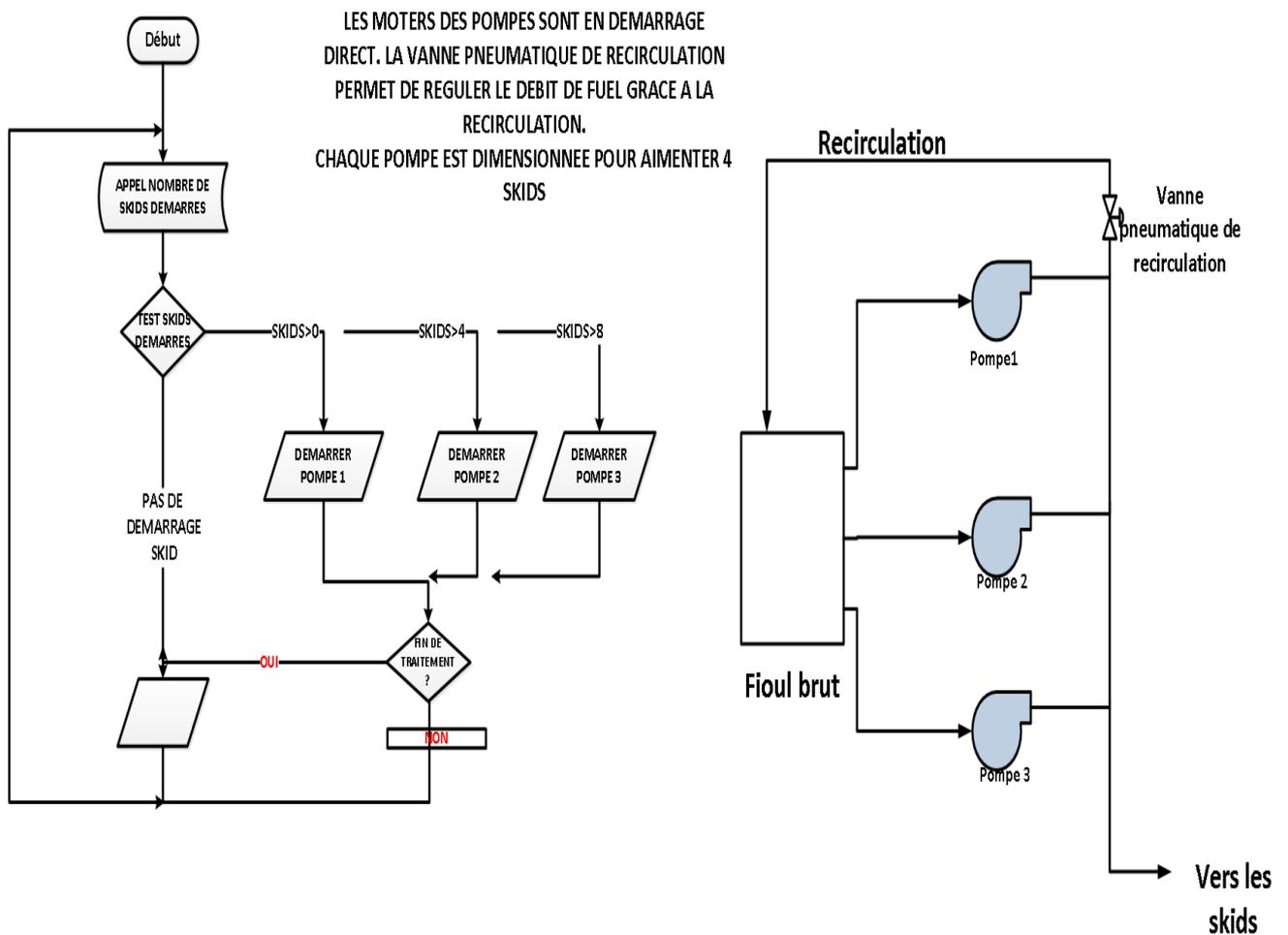


Figure 35: système actuel de déplacement du fuel dans le PTF

* Solution proposée

Le variateur de vitesse permet de réduire la puissance du moteur en fonction du débit du fioul transféré vers les skids. En effet si le nombre de skids mis en marche est inférieur ou égal à 4, la branche une (B1) qui démarre. Sinon si le nombre est inférieur ou égal à 8, la branche une et deux démarrent. Les trois branches démarrent si le nombre est égal à

neuf(9). Le programme de mise en marche des moteurs n'est pas modifié, on sépare juste la partie de l'asservissement. La figure suivante montre le principe de la solution proposée.

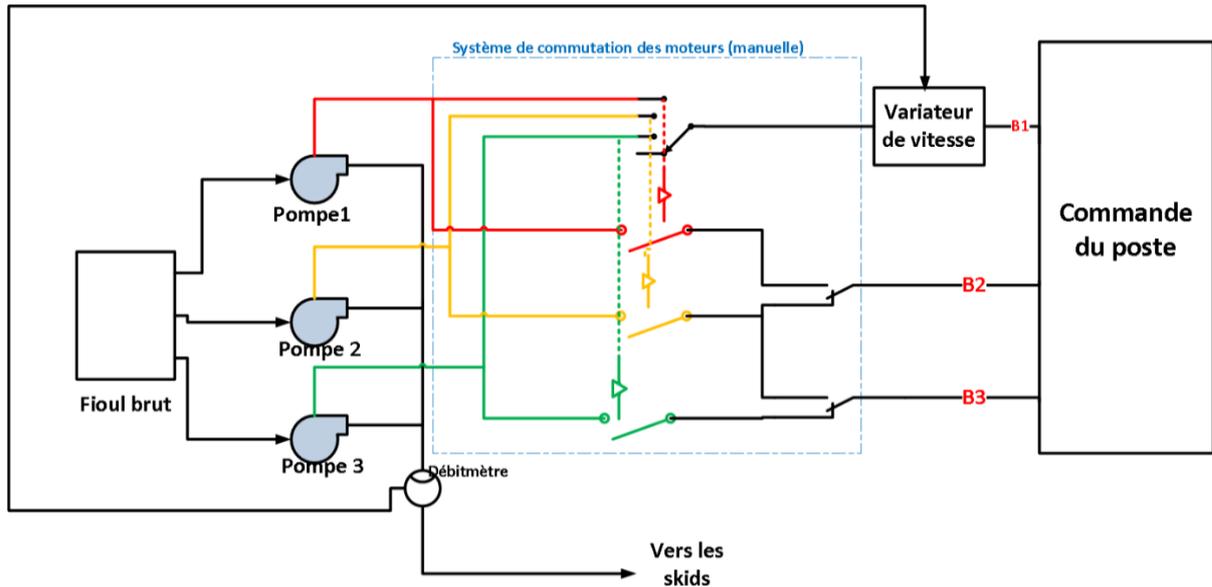


Figure 36: solution proposée pour le système de déplacement du fuel da

Quand nous avons analysé le fonctionnement du poste durant l'année 2015, nous avons remarqué qu'à chaque fois au $\frac{1}{4}$ de la puissance du moteur est perdue inutilement (2 skids, 3 skids, 6 skids qui fonctionnent ensemble souvent même 1). Cette solution permettra de réduire au moins $\frac{1}{4}$ de la puissance d'un moteur lors de la mise en marche des skids.

Avec la puissance de chaque moteur de 31KW, $\frac{1}{4}$ de cette puissance nous donne 7.75KW donc le variateur permettra de réduire 7.75KWh/h de fonctionnement ce qui fait 37456KWh/an.

* Etude de faisabilité

Matériels	Prix unitaire (MAD)	Prix total (MAD)
Sectionneur triphasés	400	3200
Variateur de Fréquence ATV212HD37N4	27714.6	27714.6
Autres		10000

Figure 37: liste de matériel pour le projet

Coût de réalisation estimé 40914.6 MAD => économie 37456KWh/an soit 61802.4 MAD/an

4.1.4 Le facteur de puissance :

Dans cette partie nous avons vérifié le facteur de puissance des auxiliaires électriques de la centrale. D'abord il faut noter qu'il n'y a pas de système de compensation de l'énergie réactive dans la centrale.

4.1.4.1 Les différents types de compensation

La compensation d'énergie réactive peut se faire par des condensateurs fixes ou soit par des batteries de condensateurs à régulation automatique. En compensation automatique le système calcule la puissance réactive nécessaire à l'installation et met en marche le nombre de batteries nécessaires.

La compensation peut être :

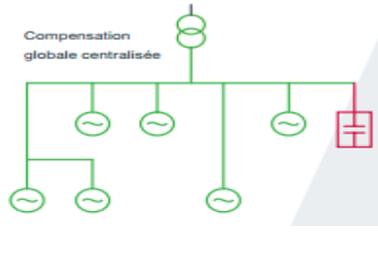
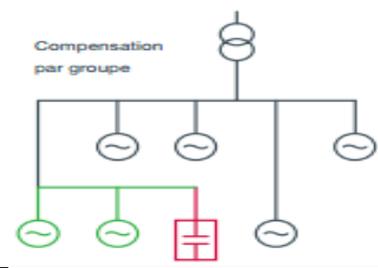
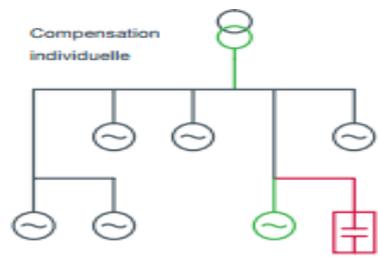
Type de compensation	Caractéristiques	Schéma de principe
Globale, en tête d'installation	Compensation connectée à l'entrée générale de l'installation, habituellement utilisée pour la réduction de la facturation électrique pour surcharges par énergie réactive	
Partielle, par secteur (au niveau du tableau de distribution)	Compensation pour groupes de charges dans des installations où il existe une distribution sectorisée et large. Complément d'appui pour un système de compensation centralisée globale, augmentant la capacité de la ligne qui alimente le groupe de charges compensées	
Locale (aux bornes de chaque récepteur inductif)	Compensation directe à la machine à compenser ; il s'agit de la solution technique la plus optimale pour réduire directement la consommation de réactive dans la charge. Son utilisation est habituelle pour les pompes, les moteurs ou les transformateurs	

Tableau 15: les différents types de compensation de l'énergie réactive [9]

Nous avons relevé les données sur les plaques signalétiques des moteurs puis calculé le cos phi par local, ensuite nous avons effectué une mesure du facteur de puissance sur site. Le tableau suivant regroupe les données calculées et mesurées.

Les locaux	Pa(KW)	Cos phi (calculé à partir de la plaque signalétique)	Cos phi (mesuré sur site)
Local traitement d'eau	134.86	0.88	0.85
Local traitement de vapeur	98.24	0.76	0.71
Local traitement de fuel	598.31	0.75	0.75
Local dépotage	185.7	0.84	0.84
Turbine	3*1622.6	0.85	0.85
Autres	537.8	0.83	0.8
Global	6423	0.84	-

Tableau 16: le facteur de puissance mesuré dans les différents postes

Nous avons remarqué que le cos phi dans certains locaux est faible (inférieur 0.8) même si la centrale ne paye pas de pénalités, il est nécessaire de mettre un système de compensation car si on demande aux utilisateurs de payer des pénalités pour mauvais cos phi c'est parce qu'il a un impact négatif sur l'énergie à fournir au client. En effet un mauvais facteur de puissance augmente non seulement la puissance réactive consommée mais aussi charge des transformateurs (augmentation de la puissance apparente). L'augmentation de la puissance réactive entraîne la mise en marche des centrales de compensation.

La compensation idéale est celle qui permet de produire l'énergie réactive à l'endroit même où elle est consommée et en quantité ajustée à la demande (compensation locale). Vu qu'il est difficile de réaliser ce type de compensation (coût, encombrement), nous avons opté pour la compensation par local. Nous allons utiliser le logiciel **VarSetpro Schneider Electric** pour le dimensionnement des batteries. Ce logiciel calcule et détermine facilement et rapidement la puissance et le type de batteries de condensateurs à installer. Il précise si nécessaire oui ou non l'installation d'un filtre pour les harmoniques.

Pour le poste de production de vapeur :

VarSetpro 1.3

Schneider Electric **VarSetpro**
Compensation d'énergie réactive

Tarif vert | Tarif jaune | Retour Investissement | Accès site | Catalogue | Aide

1 Méthode de calcul de la puissance de la batterie
 A partir du feuillet de gestion.
 A partir de la facture mensuelle.
 A partir des données électriques de l'installation
 Puissance de la batterie connue

2 Détermination de la puissance de la batterie (Qc) Exemple
 Puissance active moyenne de l'installation (P) en kW: 99
 Cosinus Phi1 initial avant compensation: 0,71
 Tangente Phi1 avant compensation: 0,99
 Cosinus Phi2 après compensation: 0,9
 Tangente Phi2 après compensation: 0,48
 $Qc = P (\text{tangente } \Phi1 - \text{tangente } \Phi2) =$ **51** kvar

3 Transformateur
 Sn en kVA: 100, 160, 250, 400, 630, 800, 1000
 Type de compensation: AUTOMATIQUE

4 Type d'équipement Prise en compte des harmoniques
 Somme des puissances des installations générant des harmoniques (kVA)
 Gh : 20 kVA
 Gh/Sn : 12,50 %
 Réseau : Non pollué
 Type de batterie : Non Pollué-Easy
 Avec disjoncteur Racc. Sortie : haut

5 Rechercher la solution préconisée

Solution préconisée
 > VarSetpro
 Calcul de batteries de condensateurs en tarif jaune et vert
 Version 1.3

 Schneider Electric
 Feuille de Résultat
 Quitter

Figure 38: résultats des caractéristiques du compensateur du PTV

Pas de pollution alors filtre d'harmoniques non nécessaire. Passons au choix du compensateur.

VarSetpro 1.3

Schneider Electric **VarSetpro**
Compensation d'énergie réactive

Tarif vert | Tarif jaune | Retour Investissement | Accès site | Catalogue | Aide

1 Méthode de calcul de la puissance de la batterie
 A partir du feuillet de gestion.
 A partir de la facture mensuelle.
 A partir des données électriques de l'installation
 Puissance de la batterie connue

2 Détermination de la puissance de la batterie (Qc) Exemple
 Puissance active moyenne de l'installation (P) en kW: 99
 Cosinus Phi1 initial avant compensation: 0,71
 Tangente Phi1 avant compensation: 0,99
 Cosinus Phi2 après compensation: 0,9
 Tangente Phi2 après compensation: 0,48
 $Qc = P (\text{tangente } \Phi1 - \text{tangente } \Phi2) =$ **51** kvar

3 Transformateur
 Sn en kVA: 100, 160, 250, 400, 630, 800, 1000
 Type de compensation: AUTOMATIQUE

4 Type d'équipement Prise en compte des harmoniques
 Batterie de 50 Kvar Reseau Non Pollué-Easy
 *Avec DJ-Batterie de 50 Kvar Reseau Faiblement Pollué
 Batterie de 50 Kvar Reseau Pollué Rang: 2,7
 Avec disjoncteur

5

Solution préconisée

 Référence : VLVAV0L050A40B
 VarSet Easy 50K Auto
 Type : Non Pollué-Easy
 Puissance de batterie : 50 kvar
 Régulation : 10+2x20
 Sortie racc. : haut
 Disjoncteur : LV510337 préconisé
 EASYPACT CVS100F TM100D 3P3D
 Prévoir le TI de raccordement
 Feuille de Résultat
 Quitter

Figure 39: résultats des caractéristiques du compensateur du PTV

Pour le poste de traitement de fioul :



Figure 40: résultats des caractéristiques du compensateur du PTF

4.1.4.2 Résultats des différents calculs avec le logiciel

Poste	P(KW)	Cosφ1	Cosφ2	Q1(KVAR)	Q2(KVAR)	Réduction (KVAR)
PTV	99	0.76	0.90	84	47.94	36.05
PTF	599	0.75	0.90	528.26	290.11	238.15

Tableau 17: résultats des différents calculs avec le logiciel VarSetpro

Les compensateurs :

poste	Réduction (KVAR)	Compensateur automatique 400V-50Hz (puissance batterie KVAR)	Prix (MAD)	Gain/an (MWh)
PTV	36.05	50	26100	133.152
PTF	238.15	250	130000	85.298

Tableau 18: prix des compensateurs choisis

$$\text{Avec gain} = P_2 - P_1 = P_1 \left(\frac{\cos \phi_2}{\cos \phi_1} - 1 \right) \quad (4.2)$$

Economie 218.45MWh/an soit 360442.5MAD/an; coût de réalisation=157000MAD ;

4.1.4.3 Résumé

La compensation d'énergie réactive dans les deux postes permettra non seulement de réaliser une économie annuelle de 218.45MWh mais aussi de réduire les surcharges au niveau des transformateurs, l'échauffement des câbles d'alimentation et des chutes de tension importantes car la circulation de l'énergie réactive sur les réseaux de distribution entraîne un courant appelé plus important.

4.2 Audit des échangeurs de chaleur

Nous allons auditer tous les équipements qui échangent de la chaleur en se basant sur une méthodologie de calcul. Nous identifierons les échangeurs et les systèmes où la déperdition de la chaleur est importante puis calculer les pertes de chaleur par rayonnement et convection afin de proposer des solutions pour les réduire.

4.2.1 Définition :

Un échangeur de chaleur est un dispositif permettant de transférer de l'énergie thermique d'un fluide vers un autre, sans les mélanger. Le flux thermique traverse la surface d'échange qui sépare les fluides. Dans la centrale TAG de Kenitra, on distingue deux types d'échangeurs.

4.2.2 Les échangeurs tubulaires :

Un échangeur tubulaire simple est constitué de deux tubes cylindriques coaxiaux. Un fluide (généralement le chaud) circule dans le tube intérieur, l'autre dans l'espace compris entre les deux tubes. Le transfert de chaleur du fluide chaud au fluide froid s'effectue à travers la paroi que constitue le tube intérieur. On distingue deux types à savoir les échangeurs à co-courant et les échangeurs à contre-courant. Les échangeurs à co-courants offrent la possibilité de chauffer le fluide à une température supérieure à celle du retour du fluide chauffant.

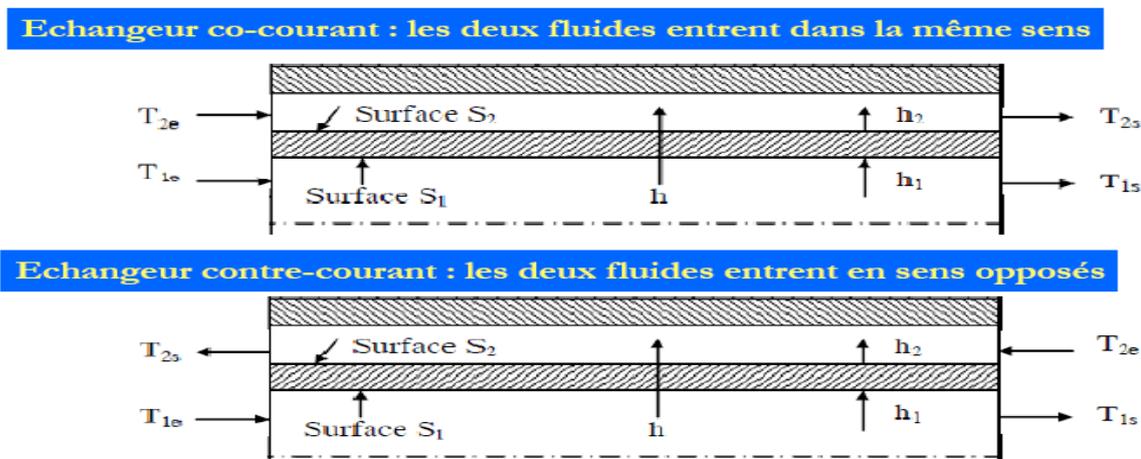


Figure 41: Schéma principe d'un échangeur tubulaire

4.2.3 Les échangeurs à plaques :

Les échangeurs à plaques sont constitués de plaques formées dont les alvéoles constituent les chemins empruntés par les fluides. Les plaques sont assemblées de façon que le fluide puisse circuler entre elles. La distribution des fluides entre les plaques est assurée par un jeu de joints de telle sorte que chacun des deux fluides soit envoyé alternativement entre deux espaces inter plaques successifs.

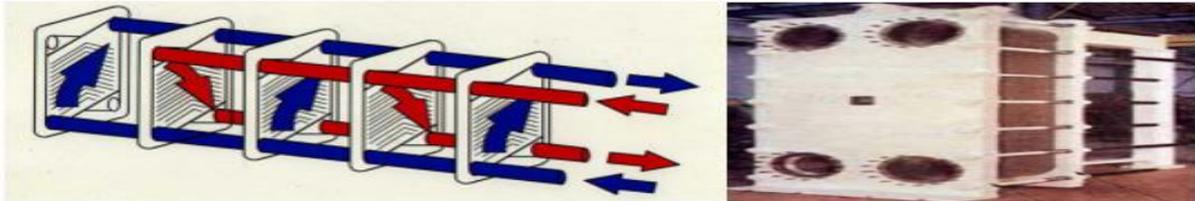


Figure 42: Echangeur à plaques

4.2.4 Déperdition de chaleur:

Dans cette partie, nous allons calculer les pertes de chaleur dans les différents équipements où il y a un échange thermique. Ces pertes concernent surtout celles vers l'ambiant par rayonnement et par convection. Nous négligeons ainsi les pertes par conduction⁶.

* Les pertes par convection (ϕ_{con}):

C'est le transfert de chaleur entre un solide et un fluide, l'énergie étant transmise par déplacement du fluide. Ce mécanisme de transfert est régi par la **loi de Newton** : [11]

$$\phi_{con} = h_{con} * S * (T_p - T_a) \quad (\text{Convection naturelle dans notre cas}) \quad (4.3)$$

* Détermination des températures T_a et T_p :

Pour mesurer la température atmosphérique et de la paroi, nous avons utilisés le thermographe :



Figure 43: Thermographe.

Le thermographe est Une caméra thermique enregistre les différents rayonnements infrarouge (ondes de chaleur) émis par les corps et qui varient en fonction de leur température. Contrairement à ce que l'on pourrait penser, une caméra thermique ne permet pas de voir derrière une paroi ou un obstacle. Elle reproduit la chaleur emmagasinée par un corps, ou montre le flux thermique d'une paroi en raison d'un foyer se trouvant à l'arrière.

⁶ **La conduction** : C'est le transfert de chaleur au sein d'un milieu opaque, sans déplacement de matière, sous l'influence d'une différence de température. La propagation de la chaleur par conduction à l'intérieur d'un corps s'effectue selon deux mécanismes distincts : une transmission par les vibrations des atomes ou molécules et une transmission par les électrons libres.

* **Résultats des températures de parois prises par le thermographe :**

A cause du fonctionnement en redondance des équipements, nous avons prélevé la température des équipements en service. Pour le calcul, on n'a pas pris en compte toute la surface de l'équipement car la chaleur n'est pas répartie uniformément sur la surface.

Pour les échangeurs, on a pris que la mesure des échangeurs à plaques car les échangeurs tabulaires sont calorifugés et il n'y avait pas une grande différence entre la température ambiante et celle des parois de calorifugeage.

Pour les mélangeurs :



Figure 44: Résultats du prélèvement par le thermographe des mélangeurs.

Pour les séparateurs :

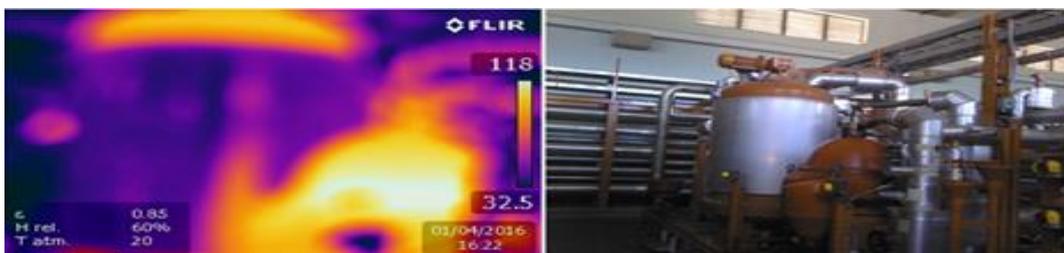


Figure 45: Résultats du prélèvement par le thermographe des séparateurs

Les échangeurs :

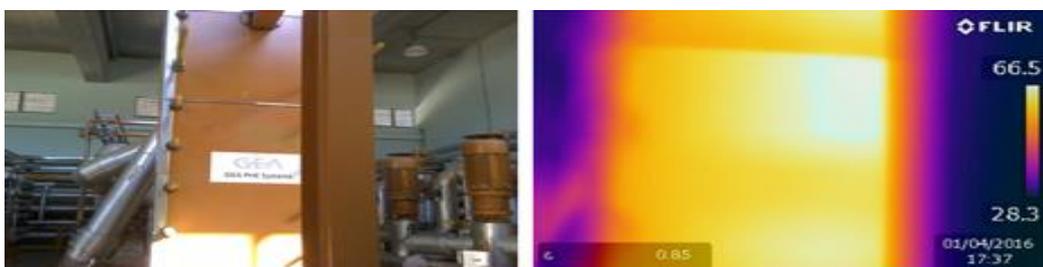


Figure 46: Résultats du prélèvement par le thermographe des échangeurs

* **Détermination du coefficient de convection naturelle hconv:**

Nous allons utiliser les trois formules dans le tableau suivant pour la détermination du coefficient de convection. Pour la détermination des différents coefficients voir annexes Ch4.

$Nu = \frac{h_{con} * D}{\lambda}$	nombre de Nusselt
$Gr = \frac{\beta * g * \Delta T * \rho^2 * L^2}{\mu^2}$	nombre de Grashof
$Pr = \frac{Cp * \mu}{\lambda}$	Nombre de Prandtl (sans unité)
$h_{conv} = \frac{\lambda Nu}{D}$	Coefficient de convection naturelle ($W.m^2.K^{-1}$)
β	coefficient de dilatation volumique du fluide en $(^{\circ}C)^{-1}$
ΔT	écart de température paroi-fluide (en $^{\circ}C$)
Cp	constante=1008.
D	Diamètre en mètre
g	accélération de la pesanteur ($9.81 m/s^2$)
L	Longueur en mètre (m)
ρ	masse volumique du fluide en kg/m^3
μ	viscosité dynamique du fluide en Pa.s (pascal seconde)

Tableau 19:détermination du coefficient de convection [10]

Le tableau suivant regroupe les valeurs des différents paramètres pour le calcul de h_{conv} :

	Mélangeurs	Séparateurs	Echangeurs
$T_m (^{\circ}C)$	56.4	69	39
$\Delta t (^{\circ}C)$	72.8	98	38
$B (K^{-1})$	$3.03*10^{-3}$	$2.92*10^{-3}$	$3.20*10^{-3}$
$\rho (kg/m^3)$	1.07	1.0321	1.13
$\mu (Pa.s)$	$1.97704*10^{-5}$	$2.035*10^{-5}$	$1.8924*10^{-5}$
$\lambda (W/m.^{\circ}C)$	0.0284	0.0294	0.0271
$Cp (j/kg.^{\circ}C)$	1008	1008	1008
$L (ou D) en m$	1	0.7	4
Pr	0.7	0.7	0.7
Gr	$6.23*10^9$	$1.73*10^9$	$2.72*10^{11}$
C	0.021	0.021	0.021
M	2/5	2/5	2/5
$h_{conv} (W/m^2.^{\circ}K)$	4.32	4.372	4.62

Tableau 20: les valeurs des différents paramètres pour le calcul de h_{conv}

4.2.5 Les pertes par rayonnement

C'est le transfert d'énergie électromagnétique entre deux surfaces (même dans le vide).

$$\varphi = \sigma \cdot \epsilon_p \cdot S \cdot (T_p^4 - T_a^4) \quad (4.4)$$

σ = constante de Stephan ($5.6710 \cdot 10^{-8} \text{W/m}^2 \cdot \text{K}^4$)

ϵ_p = facteur d'émission de la surface = 0.85

S = surface d'échange (m^2)

T = température en kelvin (K)

4.2.6 La surface de déperdition

	SURFACE (m^2)	NOMBRE	TP ($^{\circ}\text{C}$)	TA ($^{\circ}\text{C}$)
Séparateur(18)	2	18	118	20
Mélangeur(18)	1.27	18	92.8	20
Echangeurs	14.4	1	58	20

Tableau 21: les différentes surfaces de déperdition

4.2.7 Les pertes totales :

	Pertes par convection (W)	Pertes par rayonnement (W)	Pertes totales (W)
Mélangeurs	7190	11606	18796
Séparateurs	15424	27764	43188
Echangeur	2528	3216	5744

Tableau 22: les pertes totales calculées

Nous obtenons une puissance perdue totale de $67728\text{W} = 67.728\text{KW}$.

4.2.8 Coût de déperdition :

Dans cette partie nous allons calculer la quantité de vapeur d'eau utilisée pour produire cette énergie puisque c'est la vapeur qui est utilisée pour le chauffage. Comme le poste ne fonctionne pas 24h/24, nous allons estimer les pertes durant une année en se basant sur les heures de marche totale du poste durant l'année 2015.

Nombre d'heures de marche pour chaque skid durant l'année 2015 est égale à 712h (moyenne).

L'énergie perdue durant l'année 2015 est égale à $712 \times 67.728 = 48222.34 \text{KWh}$ soit 173600.4MJ/an .

En considérant que l'énergie a été fournie par les chaudières, nous avons alors :

$Q_{\text{vapeur}} = m \times (H_v - H_{\text{cond}})$ Où H_v = enthalpie de la vapeur à 165kg sous une pression de 7 bars en kJ/kg ; m = masse en kg ; H_{cond} = enthalpie du condensat à 100°C.

$$m = \frac{Q_{\text{depertition}}}{H_v - H_{\text{cond}}} = \frac{173600409.6}{2675.43 - 697.07} = 87769 \text{kg}$$

Ce qui donne un cout = $m \times \text{prix de vapeur} = 87769 \times 0.4$ (cout d'un kg de vapeur) = 35107.50MAD/an .

Coût de déperdition durant l'année 2015 = 35107.50MAD

4.2.9 Analyse des résultats :

A partir des mesures sur site et les calculs effectués, nous affirmons que les déperditions au niveau du poste de traitement de fioul sont élevées et nécessite une attention. L'absence de calorifuge au niveau des équipements concernés dans le poste en est la cause. Il est donc nécessaire donc un plan d'amélioration adéquat pour réduire ces pertes de chaleur.

4.2.10 Solutions proposées pour réduire les déperditions :

* Solution 1 : le matelas isolent thermique

Les matelas isolants sont réalisés sur mesure. Composés d'une enveloppe en tissu technique assemblée par coutures, dans lequel est introduit un isolent. Ils viennent en complément du calorifuge rigide pour des formes complexes nécessitant une maintenance régulière avec des montages et démontages aisés. Ils garantissent une protection thermique efficace pour les installations industrielles et le personnel. La figure suivante montre un exemple de montage.



Figure 47: Exemple de calorifugeage de matelas isolent

Le coût de la mise en place du calorifugeage par matelas thermique pour la même protection que la laine de roche est estimé à 500000MAD.

* Le Calorifugeage démontable

La laine de roche est un isolant fabriqué à base d'une roche volcanique (basalte). Elle a d'excellentes propriétés d'isolation thermo-acoustique et de protection incendie.

La laine de roche se présente sous de nombreuses formes : flocons, rouleaux, panneaux semi-rigides et rigides, nus et revêtus.

En termes de performance thermique, le lambda (ou conductivité thermique) des laines de roche varie de 0.042W/(m.K) à 0.033W/ (m.K.). Les thermiques courantes peuvent donc varier pour une épaisseur de produit de 100 mm de $R = 2,35 \text{ m}^2 \cdot \text{K}/\text{W}$ pour la plus classique à $R = 3 \text{ m}^2 \cdot \text{K}/\text{W}$ pour la plus performante.

Calcul du cout de mise en place du calorifugeage :

Pour une épaisseur de 50mm (épaisseur des calorifugeages de l'entreprise), nous obtenons un coût d'achat de la laine de roche de 216.1MAD/m². Le tableau suivant montre le prix de chaque matériel nécessaire pour le calorifugeage.

Matériaux	Surface (m ²)	Prix /m ² (en MAD)
Laine de roche	74	102
Couche externe de protection mécanique	80	270.54
Couche interne de protection	74	270.54
Main d'œuvre	-	30000
Autres charges	-	10000

Tableau 23: coût de réalisation du calorifugeage [11]

Coût de réalisation de **89211.16 MAD**.

6.6.2 Pertes après calorifugeage :

Pour les pertes après calorifugeage (Q_a), nous allons utiliser la **formule de Fourier** [12]

$$Q_a = \frac{k\Delta T}{E} * S \quad (4.5)$$

Avec E= épaisseur de l'isolant (m) ; ΔT =température en °c ; S=surface en m² ; K= coefficient de transfert thermique.

$$\frac{1}{K} = \frac{1}{\alpha_i} + R_w + \frac{1}{\alpha_e}; (\text{En m}^2\text{K}/\text{W}) ; R_w = \frac{E}{\lambda} = \text{résistance thermique de la laine de roche}$$

Le coefficient de conductivité thermique λ (w/m.K)

α_i = Coefficient de transmission surfacique face intérieure W/ (m² K)

α_e = Coefficient de transmission surfacique face extérieure W/ (m² K)

En supposant que la température de la paroi de l'équipement est égale à la température de la face interne et en négligeant la résistance de la plaque externe, la formule devient :

$$Qa = \frac{\lambda}{E} \Delta T * S ; (Qa \text{ en W}) ; \lambda = 0.04 \text{ w/m.K} ; E = 50\text{mm} = 0.05\text{m}$$

Equipements	ΔT (°C)	Surface (m ²)	Pertes avant calorifugeage (W)	Pertes après calorifugeage (W)	Economie (W)
Mélangeurs	72.8	22.86	18796	1331.36	17464.64
Séparateurs	98	36	43188	2822.4	40365.6
Echangeur	38	14.4	5744	437.76	5306.24

Tableau 24: puissance économisée après calorifugeage

4.3 Conclusion du chapitre :

En conclusion, nous dirons que nous avons réussi à hisser les facteurs qui occasionnent les pertes d'énergie thermique et électrique.

Nous avons en effet proposé des solutions pour optimiser la consommation de l'éclairage, des moteurs électriques et pour élever le facteur de puissance dans les postes où il est inférieur à 0.8. Cependant il reste des postes où c'est aux utilisateurs de veiller à ce que l'utilisation de l'énergie soit de manière optimale à savoir les magasins où la présence humaine est rare et les bureaux pour le groupe de chaud et froid. Eteindre les lampes lorsqu'il n'est plus nécessaire et fermer les fenêtres lorsqu'on met le climatiseur ou le chauffage en marche. Dans la partie étude économique, les solutions proposées pour le contrôle permanent de l'éclairage sont regroupées en un seul projet et porte le numéro 4, le projet 6 la compensation d'énergie réactive.

Nous avons aussi proposé une méthode pour calorifuger les échangeurs de chaleurs, les mélangeurs et séparateurs dans le poste de traitement de fioul. Cette solution nommée projet 7 dans le chapitre étude économique permet une réduction des déperditions thermiques de 44.954MWh/an(161834.4MJ/an)soit 32720.92MAD/an.

Le chapitre suivant va traiter l'étude économique et environnementale des projets proposés pour l'optimisation.

Chapitre 5 : Etudes économique et environnementale

5.1 Introduction :

Dès la décision de lancer l'avant-projet pris, la maîtrise des coûts constitue un enjeu essentiel et c'est l'une des responsabilités principales du chef de projet, certainement celle qui occupe la plus grande partie de son temps. Dans cette partie nous allons voir la rentabilité des projets proposés et aussi l'économie sur les émissions des gaz à effets de serre. Pour cela nous allons utiliser les méthodes basées sur l'actualisation [13]

5.2 La rentabilité des projets :

La mesure de rentabilité d'un projet se fait par une évaluation des indices telles que la valeur actuelle nette, le taux de rentabilité interne, le temps de retour sur investissement et l'indice de profitabilité.

5.2.1 Définitions des indices:

* Valeur Actuelle Nette (VAN) :

Un flux de trésorerie (cash-flow CF) est la différence des encaissements (recettes) et des décaissements (dépenses) générés par l'activité d'une organisation.

L'actualisation permet de comparer des cash-flows générés par l'investissement, on parlera de la valeur actuelle nette (VAN). Ainsi, la VAN est une fonction décroissante du taux d'actualisation.

* Taux de rentabilité interne (TRI):

Le choix entre plusieurs projets repose sur plusieurs critères. L'un des critères est la rentabilité du projet.

Le TRI est égal au taux d'actualisation qui annule la VAN. Ainsi, la rentabilité d'un projet peut être mesurée par le taux de rentabilité interne (TRI). Plus le TRI est élevé, plus le projet est rentable.

* Temps de retour sur investissement (PBT) :

Le retour sur investissement peut présenter un caractère prioritaire dans une conjoncture incertaine (on retiendra les projets pour lesquels on récupère le capital investi rapidement).

*** Indice de Profitabilité (IP) :**

L'indice de profitabilité est une mesure du taux de rendement du capital investi. C'est le rapport entre le cumul actualisé des flux de trésorerie (VAN) et le capital investi.

5.2.2 Durée de vie des projets et leur investissement :

Le tableau suivant donne la durée de vie de chaque projet parmi ceux qu'on a proposé comme solution aux différentes pertes d'énergie :

projet	Numéro projet	Durée de vie (en année)	Investissement	Maintenance annuelle
Moteur aspirateur chaudière	1	15	45236.50	1200
PTE	2	15	23216.64	1200
Chaudière eau purge	3	15	50000	1200
éclairage	4	20	27900	1200
Moteur PTF	5	15	40914.6	1200
Compensateur	6	15	157000	10000
Calorifugeage laine de roche	7	10	89212	5000

Tableau 25: Durée de vie et l'investissement de chaque projet

5.2.3 Etude de rentabilité des projets :

Une connaissance de toutes les données financières de chaque projet est nécessaire avant d'entamer l'étude de leurs rentabilités. Ainsi, le tableau suivant résume toutes les données relatives à chaque projet :

<i>Don- née</i>	<i>Projet (1)</i>	<i>Projet (2)</i>	<i>Projet (3)</i>	<i>Projet (4)</i>	<i>Projet (5)</i>	<i>Projet (6)</i>	<i>Projet (7)</i>
<i>R</i>	7227 0	96257. 48	7756 9.8	52655. 92	6180 2.4	36044 2.5	32720. 92
<i>D</i>	1200	1200	1200	1200	1200	10000	5000
<i>I</i>	4523 6.50	23216. 64	5000 0	27900	4091 4.6	15700 0	89212
<i>i</i>	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %
<i>N</i>	15an s	15ans	15ans	20ans	15ans	15ans	10ans

Tableau 26: Données relatives à chaque projet

Avec :

R : Flux de trésorerie encaissé (gain annuel du projet) ;

D : Flux de trésorerie décaissé (coût de maintenance) ;

I : Investissement (sans coût de maintenance) ;

i : Taux d'actualisation ;

N : Durée de vie ;

5.2.3.1 Valeur actuelle nette (VAN) :

Afin de calculer la valeur actuelle nette de chaque projet, nous devons calculer les échéanciers des flux de trésorerie actualisé (cash-flow). Ainsi, pour chaque projet :

$$CF_{flux\ trésorerie\ actualisé} = \frac{R-D}{(1+i)^k} \quad (5.1)$$

Avec : k : indice de l'année.

La valeur actuelle nette est donnée par :

$$VAN = \sum_{k=1}^N \frac{CF_{flux\ trésorerie}}{(1+i)^k} - I \quad (5.2)$$

Avec : CF : flux trésorerie = R-D.

Un exemple de calcul des valeurs actuelles nettes est donné sur l'Annexe CH4 (pour le projet1). Ainsi, le tableau suivant représente le résultat de la VAN pour chaque projet :

Projet	1	2	3	4	5	6	6
<i>VAN (KDH)</i>	495327.53	699798.05	530874.73	408812.18	420031.92	2508493.46	81121.01

Tableau 27: Valeur actuelle nette (VAN) de chaque projet

Nous constatons que tous les projets proposés sont rentables pour l'entreprise.

5.2.3.2 Taux de rentabilité interne (TRI) :

C'est la valeur de i qui correspond à une valeur actuelle nette nulle selon l'équation suivante :

$$\sum_{k=1}^N \frac{R-D}{(1+TRI)^k} - I = 0 \quad (5.3)$$

Les TRI après la résolution de l'équation précédente dont l'inconnu est i sont donnés dans le tableau suivant :

	<i>Projet (1)</i>	<i>Projet (2)</i>	<i>Projet (3)</i>	<i>Projet (4)</i>	<i>Projet (5)</i>	<i>Projet (6)</i>	<i>Projet (7)</i>
<i>TRI (%)</i>	154%	410%	153%	185%	148%	223%	29%

Tableau 28: Taux de rentabilité interne (TRI) de chaque projet

Quel que soit le taux d'actualisation au Maroc, les valeurs de TRI pour les projets qui sont rentables restent relativement grandes pour pouvoir dire que les revenus engendrés par les projets permettent de rémunérer les capitaux investis.

5.2.3.3 Temps de retour sur investissement (PBT) :

C'est la valeur de k en années ou en mois où la VAN devient nul. La représentation de la courbe correspondante à l'équation suivante donnera la valeur de k :

$$\sum_{k=1}^N \frac{R-D}{(1+0,1)^k} - I = 0 \quad (5.4)$$

Les courbes données sur l'annexe CH7, permettent de déterminer les délais de récupération des capitaux investis dans chaque projet. Les intersections des courbes avec l'axe des abscisses sont données par le tableau ci-dessous :

	<i>Projet (1)</i>	<i>Projet (2)</i>	<i>Projet (3)</i>	<i>Projet (4)</i>	<i>Projet (5)</i>	<i>Projet (6)</i>	<i>Projet (7)</i>
<i>PBT</i>	1an 2mois 9jours	1an 7mois 19jours	2ans 2mois 9jours	1an 2mois 8jours	1an 1mois 21jours	2ans 1mois 28jours	4ans

Tableau 29 Temps de retour sur investissement (PBT) de chaque projet

Les projets seront donc rentables après ces périodes.

5.2.3.4 Indice de Profitabilité (IP) :

C'est le rapport entre la valeur actuelle nette et l'investissement. Ainsi, l'IP est donné par :

$$IP = \frac{VAN}{I} \quad (5.5)$$

Le tableau suivant résume l'indice de profitabilité de tous les projets proposés :

	<i>Projet (1)</i>	<i>Projet (2)</i>	<i>Projet (3)</i>	<i>Projet (4)</i>	<i>Projet (5)</i>	<i>Projet (6)</i>	<i>Projet (7)</i>
<i>IP</i>	10.94	30.14	10.61	14.65	10.26	15.97	0.91

Tableau 30 l'indice de profitabilité de chaque projet (IP)

5.2.5 Conclusion

En conclusion, nous diront que les projets proposés sont rentables car pour chaque projet proposé, le taux de rentabilité interne est largement supérieur au taux d'actualisation.

5.3 Impact environnemental :

Dans cette partie, nous allons voir les conséquences de la mise en place des projets proposés sur l'environnement c'est-à-dire les mesures d'économie d'énergie qui réduisent la consommation des combustibles (fuel, gasoil, électricité..) et se traduisant par une réduction des émissions de CO₂ et d'autres polluants dans l'atmosphère directement proportionnelle à la baisse de combustible consommé.

5.3.1 L'économie d'énergie par projet

Le tableau suivant regroupe pour chaque projet le type et la quantité d'énergie économisée

Projet	Energie économisée par an en KWh	Type d'énergie
P1	43800	Electricité
P2	180	Electricité
P3	3122	Electricité
P3	107188.33	Chimique (fioul)
P4	31912.68	Electricité
P5	37456	Electricité
P6	218450	Electricité
P7	44954	Chimique (fioul)

Tableau 31: Bilan des énergies économisées par an

Nous obtenons une énergie électrique économisée par année de **379874.68KWh** soit 379,875MWh.

L'énergie chimique économisée est égale à 152142.33KWh soit 547712.4MJ : 6328.28 tonnes de vapeur ce qui nous donne $265.24 \cdot 130 / 2 = 17240.6\text{kg}$ (**17.24 Tonnes**) de fioul lourd2.

5.3.2 Les émissions des gaz à effets (CO₂) de serre réduites :

Pour l'émission due à la consommation de l'énergie électrique, nous allons utiliser le tableau suivant qui donne l'émission du CO₂ par KWh produit de chaque pays.

Pays	Kilogrammes équivalent carbone par KWh
Afrique du Sud	0,237
Algérie	0,188
Arabie Saoudite	0,206
Australie	0,251
Belgique	0,071
Cameroun	0,012
Canada	0,050
Chine	0,215
Maroc	0,193
Israël	0.211
USA	0.152

Tableau 32: Facteurs d'émission de la production d'électricité par pays [14]

Pour le fioul, nous allons utiliser le tableau suivant qui donne le facteur d'émission pour chaque type de combustible avec pour Masse CO₂=masse C *44/12.

Combustible	kg équ. C par tonne		kg équ. C par kWh		kg équ. C par tep		kg équ. C par litre	
	production	combustion	production	combustion	production	combustion	production	combustion
Pétrole brut	60	836	0,005	0,072	59	833	0,05	0,75
Fioul lourd	116	851	0,010	0,077	121	890	0,10	0,77
Fioul domestique	91	859	0,008	0,074	90	856	0,08	0,73
Gazole	91	859	0,008	0,074	90	856	0,08	0,73
Kérosène	78	888	0,006	0,073	74	845	0,07	0,75
Carburacteur	78	852	0,006	0,070	74	811	0,06	0,68
Essence moteurs terrestres	148	876	0,012	0,072	140	833	0,11	0,66
Essence aviation	148	876	0,012	0,072	140	833	0,11	0,66
Naphta	78	896	0,006	0,072	72	833		
Huile de schiste	708	717	0,071	0,072	823	833		
Huile usée	78	0	0,006	0,072	75	833		
Solvant usagé	78	489	0,004	0,069	47	799		
lubrifiants usagés	78	800	0,006	0,072	75	833	0,07	0,73
White spirit	78	834	0,007	0,072	78	833	0,06	0,65
Bitumes	77	436	0,006	0,039	73	457		
Autres produits pétroliers (graisses, aromatiques, etc)	78	800	0,006	0,072	75	833		
Gaz naturel liquéfié (GNV)	138	771	0,010	0,056	116	651		
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	150	803	0,012	0,063	136	731	0,08	0,43

Tableau 33: Facteurs d'émission (amont et combustion) de différents carburants [14]

Pour l'énergie électrique nous considérons qu'elle est fournie par une centrale turbine à gaz, nous avons ainsi : $379874.68\text{KWh} \cdot 0.707\text{Kg/KWh} = 268825\text{kg de CO}_2$ soit 269T de CO_2

Pour le fioul : $17.24\text{T} \cdot 967\text{Kg/T} \cdot 44/12 = 25670.63\text{Kg de CO}_2$ ($25.67\text{T de CO}_2/\text{an}$).

5.3.3 Conclusion :

Les projets proposés permettront de réduire une émission de **288.15 tonnes de CO₂ par an** soit un gain en énergie électrique de **379,88MWh/an** et un gain en énergie chimique de **418.15MJ/an**.

5.4 Conclusion du chapitre

L'étude économique nous a permis d'avoir un aperçu clair pour la décision de la réalisation des projets. En effet, nous affirmons que la mise en place des systèmes proposés serait bénéfique pour l'entreprise ainsi que pour l'environnement. Nous avons une VAN positive pour chaque projet proposé, un temps de retour à l'investissement inférieur à cinq ans avec des indices de profitabilités supérieur à dix (10) excepté le projet sept (07) où elle est inférieure à un (01).

Conclusion générale

Au terme de notre travail, nous pouvons dire qu'il a porté des fruits. En effet nous avons accompli notre mission dont le but était de permettre à la centrale TAG de Kenitra de réaliser des économies d'énergie et réduire la consommation des énergies fossiles ainsi que les émissions des gaz à effets de serre. Nous avons d'abord fait l'analyse préalable de la centrale, ensuite une analyse détaillée et à partir de ces analyses, nous avons enfin recherché et évalué les solutions d'amélioration.

Plusieurs solutions ont été proposées pour la réduction des pertes dans la centrale. Les principales sont regroupées en sept projets. En partant du premier au septième nous avons, la réduction de l'excès d'air, la réduction des pertes d'eau dans le poste de traitement d'eau, la réduction des pertes dues aux purges, l'optimisation de la consommation de l'éclairage, l'optimisation de la consommation des moteurs de déplacement dans le poste de traitement de fioul, le relèvement du facteur de puissance et la réduction des déperditions de chaleur.

Ces projets proposés ont un temps de retour sur investissement inférieur à cinq ans, une durée de vie supérieure à 10 ans, un taux de rentabilité interne supérieur à 140% sauf pour le projet sept qui est de 29% et une indice de profitabilité supérieure à 10.

Ils permettent une **économie d'énergie électrique de 379,88MWh/an**, une **économie d'énergie chimique de 547712.4MJ/an** équivalent à une **réduction de la consommation du fioul lourd 2 de 17.24 tonnes par an**. L'optimisation de la consommation de la consommation d'eau permet de **réduire la quantité d'eau brute consommée de 49.5% soit 14454m³d'eau/an**. Le total des **réductions des gaz à effets de serre s'élève à 294.67 tonnes de CO₂ par année**.

Pour les valeurs calculées pour ce travail nous avons considéré l'année 2015 comme référence c'est-à-dire les données de l'année 2015. Le personnel de la TAG de Kenitra nous a fait comprendre que la centrale a une consommation annuelle presque constante et aussi en début de 2016 plusieurs compteurs sont tombés en panne donc nous ne pouvions pas travailler avec les données de cette année.

Références

Bibliographie

- [2] GE Energy : Manuel d'exploitation et de maintenance_ guide de l'utilisateur _2008
- [5] JOURNAL OFFICIEL DE LA RÉPUBLIQUE FRANÇAISE : Arrêté du_ 2_octobre_ 2009 _ version consolidée au_20160329
- [6] Manuel d'exploitation chaudières
- [7] le guide UTE C15-105
- [8] ONEE /Manuel de formation/efficacité énergétique /Tableau 2 : exemple de calcul d'indicateurs de performance/page 68
- [9] Schneider Electric : guide de compensation de l'énergie réactive et filtrage des harmoniques.
- [10] J.Brau_2006_INSA de LYON//extrait de « Manuel de thermique » de B. EYGLUNENT (Hermes)
- [11] Manuel d'isolation industrielle Rockwool Technical Insulation
- [12] Manuel de thermique, théories et pratiques 2è Edition revue et augmentée Bernard EYGLUNENT
- [13] Les conseils du Centre de l'Entreprise du Maroc : La décision d'investissement | L'Economiste/ Par | Edition N°:186 Le 29/06/1995
- [14] ADEME : Bilan Carbone® Entreprises et Collectivités GUIDE DES FACTEURS D'EMISSIONS juin 2010
- Schneider Electric : Le livre blanc de l'efficacité énergétique février 2011
- MANUEL D'UTILISATION ET DE MAINTENANCE SYSTÈME: Station de traitement d'eau, Kenitra
- GE Energy : Système de Gestion de l'Energie (SGE) _isolation thermique
- GE Energy : SGE_ récupération de l'énergie perdue
- GE Energy : SGE_ accumulation thermique
- GE Energy : SGE_ chauffage et refroidissement
- Manuel d'exploitation FOTP
- GE Energy Manuel d'utilisation et de maintenance Station de traitement d'eau, Kenitra

Webographie

- [0] <http://www.mem.gov.ma/SitePages/Default.aspx>
- [1] www.onee.ma
- [3] <http://www.afnor.org/groupe/a-propos-d-afnor/valeurs>
- [4] <http://www.iso.org/iso/fr/home/standards.htm>
- [5] <https://www.legifrance.gouv.fr>
- [10] www.eozia.fr Tarif professionnel HT de référence 2015
- [14] <http://www.leconomiste.com/article/lesconseilsducentredelentreprisedumarocladecisioninvestissement>

Annexes :

Ch2:

1. Caractéristiques des chaudières

Type	Pirotubulaire
Nombre de dessin	EN 12 953
Modèle	C/M/10 000/9
Nombre de fabrication	30-11-10
Année de fabrication	2011
Pression de dessin	9 bars
Pression de service	7 bars
Pression d'épreuve	15,8 bars
Volume total	25 000 litres
Volume d'eau	20 140 litres
Volume de vapeur	4860 litres
Température de travail	170,5 °C
Surface de chauffage	238,6 m ²
Puissance	7247 KW
Production	11 200 Kg/h
Catégorie	IV
Usage prévu	Vapeur
Masse	21 300 Kg
Fluide	Eau déminéralisée
Combustibles	LFO et HFO traité

2. Caractéristiques des turbines

Constructeur	<i>General Electric</i>
Turbine	<i>9000EA</i>
Consommation de fioul avec charge maximale	<i>30 m³/h</i>
Consommation de gasoil	<i>26 m³/h</i>
Consommation cycle marche/arrêt gasoil	<i>10 m³/h</i>
Cadence du traitement fioul	9 x 12,8 T/h
Cadence du traitement eau	2 x 42 m ³ /h
Vitesse	3000tr/mn

Ch3:

Détails du calcul du rendement de la chaudière

Calcul de la puissance absorbée par la chaudière A par charge :

* L'énergie électrique :

Puissance total des équipements fonctionnant pendant le test multiplié par le temps

$$P=41.77\text{kw}$$

$$E_{el}=41.77\text{kwh}=150372\text{kJ} = 35922.6\text{kcal à } 50\% \text{ de charge}$$

$$E_{el(\text{kcal})}/\text{kg}=35922.6/360=99.78\text{kcal}/\text{kg}; \quad E_{el(\text{kJ})}=417.08\text{kJ}/\text{kg de charge}$$

* L'énergie fioul :

L'énergie utilisée pour chauffer le fioul de la température ambiante jusqu'à 100°C (température d'entrée dans le brûleur).

$$Q_{\text{fioul}}=m \cdot C_{\text{pf}} \cdot (T_f - T_a) = m \cdot C_{\text{pf}} \cdot (T_f - T_{\text{amb}})$$

$$C_{\text{pf}}=1.9578\text{kcal}/\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}=8.183604\text{kJ}/\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}; \quad T_{\text{amb}}=17^\circ\text{C}; \quad T_f=\text{température de fumée.}$$

* Energie eau :

Q_{eau} =énergie utilisée pour chauffer l'eau d'alimentation de sa température ambiante à 100°C (température d'entrée dans la chaudière).

$$Q_{\text{eau}}=m \cdot C \cdot \Delta T = m \cdot C_{100} \cdot (t_e - T_{\text{amb}}); \quad C_{100}=4.18\text{KJ}/\text{kg}; \quad T_e=100^\circ\text{C}; \quad T_{\text{amb}}=17^\circ\text{C}$$

L'énergie absorbée par heure de la chaudière A :

Charge(%)	Eau (MJ/h)	Fioul (MJ/h)	Electrique (MJ/h)	Crédit total
20	693.88	77.662	54.3	966.997
25	888.16	95.584	66.83	1231.239
30	1110.2	117.84	83.54	1537.412
40	1665.31	174.31	125.31	2303.668
50	1998.37	212.12	150.37	2767.34
60	2366.13	254.5	177.94	3279.86
70	2723.48	292.73	204.67	3774.85
80	3108.58	339.13	233.91	4313.93
85	3275.11	362.12	246.44	4549.85
90	3566.54	376.36	263.15	4931.51
95	3677.56	398.95	271.5	5096.05
99.9	3989.81	432.707	294.48	5528.547

Tableau 34: calcul de la différente énergie absorbée

Puissance du combustible = PCI*mc ; mc=masse combustible.

$$\text{PCI}=9738\text{kcal}/\text{kg}=40763.27\text{kJ}; \quad 1\text{kcal}=4.18\text{KJ}$$

Résumé de l'énergie absorbée par la chaudière

Charge(%)	Débit (kg/h)	PCI (MJ/h)	Crédit total (MJ/h)	Puissance totale absorbée (MJ/h)
20	130	5299.23	966.997	6266,227
25	160	6522.12	1231.239	7753,359
30	200	8152.65	1537.412	9690,062
40	300	12228.98	2303.668	14532,648
50	360	14674.78	2767.34	17442,12
60	426	17365.15	3279.86	20645,01
70	490	19974	3774.85	23748,85
80	560	22827.43	4313.93	27141,36
85	590	24050.33	4549.85	28600,18
90	630	25680.86	4931.51	30612,37
95	650	26496.13	5096.05	31592,18
99.9	705	28738.1	5528.547	34266,647

Tableau 35: Résumé de l'énergie absorbée par la chaudière

Calcul des pertes de la chaudière A

Les pertes dues à l'eau des purges : L'eau de purge devrait être évacuée à la température ambiante.

Pour 1ere chaudière = 20l/h ; T=165°C

$$Q_{\text{purges}} = mc\Delta T = 20 * 4.18 * (165 - 17) ; \Delta T = (T_{\text{eau}} - T_{\text{amb}})$$

$$Q_{\text{purges}} = 12372.8 \text{ KJ/h} = 12.373 \text{ MJ/h}$$

$$QR(\%) = \frac{Q_{\text{purge}}}{Pa} * 100$$

$$QR = \left(\begin{array}{l} * \text{ Pertes purge.} \\ * \text{ Pertes rayonnement et convection} = 0 ; \text{ chaudière est calorifugés.} \end{array} \right)$$

$$qE = 0.5\%$$

Charge(%)	$\eta_{\text{combustion}}$	%Qr	$\eta_u(\%)$	Pa
20	92.20	0.2	90.23	6266.27
25	92.31	0.16	90.27	7753.36
30	92.11	0.13	90.55	9690.06
40	92.02	0.08	90.84	14532.65
50	92.26	0.07	91.44	17442.12
60	92.02	0.06	91.59	20645.01
70	91.93	0.05	91.80	23748.85
80	91.63	0.04	91.81	27143.36
85	91.60	0.04	91.99	28600.18
90	91.58	0.04	92.05	30612.37
95	91.51	0.039	92.11	31592.18
99.9	91.51	0.036	92.35	34266.64

Tableau 36: les rendements de combustion et utile

Le rendement global est représenté dans la figure suivante :

Charge(%)	Pa(MJ)	Pf(MJ)	P _{amb} (MJ/h)	P _{arrêt} (MJ/h)	Rendement global (%)
20	6266.27	488.77	12.37	130.45	89.90
25	7753.36	596.23			90.04
30	9690.06	764.54			90.63
40	14532.65	1159.7			91.03
50	17442.12	1350.02			91.44
60	20645.01	1647.47			91.32
70	23748.85	1916.53			91.33
80	27143.36	2271.90			91.10
85	28600.18	2402.41			91.10
90	30612.37	2577.56			91.11
95	31592.18	2682.17			91.05
99.9	34266.65	2909.24			91.09

Tableau 37: Le rendement global

Détails de calcul du projet 3 _ refroidissement d'eau des purges

Calcul de l'énergie économisée :

- **Chaleur restituée par l'eau de purge :**

$Q = m \cdot \Delta h$ avec $\Delta h = h_{165^\circ} - h_{95^\circ} = 697.07 - 391.73 = 305.34$ KJ/kg.

Q_{ff} (fournie au fuel) = $m \cdot \Delta h = 100 \cdot 305.34 = 30.534$ MJ/h

Q_{ff} (année) = 267477.84 MJ/an

Préchauffage eau sanitaire (année 4380h HIVER)

$Q_{ch} = m \cdot \Delta h$ avec $\Delta h = h_{95^\circ} - h_{30^\circ} = 391.73 - 121.41 = 270.32$ KJ/h

$Q_{ch} = 100 \cdot 270.32 = 27032$ KJ/h

Q_{ch} total = $4380 \cdot 27032 = 118400.16$ MJ/an

Q_{ch} (hiver 6mois) = 118400.16 MJ/an

- **L'énergie électrique économisée :**

On est parti du fait que la chaudière fonctionne 20h/24h

Qui nous donne une économie de $2.2 \cdot 4$ h/jour donc $2.2 \cdot 365 \cdot 4 = 3212$ KWh

$E_{el} = 3212$ KWh

Coût électrique = $3212 \cdot 1.65 = 5300$ MAD

- **Coût vapeur :**

Nous allons calculer la quantité de vapeur économisée donc nous considérons que l'énergie totale (Q_t) restituée par l'eau purge = énergie vapeur (Q_v) économisée.

$Q_t = 118400.16 + 267477.84 = 385878$ MJ ; $Q_v = m \cdot \Delta h = m \cdot (h_v - h_{eau})$ pour une pression de 7bars ; $h_v = 2761.98$; $h_{eau} = 697$;

$m_{vapeur} = Q_v / \Delta h = Q_t / (h_v - h_{eau}) = Q_t / (2761.98 - 697)$; $\Delta h = 2064.98$ /kg

$m_{vapeur} = 385878000 / 2064.98 = 186867.67$ kg ; m_{vapeur} (économisé) = 186867.67kg /an

Coût = $0.4 \cdot m_{vapeur} = 74747.06$ MAD.

- **En fuel on a économisé :**

Autour de 20% on a : 130kg fioul => 2T de vapeur donc 186.868tonnes de vapeur vont donner 12146.42 kg de fuel soit 12.15tonnes de fioul lourd 2.

Ch4

Propriété physique de certains corps (données de calcul pour le projet 7) :

	ρ kg m ⁻³	c_p J kg ⁻¹ °C ⁻¹	λ W m ⁻¹ °C ⁻¹		ρ kg m ⁻³	c_p J kg ⁻¹ °C ⁻¹	λ W m ⁻¹ °C ⁻¹
Métaux et alliages				Matériaux de construction			
Acier au carbone	7833	465	54	Ardoise	2400	879	2,2
Acier inox 15%Cr, 10%Ni	7864	460	20	Basalte	2850	881	1,6
Acier inox 18%Cr, 8%Ni	7816	460	16,3	Béton caverneux	1900	879	1,4
Acier inox 25%Cr, 20%Ni	7864	460	13	Béton plein	2300	878	1,75
Alumine			29	Bitume (cartonné)	1050	1305	0,23
Aluminium	2707	896	204	Bois feuillus légers	525	3143	0,15
Argent	10525	234	407	Bois feuillus mi-lourds	675	3156	0,23
Bronze 75%Cu, 25%Sn	8800	377	188	Bois feuillus très légers	375	3147	0,12
Bronze 92%Cu, 8%Al	7900	377	71	Bois résineux légers	375	3147	0,12
Carbone graphite	2250	707	147	Bois résineux mi-lourds	500	3160	0,15
Carbure de silicium			13	Bois résineux très légers	375	3147	0,12
Chrome	2118	7160	449	Brique terre cuite	1800	878	1,15
Constantan 60% Cu, 40%Ni	8922	410	22,7	Calcaire dur	2450	882	2,4
Cuivre	8954	383	386	Calcaire tendre	1650	879	1
Cupronickel 70%Cu, 30%Ni	8900	377	29,3	Carrelage	2400	875	2,4
Duralumin	2787	883	164	Contre-plaqué okoumé	400	3000	0,12
Etain	7304	226	64	Contre-plaqué pin	500	3000	0,15
Fer	7870	452	73	Granite	2600	881	3
Fonte	7849	460	59	Gravier (vrac)	1800	889	0,7
Laiton 70%Cu, 30%Zn	8522	385	111	Grès	2500	880	2,6
Magnésium	1740	1004	151	Lave	2350	881	1,1
Or	19300	128	312	Marbre	2700	881	2,5
Platine	21400	140	69	Plâtre	1440	840	0,48
Plomb	11373	130	35	Schiste	2400	879	2,2
Sodium liquide	930	1381	84,5	Matériaux isolants			
Titane	4500	523	20,9	Balsa	140		0,054
Tungstène	19350	134	163	Coton	80	1300	0,06
Zinc	7144	384	112	Kapok			0,035
Matériaux divers				Laine de roche	20	880	0,047
Amiante	575	1046	0,15		55	880	0,038
Asphalte	2115	920	0,062		135	880	0,041
Caoutchouc (naturel)	1150		0,28	Laine de verre	8	875	0,051
Caoutchouc (vulcanisé)	1100	2010	0,13		10	880	0,045
Carton	86	2030	0,048		15	880	0,041
Cuir	998		0,159		40	880	0,035
Glace	920	2040	1,88	Liège expansé	120	2100	0,044
Plexiglass	1190	1465	0,19	Moquette	200	1300	0,06
Porcelaine	2400	1088	1,035	Polyuréthane (mousse)	32	1300	0,03
Polyéthylène	929	1830	0,46		50	1360	0,035
PVC	1459	930	0,21		85	1300	0,045
Sable	1515	800	0,2-1,0	PVC (mousse rigide)	30	1300	0,031
Téflon	2170	1004	0,25		40	1300	0,041
Terre mouillée	1900	2000	2	Polystyrène expansé	12	1300	0,047
Terre sèche	1500	1900	1		14	1300	0,043
Verre	2300	837	1,05		18	1300	0,041
Verre Pyrex	2220	728	1,13	Styrofoam	30		0,032

Propriétés de l'eau à saturation							Propriétés de l'air à 1 atm						
θ	ρ	c_p	λ	$\frac{10^4}{\mu}$	$10^7 \cdot a$	Pr	θ	ρ	c_p	λ	$\frac{10^5}{\mu}$	$10^5 \cdot a$	Pr
°C	kg.m ⁻³	J.kg ⁻¹ .°C ⁻¹	W.m ⁻¹ .°C ⁻¹	Pa.s ⁻¹	m ² .s ⁻¹		°C	kg.m ⁻³	J.kg ⁻¹ .°C ⁻¹	W.m ⁻¹ .°C ⁻¹	Pa.s ⁻¹	m ² .s ⁻¹	
0	1002	4218	0,552	17,90	1,31	13,06	0	1,292	1006	0,0242	1,72	1,86	0,72
20	1001	4182	0,597	10,10	1,43	7,02	20	1,204	1006	0,0257	1,81	2,12	0,71
40	995	4178	0,628	6,55	1,51	4,34	40	1,127	1007	0,0272	1,90	2,40	0,70
60	985	4184	0,651	4,71	1,55	3,02	60	1,059	1008	0,0287	1,99	2,69	0,70
80	974	4196	0,668	3,55	1,64	2,22	80	0,999	1010	0,0302	2,09	3,00	0,70
100	960	4216	0,680	2,82	1,68	1,74	100	0,946	1012	0,0318	2,18	3,32	0,69
120	945	4250	0,685	2,33	1,71	1,45	120	0,898	1014	0,0333	2,27	3,66	0,69
140	928	4283	0,684	1,99	1,72	1,24	140	0,854	1016	0,0345	2,34	3,98	0,69
160	910	4342	0,680	1,73	1,73	1,10	160	0,815	1019	0,0359	2,42	4,32	0,69
180	889	4417	0,675	1,54	1,72	1,00	180	0,779	1022	0,0372	2,50	4,67	0,69
200	867	4505	0,665	1,39	1,71	0,94	200	0,746	1025	0,0386	2,57	5,05	0,68
220	842	4610	0,652	1,26	1,68	0,89	220	0,700	1028	0,0399	2,64	5,43	0,68
240	816	4756	0,635	1,17	1,64	0,88	240	0,688	1032	0,0412	2,72	5,80	0,68
260	786	4949	0,611	1,08	1,58	0,87	260	0,662	1036	0,0425	2,79	6,20	0,68
280	753	5208	0,580	1,02	1,48	0,91	280	0,638	1040	0,0437	2,86	6,59	0,68
300	714	5728	0,540	0,96	1,32	1,02	300	0,616	1045	0,0450	2,93	6,99	0,68

Corrélations entre 0 et 100 °C

(θ : température en °C, T température en K)

Pour l'air

- $\rho = \frac{353}{(\theta + 273)}$ kg m⁻³
- $c_p = 1008$ J kg⁻¹ °C⁻¹
- $\lambda = 7,57 \cdot 10^{-5} \theta + 0,0242$ W m⁻¹ °C⁻¹
- $\mu = 10^{-5} (0,0046 \theta + 1,7176)$ Pa s
- $\alpha = 10^{-5} (0,0146 \theta + 1,8343)$ m² s⁻¹
- $Pr = -2,54 \cdot 10^{-4} \theta + 0,7147$
- $\beta = \frac{1}{T}$ K⁻¹

Pour l'eau

- $\rho = -0,00380 \theta^2 - 0,0505 \theta + 1002,6$ kg m⁻³
- $c_p = 4180$ J kg⁻¹ °C⁻¹
- $\lambda = -9,87 \cdot 10^{-6} \theta^2 + 2,238 \cdot 10^{-3} \theta + 0,5536$ W m⁻¹ °C⁻¹
- $\mu = 10^{-4} \frac{17,9 - 0,07377 \theta + 0,0003354 \theta^2}{1 + 0,03032 \theta + 8,765 \cdot 10^{-5} \theta^2}$ Pa.s
- $a = 10^{-7} (-0,00360 \theta + 1,340)$ m² s⁻¹
- $Pr = \frac{13,06 + 1,387 \theta - 0,0037 \theta^2}{1 + 0,12407 \theta + 0,005297 \theta^2}$
- $\frac{g \beta \rho^2 c_p}{\mu \lambda} = (0,0105 \theta^2 + 0,477 \theta - 0,0363) 10^9$ °C⁻¹ m⁻³
- $\log_{10} [p_{sat}(T)] = 20,3182 - \frac{2795}{T} - 3,868 \log_{10}(T)$ mmHg -50°C < θ > 200°C

Ch5:

Calcul du VAN pour le projet 1:

<i>Année</i>	<i>Flux trésorerie actualisé</i>	<i>VAN(KDH)</i>
<i>0</i>	-45236.50	-45236.50
<i>1</i>	64609.1	19372.6
<i>2</i>	58735.53	78108.13
<i>3</i>	53395.94	131504.07
<i>4</i>	48541.76	180045.83
<i>5</i>	44128.87	224174.7
<i>6</i>	40117.16	264291.86
<i>7</i>	36470.14	300762
<i>8</i>	33154.68	333916.68
<i>9</i>	30140.61	364057.29
<i>10</i>	27400.56	391457.85
<i>11</i>	24909.6	416367.45
<i>12</i>	22645.09	439012.54
<i>13</i>	20586.44	459598.98
<i>14</i>	18714.95	478313.93
<i>15</i>	17013.6	495327.53

Tableau 38: calcul du VAN du projet 1

Courbe de variation de la VAN

