

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département Transport et Equipements des Hydrocarbures



Mémoire de Master

Présenté par : MAZOUZ Nabila

Filière : Hydrocarbures

Option : mécanique des unités pétrochimiques.

ANALYSE ET AMELIORATION DES PERFORMANCES 3E DU GROUPEMENT TFT (SONATRACH/TOTALENERGIES). MODELISATION ET SIMULATION SOUS HYSYS.

Devant le jury :

MEFTAH Siham

UMBB

Président

YAHY Fatma

UMBB

Examineur

FERROUDJI Hicham

UMBB

Examineur

MOHAMMEDI Kamal

Professeur

UMBB

Encadrant

Année Universitaire : 2022/2023

Chers Parents, Cher Frère, Toute l'équipe de GTFT et mes Professeurs.

Aujourd'hui, je prends la plume pour vous exprimer ma reconnaissance la plus profonde et sincère pour tout le soutien, l'encadrement et l'amour que vous m'avez prodigués tout au long de mes cinq années d'études et de mon stage.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance envers Dieu. Sa grâce infinie, Sa miséricorde et Sa guidance m'ont accompagné tout au long de mon parcours d'études. Sa présence constante et Sa bienveillance ont été mes réconforts dans les moments de doute et mes forces dans les moments de difficulté. Je lui suis profondément reconnaissant pour les opportunités qui se sont présentées à moi, pour les leçons apprises et pour Sa protection constante.

À mes chers Parents et à mon Frère, je vous suis infiniment reconnaissant pour votre soutien indéfectible. Votre amour inconditionnel, vos encouragements constants et votre confiance en moi ont été mes plus grandes forces. Votre présence, vos conseils avisés et votre sacrifice personnel ont été les piliers de ma réussite académique. Votre dévouement sans faille m'a inspiré à donner le meilleur de moi-même, et je vous en serai éternellement reconnaissant.

À toute l'équipe de GTFT, je souhaite exprimer ma profonde gratitude pour l'encadrement exceptionnel que vous m'avez offert tout au long de mon stage. Votre expertise, votre disponibilité et votre accompagnement attentif ont été essentiels à mon apprentissage et à mon développement professionnel. Vos conseils précieux, vos retours constructifs et votre passion pour votre métier ont fait de cette expérience une véritable opportunité d'enrichissement et de croissance. Je suis honoré d'avoir pu travailler à vos côtés et je tiens à vous remercier du fond du cœur pour la confiance que vous m'avez accordée.

À mes chers Professeurs, je tiens à vous exprimer ma profonde gratitude pour votre enseignement et votre dévouement. Votre expertise, votre passion et votre patience ont été les moteurs de mon apprentissage. Vos cours inspirants, vos conseils éclairés et votre soutien constant ont façonné ma compréhension des sujets et m'ont donné les outils nécessaires pour relever les défis académiques. Votre engagement à transmettre le savoir et à guider les étudiants a été une source d'inspiration pour moi, et je vous en suis sincèrement reconnaissant.

Avec toute ma reconnaissance.

MAZOUZ NABILA

Résumé

Résumé

Ce mémoire se concentre sur l'analyse approfondie et l'amélioration des performances énergétiques, exergétiques et environnementales d'un système donné, en mettant l'accent sur la réduction de la consommation d'énergie, des émissions de gaz à effet de serre (GES) et sur la minimisation de l'empreinte carbone. À l'aide de la modélisation et de la simulation sous HYSYS, des stratégies telles que l'optimisation des processus, l'utilisation de technologies plus efficaces, l'intégration de sources d'énergie renouvelable et la récupération de chaleur sont étudiées pour améliorer l'efficacité énergétique et environnementale. L'analyse du bilan carbone est effectuée pour évaluer l'impact total des émissions de GES, et des recommandations sont formulées afin de réduire cette empreinte carbone. Ce travail fournit une analyse détaillée des performances énergétiques et environnementales d'un système industriel, offrant des informations précieuses aux décideurs et professionnels impliqués dans l'amélioration des performances énergétiques et environnementales.

Mots clés : Performances énergétiques, performances environnementales, modélisation et simulation SOUS HYSYS, efficacité énergétique, , empreinte carbone, sources d'énergie renouvelable, récupération de chaleur, amélioration des performances,

ABSTRACT

This thesis focuses on the in-depth analysis and improvement of energy, exergy, and environmental performance of a given system, with a particular emphasis on reducing energy consumption, greenhouse gas (GHG) emissions, and minimizing carbon footprint. Using modeling and simulation under HYSYS, strategies such as process optimization, utilization of more efficient technologies, integration of renewable energy sources, and heat recovery are examined to enhance energy and environmental efficiency. Carbon footprint analysis is conducted to evaluate the overall impact of GHG emissions, and recommendations are provided to reduce this carbon footprint. This work provides a comprehensive analysis of energy and environmental performance in an industrial system, offering valuable insights to decision-makers and professionals involved in enhancing energy and environmental performance.

Keywords: Energy performance, environmental performance, modeling and simulation UNDER HYSYS, energy efficiency, energy consumption, carbon footprint, renewable energy sources, heat recovery, performance improvement.

Table des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Nomenclature

Introduction générale

Chapitre I : Présentation De Champ GTFT

I.	Présentation de Champ GTFT.....	1
I.1	Description de champ	1
I.2	Historique	2
I.3	Conditions du réservoir :	2
I.4	Conditions et composition d'alimentation de l'unité de traitement ..	3
I.5	Spécification des Produits	3
I.5.1	Gaz Résiduel.....	3
I.5.2	GPL.....	3
I.5.3	Condensat.....	3
I.6	Fiche technique	3
I.6.1	Capacité de traitement des installations de production :	3
I.7	Description du procédé de traitement du GAZ de GTFT	4
I.7.1	Puits et manifold :.....	4
I.7.2	Slug catcher.....	5
I.7.3	Boosting	6
I.7.4	Train de traitement.....	8
I.7.5	Réseau d'huile chaude et récupération de chaleur	20
I.7.6	Stockage et export des produits	21
II.	Simulation sous HYSYS l'unité de boosting.....	24
II.1	Introduction.....	24
II.2	Présentation de l'environnement HYSYS	25
II.2.1	Choix d'un modèle thermodynamique.....	25
II.2.2	Concepts de base du simulateur HYSYS	27
II.2.3	Organigramme de la simulation sous HYSYS	29

II.2.4	Analyse des résultats :.....	29
III.	Analyse des performances énergétique/ exergetiques	34
III.1	Introduction.....	34
III.2	Principes de base de la thermodynamique :	34
III.3	Bilan énergétique:.....	35
III.3.1	Bilan de production et de consommation.....	36
III.4	Analyse exergetique :.....	46
III.4.1	Rendement exergetique	47
III.4.2	Destruction d'exergie :.....	48
III.4.3	Les facteurs qui influencent la chute de production de gaz :..	50
III.4.4	Identification des pertes d'énergies :.....	51
III.5	Etude des équipements.....	52
III.5.1	Paramètres de fonctionnement de la turbine (Boosting).....	52
III.5.2	Admission de l'air dans le compresseur axial.....	53
III.5.3	Échappement des gaz de combustion	53
III.5.4	Amélioration de l'installation de la turbine MS 5002C.....	54
III.5.5	Turbo-expandre	58
III.5.6	Les échangeurs de chaleur.....	60
III.6	Recommandations d'Economie d'Energie.....	69
III.6.1	Recommandations avec investissement.....	69
III.6.2	Gain d'énergie	71
III.6.3	ACTIONS PRECONISEES	72
IV.	Bilan Carbon	73
IV.1	Introduction.....	73
IV.2	Les objectifs de cette étude	73
IV.3	Rappels:	74
IV.4	Suggestion pour réduire les émissions gaz à effet de serre :.....	83
IV.4.1	Usine de traitement de gaz	83
IV.4.2	Camp militaire.....	85
V.	Conclusion générale	90
VI.	Bibliographie	91

LISTE DES FIGURES

Liste des figures

Figure I.1: Situation géographique de la région du GTFT.....	1
Figure I.2 :Coupe de réservoir du GTFT	2
Figure I.3 :Manifolds d'entrée usine.....	5
Figure I.4 :Slug catcher XV 0701	5
Figure I.5 :Slug catcher XV 0701	6
Figure I.6 :Schéma de boosting.....	7
Figure I.7 :Schéma de Boosting - compresseur C0701A.....	8
Figure I.8 :Schémas de boosting -Aerofregerant AC.0701A.....	8
Figure I.9 :Schémas d'échangeur E2 1002/E2 1003.	9
Figure I.10 :Schémas de séparateur V4 1004 et coalesceurs F2 1005A/B.	10
Figure I.11 :Schémas : des adsorbers T2 1101 A/B/C.	11
Figure I.12 :Schémas de section de régénération (compresseur C2-1103 A/B et échangeur E2-1104).....	11
Figure I.13 :Schémas de section de régénération (aéroréfrigérant AC-1105 et séparateur V1-1106).	12
Figure I.14 :Schémas de section de refroidissement du gaz.	13
Figure I.15 :Schémas de séparateur V3-1303 d'entrée de turbo expander C8-1304.	13
Figure I.16 :Schémas de composition de turbo expander.	14
Figure I.17 :Schémas de détente du gaz.....	14
FigureI.18 :Schémas de séparateur primaire V4-1204 de condensats d'entrée...	15
FigureI.19 :Schémas de skid de filtration F4-1201 et coalesceurs F4-1206 A/B.	16
Figure I.20 :Schémas de échangeurs E2-1207 et E2-1208.	16
Figure I.21 :Schémas de séparateur primaire V4-1205 condensat.....	17
Figure I.22 :Schémas de colonne T4-1202 de stabilisation des condensats et rebouilleur.....	17
Figure I.23 :Schémas de déethaniseur T6-1401 et rebouilleur E2-1402.....	18
Figure I.24 :Schémas de débutaniseur T6-1501 et rebouilleur E2-1502	19
Figure I.25 :Schémas de condenseur AC-1503 et ballon V4-1504 et pompes P1-1505 A/B.....	20
Figure II.1 :PFD de boosting.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure II.2 :Simulation de l'unité de boosting sous HYSYS.....	31
Figure III.1 :La variation d'exergie de l'unité de BOOSTING	49
Figure III.2 :Production Gaz sec 2020 KNm3	37
Figure III.3 :Consommation fuel gaz 2020	37
Figure III.4 :Production de gaz sec 2021	38
Figure III.5 :Consommation spécifique 2021	39
Figure III.6 :production de gaz sec 2022	39

LISTE DES FIGURES

Figure III.7 :consommation spécifique 2022	40
Figure III.8 :expédition en TEP 2020.....	42
Figure III.9 :Expédition de condensat GPL gaz sec 2020.....	42
Figure III.10 :TEP Expédié2021	48
Figure III.12 : Expédi en MTEP2022.....	45
Figure III.12 : Expédi en MTEP2022.....	45
Figure III.13 :Expédition de condensat GPL gaz sec 2022.....	45
Figure III.14 :TURBINE BOOSTING.....	52
Figure III.15 :Température d'échappement de la turbine.....	56
Figure III.16 :Compresseur de Boosting	57
Figure III.17 :Le point de fonctionnement du compresseur.....	58
Figure III.18 :Schéma de séparateur V3-1303 d'entrée de turbo expander C8-1304	59
Figure III.19 :Schéma de la détente du gaz.....	60
Figure III.20 :principe d'échangeur de chaleur.	61
Figure III.21 :Schéma de section de refroidissement du gaz	63
Figure III.22 :Schéma du cold box (E4-1302)	64
Figure III.23 :Courbe de puissance du cold box	66
Figure III.24 :Refroidissement de l'air de combustion.	70
Figure III.25 :Installation pour la récupération de la chaleur des gaz d'échappement de la turbine à gaz.	71
Figure IV.1 :Les émissions GHG S1+S2.....	79
Figure IV.2 :Les émissions scope 1 par type de gaz.	82
Figure IV.3 :Gaz torché pendant les trois années de référence.	83
Figure IV.4 :Génération de CO2 en fonction de la combustion des sources d'énergie	84

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Tableau I.1 :composition d'alimentation de l'unité de traitement	3
Tableau II.1 :Composition de brut d'alimentation :	30
Tableau III.1 :Les paramètres de ballon d'aspiration.....	47
Tableau III.2 :les paramètres de compresseur	47
Tableau III.3 :Les paramètres d' Aéroréfrigérant	47
Tableau III.4 :Les paramètres de Ballon de refoulement	48
Tableau III.5 :expédition	41
Tableau III.6 :TEP Expédie2021	43
Tableau III.7 :Figure III.11TEP Expédie2022.....	44
Tableau III.8 :Paramètres de fonctionnement réels de la turbine 5002C (GTFT)	52
Tableau III.9 :Paramètres de fonctionnement du cold	64
Tableau III.10 :Paramètres du four.....	67
Tableau III.11 :Paramètres du compresseur	68
Tableau IV.1 :TOTAL - SCOPE 1 EMISSIONS PER SOURCE TypE	80
Tableau IV.2 :La consommation dans le camp militaire	86

Abbreviations

TFT	Tinfouyé Tibnkort
Gtft	Groupement TIN Fouyé Tibnkort
GPL	Gaz pétrole liquéfié
BTU	British thermal unit
CP	Centre de production
CPP	Créée Dans Le Cadre d'un Contrat De Partage De Production
D-LAB	Division laboratoire ex- crd
GES	Gaz à effet de serre
GHG	Green house gas
GTFT	Groupement TFT
HP	Haute pression
ISO	Organisation internationale de normalisation
KNm3	Kilo normal mètre cube
MNm3	Million normale mètre cube
Sm ³	Standard mètre cube
MWh	Mégawattheure
NM3	Normale mètre cube
NP _s	Nombre de panneau
PR	Peng-robinson
SRK	Soave-redlich-kwong
TEP	Tonne équivalent pétrole
PFD	Plan flow diagram
F	Fahrenheit (échelle de température).
C	Celsius (échelle de température).
M	Mètre (unité de longueur).
Ft	Feet (pieds, unité de longueur).
Psig	Pounds per square inch gauge (pression par rapport à la pression atmosphérique).
Ppm	Parts per million (parties par million, unité de concentration).
bar-g	Bar gauge (pression mesurée par rapport à la pression atmosphérique).
Mol	Mole (unité de quantité de matière).
m3	Mètre cube (unité de volume).
K	Kelvin (échelle de température).
MMNCMD	Million metric normal cubic meters per day (débit de gaz ou de fluide).
BP	Base pression
J/KGMOLE	Joule per kilogram-mole (énergie spécifique par unité de quantité de matière).
MJ/H	Mégajoules par heure
ΔU	La variation de l'énergie interne du système

Nomenclature

Q	La chaleur échangée avec le système
W	Le travail effectué sur le système.
ΔS	La variation d'entropie du système
Q_{REV}	La chaleur échangée réversible
T	La température absolue
M	La masse du fluide
T_F	La température finale
T_i	La température initiale
E_X	Exergie (ou disponibilité énergétique) d'un fluide ou d'un système.
H	Enthalpie spécifique du fluide
H_0	Enthalpie spécifique de référence du fluide à une température et une pression de référence
T_0	Température de référence
S	Entropie spécifique du fluide.
S_0	Entropie spécifique de référence du fluide à une température et une pression de référence
KCAL/S	Kilocalorie par seconde
h/an	Heure par an
A	Ampère
WH	Watt-heure
W_C	Watt crête
AH	Ampère-heure
V	Volt

INTRODUCTION GENERALE

L'industrie du traitement de gaz naturel revêt une importance cruciale dans notre société moderne, tant du point de vue énergétique qu'environnemental. En effet, cette industrie permet de convertir le gaz naturel brut en trois types de produits précieux : le GPL, le gaz sec et le condensat, qui sont essentiels dans divers secteurs tels que l'énergie, la pétrochimie et le transport. Cependant, face aux défis de l'épuisement des ressources énergétiques fossiles et du changement climatique, il devient impératif de repenser et d'optimiser l'efficacité énergétique de ces usines de traitement de gaz naturel.

Le présent mémoire se concentre sur l'étude de l'usine de traitement de gaz naturel du champ TFT en Algérie, qui fait face à des problèmes de déplétion de pression et de variation de la composition des effluents, entraînant une diminution de la production et du taux de récupération de GPL. Mon objectif principal dans cette étude est d'évaluer la consommation énergétique de l'usine, d'identifier les principales sources de pertes d'énergie et d'exergie, et de proposer des recommandations visant à améliorer l'efficacité énergétique, réduire les coûts opérationnels et minimiser l'impact environnemental.

Le mémoire est structuré en quatre chapitres, qui permettent une approche méthodique et complète de l'analyse énergétique et exergétique de l'usine de traitement de gaz naturel. Dans le premier chapitre, je présente en détail le champ gazier TFT, en mettant l'accent sur son importance et ses spécificités..

Le deuxième chapitre se concentre sur la simulation sous HYSYS de la section BOOSTING de l'usine de traitement de gaz naturel. Je détaille les modèles et les paramètres utilisés, ainsi que les résultats obtenus, afin de mieux comprendre le fonctionnement et les performances de cette section cruciale de l'usine.

Dans le troisième chapitre, j'analyse les performances énergétiques et exergétiques de l'unité de BOOSTING, en identifiant les principales sources de pertes d'énergie et d'exergie. Je mets en évidence les inefficacités et les points faibles de l'installation, et propose des recommandations spécifiques pour améliorer son efficacité énergétique, réduire les pertes et augmenter la récupération de GPL.

Le quatrième chapitre aborde la comptabilité des gaz à effet de serre (GES) et l'évaluation de l'empreinte carbone de l'usine de traitement de gaz naturel. J'analyse les émissions de GES associées aux différentes étapes du processus de traitement du gaz et j'évalue l'impact environnemental de l'usine. En utilisant des méthodes de comptabilité des GES reconnues, telles que le GHG Protocol, je propose des mesures et des stratégies pour réduire les émissions.

I. Présentation de Champ GTFT

I.1 Description de champ

Le champ Tin Fouyé Tabankort (TFT) (expression targuie qui signifie le point d'eau), est un champ d'huile avec un gaz-cap très important. Le gaz qui est contenu dans le chapeau de gisement est un gaz riche au condensât. L'exploitation de ce champ n'a été réalisée qu'en 08 Mars 1999 par le GTFT.

Le champ de gaz à condensats de GTFT est situé au Sud-Est de l'Algérie, dans le Sahara. Le périmètre Tin Fouyé Tabankort (TFT) couvre 1200 km dans la région du Tinrhert dans le Sahara algérien, dans la wilaya d'Illizi. Il est situé le long de la route nationale N3, à environ 1350 km au sud-est d'Alger, 380 km au sud-est d'Hassi Messaoud, et environ 200 km à l'ouest d'In Aménas.



Figure I.1: Situation géographique de la région du GTFT.

Le groupement TFT dispose d'un potentiel réserve en matière de gaz d'alimenter des programmes de production est 20 million m³/jour (6.5 million Nm³ actuellement). Le GTFT est l'un des groupements les plus importants en Algérie.

L'exploitation du gisement de gaz de Tin Fouyé Tabankort est assurée par le Groupement TFT, (GTFT), qui regroupe Sonatrach (51%), Total (49%). GTFT a été créée dans le cadre d'un contrat de partage de production (CPP) signé entre les trois partenaires le 28 janvier 1996, effectif pour une durée de 20 ans. La mise en service de l'usine produisant du GPL (gaz de pétrole liquéfié), gaz sec et condensat (C5+) est en 1999.

Le démarrage du boosting était e 2009 afin de maintenir la production chutée au cours du temps.

Les conditions climatiques moyennes sont :

- Température ambiante minimum : -5°C.
- Température ambiante maximum : 50°C
- Humidité : 18% été 49% hiver

La région est caractérisée par des vents pouvant atteindre des vitesses de **150Km/h à 10m** du sol : la direction dominante est Nord-Est / sud-Ouest.

La pluviométrie est négligeable avec cependant des possibilités d'orages violents.

I.2 Historique :

- 1966 : découverte du champ de gaz du bassin d'Ilizi dans le sahara.
- 1996 : signature du contrat d'exploitation du champ de GTFT, entre les trois partenaires Sonatrach, Total et Repsol. L'engineering et construction sont réalisés par KBR (Kellogg Brown & Root).
- 1999 : mise en service de l'usine produisant du GPL (gaz de pétrole liquéfié), gaz sec et condensat(C5+).
- 2007 : mise en place des travaux de la section boosting afin de maintenir la production chutée au cours du temps.
- 2009 : démarrage du boosting

I.3 Conditions du réservoir :

Le réservoir est à une profondeur de 1540 m. Les fluides de réservoir ne contiennent aucune trace de mercure ou de soufre. Les conditions initiales du réservoir sont comme suit :

Pression : 186,15 bar (2700 psia) ;

Température : 86 °C (187 °F) ;

Profondeur : 1964 m (6444 ft.).

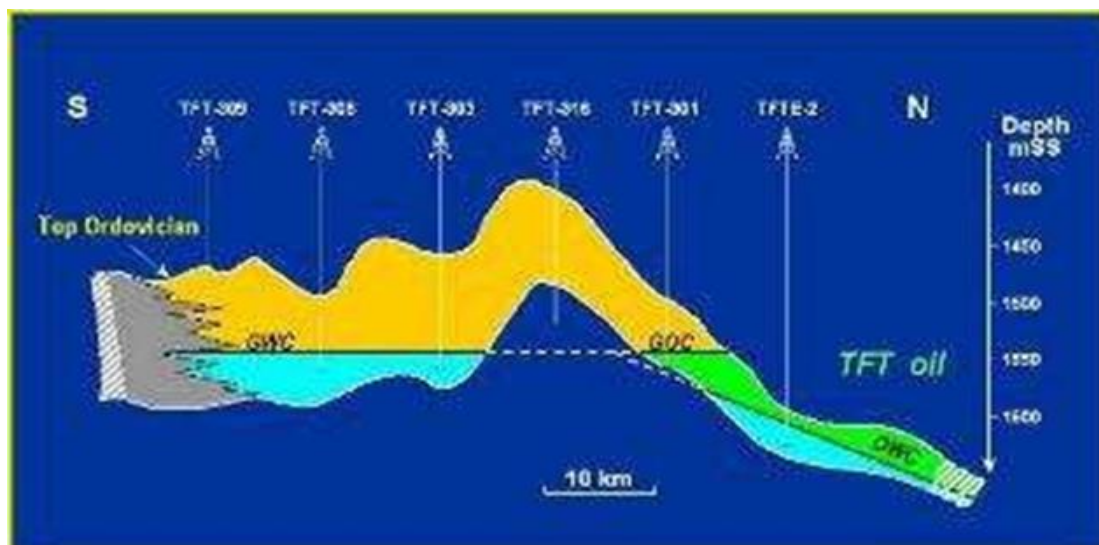


Figure I.2 : Coupe de réservoir du GTFT.

I.4 Conditions et composition d'alimentation de l'unité de traitement

Les conditions d'alimentation de l'unité de traitement avant l'installation de la section du BOOSTING sont :

Tableau I-1 composition d'alimentation de l'unité de traitement

Capacité initiale (Cas Design)	Disponibilité d'usine (Cycle)	Pression :65 bar- g	Température	Teneur en eau	Poids Moléculaire
20 Million Nm3/j	330 jours / an	(928,05 psig)	50 °C (122 °F)	Saturé	23,13 g/mol

I.5 Spécification des Produits

Les trois produits séparés dans le procédé du groupement TFT expédiés doivent respecter les spécifications suivantes :

I.5.1 Gaz Résiduel

- Humidité : 50 ppm max
- Pression :71 bar-g max. (conditions design au raccordement du pipeline)
- Température :60°C

I.5.2 GPL

- Teneur C2- max. (% mol) 3,0 % Mol max ;
- Teneur C5+ max. (% mol) 0,4 % Mol max
- Récupération de C3/C4 : > 70 % Mol en C3 et C4 de la charge d'alimentation
- Pression : 45 bar-g max. au point de raccordement au niveau du Pipeline

I.5.3 Condensat

- Récupération de C5+ :> 95 % Mol de C5+ de la charge d'alimentation
- Pression : 24 bar-g max. au point de raccordement au niveau du pipeline.

I.6 Fiche technique

Association : Groupement Tin Fouyé Tabankort (GTFT).

Dates de mise en service (installations et champs) : Mars 1999. (1)

I.6.1 Capacité de traitement des installations de production :

- Trains de traitement : 10 MNm3/par train.
- Expédition Gaz : 18.6 MNm3/jour.
- Expéditions Condensat : 3 700 Tep.
- Expéditions GPL : 3 100 Tep.
- Disponibilité minimum : 341 jours/an.
- Base de vie (400 personnes).

I.7 Description du procédé de traitement du GAZ de GTFT

Le site de GTFT comprend principalement :

- Puits et manifold.
- Section de slug catcher.
- Section de BOOSTING.
- Section de refroidissement et de séparation du gaz brut.
- Section de séchage, de refroidissement, de détente et de compression. du gaz.
- Section de traitement des condensats.
- Section de Déethanisation et de Débutanisation.
- Section d'export des produits.

I.7.1 Puits et manifold :

Le site des puits de production comprend quatre-vingt puits(77 en production actuellement). Plusieurs puits peuvent être reliés à un même manifold desservent une de **six TRUNKLINES** d'alimentations. Cette disposition est optimisée de manière à ce que le réseau de collecte soit plus simple et plus économique pour récupérer le gaz de différents zones et de l'expédier vers l'installation de production.

Le manifold à l'entrée de l'usine collecte, dans une ligne 36", le gaz à condensat contenu dans les 06 trunklines dans l'ordre suivant : TL1 (ligne 16"), TL2 (ligne 20"), TL3 (ligne 12"), TL6 (ligne 20") (ligne 16") et TL7 (ligne 24"). Ce manifold alimente le slug catcher xv 0701 en gaz à condensat.

Chaque Trun Kline est équipé :

- D'une Connexion à une gare de racleur mobile. Celle-ci permet le lancement et la réception des racleurs utilisés pour le nettoyage des lignes.
- D'une sonde pour la détection de la corrosion.
- Du capteur de pression PI 07xx.
- D'une vanne d'arrêt d'urgence ESDV 07xx permettant l'isolement de la Trun Kline.
- D'un indicateur de température TI 07xx.
- D'une ligne 4" qui rejoint le collecteur 8" qui achemine le gaz surplus vers la torche commune. (1)

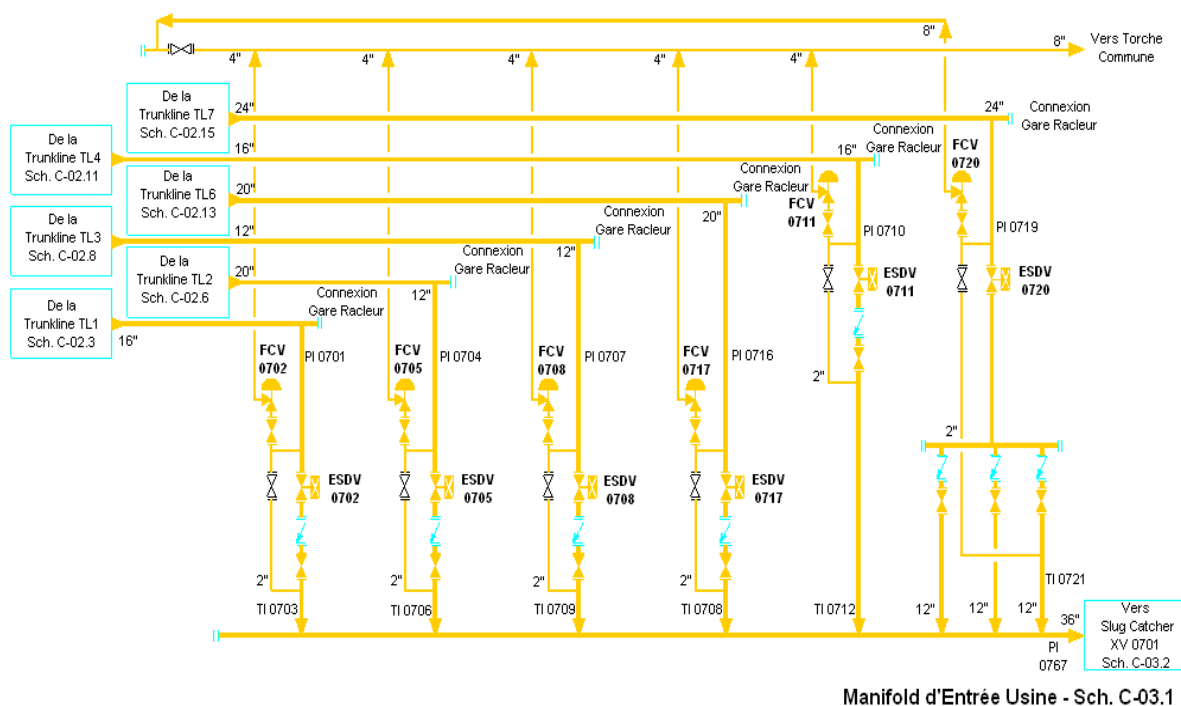


Figure I.3 :Manifolds d'entrée usine.

I.7.2 Slug catcher

Le slug catcher xv 0701 est composé de deux compartiments identiques A et B équipés de doigts en pente et de collecteurs. Il sépare le gaz, les condensats et l'eau. Le gaz est dirigé vers le BOOSTING. Les flux gazeux des deux compartiments se rejoignent en une ligne 36" qui alimente le BOOSTING et réceptionne les effluents (gaz comprimé) qui en ressortent.

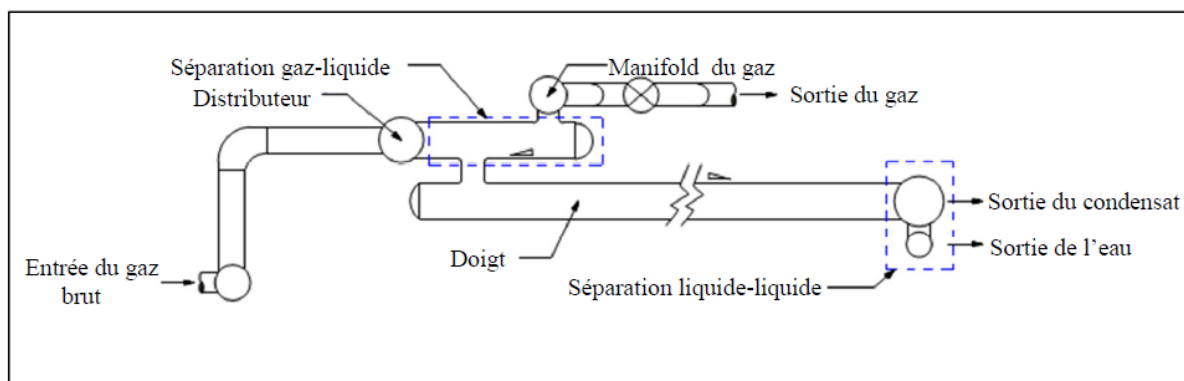


Figure I.4: Slug Catcher XV 0701

L'eau et les condensats sont séparés par décantation dans le collecteur 42" muni d'un niveau à glace. Les condensats, en tant que composés légers (huileux) sont récupérés à la surface du collecteur 42" dans une ligne 10".

L'eau, de densité supérieure à celle des condensats huileux, constitue la phase inférieure du collecteur 42" du slug catcher. Celui-ci est protégé des surpressions par une soupape PSV, tarée à 95 barg, elle décharge vers la torche haute pression.

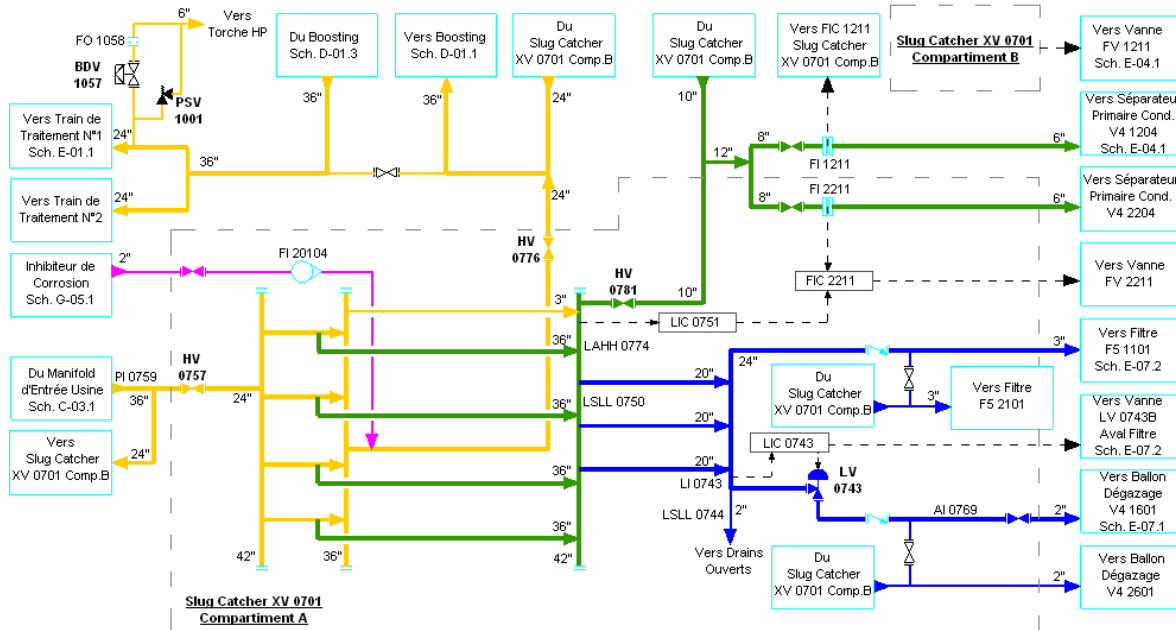


Figure I.5: Slug catcher XV 0701

I.7.3 Boosting

Le BOOSTING a été mise en place pour compenser la chute de pression progressive au niveau des puits (64 bar-g en 2008 à 35 bar-g en 2015), il permet de comprimer le gaz brut saturé provenant de slug-catcher à une pression de 80 bar-g (actuellement la pression de refoulement ne dépasse pas 64 bar-g) avant de le diriger vers les deux trains de traitement. Ce système est critique pour ce procédé puisqu'il définit la pression d'entrée de traitement. (1)

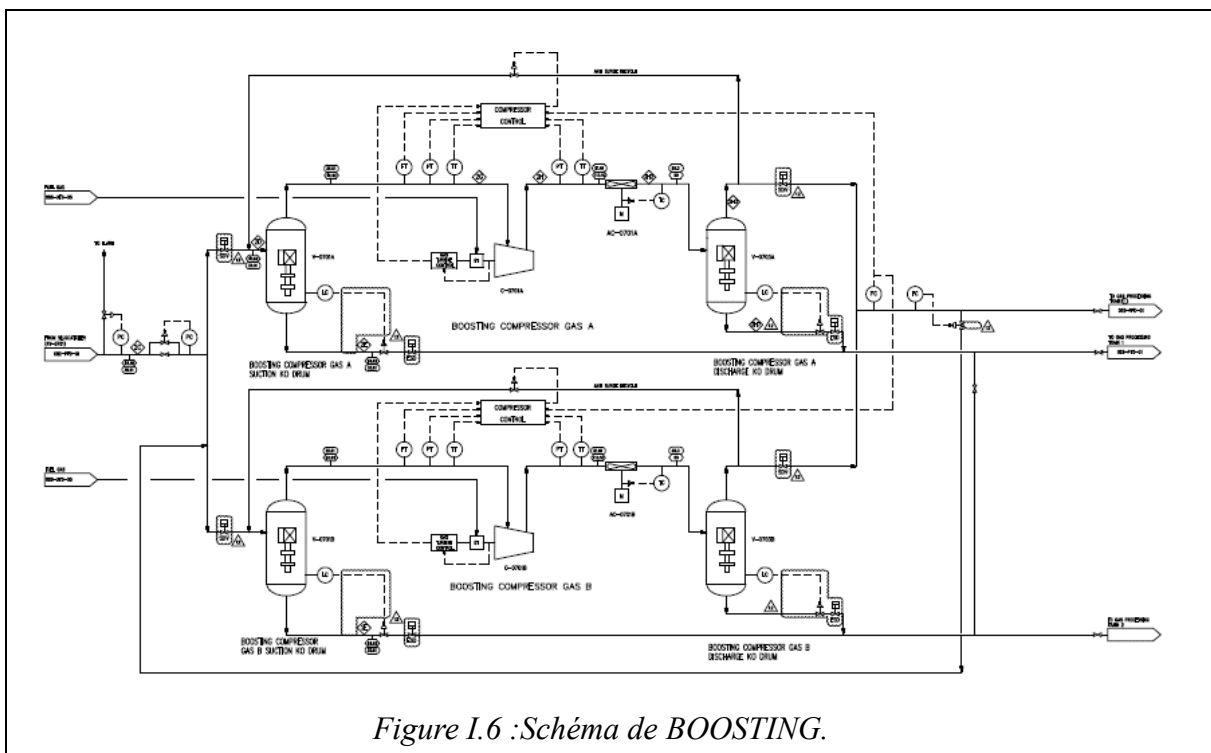


Figure I.6 :Schéma de BOOSTING.

Le boosting est constitué de deux trains de compression A\B identique de point de vue procédé fonctionnant en parallèle, chaque train est muni des équipements suivant :

Un scrubber à l'aspiration : Il permet de séparer les liquides (eau et condensat) contenus dans le gaz .

Un aéroréfrigérant au refoulement.

Un scrubber au refoulement : sa fonction est d'éliminer les liquides formés pendant l'étape de refroidissement. Les liquides séparés par les deux scrubbers de chaque train de compression sont dirigés vers la section de stabilisation du condensat.

Un turbocompresseur. il est entraîné par une turbine à gaz alimentée par le fuel gaz.

Le refoulement commun dispose d'un contrôle de pression agissant sur le compresseur de chaque train et d'une ligne de recyclage commune munie de la vanne FV 0726 renvoyant le gaz à l'aspiration commune des trains de compression.

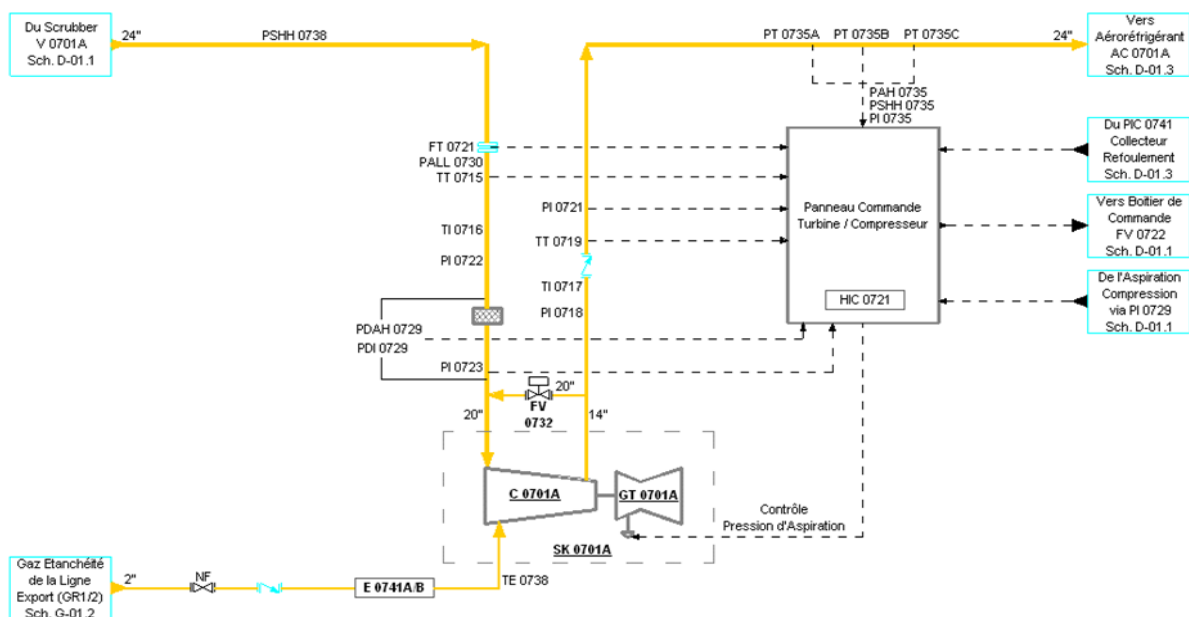


Figure I.7 : Schéma de BOOSTING - compresseur C0701A

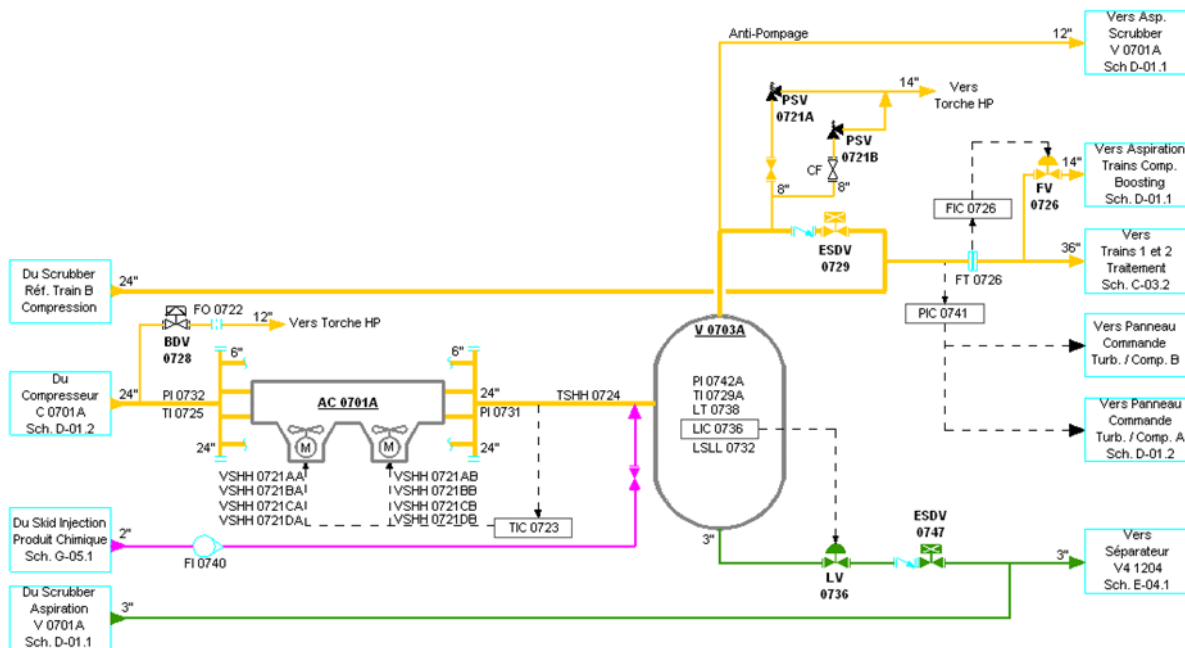


Figure I.8 : Schémas de BOOSTING - Aéroréfrigérant AC.0701A.

I.7.4 Train de traitement

I.7.4.1 Section de refroidissement et de séparation du gaz brut

Le gaz brut sortant du boosting à une pression de 80 bar-g (actuellement moins de 65 bar-g) et une température de 48°C est envoyée vers les deux trains. L'alimentation du train est contrôlée par une vanne régulatrice de pression.

Ce gaz est refroidi à travers deux échangeurs gaz/gaz et gaz/liquide à une température d'environ 23°C. Ces deux échangeurs sont de type faisceaux calandre et fonctionnent en parallèle.

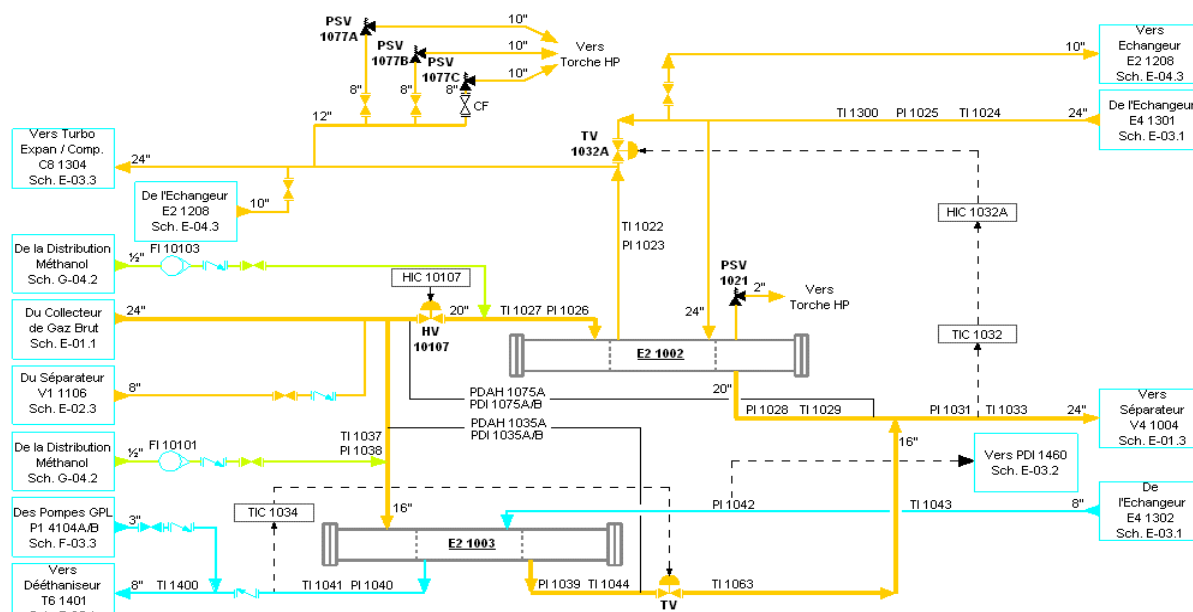


Figure I.9 : Schémas d'échangeur E2 1002/E2 1003.

Après le refroidissement le gaz est acheminé vers un séparateur d'alimentation tri-phasique. L'eau récupérée dans l'appendice du séparateur est envoyée vers un ballon de dégazage de l'eau de process. Le condensât récupéré est envoyé vers le séparateur primaire de condensât dans la section de stabilisation. Le gaz brut séparé passe à travers des filtres séparateurs d'alimentation pour éliminer toutes les fines gouttelettes. Le liquide récupéré par séparateurs d'alimentation pour éliminer toutes les fines gouttelettes. Le liquide récupéré par le filtré sera directement envoyé vers la section d'adsorption.

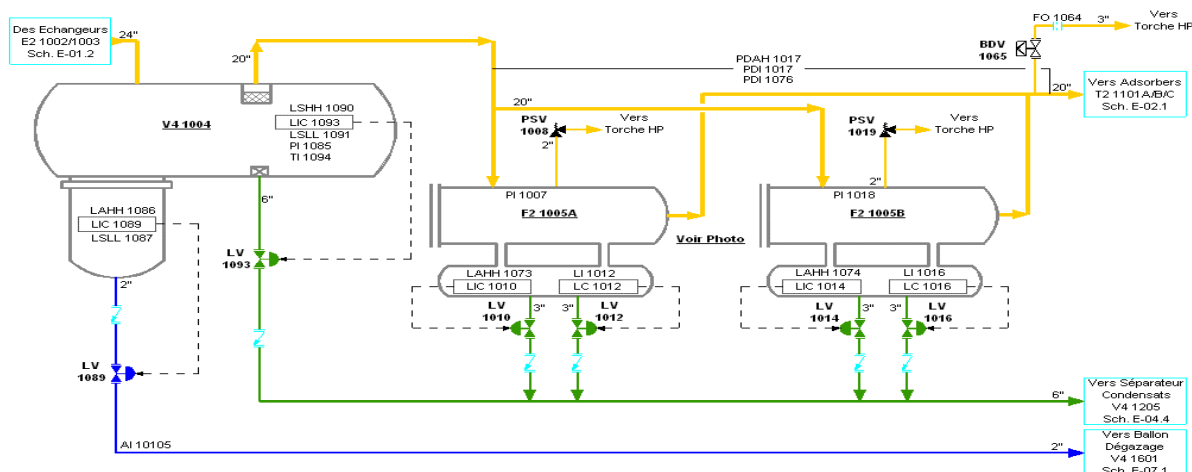


Figure I.10 : Schémas de séparateur V4 1004 et coalesceurs F2 1005A/B.

I.7.4.2 Section de séchage

Cette section est composée d'un système d'adsorption et d'un système de régénération. L'objet du système d'adsorption de gaz est d'éliminer l'eau présente dans le gaz de process afin d'empêcher la formation d'hydrates dans la section froide du process et d'éviter la contamination du produit par l'eau. La teneur maximale en eau dans le gaz est de 0.1 ppm. Le moyen utilisé pour l'adsorption est le tamis moléculaire. La régénération permet d'éliminer l'eau adsorbée par les tamis moléculaires durant la phase d'adsorption.

En fonctionnement normal les trois adsorbeurs sont utilisés, deux en service d'adsorption et l'autre en régénération.

Le gaz de régénération provenant du collecteur de gaz sec à la sortie des dépoussiéreurs à une pression de 64 bar-g alimentera est envoyée vers les compresseurs de gaz de régénération pour être comprimé à une pression de 68 bar-g pour permettre l'écoulement du gaz de régénération à travers le circuit de régénération.

Après compression, le gaz sort à une température de 34 °C est réchauffé par un échangeur de chaleur jusqu'à une température de 270 °C qui permettra la vaporisation de l'eau dans les tamis moléculaires saturés. Après la régénération des tamis moléculaire le gaz est refroidi à une température de 46 °C environ par un aéroréfrigérant puis envoyé vers un séparateur afin d'éliminer la plus grande quantité d'eau présente dans le gaz. Ce gaz est ensuite renvoyé à l'entrée du train.

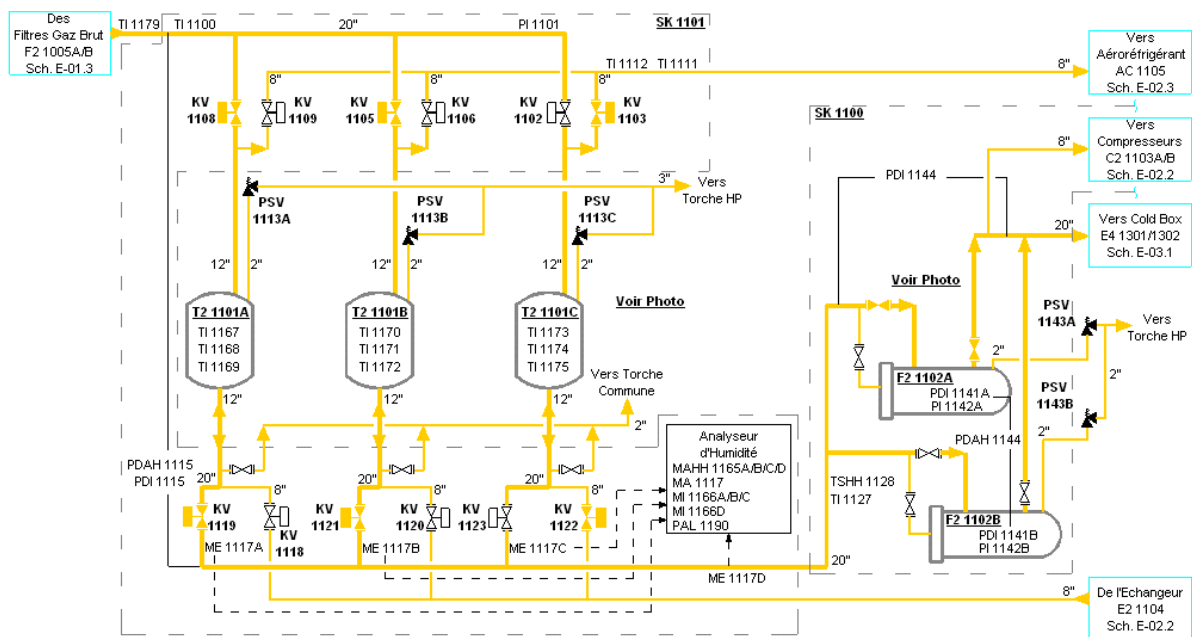


Figure I.11 :Schémas des adsorbers T2 1101 A/B/C.

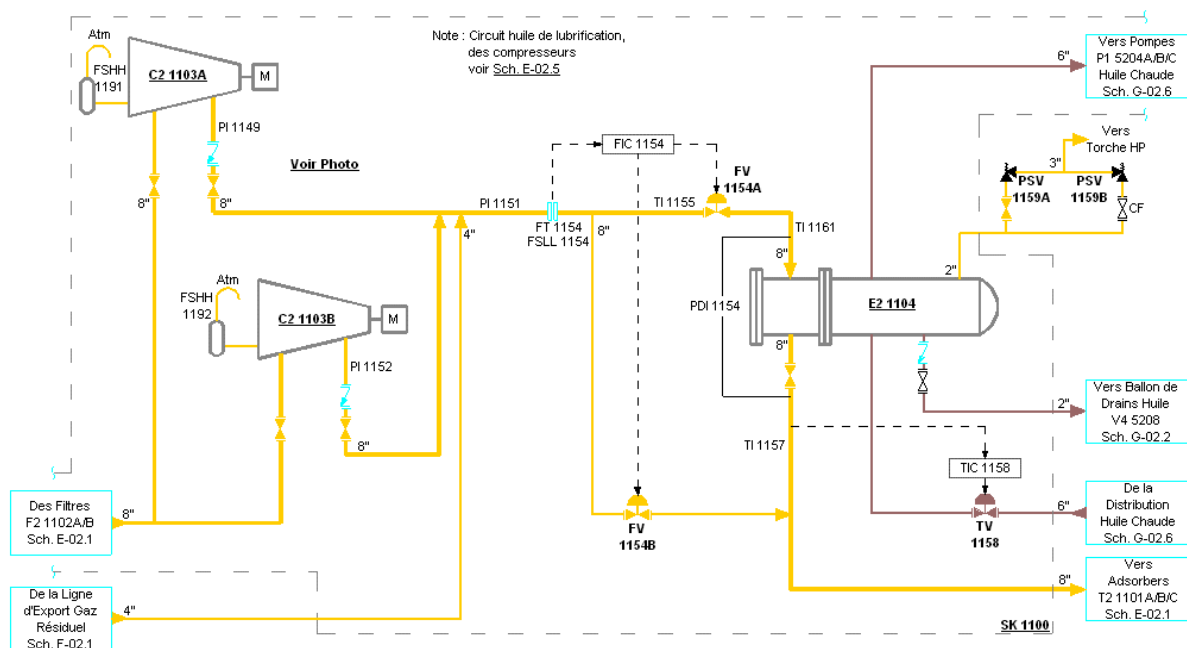


Figure I.12 :Schémas de section de régénération (compresseur C2-1103 A/B et échangeur E2- 1104).

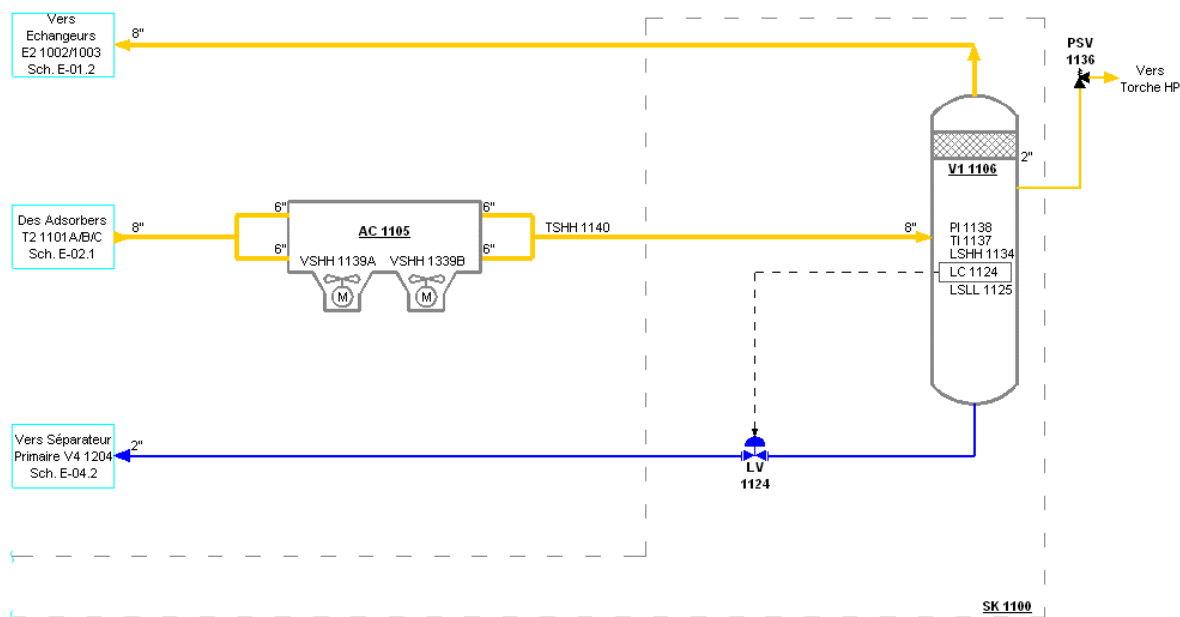


Figure I.13 : Schémas de section de régénération (aéroréfrigérant AC-1105 et séparateur V1-1106).

I.7.4.3 Section de refroidissement et détente

Refroidissement et détente du gaz sec (64 bar-g et 23 C°)

Les étapes réalisées précédemment ont permis d'éliminer l'eau et les condensats contenus dans le gaz brut.

L'étape de refroidissement suivie par celle de détente de gaz, sont nécessaires pour permettre la séparation des C3+ d'une part et des C2 avec les gaz les plus légers d'autre part.

Le refroidissement du gaz sec chaud, provenant des adsorbeurs T2-1101 A/B/C, est réalisé dans la cold box constituée de deux échangeurs thermiques E4-1301 (gaz chaud/gaz froid) et E4-1302 (gaz chaud/liquide froid) réunis dans le même équipement. Les échangeurs sont constitués de plaques à ailettes en aluminium conçues pour assurer un échange thermique

optimal. Trois courants sont mis en jeu (température à l'entrée/température à la sortie) :

- ❖ Le gaz chaud provenant des adsorbeurs T2-1101 A/B/C (23°C/-18°C).
- ❖ Le gaz froid provenant de la tête du déethaniseur T6-1401 (-52 °C/9 °C).
- ❖ Le liquide froid récupéré en pied du séparateur V3 1303 après passage par la vanne LV 1318 (-39°C/14°C).

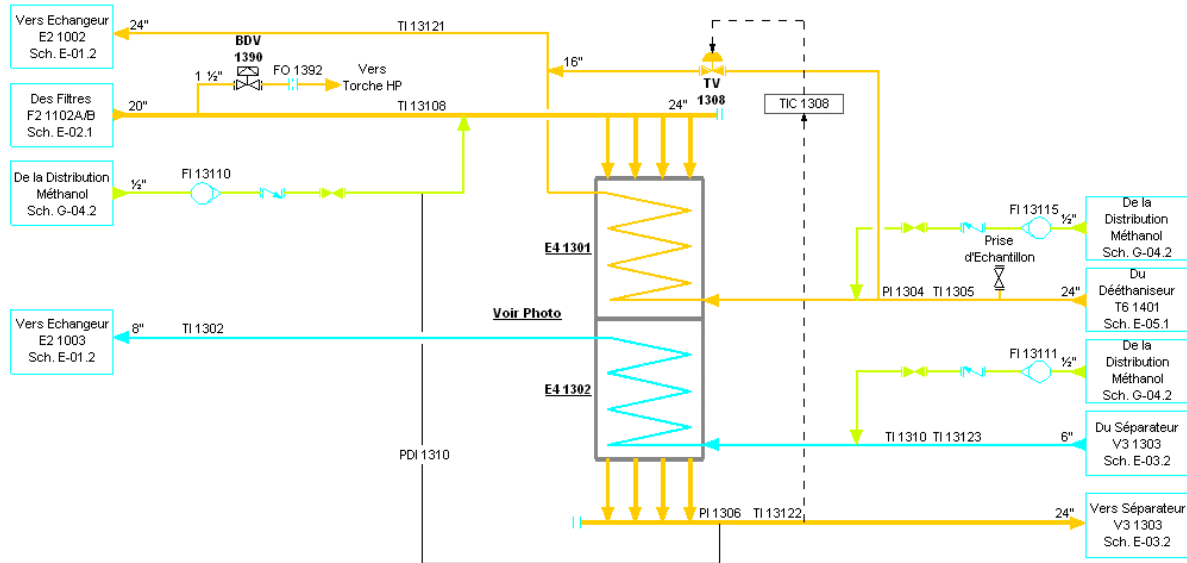


Figure I.14 :Schémas de section de refroidissement du gaz.

Le système de séparation et détente du gaz refroidi dans la cold box est constitué :

Du séparateur V3-1303 à l'entrée de la partie turbo expandeur C8-1304. Il permet la Séparation le gaz envoyé en tête du séparateur muni d'un tamis anti-entraînement et les liquides formés lors du refroidissement dans la cold box qui sont dirigés vers l'échangeur E4-1302 (cold box) pour refroidir le gaz.

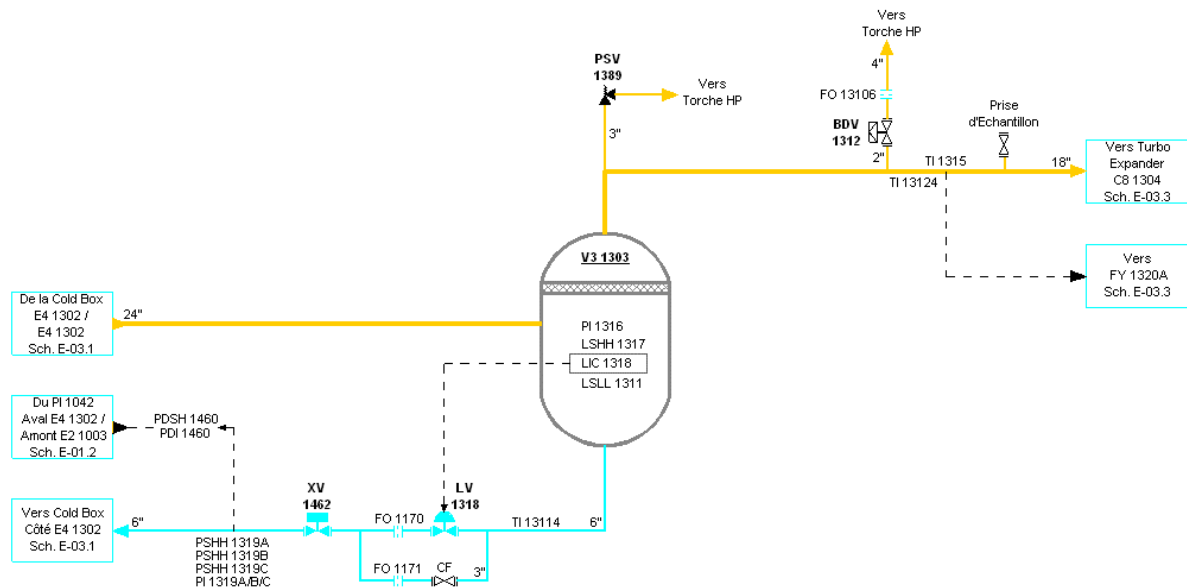


Figure I.15 :Schémas de séparateur V3-1303 d'entrée de turbo expander C8-1304.

Du turbo expandeur C8-1304, celui-ci comprend trois parties :

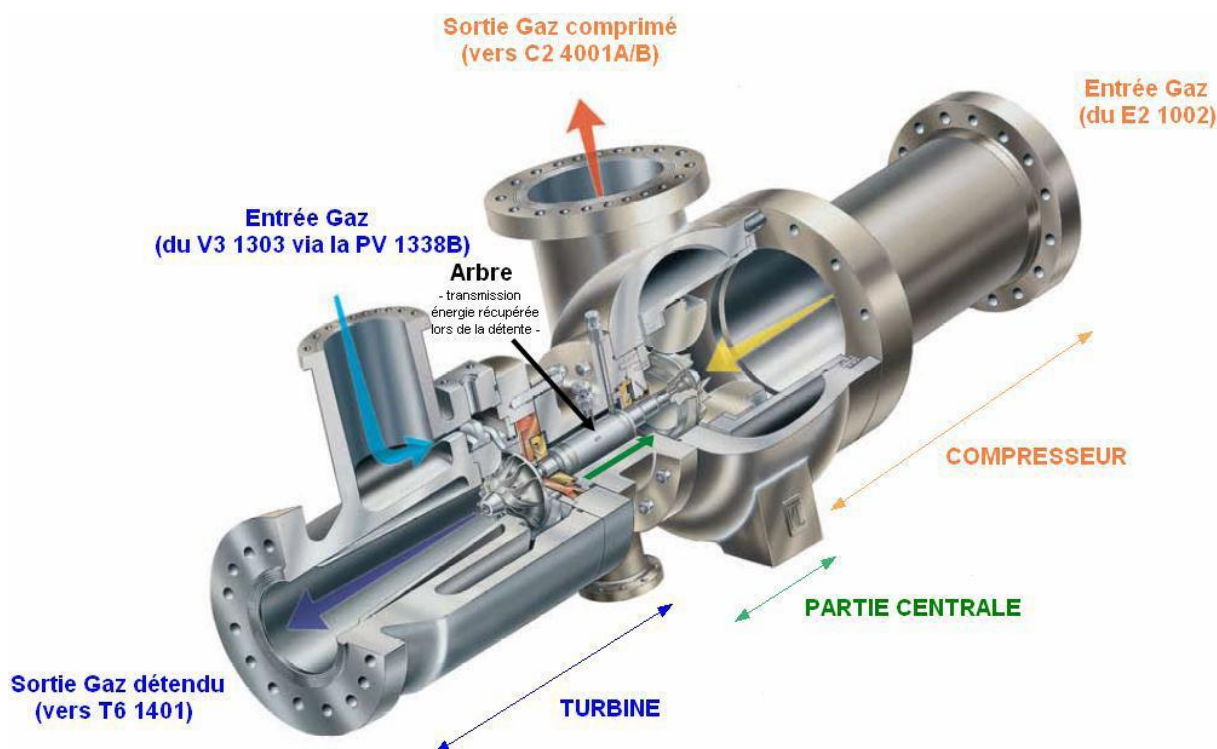


Figure I.16 :Schémas de composition de turbo expander.

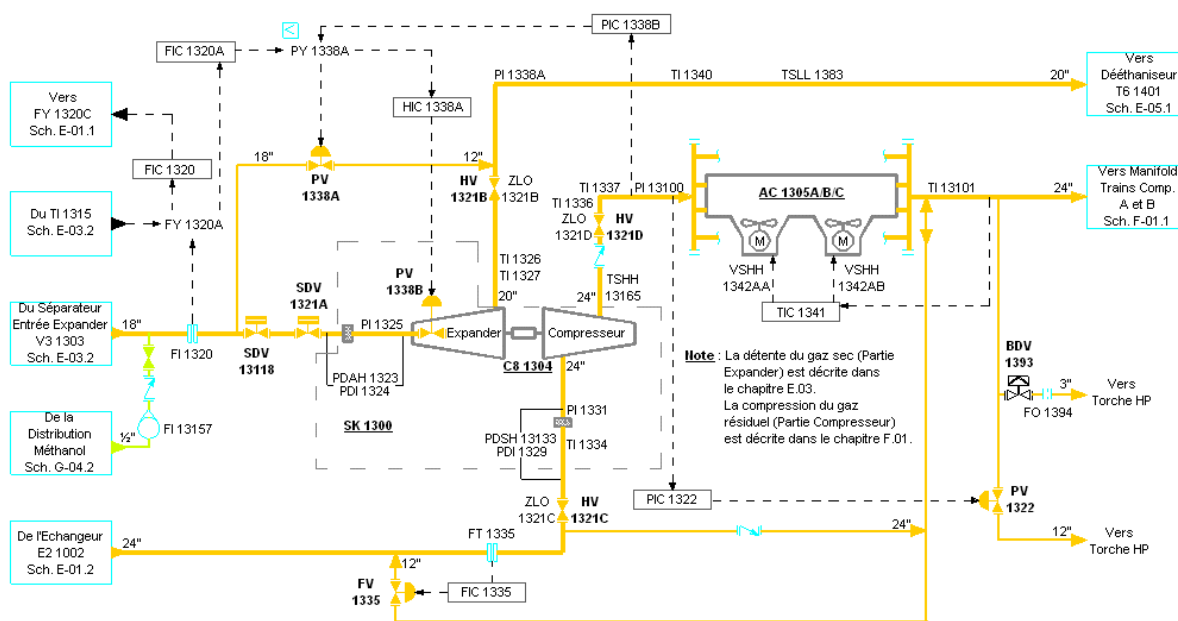


Figure I.17 :Schémas de détente du gaz.

Le système de détente est doté d'une vanne joule Thomson PV-1338A pour assurer la détente de gaz dans le cas du régime chaud de 64 bar-g à 27 bar-g. Lors de cette phase, les paramètres de température et de pression des différents équipements diffèrent par rapport au régime froid avec le turbo expander en service.

I.7.4.4 Traitement des condensats

Dans cette phase, les condensats provenant du slug catcher et du séparateur V4-1004 (récupérés après refroidissement primaire du gaz brut), subit des étapes de filtration et stabilisation avant d'alimenter le débutaniseur T6-1501.

L'étape de filtration a pour objectif d'éliminer les impuretés contenues dans le condensat afin d'éviter tout encrassement ou bouchage en aval.

L'étape de stabilisation des condensats, réalisés dans la colonne de stabilisation T4-1202, permet de séparer d'une part les fractions légères (phase vapeur) et d'autres parts les C3 et fractions lourdes (phase liquide) contenus dans les flux diphasiques et peu stable de condensats.

Les condensats récupérés du slug catcher (35 bar-g, 50C°) alimente un séparateur V4-1204, suivie d'une batterie de filtres, avant d'alimenter la colonne de stabilisation après avoir refroidi partiellement le condensat chaud (issue de l'aéroréfrigérant AC-1506), produit final provenant du débutaniseur T6-1501, à travers l'échangeur tube et calandre E2-1207.

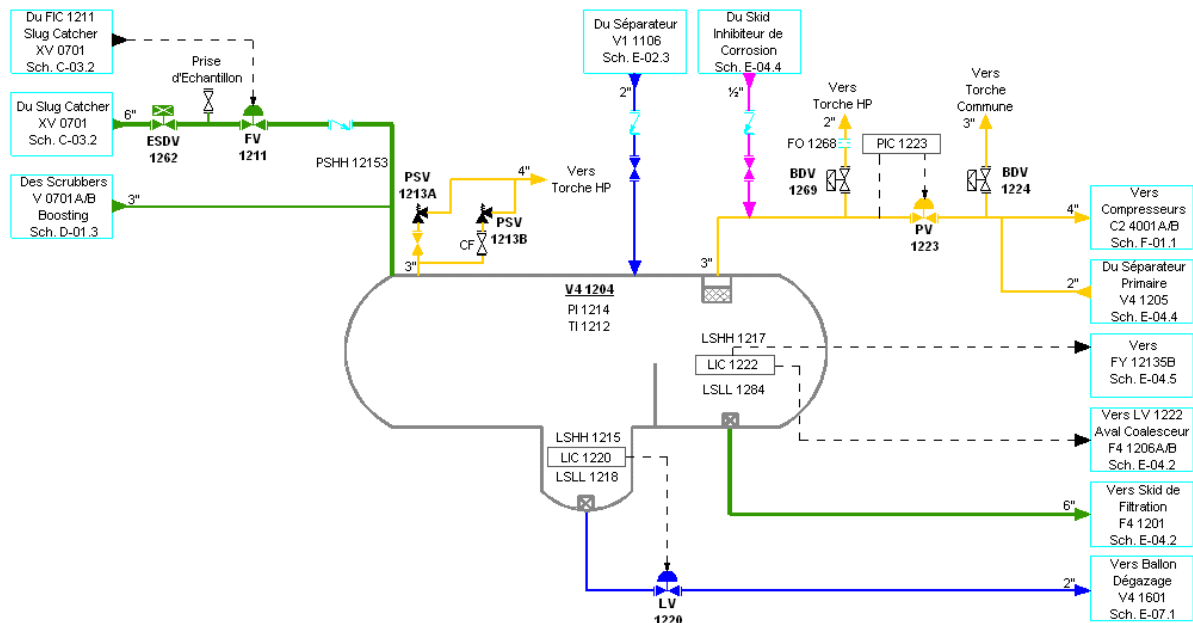


Figure I.18 : Schémas de séparateur primaire V4-1204 de condensats d'entrée.

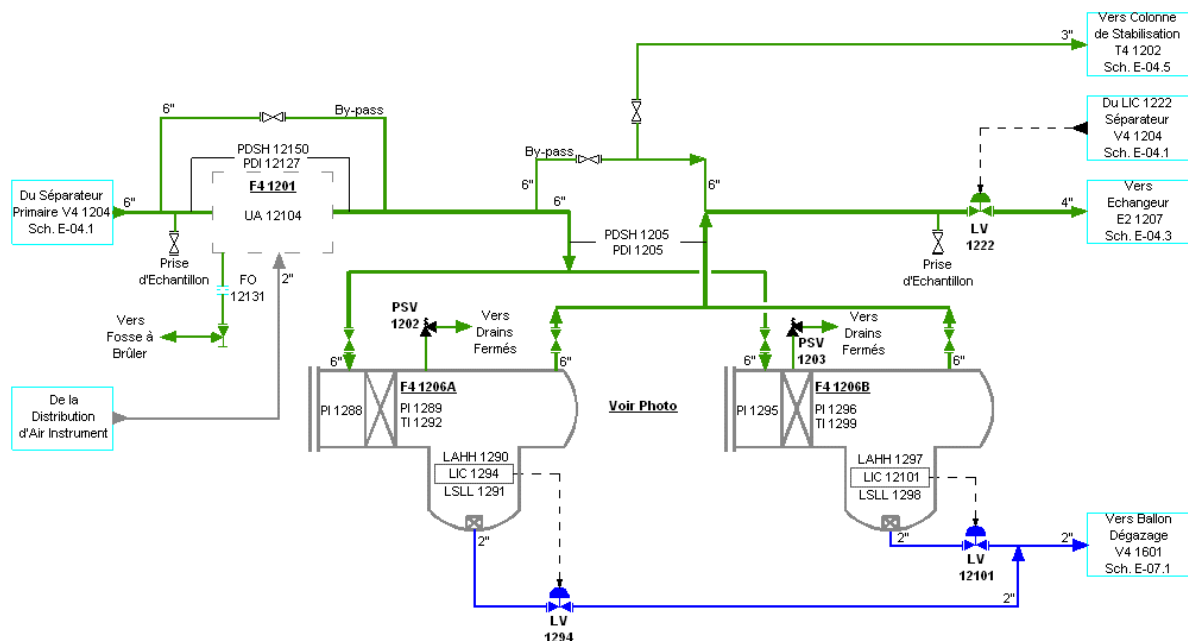


Figure I.19 : Schémas de skid de filtration F4-1201 et coalesceurs F4-1206 A/B.

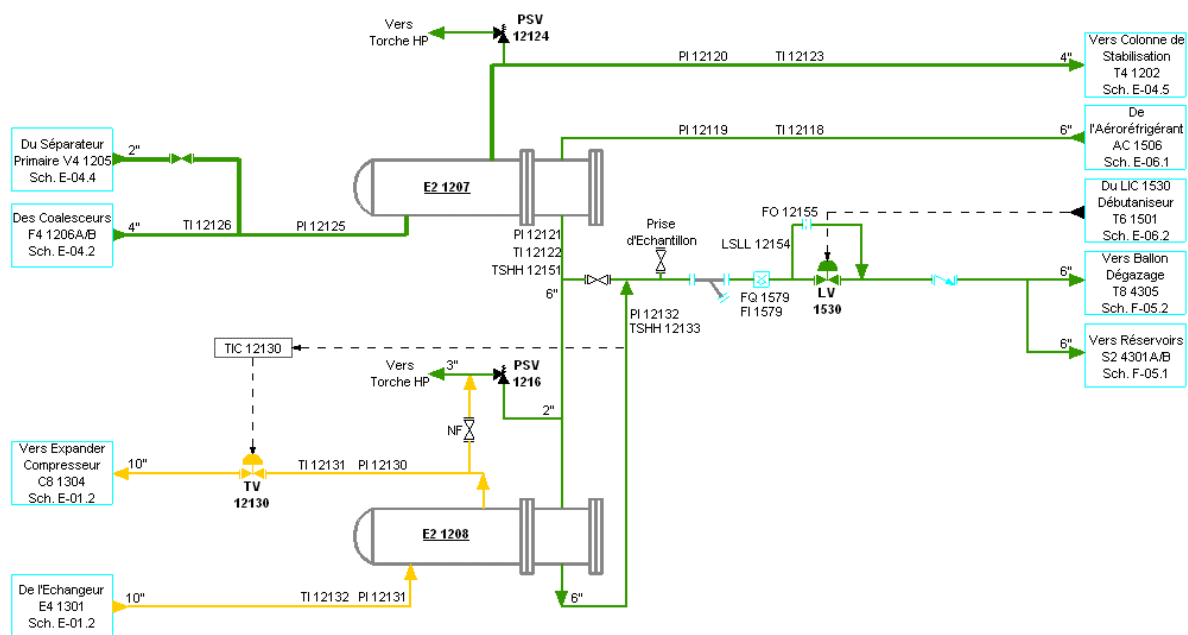


Figure I.20 : Schémas de échangeurs E2-1207 et E2-1208.

Les condensats du slug catcher constituent l'alimentation chaude du stabilisateur T4-1202 (septième plateau). L'alimentation froide (premier plateau) provient du ballon V4-1205 recevant les condensats riches en GPL récupéré du ballon V4-1004 ainsi que ceux du scrubber (aspiration, refoulement de la section boosting)

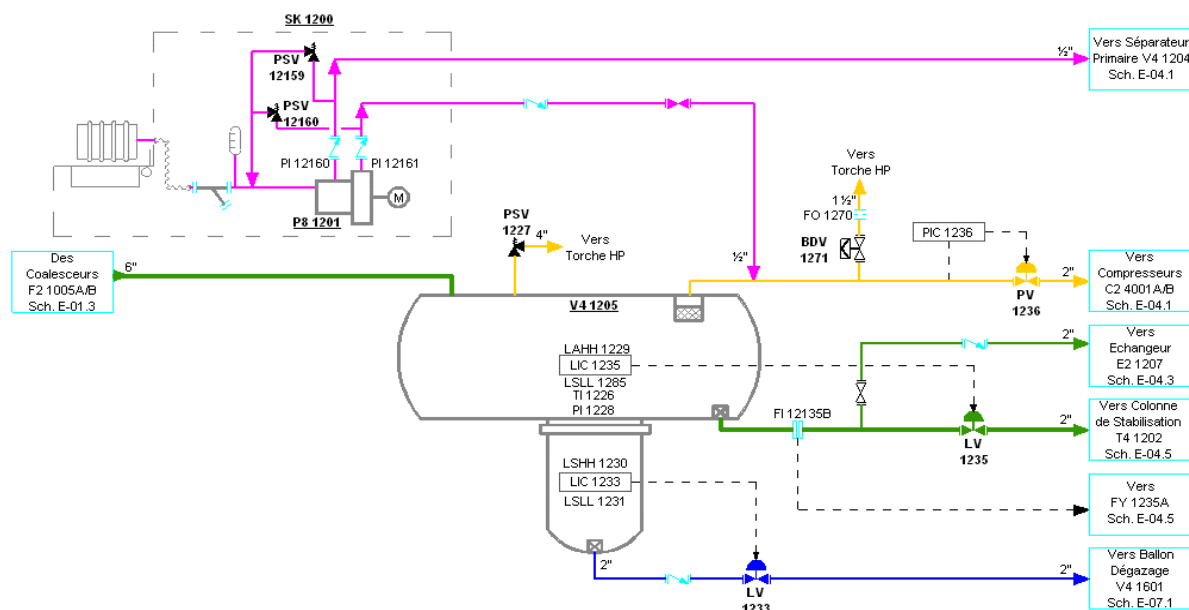


Figure I.21 :Schémas de séparateur primaire V4-1205 condensat

La colonne de stabilisation T4-1202, fonctionne à une pression de 19,7 bar-g (en tête de colonne), composé de 19 plateaux. La colonne est équipée d'un rebouilleur E2-1203 alimenté par les liquides sortant de la colonne (19ème plateau). Ces liquides sont chauffés à 160 °C et renvoyés dans le fond (en dessous du 19ème plateau) pour assurer l'échange thermique nécessaire à la séparation des composés.

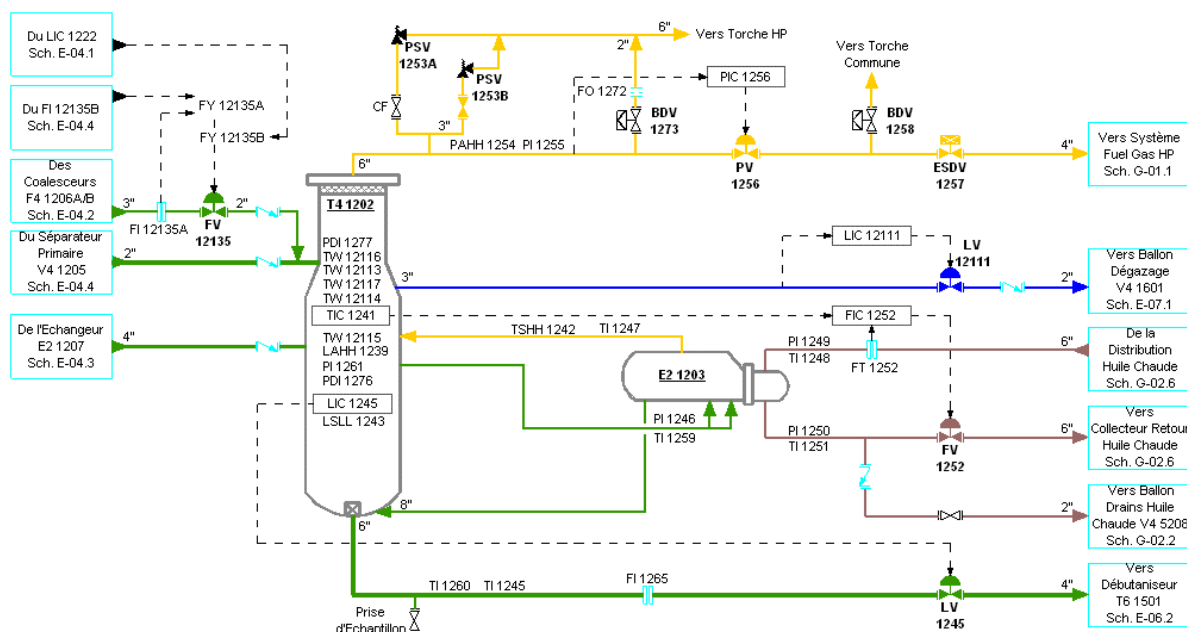


Figure I.22 :Schémas de colonne T4-1202 de stabilisation des condensats et rebouilleur.

I.7.4.5 Déethanisation

La colonne du déethanisation T6-1401/2401 est séparée en deux sections. La partie supérieure a un diamètre de 3000 mm, est munie d'un garnissage (Anneaux PALL) et d'un

demister. La partie inférieure a un diamètre de 2200 mm, munie de 35 plateaux à clapets et un rebouilleur.

La colonne du dééthaniseur dispose de deux sources d'alimentation, la première alimentation est introduit au-dessus du premier plateau qui concerne le fluide provenant du turbo expander C8-1304/2304 (ou Vanne Joule Thompson PV-1338/2338 A) qui rentre à une pression d'environ de 19 bar-g et une température de -63°C , la deuxième alimentation est au niveau du 17ème plateau où le fluide récupéré après le refroidissement dans l'échangeur à plaque, rentre à une pression de 21 bar-g et une température de 32°C environ

Le gaz (fractions légères) distillé en tête du dééthaniseur T6-1401 est à l'origine du gaz résiduel alors que les liquides (fractions lourdes) récupérés au fond de T6-1401 sont à l'origine du GPL.

Le gaz de tête sorte du dééthaniseur à une température de -54°C est utilisé comme fluide caloporteur dans l'échangeur à plaque puis dans l'échangeur gaz/gaz à l'entrée du train, puis comprimé et envoyé vers le réseau de transport

Le liquide sortant du fond de dééthaniseur à une température de 86°C passe à travers un réchauffeur pour alimenter la colonne du débuthaniseur à une température de 98°C .

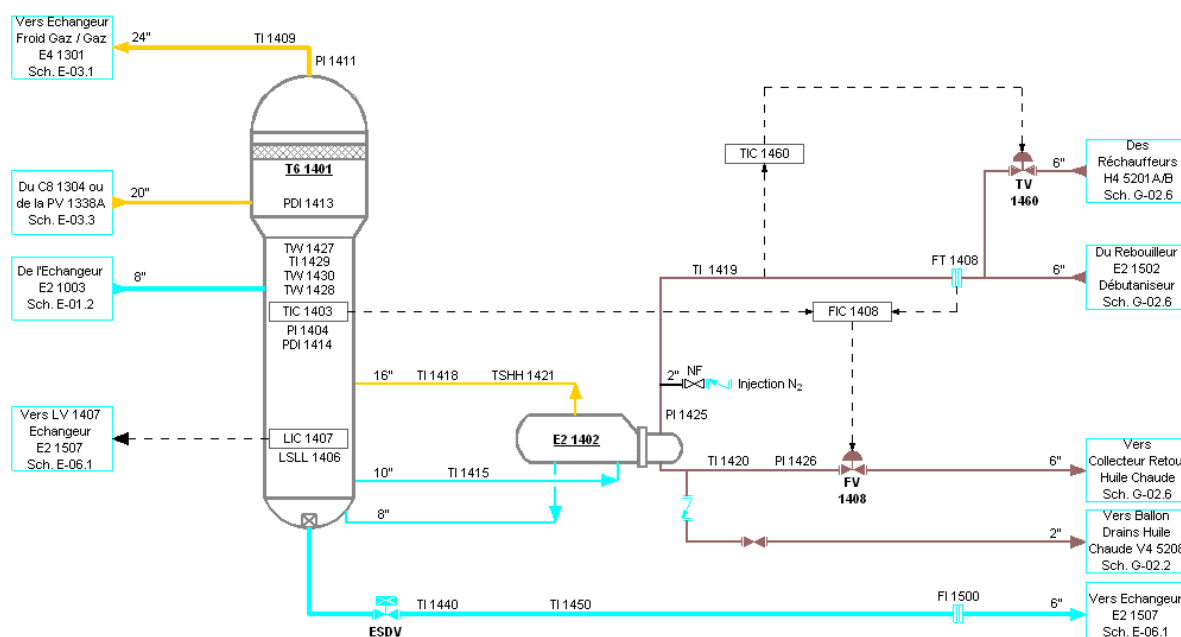


Figure I.23 : Schémas de dééthaniseur T6-1401 et rebouilleur E2-1402.

I.7.4.6 Débutanisation

La débutanisation, réalisée dans la colonne T6-1501, est la dernière étape de production du GPL. Elle consiste en la séparation d'une part des C5 et fractions lourdes et d'autre part, des

C4 et fractions plus légères (GPL). Cette étape est critique pour le procédé de production du GPL puisqu'elle détermine :

La qualité du GPL et donc son envoi vers le stockage du GPL on-spec ou vers le stockage du GPL off-spec.

La qualité du condensat et donc son envoi vers le stockage du condensat on-spec ou vers le stockage du condensat off-spec.

La colonne de débutanisation T6-1501/2501 est une colonne de distillation munie de 32 plateaux à clapets, de diamètre de 3200 mm et de hauteur de 24 760 mm, elle dispose deux sources d'alimentation, la première est introduit au niveau du 13^{ème} plateau, cette alimentation reçoit le liquide (C3 et plus) accumulé au fond du déethaniseur après son réchauffement dans l'échangeur E2-1507 à une température de 98°C et la deuxième reçoit le condensât stabilisé récupéré au fond de la colonne de stabilisation T4-1202 à une température de 165°C et elle est introduit au niveau du 18^{ème} plateau.

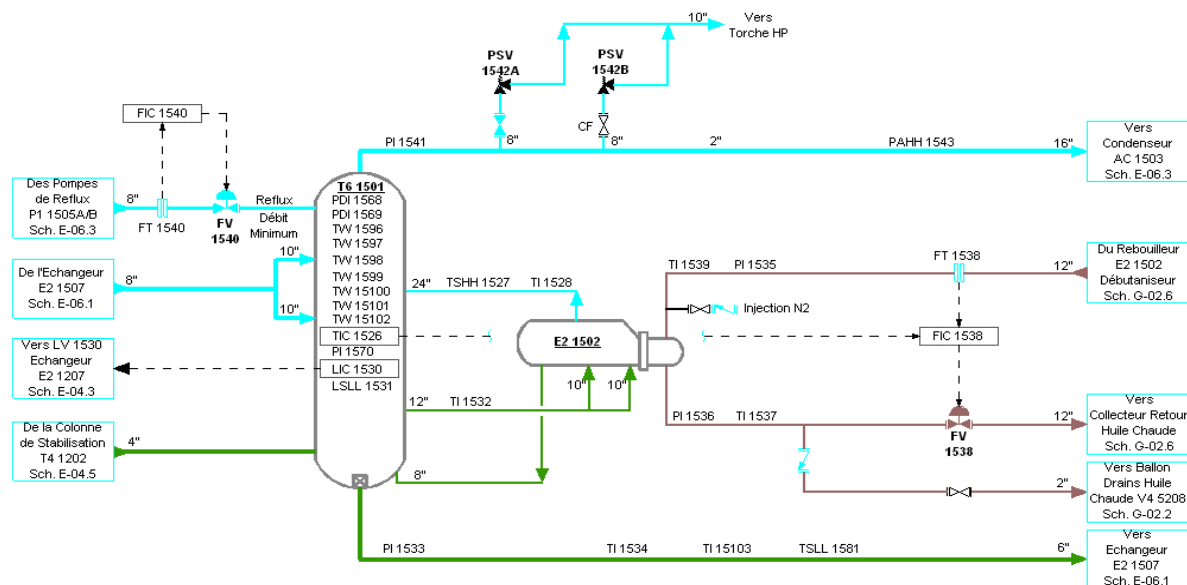


Figure I.24 Schémas de débutaniseur T6-1501 et rebouilleur E2-1502.

Le produit de tête de la colonne (GPL) traverse l'aérocondenseur de tête du débuthaniseur où il est refroidi à une température de 60°C. Le GPL liquide récupéré dans un ballon de reflux alimente des pompes de reflux du débuthaniseur. Lorsque le niveau est établi, les pompes peuvent être mises en service pour d'une part assurer un reflux à la colonne afin de condenser les C5+ vaporisés et d'autre part envoyer une partie de GPL produit aux sphères de stockage. Le GPL produit est envoyé selon sa qualité on-spec ou off-spec vers des sphères de stockage respectivement.

Le condensât provenant du fond du débuthaniseur à une température de 195°C est refroidi successivement à travers l'échangeur E2-1507, l'aeroréfrigérant AC-1506 et finalement à travers l'échangeur E2 1207. Une fois le condensât est refroidi et selon sa qualité on-spec ou off-spec, il est acheminé vers les réservoirs de stockage de condensât.

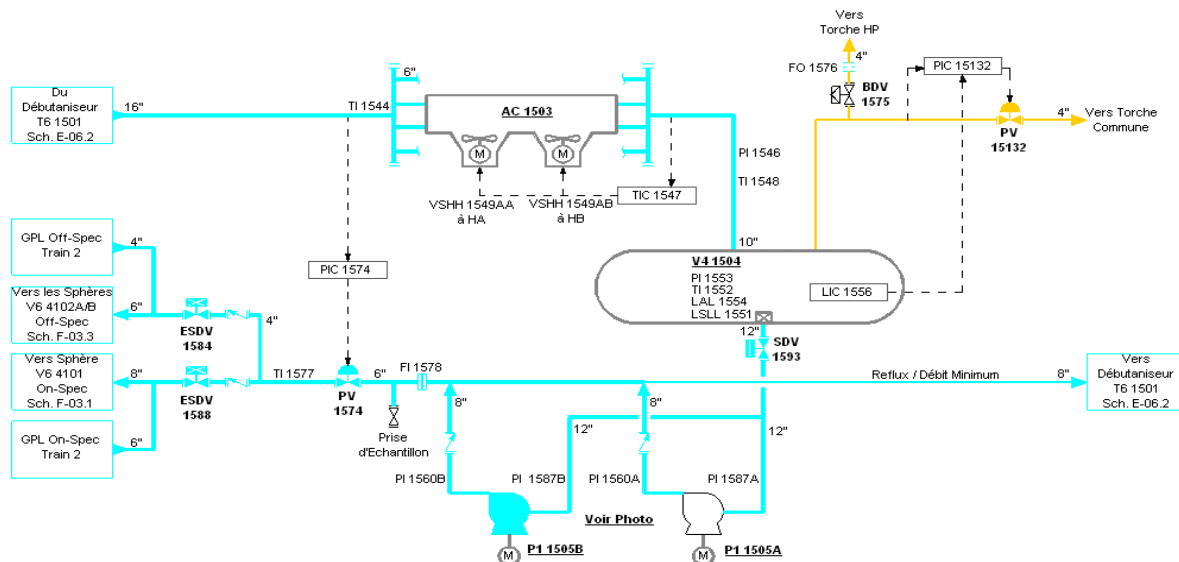


Figure I.25 : Schémas de condenseur AC-1503 et ballon V4-1504 et pompes P1-1505 A/B

I.7.5 Réseau d'huile chaude et récupération de chaleur

L'huile de chauffe de GTFT (Terminol 66) est un fluide caloporteur à haute performance et de grande stabilité. Il est conçu pour offrir une longue durée d'utilisation à des appoints de fluide réduits au minimum, et ce, à des températures de fonctionnement pouvant dépasser 345°C°.

A l'usine GTFT, Le Terminol 66 (huile de chauffe) sort à une température de 300°C° et 8 bars, après chauffage au niveau du récupérateur de chaleur H4-5201A/B placé sur le conduit d'échappement des turbines export.

A l'usine GTFT, les réchauffeurs H4-5201A/B équipés de 09 passes permettent de réchauffer l'huile provenant des pompes de circulation P1-5204A/B/C de 220°C à 300°C. Ils récupèrent la chaleur du gaz d'échappement des turbines des compresseurs de gaz résiduel C2-4001A/B (turbines d'export), déjà brûlé, qui est lui refroidi de 537°C° à 287°C° puis évacué à l'atmosphère.

L'huile réchauffée par les gaz d'échappement est ensuite dirigée vers le réseau de distribution

La régulation de la température de sortie d'huile chaude, fixée à 300°C, est assurée par le débit des gaz brûlés en agissant sur le degré d'ouverture du conduit d'échappement dirigé vers le réchauffeur. Le surplus des gaz brûlés est évacué vers l'extérieur.

A noter qu'au démarrage du procédé, le four à gaz H2-5202, équipé de deux serpentins, permet de réchauffer l'huile provenant des pompes de circulation P1-5204A/B/C de la température ambiante à 300°C.

Les pompes de circulation d'huile chaude aspirent depuis le ballon d'expansion V4- 5203. Le circuit d'huile est doté également d'un ballon de drains afin d'évacuer l'huile chaude en cas d'arrêt d'usine.

Le collecteur de distribution principal comprend de sous collecteurs 12" relatifs aux trains 1 et 2. Chaque sous collecteur distribue l'huile :

- Aux rebouilleurs E2-1203/E2-2203 des colonnes de stabilisation des condensats T4-1202/ T4-2202, via des lignes 6".
- Aux rebouilleurs E2-1402/E2-2402 des dééthaniseurs T6-1401/T6-2401 via des lignes 6".
- Aux rebouilleurs E2-1502/E2-2502 des débutaniseurs T6-1501/T6-2501 via des lignes 12".
- Aux échangeurs E2-1104/E2-2104 du gaz de régénération des tamis moléculaires (étape de séchage) via des lignes 6".

I.7.6 Stockage et export des produits

I.7.6.1 Compression du gaz résiduel

Le gaz traité alimente un séparateur à une pression de 25 bar-g et une température de 55°C afin d'éliminer les gouttelettes moyennant le démister situé en tête du ballon. Le gaz sec sortant en tête de ce ballon est comprimé par un compresseur à une pression de 72 bar-g et une température de 145°C. Ensuite ce gaz est refroidi par un aérorefrigérant à une température de 60°C afin de l'envoyer vers le réseau de transport ou le recyclé vers l'entrée de l'usine.

Les compresseurs du gaz résiduel C2-4001 A/B sont de type centrifuge à un étage entraîné par des turbines à gaz. En conditions normales, un compresseur est en fonctionnement pour chaque train. Les gaz d'échappements des turbines sont utilisés dans les réchauffeurs du fluide caloporteur l'huile diathermique qui fournit la chaleur nécessaire à certaines étapes du procédé.

I.7.6.2 Stockage et export de GPL

Les trains de process étant conçus pour assurer un fonctionnement continu, les installations de stockage sont prévues pour accumuler le produit pour expédition. La capacité de stockage du produit permet également de poursuivre l'expédition en cas d'arrêt des trains de process.

Trois sphères d'une capacité de 500 m³ chacune sont prévues pour stocker le GPL produit sous pression, de manière à empêcher la vaporisation. L'une est réservée pour le stockage du GPL on-spec et les deux autres pour le stockage du GPL off-spec. Ces sphères sont équipées des pompes montées en série pour assurer l'expédition du GPL produit vers le pipeline de GPL. Deux autres pompes sont également prévues pour le recyclage du GPL hors spécification vers le déethaniseur.

La pression et la température opératoires sont 17 bar-g et 57°C. Le gaz tampon (de pressurisation) est fourni par le réseau de fuel gaz HP afin de maintenir la pression dans la sphère à 17 bar-g.

L'expédition de GPL comprend trois pompes Booster et trois pompes d'export. Les pompes Booster P1-4103A/B/C de type centrifuge reçoivent le GPL on-spec de la sphère a une pression de 17 bar-g et le refoulent à une pression de 22 bar-g. Les pompes d'expédition P1-4201A/B/C reçoivent le GPL on-spec issu des pompes Booster P1-4103A/B/C.

Les pompes P1-4201A/B/C sont de type centrifuge, à dix étages. Deux pompes sont en service et une est en réserve.

I.7.6.3 Section de stockage et export de condensat

Les installations de stockage et d'expédition de condensât sont composées de deux réservoirs de stockage à toit flottant pour le condensât conforme aux spécifications d'une capacité de 6000 m³ fonctionnant à la pression atmosphérique. Ce condensât est ensuite expédié vers le pipeline d'expédition de condensât via les pompes de transfert de condensât.

Le condensât hors spécifications est acheminé à partir des trains de process vers un ballon de dégazage pour éliminer les contaminants légers. Le condensât récupéré au fond de ce ballon est envoyé vers le réservoir de stockage de condensât hors spécification à toit fixe d'une capacité de 2000 m³. Il est à noter que le gaz combustible (Fuel gaz) basse pression est utilisée pour maintenir une pression légèrement positive dans ce réservoir.

L'export du condensat comprend trois pompes P1-4401A/B/C qui reçoivent les condensats stockés dans les bacs on-spec S2-4301A/B et off-spec S2-4302 (après stabilisation). Les pompes P1-4401A/B/C sont de type centrifuge, disposées en parallèle ; deux pompes sont en service et une est en réserve (pour le cas actuel une pompe est en service et deux sont en stand-by).

La pression à l'aspiration des pompes P1 4401A/B/C correspond à la pression atmosphérique tandis que la pression au refoulement est de 26 bar-g.

II. Simulation sous HYSYS l'unité de boosting

II.1 Introduction

La simulation est une technique qui permet de modéliser un système réel ou hypothétique en utilisant un ensemble de variables et d'équations mathématiques. Elle est largement utilisée dans de nombreux domaines tels que l'ingénierie, la physique, la biologie, l'économie et bien d'autres encore.

L'objectif principal de la simulation est de comprendre le comportement d'un système complexe et de prédire ses performances dans différentes conditions. La simulation permet également de tester différentes configurations et de développer de nouvelles stratégies sans avoir à réaliser de coûteuses expérimentations réelles.

Les modèles de simulation peuvent être très simples ou très complexes, en fonction de la nature du système étudié et de l'objectif de la simulation. Les simulations peuvent être effectuées à différentes échelles, allant de l'échelle microscopique des molécules jusqu'à l'échelle macroscopique des systèmes industriels.

Les outils de simulation ont connu une évolution rapide au fil des ans, grâce aux avancées technologiques dans les domaines de l'informatique et de la modélisation mathématique. Des logiciels de simulation sophistiqués tels que HYSYS, ANSYS, MATLAB et Simulink sont utilisés dans divers domaines pour résoudre des problèmes complexes.

En résumé, la simulation est une technique essentielle pour comprendre et prédire le comportement des systèmes complexes. Elle permet de tester différentes configurations et de développer de nouvelles stratégies sans avoir à réaliser de coûteuses expérimentations réelles. Les outils de simulation modernes ont ouvert de nouvelles perspectives pour l'ingénierie, la science et la recherche. (2)

II.2 Présentation de l'environnement HYSYS

HYSYS est un logiciel de simulation de processus largement utilisé dans l'industrie pour modéliser des systèmes de production chimique, pétrolière et gazière. Il a été développé par la société canadienne HYPROTECH et est actuellement commercialisé par Aspen Technology. Le logiciel HYSYS permet de modéliser des processus complexes en utilisant des équations de bilan de masse et d'énergie, des lois de comportement de fluide, et des équations cinétiques pour simuler les réactions chimiques.

L'environnement HYSYS est conçu pour offrir une interface conviviale aux utilisateurs, avec des outils graphiques pour modéliser les systèmes de manière intuitive. Les utilisateurs peuvent utiliser des icônes pour représenter différents composants tels que les réservoirs, les vannes, les pompes, les échangeurs de chaleur, les réacteurs, etc. Les composants peuvent ensuite être connectés en utilisant des lignes de connexion pour représenter les flux de matière et d'énergie.

HYSYS permet également aux utilisateurs de définir des propriétés physiques des fluides, des équations cinétiques pour les réactions chimiques et des paramètres de simulation tels que les conditions de température, de pression et de débit. Les résultats de la simulation sont affichés dans des tableaux et des graphiques qui permettent aux utilisateurs de visualiser les performances du système.

Le logiciel HYSYS est doté de nombreuses fonctionnalités avancées telles que l'optimisation de processus, la conception et l'analyse de la flexibilité, la modélisation des émissions, la modélisation des réservoirs, et bien d'autres encore. Il est également compatible avec d'autres logiciels de conception assistée par ordinateur (CAO) tels que AutoCAD et Microstation.

En résumé, l'environnement HYSYS est un logiciel de simulation de processus puissant et convivial qui permet aux utilisateurs de modéliser des systèmes complexes de production chimique, pétrolière et gazière. Il est largement utilisé dans l'industrie pour simuler, optimiser et améliorer les performances des processus. [2]

II.2.1 Choix d'un modèle thermodynamique

Le choix d'un modèle thermodynamique approprié est crucial pour une simulation précise et fiable. Le modèle thermodynamique doit être choisi en fonction de la nature des composants, des conditions de fonctionnement et de l'objectif de la simulation. Voici quelques facteurs clés à considérer lors du choix d'un modèle thermodynamique :

Nature des composants : le choix d'un modèle thermodynamique dépendra de la nature des composants impliqués dans le système. Les modèles thermodynamiques peuvent être classés

en plusieurs catégories en fonction de la nature des composants, tels que les modèles pour les mélanges d'hydrocarbures, les modèles pour les systèmes aqueux, les modèles pour les systèmes polymères, etc.

Conditions de fonctionnement : les conditions de fonctionnement du système, telles que la température, la pression et la composition, sont des facteurs importants à prendre en compte lors du choix d'un modèle thermodynamique. Certains modèles thermodynamiques peuvent être plus adaptés pour des conditions spécifiques, comme les hautes pressions ou les températures élevées.

Objectif de la simulation : le choix du modèle thermodynamique doit être aligné avec l'objectif de la simulation. Par exemple, si l'objectif est de prédire la formation d'hydrates, un modèle thermodynamique qui prend en compte la formation d'hydrates doit être utilisé.

Précision et fiabilité : la précision et la fiabilité des résultats de simulation sont également importantes. Les modèles thermodynamiques peuvent varier en termes de précision et de fiabilité en fonction de leur complexité. Les modèles plus complexes peuvent être plus précis, mais ils peuvent également nécessiter plus de données d'entrée et plus de temps de calcul.

En fin de compte, le choix d'un modèle thermodynamique approprié doit être basé sur une évaluation approfondie de ces facteurs clés et doit être effectué avec soin pour garantir la fiabilité et la précision des résultats de simulation. Il est souvent recommandé de valider le modèle thermodynamique en utilisant des données expérimentales avant de l'utiliser pour des simulations plus complexes.

Les modèles thermodynamiques sont utilisés pour prédire le comportement des fluides dans des conditions spécifiques. Ils fournissent des relations entre les propriétés thermodynamiques d'un fluide telles que la pression, la température, le volume et la composition. Voici quelques modèles thermodynamiques couramment utilisés dans l'industrie :

Équation d'état de van der Waals : Il s'agit d'un modèle simple et largement utilisé pour les mélanges de gaz. Il est basé sur la théorie cinétique des gaz et prend en compte les forces d'attraction et de répulsion entre les molécules.

Modèles de saumure : Les modèles de saumure sont utilisés pour modéliser les propriétés des solutions aqueuses. Ils sont basés sur des équations d'état modifiées pour tenir compte des interactions ioniques.

Modèles de Wilson : Le modèle de Wilson est utilisé pour modéliser les mélanges liquides qui présentent une forte interaction entre les molécules. Il prend en compte les effets de l'interaction moléculaire sur les propriétés thermodynamiques du mélange.

Modèles de NRTL (Non-random Two Liquid) : Ce modèle est également utilisé pour modéliser les mélanges liquides. Il est basé sur l'hypothèse que les molécules de différents composants ne se comportent pas de manière aléatoire et qu'il existe une corrélation entre les molécules.

Modèles de PR (Peng-Robinson) : Le modèle de PR est un modèle d'équation d'état utilisé pour les mélanges de gaz et de liquides. Il est plus précis que l'équation d'état de van der Waals pour les conditions haute pression.

Modèles de SRK (Soave-Redlich-Kwong) : Le modèle SRK est également un modèle d'équation d'état utilisé pour les mélanges de gaz et de liquides. Il est plus précis que l'équation d'état de van der Waals pour les conditions haute pression et haute température.

Il existe de nombreux autres modèles thermodynamiques, chacun avec des avantages et des limitations en fonction des conditions de fonctionnement et des propriétés des fluides. Le choix d'un modèle thermodynamique approprié est crucial pour obtenir des résultats précis et fiables lors de la simulation de systèmes de production chimique, pétrolière et gazière. (2)

II.2.2 Concepts de base du simulateur HYSYS

Blocs : Les blocs sont les éléments de base utilisés pour modéliser les processus dans HYSYS. Ils représentent des équipements et des opérations de processus tels que les colonnes de distillation, les échangeurs de chaleur, les réacteurs, les séparateurs, les pompes, les compresseurs, etc.

Flowsheet : Le flowsheet est la représentation graphique du processus modélisé dans HYSYS. Il s'agit d'un diagramme qui montre les blocs, les connexions et les flux de matières et d'énergie.

Stream : Les streams représentent les flux de matières et d'énergie dans le processus. Ils peuvent être des flux de liquides, de gaz ou de vapeurs, et peuvent inclure des propriétés telles que la température, la pression, la composition, le débit massique, le débit volumique, etc.

Modèles thermodynamiques : Les modèles thermodynamiques sont utilisés pour prédire les propriétés thermodynamiques des fluides dans le processus. HYSYS propose plusieurs modèles thermodynamiques pour représenter différents types de fluides tels que les gaz, les liquides, les mélanges et les saumures.

Unités de mesure : HYSYS peut utiliser différentes unités de mesure pour les propriétés physiques des fluides, telles que la température en degrés Celsius ou Fahrenheit, la pression en bar ou en psi, le débit massique en kg/s ou en lb/s, etc.

Solver : HYSYS utilise un solveur pour résoudre les équations du modèle thermodynamique et les équations de conservation de masse et d'énergie du processus. Le solveur détermine les valeurs des variables inconnues telles que les débits de matières et les températures à l'équilibre du système.

Analyse des résultats : Une fois le modèle créé et résolu, HYSYS permet l'analyse des résultats. Les résultats peuvent être visualisés sous forme de tableaux, de graphiques ou de flux de processus. Les résultats peuvent également être exportés dans des formats tels que Excel pour une analyse plus approfondie.

En résumé, HYSYS est un simulateur de processus chimiques qui utilise des blocs, des Stream, des modèles thermodynamiques, des unités de mesure, un solveur et des outils d'analyse pour modéliser, simuler et optimiser les processus de production chimique, pétrolière et gazière.

L'environnement de développement dans HYSYS est une plateforme permettant de créer, de configurer et de simuler des processus. Il offre un ensemble d'outils de modélisation, de configuration et de simulation pour créer des modèles de processus complexes.

L'environnement de développement de HYSYS est constitué de plusieurs composants, notamment :

La barre d'outils : Cette barre contient des icônes permettant d'accéder aux différentes fonctionnalités du logiciel telles que la création de blocs, de streams, de spécifications, etc.

La fenêtre de projet : Cette fenêtre permet de visualiser et de gérer les différents éléments du projet. Elle permet également d'organiser les blocs et les streams dans le flowsheet et de définir les propriétés de chaque élément.

La fenêtre de propriétés : Cette fenêtre affiche les propriétés des éléments sélectionnés dans le projet. Elle permet de modifier les propriétés des blocs, des streams et des spécifications.

Les palettes : Les palettes sont des boîtes à outils contenant les différents blocs et éléments disponibles pour la modélisation. Elles permettent de sélectionner les blocs et les streams pour les ajouter au flowsheet.

Le simulateur : Le simulateur HYSYS est un outil puissant qui permet de résoudre les équations de processus et de simuler le comportement du processus. Le simulateur peut être configuré pour utiliser différents modèles thermodynamiques et pour résoudre les équations à différentes conditions de fonctionnement.

En résumé, l'environnement de développement dans HYSYS est une plateforme complète permettant de modéliser, configurer et simuler des processus complexes. Il est composé de plusieurs outils tels que la barre d'outils, la fenêtre de projet, la fenêtre de propriétés, les palettes et le simulateur. Ces outils permettent de créer des modèles de processus détaillés et de simuler leur comportement à différentes conditions de fonctionnement.

II.2.3 Organigramme de la simulation sous HYSYS

- Saisie des composants chimiques :

Saisie des composants chimiques : nature, propriétés physiques et chimiques, etc.

- Choix du modèle thermodynamique :

Sélection du modèle thermodynamique compatible avec les composants chimiques saisis (dans mon projet j'ai choisi PR)

- Création du modèle :
- Création du flowsheet :

ajout de blocs, streams, spécifications, etc.

- Configuration des propriétés des éléments
- Configuration de la simulation :
- Définition des conditions de fonctionnement : température, pression, débits, etc.
- *Définition des spécifications* : composition, fraction molaire, température, pression, etc.
- Lancement de la simulation :
- Résolution des équations de processus
- Calcul des propriétés thermodynamiques
- Simulation du comportement du processus

II.2.4 Analyse des résultats :

- ❖ Visualisation des résultats : courbes, tableaux, graphiques, etc.
- ❖ Interprétation des résultats : identification des points critiques, optimisation des paramètres, etc.
- ❖ Modification du modèle :

Modification des propriétés des éléments

Ajout ou suppression de blocs et de streams

Répétition du processus de simulation pour évaluer l'impact des modifications

- ❖ Sauvegarde des résultats :
- ❖ Enregistrement des résultats de simulation
- ❖ Utilisation des résultats pour des analyses ultérieures

Tableau II-1 : Composition de brut d'alimentation :

Composants	Pourcentage molaire (mol)
H ₂ O	2,88E-03
Nitrogène	1,70E-02
CO ₂	1,44E-02
Méthane	0,776597184
Éthane	0,105594982
Propane	4,25E-02
i-Butane	6,77E-03
n-Butane	2,10E-02
i-Pentane	1,44E-04
n-Pentane	7,38E-03
n-Hexane	3,15E-03
n-Heptane	1,68E-03
n-Octane	6,75E-04
n-Nonane	1,56E-04

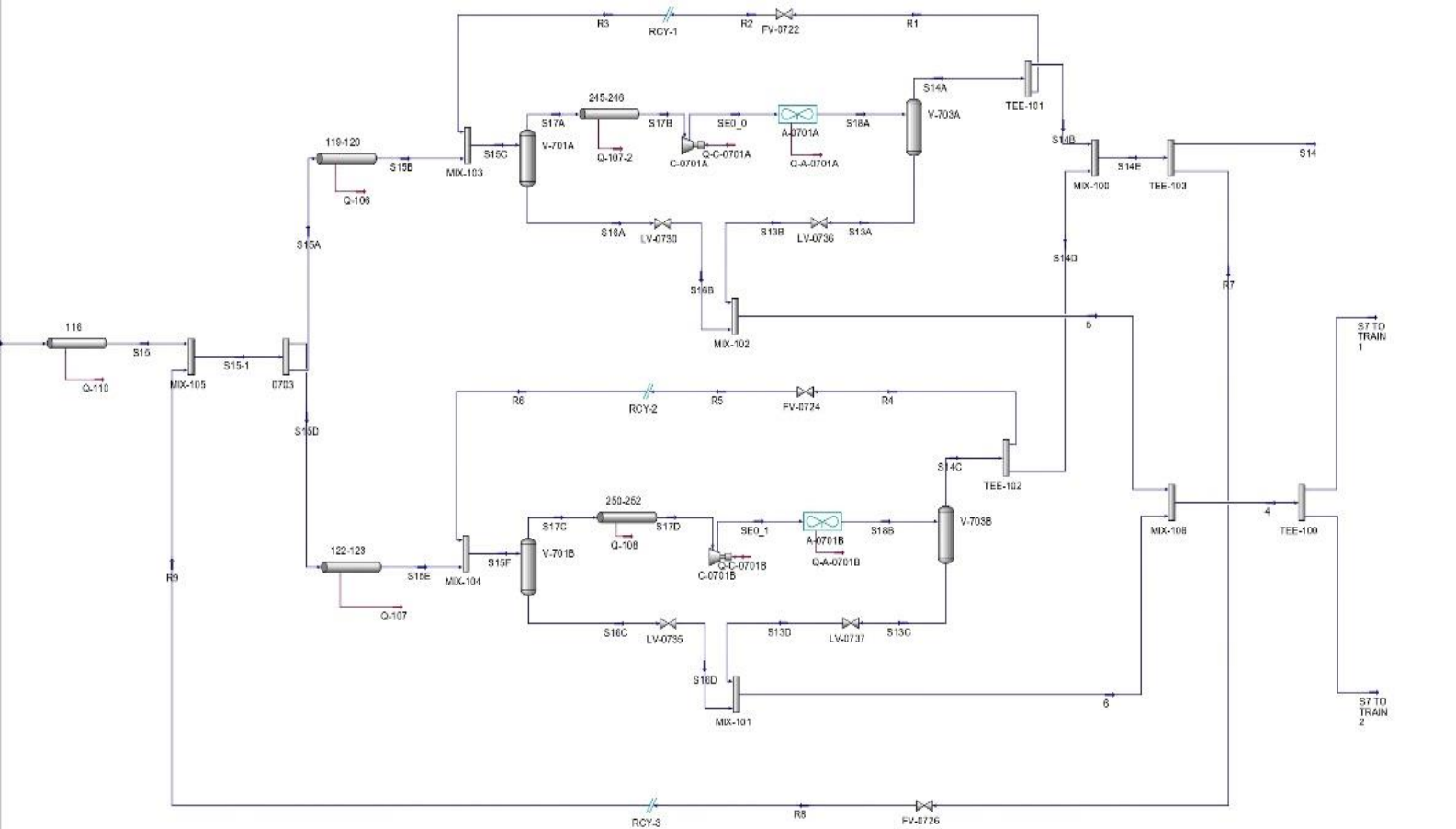


Figure II.1 :Simulation de l'unité de BOOSTING sous HYSYS.

Résultats :*Tableau II-2: Résultats de simulation*

paramétré	S15C	S17A	S17B	SE0_0	S18A	S13A	S14A
vapeur	0,99	1	0,99	1	0,99	0	1
Température [K]	317,09	317,09	316,8	371,72	316,65	316,65	316,65
Pression [bar_g]	34,881	34,8815 353	34,4133 076	66	65,9	65,9	65,9
Débit molaire [MMNC MD*]	5,944	5,94	5,94	5,94	5,94	6,94E-03	5,9375
Débit molaire [MMNC MD*]	236134,596	236132,23	236132,23	236132,23	236132,23	232,58	235899,65
enthalpie [j/kg mole]	- 83721730,3	- 83721462,2	- 83722925,2	- 81588216,3	- 84647395,1	- 284694768	- 84413428,4
entropie molaire [j/kg mole-k]	159922,157	159922,247	160015,731	161470,747	152561,422	58312,5018	152671,652
flux[mj/h]	924944,803	924939,255	924955,419	901371,549	935168,791	3674,25648	931494,535

Sachant que S15C,S17A,S17B,SE0_0,S18A,S13A,S14A sont des streams d'entrée et de sortie des équipements .

la simulation sous HYSYS s'est avérée être un outil puissant pour modéliser l'unité de BOOSTING, extraire les données nécessaires aux bilans et analyser les performances énergétiques. Elle constitue une étape essentielle dans l'amélioration continue des

performances de l'unité et dans la recherche de solutions pour réduire la consommation d'énergie et les émissions.

III. Analyse des performances énergétique/ exergétiques

III.1 Introduction

L'usine de traitement de gaz naturel joue un rôle essentiel dans l'industrie gazière en produit à partir de gaz naturel trois types de produits : le gaz de pétrole liquéfié (GPL), le gaz sec et le condensat. Ce traitement permet d'expédier ces produits dans le cadre de diverses applications énergétiques.

Dans ce contexte, l'optimisation de l'efficacité énergétique au sein de ces usines revêt une importance capitale. Non seulement elle permet de réduire les coûts opérationnels, mais elle contribue également à minimiser l'impact environnemental et à améliorer la durabilité des opérations. L'efficacité énergétique accrue se traduit par une utilisation plus rationnelle des ressources énergétiques, une réduction des émissions de gaz à effet de serre et une meilleure utilisation des matières premières.

L'objet de cette étude est d'évaluer la consommation énergétique de l'usine de traitement de gaz naturel, d'identifier les principales sources de pertes d'énergie et d'exergie, et de proposer des recommandations visant à améliorer l'efficacité énergétique. Ces objectifs revêtent une importance cruciale dans le contexte actuel de la transition énergétique, de la réduction des émissions de gaz à effet de serre et de l'optimisation des ressources. L'analyse détaillée de la consommation énergétique et des sources de pertes permettra de mettre en évidence les zones où des améliorations peuvent être apportées, favorisant ainsi une exploitation plus durable de l'usine.

III.2 Principes de base de la thermodynamique :

Les principes fondamentaux de la thermodynamique sont basés sur des équations et des relations qui décrivent les transferts d'énergie et les transformations de la matière. Ils sont essentiels pour comprendre le comportement des systèmes énergétiques.

Parmi ces principes, on trouve:

Le premier principe de la thermodynamique, également connu sous le nom de loi de conservation de l'énergie, qui peut être exprimé par l'équation:

Le premier principe de la thermodynamique, également connu sous le nom de principe de conservation de l'énergie, énonce que l'énergie totale d'un système isolé reste constante. Cela peut être exprimé mathématiquement par l'équation suivante:

$$\Delta H = H_{\text{produits}} - H_{\text{réactifs}}$$

Le deuxième principe de la thermodynamique, qui concerne la direction des processus et l'irréversibilité, peut être illustré par l'équation de l'entropie:

$$\Delta S = Q_{rev} / T$$

Où ΔS représente la variation d'entropie du système,

Q_{rev} est la chaleur échangée réversible

T est la température absolue.

Ces principes fournissent un cadre théorique solide pour comprendre les transferts d'énergie et les transformations dans les systèmes énergétiques. (3)

III.3 Bilan énergétique:

L'analyse énergétique de la section de renforcement du gaz naturel permet d'identifier les opportunités d'optimisation énergétique, telles que l'amélioration de l'efficacité des compresseurs, l'utilisation de technologies de récupération d'énergie ou l'optimisation des cycles de réfrigération. Cela peut contribuer à réduire la consommation d'énergie et les coûts opérationnels, tout en minimisant l'impact environnemental de ces installations.

Le concept de bilan énergétique repose sur l'utilisation de fonctions et d'équations qui permettent d'évaluer les flux d'énergie dans un système donné. Le bilan de production d'une usine de traitement de gaz naturel peut être exprimé mathématiquement comme suit:

Gaz torché + consommation de gaz + expédition = la production de gaz

L'entrée d'énergie peut comprendre les différentes sources d'énergie telles que l'énergie thermique fournie par les brûleurs, l'énergie électrique utilisée pour alimenter les équipements, et l'énergie mécanique utilisée pour les pompes et les compresseurs. La sortie d'énergie peut inclure l'énergie thermique dissipée sous forme de chaleur rejetée et les pertes d'énergie mécanique. La consommation d'énergie représente la quantité totale d'énergie utilisée par l'usine.

L'objectif de l'analyse du bilan énergétique est de quantifier ces flux d'énergie en utilisant des équations appropriées pour chaque composant du système. Par exemple, l'énergie thermique peut être calculée à l'aide de l'équation:

$$Q = m \times C \times (T_f - T_i)$$

Où Q représente l'énergie thermique, m est la masse du fluide, C est la capacité thermique du fluide, T_f est la température finale et T_i est la température initiale. Des équations similaires peuvent être utilisées pour les autres sources d'énergie et les pertes d'énergie. (3)

De nos jours, nous sommes confrontés à deux défis majeurs : la diminution des ressources énergétiques fossiles et le réchauffement climatique causé par les émissions de gaz à effet de serre résultant principalement de la combustion des énergies fossiles. Pour répondre à ces problématiques, il est crucial de trouver des sources d'énergie alternatives et de rationaliser

notre utilisation d'énergie pour réduire la demande. Dans ce contexte, l'industrie des hydrocarbures est considérée comme l'une des plus énergivores, nécessitant des procédés et des équipements complexes. Pour rester compétitif, il est essentiel d'optimiser la gestion de l'énergie en vue de réduire les coûts et améliorer la productivité. Le bilan énergétique permet d'évaluer les caractéristiques énergétiques de l'entreprise et d'identifier des actions pouvant améliorer le bilan énergétique et réduire la part du coût consacrée à l'énergie. La quantité d'énergie annuelle consommée est élevée, il est donc recommandé d'optimiser l'utilisation rationnelle de l'énergie pour réduire la consommation. Les opérateurs doivent exploiter au mieux la consommation énergétique en ayant recours à une instrumentation de mesure et de comptage et en installant des instruments pour identifier les gros consommateurs d'énergie. Tout cela contribuera à une meilleure maîtrise de l'énergie et à une réduction significative de la consommation spécifique. (4)

III.3.1 Bilan de production et de consommation

Le principale source d'énergie thermique consommée est :

le gaz naturel, suivi de loin par le gasoil nécessaire uniquement pour les secours de certains installations.

Fuel gaz :

Le système fuel gaz est alimenté par les têtes des colonnes de stabilisation, la ligne d'export de gaz et la ligne d'aspiration des compresseurs de gaz résiduel.

Fuel HP :

Le fuel gaz HP (pression entre 16 et 17.5 bar-g) est utilisé comme carburant des turbines et des compresseurs de gaz résiduel C2 4001A/B.

Le système fuel gaz HP comprend les Equipment suivants :

Le scrubber V1 5003

L'échangeur E6 5001.

Nb :Train 2 était en marche

Fuel gaz BP

Le fuel gaz BP (pression de 7 barg) est utilisé :

- Comme carburant du four d'huile chaude H2 5202,
- Pour les pilotes et l'alimentation en continu des torches,
- Comme gaz tampon pour le bac de stockage des condensats off-spec S2 4302.

Le système fuel gaz BP comprend les équipements suivants :

- scrubber V1 5004,

- un réseau de distribution.

Le fuel gaz sert aussi comme gaz tampon des sphères de stockage de GPL on-spec V6 4101 et off-spec V6 4102A/B mais n'est associé ni au fuel gas HP ni au fuel gas BP. [3]

La signification de l'analyse de la production et de la consommation est essentielle, car elle permet d'évaluer les fluctuations de la consommation par rapport à la production au fil du temps. Cette évaluation permet d'identifier les disparités et les variations entre les périodes, ce qui permet de détecter les excès de consommation, d'évaluer les pertes et de se concentrer sur les opportunités d'économies d'énergie.

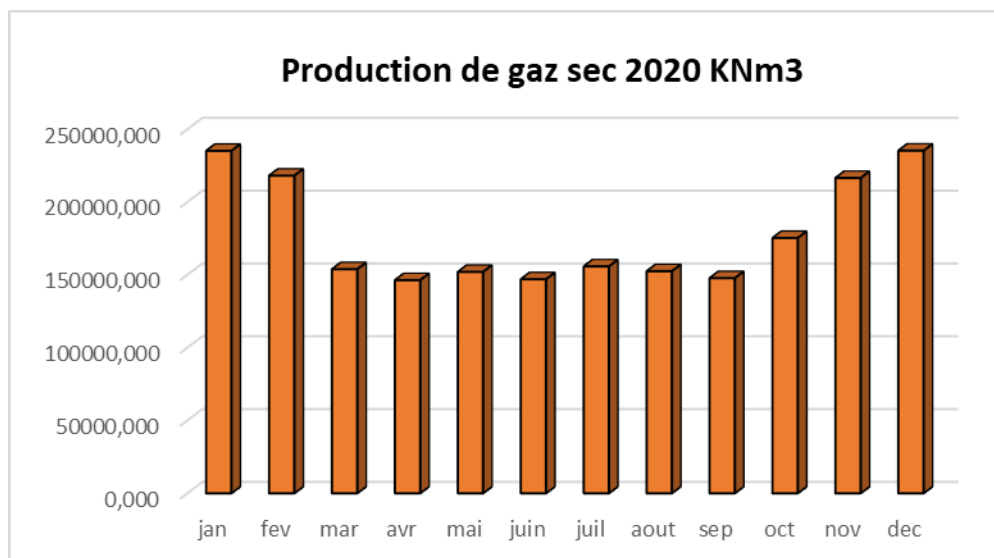


Figure III.1: Production Gaz sec 2020 KNm3.

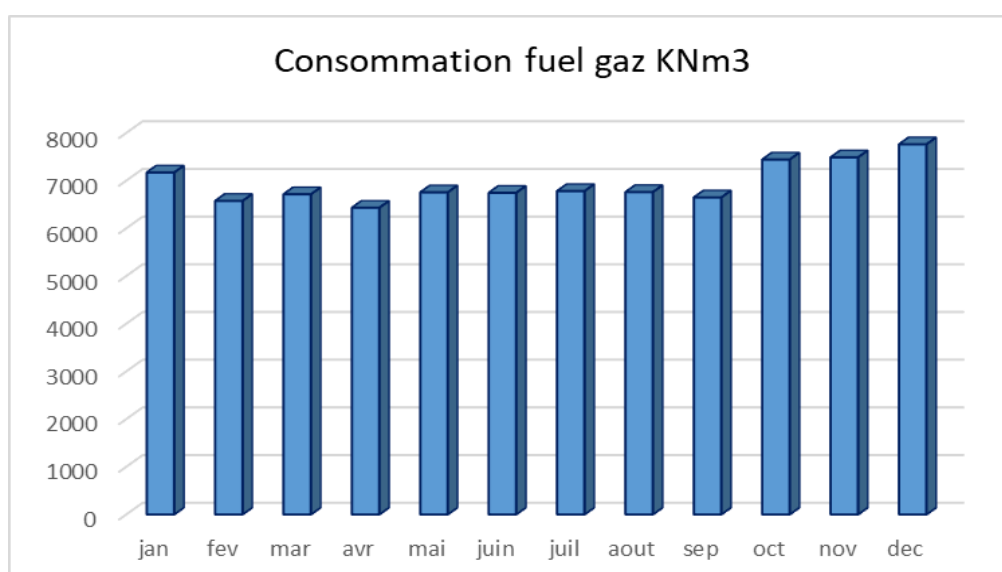


Figure III.2 : Consommation fuel gaz 2020.

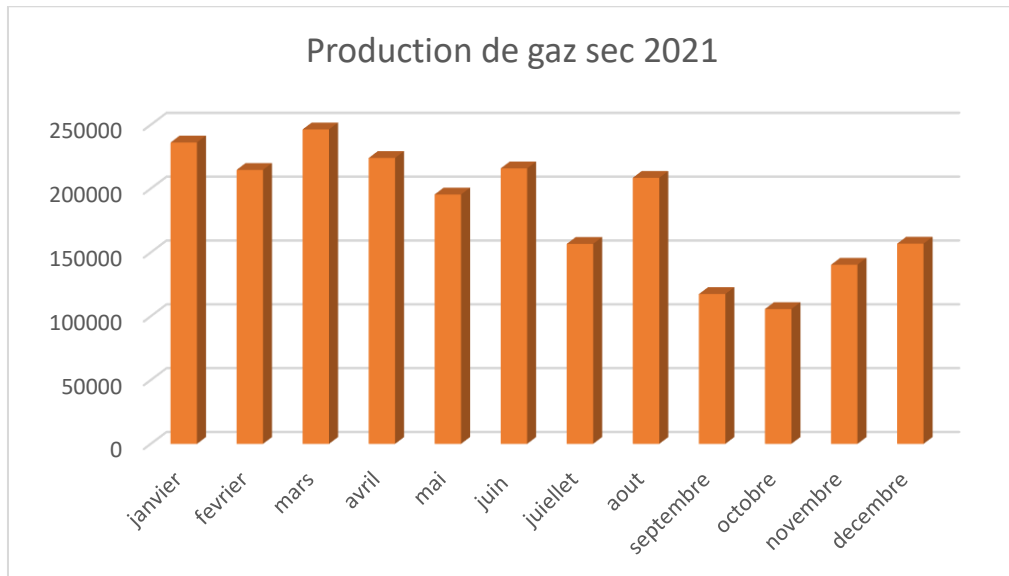


Figure III.3 :Production De Gaz Sec 2021.

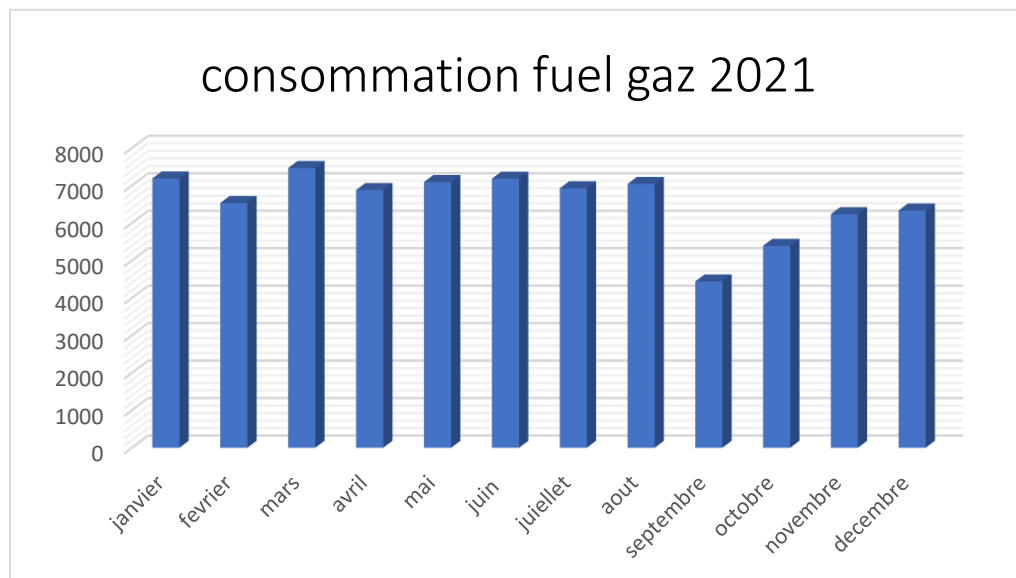


Figure III.4:Consommation fuel gaz 2021.

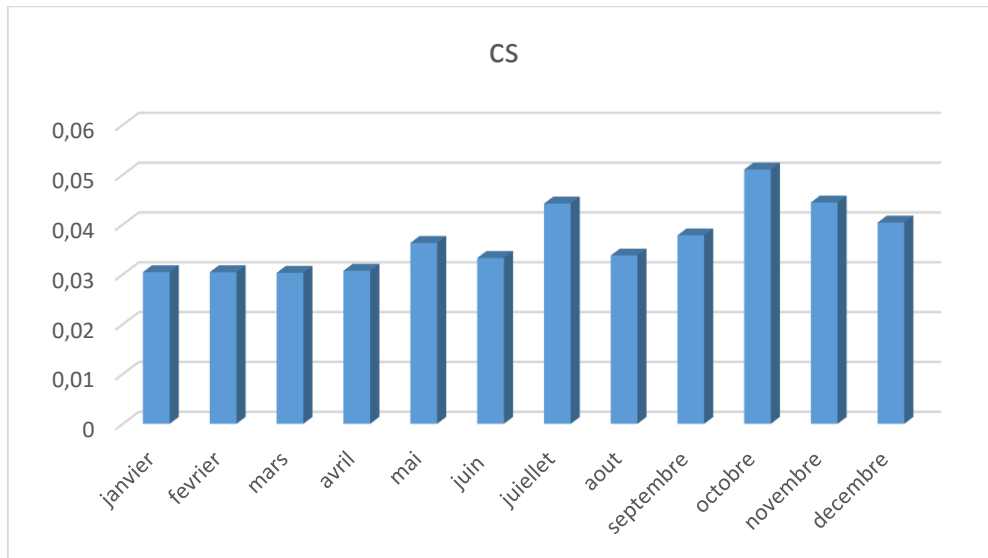


Figure III.5 Consommation spécifique 2021.

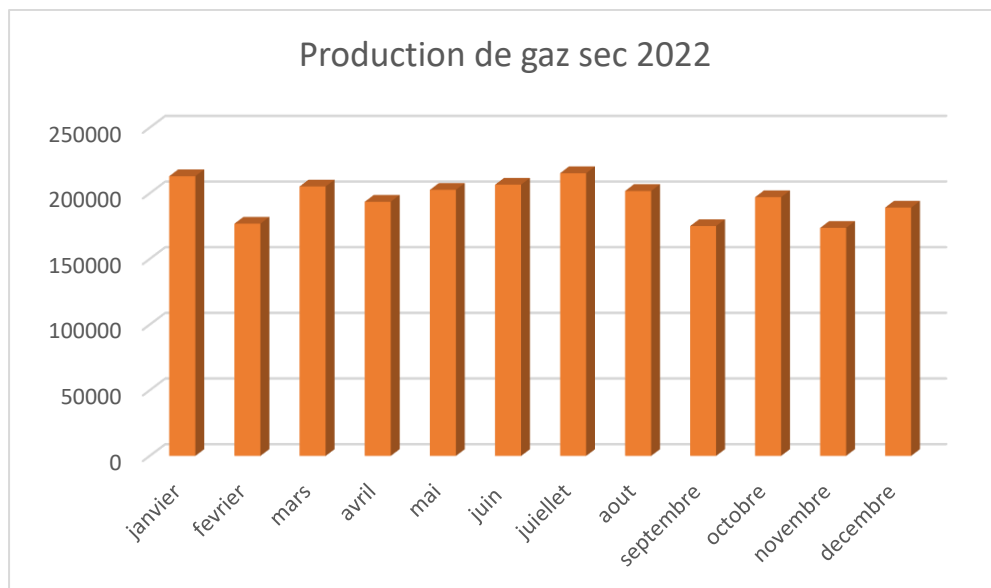


Figure III.6 : Production de gaz sec 2022.

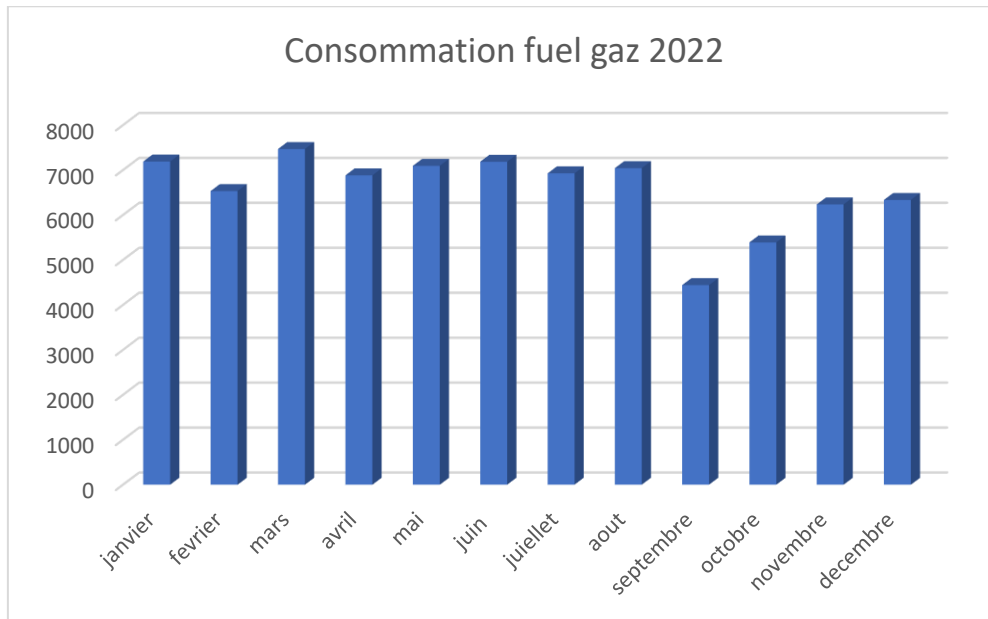


Figure III.7: Consommation fuel gaz 2022.

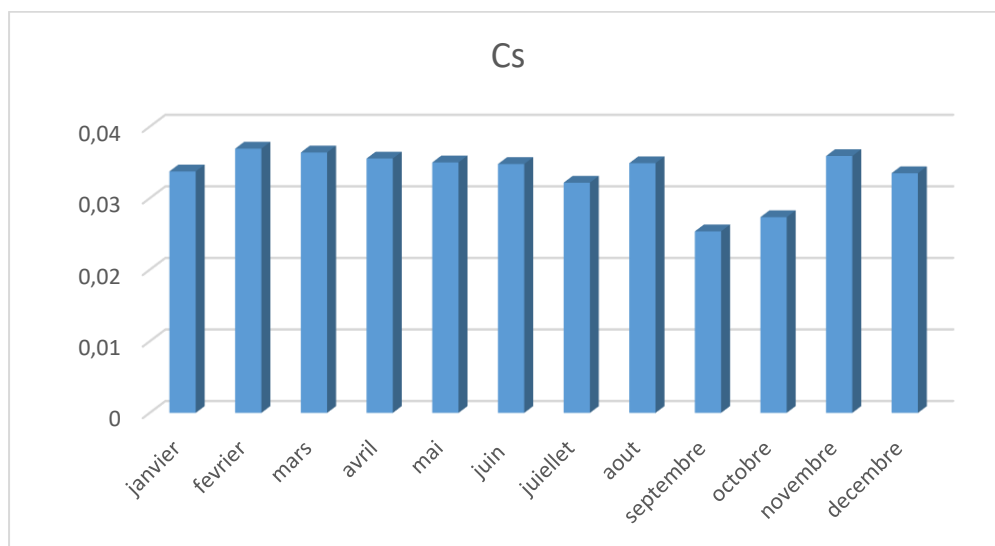


Figure III.8 : Consommation spécifique 2022.

Tableau III-1: EXEPIDITION en 2020

TEP Expédie				
	Gaz	Condensat	LPG	Total
JANVIER	234 584	32 300	35 321	302 205
FEVRIER	217 673	29 693	34 908	282 274
MARS	151 070	21 061	26 522	198 652
AVRIL	143 689	20 043	25 898	189 630
MAI	149 221	20 614	26 780	196 614
JUIN	144 254	20 319	25 719	190 291
JUILLET	153 033	20 995	27 330	201 358
AOUT	150 065	21 374	26 238	197 677
SEPTEMBRE	144 941	19 679	25 820	190 440
OCTOBRE	172 349	23 796	31 013	227 158
NOVEMBRE	215 242	29 042	36 764	281 048
DECEMBRE	234 730	31 738	39 888	306 357
ANNEE2020	2 110 852	290 654	362 199	2 763 705

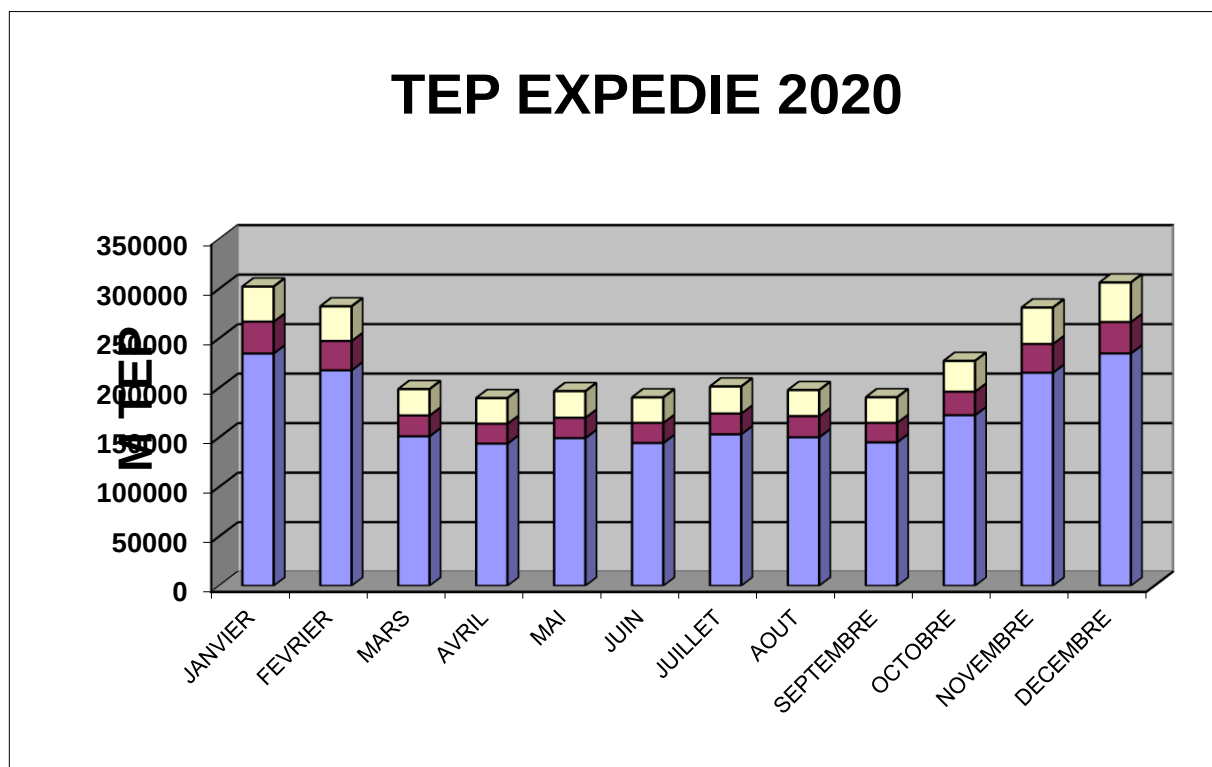


Figure III.9 :Expédition En MTEP 2020.

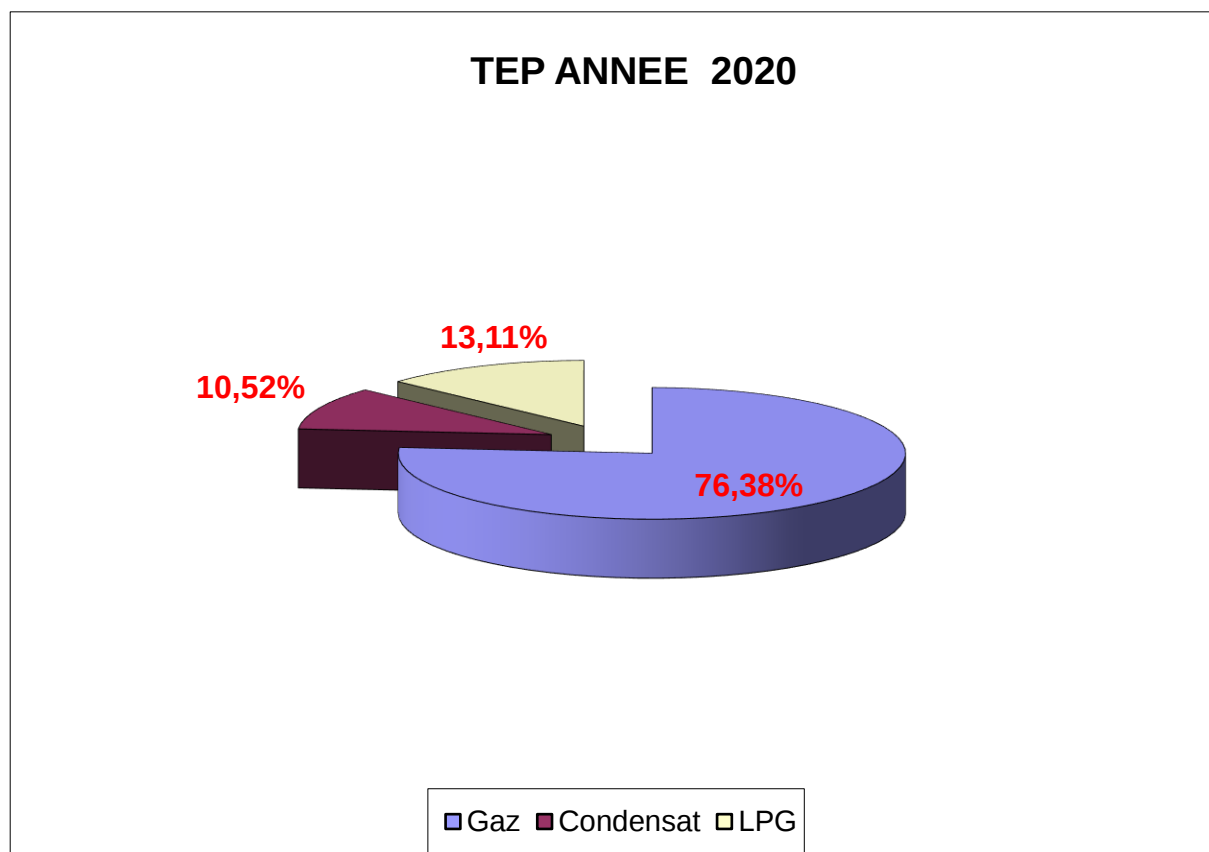


Figure III.10 :Expédition de condensat GPL gaz sec 2020.

Tableau III-2 :TEP Expédie2021

TEP Expédie				
Mois	Gaz	Condensat	LPG	Total
JANVIER	234 452	32 156	38 123	304 731
FEVRIER	215 296	28 582	32 098	275 975
MARS	246 514	33 456	40 568	320 537
AVRIL	224 384	29 269	35 649	289 302
MAI	193 481	27 544	32 556	253 581
JUIN	214 913	28 121	35 551	278 584
JUILLET	154 316	21 046	26 301	201 663
AOUT	208 575	27 617	33 027	269 219
SEPTEMBRE	116 453	17 571	19 601	153 624
OCTOBRE	103 487	12 790	19 131	135 408
NOVEMBRE	137 781	20 021	24 002	181 805
DECEMBRE	154 940	20 719	25 396	201 055
ANNEE2021	2 204 592	298 891	362 002	2 865 484

TEP EXPEDIE 2021

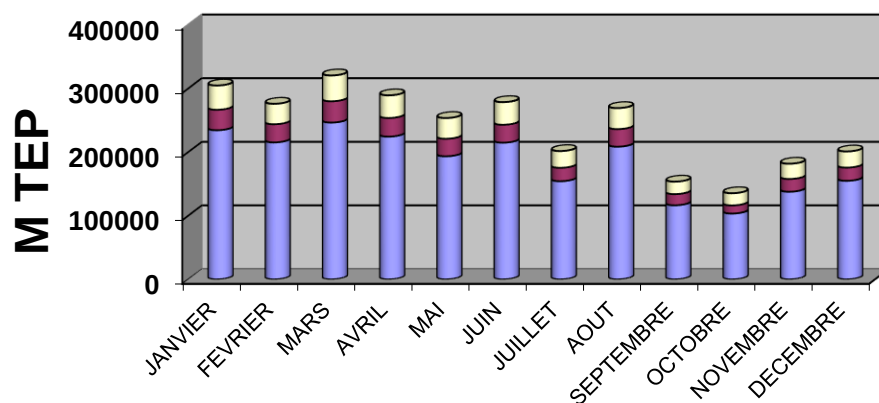


Figure III.11: MTEP Expédie en 2021.

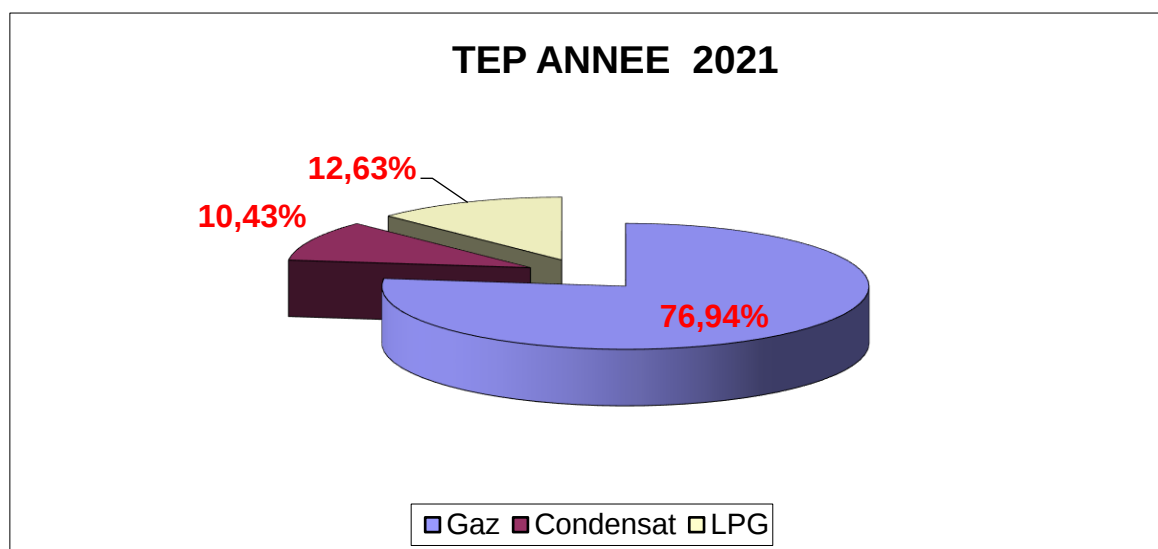


Tableau III-3 : Expédie en 2022

Figure III.12 : Expédition Gaz, GPL et condensat.

TEP Expédie				
	Gaz	Condensat	LPG	Total
JANVIER	211 643	29 260	36 404	277 307
FEVRIER	174 331	23 846	29 838	228 015
MARS	202 715	27 237	34 899	264 850
AVRIL	191 499	26 997	33 643	252 139
MAI	200 297	27 171	35 725	263 193
JUIN	205 057	25 518	34 903	265 478
JUILLET	214 026	30 991	37 528	282 545
AOUT	199 782	27 816	35 243	262 842
SEPTEMBRE	174 451	23 778	29 798	228 028
OCTOBRE	197 463	27 784	31 646	256 893
NOVEMBRE	171 201	22 838	29 292	223 330
DECEMBRE	187 988	26 139	32 238	246 365

ANNEE 2022	2 330 453	319 375	401 157	3 050 985
------------	-----------	---------	---------	-----------

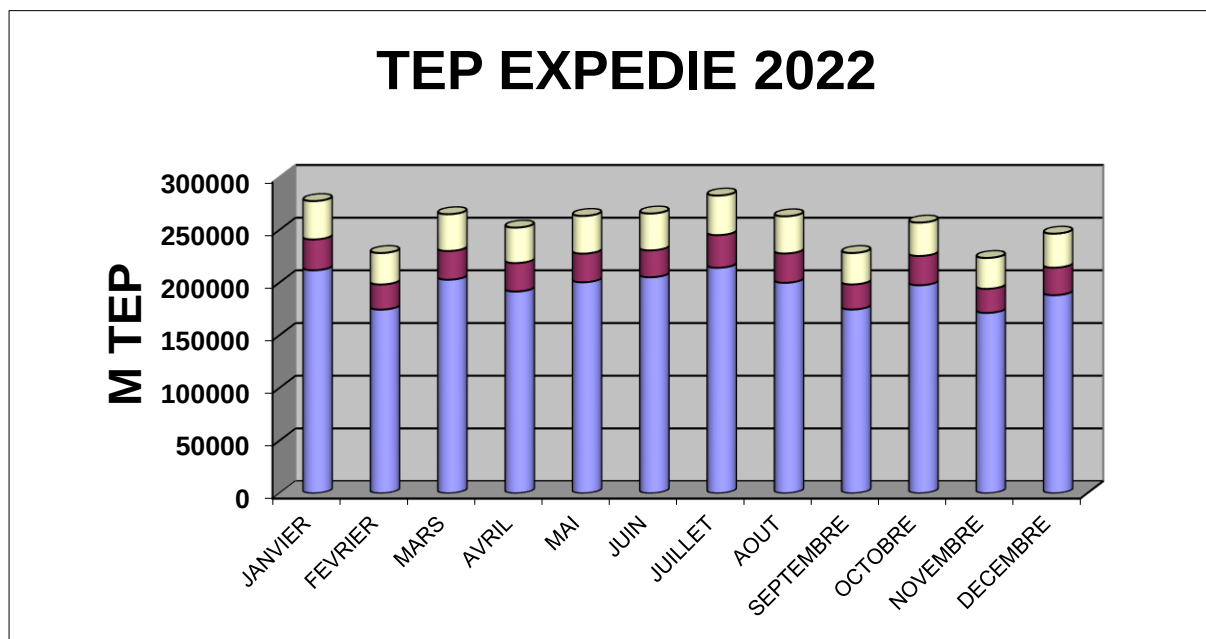


Figure III.13 : Expédie en MTEP2022.

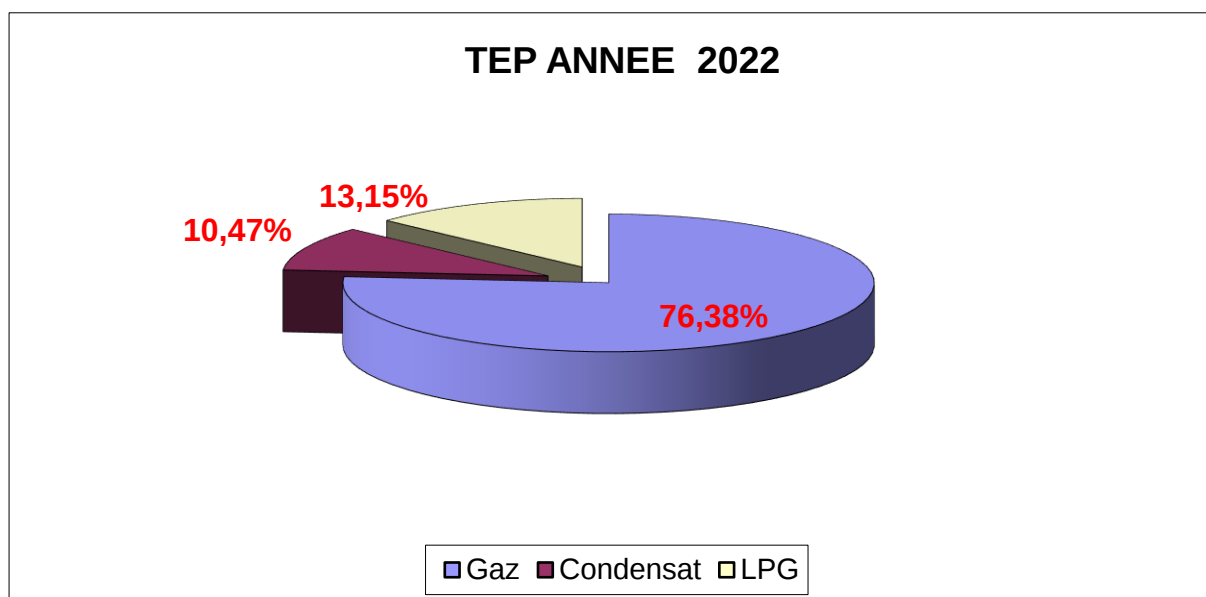


Figure III.14 :Expédition de condensat GPL gaz sec 2022.

On remarque, sur les figures ci-dessus que l'expédition de gaz sec ; occupe la première place avec 76% suivi par le GPL 13% et le condensat 11%.

(*) :tonne équivalent pétrole (1Tep=11628kWh)

L'analyse du bilan énergétique de l'usine pour les années 2020, 2021 et 2022 met en évidence certaines tendances significatives. Au cours de cette période, la consommation énergétique de l'usine a montré une certaine variation, avec des niveaux fluctuant entre 140

000 et 230 000 unités (unité non spécifiée). Cependant, la consommation spécifique a globalement suivi une tendance à la baisse, indiquant une amélioration de l'efficacité énergétique de l'usine.

En 2020, malgré une consommation énergétique relativement élevée, l'usine a réussi à maintenir une production stable autour de 700 tonnes par mois. Cependant, la consommation spécifique a été relativement élevée, atteignant en moyenne 0,04, ce qui suggère un potentiel d'amélioration de l'efficacité énergétique.

En 2021, la consommation énergétique a connu une légère baisse, tout en observant une augmentation de la production mensuelle moyenne, qui est passée à environ 1 700 tonnes. La consommation spécifique a également montré une légère amélioration par rapport à l'année précédente, avec une moyenne de 0,03, indiquant une meilleure utilisation de l'énergie pour la production.

En 2022, la consommation énergétique a légèrement augmenté, mais la production a également connu une augmentation significative, atteignant une moyenne mensuelle de 6 000 tonnes. La consommation spécifique est restée relativement stable par rapport à l'année précédente, indiquant une utilisation efficace de l'énergie malgré la hausse de la production.

Dans l'ensemble, ces résultats mettent en évidence les efforts de l'usine pour améliorer son efficacité énergétique au fil du temps. Cependant, il est essentiel de continuer à surveiller et à évaluer régulièrement les performances énergétiques de l'usine afin d'identifier de nouvelles opportunités d'optimisation. Des mesures telles que l'adoption de technologies écoénergétiques, l'optimisation des processus de production et la sensibilisation des employés à l'importance de l'efficacité énergétique peuvent contribuer à maintenir cette tendance positive et à réduire davantage la consommation spécifique de l'usine.

III.4 Analyse exergétique :

Le bilan exergétique permet d'évaluer l'efficacité d'un processus en tenant compte de la qualité de l'énergie. Il utilise des fonctions et des équations spécifiques pour quantifier l'exergie, qui représente la partie de l'énergie disponible pour effectuer un travail utile. (4)

Dans le cadre de l'analyse exergétique d'une usine de traitement de gaz naturel, l'exergie peut être calculée en utilisant des équations telles que:

$$Ex = (h - h_0) - T_0 * (s - s_0)$$

Où Ex représente l'exergie, h est l'enthalpie spécifique, h_0 est l'enthalpie de référence, T_0 est la température de référence, s est l'entropie spécifique et s_0 est l'entropie de référence.

L'analyse du bilan exergétique permet d'identifier les sources de pertes d'exergie et les inefficiences du système. Les équations spécifiques permettent de quantifier ces pertes et d'évaluer l'efficacité exergétique du processus. (5)

III.4.1 Rendement exergétique

De nombreuses définitions du rendement exergétique sont disponibles dans la littérature [Kotas, 1980 ; Tsatsaronis, 1993 ; Brodyansky, 1994]. La définition la plus générale du rendement exergétique qui sera considérée est la suivante : (5)

$$\eta_{ex} = \frac{\sum Ex_{out}}{\sum Ex_{in}}$$

➤ Ballon d'aspiration

Tableau III-4 Les paramètres de ballon d'aspiration.

Paramètres	Entrée ballon d'aspiration	Sortie ballon d'aspiration
Température [K]	317,090	317,090
Pression [bar-g]	34,8815352	34,881
Débit massique [kg/h]	236134,596	236132,235
Enthalpie molaire [J/kg mole]	-83721730,3	-83721462,15
Entropie molaire [J/kg mole-K]	159922,156	159922,240
Exergie massique [J/kg]	400240,509	400243,757

➤ Compresseur

Tableau III-5 : les paramètres de compresseur

Paramètres	Entrée compresseur	Sortie compresseur
Température [K]	316,822	371,726
Pression [bar-g]	34,413	66.00
Débit massique [kg/h]	236132,235	236132,235
Enthalpie molaire [J/kg mole]	-83722925,200	-81588216,280
Entropie molaire [J/kg mole-K]	160015,731	161470,747
Exergie massique [J/kg]	398871,260	478450,331

➤ Aéroréfrigérant

Tableau III-6 : Les paramètres d'Aéroréfrigérant

Paramètres	Entrée Aéro	Sortie Aéro
------------	-------------	-------------

Température [K]	371,726	316,650
Pression [bar_g]	66.000	65,900
Débit massique [kg/h]	236132,235	236132,235
Enthalpie molaire [J/kgmole]	-81588216,280	-84647395,1
Entropie molaire [J/kgmole-K]	161470,747	152561,422
Exergie massique [J/kg]	478450,331	459601,727

➤ **Ballon de refoulement**

Tableau III-7 Les paramètres de Ballon de refoulement

Paramètres	Entrée ballon de refoulement	Sortie ballon de refoulement
Température [K]	316,650	316,65
Pressure [bar_g]	65,900	65,900
Débit massique [kg/h]	236132,235	235899,654
Enthalpie molaire [J/kg mole]	-84647395,100	-84413428,390
Entropie molaire [J/kgmole-K]	152561,422	152671,651
Exergie massique [J/kg]	459601,727	459691,325

III.4.2 Destruction d'exergie :

Les valeurs de ΔEx (variation d'exergie) pour chaque composant de l'unité de boosting sont les suivantes :

- ✓ ΔEx du ballon d'aspiration : 3,248418129 J/kg
- ✓ ΔEx du compresseur : 79579,070 J/kg
- ✓ ΔEx de l'aéroréfrigérant : -18848,603 J/kg
- ✓ ΔEx du ballon de refoulement : 89,597 J/kg

Ces valeurs représentent les variations d'exergie entre deux points spécifiques dans chaque équipement .

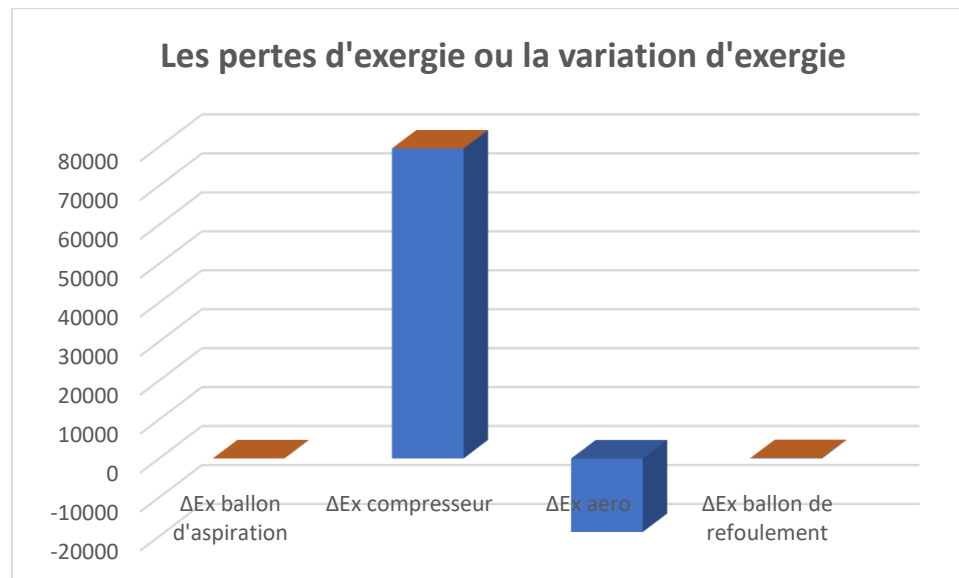


Figure III.15 : La variation d'exergie de l'unité de BOOSTING.

Interprétation des résultats :

1. ΔEx du ballon d'aspiration : 3,248 J/kg Cette valeur positive indique une augmentation de l'exergie dans le ballon d'aspiration. Cela peut être dû à des processus qui ajoutent de l'énergie ou réduisent les pertes d'énergie.
2. ΔEx du compresseur : 79,579,070 J/kg Cette valeur élevée et positive suggère une augmentation significative de l'exergie dans le compresseur. Cela peut être attribué à l'apport d'énergie supplémentaire pour comprimer l'air ou à une réduction des pertes d'énergie dans le processus de compression.
3. ΔEx de l'aéroréfrigérant : -18,848,603 J/kg Cette valeur négative indique une diminution de l'exergie dans l'aéroréfrigérant. Une valeur négative peut être le résultat de pertes d'énergie sous forme de chaleur rejetée ou d'autres inefficacités dans le processus de refroidissement.
4. ΔEx du ballon de refoulement : 89,597 J/kg Cette valeur positive suggère une légère augmentation de l'exergie dans le ballon de refoulement. Cela peut être dû à des processus qui ajoutent de l'énergie ou réduisent les pertes d'énergie à la sortie du système.

Identification des pertes d'exergie :

Les pertes d'exergie se produisent lorsque l'énergie disponible pour effectuer un travail utile est dissipée sous une forme qui ne peut pas être utilisée. Dans les valeurs fournies, les pertes d'exergie peuvent être identifiées comme suit :

1. Pertes d'exergie dans le compresseur : La valeur élevée de ΔEx du compresseur indique une perte significative d'exergie dans ce composant. Cela dû à des frottements, des inefficacités de compression ou des pertes de chaleur non désirées.
2. Pertes d'exergie dans l'aéroréfrigérant : La valeur négative de ΔEx de l'aéroréfrigérant indique également une perte d'exergie. Cela dû à des pertes de chaleur importantes lors du processus de refroidissement.

III.4.3 Les facteurs qui influencent la chute de production de gaz :

Épuisement des réserves : La production de gaz naturel peut diminuer lorsque les réserves exploitables diminuent. Si les gisements de gaz sont épuisés ou s'épuisent progressivement, la quantité de gaz disponible pour la production diminuera au fil du temps.

Déclin naturel des puits : Au fil du temps, les puits de gaz naturel peuvent connaître un déclin naturel de leur production. Cela peut être dû à une diminution de la pression du réservoir ou à une diminution de la quantité de gaz récupérable. Ce déclin peut nécessiter des mesures de récupération assistée, telles que la stimulation des puits ou l'injection de fluides pour maintenir la production.

Contraintes techniques : Des facteurs techniques tels que des problèmes de forage, des puits obstrués, des pannes d'équipement (des arrêts programmer ou bien les événements imprévus) ou des problèmes de production peuvent entraîner une baisse de la production de gaz. Des opérations de maintenance et de réparation régulières sont nécessaires pour minimiser ces contraintes techniques et maintenir une production optimale.

Évolution des politiques et des réglementations : Les changements dans les politiques gouvernementales et les réglementations relatives à l'industrie du gaz naturel peuvent avoir un impact sur la production. Des restrictions supplémentaires ou de nouvelles exigences réglementaires peuvent entraîner des coûts plus élevés, des contraintes opérationnelles ou des retards dans les projets de production, ce qui peut réduire la production de gaz.

Facteurs économiques : Les conditions économiques, telles que les fluctuations des prix du gaz, peuvent également influencer la production. Des prix bas du gaz peuvent rendre certains projets de production moins rentables, ce qui peut entraîner une réduction de la production et le nomination de production par TRC

il est important de prendre en compte ces facteurs et de les analyser pour comprendre les raisons spécifiques de la chute de production de gaz dans un contexte donné. Une évaluation approfondie des facteurs techniques, environnementaux, économiques et réglementaires peut aider à élaborer des stratégies de gestion et de planification appropriées pour maintenir ou augmenter la production de gaz naturel.

III.4.4 Identification des pertes d'énergies :

Les pertes d'énergie dans une usine de traitement de gaz naturel peuvent être définies comme la quantité d'énergie qui est perdue ou dissipée pendant le processus de production, plutôt que d'être utilisée de manière productive. Ces pertes d'énergie peuvent se produire à différents niveaux et dans différents équipements de l'usine. Voici quelques exemples de pertes d'énergie courantes dans ce contexte :

Pertes thermiques : Les pertes thermiques se produisent lorsque de la chaleur est dissipée ou rejetée dans l'environnement. Cela peut se produire à travers les parois des tuyaux, les échangeurs de chaleur, les réservoirs de stockage ou les cheminées. Les pertes thermiques réduisent l'efficacité énergétique de l'usine et peuvent entraîner une consommation d'énergie supplémentaire pour maintenir les conditions de fonctionnement nécessaires.

Pertes de pression : Les pertes de pression se produisent lorsque la pression du gaz est réduite de manière non souhaitée en raison de fuites, de restrictions dans les conduites ou de problèmes dans les équipements de l'usine. Ces pertes de pression peuvent entraîner une diminution de la production de gaz et nécessiter des efforts supplémentaires pour maintenir le débit et la pression souhaités (récemment un arrêt de 30 jr) .

Pertes mécaniques : Les pertes mécaniques se réfèrent aux pertes d'énergie associées aux frottements, aux fuites et aux inefficiences des équipements mécaniques tels que les compresseurs, les pompes et les turbines. Ces pertes peuvent être causées par des roulements usés, des joints défectueux, des pièces mal alignées ou des conceptions inefficaces. Les pertes mécaniques réduisent l'efficacité globale de l'usine et peuvent entraîner une surconsommation d'énergie.

Pertes d'exergie : Les pertes d'exergie se réfèrent à la quantité d'énergie qui est perdue en raison des irréversibilités et des inefficiences du processus. L'exergie représente la partie de l'énergie qui est réellement disponible pour effectuer un travail utile. Les pertes d'exergie peuvent être causées par des transferts de chaleur non réversibles, des gradients de pression inappropriés, des processus irréversibles ou des inefficiences dans les transformations énergétiques.

L'identification et la quantification des pertes d'énergie dans une usine de traitement de gaz naturel sont essentielles pour évaluer l'efficacité énergétique du processus et identifier les domaines d'amélioration potentiels. Des mesures de réduction des pertes d'énergie, telles que l'isolation thermique, l'optimisation des équipements, les réparations des fuites et l'amélioration de la maintenance, peuvent contribuer à améliorer l'efficacité énergétique de l'usine et à réduire les coûts opérationnels. (6)

III.5 Etude des équipements

III.5.1 Paramètres de fonctionnement de la turbine (Boosting)

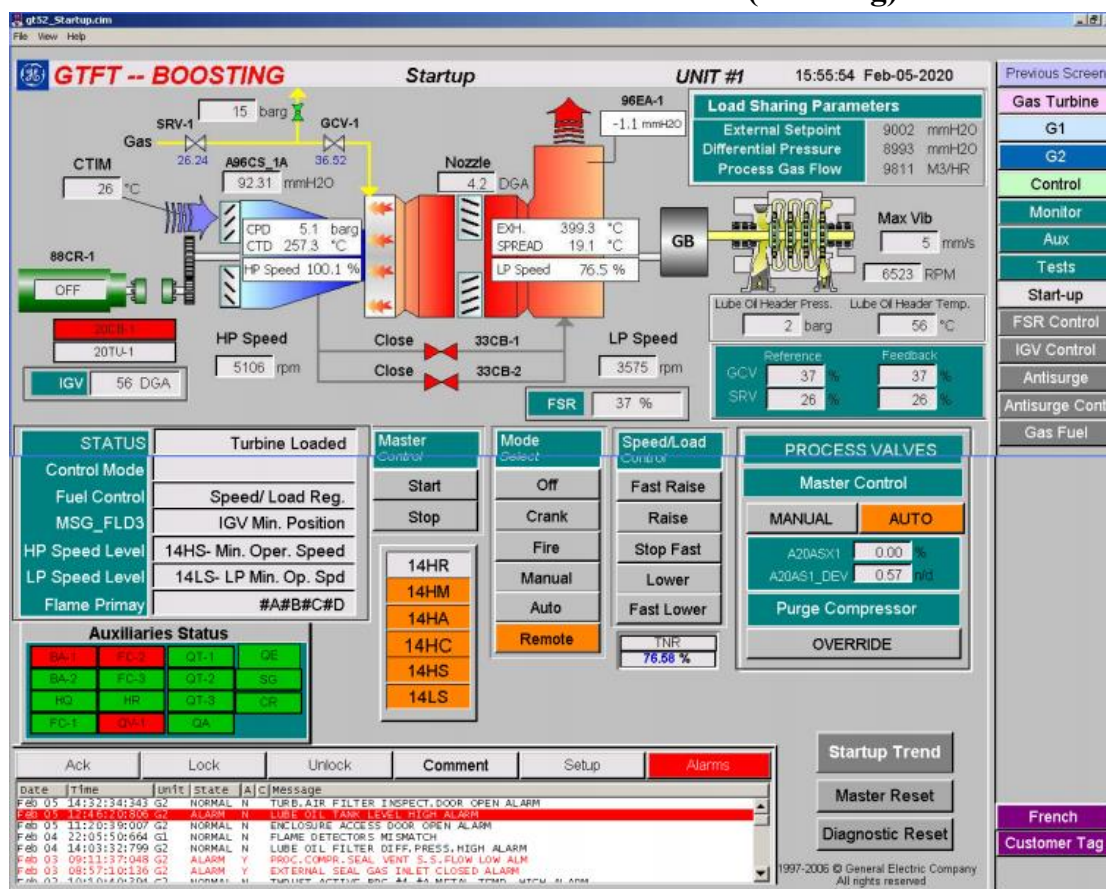


Figure III.16: TURBINE BOOSTING

Tableau III-8 : Paramètres de fonctionnement réels de la turbine 5002C (GTFT)

Paramètres	Valeurs
Température maximale du cycle (C)	960
Température des gaz d'échappement©	405
Puissance utile (kW)	20000
Débit de combustible (Nm3)	3700
PCS (Kcal/Nm3)	10240

Rendement isentropique du compresseur axial	0.88
Rendement isentropique de la turbine BP	0.87
Rendement de la chambre de combustion	0.98
Rendement thermique (%)	27

III.5.2 Admission de l'air dans le compresseur axial

Au cours des dernières années, le développement des turbines à gaz a connu une croissance rapide, en particulier dans l'industrie des hydrocarbures. (7) Les turbines utilisées comme groupes de puissance sont confrontées à des conditions climatiques variables en Algérie, où la température ambiante peut atteindre jusqu'à 45°C en été. Cette chaleur excessive entraîne une diminution de plus de 15 % de la puissance utile, ce qui est considérable. Par conséquent, il devient urgent de rendre les turbines utilisées en Algérie résistantes aux variations de température de l'air ambiant.

Pour remédier à cela, l'installation de dispositifs de refroidissement de l'air de combustion à l'aide de chillers est recommandée. Dans le cas des turbines à gaz, il est possible d'installer ces refroidisseurs. L'eau est utilisée comme fluide de refroidissement.

Cette approche permet de maintenir les performances des turbines à gaz dans des conditions climatiques difficiles en Algérie, en minimisant l'impact des températures élevées de l'air ambiant sur la puissance utile des turbines. (8)

III.5.3 Échappement des gaz de combustion

Chaque fois que l'on souhaite bénéficier des avantages liés à la récupération de la chaleur contenue dans les gaz d'échappement, la turbine à gaz se trouve associée à une installation thermique qui, elle-même, soumise à ses propres contraintes d'installation.

Les gaz d'échappement présentent les particularités suivantes : — les pertes, à la turbine, par rayonnement et convection de son corps, et par refroidissement de l'huile de graissage, étant faibles, les gaz d'échappement transportent la quasi-totalité de la chaleur rejetée par le groupe ; — la température des gaz est de l'ordre de 398°C (Boosting : GTFT) ; on peut donc récupérer leur chaleur sensible. Il faut rappeler que la température des gaz d'échappement de la turbine est de 398°C. La température de référence est de 120°C (en dessous de cette température ; il y'aura la condensation de l'eau contenue dans les fumées et causerait la corrosion des équipements) Avec un grand débit des fumées, on a une grande quantité de chaleur qui est perdue. (9)

III.5.4 Amélioration de l'installation de la turbine MS 5002C

Dans les centrales thermiques à gaz, le gaz brûlé avec de l'air comprimé dans le compresseur est utilisé comme fluide pour entraîner la turbine. À ce jour, la turbine à gaz la plus performante atteint un rendement de 40%.

Lorsque les gaz de combustion s'échappent de la turbine à gaz, leur température dépasse les 398 °C, ce qui entraîne une importante perte de chaleur dans l'atmosphère. Cependant, cette chaleur résiduelle peut être récupérée dans une centrale en cycle combiné pour produire de la vapeur, alimentant ainsi un cycle à vapeur. Cette récupération de chaleur s'effectue dans une chaudière de récupération qui permet de connecter les deux installations motrices.

Dans une centrale en cycle combiné, les rendements des turbines à gaz et des turbines à vapeur ne sont pas aussi élevés que dans les cycles simples, mais leur combinaison permet tout de même d'atteindre un rendement global d'environ 55%. Les préoccupations des producteurs d'électricité en termes de performances et de flexibilité d'exploitation ont favorisé le développement des technologies des cycles combinés. Depuis les premières centrales en cycle combiné mises en service dans les années 70, cette technologie a connu des évolutions majeures, notamment grâce à l'amélioration des performances des turbines à gaz, tant en termes de taille que de rendement.

Pour les cycles combinés, dont les rendements varient de 55% à 60%, chaque amélioration d'un point de rendement correspond à une économie d'environ 3 Nm³ de gaz naturel par MWh électrique produit.

Il est donc important de faire des choix judicieux parmi les différentes options qui permettent de faire varier le rendement de manière significative. Parmi les équipements composant le cycle combiné, les turbines, les chaudières de récupération et les systèmes de condensation sont ceux qui ont le plus d'influence sur les performances globales de la centrale.

Lors de la conception d'un cycle combiné, une attention particulière est accordée à la conception des chaudières de récupération et des systèmes de condensation de la vapeur. L'objectif est d'améliorer l'efficacité de la chaudière en minimisant les pertes de chaleur. Pour atteindre cet objectif, il est possible de mettre en œuvre un cycle combiné avec plusieurs niveaux de pression et d'incorporer une resurchauffe dans la chaudière, ce qui permet une meilleure récupération de la chaleur contenue dans les fumées. Cependant, ces améliorations entraînent une complexité accrue de l'installation et des coûts supplémentaires non négligeables.

Dans certains cas, lorsque l'augmentation de la puissance est souhaitée, le cycle combiné peut être équipé d'une postcombustion, qui vise à augmenter la quantité et la qualité de la vapeur produite dans la chaudière. Cependant, cela nécessite des modifications de la conception de la chaudière, qui perd alors son caractère de simple échangeur de chaleur pour se rapprocher d'une chaudière classique à foyer. Il est important de noter que dans ces cycles, la puissance de la turbine à vapeur peut être considérablement supérieure à celle de la turbine à gaz, et le rendement du cycle tend à se rapprocher de celui d'une centrale à vapeur classique.

Par ailleurs, le choix du système de condensation de la vapeur, souvent dicté par les contraintes du site d'implantation de la centrale, a un impact significatif sur le rendement du cycle. L'abondance d'eau favoriserait ainsi le choix des condenseurs à eau en circuit ouvert, qui se caractérisent par de bons rendements. Bien que l'utilisation de condenseurs à air ou de tours humides entraîne une dégradation des performances du cycle, ces solutions sont les plus adaptées dans les régions arides ou disposant de peu d'eau.

Outre le rendement d'un cycle combiné et les contraintes du site, le choix de la configuration la plus appropriée pour l'utilisation prévue de la centrale revêt une grande importance.

Lors de la conception d'un cycle combiné, une attention particulière est accordée à la conception des chaudières de récupération et des systèmes de condensation de la vapeur. L'objectif est d'améliorer l'efficacité de la chaudière en minimisant les pertes de chaleur. Pour atteindre cet objectif, il est possible de mettre en œuvre un cycle combiné avec plusieurs niveaux de pression et d'incorporer une resurchauffe dans la chaudière, ce qui permet une meilleure récupération de la chaleur contenue dans les fumées. Cependant, ces améliorations entraînent une complexité accrue de l'installation et des coûts supplémentaires non négligeables. (9)

Dans certains cas, lorsque l'augmentation de la puissance est souhaitée, le cycle combiné peut être équipé d'une postcombustion, qui vise à augmenter la quantité et la qualité de la vapeur produite dans la chaudière. Cependant, cela nécessite des modifications de la conception de la chaudière, qui perd alors son caractère de simple échangeur de chaleur pour se rapprocher d'une chaudière classique à foyer. Il est important de noter que dans ces cycles, la puissance de la turbine à vapeur peut être considérablement supérieure à celle de la turbine à gaz, et le rendement du cycle tend à se rapprocher de celui d'une centrale à vapeur classique.

Par ailleurs, le choix du système de condensation de la vapeur, souvent dicté par les contraintes du site d'implantation de la centrale, a un impact significatif sur le rendement du cycle. L'abondance d'eau favoriserait ainsi le choix des condenseurs à eau en circuit ouvert,

qui se caractérisent par de bons rendements. Bien que l'utilisation de condenseurs à air ou de tours humides entraîne une dégradation des performances du cycle, ces solutions sont les plus adaptées dans les régions arides ou disposant de peu d'eau.

Outre le rendement d'un cycle combiné et les contraintes du site, le choix de la configuration la plus appropriée pour l'utilisation prévue de la centrale revêt une grande importance.

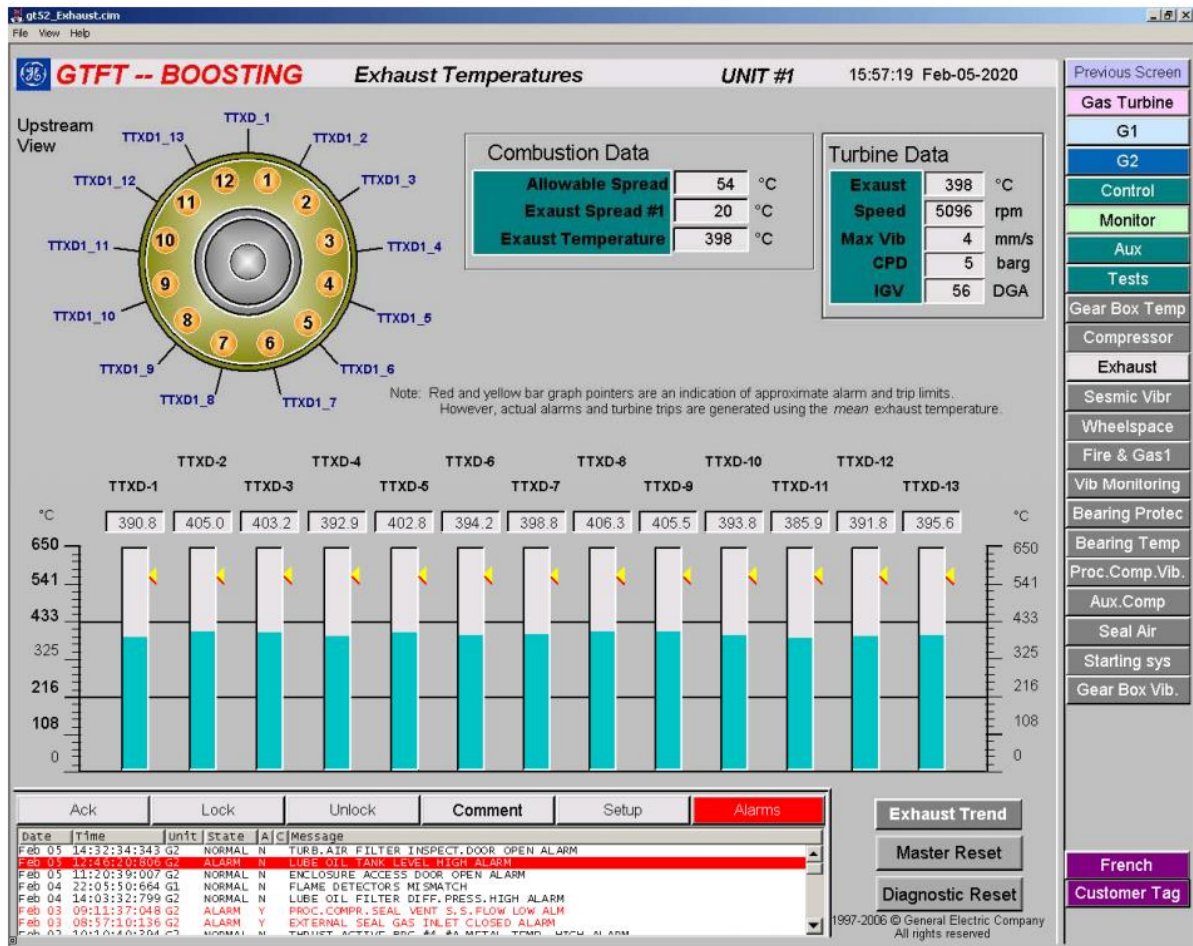


Figure III.17 : Température d'échappement de la turbine

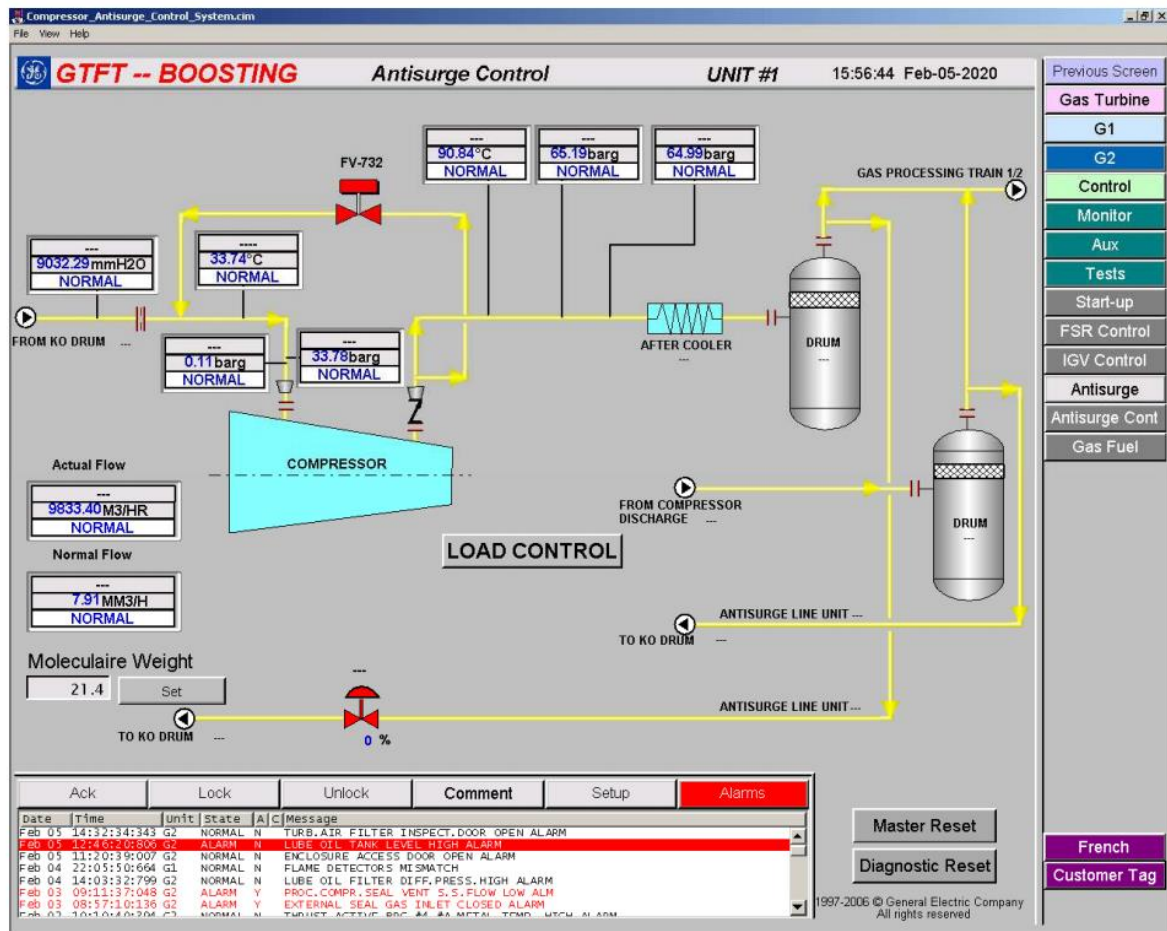


Figure III.18: Compresseur de Boosting

Le compresseur fonctionne à un point qui correspond à l'intersection de sa caractéristique de compression spécifique et celle du réseau, comme illustré dans le schéma ci-dessus. Les pressions dans les réseaux d'aspiration (Pa) et de refoulement (PR) dépendent de plusieurs facteurs : le volume du réseau, la masse de gaz contenue dans ce volume et les conditions thermodynamiques du gaz. Ces pressions sont obtenues en intégrant dans le temps les bilans massiques et énergétiques liés au fonctionnement du compresseur, en prenant en compte les entrées et sorties de masse et d'enthalpie.

Pour augmenter le rapport de pression de la machine, il est nécessaire de modifier son débit en ajustant une variable de fonctionnement. Ensuite, les niveaux de pression dans les réseaux varieront en intégrant la quantité de gaz transférée. (8)

Dans l'industrie du gaz naturel, on recherche une large plage de fonctionnement, également appelée plage de stabilité, pour les compresseurs centrifuges. Cela permet à la machine de s'adapter facilement à la demande de production, qui n'est pas toujours égale à 100 % du débit nominal. Cependant, cette plage est limitée dans les cas suivants :

Pour les grands débits, les pertes par frottement deviennent prohibitives en raison des grandes vitesses d'écoulement. Dans certains cas, cela peut même entraîner un blocage sonique au col d'entrée de la roue, où la vitesse relative atteint la vitesse du son du gaz. Cela se produit notamment avec des gaz de masses molaires élevées utilisés dans le raffinage ou la réfrigération.

Pour les petits débits, les pertes par incidence et les instabilités aérodynamiques, y compris le phénomène de pompage, limitent la plage de fonctionnement du compresseur.

Le compresseur centrifuge (boosting GTFT) refoule le gaz à une pression de 65 bars avec un débit de 9833 NM³/h, tandis qu'il aspire le gaz à 35 bars. Le point de fonctionnement de la machine, tel qu'indiqué dans la Figure III.15, est situé à l'intérieur de la plage de sécurité.

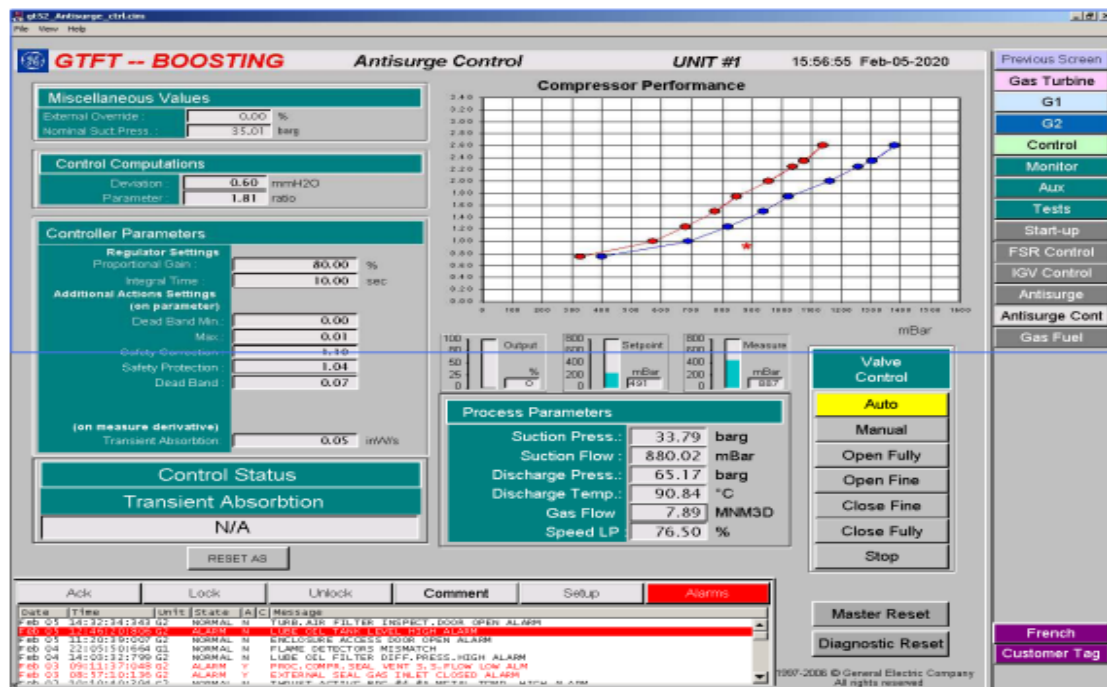


Figure III.19 : Le point de fonctionnement du compresseur.

III.5.5 Turbo-expandre

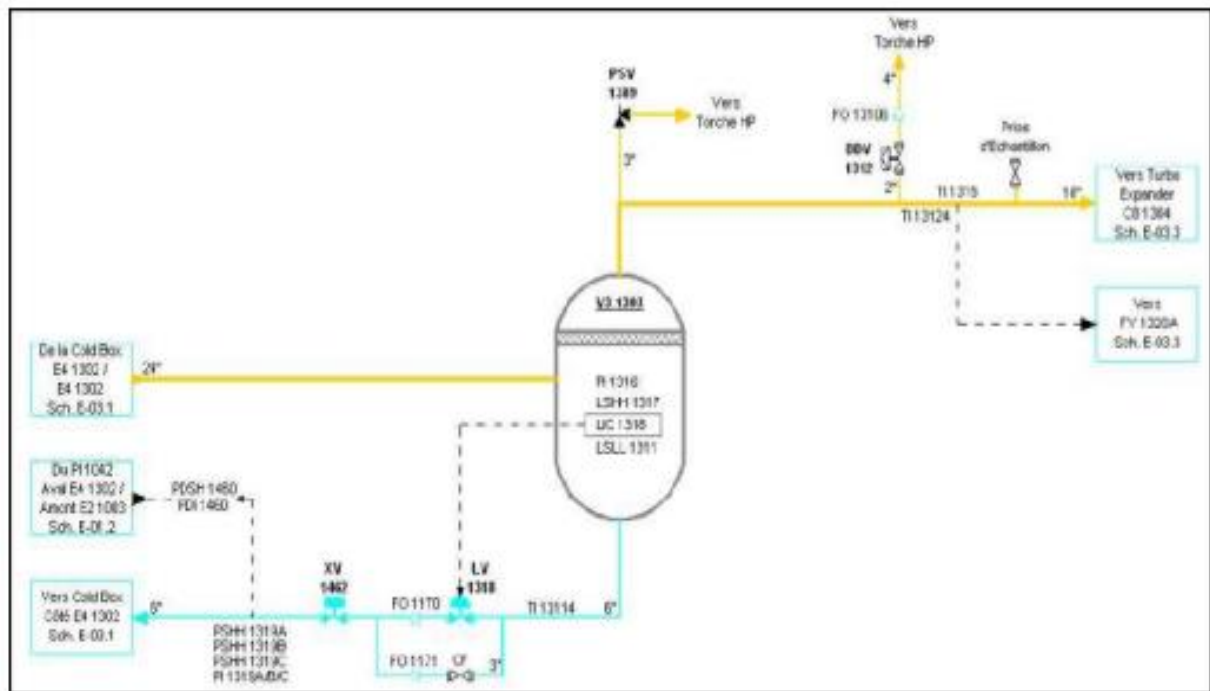


Figure III.20 :Schéma de séparateur V3-I303 d'entrée de turbo EXPANDER C8-I304

L'utilisation d'un Turbo-Expander présente de nombreux avantages pour la récupération des hydrocarbures liquides, en particulier les condensats et surtout le GPL. Pour assurer un bon fonctionnement de cette machine, il est essentiel de maintenir une bonne maintenance afin d'éviter de longs arrêts.

Les paramètres de fonctionnement qui jouent un rôle crucial dans le bon fonctionnement du Turbo-Expander sont la pression d'entrée et la température d'entrée du dispositif. Il est donc nécessaire de rechercher les meilleurs paramètres de fonctionnement du Turbo-Expander afin de maximiser la récupération des hydrocarbures liquides.

La pression et la température d'entrée du Turbo-Expander sont des paramètres qui influencent directement la récupération du GPL et des condensats. Il est important de noter que la température du gaz à la sortie du Turbo-Expander ne devrait pas diminuer considérablement. En effet, une baisse importante de température pourrait créer un cycle fermé entre l'absorbeur et le dééthaniseur, entraînant une augmentation du niveau de liquide dans l'absorbeur. Cette augmentation du niveau de liquide dans le dééthaniseur pourrait ensuite se traduire par un niveau élevé de liquide dans l'absorbeur, créant ainsi une boucle de circulation indésirable.

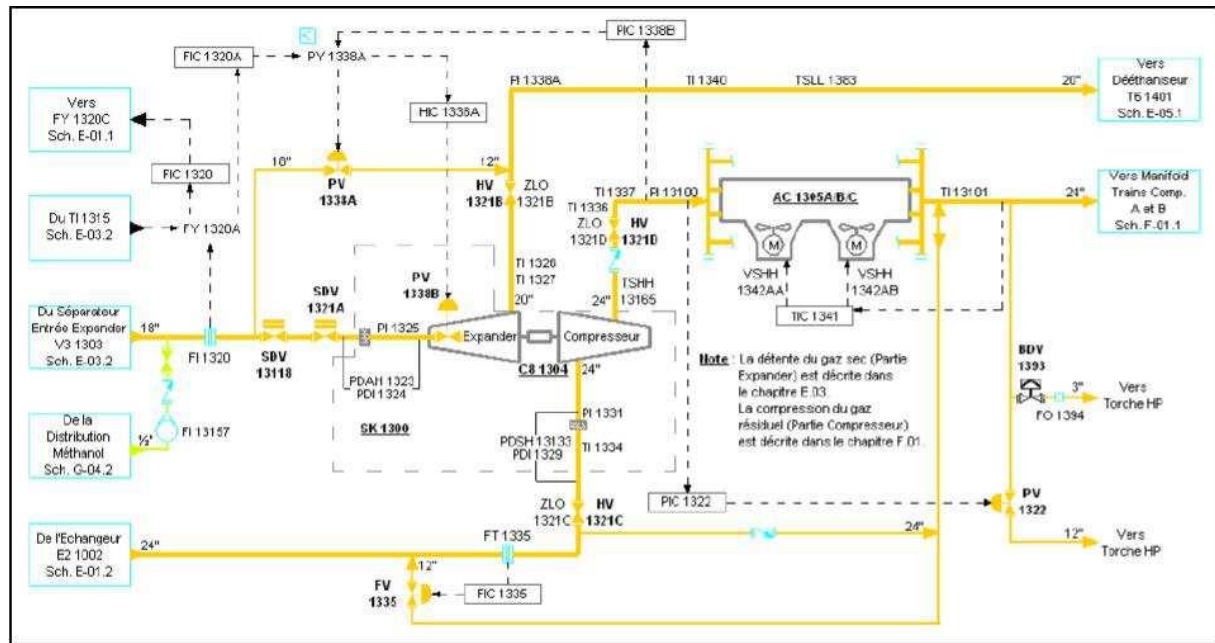


Figure III.21 Schéma de la détente du gaz

Le système de détente est équipé d'une vanne Joule-Thomson pour permettre la détente du gaz dans le cas d'un régime chaud, passant de 64 bar-g à 27 bar-g. Pendant cette phase, les paramètres de température et de pression des différents équipements diffèrent par rapport au régime froid lorsque le turbo-expander est en fonctionnement. (1)

La turbine reçoit le gaz à une pression d'entrée de 62 bars et une température de -19°C . À la sortie de la turbine, la pression est de 19 bars et la température est de -62°C . Le débit du gaz est de 315 000 Nm³/h. Ainsi, les mesures suivantes doivent être prises :

- Minimiser les arrêts du turbo-expander, sauf pour des raisons de maintenance nécessaires.
- Effectuer un suivi rigoureux des paramètres de fonctionnement.
- Établir un programme de maintenance préventive pour les équipements et les instruments.
- Planifier une inspection générale régulière.
- Assurer que les ailettes de la turbine centrifuge soient propres afin d'obtenir un rendement optimal de celle-ci.

III.5.6 Les échangeurs de chaleur

III.5.6.1 Introduction

L'échangeur de chaleur joue un rôle essentiel dans le transfert de chaleur d'un premier corps, généralement un fluide, vers un second corps, sans qu'ils entrent en contact direct. Le

coefficient d'échange de chaleur est exprimé en $\text{Kj/m}^2.\text{h}$ et représente la capacité d'un échangeur de chaleur à transférer de la chaleur par unité de surface et par heure.

La quantité de chaleur qu'il est possible de transférer dans un système donné par mètre carré et par heure dépend principalement des facteurs suivants :

La nature du fluide, incluant sa viscosité, sa conductibilité thermique, sa masse spécifique et sa chaleur spécifique.

La vitesse de circulation du fluide par rapport à la paroi de l'échangeur de chaleur.

La différence de température moyenne entre les deux fluides impliqués dans l'échange thermique.

La nature de l'épaisseur et l'état de surface de la paroi de l'échangeur de chaleur.

La surface d'échange disponible entre les deux fluides.

Ces facteurs influencent directement la capacité de l'échangeur de chaleur à transférer efficacement la chaleur d'un fluide à un autre. (1)

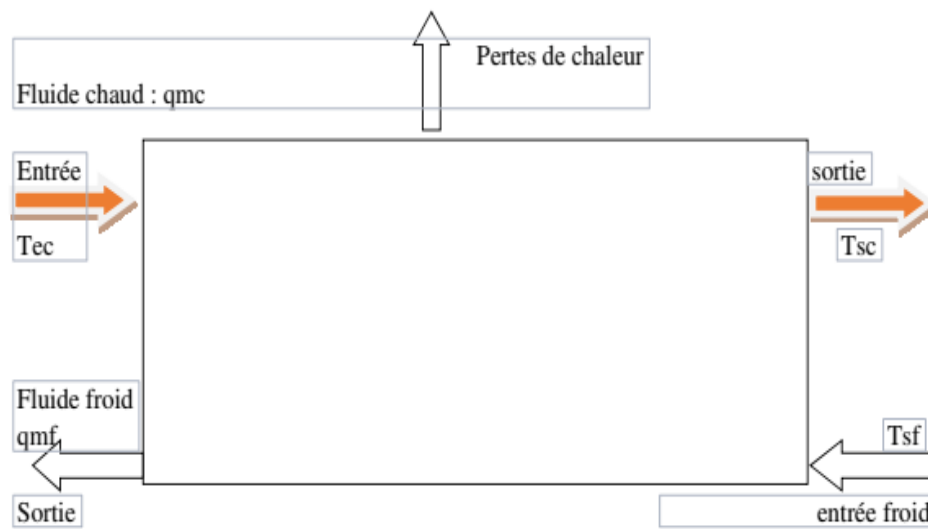


Figure III.22 principe d'échangeur de chaleur.

Bilan thermique

L'équation $Q_{mc} (H_{sc} - H_{ec}) = Q_{mf} (H_{ef} - H_{sf})$ est utilisée pour estimer les paramètres et représente une expression dans un cas idéal.

Dans ce contexte, les seules interactions avec l'extérieur sont dues au contact avec l'air ambiant et la surface extérieure de l'échangeur. Il n'y a pas d'échange autre que le transfert de chaleur.

Les pertes thermiques directes sont estimées. On peut évaluer la température des parois extérieures de l'échangeur, car le fluide froid est en contact avec ces parois.

En effet, la température de l'échangeur est supérieure à la température ambiante et le flux de chaleur est négatif. Une quantité de chaleur est rejetée à l'extérieur (perdue).

Il est nécessaire de calculer la surface extérieure de l'échangeur de chaleur, puis d'appliquer la formule de Newton :

$$\Phi = H_S(T_P - T_R)$$

$T_R = 20^\circ\text{C}$ est la température de référence.

h est le coefficient de transfert de chaleur estimé à $15 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$, pour une température ambiante de 24°C et une vitesse de l'air de 1 m/s .

III.5.6.2 Échangeur de chaleur à plaques (Cold box e4 1301/1302) V-4-1 :

III.5.6.2.1 Refroidissement et détente du gaz sec

Les étapes précédentes ont permis d'éliminer l'eau et les condensats présents dans le gaz brut. Les étapes de refroidissement et de détente du gaz sont nécessaires pour séparer les composés C_3+ d'une part, et les composés C_2 avec les gaz les plus légers d'autre part. Le refroidissement du gaz sec chaud, provenant des adsorbeurs T2-1101 A/B/C, est réalisé dans la cold box constituée de deux échangeurs thermiques E4-1301 (gaz chaud/gaz froid) et E4-1302 (gaz chaud/liquide froid) réunis dans le même équipement. Les échangeurs sont constitués de plaques à ailettes en aluminium conçues pour assurer un échange thermique optimal. Trois courants sont mis en jeu (température à l'entrée/température à la sortie) : - Le gaz chaud provenant des adsorbeurs T2-1101 A/B/C ($23^\circ\text{C}/-18^\circ\text{C}$). - Le gaz froid provenant de la tête du déethaniseur T6-1401 ($-52^\circ\text{C}/9^\circ\text{C}$). - Le liquide froid récupéré en pied du séparateur V3 1303 après passage par la vanne LV 1318 ($-39^\circ\text{C}/14^\circ\text{C}$).

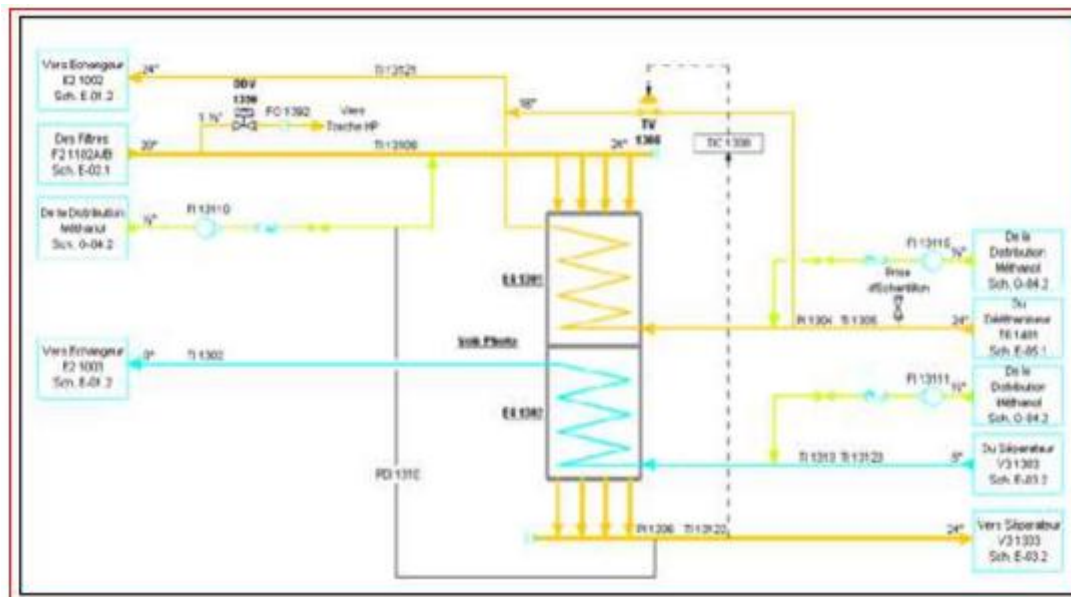


Figure III.23 Schéma de section de refroidissement du gaz

Le système de séparation et détente du gaz refroidi dans la cold box est constitué : Du séparateur V3-1303 à l'entrée de la partie turbo expander C8-1304. Il permet la Séparation le gaz envoyé en tête du séparateur muni d'un tamis anti-entraînement et les liquides formés lors du refroidissement dans la cold box qui sont dirigés vers l'échangeur E4-1302.

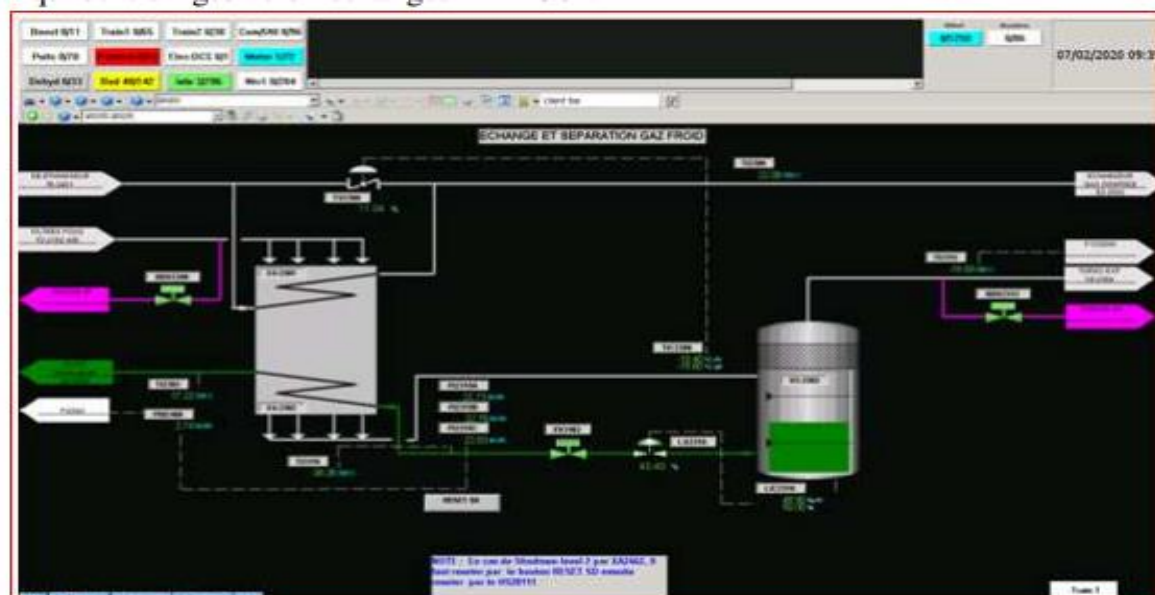


Figure III.24 Schéma du cold box (E4-1302)

Tableau III-9 Paramètres de fonctionnement du cold

	Coté chaud		Coté froid	
	Gaz		Gaz froid	
Débit (kg/h)	369		309	
Vapeur (E/S)	368	306	309	306
Liquide (E/S)	134	62		
Flux de chaleur (kcal/h)	15820		12515	
Température (E/S) °C	29	-16	-53	15
Pression (bars)	62		21	
DTLM(°C)	20.4		20.4	
Surface d'échange (m ²)	2282		2075	
Coefficient de transfert de chaleur globale (Kcal/h.m ² . °C)	340		295	

Paramètres de fonctionnement du cold box :

	Coté froid	
	liquide	
Débit (kg/h)	62	
Vapeur(E/S)	11	27
Liquide (E/S)	50	34
Flux de chaleur (kcal/h)	3315.18	
Température (E/S) °C	-35	15
Pression (bars)	23	
DTLM(°C)	20.4	
Surface d'échange (m²)	692	
Coefficient de transfert de chaleur globale(Kcal/h.m². °C)	207	

La compacité de l'échangeur à plaques (cold box : E4 1301/1302) est d'environ 800m⁻¹ Il est très performant et en plus, il est bien entretenu par le personnel de maintenance de GTFT. Son efficacité est de 65 %. Il y'a trois fluides qui traversent l'échangeur de chaleur en même temps. Il est très bien calorifugé et la température de sa paroi extérieure tend vers la température ambiante.

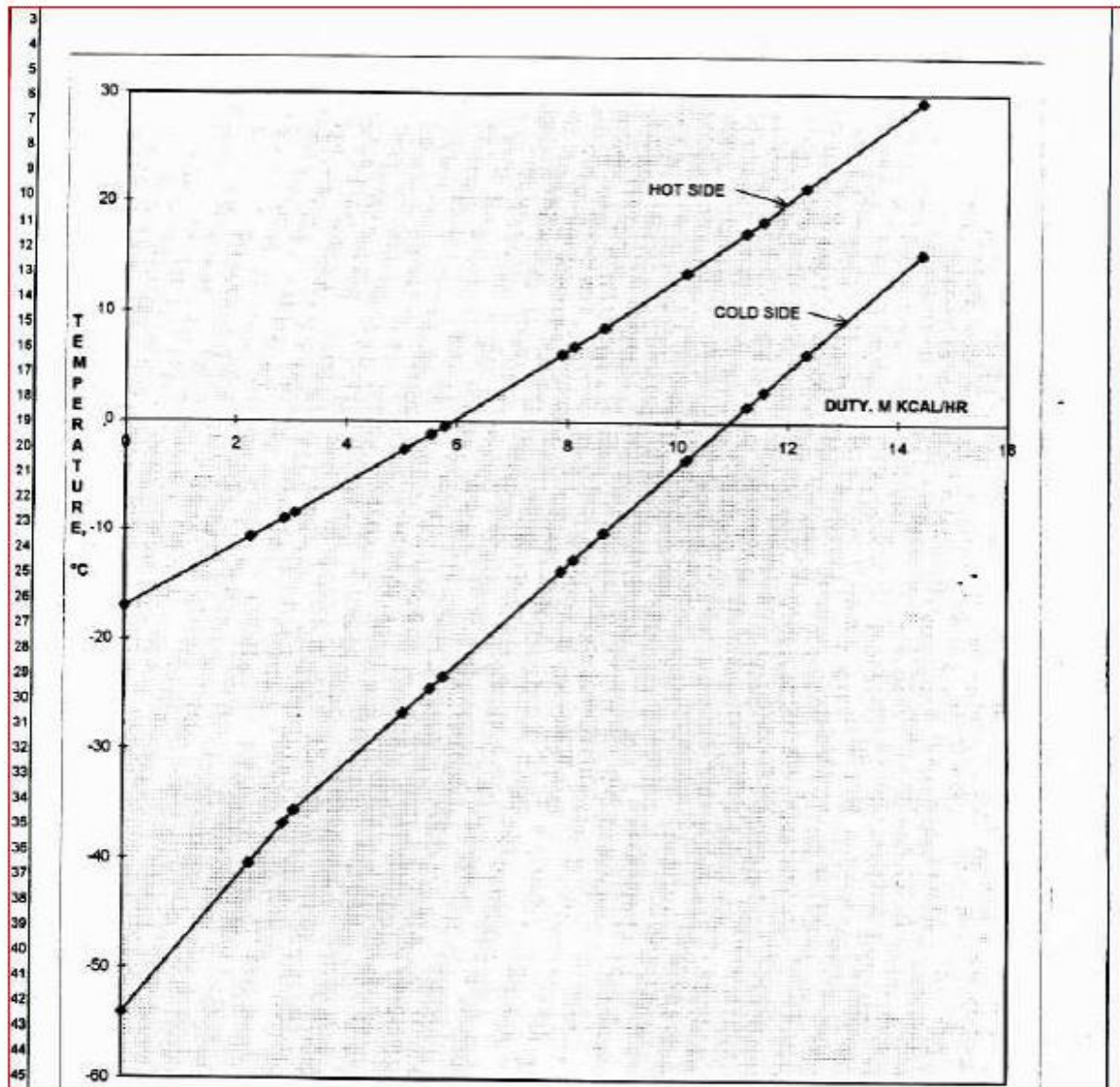


Figure III.25 Courbe de puissance du cold box

Il y'a un point de pincement entre les deux fluides de l'échangeur de chaleur (PINCH) à la sortie de l'échangeur qui est de 13°C (entre les températures 29 °C et 16 °C) entre le fluide chaud et le fluide froid. L'analyse PINCH est un outil précieux de l'intégration énergétique des procédés. Elle permet d'optimiser la conversion et l'utilisation des énergies et d'améliorer la rentabilité.

III.5.6.2.2 Réseau d'huile chaude et récupération de chaleur:

Au niveau du champ GTFT, il y'a la récupération d'une partie de la chaleur des gaz d'échappement des turbine (export). Il y'a un récupérateur de la chaleur qui est installé au niveau de l'échappement des turbines export, pour chauffer l'huile TC32. L'huile de chauffe de GTFT (TC32) est un fluide caloporteur à haute performance et de grande stabilité. Il est

conçu pour offrir une longue durée d'utilisation à des appoints de fluide réduits au minimum, et ce, à des températures de fonctionnement pouvant dépasser 345°C°. A l'usine GTFT, le TC32 (huile de chauffe) sort à une température de 292 C° et 8 bars, après chauffage au niveau du récupérateur de chaleur H4-5201A/B placé sur le conduit d'échappement des turbines export. A l'usine GTFT, les réchauffeurs H4-5201A/B équipés de 09 passes permettent de réchauffer l'huile provenant des pompes de circulation P1-5204A/B/C de 220°C à 300°C. Ils récupèrent la chaleur du gaz d'échappement des turbines des compresseurs de gaz résiduel C2-4001A/B (turbines d'export), déjà brûlé, qui est lui refroidi de 537C° à 287 C° puis évacué à l'atmosphère. L'huile réchauffée par les gaz d'échappement est ensuite dirigée vers le réseau de distribution. La régulation de la température de sortie d'huile chaude, fixée à 292°C, est assuré par le débit des gaz brûlés en agissant sur le degré d'ouverture du conduit d'échappement dirigé vers le réchauffeur. Le surplus des gaz brûlé est évacué vers l'extérieur. Il faut noter que ce n'est pas la totalité des gaz d'échappement qui passe par l'échangeur de chaleur récupérateur. La température d'entrée de l'huile est de 265°C. Avec ces températures et les paramètres de l'huile pris à ces températures on a une puissance de chauffe de 7889 Kw (flux de chaleur reçu par l'huile). L'efficacité du récupérateur est de 64 %. A noter qu'au démarrage du procédé, le four à gaz H2-5202, équipé de deux serpentins, permet de réchauffer l'huile provenant des pompes de circulation P1-5204A/B/C de la température ambiante à 300°C. Lors de notre visite, le four était en fonctionnement. Les pompes de circulation d'huile chaude aspirent depuis le ballon d'expansion V4-5203. Le circuit d'huile est doté également d'un ballon de drains afin d'évacuer l'huile chaude en cas d'arrêt d'usine. Le collecteur de distribution principal comprend de sous collecteurs 12" relatifs aux trains 1 et 2. Chaque sous collecteur distribue l'huile :

- Aux rebouilleurs E2-1203/E2-2203 des colonnes de stabilisation des condensats T4-1202/T4-2202, via des lignes 6",
- Aux rebouilleurs E2-1402/E2-2402 des dééthaniseurs T6-1401/T6-2401 via des lignes 6",
- Aux rebouilleurs E2-1502/E2-2502 des débutaniseurs T6-1501/T6-2501 via des lignes 12".

III.5.6.3 Fours :

Tableau III-10 : Paramètres du four

(Voir l'annexe3)

N° IDENTIFICATION	N°1
Description	Econ-therm
Type de four	Vertical, cylindrique à gaz
Année d'installation	1999
Capacité [Tonnes / heure]	220.416
Combustible utilisé	Fuel gaz
Fonctionnement Heures /An	Suivant besoin
Récupérateur	
Efficacité approximative (%)	60%
Remarques	Démarrage sauf en cas de besoin de chauffe, ou après d'un arrêt total

III.5.6.4 Air Comprimé :

03 compresseur d'air comprimé

Tableau III-11 : Paramètres du compresseur

N° IDENTIFICATION	N°1
Type de compresseur	Rotatif a bain d'huile
Année d'installation	1999
Débit [Nm ³ / heure]	723Nm ³ /H
Pression [bars]	10.5
Température d'admission [°C]	T ⁰ ambiante
Température de refoulement [°C]	48.9
Puissance du moteur [kW]	/
Fonctionnement Heures /An	4156 h/An estimation
Remarques	03 compresseurs séquences ABC/CAB/BCA

III.5.6.4.1 Efficacité énergétique de l'air comprimé :

Pour le réseau :

la plupart des équipements ne nécessitent pas plus de 10,5 bars de pression. Il est conseillé d'abaisser (par pallier) le niveau de la pression du réseau pour arriver à une pression avoisinant les 10 bars qui soit compatible avec le bon fonctionnement des équipements, ce qui engendre un gain énergétique. Rapport Final d'Audit Énergétique de GTFT Page 102 Les tubes : le dimensionnement du réseau doit être adapté au débit d'air nécessaire et doit être aussi rectiligne que possible. Les tubes doivent être entretenus afin d'éviter les rugosités notamment. La détection des fuites d'air (très coûteuses) doit être effectuée au minimum tous les 6 mois. Les fuites sont souvent situées au niveau des tubes et raccords, des régulateurs de

pression, des séparateurs de condensats, vannes à obturateur... Compresseur : Il est conseillé de remplacer les purgeurs de condensats temporisés (installés dans les sècheurs) par des purgeurs électroniques. Ceux-ci sont électroniquement pilotés et sont activés en fonction du niveau de condensat atteint. Sécheur d'air : son fonctionnement doit être adapté aux conditions extérieures et à l'utilisation finale de l'air comprimé. Une attention particulière doit être portée aux filtres : fréquence de remplacement, capacité de filtrage, utilisation de filtres basse pertes de charges.

NB :

- Réduire au maximum la Température de l'air entrant et évacuer au mieux la chaleur du compresseur. Une augmentation de Température de 15 °C entraîne environ 5 % de surconsommation d'énergie et 33 x plus d'huile dans l'air comprimé le compresseur.
- Une diminution de la pression de 1 bar génère quelques 5% d'économie d'électricité.
- La température de sortie de l'air des compresseurs est de 66 °C qui est acceptable.

III.6 Recommandations d'Economie d'Energie

D'abord nous pouvons recommander que dans le management habituel des systèmes industriels, il faudrait accorder une importance particulière à la problématique énergétique, étant donné que celle-ci est étroitement liée avec la préoccupation environnementale qui devient de plus en plus une obligation dans le secteur industriel. L'expérience montre que l'amélioration doit commencer avec : 1- Désignation d'un coordinateur énergétique ; 2- Réalisation d'une campagne d'information au personnel sur les points énergétique cités ; Les missions du coordinateur énergétique sont : - la mise en place d'un tableau de bord de suivi des paramètres de gestion de l'énergie thermique et de son examen périodique et régulier, - l'analyse et le suivi des performances énergétiques des installations, en apportant les améliorations nécessaires. Aussi, le comportement éco - citoyen de toutes les personnes présentes à GTFT, dans l'amélioration du rendement des installations thermiques. Ils doivent prendre conscience de l'incidence de leur comportement sur la consommation d'énergie et de l'importance de leur aptitude de la maîtrise de ces consommations en évitant le gaspillage.

Il y'a lieu d'installer des instruments de mesure manquants (Analyseurs des gaz de combustion), d'étalonner les instruments déjà en place.

Sensibiliser le personnel thermicien appelé à intervenir sur les installations thermiques pour prendre les précautions nécessaires en matière de sécurité afin d'éviter les dangers.

III.6.1 Recommandations avec investissement

III.6.1.1 Refroidissement de l'air de combustion

Installer un échangeur de chaleur à l'entrée du compresseur axial de la turbine pour refroidir l'air admis peut augmenter la puissance de la turbine (surtout en été).

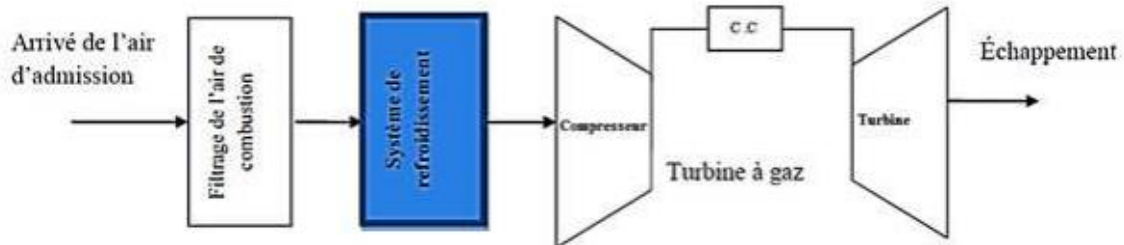


Figure III.26 Refroidissement de l'air de combustion.

Les turbines à gaz étant des machines à volume constant, la puissance de sortie est réduite quand la masse volumique de l'air est réduite, et par conséquent le débit massique d'air, diminue à température ambiante élevée. Typiquement, pour chaque hausse d'un degré de température ambiante, la puissance de sortie d'une turbine à gaz est réduite approximativement de 0,5 à 0,9 %. Par conséquent, des refroidisseurs évaporatifs ou des réfrigérateurs à compression sont généralement utilisés pour refroidir l'air d'admission du compresseur de la turbine à gaz. Dans ce contexte, une approche pour augmenter les rendements énergétiques des turbines à gaz consisterait à refroidir l'air d'admission des compresseurs axiaux des turbines.

III.6.1.2 Cycle combiné :

Utiliser la chaleur des fumées dans une chaudière de récupération [1] comme indiqué ci-dessous pour la turbine. C'est une installation à cycle combiné (turbine à gaz avec une turbine à vapeur). La turbine à vapeur peut produire approximativement le tiers de la puissance de la puissance de la turbine à gaz. Cette solution peut être réalisable parce qu'il y'a de l'espace à la sortie de la turbine (BOOSTING GTFT). Cette solution peut être faite sur les deux trains.

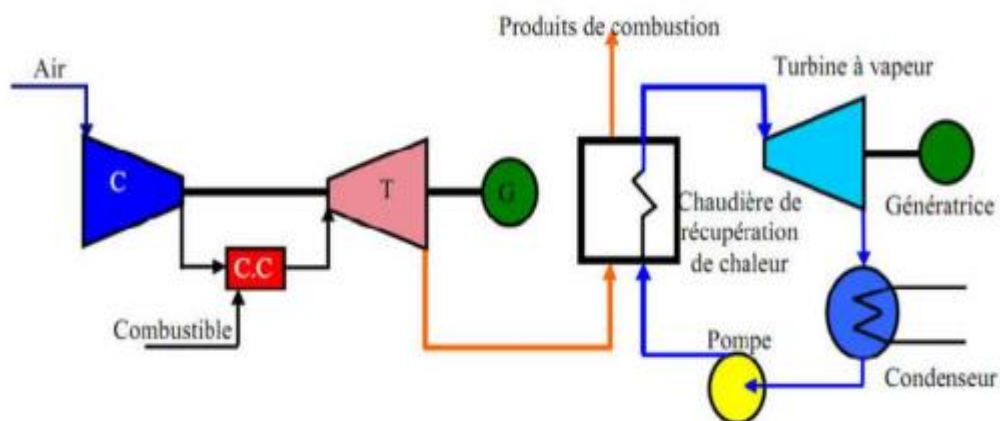


Figure III.27 : Installation pour la récupération de la chaleur des gaz d'échappement de la turbine à gaz.

Dans ces conditions, les gaz d'échappement de la turbine à gaz sont valorisés dans une chaudière de récupération où l'on produit de la vapeur qui est ensuite détendue dans une turbine à condensation. Le cycle combiné ainsi obtenu est un mariage particulièrement réussi dans la recherche de l'amélioration du rendement thermique : avec les matériels disponibles actuellement, les rendements atteints dépassent 54 % et sont donc supérieurs à ceux que l'on peut espérer, même à moyen terme, des futures centrales à vapeur les plus avancées. (voir l'annexe 3).

En sortie, les gaz (fumées produites par la combustion) sont encore suffisamment chauds (350 °C environ pour la station GTFT) pour générer de la vapeur dans une chaudière au moyen d'échangeurs de chaleur. La vapeur ainsi produite entraîne une turbine à vapeur. Il est enfin nécessaire de disposer d'une source froide (tour de refroidissement pour refroidissement en circuit fermé) pour évacuer la chaleur nécessairement produite par le cycle vapeur (second principe de la thermodynamique). De façon approximative, la turbine à vapeur a une puissance égale à la moitié de la turbine à gaz. [4]

Pour que la récupération de la chaleur des gaz d'échappement soit importante, on fait le couplage de deux turbocompresseurs en parallèle comme le montre la figure (Annexe 5). Appelons g le rendement de la turbine à gaz, v celui du cycle à vapeur, cc celui du cycle combiné, et l'efficacité du GVR, c'est-à-dire le rapport de Q_v à $Q_p + Q_v$: Le rendement du cycle combiné est égal à la somme de celui de la turbine à gaz et du produit de son complément à un par l'efficacité du GVR et par le rendement du cycle à vapeur. $g = 0,27$, $v = 0,46$, et $= 0,80$, on obtient $cc = 0.54$ (54 %) (Voir détails Annexe 5) Ce qui montre l'intérêt de la récupération de la chaleur des gaz d'échappement des turbocompresseurs.

III.6.2 Gain d'énergie

$Q_M = 100 \text{ kg/s}$: débit des gaz d'échappement La puissance chaleur récupérée des fumées :

$$P_F = Q_M C_P \Delta T = 100 \times 1.25 \times (350 - 120) = 28\,750 \text{ kW}$$

$$P_f = 6878 \text{ kcal/s}$$

La quantité de chaleur récupérée pendant un mois est de :

$$Q = 17\,827\,776\,000 \text{ Kcal} = 17\,827\,776 \text{ thermies par mois.}$$

Pendant une année la quantité de chaleur récupérée est de : 213 933 312 thermies Le montant de cette quantité de chaleur récupérée par année est de : 3 377 900 US\$ Ce chiffre est calculé pour un turbocompresseur, mais si on couple deux turbocompresseurs en parallèle

(BOOSTING GTFT), on aura un gain financier annuel qui sera doublé, soit un chiffre de : 6 955 800 US\$.

L'espace au sol existe et pour le refroidissement de la vapeur au niveau du condenseur, on utilise des tours de refroidissement (eau de refroidissement en circuit fermé).

Vu le rendement de l'installation, il n'y aura pas la totalité de la chaleur qui sera récupérée Et on aura finalement un gain de 3 756 132 US\$ pour la chaleur récupérée des deux turbines de BOOSTING GTFT. (5)

NB : Ces valeurs sont évaluées sans tenir compte du rendement de la centrale à vapeur et c'est Des valeurs globales.

III.6.3 ACTIONS PRECONISEES

Tableau III-12: Recommandations concrètes visant à optimiser la consommation énergétique

N°	Actions préconisées (optimisation d'exploitation, investissement, audit, étude complémentaire ...)	Coût prévisionnel HT	Economie identifiée tep/MWh US\$ HT		Temps retour brut
1	Récupérer la chaleur des fumées à la sortie des turbines à gaz en installant un échangeur de chaleur (cycle combiné : Turbine à gaz et turbine à vapeur).	6 225 330 US\$	$2.46 \cdot 10^{-2}$	1 037 555 US\$ /an	Long Terme (6ans)
2	Mettre un échangeur de chaleur à l'entrée du compresseur axial de la turbine pour refroidir l'air admis pour augmenter la puissance (surtout en été) et augmenter ainsi le rendement de la turbine	162 962 US\$	$1,2 \cdot 10^{-4}$	81 481 US\$ /an	Moyen terme (2ans)

IV. Bilan Carbon

IV.1 Introduction

L'usine de traitement de gaz joue un rôle crucial dans le secteur énergétique en permettant la séparation, la purification et la valorisation du gaz naturel. Cependant, ces activités sont souvent associées à des émissions de gaz à effet de serre (GES), qui contribuent au réchauffement climatique et à ses conséquences néfastes. Dans ce contexte, il est primordial de réaliser un bilan carbone et d'évaluer les émissions de GES de l'usine afin de quantifier son impact environnemental et de proposer des mesures d'atténuation.

Actuellement le changement climatique est une réalité mondiale et nécessite des actions concrètes pour réduire les émissions de GES. Les entreprises et les industries ont un rôle crucial à jouer dans cette transition vers une économie bas-carbone. En réalisant un bilan carbone et en évaluant les émissions de GES de champs GTFT, il devient possible de comprendre l'ampleur de son empreinte carbone et d'identifier les principales sources d'émissions. Cette évaluation permet également de mettre en évidence les opportunités d'amélioration et de proposer des mesures d'atténuation pour réduire les émissions de GES et promouvoir une production plus durable. (10)

IV.2 Les objectifs de cette étude

sont multiples et comprennent :

- Quantifier les émissions de GES de champ dans différentes catégories, telles que les émissions directes (Scope 1)* provenant des sources contrôlées par l'usine, les émissions indirectes (Scope 2) liées à la consommation d'électricité, et les émissions
- Identifier les principales sources d'émissions de GES spécifiques à l'usine, telles que les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) provenant de la combustion de combustibles fossiles, les émissions de méthane (CH₄) issues de fuites ou de procédés, et les émissions de protoxyde d'azote (NO_x).
- Évaluer l'empreinte carbone globale de l'usine et sa contribution aux émissions de GES à l'échelle régionale ou nationale.
- Proposer des mesures d'atténuation pour réduire les émissions de GES, telles que l'adoption de technologies plus propres, l'optimisation des processus, la réduction des pertes de gaz, ou l'utilisation de sources d'énergie renouvelable.

Le changement climatique est un phénomène mondial résultant de l'augmentation des concentrations de GES dans l'atmosphère. Les principaux GES comprennent le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄), le protoxyde d'azote (N₂O) et d'autres substances. Ces

GES piègent la chaleur du soleil dans l'atmosphère, provoquant un réchauffement de la planète et des perturbations climatiques.

Le bilan carbone et l'évaluation des émissions de GES sont basés sur le cadre conceptuel établi par le Protocole de Kyoto. Ce cadre définit trois scopes pour l'évaluation des émissions : Scope 1 pour les émissions directes de sources contrôlées, Scope 2 pour les émissions indirectes liées à l'électricité consommée, et Scope 3 pour les émissions indirectes provenant d'activités externes. (11)

Pour réaliser un bilan carbone et évaluer les émissions de GES, différentes méthodologies et outils sont disponibles, tels que le Global Reporting Initiative (GRI), le Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol), et les normes ISO. Ces méthodes incluent des facteurs d'émission spécifiques au secteur et des approches standardisées pour le calcul des émissions.

La collecte de données est une étape essentielle pour évaluer les émissions de GES de l'usine de traitement de gaz. Les sources de données peuvent inclure les relevés de consommation d'énergie, les registres de production, les données opérationnelles, les rapports environnementaux, etc. Il est important de s'assurer de la fiabilité et de la précision des données collectées.

Le calcul du bilan carbone et des émissions de GES implique l'utilisation d'équations, de facteurs d'émission spécifiques et de méthodologies appropriées. Ces calculs permettent de quantifier les émissions de chaque type de GES, en prenant en compte les différentes sources identifiées dans l'usine de traitement de gaz.

L'étape de calcul peut inclure la conversion des données en équivalents CO₂, l'application de facteurs d'émission appropriés, et la compilation des émissions dans chaque scope.

IV.3 Rappels:

Gaz à effet de serre (GES) : Les gaz à effet de serre sont des composés chimiques présents dans l'atmosphère qui ont la capacité de piéger la chaleur du soleil et de contribuer ainsi au réchauffement de la planète. Les principaux GES comprennent le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄), le protoxyde d'azote (N₂O) et certains gaz fluorés. Ces gaz sont principalement émis par les activités humaines, telles que la combustion de combustibles fossiles, l'agriculture, la déforestation, etc.

Scope 1 : Le Scope 1 fait référence aux émissions directes de gaz à effet de serre provenant de sources contrôlées par une organisation ou une entreprise. Cela inclut les émissions issues de la combustion de combustibles fossiles dans les installations de l'entreprise, les émissions

provenant de procédés industriels spécifiques et les émissions fugitives, telles que les fuites de gaz.

Scope 2 : Le Scope 2 fait référence aux émissions indirectes de gaz à effet de serre résultant de la consommation d'électricité, de chaleur ou de vapeur par une organisation ou une entreprise. Ces émissions sont générées en amont, au moment de la production d'électricité ou de chaleur utilisée par l'entreprise, et sont généralement calculées en utilisant des facteurs d'émission moyens.

Scope 3 : Le Scope 3 désigne les émissions indirectes de gaz à effet de serre qui sont liées aux activités d'une organisation, mais qui sont générées en amont ou en aval de celle-ci, par des sources externes. Cela peut inclure les émissions associées à la production et à la distribution des matières premières, les émissions liées au transport des produits finis, les émissions générées par les déchets produits par l'entreprise, etc. Les émissions du Scope 3 sont souvent considérées comme les plus difficiles à quantifier et à contrôler, car elles dépendent de la chaîne d'approvisionnement et des choix des consommateurs.

Dans le cadre de mon étude, j'ai volontairement restreint mon analyse aux deux scopes principaux afin de faciliter la rédaction du rapport. Il convient de souligner que le scope 3, bien que très détaillé, n'a pas été intégré dans mon étude pour des raisons de concision et de focus sur les aspects clés

Tableau IV.1 : La consommation d'énergie

Description	Jan	Fev	Mar	Avr
Consommation d'électricité BV SIEGE (MWh)	86,002	73,881	66,484	66,899
Consommation d'électricité BV SITE (MWh)	337,800	273,700	214,200	246,100
Consommation d'électricité Usine + base vie SITE (MWh)	1465,00	1018,00	828,00	1417,00
Consommation d'électricité Usine (MWh)	1127,200	744,300	613,800	1170,900
Consommation totale d'électricité BV SITE&SIEGE (MWh)	423,802	347,581	280,684	312,999

Consommation totale d'électricité GTFT (MWh) Rapport SH	1551,002	1091,881	894,484	1483,899
Consommation de fuel gaz JET A1 (kérosène) SITE (m³)- -----transféré à et géré par NAFTAL	8,640	9,600	8,640	12,000
Production gaz sec (KNm³)	180146,600	91238,803	72095,331	166724,100
Quantité de gaz expédiée (pour le calcul des GHG - scope 1) (KNm³)	173266,000	87676,000	69437,000	160429,000
Quantité de GPL expédiée (pour le calcul des GHG - scope 1) (tonne)	24489,588	10966,137	9701,843	23197,455
Quantité de Condensat expédiée (pour le calcul des GHG - scope 1) (tonne)	18836,293	12826,372	6727,693	18366,460
Quantité de gaz torché Usine (Déclenchement, Arrêt planifié) en KNm³ Rapport mensuel GTFT	170,850	461,038	95,292	18,600
Quantité de gaz torché Puits (Opération SC) Rapport mensuel GTFT en KNm³	0,000	7,195	0,520	3,200
Quantité de gaz torché total GTFT (KNm³) - Rapport mensuel GTFT	170,850	468,233	95,812	21,800
QUANTITE TOTALE TORCHEE USINE en KNM3 Rapport SH	364,600	636,038	289,042	206,100

QUANTITE TOTALE TORCHEE PUIITS EN KNM3 Rapport SH	0,000	10,295	8,170	11,263
Quantité de gaz torchée total GTFT (KNm3) Rapport SH	365,501	646,333	297,212	217,363
Consommation de gasoil / diesel Groupe Électrogène SIEGE (m³)	0,100	0,100	0,100	0,100
Consommation de gasoil / diesel Véhicules SIEGE (m³) [1bon =29,30 L]	1,788	1,086	2,500	1,800
Consommation d'essence Véhicules SIEGE (m³) [1bon = 20L]	0,000	0,000	0,000	0,000
Consommation fuel gaz (turbines) SITE (KNm³) Rapport SH	6516,00	3418,009	2565,000	6089,000
Consommation de gasoil / diesel Véhicules SITE (m³) Rapport SH	8,279	13,413	7,196	11,019
Consommation de gasoil / diesel Groupes Électrogènes SITE* (m³)	7,610	3,800	9,084	3,800
Consommation totale de gasoil / diesel SITE (m³) Rapport SH	28,622	32,174	32,791	55,629
Consommation totale de gasoil / diesel Véhicules GTFT (m³)	10,067	14,499	9,696	12,819

Consommation totale de gasoil / diesel TOUT GTFT (m3) Rapport mensuel SH	262,850	257,730	268,457	174,779
--	---------	---------	---------	---------

Calcul	Janvier	Février	Mars	Avril
Émissions de torchage - S1	1,10	1,94	0,89	0,65
Gaz acide torché	0,00	0,00	0,00	0,00
Émissions totales de combustible gazeux - S1	17,57	9,21	6,92	16,42
Émissions de dégazage (dégazage à froid, AGRU) - S1	0,25	0,22	0,24	0,24
Émissions de CO2 liées aux processus - S1	0,00	0,00	0,00	0,00
Émissions de combustibles liquides/solides - S1	0,73	0,72	0,74	0,50
Électricité et vapeur achetées (si pertinent) - scope2	1,24	0,87	0,72	1,19
Émissions de tests de puits - S1	0,00	0,00	0,00	0,00
Total des émissions de gaz à effet de serre (S1 + S2)	20,88	12,97	9,51	18,99
Intensité de la portée 1 + 2	440,23	521,18	509,28	428,58

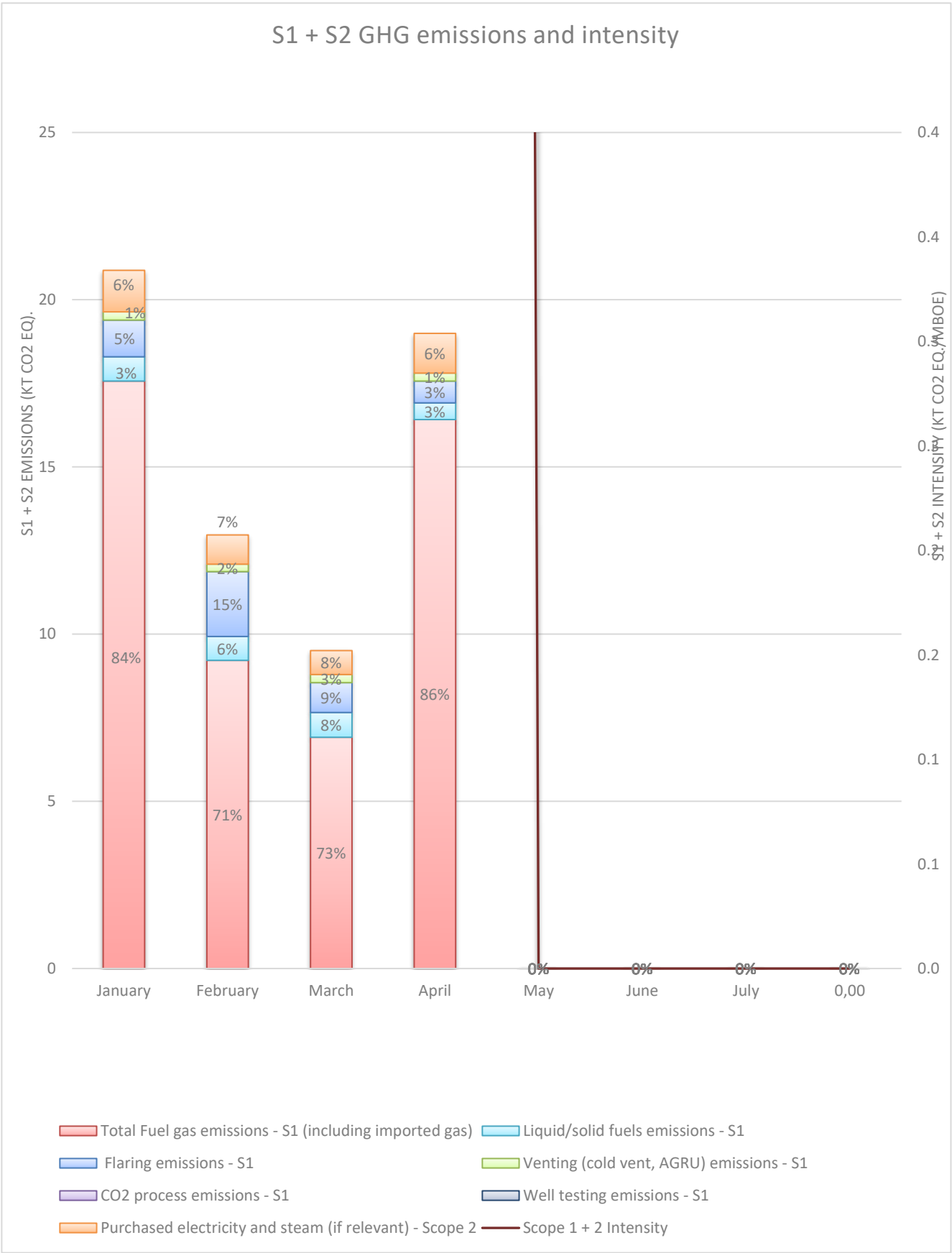


Figure IV.1 :Les émissions GHG S1+S2.

Les données fournies présentent les émissions mensuelles de gaz à effet de serre (GES) dans différentes catégories pour les mois de janvier, février, mars et avril. Voici une analyse des résultats :

- Les émissions de torçage (S1) varient de 0,65 kt CO₂eq en avril à 1,94 kt CO₂eq en février. Ces émissions sont relativement stables au fil des mois, avec une légère diminution en avril.
- Les émissions totales de combustible gazeux (S1) montrent une diminution progressive au cours des mois, passant de 17,57 kt CO₂eq en janvier à 6,92 kt CO₂eq en mars, puis augmentant à 16,42 kt CO₂eq en avril.
- Les émissions de dégazage (dégazage à froid, AGRU) restent relativement stables au cours de la période, avec des valeurs allant de 0,22 kt CO₂eq à 0,25 kt CO₂eq.
- Les émissions de CO₂ liées aux processus et les émissions de tests de puits sont nulles pour tous les mois.
- Les émissions de combustibles liquides/solides (S1) varient légèrement au cours des mois, allant de 0,50 kt CO₂eq en avril à 0,74 kt CO₂eq en mars.
- Les émissions d'électricité et de vapeur achetées (scope 2) sont également présentes dans les données, avec des valeurs comprises entre 0,72 kt CO₂eq et 1,24 kt CO₂eq.

En ce qui concerne les résultats globaux, les émissions totales de gaz à effet de serre (S1 + S2) varient de 9,51 kt CO₂eq en mars à 18,99 kt CO₂eq en avril. L'intensité de la portée 1 + 2, qui représente les émissions par unité de production ou d'activité, varie de 428,58 à 521,18 kg CO₂eq par unité de production, avec une tendance générale à la baisse au fil des mois.

Cette analyse met en évidence les différentes sources d'émissions de gaz à effet de serre et fournit des informations sur les fluctuations mensuelles de ces émissions. Elle peut servir de base pour évaluer les performances environnementales, identifier les opportunités d'amélioration et guider les actions visant à réduire les émissions de GES dans le champ gazier.

Tableau IV-1 :TOTAL - SCOPE 1 EMISSIONS PER SOURCE TYPE

TOTAL - SCOPE 1 EMISSIONS PER SOURCE TYPE	Janvier	fév.	Mars	Avril

Scope 1 émissions	kt CO ₂ eq/mois	19,636	12,092	8,792	17,806
Scope 1 intensité	kt CO ₂ eq/ mois	414,1	486,1	470,9	401,8
CO ₂	kt CO ₂ eq/ mois	18,841	11,446	8,287	17,091
CH ₄	kt CH ₄ eq/ mois	0,016	0,017	0,014	0,014
N ₂ O	kt N ₂ Oeq/ mois	0,0013	0,0007	0,0005	0,0012
CH ₄	kt CO ₂ eq/ mois	0,412	0,433	0,350	0,360
N ₂ O	kt CO ₂ eq/ mois	0,3836	0,2123	0,1547	0,3554
%	% CO ₂ (kt CO ₂ eq/ mois	95,9%	94,7%	94,3%	96,0%
	% CH ₄ (kt CO ₂ eq/month)	2,1%	3,6%	4,0%	2,0%
	% N ₂ O (kt CO ₂ eq/month)	2,0%	1,8%	1,8%	2,0%

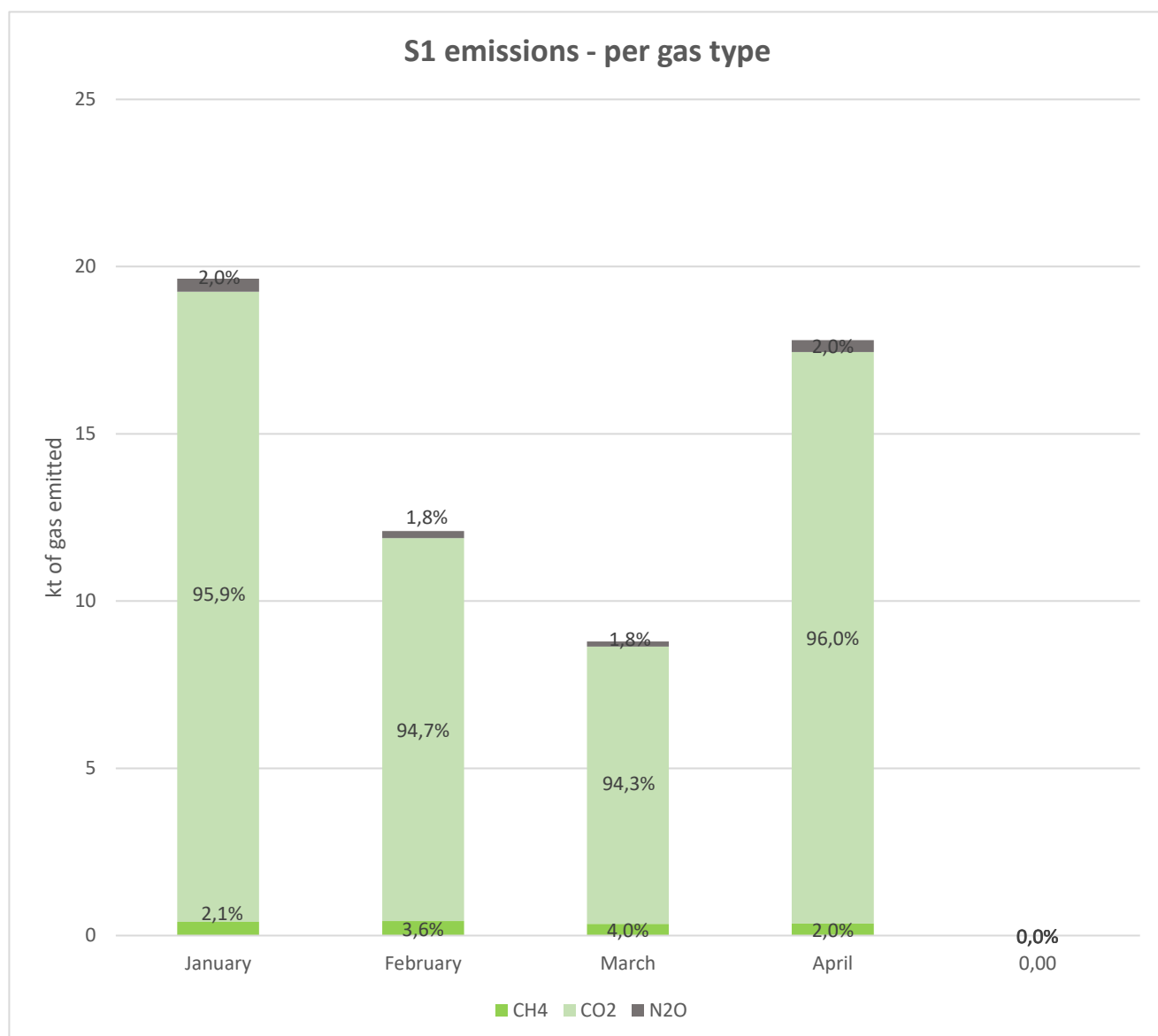


Figure IV.2 :Les émissions scope 1 par type de gaz.

Les données fournies indiquent les émissions mensuelles de CO₂, CH₄ et NO_x dans le champ gazier comprenant une usine de traitement, un camp militaire, une base de vie et les puits. Les chiffres sont exprimés en kilotonnes d'équivalent CO₂ par mois et calculé par un softwar interne

En janvier, les émissions de CO₂ s'élèvent à 18,841 kt CO₂eq, suivies de 0,412 kt CO₂eq de CH₄ et 0,3836 kt CO₂eq de N₂O. En février, les émissions de CO₂ diminuent à 11,446 kt CO₂eq, tandis que les émissions de CH₄ augmentent légèrement à 0,433 kt CO₂eq et les émissions de N₂O diminuent à 0,2123 kt CO₂eq. En mars, les émissions de CO₂ continuent de diminuer à 8,287 kt CO₂eq, avec des émissions de CH₄ de 0,350 kt CO₂eq et des émissions de N₂O de 0,1547 kt CO₂eq. Enfin, en avril, les émissions de CO₂ augmentent à

17,091 kt CO₂eq, avec des émissions de CH₄ de 0,360 kt CO₂eq et des émissions de N₂O de 0,3554 kt CO₂eq.

Ces données mettent en évidence les quantités d'émissions de chaque gaz à effet de serre provenant des différentes sources présentes dans le champ gazier, notamment l'usine de traitement, le camp militaire, la base de vie et les puits. Il est essentiel de surveiller et de réduire ces émissions pour minimiser l'impact environnemental et contribuer à la lutte contre le changement climatique.

Il convient également de souligner que ces chiffres sont fournis en termes d'équivalent CO₂, ce qui signifie que les émissions de CH₄ et NO_x sont converties en équivalents CO₂ en fonction de leur potentiel de réchauffement global. Cela permet de comparer les différentes contributions des gaz à effet de serre et d'évaluer l'impact total sur le climat. [9]

IV.4 Suggestion pour réduire les émissions gaz à effet de serre :

IV.4.1 Usine de traitement de gaz

Les principaux rejets gazeux générés par le centre de production GTFT sont les émissions des installations suivantes:

- Turbine à gaz
- Fours
- Torches

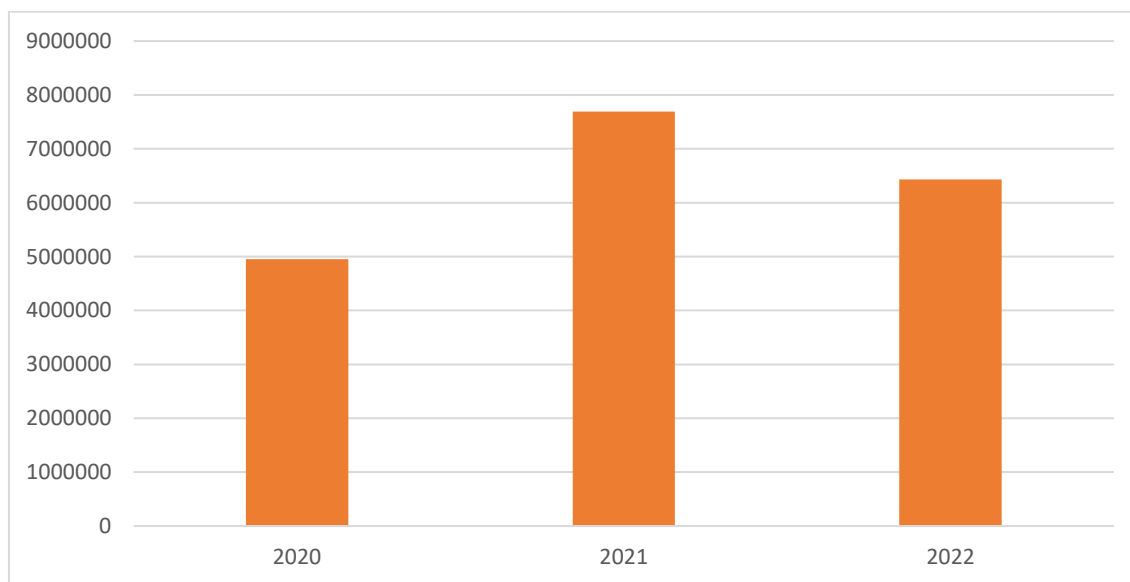


Figure IV.3 :Gaz torché pendant les trois années de référence.

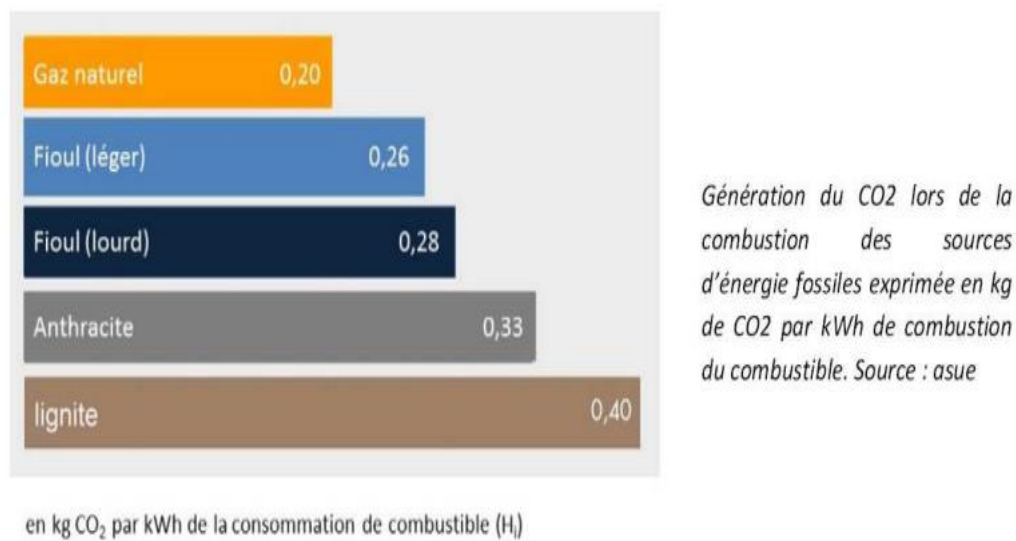


Figure IV.4 : Génération de CO₂ en fonction de la combustion des sources d'énergie

Le CO₂ généré par le torchage de 18 147 083 Nm³ (valeur enregistrée pour les 03 années de référence) est de l'ordre de :

$$19075253,6 \times \text{PCS th} \times 1,16 \times 0,20 = 45\,272\,443,88 \text{ kg de CO}_2.$$

Cette quantité est répartie entre les années comme suit :

Année 2020 : 4951986,64 kg de CO₂

Année 2021 : 7689517 kg de CO₂

Année 2022 : 6433750 kg de CO₂

Les émissions de gaz à effet de serre tout en valorisant un sous-produit jusqu'alors considéré comme un déchet. Cette approche permet ainsi une réduction significative des émissions de CO₂ et contribue à une utilisation plus efficace des ressources énergétiques. De plus, cette solution présente l'avantage d'une production d'électricité décentralisée, ce qui peut contribuer à renforcer la résilience du système énergétique en évitant les pertes liées au transport de l'électricité sur de longues distances.

La solution de production d'électricité à partir des gaz d'échappement de la turbine à gaz peut éviter à raison de :

$$3,36 \text{ Th/kWh} \times 10000 \text{ kWh} \times 7900 \text{ h/an} \times 1,16 \times 0,20 = 61\,582\,080 \text{ Kg/an de CO}_2$$

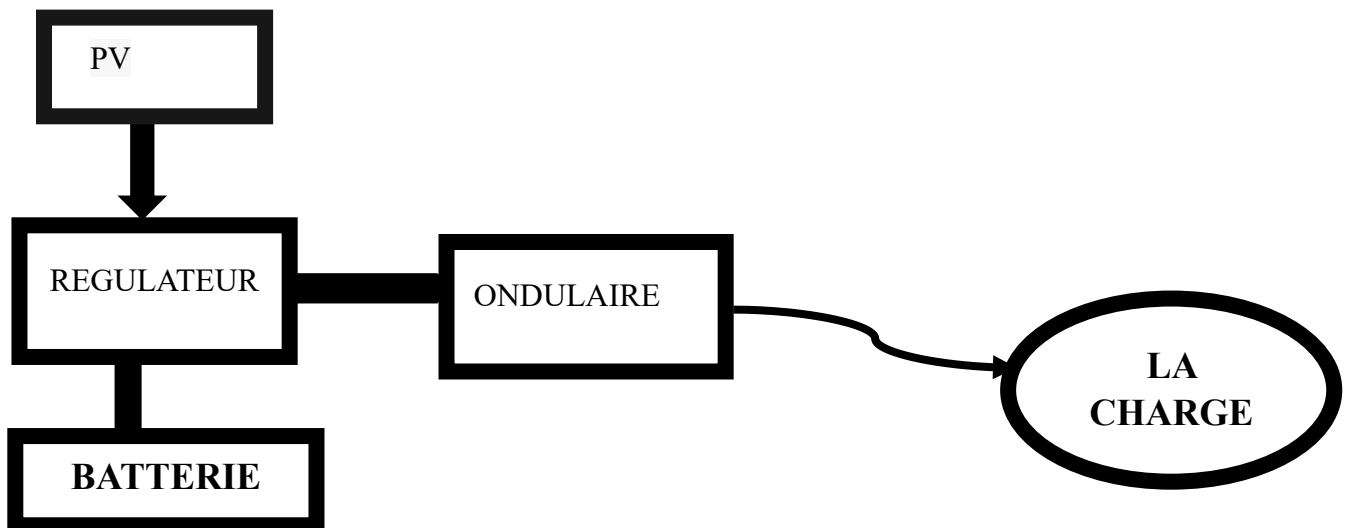
NB :

- 1 Thermie = 1,16 kWh
- Consommation spécifique de la turbine à gaz 3,36 th/kWh
- 10000 kWh : autoproduction d'électricité par les gaz d'échappement de la turbine à gaz De la station BOOSTING (cycle combiné). (7)

IV.4.2 Camp militaire

l'énergie solaire, en tant qu'énergie renouvelable, joue un rôle essentiel dans la réduction des émissions de GES. Son utilisation permet de produire de l'électricité propre, de remplacer les combustibles fossiles et de soutenir le développement durable, contribuant ainsi à l'atténuation du changement climatique. Il est donc crucial de continuer à investir dans les technologies solaires et à promouvoir leur déploiement à grande échelle pour accélérer la transition vers une économie à faible émission de carbone.

Selon le rapport d'analyse des émissions atmosphériques de DLAB Sonatrach en 2022 concernant le camp militaire, les résultats indiquent que les émissions proviennent principalement des systèmes de renforcement et d'exportation (voir annexe 6). Dans ce contexte, il est proposé d'envisager une étude visant à remplacer les groupes électrogènes actuellement alimentés au gazole par des panneaux photovoltaïques



IV.4.2.1 Le choix des panneaux photovoltaïque :

On a

$$NP_s = \frac{Pt}{PS}$$

avec :

NP_s : nombre de panneau solaire

Pt : puissance total consommé par le camp militaire

Application numérique :

IV.4.2.2 AC appliance

Tableau IV-2 La consommation dans le camp militaire

AC Appliance	Watts	Nb Appliance s	NB of H. / Day	Energ y / Day	NB of Days / Week
Lampes 1	15	30	12	5 400	7
Lampes 2	400	12	12	57 600	7
TV and Stéréo	120	1	12	1 440	7
Computer	0	0	0	0	0
Réfrigérateur	200	1	24	4 800	7
Climatiseur(s)1800 BTU	1900	1	12	22 800	7
Climatiseur(s) 1200BTU	1600	8	12	153 600	7
Prise élec. 16A	0	0	0	0	0
Prise élec. 32A	0	0	0	0	0
Micro-onde	1500	1	6	9 000	7
Pompe d'eau	750	1	4	3 000	7
Cumulus	1500	6	6	54 000	7
Total	311 640				
Energie Moy / Jours	311 640	Wh			12,985

1^{er} cas :

Dans le cadre de ce sous chapitre, j'ai étudié la conception d'un système solaire photovoltaïque pour répondre à mes besoins énergétiques spécifiques. Pour déterminer la puissance totale requise en watts-crête (Wc), j'ai utilisé l'équation suivante :

Puissance requise (Wc) = Puissance en Wh / Heures d'ensoleillement moyen par jour

Dans mon cas, la puissance requise était de 311640 Wh, et j'ai supposé une moyenne de 8 heures d'ensoleillement par jour. En utilisant cette formule, j'ai calculé que la puissance totale requise était d'environ 38955 Wc.

Ensuite, j'ai utilisé la capacité individuelle des panneaux solaires, qui était de 300 Wc, pour déterminer le nombre de panneaux nécessaires. En divisant la puissance totale requise par la capacité individuelle du panneau, j'ai trouvé qu'environ 130 panneaux photovoltaïques seraient nécessaires.

En ce qui concerne le choix de la batterie, j'ai pris en compte la puissance requise, la durée d'autonomie souhaitée et la tension nominale du système. Voici les étapes que j'ai suivies pour estimer la capacité de la batterie nécessaire :

1. J'ai calculé la puissance requise par jour en multipliant la puissance quotidienne par la durée d'autonomie souhaitée. Dans mon exemple, avec une autonomie de deux jours, la puissance requise par jour était de 623280 Wh.
2. J'ai converti cette puissance en ampères-heures (Ah) en utilisant la tension nominale du système. Dans mon cas, avec une tension nominale de 48 volts, j'ai divisé la puissance en Wh par la tension en volts pour obtenir une capacité de batterie nécessaire d'environ 12,985 Ah.

Ainsi, pour répondre à mes besoins énergétiques spécifiques, j'aurais besoin d'une batterie d'une capacité d'environ 12,985 Ah.

En ce qui concerne le choix de l'onduleur adapté, j'ai utilisé la formule suivante :

Puissance quotidienne (Wh) = Capacité de la batterie (Ah) x Tension nominale (V)

En utilisant les valeurs de la capacité de la batterie (12,985 Ah) et de la tension nominale (48 volts), j'ai calculé que la puissance quotidienne était d'environ 623,28 Wh.

Ces calculs et estimations doivent être considérés comme une première approche et il est recommandé de consulter un professionnel spécialisé dans les systèmes solaires pour obtenir des informations plus précises et adaptées à votre situation spécifique.

Par conséquent, dans notre cas, vous devriez choisir un onduleur avec une puissance de sortie maximale supérieure à 623,28 Wh par jour pour répondre à vos besoins énergétiques. Nous pouvons opter pour un onduleur avec une puissance de sortie de 1 kW (1000 W) ou plus pour assurer une marge de sécurité.[10]

En conclusion, pour Réduire les émissions Ges, on recommande d'installer environ 130 panneaux photovoltaïques avec une capacité individuelle de 300 Wc. En utilisant des panneaux solaires en parallèle, on augmentera le courant disponible. De plus, on choisira une batterie d'environ 12,985 Ah pour assurer une autonomie de deux jours et on optera pour un onduleur d'au moins 1 kW (1000 W) ou plus pour une gestion efficace de l'énergie solaire produite. Ces mesures contribueront à réduire notre dépendance énergétique et à favoriser une utilisation plus durable de l'énergie.(si le rendement de système est à 100%).

2^{eme} cas :

IV.4.2.3 Calculs Energies et Puissances consommées*Tableau IV-3: calculs des energies et puissance consommés*

Energie moyenne journalière totale	311640	Wh
Puissance max des récepteurs AC (W)	5570	W
Facteur de foisonnement : f	0,8	
Puissance max AC appelée (W) : continue	4456	W
Facteur de puissance (cosPhi)	0,95	
Puissance max apparente (VA) : P_max_continue (VA)	5 863	W
Facteur incl. Sécurité et T°C	30%	
Puissance minimale onduleur (VA)	8 376	
Rendement onduleur	98%	
Energie moyenne amont onduleurs	318000	Wh
Consommation à vide onduleur	30	W

IV.4.2.4 Détermination de la capacité du System

Full Sun Hours	1496	h
Rendement du system	75%	-
System Size	101 380,21	kWc

IV.4.2.4.1 Capacité de la batterie

Autonomie	3	jrs
Profondeur de décharge max	90%	DOD
Tension nominal bus DC	24,00	V
Consommation énergétique journalières	630 360	Wh
Capacité théorique	2 101 200	Wh
Capacité théorique en Ah	87 550	Ah

Batterie retenu

Type de Batteries	Lead Acid	
Tension élémentaires	2,00	V
Capacité éléments	520,00	Ah

Nbr En Parallèle	168,37	
Nbr Retenue en //	2,00	
En Série	12	
Nbr total d'éléments	24	
Capacité Bat retenue	12 480	
Profondeur de décharge journalière	5051%	

IV.4.2.4.2 Puissance crête PV

Irra. Min Hi_min (kWh/m²/jr)	5,00	(kWh/m²/jr)
Rendement du system	75%	
Energie utile	630 360	Wh
Puissance crête minimale	168 096	Wc

Ensoleillement Déc ou
Jan

Ainsi, pour répondre aux besoins énergétiques du système, il serait nécessaire d'installer environ 280 panneaux solaires d'une puissance nominale de 600 Wc chacun et d'avoir environ 3,428 batteries en parallèle pour répondre aux besoins énergétiques quotidiens.

V. Conclusion générale

En conclusion, l'analyse du bilan énergétique et exergétique de l'usine de traitement de gaz naturel, en particulier de l'unité de BOOSTING, ainsi que l'évaluation du bilan carbone et des améliorations de performance des équipements, sont des éléments essentiels pour promouvoir l'efficacité énergétique, la durabilité environnementale et l'optimisation des processus industriels.

L'étude du bilan énergétique permet de quantifier les flux d'énergie entrants et sortants de l'unité de BOOSTING, ce qui permet d'identifier les sources de pertes d'énergie et de proposer des mesures d'amélioration. L'analyse exergétique va plus loin en évaluant la qualité de l'énergie utilisée et en identifiant les endroits où une partie importante de l'énergie est perdue sous forme de chaleur inutile. Cela permet d'orienter les efforts d'optimisation vers les composants et les processus les plus critiques.

En ce qui concerne le bilan carbone, il est crucial d'évaluer les émissions de gaz à effet de serre associées aux opérations de l'usine de traitement de gaz naturel. Cela permet de mesurer l'impact environnemental et d'identifier les sources principales d'émissions de carbone. Sur la base de ces résultats, des stratégies de réduction des émissions peuvent être mises en œuvre, telles que l'amélioration de l'efficacité énergétique, l'adoption de technologies plus propres ou l'utilisation de sources d'énergie renouvelable.

Pour améliorer les performances des équipements, il est nécessaire de prendre des mesures telles que la maintenance préventive, l'optimisation des paramètres de fonctionnement, l'utilisation de technologies avancées et l'implémentation de pratiques de gestion de l'énergie efficaces. Ces actions permettent d'accroître l'efficacité des équipements, de réduire les pertes d'énergie et d'améliorer la productivité globale de l'usine.

En conclusion, l'analyse du bilan énergétique et exergétique, du bilan carbone et des améliorations de performance des équipements dans l'usine de traitement de gaz naturel est une approche essentielle pour parvenir à une utilisation plus efficace des ressources, à une réduction des émissions de carbone et à une amélioration globale de la durabilité environnementale et économique de l'usine. Cela contribue à la transition vers une industrie plus propre et plus responsable sur le plan énergétique.

VI. Bibliographie

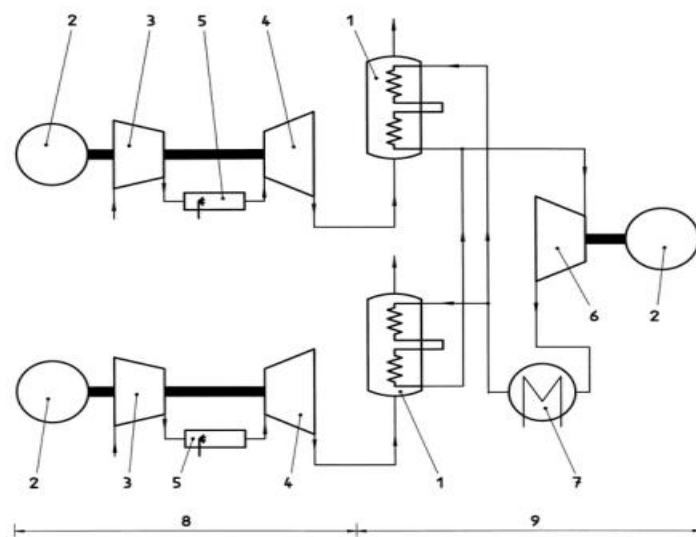
1. *Manuel opératoire de GTFT*. GTFT : s.n.
2. *Aspen HYSYS and Aspen Plus in chemical engineering education: A powerful teaching tool*. Bandyopadhyay, Dibakar Bhattacharyya et Santanu. 2014, Computer Applications in Engineering Education, pp. 230-242.
3. Shapiro, Michael J. Moran et Howard N. *Fundamentals of engineering thermodynamics*. Hoboken, New Jersey : John Wiley & Sons, 2008.
4. Cengel, Y. A., & Boles, M. A. *Thermodynamics: An Engineering Approach*. 2014 : McGraw-Hill Education.
5. Ganapathy, A. Datta et V. *Energy Audits and Improvements for Energy Efficiency*. s.l. : CRC Press, 2013.
6. Luyben, William L. Luyben et Michael L. *Essentials of Process Control and Engineering*. Hoboken, New Jersey : John Wiley & Sons, 2017.
7. Boyce, Meherwan P. *Gas Turbine Engineering Handbook*. Houston, Texas : Gulf Professional Publishing, 2010.
8. Young, Lloyd E. Brownell et Edwin H. *Process Equipment Design*. New York : John Wiley & Sons, Inc., 1959.
9. *Énergétique, audit*. TFT : Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Énergie, 2020.
10. *climat*), IPCC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du. *Climate Change 2014: Synthesis Report*. s.l. : IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), 2014.
11. Wiedmann, T., Minx, J., Barrett, J., et al. *The Carbon Footprint Handbook*. s.l. : Routledge, 2013.
12. Duffie, J. A., & Beckman, W. A. *Solar Engineering of Thermal Processes*. s.l. : John Wiley & Sons, 2013.
13. *GHG Protocol*. [En ligne] <https://ghgprotocol.org/>.

Annexes

6 MANUFACTURE MAFI-TRENCH		MODEL FRAME EC-5.0							
7 NOTE: INFORMATION TO BE COMPLETED:		☐ BY PURCHASER ☒ BY MANUFACTURER							
OPERATING CONDITIONS									
(ALL DATA ON PER UNIT BASIS) ☐ PERFORMANCE CURVE NUMBER ☒ GAS HANDLED (ALSO SEE PAGE 2) ☐ nm^3/h (1.013 BAR & 0°C DRY) ☐ WEIGHT FLOW, kg/h (WET) (DRY)		OFF-DESIGN CONDITIONS							
		EXPANDER	COMP	EXP	COM	EXP	COM	EXP	COM
		RATED	RATED	105%	105%	70%	70%	99.4%	100.4%
		HC	HC	HC	HC	HC	HC	HC	HC
		308138	308185	323545	323594	215697	215730	306285	309520
INLET CONDITIONS									
☒ PRESSURE (BARa) (Wet/Dry)		63.48		18.94		68.14		18.94	
☒ TEMPERATURE (°C)		-17.78		-48.80		-5.00		-48.63	
☐ RELATIVE HUMIDITY %									
☒ MOLECULAR WEIGHT (kg/MOL)		19.35		18.65		19.91		18.83	
☐ Cp/Cv (K) OR (Kavg)									
☒ COMPRESSIBILITY (Z1) OR (Zavg)		0.8835		0.8581					
☒ INLET VOLUME, (m^3/h) (WET/ DRY)				22500					
DISCHARGE CONDITIONS									
☒ PRESSURE (BAR abs) (Wet/Dry)		20.34		25.19		20.34		29.42	
☒ TEMPERATURE (°C)		-63.3		80.6		-54.3		87.2	
☐ Cp / Cv (K) OR (Kavg)									
☒ COMPRESSIBILITY (Z1) OR (Zavg)				0.9588					
PERFORMANCE DATA									
☒ GAS POWER DEVELOPED / REQ'D (ALL LOSSES INCL.) (KW)		6232		6184		7219		7185	
☒ SPEED (RPM)		13000		13000		13700		13700	
☒ ESTIMATED SURGE, m^3/h (AT SPEED ABOVE)		-		14890		-		15500	
☒ POLYTROPIC HEAD (kJ/kg)		-		58		-		14000	
☒ ISENTROPIC / POLYTROPIC EFFICIENCY (%)		87		80		87		80	
☒ GUARANTEE POINT		YES		YES		-		-	
☒ LIQUID OUT. (WEIGHT %)		14.9		-		15.5		-	



anexxe3 :Cycle combiné (configuration avec deux turbines à gaz et une turbine à vapeur)



Légende

- 1 Chaudière de récupération des rejets thermiques
- 2 Charge
- 3 Compresseur
- 4 Turbine
- 5 Chambre de combustion
- 6 Turbine à vapeur
- 7 Condenseur
- 8 Section turbines à gaz
- 9 Section turbine à vapeur

Annexe 4 : Conversion Des Unités

EN	Joules	BTU	Calories	Kilowattheures
DE			MULTIPLIER PAR	
Joules	1,0	947,8x10 ⁻⁶	0,23884	277,7x10 ⁻⁹
Giga joules	1x10 ⁹	947,8x103	238,84x10 ⁶	277,7
Téra joules	1x10 ¹²	947,8x106	238,84x10 ⁹	277,7x10 ³
BTU	1,0551x10 ³	1	252	2,9307x10 ⁻⁶
Calories	4,1868	3,968x10 ⁻³	1	1,163x10 ⁻⁶
Kilocalories	4,1868x10 ³	3,968	1x10 ³	1,163x10 ⁻³
Thermies	4,1868x10 ⁶	3,968x10 ³	1x10 ⁶	1,163
Tera calories	4,1868x10 ¹²	3,968x10 ⁹	1x10 ¹²	1,163x10 ⁶
Kilowattheures	3,6x10 ⁶	3412	860x10 ³	1
Mégawattheures	3,6x10 ⁹	3412x10 ³	860x10 ⁶	1x10 ³
Giga wattheures	3,6x10 ¹²	3412x10 ⁶	860x10 ⁹	1x10 ⁶
Térawattheures	3,6x10 ¹⁵	3412x10 ¹²	860x10 ¹²	1x10 ⁹

Annexe 7 : Facteurs d'émission et pouvoir calorifique

Facteurs d'émission et pouvoir calorifique

Désignation	<i>facteur d'émission TE-CO₂/TJ</i>	<i>PCI (tep/tonne)</i>
charbon à coke ou à vapeur	95	0,725
coke de houille	107	0,677
fuel domestique	75	1,017
gasoil	74,1	1,025
essence normale	69,3	1,054
essence super	69,3	1,057
GPL	63,1	1,084
gaz de cokerie	47	0,660
charbon sous bitumineux	94,6	0,600
lignite	101,2	0,300
coke de lignite	108,2	0,405
fuel lourd	77,4	0,998
kerosene et carburéacteur	71,9	1,035
gaz naturel	56,1	0,00009
gaz de raffinerie	56	0,762
gaz de haut fourneau	268	0,762

Annexe 6 :Rapport D-LAB



RAPPORT

N° : 242-2022/22.0270/PA/ENV/AUT

Version : 11
Page 6 sur 12

Tableau 01 : Résultats de mesure des émissions atmosphérique des installations, turbines (Boosting B et Export B) et Groupe électrogène du Camp militaire.

		Turbines		Groupe électrogène
Code		Boosting B	Export B	Camp militaire
Année de mise en marche		//	//	//
Carburant		Gaz naturel	Gaz naturel	Gasoil
Forme de cheminée		C	C	C
Mode de marche		Permanent	Permanent	Permanent
Moyen d'ascension		//	//	//
Date de prélèvement		14/10/2022	12/10/2022	13/10/2022
Heure de prélèvement		08h55	08h40	09h00
Paramètres	T des fumées (°C)	393.2	415.2	182.9
	O ₂ réf [%]	15	15	3
	CO(mg/Nm ³)	336.58	124.97	4034.48
	NO _x (mg/Nm ³)	64.57	110.89	3301.37
	SO ₂ (mg/Nm ³)	0.00	0.00	0.00
	COVNM(mg/Nm ³)	0,11	0,04	0,32
	Rendement (%)	33.6	35.4	28.8

Annexe 7 : les loi utilisée dans l'Energie solaire

1. Loi de conservation de l'énergie : Cette loi stipule que l'énergie ne peut ni être créée ni détruite, mais elle peut être convertie d'une forme à une autre. Elle est essentielle pour comprendre les principes fondamentaux de la production d'énergie solaire.
2. Loi d'Ohm : Cette loi établit la relation entre la tension, le courant et la résistance dans un circuit électrique. Elle peut être exprimée par l'équation $V = I * R$, où V représente la tension, I représente le courant et R représente la résistance.
3. Loi de Puissance électrique : Cette loi établit la relation entre la puissance électrique, la tension et le courant. Elle peut être exprimée par l'équation $P = V * I$, où P représente la puissance électrique, V représente la tension et I représente le courant.
4. Loi de Kirchhoff : Les lois de Kirchhoff sont deux lois fondamentales en électricité. La première est la loi des nœuds, qui stipule que la somme des courants entrants dans un nœud est égale à la somme des courants sortants. La deuxième est la loi des mailles, qui énonce que la somme des tensions dans une boucle fermée est égale à zéro.
5. Loi de Beer-Lambert : Cette loi est utilisée pour quantifier l'absorption de la lumière par une substance. Elle établit une relation exponentielle entre l'absorbance, l'épaisseur de la substance et le coefficient d'absorption.
6. Loi de refroidissement de Newton : Cette loi décrit le taux de refroidissement d'un objet en fonction de la différence de température entre l'objet et son environnement. Elle peut être exprimée par l'équation $dT/dt = -k(T - T_e)$, où dT/dt représente le taux de variation de la température, k représente le coefficient de refroidissement, T représente la température de l'objet et T_e représente la température de l'environnement.
7. Loi de Lambert-Beer : Cette loi est utilisée pour quantifier l'absorption de la lumière par une solution en fonction de la concentration de la substance absorbante. Elle établit une relation logarithmique entre l'absorbance, la concentration et le coefficient d'absorption molaire.

