

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
جامعة عين تموشنت - بلحاج بوشعيب
Université de Ain Témouchent - BELHADJ Bouchaib -
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département d'Electronique et Télécommunications



Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme de Master Académique

Domaine : Sciences & Technologies

Filière : Electronique

Spécialité : Instrumentation

Thème

*Étude de la supervision de la Centrale Electrique de
TERGA(SKT)*

Cas d'étude : supervision de la chaudière

Présenté par : Mlle BELRABA Saida

Mr BENMOSTEFA Sid Ahmed Amine

Soutenu en Juillet 2021 devant le Jury :

Mr BENDIMERAD Karim	M.A.A	U.A.T.B.B	Président
Dr SEKKAL Mansouria	M.C.B	U.A.T.B.B	Examineur
Dr ZEBENTOUT Abdel-Djawad	M.C.A	U.A.T.B.B	Encadrant

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail à ma chère maman qui a
fait de moi ce que je suis.*

✚ A mon frère YUCEF et ma sœur AMINA

✚ A mes neveux Sami & Amir

✚ A toute ma famille maternelle et paternelle

✚ A mon binôme Sid Ahmed et toute sa famille

✚ A mes amis & mes camarades de la promotion

Instrumentation 2021

SAIDA

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

- + Mes très chers parents*
- + Mon frère et mes sœurs*
- + Mon binôme Saïda et sa famille*
- + Tous mes amis & mes camarades de la promotion
Instrumentation 2021*

SID AHMED

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant qui nous a donné la santé, le courage et la patience pour mener à bien ce modeste travail.

Nous remercions notre encadrant Dr A. ZEBENTOUT pour ces conseils qui nous ont permis de réaliser ce mémoire.

Aussi, Nous tenons aussi à remercier Messieurs K. BENDIMERAD & Mme. SEKKAL Enseignantes à l'Université de Ain Témouchent, pour avoir examiné ce travail et accepté d'être membre du jury.

Et aussi, nous remercions spécialement tous les ingénieurs M. Benamara, S. Benamar, B. Znagui, H. Kahel et M. Bouchachiade SKT pour leurs aides et pour toute la documentation fournie.

Nous tenons à exprimer nos sincères gratitude à toutes les personnes de près ou de loin qui nous ont donné le courage pour continuer.

Merci

Table des matières

Dédicaces	i
Dédicaces	ii
Remerciements	iii
Table des matières	iv
Liste des abréviations	viii
Liste des figures	xi
Liste des tableaux	xiv
Introduction generale	1

Chapitre I

Généralités sur les centrales électriques en Algérie	2
I-1-Introduction	3
I-2-Historiques et évolution de l'électricité en Algérie	3
I-3-Différents types de centrales thermiques	5
I-3-1-Les centrales à turbine à vapeur.....	6
I-3-2-Les centrales à turbine à gaz.....	7
I-3-3-Les centrales à cycle combiné	7
I-4-Rendement par type d'équipement.....	9
I-5- Conclusion.....	9

Chapitre II

Centrale à Cycle Combiné de Terga (SKT)	10
II-1- Introduction.....	11
II-2- Les centrales thermiques à cycle combiné en Algérie.....	11
II-3- Présentation de la société SKT.....	12
II-4- Description générale de la centrale électrique SKT	13
II-5-Principe de fonctionnement	14

II-6-Configuration générale de la centrale SKT	14
II-6-1-Turbine à Gaz	15
II-6-1-1- Fonctionnement de la Turbine à Gaz	15
II-6-1-2-Refroidissement de la Turbine à Gaz	16
II-6-2-Chaudière de récupération	17
II-6-2-1- Fonctionnement de la chaudière de récupération.....	17
II-6-2-2- Vapeur surchauffée.....	17
II-6-2-3- Vapeur resurchauffée.....	18
II-6-3-Condenseur.....	18
II-6-4-Turbine à vapeur.....	18
II-6-5-Alternateur.....	18
II-6-6-Embrayage auto-commutable synchrone entre la TV et l'Alternateur.....	19
II-6-7-Phase de démarrage	20
II-6-8-Système d'eau de réfrigération principale	20
II-6-8-1-Système d'eau de réfrigération des auxiliaires	20
II-6-8-2-Système d'alimentation en Gaz Combustible	20
II-6-8-3-Système d'alimentation en Gasoil.....	21
II-6-8-4-Système de Synchronisation	21
II-6-8-5-Système électrique de la Centrale	21
II-6-9-Transformateur	22
II-6-9-1-Transformateur Principal	22
II-6-9-2-Alimentation de Secours.....	23
II-6-10-Unité d'électrochlorination	23
II-6-11-Système d'alimentation en eau brute.....	23
II-7-Conclusion	23

Chapitre III

Systèmes de supervision industrielle	24
III-1-Introduction	25
III-2- Architecture des systèmes automatisés	25
III-2-1- La partie opérative.....	26
III-2-2- La partie commande	26
III-2-3- La partie dialogue.....	26
III-3-Généralités sur la supervision.....	27
III-4-Caractéristiques principales d'un système de supervision	28
III-5-Grandes familles des systèmes de supervision	29
III-6-Rôle de la supervision et concept CIM	30
III-7-Fonctionnalités d'un système de Supervision	31
III-8-Les protocoles de communication	32
III-9-Les logiciels de supervision.....	33
III-10-Interface Homme Machine (IHM).....	34
III-11- Conclusion	38

Chapitre IV

La supervision dans la centrale à cycle combiné de Terga 3×400 MW

La supervision dans la centrale à cycle combiné de Terga 3×400 MW	39
IV-1- Introduction	40
IV-2-La supervision générale de la centrale électrique SKT	40
IV-2-1-Constitution du poste d'exploitation et de surveillance	41
IV-2-2-Caractéristiques du système.....	43
IV-2-3-Principes généraux de visualisation	44
IV-2-3-1- Ergonomie	44
IV-2-3-2-Informations de processus dynamiques et statiques	45

IV-3-Réseaux et Communication.....	45
IV-3-1-Advant Fieldbus AF100	45
IV-3-2-Réseau de commande	45
IV-3-3-Réseau client-serveur	46
IV-3-4-Communications avec le protocole MODBUS ou Profibus DP	46
IV-4-Maintenance du système de contrôle	46
IV-5-Supervision de la chaudière de la centrale SKT	47
IV-5-1- Présentation du logiciel de supervision de la chaudière	48
IV-5-2-Interface Homme-Machine (IHM) Controcad ALSPA.....	48
IV-5-3-Vues synoptiques	53
IV-5-3-1-Informations statiques du procédé.....	54
IV-5-3-2-Informations dynamiques du procédé.....	54
IV-5-3-3-Composants de base des vues synoptiques	55
IV-6-Exemple de la supervision de la chaudière	59
IV-7- Conclusion.....	70
Conclusion Générale.....	71
Bibliographie.....	73
Webographie.....	76
Annexe.....	78
Résumé.....	80

Liste des abréviations

AC100 :	Contrôleur Advant séries AC100
AF100 :	Advent Fieldbus 100
API :	Automate Programmable Industriel
AS-I :	Actuators Sensors Interface
BP :	Basse Pression
BT :	Basse Tension
CA :	Courant Alternatif.
CA160 :	Contrôleur Advant séries AC160
CC :	Courant Continu
CCG :	Cycle Combine Gas
CCWS :	Circuit fermé d'eau de réfrigération
CEI :	Commission électrotechnique internationale.
CIM :	Computer Integrated Manufacturing
CSF :	Convertisseur statique de fréquence
CSMA/CD :	Carrier Sensé Multiple Accès/Collision Détection
DP:	Decentralized Peripheral
E/S:	Entrée/Sortie
EPIC :	Etablissement public à caractère industriel et commercial.
EV :	Brûleur Environnemental
FIP :	Factory Instrumentation Protocol
FIPIO:	Factory Instrumentation Protocol Input Output
GCB :	Génération Circuit Breakers
GT-26 :	Gaz Turbine type 26
GTC :	Gestion de Technique Centralisé
GWh :	Giga Watt Heure
HP :	Haute Pression
HT:	Haute Tension
IEEE:	Institute of Electrical and Electronics Engineer
IHM :	Interface Homme Machine
IHS :	Interface Homme Système

KA-26 :	kombi anlage-turbine à gaz type 26
LAN/ WAN:	Local Area Network/ Wide Area Network
MCC :	Moteur à courant Continu
MMI :	Man Machine Interface.
MP :	Moyenne Pression
MT :	Moyenne Tension
MW :	Méga Watt
Nox :	Oxyde d'Azote
ODC:	Operating Data Counter
OPC:	Object for Process Control
OTC :	Réfrigérant d'air TG
P&ID :	Piping Instrumentation Diagram
PC :	Partie Commande
PD :	Partie Dialogue
PGIM :	Power Génération Information Manager
PID :	Proportionnel Intégral Dérivé.
PO :	Partie Opérative
RAM :	Random Access Memory
RS-485 /RS-232 :	Interface de communication série.
RTU :	Remote Terminale Unit
SCD :	Système de contrôle et distribution.
SDI :	Système de détection d'intrusion
SDO :	Société Distribution Ouest.
SEV :	Brûleur Environnemental séquentielle
SF6 :	Hexafluorure de Soufre
SIP:	System intégré de production
SKT:	Shariket Kahraba Terga
SNCC :	Système Numérique de contrôle commande
TAC :	Turbine à Combustion.
TAV :	Turbine à Vapeur (TV).
TCP/IP :	Protocole de Contrôle de Transmission/Protocole Internet
TG :	Turbine à gaz

TG :	Turbine à Gaz (TG)
TOR :	Tout ou Rien
TV :	Turbine à Vapeur
UPS:	Uninterruptible Power Supply (Onduleur)
WEB:	World Wide Web

Liste des figures

Figure I-1 :	Histogramme de l'évolution de l'énergie électrique produite par type d'équipement de 1980 à 2017 (GWh)	5
Figure I-2 :	Schéma de principe du cycle à vapeur.	6
Figure I-3 :	Schéma de principe du cycle à gaz.	7
Figure I-4 :	Schéma de principe du cycle combiné.	8
Figure II-1:	Localisation des centrales à cycle combiné en Algérie.	11
Figure II-2 :	Histogramme de puissances des centrales à cycle combiné en Algérie.	12
Figure II-3 :	Centrale de Terga située à l'Ouest Algérien, à 60 km au sud-ouest d'Oran.	13
Figure II-4 :	Vue en 3D de la Centrale Electrique de Terga.	14
Figure II-5 :	Schéma de la ligne d'arbre.....	15
Figure II-6 :	Schéma de la Turbine à Gaz.	16
Figure II-7 :	Fonctionnement de la Turbine à Gaz.	16
Figure II-8 :	Chaudière de récupération.	17
Figure II-9 :	Cycle de vapeur.	19
Figure II-10 :	Alternateurs.	19
Figure II-11 :	Groupe Electrogène de secours.	21
Figure II-12 :	Transformateur principal élévateur.	22
Figure III-1 :	Structure d'un système automatisé.	26
Figure III-2 :	Salle de supervision industrielle.	27
Figure III-3:	Pyramid Computer Integrated Manufacturing.....	30
Figure III-4 :	Caractéristiques de deux automates différents.	32
Figure III-5 :	Liaison entre un IHM et l'automate.	33
Figure III-6 :	Communication de l'automate avec plusieurs IHM.....	33

Figure III-7 : Fonction de synoptique.	35
Figure III-8 : Vue des courbes.	36
Figure III-9 : Exemple d'Alarme.	36
Figure III-10 : Vue d'historisation du procédé.	37
Figure III-11 : Vue de gestion des gammes.	37
Figure IV-1 : Vue en 3D des principales unités de la centrale électrique Terga.	40
Figure IV-2 : Salle de commande (SKT).	42
Figure IV-3 : Salle technique (SKT).	42
Figure IV-4 : Salle électronique (SKT)	43
Figure IV-5 : Ecran de protection pour différents essais de protection.....	47
Figure IV-6 : Vue d'ensemble du système Controcad.....	48
Figure IV-7 : Plateforme d'accès d'Alspa.	49
Figure IV-8 : IHM ALSPA.	49
Figure IV-9 : Icône d'accueil.....	50
Figure IV-10 : Barre d'alarme.....	50
Figure IV-11 : Zone principale.	51
Figure IV-12 : Barre de zone.....	52
Figure IV-13 : Fenêtre de configuration.....	52
Figure IV-14 : Barre d'état.....	53
Figure IV-15 : Affichage information statique & dynamique.....	54
Figure IV-16 : Les symboles statiques en 3D.....	56
Figure IV-17 : Affichage des mesures.....	57
Figure IV-18 : Schéma général de visualisation du ballon HP.....	60
Figure IV-19 : Schéma général de visualisation du ballon MP.....	63

Figure IV-20 : Schéma général de visualisation du ballon BP..... **67**

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Evolution de l'énergie électrique produite par type d'équipement de 1980 à 2017 (GWh) .	5
Tableau I-2 : Avantages et inconvénients des centrales thermiques à vapeur.	6
Tableau I-3 : Avantages et inconvénients des centrales à gaz.....	7
Tableau I-4 : Avantages et inconvénients des centrales à cycle combiné.....	8
Tableau I-5 : Rendement par type d'équipement.....	9
Tableau II-1 : Puissance utile des centrales à cycle combiné par producteur.....	12
Tableau III-1 : Les classes de systèmes de supervision.....	29
Tableau IV-1 : Différents API et logiciel de chaque unité de contrôle et de commande...	41
Tableau IV-2 : Couleurs des fluides.....	55
Tableau IV-3 : Couleurs d'états particuliers.....	55
Tableau IV-4 : Symbolisation graphique des actionneurs.....	56
Tableau IV-5 : Les niveaux d'alarmes.....	58
Tableau IV-6 : Signal sonore.....	59
Tableau IV-7 : Valeurs d'alarme de ballon HP au démarrage et en exploitation normale.	61-62
Tableau IV-8 : Valeurs d'alarme de ballon MP au démarrage et en exploitation normale.	64-65
Tableau IV-9 : Valeurs d'alarme de ballon BP au démarrage et en exploitation normale.	68-69

Introduction Générale

La production d'électricité, qu'elle soit assurée par un ou plusieurs centrales utilisant de l'énergie renouvelable ou conventionnelle, reste l'un des plus importants segments dans l'architecture globale du secteur électrique. En Algérie, l'énergie électrique est produite principalement à partir du gaz naturel. La part de la puissance installée de l'ensemble des centrales utilisant cette énergie primaire dépasse les 96 %, le reste des énergies employées se répartit entre le gasoil dans les centrales diesel et l'eau dans les centrales hydroélectriques.[1] L'énergie électrique reste toujours un besoin primordial pour le fonctionnement d'une machine ou d'une entreprise d'un pays. Cette énergie est assurée par les centrales thermiques à gaz ou Fioul. Néanmoins, il faut assurer un rendement important afin d'améliorer la rentabilité d'une installation de production [1].

Dans un contexte de développement et de progression, les entreprises de la production d'électricité tel que la centrale électrique à l'étude Terga (SKT), sont obligées d'automatiser de plus en plus leurs installations de production et la supervision des unités et des machines entre dans ce contexte. Cette supervision est une forme évoluée du dialogue Homme-Machine, qui consiste à surveiller l'état de fonctionnement d'un procédé dont les possibilités vont bien au-delà de celles des fonctions de conduite et de contrôle réalisées avec des interfaces.

Ainsi et afin de comprendre le domaine de la supervision dans la centrale SKT, nous avons structuré notre mémoire en quatre chapitres :

Dans le Chapitre I, nous abordons l'historique et l'évolution de l'électricité en Algérie puis les différents types de centrales électriques thermiques utilisés dans notre pays.

Dans le Chapitre II, nous citons les différentes centrales à cycle combiné en Algérie et montrons la composition et le fonctionnement général de la centrale électrique de Terga (SKT), sujet de notre étude.

Dans le Chapitre III, nous donnons un bref aperçu sur la structure d'un système automatisé puis montrons le rôle de la supervision dans l'industrie avec les caractéristiques et le fonctionnement d'un système de supervision.

Et dans le Chapitre IV, nous expliquons comment fonctionne la supervision dans la centrale à cycle combiné de Terga 3×400 MW et présentons un exemple concret de la supervision dans la salle de contrôle dédiée aux chaudières. Une brève description d'un circuit particulier est présentée en annexe.

CHAPITRE I

**Généralités sur les centrales
électriques en Algérie**

I-1-Introduction

Ces dernières années, la demande en électricité a connu une évolution importante et particulièrement en période estivale, atteignant des pics de consommation importants. Cette forte augmentation de la demande est une conséquence directe du changement des habitudes du consommateur et l'amélioration de sa qualité de vie, ainsi que la pulsion donnée au secteur économique et industriel

En Algérie, l'énergie électrique est produite, principalement, à partir de gaz naturel. La part de la puissance installée de l'ensemble des centrales utilisant cette énergie primaire dépasse les 96%, le reste des énergies employées se répartit entre le gasoil dans les centrales Diesel et l'eau dans les centrales hydroélectriques. Le gaz est utilisé dans des centrales thermiques à vapeur, à gaz, ainsi que dans les centrales à gaz et à vapeur appelées centrales à cycle combiné. [2]

Dans ce chapitre, nous allons voir un bref historique sur la génération de l'électricité en Algérie ainsi que son évolution. Puis, on va présenter les différents types de centrales électriques thermiques utilisés dans le territoire algérien.

I-2-Historiques et évolution de l'électricité en Algérie

Dès l'indépendance, en 1962, l'Algérie a opté pour le développement du secteur de l'électricité. L'abondance des ressources gazières a favorisé ce développement. SONELGAZ est l'opérateur historique dans le domaine de la fourniture des énergies électriques et gazières en Algérie. Sa contribution dans la concrétisation de la politique énergétique nationale a permis de hisser le taux de couverture en électricité à près de 99% et le taux de pénétration du gaz naturel à 52%. [2]

C'est l'ordonnance N°69-59 du 28 juillet 1969 qui dissout l'établissement public d'Electricité et Gaz d'Algérie (EGA), issu des lois françaises de nationalisation de 1947, et promulgue les statuts de la Société Nationale de l'Electricité et du Gaz (SONELGAZ). A partir de 1977, son action s'est concentrée sur le programme d'électrification totale du pays. Ainsi, elle a largement contribué à la modernisation de l'économie et à l'amélioration des conditions de vie des citoyens en Algérie. [2]

En 1983, SONELGAZ s'est restructurée et a donné naissance à six (06) entreprises de travaux spécialisés ainsi qu'à une entreprise de fabrication [W1] :

- KAHRIF : société de travaux d'Électrification SPA.
- KAHRAKIB : société de travaux et de montage électrique SPA.
- KANAGHAZ : société de réalisation de canalisation SPA.
- INERGA : société pour le Génie Civil.
- ETTERKIB : société de montage industriel.
- AMC : société de fabrication des compteurs et Appareils de Mesure et de Contrôle.

A partir de 1991, SONELGAZ devient Etablissement Public à caractère Industriel et Commercial (EPIC) placé sous tutelle du Ministre chargé de l'énergie et des mines.

Suite à la promulgation de la loi N°02/01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et la distribution du gaz par canalisations, SONELGAZ devient Société Algérienne de l'Electricité et du Gaz, une Société par Actions (SPA). Ce statut lui donne la possibilité d'élargir ses activités à d'autres domaines relevant du secteur de l'énergie et aussi d'intervenir hors des frontières de l'Algérie [W1].

En 2004, SONELGAZ devient une holding de sociétés. Une partie de ses entités en charge de ses métiers de base sont érigées en filiales assurant ces activités :

- Société Algérienne de Production de l'Electricité (SPE),
- Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE),
- Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport du Gaz (GRTG).

En 2006, cinq (05) autres sociétés sont créées. Il s'agit de :

- Opérateur du Système Electrique (OS), chargé de la conduite du système Production / Transport de l'électricité.
- Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz d'Alger (SDA).
- Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz du Centre (SDC).
- Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz de l'Est (SDE).
- Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz de l'Ouest (SDO).

Durant cette même année, les cinq (05) entreprises travaux ont réintégré le Groupe. Au-delà de cette évolution, assurer le service public reste la mission essentielle de SONELGAZ et constitue le fondement de sa culture d'entreprise.

Durant la période 2007-2009, SONELGAZ a vu le parachèvement de sa restructuration qui a conduit à la finalisation de son organisation en Groupe Industriel (maison mère / filiales) constitué de trente-trois (33) filiales et de six (06) sociétés en participation directe.

Les statuts de SONELGAZ, adoptés en 2002, ont été révisés et approuvés par le conseil des Ministres, le lundi 2 mai 2011 et deviennent, de ce fait, en conformité avec le dispositif de la loi N°02 - 01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et la distribution du gaz par canalisations. Désormais, SONELGAZ. Spa est organisée en "société holding" sans création d'une personne morale nouvelle et prend la dénomination de SONELGAZ. Par ailleurs, la société holding SONELGAZ et ses sociétés filiales forment un ensemble dénommé "Groupe SONELGAZ".

Dans les statuts amendés, SONELGAZ conserve le rôle de détenteur du portefeuille des actions constituant le capital social de ses filiales. Les conseils d'administration des filiales, constituent les relais incontournables permettant à la société holding de suivre et d'orienter le pilotage des filiales.

Ainsi, de par la mission que lui ont confiée les pouvoirs publics, la résultante de ses efforts s'est traduite par la réalisation d'importants travaux d'infrastructures permettant une couverture en électricité de 98% sur le territoire national. [2]

La production totale d'électricité durant l'année 2017 a atteint 71 470 GWh (voir tableau I.1 et figure I.1).

	1980	1990	2000	2006	2010	2016	2017
Thermique vapeur	3621	8397	15757	14558	9692	11512	10074
Thermique gaz	2223	6704	8830	16643	19564	24441	31009
Cycle combiné	-	-	-	3419	15341	28899	29508

Tableau I-1 : Evolution de l'énergie électrique produite par type d'équipement De 1980 à 2017 (GWh) [W2].

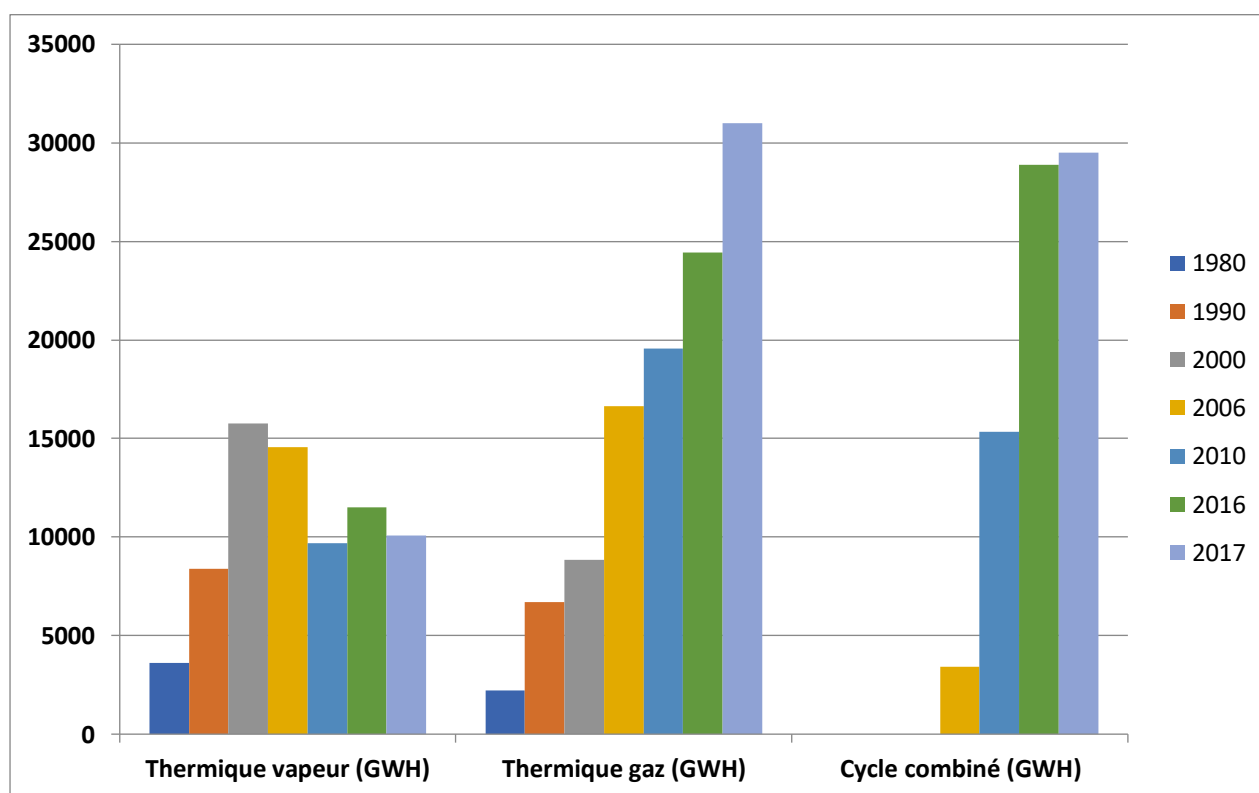


Figure I-1 : Histogramme de l'évolution de l'énergie électrique produite par type d'équipement de 1980 à 2017 (GWh).

I-3-Différents types de centrales thermiques

Une centrale thermique est une centrale électrique qui produit de l'électricité à partir d'une source de chaleur. Cette source peut être un combustible brûlé (tels un gaz naturel, certaines

huiles minérales, charbon, déchets industriels, déchets ménager, etc.). Les centrales thermiques se répartissent en trois (03) grandes catégories, selon la nature de leurs sources de chaleur :

- Les centrales à turbine à vapeur.
- Les centrales à turbine à combustible.
- Les centrales à cycle combiné au gaz naturel.

I-3-1-Les centrales à turbine à vapeur

La turbine à vapeur est un moteur thermique à combustion externe, fonctionnant selon le cycle thermodynamique dit de Clausius-Rankine (voir figure I.2). Ce cycle se distingue par le changement d'état affectant le fluide moteur qui est en général de la vapeur d'eau. Elle transforme l'énergie thermique de la vapeur d'eau pendant la détente en énergie mécanique de rotation d'arbre pour entraîner un dispositif mécanique tournant. [3]

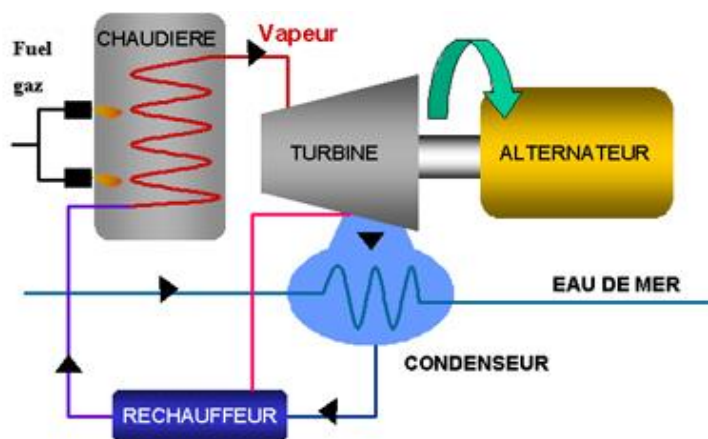


Figure I-2 : Schéma de principe du cycle à vapeur [4].

Sur le tableau I-2, on peut voir les avantages et inconvénients des centrales à vapeur.

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Peuvent être construites près des centres de consommation. • Cout de construction faible. • Technologie simple. • Temps de construction relativement court. 	<ul style="list-style-type: none"> • Energie primaire non-renouvelable. • Pollution de l'air et de l'eau (effet de serre, précipitations acides). • Risque de fuites. • Risque d'accident durant le transport du combustible.

Tableau I-2 : Avantages et inconvénients des centrales thermiques à vapeur [4].

I-3-2-Les centrales à turbine à gaz

Dans une Turbine à Combustion (TAC), l'électricité est générée grâce à la circulation de gaz d'échappement issus d'une chambre de combustion et traversant directement la turbine. La chambre de combustion est le plus souvent interne à la turbine, elle génère de la chaleur à partir d'un mélange d'air initialement comprimé et de fioul ou de gaz. Alors que le fioul apporte une sécurité de fourniture, le développement des TAC gaz est aujourd'hui privilégié, notamment pour des raisons environnementales (émissions de gaz à effet de serre et d'éléments polluants moindres). Ce type de centrale démarre en seulement quelques minutes (voir figure I-3). [3]

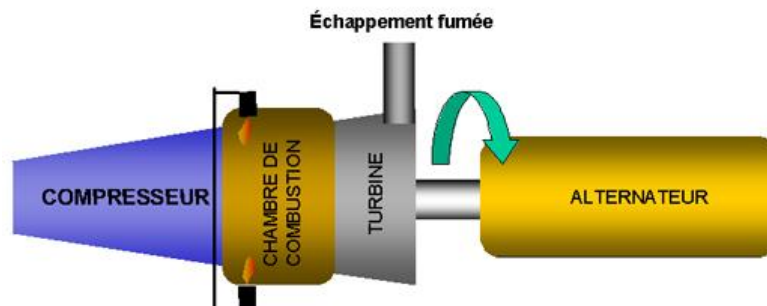


Figure I-3 : Schéma de principe du cycle à gaz [4].

Sur le tableau I-3, on peut voir les avantages et inconvénients des centrales à gaz.

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Production en fonction des besoins. • Peuvent être construites près des centres de consommation. • Coût de construction faible. • La technologie est éprouvée. • Délais de construction courts. 	<ul style="list-style-type: none"> • Pollution de l'air et de l'eau. • Augmentent les gaz à effet de serre. • Coûts de production élevés. • Risque de fuite du gaz lors de l'utilisation, et durant le transport. • Énergie non renouvelable.

Tableau I-3 : Avantages et inconvénients des centrales à gaz [4].

I-3-3-Les centrales à cycle combiné

Un cycle combiné consiste à produire de l'électricité sur deux cycles successifs. Le premier cycle est semblable à celui d'une TAC: le gaz brûlé en présence d'air comprimé actionne la rotation de la turbine reliée à l'alternateur. Dans le second cycle, la chaleur récupérée en sortie de la TAC alimente un circuit vapeur qui produit également de l'électricité avec une turbine à vapeur (TAV). Les centrales à Cycle Combiné Gaz (CCG) présentent l'avantage d'atteindre

des rendements élevés, notamment par rapport aux TAC en cycle simple, ils permettent de réduire les émissions atmosphériques (dioxyde de carbone, oxyde d’azote, oxydes de soufre). Ces nouvelles installations contribuent à améliorer les performances environnementales (voir figure I-4). [3]

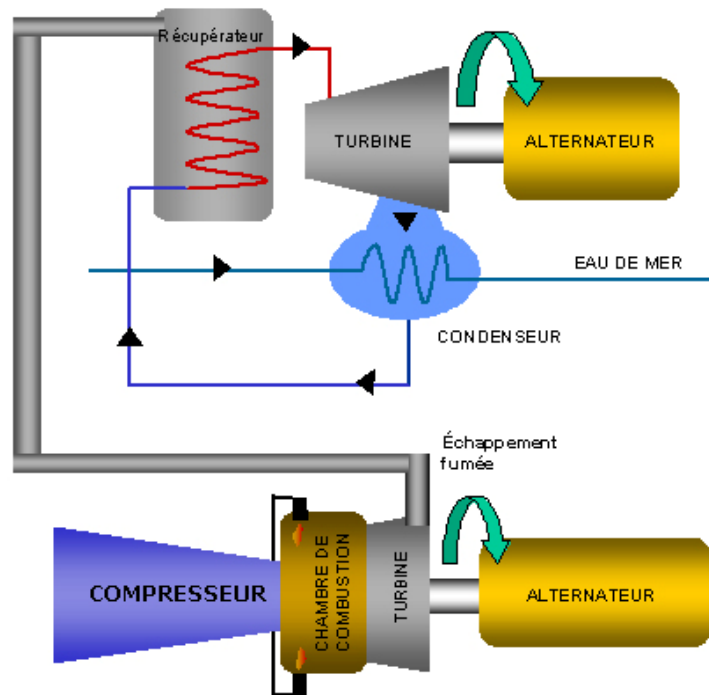


Figure I-4 : Schéma de principe du cycle combiné [4].

Sur le tableau I-4, on peut voir les avantages et inconvénients des centrales à cycle combiné.

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Les centrales sont rapides à construire. • Cette technologie offre une grande flexibilité d'utilisation qui permet de répondre rapidement et précisément à la demande. • Le thermique permet de construire des centrales de grande puissance. • La production ne dépend pas de conditions extérieures autres que l'approvisionnement en combustible (l'énergie éolienne, par exemple, ne fonctionne pas sans vent). • Coût de construction faible 	<ul style="list-style-type: none"> • Cette technologie engendre des émissions de produits polluants et des gaz à effet de serre. • Les coûts de compensation des émissions polluants sont élevés. • Le thermique utilise souvent des sources fossiles (charbon, fioul, gaz) dont les réserves sont physiquement limitées par la géologie terrestre et non-renouvelables à court et moyen terme. • Énergie non renouvelable.

Tableau I-4 : Avantages et inconvénients des centrales à cycle combiné [4].

I-4-Rendement par type d'équipement

Les préoccupations soulevées par les producteurs d'électricité liées aux performances ainsi qu'à la souplesse d'exploitation ont été de nature à favoriser le développement des technologies des cycles combinés. Depuis les premières centrales en cycle combiné mises en service au début des années 70, cette technologie a connu ses plus importantes évolutions avec l'amélioration des performances des turbines à gaz tant sur la taille que sur le rendement de ces dernières [4]. Dans le tableau I-5, nous présentons le rendement des différents types d'équipement.

Type d'équipement	Rendement
Thermiques à vapeur	38 à 42%
Thermiques à gaz	40%
Cycle combiné	55 à 60%

Tableau I-5 : Rendement par type d'équipement [4].

I-5- Conclusion

L'étude comparative faite dans ce chapitre des différentes centrales électriques en Algérie, nous a permis de tirer la conclusion suivante : Parmi ces centrales, on a constaté que la centrale à cycle combiné (gaz, vapeur) est la solution idéale à court terme pour répondre à la demande croissante de l'électricité en Algérie est cela pour plusieurs raisons ; c'est une technologie thermique moderne permettant d'ajuster en permanence la production et la consommation électriques dans notre pays.

Dans le chapitre suivant, nous allons présenter la centrale électrique de Terga (SKT) qui est une centrale à cycle combinée. Elle fait l'objet de la présente étude et nous y avons fait notre stage pratique.

CHAPITRE II

Centrale à Cycle Combiné

de Terga (SKT)

II-1- Introduction

Une centrale à cycle combiné associe une turbine à gaz et une turbine à vapeur pour produire alternativement de l'énergie électrique. C'est le mode de production d'électricité retenu pour celle de la commune de Terga située à Ain Témouchent.

Dans ce chapitre, nous allons présenter les différentes centrales à cycle combiné en Algérie, puis nous montrerons la composition et le fonctionnement général de la centrale électrique de Terga (SKT) sujet de notre mémoire.

II-2- Les centrales thermiques à cycle combiné en Algérie

Le parc de production national est constitué des centrales électriques de la Société Algérienne de Production de l'Électricité (SPE), et des sociétés en partenariat, à savoir : [4]

- Kahrama Arzew (Oran) mise en service fin 2005
- Shariket Kahraba Skikda « SKS » mise en service en 2006
- Shariket Kahraba Berrouaghia « SKB » (Médéa) mise en service en 2007
- Shariket Kahraba Hadjret Ennousse « SKH » (Tipaza) mise en service en 2009.
- Shariket Kahraba Terga « SKT » (Ain Témouchent) mise en service en 2012.
- Shariket Kahraba KoudietEdraouch « SKD » (El taraf) mise en service en 2013.

La carte présentée sur la figure II.1 montre la localisation de chaque centrale.



Figure II-1: Localisation des centrales à cycle combiné en Algérie [W3].

Le tableau II-1 et la figure II-2 montrent la puissance utile (MW) de chaque centrale.

Producteurs	Puissance (MW)
Kahrama Arzew	318
SKS Skikda(SKS)	880
SKB Berrouaghia(SKB)	500
SKH Hadjret En Nouss(SKH)	1260
SKT Terga (SKT)	1200
Shariket Kahraba Koudiet Edraouch (SKD)	1200

Tableau II-1 : Puissance utile des centrales à cycle combiné par producteur [4].

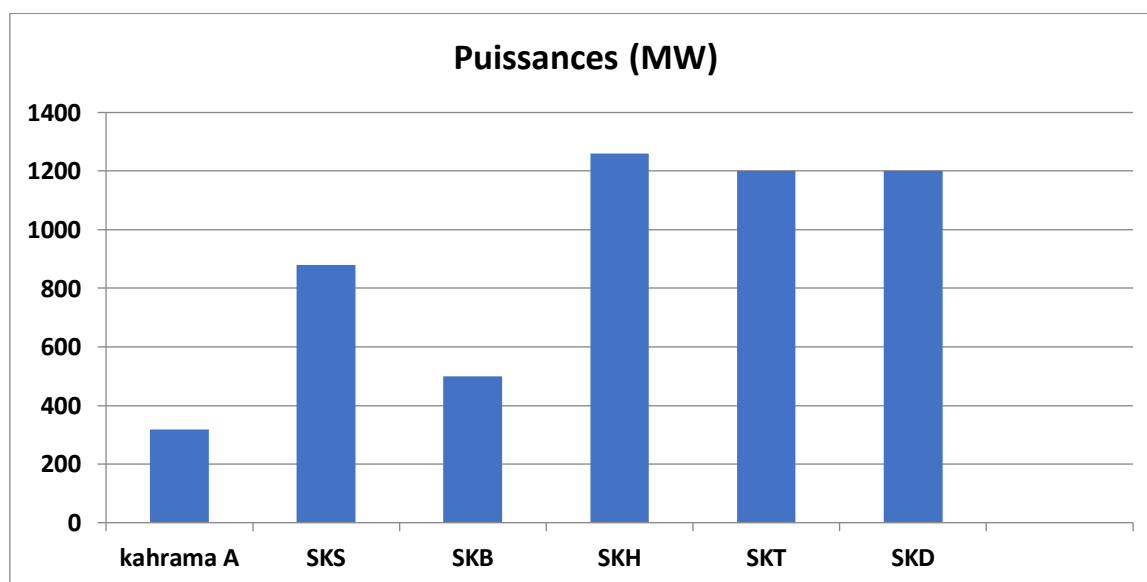


Figure II-2 : Histogramme de puissances des centrales à cycle combiné en Algérie.

II-3- Présentation de la société SKT

La centrale Shariket Kahraba Terga (SKT) est née en Décembre 2007 grâce à SONELGAZ-SONATRACH, la société française Alstom et la société égyptienne ORASCOM (Construction Industries pour le génie civil et la Construction). L'entreprise est chargée de produire et de commercialiser l'énergie électrique. La centrale électrique en cycle combiné de Terga est située dans la wilaya d'Ain Témouchent (voir figure II-3) et a été mise en exploitation en juin 2012, elle délivre une puissance de 1.200 mégawatts, et est destinée à couvrir une large partie des besoins en matière d'énergie électrique de la région de l'Oranie comme elle a joué un rôle important dans le cadre de « l'interconnexion des réseaux nationaux d'électricité ». Les actionnaires de cette centrale sont constitués par les groupes nationaux Sonelgaz (51%) et Sonatrach (49 %). Elle fonctionne au gaz naturel et au gasoil

(secours) alors que sa gestion est confiée à la société par actions (SPA) « Shariket Kahraba Terga » (SKT).

C'est la première centrale à cycle combiné KA26 en Algérie et en Afrique. Ce projet fait partie du programme d'urgence Algérien destiné à accroître la capacité de production d'électricité du pays. Cette dernière est fortement poussée par le développement industriel, d'importants investissements pour des projets d'infrastructures et par les besoins d'une population croissante. Il va permettre à SHARIKET KAHRABA TERGA de sécuriser l'approvisionnement énergétique de la région tout en participant à la protection de l'environnement. De plus, ce projet aura des conséquences positives sur le développement économique local grâce à la création d'emplois pour la construction et l'exploitation de la centrale. [5]

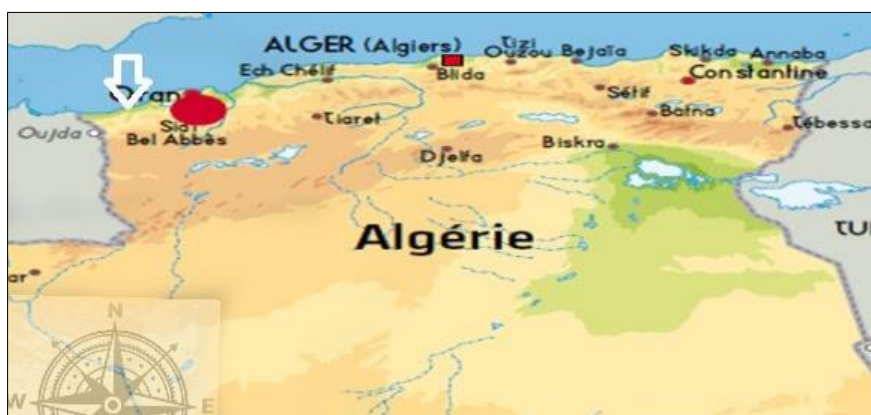


Figure II-3 : Centrale de Terga située à l'Ouest Algérien, à 60 km au sud-ouest d'Oran [6].

II-4- Description générale de la centrale électrique SKT

La Centrale électrique de TERGA est une centrale de production d'énergie électrique avec une puissance totale active de 1200 MW et avec une tension de service de 400 kV et une fréquence de 50 Hz. Ce type de centrale est à cycle combiné comportant trois (03) unités « mono-arbre » (ou single shaft) KA26-1. Chaque unité se compose de :

- Une turbine à gaz (TG) ALSTOM type GT 26 équipée d'un système de combustion séquentielle à pré-mélanger pauvre et à faibles émissions de NOx.
- Un cycle eau / vapeur à trois niveaux de pression et resurchauffe avec chaudière de récupération.
- Une turbine à vapeur (TV) deux corps à trois niveaux de pression et resurchauffe.
- Un alternateur refroidi à l'Hydrogène, commun aux deux turbines.

Chaque unité est caractérisée par une puissance active de 400 MW.

La centrale peut fonctionner selon deux cycles :

1. Cycle simple : La turbine à gaz GT 26 est en service sans la turbine à vapeur TV.

2. Cycle combiné : La turbine à gaz GT 26 est combinée à la turbine à vapeur et à la chaudière de récupération. [5]

Dans la figure (II-4) sont représentées les 8 différentes stations dans la centrale de Terga :

- | | |
|--|-------------------------------|
| 1 : Station Cl d'électrochlorination. | 5 : Réservoir D'eau Dessaler. |
| 2 : Station Dessalement et Déminéralisation. | 6 : Réservoir Gasoil. |
| 3 : Poste Gaz. | 7 : Les Atelier. |
| 4 : Turbine. | 8 : Réservoir D'eau Déminée. |



Figure II-4 : Vue en 3D de la Centrale Electrique de Terga [6].

II-5-Principe de fonctionnement

Un compresseur rotatif aspire l'air extérieur, canalisé par une tuyère d'admission (conduit de section conique servant à accélérer l'air admis). L'air comprimé est chauffé dans une première chambre de combustion (à brûleurs EV). Après l'introduction du combustible, les gaz brûlés connaissent une expansion dans le premier étage de la turbine, étage à haute pression (HP). Le reste du combustible est ajouté dans une seconde chambre de combustion (à brûleurs SEV), où les gaz sont de nouveau chauffés à la température d'entrée maximale de la turbine. Les gaz d'échappement qui sont caractérisés par leur haute température sont utilisés pour évaporer l'eau dessalée dans la chaudière, la vapeur obtenue distribué aux trois ballons HP, MP, BP (haute, moyenne, basse pression) respectueusement selon le niveau de pression puis elle est réinjectée vers une autre turbine à vapeur.

II-6-Configuration générale de la centrale SKT

La centrale de Terga est composée de trois Blocs à une seule ligne d'arbre [5] comme illustré sur la figure II-5. La ligne d'arbre comprend la turbine à gaz entraînant le turboalternateur via

un accouplement rigide. La turbine à vapeur est accouplée via un embrayage auto commutable synchrone sur l'autre côté de l'alternateur. Cette disposition permet de démarrer et d'arrêter la turbine à vapeur indépendamment de la turbine à gaz, alors que la turbine à gaz est déjà en fonctionnement.

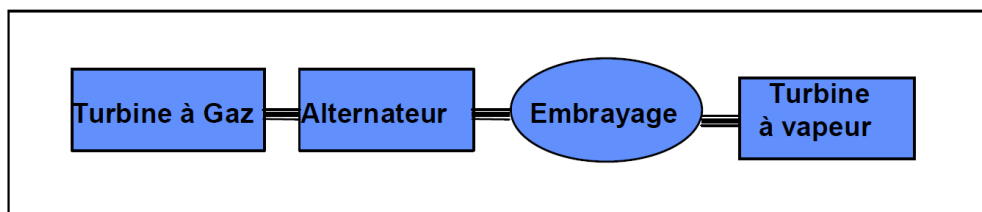


Figure II-5 : Schéma de la ligne d'arbre [5].

Une extrémité de l'alternateur est connectée à l'extrémité froide de la turbine à gaz et l'autre à la turbine à vapeur. La TV est connectée à l'alternateur au moyen d'un embrayage automatique synchrone. Il s'engage automatiquement à la vitesse nominale de la TV pendant le démarrage et se désengage automatiquement pendant l'arrêt de la TV. Ceci permet un fonctionnement indépendant de la turbine à gaz pendant le démarrage de la turbine à vapeur ou lors du fonctionnement de la TV sur by-pass rendant inutile la présence d'une chaudière auxiliaire qui serait nécessaire si la TV était directement connectée à la TG.

La turbine à gaz est conçue pour fonctionner au gaz naturel et au gasoil. Lors de fonctionnement au gaz naturel, la présence de brûleurs à faibles émissions de NOx (oxyde d'azote) permet d'éviter l'injection d'eau ou de vapeur pour limiter le niveau des émissions.

Le cycle eau / vapeur est un cycle à triple pression de réchauffage de pointe avec chaudière de récupération à ballon permettant une utilisation optimale de l'énergie des gaz d'échappement de la turbine à gaz [5].

Ainsi, les principaux éléments de la centrale sont exposés dans les paragraphes suivants.

II-6-1-Turbine à Gaz

La turbine à gaz de type GT26 d'Alstom (voir figure II-6) comprend un rotor constitué d'un étage turbine « haute pression », de 4 étages turbine « basse pression », de 22 étages compresseurs, et deux chambres de combustion annulaires (les brûleurs EV et SEV), appliquant le principe de combustion séquentielle. [5]

L'étage HP se trouve en aval des brûleurs EV et en amont des brûleurs SEV. L'air en entrée de la TG est filtré dans le bloc de prise d'air. Le rotor est couplé de façon rigide à l'arbre de l'alternateur.

II-6-1-1- Fonctionnement de la Turbine à Gaz

L'air ambiant filtré est comprimé dans le compresseur de la turbine à gaz. L'air comprimé s'écoule ensuite autour de la chambre de combustion EV annulaire, le refroidissant, avant d'entrer dans les brûleurs EV au niveau desquels il est mélangé avec le combustible, puis

brûlé. Le gaz de combustion chaud se répartit ensuite dans la turbine HP à un étage et entre dans la chambre de combustion SEV annulaire où est ajouté du combustible, mélangé et brûlé pour réchauffer les gaz d'échappement de la turbine HP. Ce gaz réchauffé se dilate alors dans les quatre étages restants de la turbine BP (voir figure II-7).

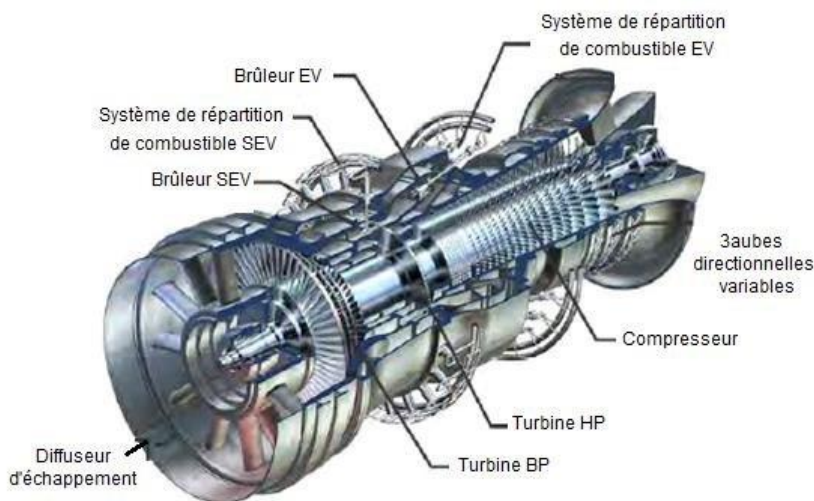


Figure II-6 : Schéma de la Turbine à Gaz [6].

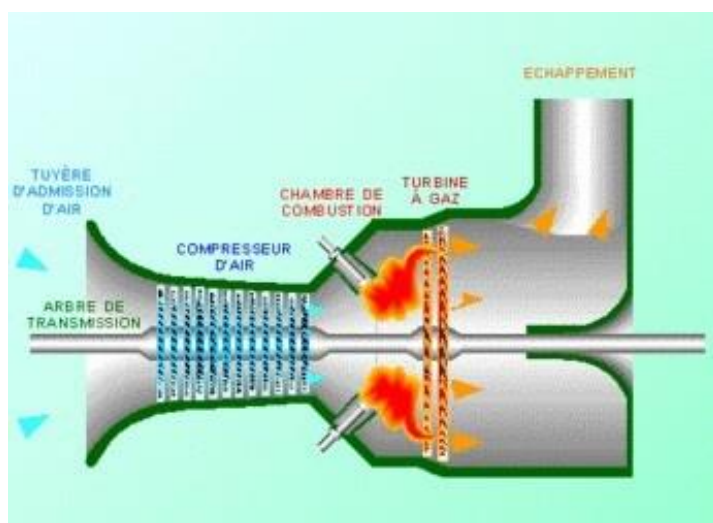


Figure II-7 : Fonctionnement de la Turbine à Gaz [6].

II-6-1-2-Refroidissement de la Turbine à Gaz

Pour assurer le refroidissement et l'étanchéité de la TG, de l'air est soutiré du compresseur à différents étages. Deux de ces extractions d'air sont partiellement refroidies à l'extérieur de la TG. L'air BP sert à refroidir les brûleurs SEV, les premiers étages de la turbine BP et son rotor. L'air HP sert principalement à refroidir la turbine HP et son rotor. Les échangeurs pour refroidir l'air HP et BP sont alimentée par les circuits d'eau alimentaire, cette eau est

vaporisée à travers ces échangeurs (OTC pour One Through Cooler) et est ensuite réinjectée dans les circuits vapeur.

II-6-2-Chaudière de récupération

Les gaz d'échappement de la TG sont directement conduits dans la chaudière de récupération dans laquelle la chaleur d'échappement est utilisée pour générer de la vapeur. La chaudière de récupération est conçue comme une chaudière à triple pression de réchauffage comprenant les éléments suivants (voir figure II-8) [5] :

- Systèmes vapeur haute pression (HP)
- Systèmes vapeur moyenne pression (MP) avec réchauffeur
- Systèmes vapeur base pression (BP)

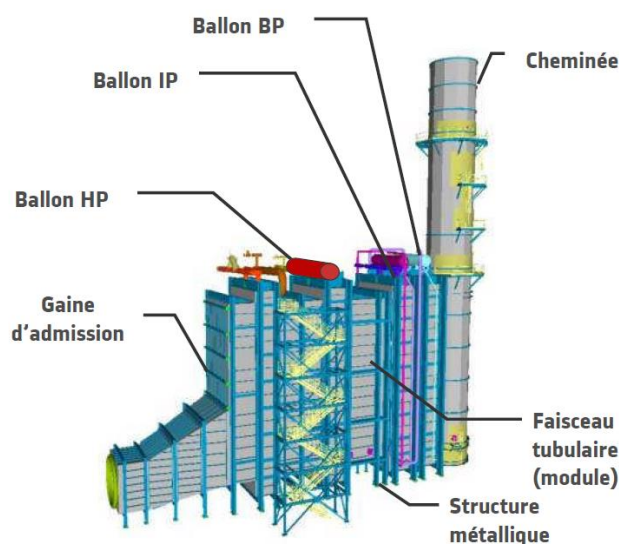


Figure II-8 : Chaudière de récupération [6].

II-6-2-1- Fonctionnement de la chaudière de récupération

La chaleur, contenue dans les gaz d'échappement de la turbine à gaz, sert de source de chaleur pour produire la vapeur (vapeur réchauffée, vapeur surchauffée HP, MP, et BP). Les pompes alimentaires HP/MP alimentent la chaudière de récupération. L'eau alimentaire BP est extraite en aval du deuxième rang économiseur MP/BP. L'eau alimentaire HP, MP et BP est réchauffée dans les économiseurs et stockée dans les ballons respectifs (HP, MP et BP). Chaque niveau de ballon est régulé par une vanne de contrôle.

II-6-2-2- Vapeur surchauffée

On dit que la vapeur est surchauffée lorsque, pour une pression donnée, sa température est supérieure à la température de la vapeur saturée. Un cycle à resurchauffe est un cycle dans lequel on récupère une partie de la vapeur du corps haute pression de la turbine à vapeur pour

la surchauffer à nouveau dans la chaudière, afin de la renvoyer une seconde fois dans la turbine.

II-6-2-3- Vapeur resurchauffée

Un cycle à resurchauffe est un cycle dans lequel on récupère une partie de la vapeur du corps haute pression de la turbine à vapeur pour la surchauffer à nouveau dans la chaudière, afin de la renvoyer une seconde fois dans la turbine.

II-6-3-Condenseur

Le condenseur est un échangeur thermique qui permet de condenser la vapeur en sortie de TV, pour réalimenter en eau la chaudière. La pression dans le condenseur doit être le plus faible possible compte tenu de la température de la source froide. Pour obtenir le meilleur échange entre la vapeur et la source froide, on élimine l'air par des éjecteurs. [5]

II-6-4-Turbine à vapeur

La Turbine à vapeur Alstom, de type DKYZZ2-1N41BA, possède deux corps, trois pressions, et une resurchauffe. Le premier corps est l'étage haut pression (HP) et le deuxième corps de la turbine se compose des étages moyens pression (MP) et basse pression (BP). Le corps MP/BP est à double flux. Les deux rotors des corps HP et MP/BP sont liés entre eux par un accouplement rigide. Le rotor HP est également lié à l'embrayage par un accouplement rigide. [5]

Le fonctionnement de la TV (voir figure II-9) est comme suit : La vapeur HP surchauffée provenant de la chaudière de récupération est introduite dans la TV à vapeur HP dans laquelle elle est détendue. La vapeur est renvoyée de la sortie de la turbine HP vers la chaudière de récupération par la tuyauterie de vapeur à resurchauffer. Dans la chaudière de récupération, la vapeur à resurchauffer est mélangée à la vapeur MP avant d'être surchauffée. La vapeur surchauffée repart à la turbine à vapeur MP/BP par la tuyauterie de vapeur surchauffée et se dilate jusqu'au niveau BP. De la vapeur BP surchauffée supplémentaire provenant de la chaudière de récupération est alors introduite dans la TV. Enfin, la vapeur se dilate jusqu'au vide avant d'être condensée dans le condenseur refroidi par eau est acheminer vers la Bâche alimentaire.

II-6-5-Alternateur

L'alternateur synchrone triphasé, 2 pôles, est refroidi par hydrogène. L'alternateur, la turbine à gaz et la turbine vapeur sont couplés sur un même arbre. L'alternateur est équipé d'une excitation statique. Les bagues collectrices et les balais transmettent le courant issu du système statique d'excitation (situé à l'extérieur de l'alternateur) au bobinage d'excitation. Les bagues collectrices sont situées sur la prolongation de l'arbre à l'extrémité de l'alternateur et côté opposé à la turbine à gaz. Les trois bornes de sorties stator sont situées sur le dessus du compartiment alternateur. Les trois bornes et les transformateurs de courant côté point neutre sont situés au-dessous de l'alternateur. Elles sont reliées à l'enroulement du stator par l'intermédiaire de barres de cuivre flexibles. Le point neutre est relié à la terre à l'extérieur du compartiment (voir figure II-10).

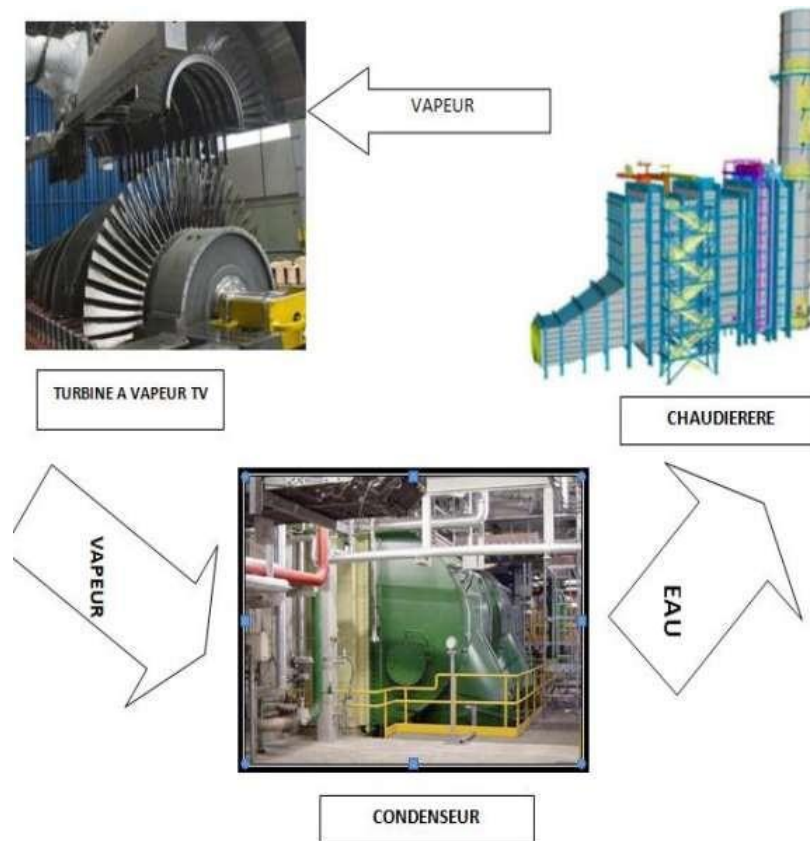


Figure II-9 : Cycle de vapeur [5].

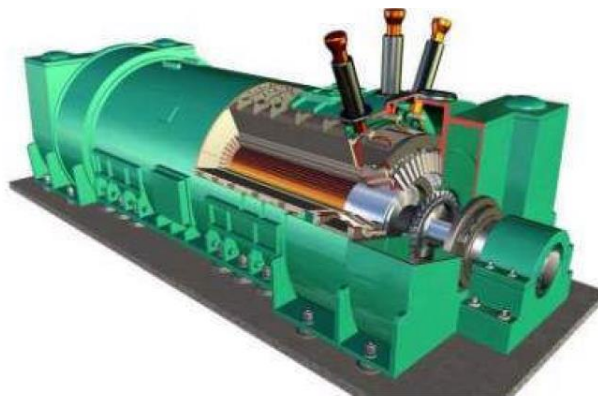


Figure II-10 : Alternateurs [6].

II-6-6-Embrayage auto-commutable synchrone entre la TV et l'Alternateur

L'embrayage permet de connecter la TV à l'alternateur, alors que celui-ci est déjà entraîné par la TG [4]:

- L'embrayage s'engage automatiquement aussitôt que le couple de la TV devient positif; c'est-à-dire aussitôt que la vitesse de la TV a tendance à dépasser celle de l'alternateur.

- L'embrayage se désengage automatiquement aussitôt que le couple de la TV devient négatif ; c'est-à-dire aussitôt que la vitesse de la TV a tendance à passer en dessous de celle de l'alternateur.

II-6-7-Phase de démarrage

Pour démarrer la centrale, l'alimentation auxiliaire de démarrage provient du réseau HT, via le transformateur principal et le transformateur auxiliaire et alimente le Convertisseur Statique de Fréquence de démarrage de la turbine à gaz. La connexion au réseau HT est réalisée par une liaison en câble 400 kV connecté au poste blindé à double jeu de barres 400 kV.

L'alternateur TG est lancé par un moteur synchronisé avec un convertisseur à fréquence variable (dispositif de démarrage statique).

Le groupe TG est accéléré à l'aide du dispositif de démarrage jusqu'à ce que la turbine soit allumée et ait atteint sa vitesse lui permettant d'être indépendante. Le régulateur de la turbine prend alors le contrôle et accélère le groupe TG jusqu'à sa vitesse de synchronisation.

L'alternateur est synchronisé avec le réseau par le disjoncteur alternateur. [5]

II-6-8-Système d'eau de réfrigération principale

Le système d'eau de réfrigération principale fournit de l'eau froide au condenseur de la turbine à vapeur et au réfrigérant du circuit fermé d'eau de réfrigération des auxiliaires. Les pompes de réfrigération principale assurent l'alimentation en eau du condenseur, de la réfrigération auxiliaire. [5]

II-6-8-1-Système d'eau de réfrigération des auxiliaires

Le système d'eau de réfrigération des auxiliaires (CCWS) est un circuit fermé rempli d'eau déminéralisée subvenant aux besoins en eau froide propre et non corrosive dans toute la centrale. Des pompes à eau de réfrigération sont installées pour assurer la recirculation. L'eau réchauffée est refroidie à nouveau au moyen de réfrigérants eau / eau alimentés par le système d'eau de réfrigération principale. L'eau du CCWS est traitée avec un inhibiteur pour protéger les composants du système contre la corrosion. Le débit d'eau de réfrigération vers chaque besoin est ajusté au moyen d'orifices afin de respecter les exigences spécifiques de température. Un réservoir en hauteur garantit le volume tampon nécessaire afin de s'adapter à la dilatation causée par les variations de température de l'eau dans le CCWS. Ce réservoir maintient également une pression suffisante dans tout le système et sert de réserve en cas de pertes d'eau.

II-6-8-2-Système d'alimentation en Gaz Combustible

Le gaz est amené en limite de batterie par la tuyauterie de gaz du client commune aux trois unités de la centrale. Le gaz combustible alimente ensuite la station de lavage dans laquelle il est purifié de toute humidité et poussière. Dans la station de réduction de pression, la pression du gaz combustible est ajustée à la pression requise par le système de combustion de la turbine à gaz. Un filtre fin et un système de préchauffage de combustible sont installés en amont de chaque turbine à gaz. La turbine à gaz est ensuite alimentée en gaz. De plus, un

analyseur de gaz naturel et un débitmètre sont également installés en amont de chaque turbine à gaz.

II-6-8-3-Système d'alimentation en Gasoil

Le poste de dépotage du gasoil permet le remplissage des réservoirs de stockage à partir de camions citernes. Ce poste de dépotage est équipé d'un système de comptage du débit transféré depuis les camions vers le réservoir. Depuis les réservoirs de stockage, les pompes de transfert (2x100% par unité) assurent l'alimentation de la turbine à gaz à travers un poste de réchauffage électrique prévu pour conserver une viscosité suffisante en hiver. Un circuit secondaire permet également le remplissage du réservoir journalier du groupe électrogène (voir figure II-11).



Figure II-11 : Groupe Electrogène de secours [5].

II-6-8-4-Système de Synchronisation

Deux synchro-coupleur redondant assurent la synchronisation automatique de l'alternateur sur le réseau .en procédure normale, les deux synchro coupleur travaillent conjointement et compare leur état. L'ordre de fermeture sur GCB est envoyé uniquement si les deux synchro-coupleurs le décident conjointement.

II-6-8-5-Système électrique de la Centrale

Les équipements électriques sont conçus conformément aux normes de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI). L'alternateur commun à la turbine à gaz et à la turbine à vapeur est connecté au transformateur principal par des barres sous gaine à phases isolées. Le circuit est équipé d'un disjoncteur alternatif, ce qui garantit un système électrique renforcé, une meilleure protection et une flexibilité de fonctionnement accrue. L'alimentation électrique auxiliaire nécessaire à la centrale à cycle combiné est dérivé des barres de l'alternateur par un transformateur auxiliaire à trois enroulements dont un est dédié au système de Distribution moyenne tension l'autre à l'alimentation du Convertisseur Statique de Fréquence de démarrage. Les systèmes électriques auxiliaires fonctionnent sous les niveaux de tension suivants :

- Distribution moyenne tension 6,6 kV : Alimentation de tous les consommateurs de plus de 250 kW et des systèmes de distribution basse tension à l'aide des transformateurs auxiliaires
- Appareillage électrique et tableaux électriques (MCC) basse tension 400 V : Alimentation de tous les consommateurs de moins de 250 kW et des différents panneaux de distribution des sources auxiliaires, chargeurs et système UPS
- Systèmes 220 V CC : Deux jeux de batteries avec deux chargeurs et systèmes de distribution associés alimentant les pompes de secours, les convertisseurs de tension 220/110V CC et 220/24V CC
- Systèmes 230V CA UPS : Onduleurs, commutateurs statiques et panneaux de distribution alimentant les systèmes de contrôle du procédé et les systèmes informatiques
- Systèmes 110V CC : avec deux convertisseurs de tension 220/110V CC et systèmes de distribution associés alimentant en 110V cc le contrôle des tableaux MT BT et des sources auxiliaires.
- Systèmes 24V CC : Avec deux convertisseurs de tension 220/24V cc et systèmes de distribution associés alimentant le Système de Contrôle Centralisé en 24V CC.

II-6-9-Transformateur

II-6-9-1-Transformateur Principal

Le transformateur principal ou de puissance est le composant central du réseau et des systèmes de distribution. Il adapte la tension de sortie de l'alternateur à la tension du réseau (20 kV / 400 kV) et établit la connexion électrique entre ces deux éléments. Il comprend un boîtier, un noyau électromagnétique, un système de refroidissement et des traversées de connexion (voir figure II-12). [5]



Figure II-12 : Transformateur principal élévateur [5].

II-6-9-2-Alimentation de Secours

Un groupe électrogène diesel de secours est prévu pour assurer en continu une alimentation fiable des systèmes auxiliaires essentiels, y compris les chargeurs de batteries, lorsque le réseau du service public et de la turbine à gaz ne sont pas disponible.

II-6-10-Unité d'électrochlorination

Cette installation est prévue pour la production et l'injection d'hypochlorite de sodium dans l'eau de mer afin d'éviter la prolifération de la faune marine dans les tuyauteries et les équipements alimenté par l'eau de mer. Le procédé est basé sur l'électrolyse partielle de l'eau de mer dans les unités d'électrochlorination.

II-6-11-Système d'alimentation en eau brute

- Eau brute

L'eau brute est puisée depuis la mer. Elle est stockée dans les réservoirs communs avec l'installation de dessalement. De plus l'eau conservée alimente le réseau d'eau de service d'équipement et le système d'eau potable. L'eau potable provient du réseau d'eau potable.

- Eau déminéralisée

L'eau déminéralisée est produite par une centrale de production d'eau déminéralisée (2 x 100 %) dimensionnée pour la purge en continue. La centrale de déminéralisation comprend :

- Deux pompes (2 x 100 %) de transfert d'eau dessalée
- Deux échangeurs (2 x 100 %) à résines à lits mélangés,
- Deux réservoirs de stockage d'eau déminéralisée (capacité 2 x 500 m³)
- Quatre (4 x 33 %) pompe d'eau déminéralisée pour l'appoint aux cycles
- Quatre (4 x 33 %) pompe d'eau déminéralisée de NOx pour la marche au fioul comprenant moteur, accouplement et carter de protection. [5]

II-7-Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons vu la composition et le fonctionnement général de la centrale électrique de Terga avec les turbines à gaz (TG) et turbines à vapeur (TV), ainsi que tout le cycle de vaporisation de l'eau et sa condensation, et comment tout cet élément fonctionne ensemble pour produire une force mécanique indispensable au générateur afin de produire de l'énergie électrique.

Dans le chapitre qui suit nous allons définir les systèmes de supervision industrielle dans le domaine des automatismes.

CHAPITRE III

**Systemes de supervision
industrielle**

III-1-Introduction

La supervision des années 90, c'était donc principalement l'interface Homme-Machines, implantée au pied des équipements ou dans une salle de contrôle à proximité. On y redessinait le PID de son processus, et mieux on ajoutait de nombreuses animations « colorées » pour rendre le tout facile à comprendre par les opérateurs. Ces derniers étaient d'ailleurs les principaux utilisateurs de la supervision et leurs connaissances du processus étaient souvent excellentes, car ils avaient connu « l'avant-supervision ». Depuis ces 20 dernières années, la supervision a évolué au rythme des transformations industrielles. Aujourd'hui nous sommes à l'ère de l'industrie du futur, mise en avant et adaptée dans le monde entier par tous les gouvernements et industriels. La digitalisation des processus industriels a pour but de transformer les industries en offrant, entre autres, de nouveaux leviers de compétitivité, grâce à une meilleure gestion en temps-réel de la production, de la maintenance, de l'énergie ou encore de tous les flux logistiques. Tous les industriels en sont-ils à cette étape ? Bien sûr que non. Néanmoins, l'Industrie du futur est un schéma directeur pouvant être poursuivi et mis en place, étape par étape, par tous les industriels déjà en possession de logiciels de supervision [7].

Dans ce chapitre, nous allons donner un bref aperçu sur la structure d'un système automatisé puis montrer le rôle de la supervision dans l'industrie ainsi que les caractéristiques et le fonctionnement d'un système de supervision.

III-2- Architecture des systèmes automatisés

- **Un système automatisé** [10] : ou automatique est un système qui exécute toujours le même cycle de travail qui est programmé à l'avance, sans l'intervention de l'utilisateur. L'opérateur assure la programmation, le démarrage et l'arrêt du système (voir figure III-1).

- Un système automatisé peut être composé de plusieurs systèmes automatisés.
- Par contre, dans un système mécanique, l'utilisateur commande et contrôle l'ensemble des opérations. On trouve les systèmes automatisés dans des domaines très variés à titre d'exemple :
 - ✓ L'industrie : ils permettent d'augmenter la sécurité et remplacent l'homme en accomplissant des travaux pénibles (convoyeur), répétitifs (ligne de montage), dangereux (atelier de peinture) ou dans des endroits inaccessibles (réacteur nucléaire).
 - ✓ La vie quotidienne : Distributeur de boissons, feux de carrefour, barrière de parking, distributeur de billets...
 - ✓ La Domotique : C'est la gestion automatisée des bâtiments individuels et collectifs (éclairage, chauffage, sécurité, télécommunication, pilotage des appareils électrodomestiques...)

Un système automatisé est composé de deux parties principales : la partie opérative et la partie commande ; à lesquelles s'ajoute une troisième c'est la partie de dialogue.

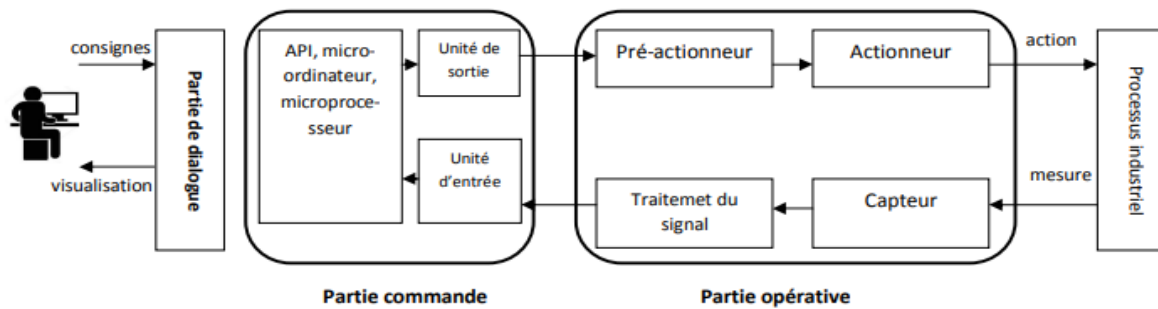


Figure III-1 : Structure d'un système automatisé [10].

III-2-1- La partie opérative

La partie opérative [10] se compose des ensembles suivants :

- ✓ L'unité de production (effecteurs) dont la fonction est de réaliser la fabrication ou la transformation pour laquelle elle remplit un rôle dans le processus industriel.
- ✓ Le pré actionneurs qui sont directement dépendants des actionneurs et sont nécessaires à leur fonctionnement (distributeur pour un vérin...etc.)
- ✓ Les actionneurs qui apportent à l'unité de production l'énergie mécanique nécessaire à son fonctionnement à partir d'une source d'énergie extérieure (cas d'un moteur par exemple).
- ✓ Les capteurs qui créent, à partir de grandeurs physiques de natures divers (déplacement, température, pression...etc.), des informations utilisables par la partie commande.

III-2-2- La partie commande

La partie commande [10] se compose des ensembles suivants :

- ✓ Les interfaces d'entrée qui transforment les informations issues des capteurs placés sur la partie opérative ou dans la partie dialogue en informations de nature et d'amplitude compatible avec les caractéristiques technologiques du système.
- ✓ Les interfaces de sortie qui transforment les informations élaborées par l'unité de traitement en informations de nature et d'amplitude compatibles avec les caractéristiques technologiques du pré actionneurs d'une part, des visualisations et avertisseurs d'autre part ;
- ✓ L'unité de traitement (automates programmables industriels API, ordinateur, microprocesseurs) qui élabore les ordres destinés aux actionneurs en fonction des informations reçues des différents capteurs et du fonctionnement à réaliser.

III-2-3- La partie dialogue

La partie dialogue [10] se compose de deux ensembles :

- ✓ Les visualisations et avertisseurs qui transforment les informations fournies par l'automate en informations perceptibles par l'homme (informations optiques ou sonores) ;

- ✓ Les capteurs qui transforment les informations fournies par l'homme (action manuelle sur un bouton poussoir, par exemple) et informations exploitables par l'automate.

III-3-Généralités sur la supervision

La supervision [8] est une application de surveillance, de contrôle-commande évolué et de diagnostic de procédés. C'est une technique de suivi et de pilotage des procédés automatisés. Une application de supervision fonctionne généralement sur un ordinateur en communication avec un ou plusieurs équipements, via un réseau local ou un réseau distant. Les équipements communiquant avec une application de supervision peuvent être des API, un ordinateur, une carte spécialisée, etc. (voir figure III-2).

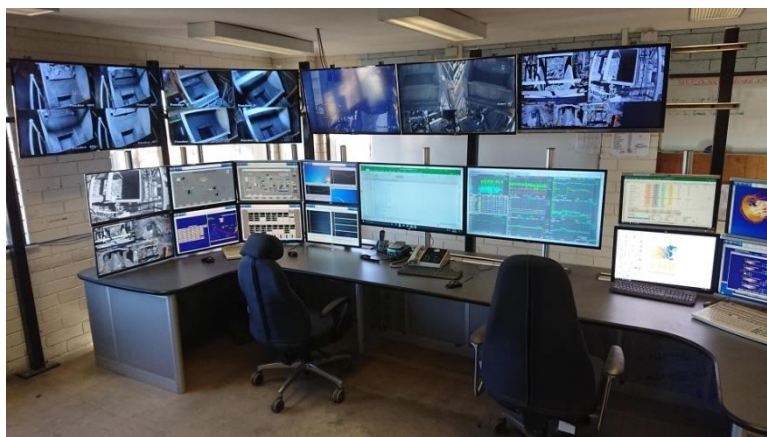


Figure III-2 : Salle de supervision industrielle [W4].

On supervise pour avoir une visibilité sur le système d'information. Cela permet d'avoir des informations rapidement, de connaître l'état de santé du réseau, des systèmes, des performances. Donc on a rapidement une image une idée bien précise de notre système. [7]

Superviser permet aussi de prévenir les pannes et anticiper les pannes. En effet on obtient une alerte quand un disque dur atteint 80% de sa capacité, et donc on évite un crash du système à cause d'un disque dur plein. Grâce à un outil de supervision on peut aussi remonter les informations d'aides (intrusion détection system) et fournir des indicateurs au DSI. Cela centralise les informations remontées par divers outils.

Grâce à la supervision, on peut aussi connaître rapidement l'effet d'une action (ajout d'un nouveau client, nouvelle machine...etc.) sur le système. Donc on pourra connaître et chiffrer techniquement l'impact de ce type de modification et réagir rapidement si besoin est.

En cas de dysfonctionnement, la productivité de la société est affectée. Il faut donc toujours être au courant de ce qu'il se passe.

Pour résumer, on supervise pour être alerté de problèmes, et si possible les anticiper. On va effectuer de test, et analyser les résultats sous forme de graphiques ou autres, et en fonction de critères déclenchés des actions (redémarrage de services, alerte le personnel sur le comportement d'un processus etc.), et mettre en place des actions face à des évènements. [7]

On retrouve les systèmes de supervision dans différents domaines d'application [9] :

- ❖ Le pilotage de grandes installations industrielles automatisées :
 - Métallurgie (laminoir) production pétrolière (distillation)
 - Production et stockage agroalimentaire (lait, céréales...)
 - Production manufacturière (automobile, biens de consommation...)
- ❖ Le pilotage d'installations réparties :
 - Alimentation en eau potable
 - Traitement des eaux usées
 - Gestion des flux hydrauliques (canaux, rivières, barrages...)
 - Gestion de tunnels (ventilation, sécurité)
- ❖ La gestion technique de bâtiments et gestion technique centralisée (GTC) :
 - Gestion des moyens de chauffage et d'éclairage (économies d'énergie)
 - Gestion des alarmes incendies
 - Contrôle d'accès, gestion des alarmes intrusion

III-4- Caractéristiques principales d'un système de supervision

En situation normale, le système de supervision présente [11], sur les synoptiques, une ou plusieurs vues de synthèse sur le système industriel, et une ou plusieurs vues spécialisées sur la phase de l'activité principale en cours et sur les éléments du système concerné.

Les modules de contrôle du système automatisé génèrent des alarmes selon une hiérarchie propre à chaque système. Un journal enregistre tous les événements significatifs survenus sur le système pendant que les écrans de contrôle de l'opérateur retransmettent les alarmes. Le degré d'élaboration de ces alarmes dépend beaucoup des systèmes et de l'effort de modélisation préalable à l'automatisation du système.

En dernier lieu, l'opérateur reste seul devant son système et, s'il dispose théoriquement de tous les éléments pour agir, en pratique il est facilement débordé par la quantité d'informations qui se présente à lui. Les éléments explicatifs présentés font souvent référence à des modèles qu'il connaît peu ou pas, et à prendre ses décisions sur des références qui lui sont personnelles et qui, en cas de non-adaptation à la situation réelle, peuvent engendrer des dangers.

La difficulté consiste à prendre en compte le temps et la dynamique propre du procédé dans les situations que l'opérateur doit gérer. Les événements sont en effet projetés sur la situation présente et l'effet de série n'est pas facile à prendre en compte par l'opérateur. Dans le contexte de la supervision globale, les données sont de natures extrêmement variées : imprécises (bruit), incomplètes (capteurs en défaut), hétérogènes, dépendant du contexte (régimes permanents, transitoires...) ; l'aide à l'opérateur nécessite d'assurer des tâches de diagnostic, d'interprétation et de planification d'actions.

Par ailleurs, la communication homme-machine doit être particulièrement étudiée pour rendre efficace l'interaction entre le système d'aide à la supervision et l'opérateur.

Si le problème du rôle de l'opérateur n'est jamais négligé dans la conduite des procédés continus, où cet opérateur agit par des réglages nécessaires pour répondre à la variation des

produits en entrée du système, il est souvent limité dans le domaine des systèmes à événements discrets et peu analysé dans les fonctions de supervision des systèmes complexes.

L'opérateur assure lui-même la fonction de supervision pour ce qui concerne l'interprétation des informations proposées. Par contre, les interfaces multimédias offrent des possibilités d'expression efficace des informations qui facilite la rapidité de prise en compte et limite les erreurs de lecture.

III-5-Grandes familles des systèmes de supervision

On peut repérer au moins quatre classes différentes dans les projets de supervision comme illustré dans le tableau III-1.

Code	Champ d'application	Intégration	Commentaires
A	Actionneurs	La supervision est liée aux équipements	Visualisation de voyants, afficheurs. Poste MMI
B	Système de contrôle	Mapping des informations	Système de collecte d'informations connecté sur les entrées-sorties du système de contrôle-commande
C	Systèmes de contrôle et de commande	La supervision est une extension des fonctions de contrôle du système	Partie intégrante du système, le module de supervision partage les informations des autres modules de commande et de contrôle. Les approches intégrant la sûreté de fonctionnement comme critère de contrôle et commande choisissent souvent ce type d'intégration
D	Systèmes automatisés et systèmes de contrôle commande	La supervision est un module stratégique coopérant avec les différents systèmes de contrôle	La supervision se situe à un niveau supérieur dans la hiérarchie des systèmes d'information. Elle introduit des niveaux de redondance dans la collecte d'informations. Système complexe et comportant beaucoup de points, nécessite souvent un système d'aide

Tableau III-1 : Les classes de systèmes de supervision [11].

III-6-Rôle de la supervision et concept CIM

Les logiciels de supervision sont une classe de programmes applicatifs dédiés à la production dont les buts sont [8] :

- La commande des processus de production via des interfaces homme/machine dynamiques
- Le suivi-contrôle de l'état et de l'évolution d'une installation automatisée
- La mise en évidence des anomalies sur une installation automatisée (alarmes)
- La collecte d'informations en temps réel sur des processus depuis des sites distants (machines, ateliers, usines...) ainsi que leur archivage.

Le CIM (Computer Integrated Manufacturing, soit Système Intégré de Production (SIP)) [W6] est une stratégie capable d'accélérer et d'améliorer la circulation de l'information à tous les niveaux de l'entreprise. Le CIM décrit les différents niveaux de communication sous une forme quantitative des données à véhiculer.

Le modèle de la pyramide CIM (voir figure III-3) offre une structure hiérarchisée des différents niveaux fonctionnels mis en œuvre dans une usine. Entre chacun de ces niveaux, et à l'intérieur de ces niveaux, il existe un besoin en communication spécifique qui s'effectue au moyen de différents types de réseaux. L'organisation est décrite sous forme pyramidale.

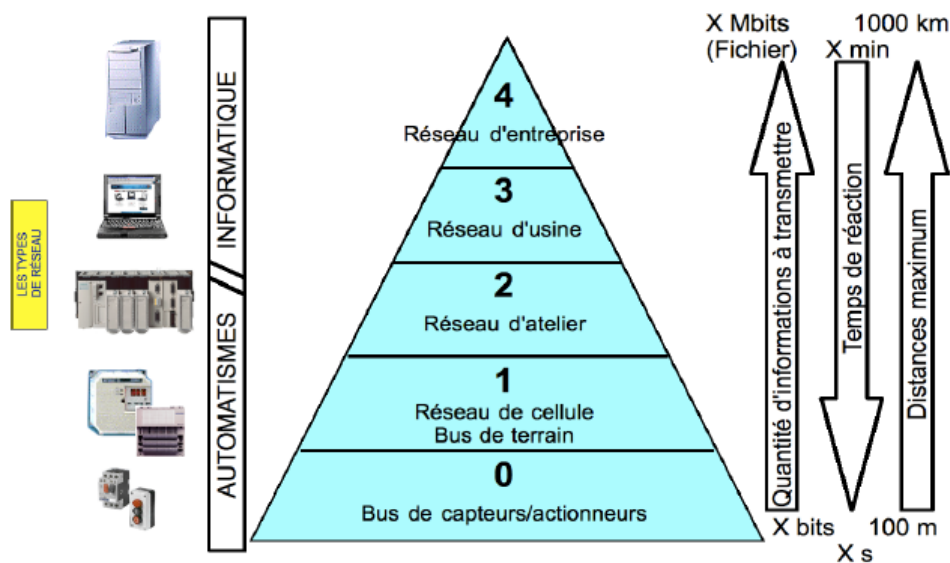


Figure III-3: Pyramid Computer Integrated Manufacturing [W6].

✓ Niveau 0 : Entrées/Sorties (capteurs et actionneurs)

C'est le domaine des capteurs et actionneurs. La communication vers le niveau 1 s'effectue par un réseau de terrain tel que FIPIO, AS-I. Ce réseau permet l'envoi d'informations courtes, fréquentes à grande vitesse sur FIP (1Mbits/secondes), et un peu moins vite sur AS-I (167 kbits/secondes).

✓ Niveau 1 : Le niveau cellule

Une cellule est constituée d'un ensemble de stations se partageant des données. Son rôle est de coordonner l'action de plusieurs machines. La communication s'effectue par un réseau d'automates.

✓ Niveau 2 : Le niveau atelier

Ce niveau effectue la supervision des cellules et collecte des informations pour la maintenance ou le calcul de statistiques.

La communication est assurée par un réseau d'atelier tel que l'Ethernet.

✓ Niveau 3 et 4 : Le niveau usine et entreprise

Le niveau 4 assure la gestion de l'usine (approvisionnements achats).

La communication est effectuée par un réseau informatique.

III-7-Fonctionnalités d'un système de Supervision

Un système de supervision comprend deux sous-ensembles fonctionnels [W6] :

❖ **La commande :**

Le rôle de la commande est de faire exécuter un ensemble d'opérations (élémentaires ou non suivant le niveau d'abstraction auquel on se place) au procédé en fixant des consignes de fonctionnement en réponse à des ordres d'exécution.

Il s'agit de réaliser généralement une séquence d'opérations constituant une gamme de fabrication dans le but de fabriquer un produit en réponse à une demande d'un client.

La commande regroupe toutes les fonctions qui agissent directement sur les actionneurs du procédé qui permettent d'assurer :

- Le fonctionnement en l'absence de défaillance,
- La reprise ou gestion des modes,
- Les traitements d'urgence,
- Une partie de la maintenance corrective.

Les fonctions de commande en marche normale sont :

- L'envoi de consignes vers le procédé dans le but de provoquer son évolution.
- L'acquisition de mesures ou de compte-rendu permettant de vérifier que les consignes envoyées vers le procédé produisent exactement les effets escomptés.
- L'acquisition de mesures ou d'informations permettant de reconstituer l'état réel du procédé et/ou du produit.
- L'envoi vers le procédé d'ordres prioritaires permettant de déclencher des procédures de sécurité (arrêts d'urgence par exemple).

❖ **La surveillance :**

La partie surveillance d'un superviseur a pour objectifs :

- La détection d'un fonctionnement ne correspondant plus à ce qui est attendu.

- La recherche des causes et conséquences d'un fonctionnement non prévu ou non contrôlé
L'élaboration de solutions permettant de pallier le fonctionnement non prévu
- La modification des modèles utilisés pendant le fonctionnement prévu pour revenir à ce fonctionnement : changement de la commande, réinitialisations, etc.,
- La collaboration avec les opérateurs humains pour les prises de décision critiques, pour le recueil d'informations non accessibles directement et pour l'explication de la solution curative envisagée ou appliquée
- Recueille en permanence tous les signaux en provenance du procédé et de la commande
- Reconstitue l'état réel du système commandé
- Fait toutes les inférences nécessaires pour produire les données utilisées pour dresser des historiques de fonctionnement
- Met en œuvre un processus de traitement de défaillance le cas échéant

Le système de supervision contrôle et surveille l'exécution d'une opération ou d'un travail effectué par d'autres sans rentrer dans les détails de cette exécution.

III-8-Les protocoles de communication

Différentes méthodes peuvent être utilisées pour faire communiquer un automate programmable industriel avec une supervision [12]. En fonction de l'automate utilisé, différentes méthodes de communication pourront être utilisées.

Si nous prenons par exemple les deux automates Siemens et Unitronics (voir figure III-4)



	API SIEMENS S7-300	API UNITRONIS V120
		
<i>Protocoles de communication supportés</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Profibus - Profinet - Modbus 	<ul style="list-style-type: none"> - Modbus Série (codage ASCII) RS232 ou RS485
<i>Liaisons de communication</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Câble Ethernet - Câble série 	<ul style="list-style-type: none"> - Bluetooth via carte externe - Câble série
<i>Librairies de communication open source supportées</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Libnodave - S7.NET - Snap7 - Modscan - PlcQtlib - Nmodbus 	<ul style="list-style-type: none"> - Nmodbus - Modscan - .Net driver (unitronics)

Figure III-4 : Caractéristiques de deux automates différents [12].

Nous pouvons constater que l'automate Siemens peut communiquer avec un équipement externe via les protocoles Modbus, Profibus ou Profinet. On aura bien sûr dans certains cas besoin d'ajouter des modules de communication afin de rendre disponible les interfaces de communication ainsi que les protocoles nommés ci-dessus.

Lorsque que l'on va connecter l'automate au système de supervision, on utilisera ces mêmes protocoles afin de permettre l'échange de données entre les deux dispositifs.

Une interface de communication ainsi qu'un protocole d'échange sont donc indispensables pour l'échange de données entre automate et supervision (voir Figure III.5). La liaison physique entre l'API et la supervision pourra se faire via Ethernet ou interface série (RS-485, RS-232 etc..).

Aussi, comme on peut le voir sur la Figure III-6, un automate peut communiquer avec plusieurs IHM (interface homme-machine). Cela est possible grâce à un réseau de communication. Ici les différents équipements sont connectés via le réseau Ethernet. On pourra par exemple utiliser le protocole Modbus TCP/IP pour permettre l'échange de données entre automate et IHM.

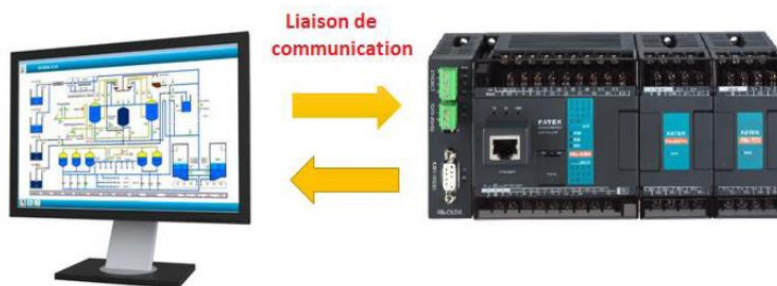


Figure III-5 : Liaison entre un IHM et l'automate [12].

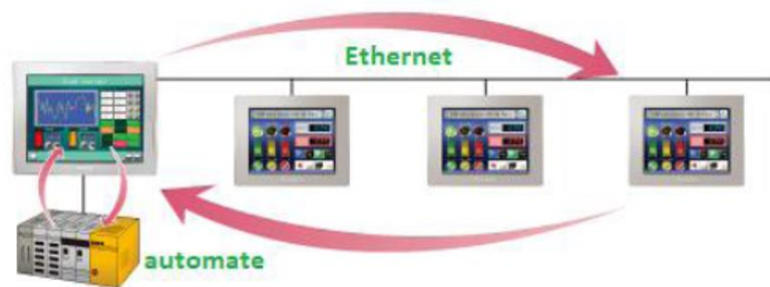


Figure III-6 : Communication de l'automate avec plusieurs IHM [12].

III-9-Les logiciels de supervision

Les logiciels de supervision [7] sont une classe de programmes applicatifs dédiés à la production qui a pour rôle :

- L'assistance de l'opérateur dans ses actions de commande du processus de production (interface IHM dynamique...)
- La visualisation de l'état et de l'évolution d'une installation automatisée de contrôle de processus, avec une mise en évidence des anomalies (alarmes)

- La collecte d'informations en temps réel sur des processus depuis des sites distants (machines, ateliers, usines...) et leur archivage
- L'aide à l'opérateur dans son travail et dans ses décisions (propositions de paramètres, signalisation de valeurs en défaut, aide à la résolution d'un problème ...).

III-10-Interface Homme Machine (IHM)

Interface Homme Machine [7] est un dispositif qui permet le dialogue entre l'opérateur et la machine. Une IHM réalise deux fonctionnalités :

- Présenter des informations à l'opérateur.
- Permettre à l'opérateur d'agir sur le système en introduisant des commandes ou des consignes.

Les règles de conception d'une IHM de point de vue du respect des caractéristiques physiques et psychophysiologiques sont :

- Lisibilité suffisante, pas d'informations fournies uniquement sur la base d'un changement de couleur.
- Signaux sonores de fréquence suffisamment basse (inférieure à 800 Hz),
- Les informations le plus fréquemment consultées doivent se trouver dans les zones le plus souvent parcourues par l'œil.

a. Synoptique

Fonction essentielle de la supervision, fournit une représentation synthétique, dynamique et instantanée de l'ensemble des moyens de production de l'unité, il permet à l'opérateur d'interagir avec le processus et de visualiser le comportement normal (voir figure III.7).

Un éditeur de synoptique permet de réaliser facilement des interfaces homme machine qui allient la modernité du look et l'efficacité de l'interactif opérateur : zoom en exploitation, transparences...

b. Courbes

Elles donnent (voir figure III-8) :

- Une représentation graphique de différentes données du processus.
- Les outils d'analyse des variables historiées.

c. Alarme

Elle a pour rôle de (voir figure III-9):

- Calculer en temps réel les conditions de déclenchement des alarmes.
- Afficher l'ensemble des alarmes selon des règles de priorité.
- Donner les outils de gestion depuis la prise en compte jusqu'à la résolution complète.
- Assurer l'enregistrement de toutes les étapes de traitement de l'alarme.

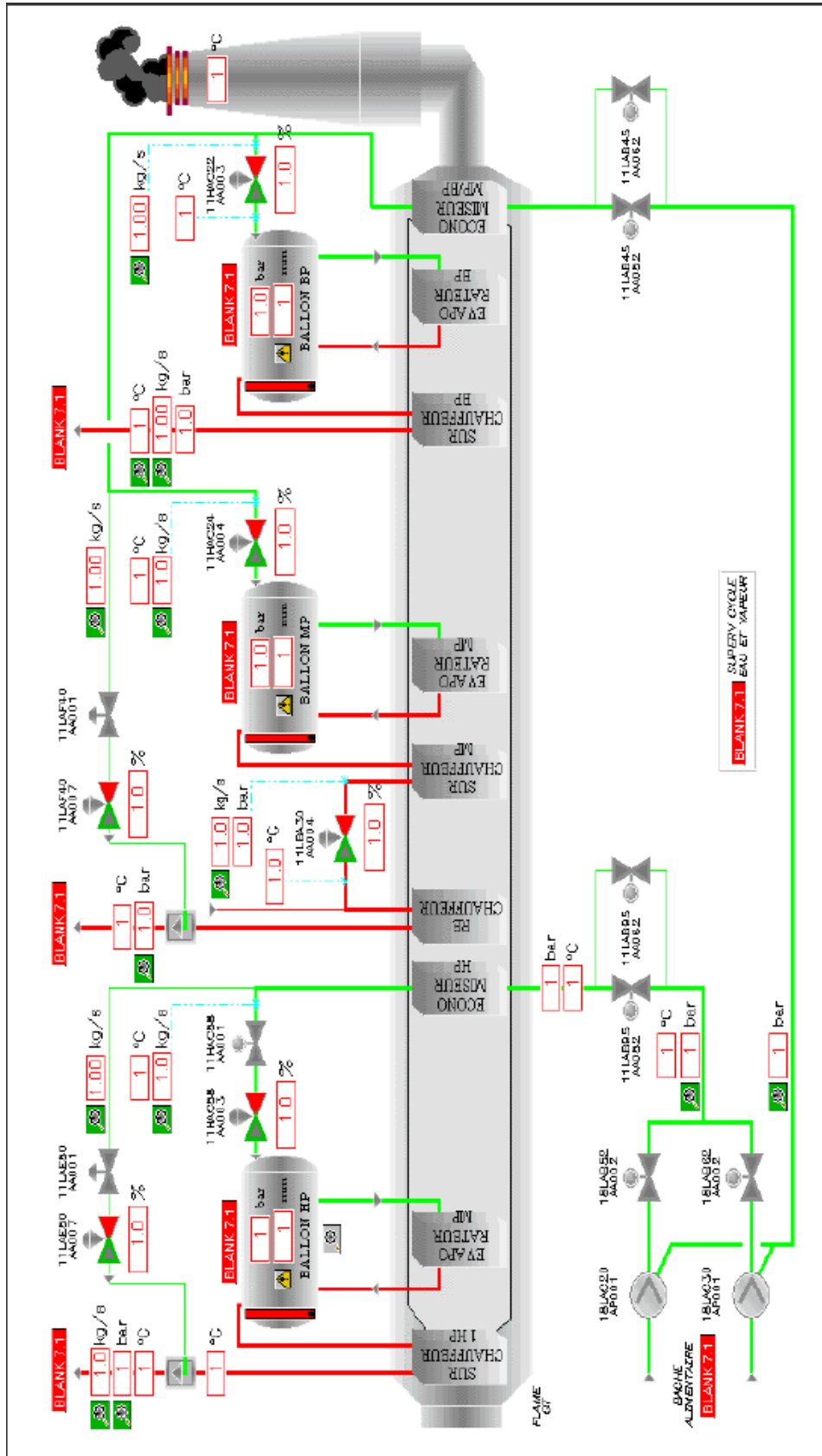


Figure III-7 : Fonction de synoptique [13].

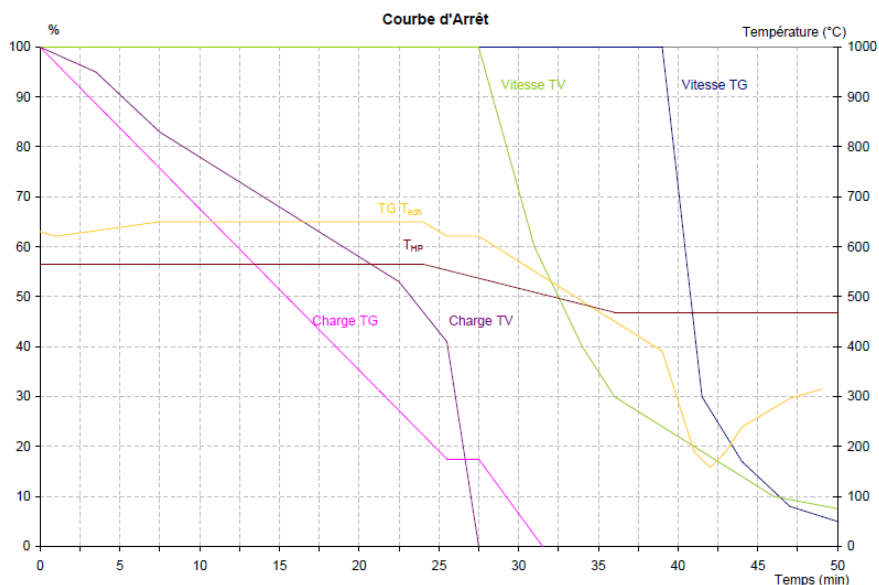


Figure III-8 : Vue des courbes [5].

Prio	Datum / Zeit	Objektname	Objektbeschreibung	Status	Sub-Status	Meldung
5	07.11.07 16:39:55:166	1SCE52AA051	MembVtl			Auf
5	07.11.07 16:39:54:207	1SCE52AA051	MembVtl			Zu
5	07.11.07 16:39:53:784	0CYW10EG101_XU01	SigGb War Akt			Signal Aktiv
1	07.11.07 16:39:52:820	1GHC20CP001_XQ50	Dr DelVert.tg	L	L	<Mini
5	07.11.07 16:39:52:706	1HHH11AP001	HydPp Besch RB 1			Ein
5	07.11.07 16:39:51:966	1SCE52AA051	MembVtl			Auf
5	07.11.07 16:39:51:006	1SCE52AA051	MembVtl			Zu
5	07.11.07 16:39:49:506	1HHC32CG101_XG01	Ste HydZyl RB3 Enf			Signal Inaktiv
5	07.11.07 16:39:49:506	1HHC12CG101_XG01	Ste HydZyl RB1 Enf			Signal Inaktiv
5	07.11.07 16:39:48:767	1SCE52AA051	MembVtl			Auf
5	07.11.07 16:39:47:906	1HHC22CG102_XG02	Ste HydZyl RB2 Ausf			Signal Inaktiv
5	07.11.07 16:39:47:806	1SCE52AA051	MembVtl			Zu
5	07.11.07 16:39:47:406	1HHC32CG102_XG02	Ste HydZyl RB4 Ausf			Signal Inaktiv

Figure III-9 : Exemple d'Alarme [13].

d. Historisation du procédé

L'historisation permet (voir figure III-10):

- La sauvegarde périodique de grandeurs (archivage au fil de l'eau)
- La sauvegarde d'événements horodatés (archivage sélectif)
- De fournir les outils de recherche dans les données archivées
- La possibilité de refaire fonctionner le synoptique avec les données archivées (fonction de magnétoscope ou de replay)
- De garder une trace validée de données critiques (traçabilité de données de production).

e. Gestion des gammes

La gestion des gammes permet de (voir figure III-11):

- Donner un outil de gestion des lots de fabrication (batch)
- Gérer les paramètres de réglage des machines pour chacun des lots

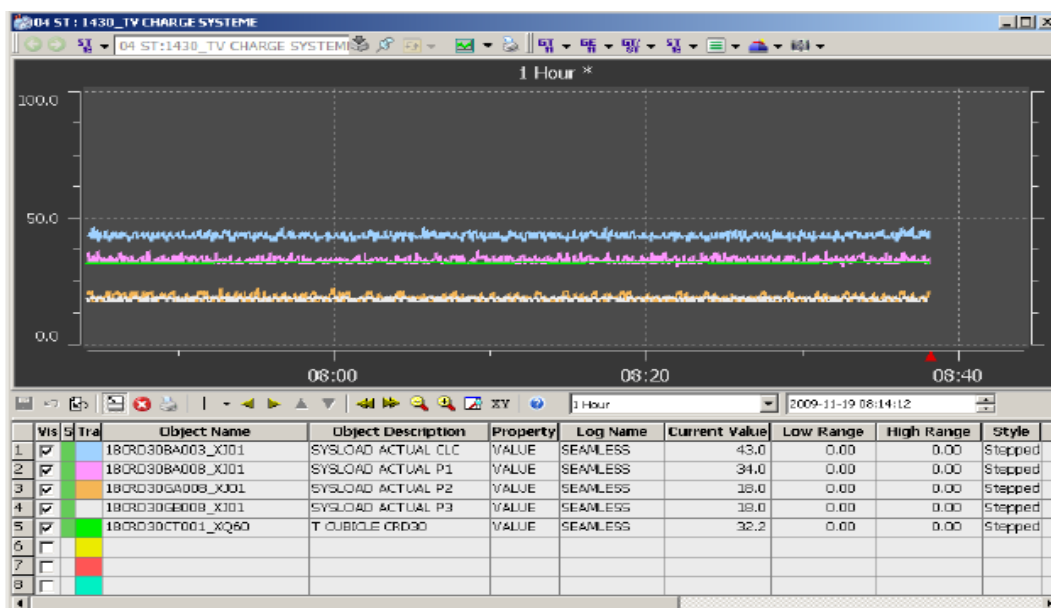


Figure III-10 : Vue d'historisation du procédé [13].

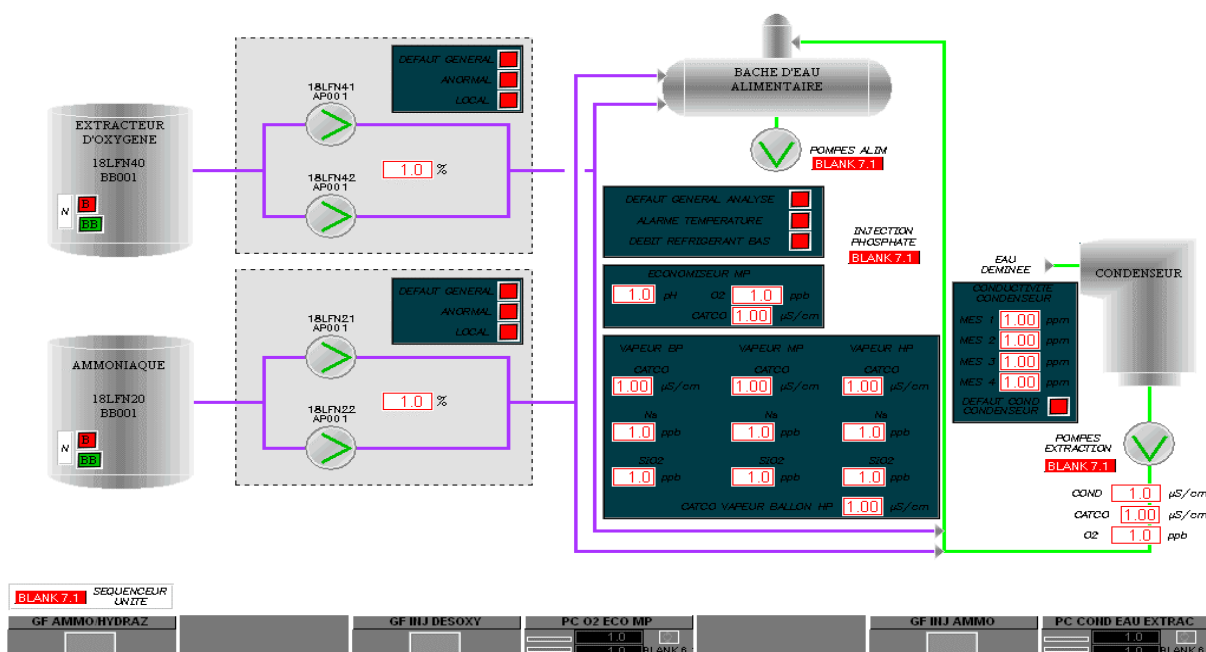


Figure III-11 : Vue de gestion des gammes [13].

III-11- Conclusion

La supervision est une technique de suivi, qui permet de surveiller, analyser, rapporter et d'alerter les fonctionnements anormaux des systèmes informatiques. Quand un système est bien supervisé, il n'est plus sujet à des pannes et des temps d'arrêt réguliers

Dans ce chapitre, nous avons donné des généralités sur la supervision industrielle (rôle, fonctionnement, logiciels, etc.) et dans le chapitre suivant, nous allons montrer le fonctionnement de la supervision dans la centrale à cycle combiné de Terga 3×400 MW et présenté un exemple de supervision de la chaudière dans celle-ci.

CHAPITRE IV

La supervision dans la centrale à cycle combiné de Terga 3× 400 MW

IV-1- Introduction

L'installation électrique dans la centrale à cycle combiné de Terga 3× 400 MW se fait via un système de supervision. Elle consiste à surveiller, piloter et automatiser la gestion des réseaux électriques. Un système de supervision s'exécute en collectant en permanence des données (mesure, alarmes, disponibilité...).

Dans ce chapitre, nous allons expliquer comment fonctionne la supervision dans la centrale à cycle combiné de Terga 3× 400 MW et présenter un exemple de la supervision dans la salle de contrôle dédiée aux chaudières.

IV-2-La supervision générale de la centrale électrique SKT

Au niveau de la centrale électrique de Terga, il existe 4 salles de contrôles et de commandes qui permettent la gestion des unités suivantes : [6]

- TG/TV/Chaudière (1)
- Poste gaz (2)
- Dessalement et déminéralisation (3)
- Electrochlorination (4)

La localisation de ces unités dans la centrale de Terga est représentée sur la figure IV-I, et les différents API et logiciels utilisés dans chaque unité sont mentionnés dans le tableau IV-1.

Les différents composants de la centrale et le fonctionnement de chaque unité ont été expliqués dans le chapitre II.

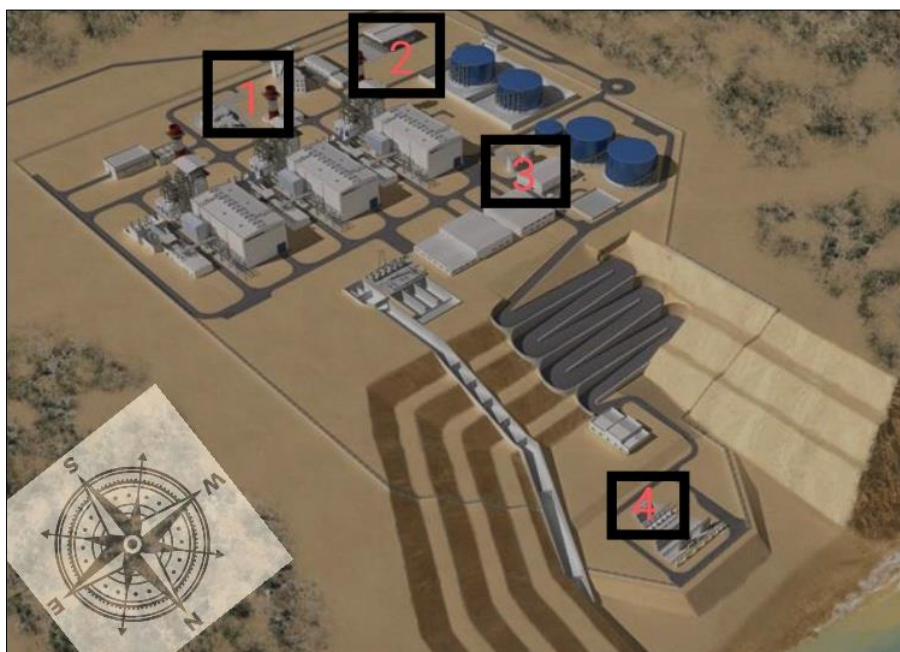


Figure IV-1 : Vue en 3D des principales unités de la centrale électrique Terga [6].

Contrôles et de commandes	API	Logiciel
TG/TV/ -Chaudière	-ABB -ALSPA	-Builder -Controcad
Poste gaz	SIEMENS	Simatic step7
Dessalement et déminéralisation	ALEN BRADLEY	RS5000
Electrochlorination	ALEN BRADLEY	RS5000

Tableau IV-1 : Différents API et logiciel de chaque unité de contrôle et de commande[6].

IV-2-1-Constitution du poste d'exploitation et de surveillance

L'interface utilisateur est basée sur la technologie Microsoft Internet Explorer et possède les caractéristiques suivantes [14] :

- Affichage graphique haute résolution WUXGA 1920 x 1200
- Commande par souris et clavier standard
- Double écran
- Stockage des données historiques
- Listes des alarmes et des événements
- Écrans/affichages de processus et de tendance
- État système et diagnostic système
- Configuration des écrans graphiques de processus et de tendance

- Implantation physique des équipements [15]:

1-Salle de commande

La salle de commande abrite les éléments suivants :

- Pupitre de commande comprenant les postes de travail, les boutons poussoirs d'arrêt d'urgence et les instruments conventionnels.
- Pupitre d'impression comprenant les imprimantes.

Les moniteurs, les claviers et les souris sont disposés à la surface du pupitre de commande. Les boutons poussoirs d'arrêt d'urgence sont fixés sur le pupitre de commande. Les équipements électroniques et les câbles sont disposés à l'intérieur des pupitres (voir figure IV-2).

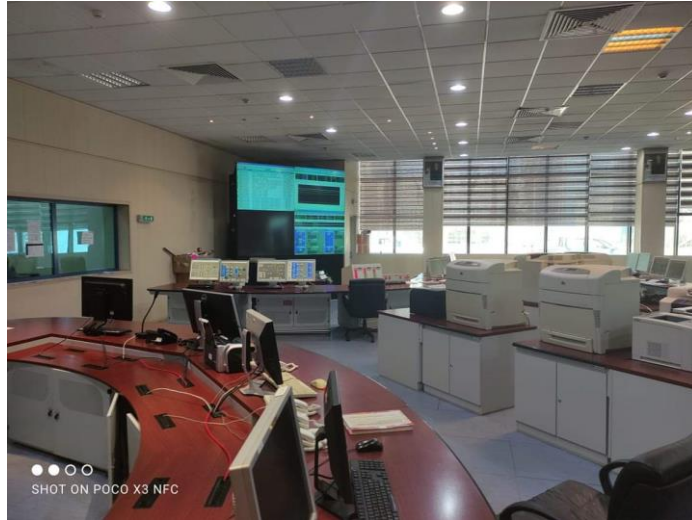


Figure IV-2 : Salle de commande(SKT).

2-Salle technique

Les salles techniques abritent les éléments suivants (voir figure IV-3):

- Armoire réseau commune.
- Pupitre technique regroupant les postes techniques.
- Poste PGIM.



Figure IV-3 : Salle technique (SKT).

3-Salles électroniques

Les salles électroniques spécifiques à chaque unité abritent les éléments suivants (voir figure IV-4) :

- Armoires de station de commande.
- Armoires d'E/S S800 à agencement intégré.

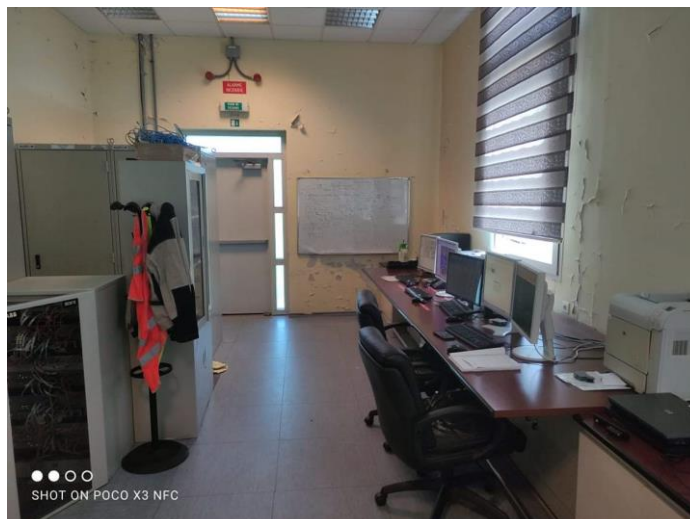


Figure IV-4 : Salle électronique (SKT).

IV-2-2-Caractéristiques du système

Les principales caractéristiques du système à centrale électrique SKT sont les suivantes [15] :

- Système intégré en charge de toutes les fonctions d'automatisation :
 - Régulation de processus ;
 - Commande et surveillance de processus ;
 - Gestion de la production ;
 - Ingénierie, documentation et interventions de service.
- Contrôle décentralisé et redondant assurant :
 - La sécurité et la fiabilité ;
 - La redondance des processus ;
 - La ségrégation des fonctions d'E/S et d'automatisation de processus selon les spécifications des processus.
- Réseau standardisé incluant un réseau de commande et un réseau client-serveur :
 - Accès CSMA/CD IEEE 802.3 ;
 - Protocole TCP/IP (Ethernet).
- Haut niveau de fiabilité, disponibilité et maintenabilité :
 - Autodiagnostic ;
 - Interchangeabilité des modules à chaud ;
 - Technique « 1 actif » (signaux actifs pour commandes) ;
 - Schémas de protection 1oo1, 1oo2, 2oo3 (1 sur 1, 1 sur 2, 2 sur 3) (voir Annexe) ;
 - Sécurité et contrôle d'accès évolutifs ;
 - Domaine de réseau associé au système d'automatisation ;
 - Connexion (intranet) du client.

IV-2-3-Principes généraux de visualisation

La visualisation des informations sur le poste de travail est basée sur les principes conceptuels suivants [14] :

- Sécurité et efficacité d'exploitation de la centrale ;
- Confort optimal de l'opérateur
- Présentation d'informations pertinentes et correctes.

IV-2-3-1- Ergonomie

A) Confort et convivialité

La conception ergonomique générale tient compte en particulier des spécificités propres à l'homme [14] :

- Visualisation longue durée : Un arrière-plan sombre évite la fatigue oculaire et fournit un environnement à la fois neutre et calme qui garantit le confort de l'opérateur.
- Facilité d'absorption des informations : Toutes les informations sont présentées selon leur importance relativement au processus. Les informations les moins importantes sont affichées en couleurs grises et les plus importantes en couleurs vives. Cela résulte dans une ségrégation naturelle des informations, qui permet à l'opérateur de se concentrer d'abord sur les informations importantes. Les différents états des équipements de processus sont représentés par des symboles graphiques dynamiques. L'utilisation combinée de codes couleur et de symboles aide l'opérateur à absorber les données de processus de manière simple et rapide.
- Guidage de l'opérateur : Le processus est exploité directement par le biais de symboles graphiques dynamiques. L'utilisation de symboles marqués et le contraste entre les éléments dynamiques en couleur et les éléments statiques en gris facilitent l'exploitation du processus en les rendant immédiatement reconnaissables par l'opérateur. Cela garantit à la fois la rapidité et la sécurité de l'exploitation. De plus, les situations anormales qui nécessitent une intervention immédiate de l'opérateur sont indiquées avec la priorité la plus élevée pour attirer son attention, tandis que les situations normales sont indiquées avec un niveau de priorité inférieur.

B) Cohérence

La conception ergonomique implique qu'il y ait cohérence entre le comportement du système et la présentation des informations de processus. Cela implique notamment que [14] :

- Les informations de processus soient visualisées de manière identique sur tous les écrans système (symbole, disposition, couleur et texte) ;
- Les équipements de processus soient exploités de la même manière sur tous les sites d'exploitation du système.

Un système cohérent doit avoir un comportement prévisible et doit permettre aux opérateurs de s'acquitter correctement de leur tâche principale en exploitant le processus de manière adéquate. Une approche cohérente de la visualisation permet de limiter les erreurs de manipulation en situation d'urgence et d'éviter les risques de confusion.

IV-2-3-2-Informations de processus dynamiques et statiques

Les informations de processus sont généralement ventilées en informations de processus dynamiques et informations de processus statiques :

- Les informations de processus dynamiques contiennent les informations en temps réel sur le processus. Elles varient en fonction de l'état effectif du processus et des équipements associés. Elles sont présentées sous la forme d'éléments d'affichage dynamiques (par exemple : valeurs analogiques ou numériques, symboles graphiques type soupapes ou pompes). Les informations de processus dynamiques constituent la source d'informations principale pour les opérateurs en charge de la gestion de la centrale, c'est pourquoi elles apparaissent en couleurs vives.
- Les informations de processus statiques couvrent la partie des informations de processus qui ne change pas en fonction de l'état du processus. Ces informations sont présentées sous une forme simplifiée, comme les chiffres et les textes statiques dans la vue d'ensemble du processus. Comparées aux informations de processus dynamiques, les informations de processus statiques sont d'une importance secondaire pour l'opérateur, puisqu'il s'agit simplement d'informations supplémentaires pour mieux comprendre le processus. C'est pourquoi les informations de processus statiques apparaissent en grisé.

IV-3-Réseaux et Communication

Le sous-système de communication du système d'automatisation est structuré autour de trois niveaux de communication principaux et de quelques liaisons externes [15] :

- Interface de communication de terrain AF100 ;
- Réseau de commande ;
- Réseau client-serveur ;
- Liaisons externes (par ex. : Modbus, Profibus, interface intranet, etc.).

IV-3-1-Advant Fieldbus AF100

L'interface de communication de terrain AF100 (Advant Fieldbus 100) est un bus de terrain redondant hautes performances utilisé pour les communications entre les stations de commande associées à la régulation à asservissement, la régulation en chaîne ouverte et la protection. Il sert aussi à la transmission des données entre les contrôleurs CA160 et les serveurs de connectivité AC100 du système d'interface homme système (HSI).

IV-3-2-Réseau de commande

Le réseau de commande est un réseau redondant en charge de la communication de données entre les stations de commande, ainsi qu'entre celles-ci et les serveurs de connectivité. Il est basé sur la norme Ethernet IEEE802.3. Il isole de manière efficace les fonctions de communication du reste du système et peut être facilement étendu ou restructuré.

IV-3-3-Réseau client-serveur

Le réseau client-serveur est un réseau local redondant basé sur le protocole TCP/IP et des fonctions de domaine. Il relie les postes utilisateur, les serveurs et les périphériques :

- Postes de travail ;
- Postes techniques ;
- Poste PGIM ;
- Imprimantes.

IV-3-4-Communications avec le protocole MODBUS ou Profibus DP

Pour les communications avec des systèmes clés en main tels que Bently Nevada, ODC, etc., on utilise des liaisons série basées sur le protocole MODBUS RTU ou Profibus DP. Les connexions série consistent en liaisons simples, tandis que les liaisons Profibus peuvent être redondantes. Il est possible d'utiliser une liaison redondante basée sur le protocole OPC pour les communications avec des systèmes avancés ou d'autres systèmes DCS.

IV-4-Maintenance du système de contrôle

En général, un système de commande ne nécessite que peu de maintenance[14].

Comme il se compose principalement de composants électroniques, il suffit de s'assurer que les conditions d'environnement sont propres et exemptes de poussière et que les limites de température et d'humidité des systèmes sont respectées. En général, on prend les précautions générales suivantes :

- Assurer la propreté de la salle/du module d'électronique.
- Maintenir les portes d'accès de la salle/du module d'électronique fermées.
- Maintenir les portes de l'armoire du système de commande fermées.
- S'assurer que le système de climatisation fonctionne aux réglages corrects (env. 18 - 22°C).

- Tâches de maintenance du matériel

- Contrôler la propreté des panneaux filtrants dans les armoires à chaque inspection.
- Contrôler la fonctionnalité et la tension de l'alimentation électrique redondante à chaque inspection.
- Contrôler la redondance du processeur lors de chaque inspection.
- Contrôler l'alimentation interruptible et l'alimentation des batteries.
- Contrôler l'étanchéité des vis des armoires si elles sont exposées aux vibrations.
- Remplacer les batteries de secours de régulateur tous les 3 ans pendant les périodes d'inspection (RAM ou batterie temps système).
- Contrôler que les chemins ou trous de refroidissement forcés ou naturels sont propres et pas bouchés.

- Tâches de maintenance du logiciel

- S'assurer que le programme le plus récent d'application de processus pour le régulateur est téléchargé.
- L'ordinateur d'ingénierie ou de programmation est équipé de la version la plus récente de l'application du processus.
- Une sauvegarde du logiciel du régulateur est conservée en différents lieux sûrs.

- Maintenance du processus

Certaines fonctions du processus doivent être testées régulièrement pour des raisons de sécurité. La fonctionnalité du bloc de déclenchement hydraulique est testée à tous les démarrages et toutes les 24 h automatiquement lorsque l'unité est en service. En outre, les essais de sécurité incluent un essai de survitesse simulée et réelle qui peut être démarré manuellement depuis le poste de commande. Ces essais sont normalement exécutés quand la machine est remise en service après une inspection (voir figure IV-5).

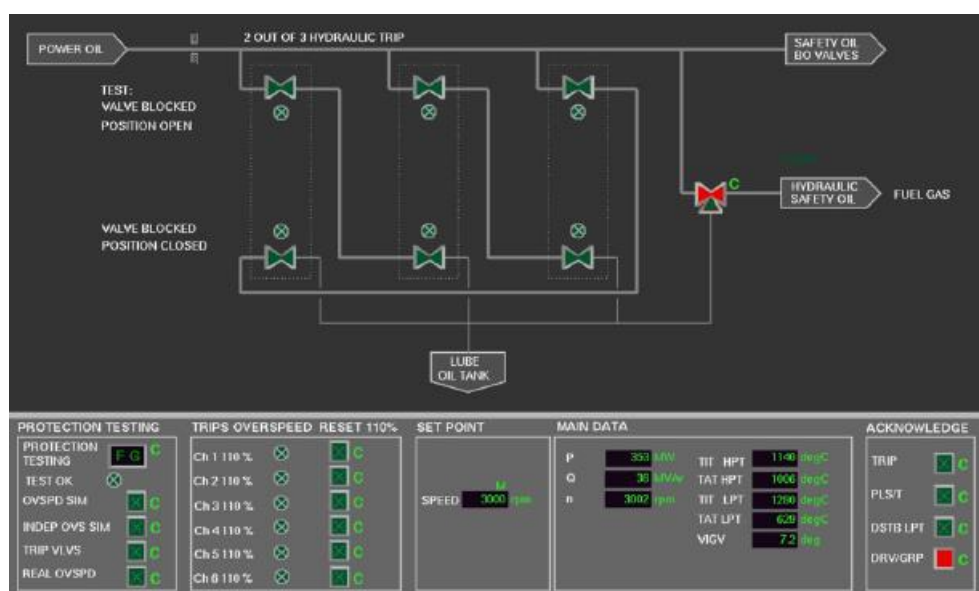


Figure IV-5 : Ecran de protection pour différents essais de protection [13].

IV-5-Supervision de la chaudière de la centrale SKT

Comme nous l'avons mentionné précédemment dans le chapitre II, la chaudière de récupération est un élément important du cycle combiné qui fait le lien entre le cycle à gaz et le cycle eau-vapeur. Son principe de fonctionnement est d'alimenter la turbine à vapeur en vapeur.

La chaudière comprend trois paramètres importants :

- Pression:** contrôlée par le circuit résistif (principalement la TV) en sortie HRSG, en fonction du débit de vapeur produit par Celle-ci ;

- b. **Température:** contrôlée par la désurchauffe, elle doit être la plus haute possible tout en respectant les températures limites des matériaux (tuyaux, échangeurs, turbine vapeur...);
- c. **Niveaux ballon:** réserve d'eau chaudière.

La supervision de la chaudière [16] est faite par l'interface homme-machine (IHM) et fait partie du Système Numérique de Contrôle-Commande (SNCC). L'interface IHM est le moyen de communication directe entre l'opérateur et les équipements de la centrale.

IV-5-1- Présentation du logiciel de supervision de la chaudière

- Controcad d'ALSPA :[17]

L'atelier d'ingénierie qui offre une suite d'outils d'ingénierie performants aussi bien pour les bureaux d'étude que pour la documentation du site du système. Nous nous intéressons dans notre étude à l'outil Controcad. La figure IV-6 présente le cadre de son utilisation. Nous pouvons remarquer que Controcad apparaît à différentes étapes de développement du système de contrôle commande : le développement logiciel au bureau d'étude, la simulation et les outils de vérification pour les plates-formes de test, la génération de documentation pour les consultants extérieurs (pour la certification par exemple) et enfin le chargement des contrôleurs industriels sur le site d'exploitation.

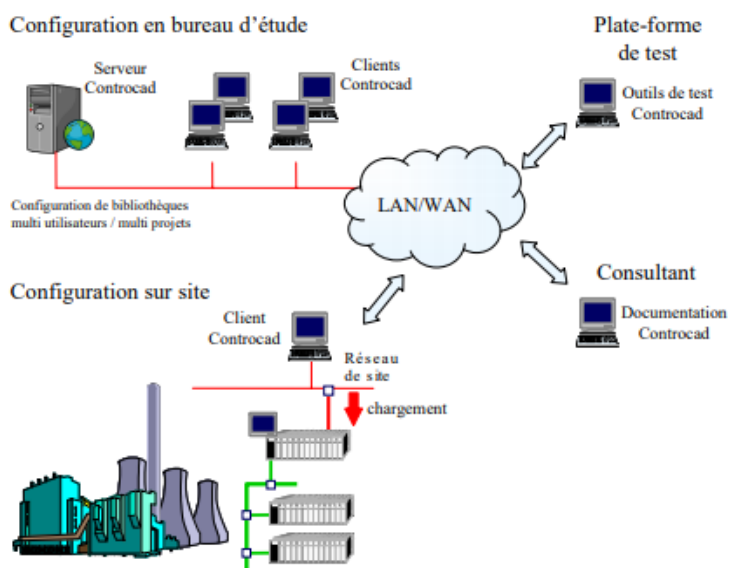


Figure IV-6 : Vue d'ensemble du système Controcad [W5].

IV-5-2-Interface Homme-Machine (IHM) Controcad ALSPA

Dans cette partie, nous allons présenter les différentes interfaces et icônes utilisées dans Alspa.

- Niveaux d'accès :

L'accès de l'opérateur à l'interface IHM [18] se fait par l'intermédiaire d'un nom d'utilisateur et d'un mot de passe dédié (voir figure IV-7).

Ces comptes d'utilisateurs sont associés à des niveaux d'accès (5 niveaux d'accès disponibles) qui donnent des droits différents.



Figure IV-7 : Plateforme d'accès d'Alspa [18].

- L'interface ALSPA HMI :[18]

L'espace de travail du poste opérateur, proposé par l'interface ALSPA HMI, est constitué des différentes zones suivantes (voir figure IV-8) :

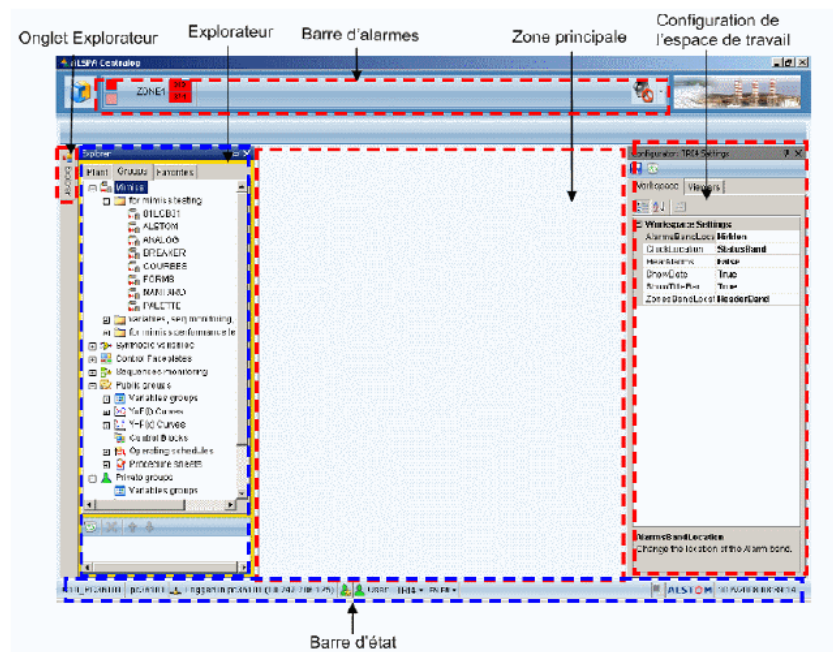


Figure IV-8 : IHM ALSPA[18].

- L'icône d'accueil et la barre d'alarme :

L'icône accueil permet de gérer l'interface ALSPA HMI, de donner accès à l'explorateur, à l'Historien, aux outils administratifs, à l'aide en ligne et aux applications externes, d'ouvrir les listes d'alarmes ou de variables et de quitter l'application (voir figure IV-9).

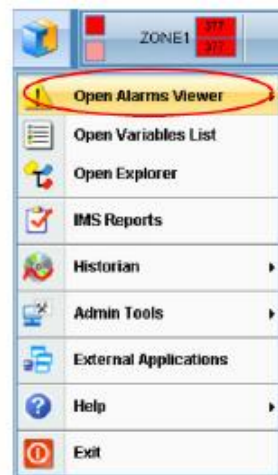


Figure IV-9 : Icône d'accueil [18].

La barre d'alarme permet d'afficher le nombre d'alarmes actives et reconnues dans un ensemble fonctionnel de la centrale (partie géographique ou fonctionnelle de la centrale) et gère les alarmes sonores (voir figure IV-10).

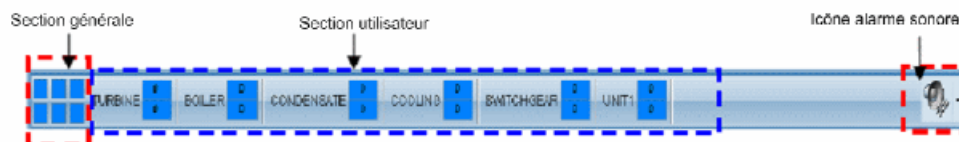


Figure IV-10 : Barre d'alarme [18].

- L'explorateur [18] :

Présente une en arborescence qui offre un accès rapide à la structure donnée et à diverses fonctions. Il est divisé en 3 onglets qui donnent accès aux informations :

- **Onglet Plant** : Les éléments de la centrale sont groupés selon leur fonction ou système élémentaire de manière à former une structure. Les structures proposées sont les suivantes :

- Structure fonctionnelle
- Structure système

- **Onglet Groups** : Donne accès à des groupes d'informations HMI tels que :

- Groupes communs (vues synoptiques, variables de synthèse, médaillons de commande, suivi de séquences),
- Groupes publics (contenant des groupes de variables, courbes, médaillons de commande, plannings opérationnels ou fiches techniques de procédures paramétrées au préalable),
- Groupes privés (idem mais paramétrés par l'opérateur pour son utilisation privée).

- **Onglet Favorites :**

- Favoris et raccourcis clavier propre au poste opérateur ou privés pour l'opérateur
- Favorisant l'accès aux éléments utilisés fréquemment (vues synoptiques, barre graphes, tendances...).

- **Zone principale :**

La zone principale constitue la partie la plus importante de l'interface (voir figure IV-11).

Grâce aux onglets, la zone principale peut donner accès simultanément à diverses vues actives : synoptiques, listes de variables et d'alarmes, courbes, barre graphes, tendances, journaux...

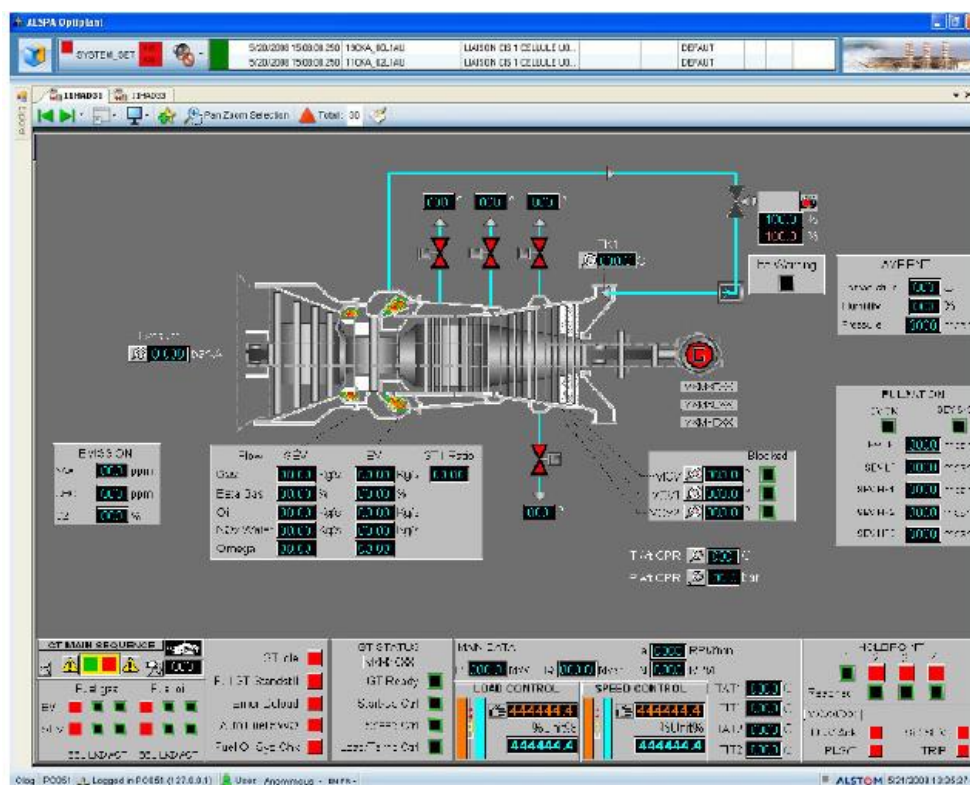


Figure IV-11 : Zone principale [18].

- **Barre de zones :**

Au-dessus de la barre d'onglets des vues, une "barre de zones" spécifique est disponible. Elle comprend des boutons dédiés à chaque zone fonctionnelle principale de la centrale.

Dans ce contexte, une zone est un périmètre fonctionnel d'informations et de commandes (voir figure IV-12).



Figure IV-12 : Barre de zone [18].

Fenêtre de configuration :

Le configurateur de l'espace de travail permet de configurer divers paramètres de l'espace de travail et des vues (voir figure IV-13). Le configurateur contient :

- La barre de titre
- La barre d'outils de configuration
- L'onglet du configurateur
- La barre d'outils de personnalisation
- Les paramètres de configuration
- La zone des paramètres

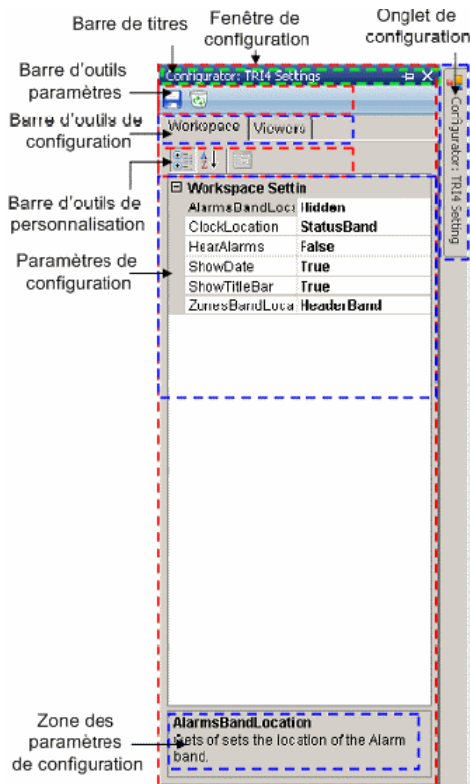


Figure IV-13 : Fenêtre de configuration [18].

- Barre d'état :

La barre d'état donne des informations concernant le serveur de données et d'éventuels messages d'erreur, les informations de connexion, les informations de configuration des paramètres de l'interface opérateur, de l'interface ALSPA HMI, etc.

La barre d'état d'ALSPA HMI contient :

- Les fonctions permettant de modifier les paramètres de l'interface opérateur
- Les informations sur l'état de la connexion au serveur, le numéro du poste ALSPA HMI, les messages d'erreur, la date et l'heure.

La figure IV-14 représente la barre d'état d'ALSPA HMI.

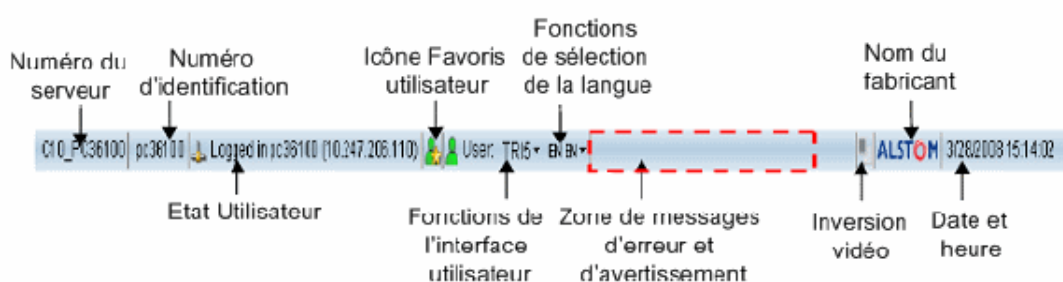


Figure IV-14 : Barre d'état [18].

IV-5-3-Vues synoptiques

La vue synoptique [18] offre une vue générale, qui permet de voir tout un ensemble d'un seul coup d'œil. Les vues synoptiques sur IHM ALSPA permettent à l'opérateur de recevoir l'information sous forme animée, d'indicateurs numériques, de courbes et de donner des ordres aux actionneurs par l'intermédiaire de fenêtres de commande ou médaillons de conduite.

Les systèmes du procédé de la centrale sont représentés graphiquement à l'aide d'objets animés décrivant l'état réel du procédé.

Une vue synoptique est constituée d'une zone encadrée comprenant des informations dynamiques et statiques ainsi que des moyens de commande :

Les informations statiques sont les informations de procédé qui ne changent pas en fonction de l'état du procédé. Ce sont principalement des informations sous forme de figures statiques ou de texte qui représentent la configuration générale du procédé selon les P&ID (Piping and Instrumentation Diagram) correspondants.

- Les informations dynamiques contiennent les données du procédé en temps réel. Elles changent selon l'état du procédé et de l'équipement et sont visualisées sous la forme d'objets graphiques ou de symboles dynamiques. Elles contiennent également les moyens de commande mis à disposition de l'opérateur en cliquant sur des zones dédiées.

- Les moyens de commande donnent à l'opérateur l'opportunité de changer l'état d'un système ou d'un équipement.

L'illustration de la figure IV-15 montre la différence entre les parties statique et dynamique de la vue synoptique d'un procédé :

- Affichage synoptique informations de procédé ;
- Informations dynamiques ;
- Informations statiques.

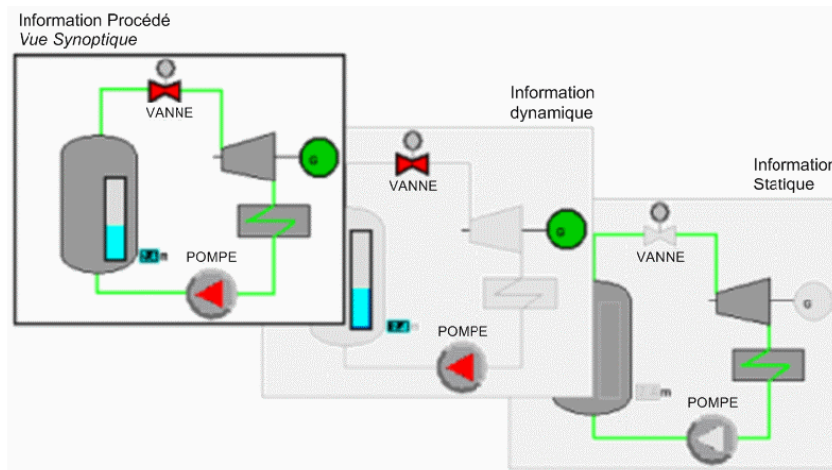


Figure IV-15 : Affichage information statique & dynamique [18].

IV-5-3-1-Informations statiques du procédé

Les informations statiques décrivent la forme et la couleur des éléments déterminées à l'étape de conception. On peut incorporer des éléments dynamiques dans des éléments statiques. Ils sont généralement représentés en 3D.

Les éléments statiques sont principalement :

- Les composants passifs (cuves, réchauffeurs, circuits, etc.),
- Les informations alphanumériques (références, titres, etc.)

IV-5-3-2-Informations dynamiques du procédé

Les informations dynamiques sont en général incorporées au cadre statique. Leur forme et leur couleur changent en fonction de l'état du procédé. Tous les actionneurs mécaniques, groupes de fonction ou séquences sont représentés au moyen de graphiques et d'animations normalisés stockés dans une bibliothèque.

Les informations dynamiques représentent principalement :

- ❖ Les états logiques simples (1/0),
- ❖ Les états logiques complexes (ouvert/en fonctionnement/discordance/fermé...),
- ❖ Les valeurs numériques (affichage, barre graphes, tendances),
- ❖ Les messages d'état dynamiques

IV-5-3-3-Composants de base des vues synoptiques

•**Arrière-plan des vues synoptiques** : La couleur d'arrière-plan des vues synoptiques est le gris foncé.

•**Couleurs des fluides et des systèmes** : La couleur des circuits représentés sur une vue synoptique dépend du type de fluide qui passe dans le circuit (voir tableau IV-2 & IV-3).







Fluides	Nom de la couleur	Couleur
AIR	Cyan	
FUMEE	Vert foncé	
EAU DEREFOIDISSEMENT	Bleu	
EAU DEMINERALISEE	Vert clair	
VAPEUR	Rouge	
PETROLE	Orange	

Tableau IV-2 : Couleurs des fluides [18].







États particuliers	Nom de la couleur	Couleur
VALEUR DE COMMANDE	Rose	
VALEUR DE CONSIGNE	Orange	
ACTIONNEUR SOUS TENSION	Rouge	
ACTIONNEUR HORS TENSION	Vert	
PROBLEME DE SECURITE	Jaune	
DISPARITION D'ALARME	Cyan	

Tableau IV-3 : Couleurs d'états particuliers [18].

• **Symboles** :

---**Actionneurs** :

Les éléments des actionneurs sont représentés à l'aide de symboles graphiques choisis dans une bibliothèque (voir tableau IV-4).

	POMPE	VENTILATEUR, COMPRESSEUR	VENTILATEUR 2 VITESSES	MOTEUR	ENTRAÎNEMENTS BIDIRECTIONNELS
ETAT PASSIF					
ETAT ACTIF					

Tableau IV-4 : Symbolisation graphique des actionneurs[18].

---Élément statique à effet 3D :

Les symboles statiques en 3D servent à décrire les objets tels que les turbines (voir figure IV-16), réservoirs, échangeurs de chaleur, etc.

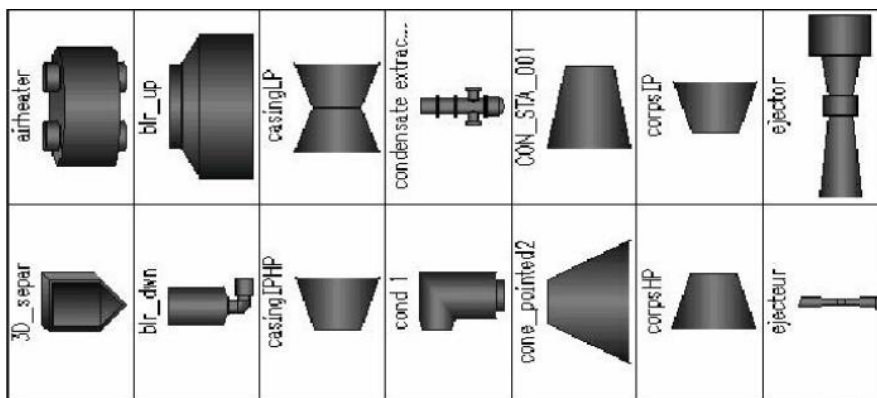


Figure IV-16 : Les symboles statiques en 3D [18].

---Définition des textes :

Les textes servent à la désignation des objets, le codage des équipements, l'ajout d'informations, etc.

Exemple :

- CIRCUIT DE REFROIDISSEMENT FERMÉ > CRF
- VANNE > VAN
- CONDENSAT > CONDS
- CONVERTISSEUR DE FRÉQUENCE STATIQUE > CFS

---affichage des mesures :

Les relevés numériques utilisent un format standard pour les caractères et les polices et s'affichent en cyan entourés d'un rectangle adapté au nombre de chiffres. L'unité physique se trouve à côté de ce rectangle (voir figure IV-17).



Figure IV-17 : Affichage des mesures [18].

---Navigation :

Chaque vue a un nom spécifique, la structure de ce nom permettant une identification rapide. Il existe différentes manières d'appeler une vue ; ainsi il est facile de naviguer parmi les vues :

- 1 = vue générale du procédé de commande de l'unité,
- 2 = vues générales des systèmes de la centrale,
- 3 = commande du système de la centrale (niveau groupes),
- 4 = commande du système de la centrale (niveau sous-groupes),
- 5 = vue détaillée de l'équipement.

---Traitement des événements et des alarmes :**A) Définition des alarmes et des événements :**

Une "alarme" est définie comme un événement prévenant d'une condition anormale (c'est-à-dire d'un danger à venir ou présent) nécessitant l'attention et l'intervention de l'opérateur et devant être reconnue. Différentes priorités indiquent la gravité des actions que l'opérateur doit mener. Les alarmes permettent à l'opérateur de restaurer l'état du procédé ou les éléments en dysfonctionnement par l'intermédiaire d'actions correctives dès que nécessaire.

Les alarmes se déclenchent sur la base des conditions qui suivent.

- Changement d'état d'une variable booléenne.
- Violation de limite ou de seuil d'une variable numérique.
- Défaillance système.

B) Règles des alarmes et événements :

Chaque signal tel que les entrées binaires ou les sorties de valeurs analogiques du procédé qui ont une répercussion dans la centrale doit apparaître comme un événement ou une alarme.

C) Niveaux d'alarme (voir tableau IV-5)






Etat	Couleur	
Priorité 1 : Alarme DANGER, action immédiate nécessaire	Rouge	
Priorité 2 : Alarme, actions automatiques	Jaune foncé	
Priorité 3 : Alarme, action différée nécessaire	Rose léger	
Priorité 4 : Déclenchement d'unité	Vert	
Disparition d'alarme : retour à l'état normal	Cyan	

Tableau IV-5 : Les niveaux d'alarmes [18].

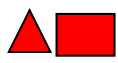

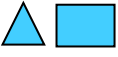
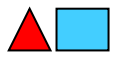
D) Filtres des alarmes :

Les alarmes peuvent s'afficher selon plusieurs filtres :

- Catégorie de l'alarme : procédé, système, capteur, alarme de synthèse.
- État de l'alarme : apparue et reconnue, apparue et non reconnue, disparue et apparition reconnue, disparue et disparition non reconnue.
- Niveau de l'alarme : en fonction des niveaux 1 à 4.
- Filtre avancé : en fonction du type, du statut... des variables.

E) Visualisation des alarmes :

La visualisation des alarmes décrit les alarmes en fonction du filtre appliqué. La principale information de la variable est affichée. Le degré d'alarme est représenté dans la couleur associée. Un triangle indique l'apparition ou de la disparition de l'alarme. Quand un signal d'alarme apparaît ou disparaît, un signal sonore et le triangle indiquent l'apparition à l'opérateur. L'alarme peut être acquittée par page ou par alarmes sélectionnées dans la liste. La gestion de l'acquiescement des alarmes se fait comme suit :

-  : Degré d'alarme 1 (rouge) apparition, non acquittée
-  : Degré d'alarme 1 (rouge) présence, déjà acquittée par l'opérateur
-  : Disparition de l'alarme à acquitter (l'apparition de l'alarme a été préalablement acquittée.) L'acquiescement efface l'alarme de la liste.
-  : Degré d'alarme 1 (rouge) disparition mais apparition non acquittée préalablement. Le nombre d'alarmes totales et d'alarmes non acquittées est visible sur les onglets selon la liste affichée

F) Signal sonore :

Pour chaque alarme, une séquence sonore est générée (tableau IV.6).

EVENEMENT	SIGNAL SONORE
Apparition d'une alarme, défaillance ou discordance (affichage d'un message sur l'écran d'alarme)	Oui
Silence demandé par l'opérateur	Stoppé
Disparition d'une alarme, défaillance ou discordance (affichage d'un message sur l'écran d'alarme)	Oui
Silence demandé par l'opérateur	Stoppé

Tableau IV-6 : Signal sonore [18].

IV-6-Exemple de la supervision de la chaudière

Dans cette partie, nous allons montrer un exemple de la supervision de la chaudière où trois cas possibles sont mis en évidence. Ces cas sont relatifs à la visualisation de ballon haute, moyenne et basse pression (HP / MP / BP) respectivement (voir figure IV-18, IV-19, IV-20 respectivement).

--Contrôle des niveaux ballon chaudière :

On contrôle le niveau ballon chaudière [16] pour les raisons suivantes :

- Pour équilibrer le débit d'eau entrant par rapport au débit de vapeur sortant
- Pour éviter les niveaux extrêmes

a) Visualisation de Ballon HP :

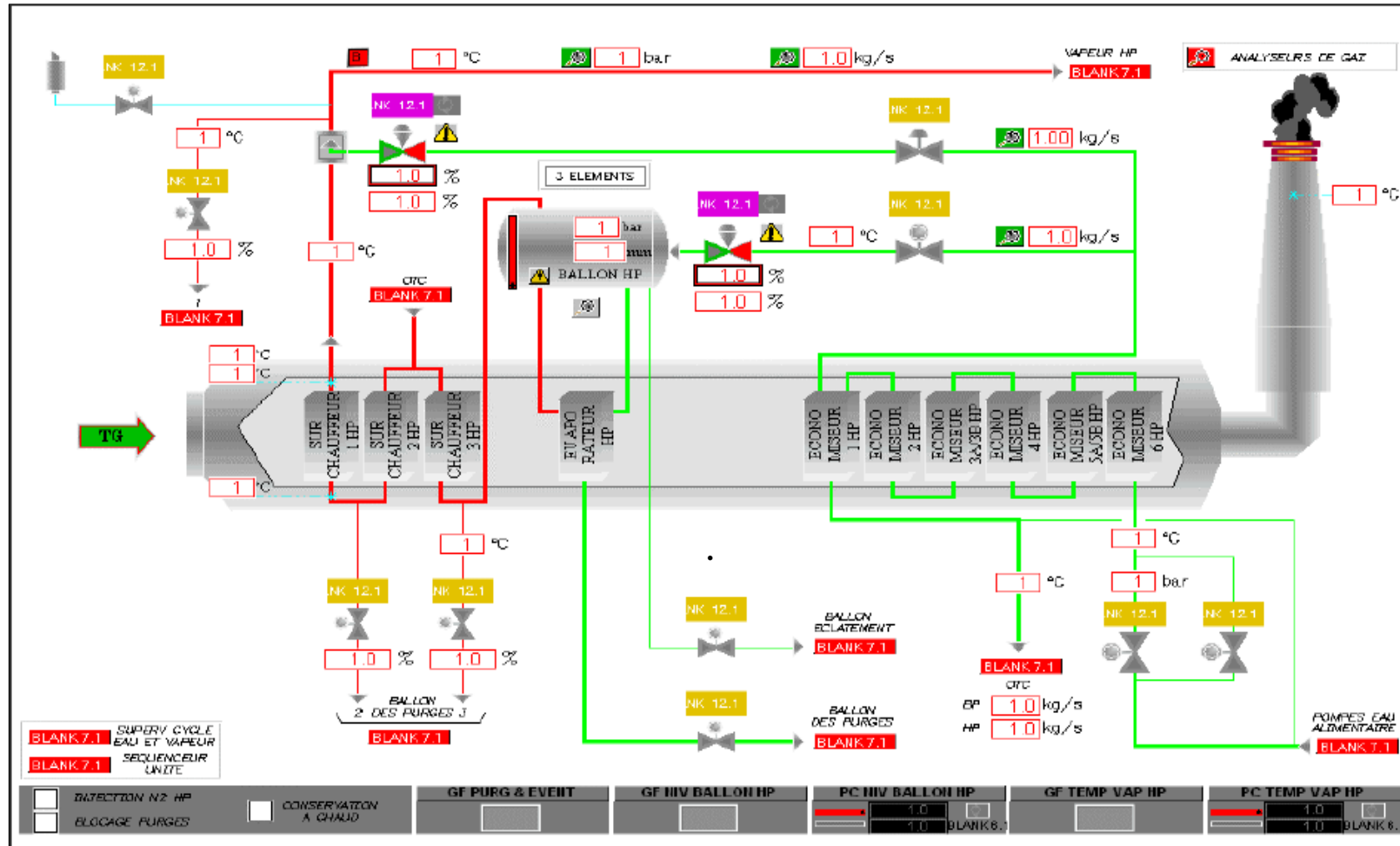


Figure IV-18 : Schéma général de visualisation du ballon HP [16].

Le tableau IV-7 contient les valeurs d'alarme de ballon HP au démarrage et en exploitation normale.

DESCRIPTION	SEUILS & POINT DE CONSIGNE (Normal)	SEUILS & POINT DE CONSIGNE (Démarrage)	ACTION
Ballon HP Niveau Très Très haut	+305 mm	Idem	- Alarme - PLS de TG - Déclenchement de la Turbine à Vapeur
Ballon HP Niveau Très Haut	+254 mm	Idem	- Alarme - Fermeture impérative de la vanne d'isolement en sortie de - L'économiseur HP et en entrée ballon HP - Fermeture impérative de la vanne réglant d'eau alimentaire HP - Ouverture immédiate de la vanne de purge intermittente
-Ballon HP Niveau Élevé	+203 mm	Idem	- Alarme - Ouverture, après 10s, de la vanne de purge intermittente
- Ballon HP Niveau d'eau nominal	+76 mm	-635 mm < PC < +76 mm en fonction de la pression du ballon HP	- Point de consigne de la vanne réglant d'eau alim. HP - Fermeture, après 15s, de la vanne de purge intermittente

Ballon HP Niveau Bas	-102 mm	-102 mm < PC – 150 mm < - 787 mm	- Alarme
Ballon HP Niveau Très Bas	-711 mm	Idem	- Ouverture, après 10s, de la vanne d'arrêt de la purge de déconcentration du ballon HP - Alarme - Fermeture de la vanne d'arrêt de la purge de déconcentration du ballon HP
Ballon HP Niveau Très Très Bas	-787 mm	Idem	- Alarme - PLST de TG

Tableau IV-7 : Valeurs d'alarme de ballon HP au démarrage et en exploitation normale [16].

- Tous les niveaux sont en millimètres et les valeurs de consigne sont des actions obligatoires.
- Les valeurs de consigne du niveau de ballon seront déterminées en fonction de la pression du ballon.
- Les points de consigne pourront être modifiés lors de la mise-en-service sur le site.

b) Visualisation de Ballon MP :

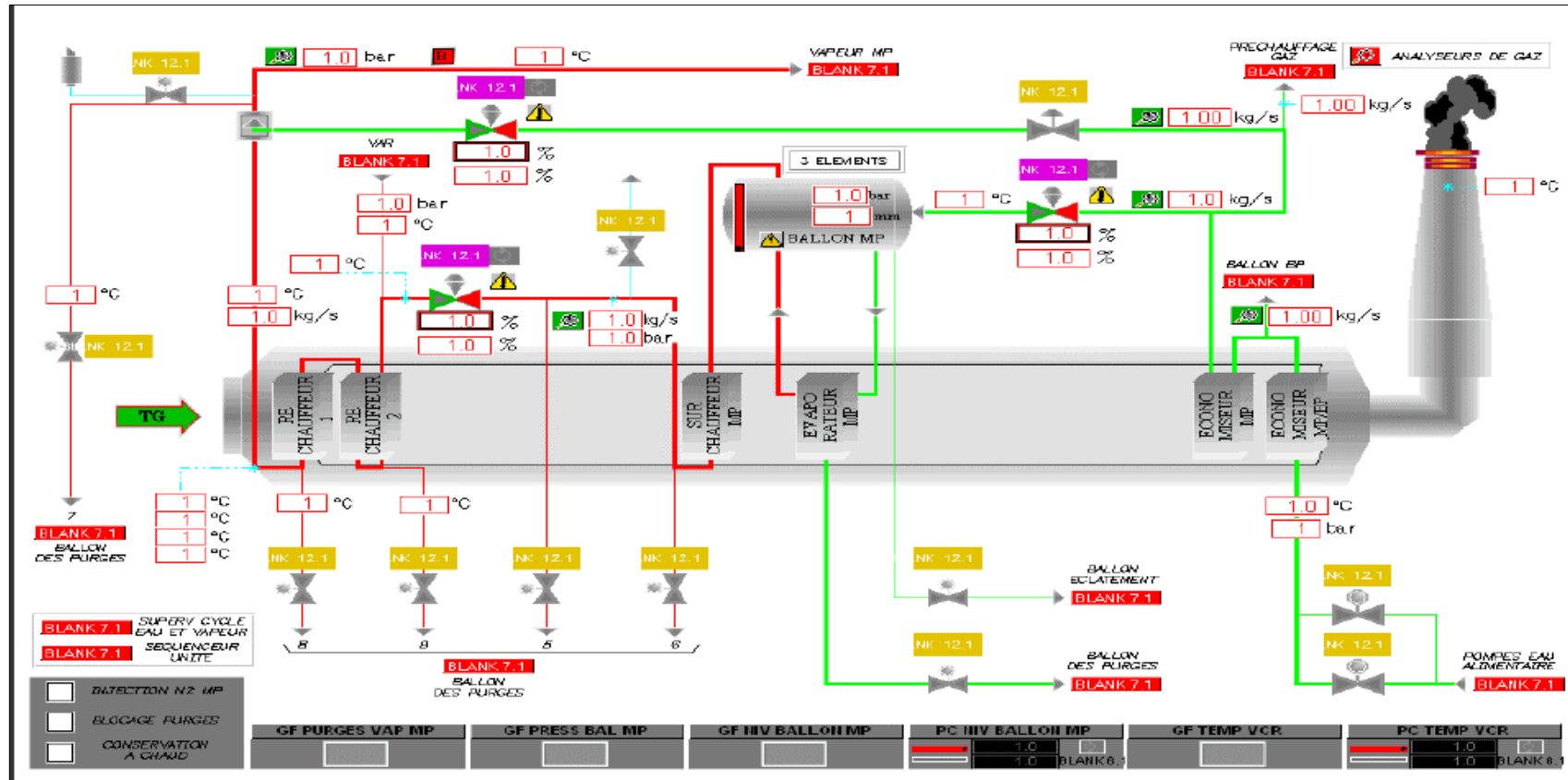


Figure IV-19 : Schéma général de visualisation du ballon MP [16].

Le tableau IV-8 contient les valeurs d'alarme de ballon MP au démarrage et en exploitation normale.

DESCRIPTION	POINT DECONSIGNE (Démarrage)	POINT DECONSIGNE (Normal)	ACTION
Ballon PI Niveau Très Très Haut	+229 mm (+9 pouces)	+229 mm (+9 pouces)	-Alarme -PLS de TG -Déclenchement de turbine à vapeur
Ballon PI Niveau Très Haut	+178 mm (+7 pouces)	+178 mm (+7 pouces)	-Alarme -Fermer la soupape d'arrêt de l'eau d'alimentation -Fermer la soupape d'arrêt de dérivation de l'eau d'alimentation -Fermer la vanne de régulation de l'eau d'alimentation -Ouvrir la vanne de purge interm. - Niveau de Ballon MP Fermer (en AUTO) la soupape d'arrêt de l'eau d'alimentation - Ballon MP Fermer (en AUTO) la soupape d'arrêt de dérivation de l'eau d'alimentation
Ballon PI Niveau Haut	+127 mm (+5 pouces)	+127 mm (+5 pouces)	- Alarme -Ouvrir la vanne de purge interm.

Ballon PI Niveau d'eau nominal	-406 mm (-16 pouces)	+0 mm (+0 pouces)	-Moduler la soupape de réglage eau alim. -Fermer la vanne de purge interm.
Ballon PI Niveau Bas	-457 mm (-18 pouces)	-102 mm (-4 pouces)	-Alarme
Ballon PI Niveau Très Bas	-508 mm (-20 pouces)	-483 mm (-19 pouces)	-Alarme -Fermer la vanne de purge continue
Ballon PI Niveau Très Bas	-559 mm (-22 pouces)	-559 mm (-22 pouces)	-Alarme - PLST de TG

Tableau IV-8 : Valeurs d'alarme de ballon MP au démarrage et en exploitation normale [16].

- Tous les niveaux sont en millimètres (pouces) et font référence à l'axe central du ballon. Les valeurs de consigne sont des actions obligatoires.
- Les valeurs de consigne du niveau de ballon seront déterminées en fonction de la pression du ballon.
- Ces valeurs de consigne peuvent être ajustées lors de la mise-en service sur le site.

c) Visualisation de Ballon BP :

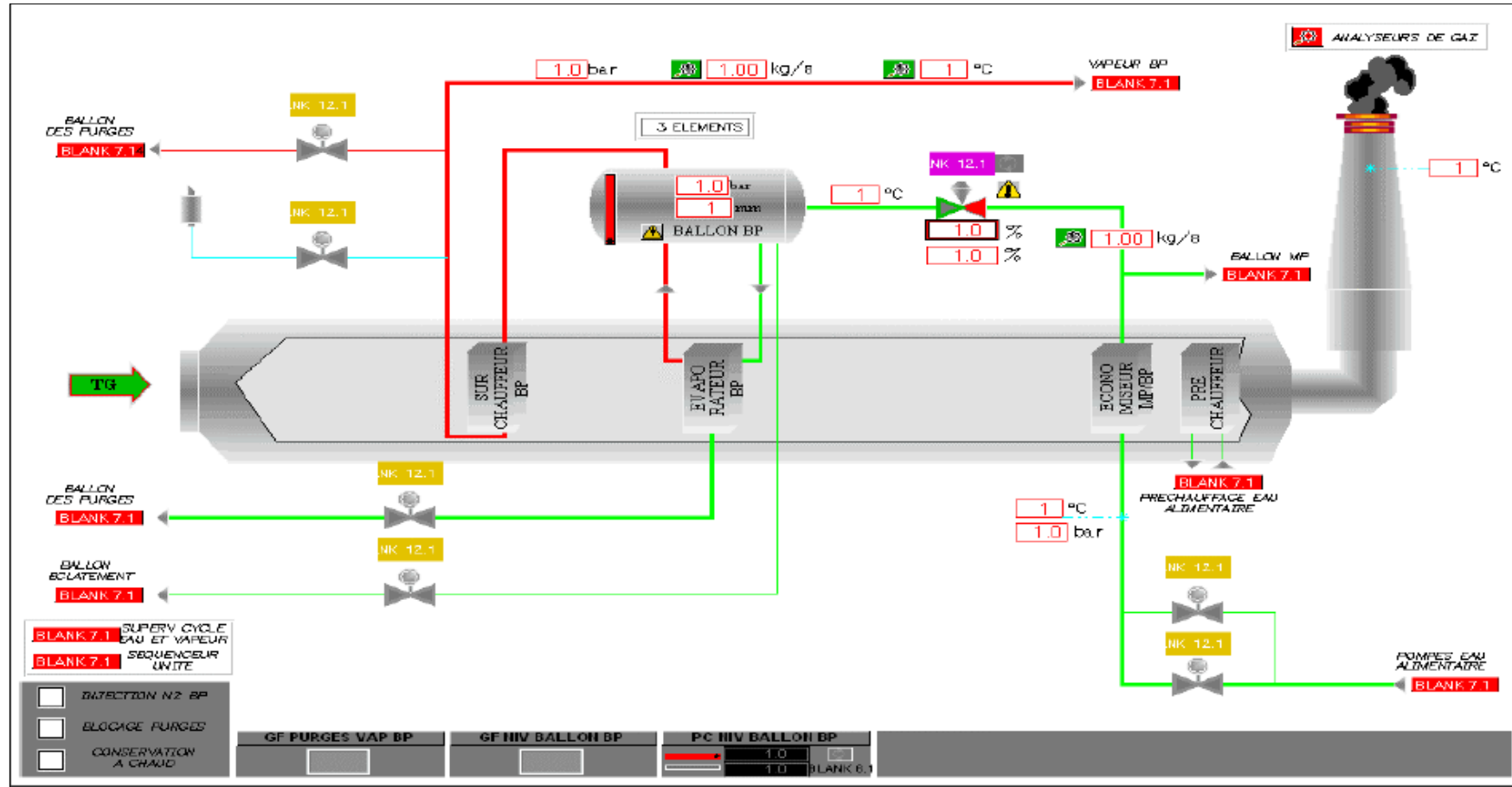


Figure IV-20 :Schéma générale de visualisation du ballon BP [16].

Le tableau IV-9 contient les valeurs d'alarme de ballon BP au démarrage et en exploitation normale.

DESCRIPTION	POINT DECONSIGNE (Démarrage)	POINT DECONSIGNE (Normal)	ACTION
Ballon BP Niveau Très Très haut	+229 mm (+9 pouces)	+229 mm (+9 pouces)	- Alarme - PLS de TG
Ballon BP Niveau Très Haut	+178 mm (+7 pouces)	+178 mm (+7 pouces)	- Alarme - Fermer soupape de réglage d'eau d'alimentation BP - Ouvrir vanne de purge interm. BP - Fermer (en AUTO) la soupape d'arrêt de l'eau d'alimentation - Fermer la soupape d'arrêt de dérivation de l'eau d'alimentation
Ballon BP Niveau Haut	+127mm (+5 pouces)	+127 mm (+5 pouces)	- Alarme - Ouvrir la vanne de purge interm
Ballon BP	-483 mm	0 mm	- Moduler soupape de réglage d'eau d'alimentation BP

Niveau d'eau nominal	(-19 pouces)	(0 pouces)	-Fermer vanne de purge interm.
Ballon BP Niveau Bas	-533mm (-21 pouces)	-102 mm (4.0 pouces)	- Alarme
Ballon BP Niveau Très Bas	-584 mm (-23 pouces)	-559 mm (-22 pouces)	- Alarme - Fermer la vanne de purge continue du ballon BP
Ballon BP Niveau Très Très Bas	-635 mm (-25 pouces)	-635 mm (-25 pouces)	-Alarme - Déclenchement de délestage de protection de la TG

Tableau IV-9 : Valeurs d'alarme de ballon BP au démarrage et en exploitation normale [16].

- Tous les niveaux sont en millimètres (pouces) et font référence à l'axe central du ballon. Les valeurs de consigne sont des actions obligatoires.
- Les valeurs de consigne du niveau de ballon seront déterminées en fonction de la pression du ballon.
- Ces valeurs de consigne peuvent être ajustées lors de la mise-en-service sur le site.

IV-7- Conclusion

La supervision est devenue indispensable dans le système d'information. Elle est à la base du bon fonctionnement d'une architecture réseau et permet de réagir rapidement en cas de problèmes ou pannes.

Dans ce dernier chapitre, nous avons donné un aperçu sur la supervision de la centrale électrique de Terga qui est constituée de quatre salles de contrôles et de commandes et nous avons pris comme exemple la partie chaudière pour montrer la procédure de supervision des ballons HP, MP et BP.

Conclusion Générale

L'électricité est la forme la plus élaborée des différentes catégories d'énergie, elle constitue une des meilleures innovations de l'humanité afin de tirer profit de son environnement et pour faciliter l'existence de l'homme et agréments son confort.

Les centrales actuelles qui produisent de l'électricité dans le cadre d'un cycle combiné gaz/vapeur ont un rendement électrique net moyen d'environ 55 %. Ce qui est une solution idéale à court terme pour répondre à la demande croissante de l'électricité en Algérie, comparativement aux centrales à turbine à vapeur ou à gaz. [17]

Dans notre mémoire, nous avons défini les centrales électriques thermiques en Algérie ainsi que les différents types existants, puis on a donné la description et le fonctionnement général de la Centrale à Cycle Combiné de TERGA3×400 MW avec ces différentes zones et constituants.

Nous avons donné un bref aperçu sur la structure d'un système automatisé puis montré le rôle de la supervision dans l'industrie avec les caractéristiques et le fonctionnement d'un système de supervision.

Enfin, nous avons étudié la supervision de la Centrale à Cycle Combiné de TERGA 3×400MW, et avons pris comme exemple la partie Chaudière, à travers la supervision et le contrôle des niveaux des trois ballons BP, MP et HP.

Bibliographie

- [1]- Nordine TELLACHE, « Influence des paramètres du système de détente sur le fonctionnement de la centrale thermique de Cap-Djinet » ; mémoire de fin d'études en Master en génie mécanique, université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2011/2012.
<https://dl.ummo.dz/bitstream/handle/ummo/4015/Tellache%2C%20Nordine.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- [2]- Meriem Imane SAHLI, Ibtissem SAIDANI, F. MOHELLEBI, C.E CHITOUR, « Etat des lieux de l'électricité en Algérie », 20^{ème} Journée de l'Energie: Youm el Ilm, Ecole Nationale Polytechnique : Département de Génie Chimique, Benaknoun, 14 avril 2018.
<https://developpementhumaindurabledealgerie.files.wordpress.com/2016/06/exposc3a9-4.pdf>.
- [3]- Yahia KRITER et Toufik HEMARA, « Bilan énergétique et exergetique d'une centrale thermique », Mémoire d'Ingénieur d'État, Spécialité : Énergétique et Développement Durable, Ecole supérieure de technologies industrielles de Annaba, 2020.
<https://wikimemoires.net/2021/01/centrale-thermique-definition-types-avantages-et-principe/>.
- [4]- Redouane AZEB & Abd Ellaziz AZEB, « Analyse métrologique de la composition du gaz combustible et de son impact dans la centrale 1227 MW, SKH », mémoire de Master, spécialité : Instrumentation, Département d'Électronique, Université Saâd Dahlab de Blida, 2017/2018.
<http://di.univ-blida.dz:8080/jspui/bitstream/123456789/2473/1/M%C3%A9moire%20final%20.pdf>.
- [5]- J.Lamaachi, « Notice de fonctionnement générale, Centrale à cycle combiné de Terga 3 x 400 MW », Document Alstom, France, 01/09/2009.
- [6]- « Introduction. Terga – Algérie 3x400MW -kA26 Centrale à cycle Combiné », document Power, Alstom. France, 19 avril 2007.
- [7] Hala MEZDOUR et Mouna AYAB, « Etude et réalisation d'un système de supervision sous Yokogawa CS3000 », Mémoire de Master, Spécialité: Automatique et Informatique Industrielle, Département de Génie Electrotechnique et Automatique, Université 8 Mai 1945 – Guelma, 2018/2019.
https://dspace.univ-guelma.dz/jspui/bitstream/123456789/3989/1/m%C3%A9moire_19.pdf.
- [8]- Esther Grâce MVOMO NKE, « Avant-projet de rénovation des automatismes des 4 groupes turbo alternateurs d'une centrale hydraulique située à Kinguele, au Gabon : cas de la supervision », mémoire de Master en génie électrique et énergétique, Institut international d'ingénierie de l'eau et de l'environnement, 2iE, Burkina Faso, 26 juin 2017.
http://documentation.2ie-edu.org/cdi2ie/opac_css/doc_num.php?explnum_id=2483.

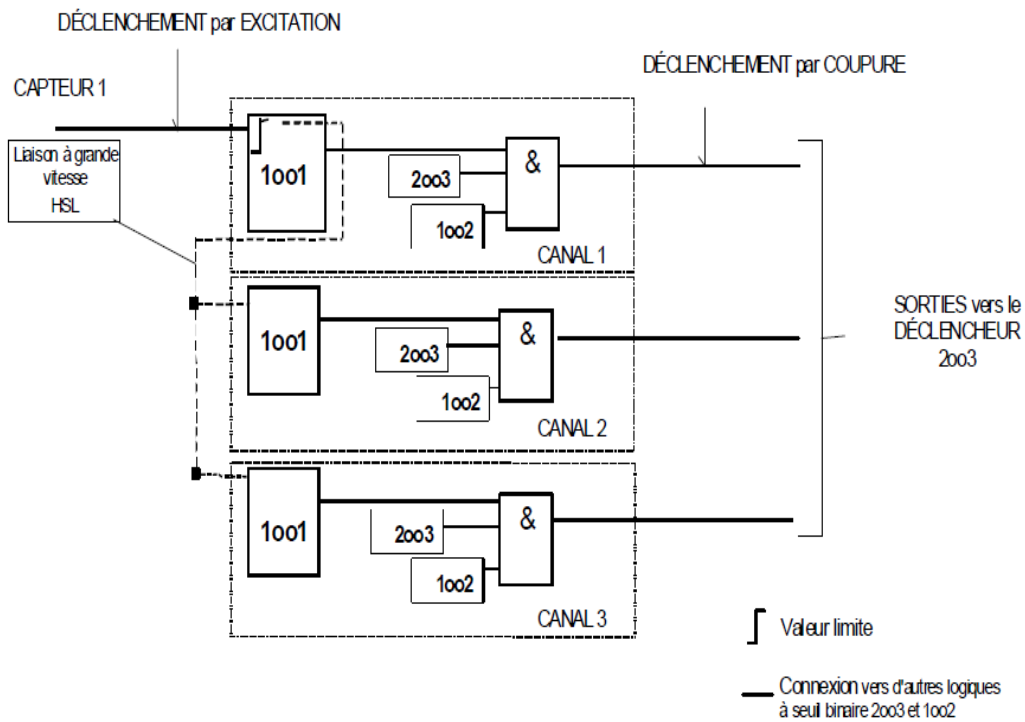
- [9]- Pierre BONNET, « Introduction à la supervision », cours de Master ASE SMaRT, Université Lille1 des Sciences et technologies, France, novembre 2010.
http://www-lagis.univ-lille1.fr/~bonnet/supervision/Cours_intro_super.pdf.
- [10]- M. ZELLAGUI, « Cours : Architecture des Systèmes Automatisés », Université de Batna, 2017.
http://sc-st.univ-batna2.dz/sites/default/files/sc_st/files/archi_des_systemes_automatisees.pdf.
- [11]- Jean-Marc CHARTRES, « Supervision outil de mesure de la production ». Techniques de l'Ingénieur, traité Informatique industrielle, R 7 630, France, 1997.
- [12]- Cours sur les Systèmes de Supervision Industrielle, Automation & Sense, mars 2018.
- [13]- « Synoptiques », Document Alstom, France, 2007.
- [14]- V. ANDREEV, « Visualisation », ABB Suisse SA, 26/11/2008.
- [15]- V. ANDREEV, « Présentation générale du système de contrôle de turbine », ABB Suisse SA, 26/11/2008.
- [16]- « Manuel de formation : Chaudière de Récupération », Document Alstom, France, Avril 2011.
- [17]- Vincent GOURCUFF, « Représentations formelles efficaces pour l'aide à la certification de contrôleurs logiques industriels », Thèse de Doctorat de l'École Normale Supérieure de Cachan, spécialité : automatique, France, 07/11/2007.
<https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00202652/document>.
- [18]- N. LEMOUTON, « Système de contrôle commande ALSPA Interface homme machine », Document Alstom, France, 15/11/2009.

Webographie

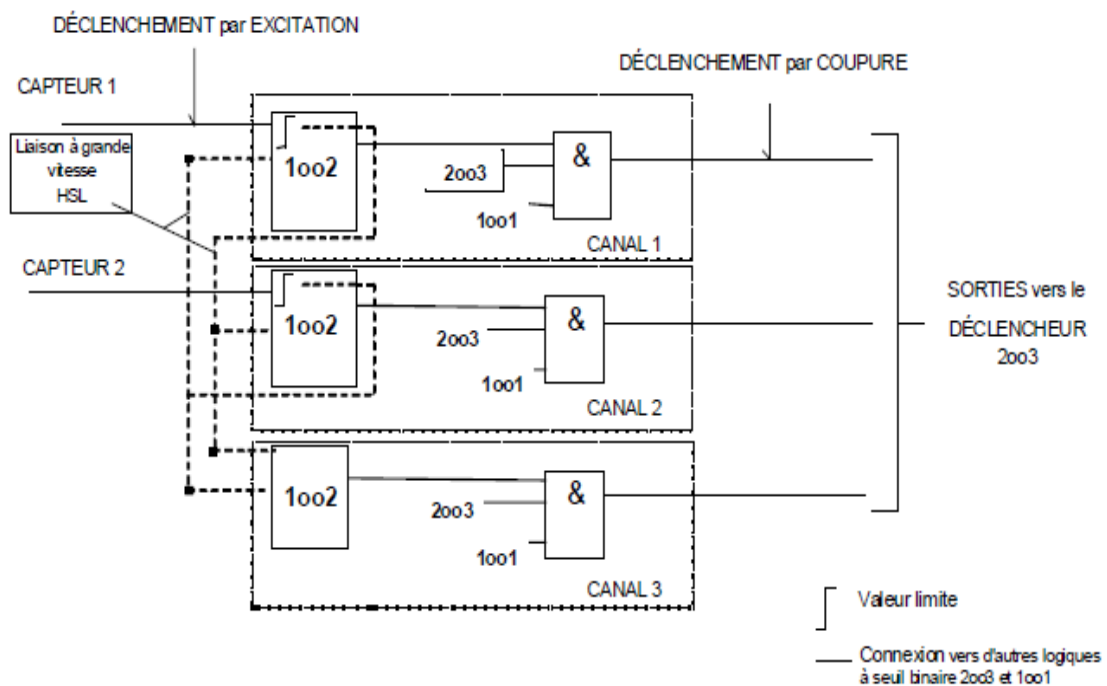
- [W1]- <https://www.sonelgaz.dz/fr/category/nos-contacts>. [06/06/2021-11:00]
- [W2]- <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=electricite-et-gaz>. [09/06/2021-12:00]
- [W3]- https://d-maps.com/carte.php?num_car=799&lang=en. [15/06/2021-10.30]
- [W4]- <https://www.thinking-space.com/fr/mobilier-de-salle-de-contrôle-dusine-et-de-processus>. [20/06/2021-13:00]
- [W5]- <https://www.semanticscholar.org/paper/Repr%C3%A9sentations-formelles-efficaces-pour-l'aide-%C3%A0-Gourcuff/0caf974cf08de5d707d21e9e2e6efcd8cfe1b193>. [28/06/2021-15:15]
- [W6]- <https://www.cours-exercices-pdf.com/technologie/industrie/666-supervision-industrielle..> [02/072021-12:09]

Annexe

Protection mesure simple



Protection mesure à double redondance



Résumé : Ce travail consiste en une étude du fonctionnement de la Centrale à Cycle Combiné de TERGA3×400 MW située à Ain Témouchent, et de compréhension du procédé de supervision mis en place pour la gestion et la surveillance du système de commande. Pour ce faire, nous avons défini les centrales électriques thermiques en Algérie ainsi que les différents types existants. Puis, nous avons donné la description et le fonctionnement général de la Centrale à Cycle Combiné de TERGA3×400 MW avec ses différentes zones. Ensuite, nous avons abordé la supervision industrielle d'une façon générale et donné le procédé de supervision de la Centrale à Cycle Combiné de TERGA3×400MW plus spécifiquement ; Et enfin, nous avons pris un exemple concret de supervision de la chaudière et vu comment on pouvait surveiller et contrôler les niveaux des trois ballons.

Mots clés : Centrale électrique, SKT, ALSPA, Supervision industrielle, IHM, Chaudière.

الملخص: يتألف هذا العمل من دراسة تشغيل محطة توليد الطاقة تارقة ذات الدورة المركبة بقدرة 3×400 MW التابعة لولاية عين تيموشنت، وفهم عملية الإشراف المطبقة لإدارة ومراقبة النظام. للقيام بذلك، قمنا بتعريف محطات الطاقة الحرارية في الجزائر وكذلك الأنواع المختلفة الموجودة. وبعد ذلك، قدمنا الوصف والتشغيل العام لمحطة الطاقة ذات الدورة المركبة تارقة 3 × 400 MW بمناطقها المختلفة، تناولنا الإشراف الصناعي بشكل عام وقدمنا عملية الإشراف لمحطة الطاقة ذات الدورة المركبة 3 × 400 MW بشكل أكثر تحديداً؛ وأخيراً، أخذنا مثلاً ملموساً للإشراف على سخان مياه ورأينا كيف يمكننا رصد ومراقبة مستويات ثلاث بالونات.

الكلمات المفتاحية: محطة توليد الطاقة الكهربائية، شركة كهرياء تارقة SKT، ALSPA، إشراف صناعي، واجهة آلة إنسان، سخان مياه.

Abstract: This work consists of both studying the operation of the 3 × 400 MW TERGA Combined Cycle Power Plant located in Ain Témouchent, and understanding the supervision process put in place for the management and monitoring of the control system. To do this, we have defined thermal power plants in Algeria as well as the various existing types. Then, we gave the description and general operation of the TERGA 3 × 400 MW Combined Cycle Power Plant with their different zones. Then, we approached industrial supervision in general and gave the supervision process of the TERGA 3 × 400 MW Combined Cycle Power Plant more specifically; And finally, we took a concrete example of boiler supervision and saw how we could monitor and control the levels of the three balloons.

Keywords: Power plant, SKT, ALSPA, industrial supervision, HMI, Boiler.