



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 وهران 2 محمد بن أحمد
Université d'Oran 2 Mohamed Ben Ahmed

معهد الصيانة والأمن الصناعي
Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle

Département de Génie Industriel

MÉMOIRE

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière : Génie Industriel
Spécialité : Ingénierie de la maintenance en instrumentation

Thème

Etude de la commande de la turbine à gaz
MS9001FA

Présenté et soutenu publiquement par :

BENMERAH Ilyes

BELALEM Tayeb

Devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Etablissement	Qualité
<i>Mme. MIMOUNI Chahinaze</i>	MCB	IMSI	Président
<i>Mme. CHOUI TEK Mama</i>	MCA	IMSI	Encadreur
<i>Mme. LABAIR Hakima</i>	MCB	IMSI	Examineur

Année 2023/2024

Dédicace

Je dédie ce mémoire de fin d'études

A ma mère

À la mère aimante qui a illuminé ma vie, À celle qui m'a guidé avec sagesse et tendresse infinie, Je dédie ces mots empreints de gratitude, Pour toi, ma mère, source de ma plénitude. Tu as été mon roc, ma force et ma lumière, À travers les hauts et les bas, tu étais toujours fière. Tu m'as appris la valeur du courage et de l'amour, Et chaque jour, je te remercie pour ton soutien sans détour. J'implore Dieu tout puissant de t'accorder une bonne santé, une longue vie et beaucoup de bonheur.

A mon père

Toute l'encre du monde ne pourrait suffire pour exprimer mes sentiments envers un être très cher. Tu as été toujours mon école de patience, de confiance et surtout d'espoir et d'amour. Ce travail est le résultat de l'esprit de sacrifice dont tu as fait preuve, de l'encouragement et du soutien que tu ne cesses de manifester. J'implore Dieu tout puissant de t'accorder une bonne santé, une longue vie et beaucoup de bonheur.

A mon frère et mes amis proches

*Mon frère **MOHAMED EL Amine**, merci pour ton encouragement et ton soutien. Je te souhaite de plein de bonheur dans votre vie.*

*Mes amis **KHENOUSS Youcef, ABDI Ismail,***

*et mon binôme **BELALEM Tayeb** Merci pour tout ce que vous avez fait pour moi, merci pour vos encouragements et votre soutien, j'ai passé avec vous une bonne expérience qui va rester gravé dans la mémoire. Que Dieu vous protège, vous accorde santé, succès et plein de bonheur dans votre vie.*

A toute ma famille et mes proches

Merci pour tout ce que vous avez fait pour moi, merci pour vos encouragements et votre soutien.

Mr. Benmerah Ilyes

Dédicace

Je dédie ce mémoire de fin d'études

A la mémoire de mes parents

Un grand merci à l'ensemble de ma famille et plus particulièrement à mes parents pour leurs conseils ainsi que leur soutien inconditionnel qui m'a permis de réaliser les études.

A notre encadreur

*Quoi nous tenons à remercier notre encadreur Mme : **CHOUITEK Mama**, son précieux conseil et son aide durant toute la période du travail.*

A toute ma famille et mes proches

Merci pour tout ce que vous avez fait pour moi, merci pour vos encouragements et votre soutien.

A tous qui nous a aidé

*Les ingénieurs : **BOUABDELLAH Boursali Hakim, BENALI Mourad, BELFOUL Ahmed, MAHIEDDINE Hamza***

*et mon binôme bien sur **BENMRAH Ilyes** . Merci pour vos encouragements et votre soutien, sa était une très bonne expérience de vous rencontrer et Inchâallah plein de bonheur et de succès dans votre vie.*

Mr. Belalem Tayeb

Remerciements

Ce projet n'aurait pas abouti et vu le jour sans la bénédiction du Bon Dieu, qui nous a donné le courage et la volonté pour réaliser ce travail et qui a entendu nos prières.

*Nous remercions profondément notre encadreur Mme. **CHOUITEK Mama** qui n'a jamais cessé de nous conseiller, orienter et nous encourager, Merci pour votre disponibilité et votre coopération remarquable.*

*A notre président, Mme. **MIMOUNI Chahinaze***

Nous vous remercions du très grand honneur que vous nous faites en acceptant la présidence de ce jury. Veuillez trouver ici l'expression de nos profonds respects.

*Notre plus chaleureux remerciement à notre examinateur Mme. **LABAIR Hakima***

Par l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptation de siéger à notre soutenance.

Nous souhaitons exprimer nos sincères et respectueuses reconnaissances et remerciements à tous nos enseignants du département tout au long de notre cursus.

*Un grand merci mélangé avec des sentiments et de reconnaissance à notre ingénieur **BOURSALI Hakim** Qui nous a aidé et appris tant de choses durant notre stage.*

Nous tenons également remercier toutes personnes qui nous ont aidés de près et de loin.

Et enfin, un grand merci du fond du cœur est dirigé à nos parents, notre famille ainsi que nos amis pour tout le soutien et le courage qui nous ont apporté.

Table des matières

Résumé.....	12
Summary.....	12
Introduction	13
Chapitre 1 : Description de la centrale et ces systèmes auxiliaires	16
Introduction	17
1. Présentation centrale électrique Boutlélis.....	17
1.1 Situation géographique.....	18
2. Description de la turbine à gaz.....	18
2.1 Air admission	19
2.2 Le compresseur	19
2.3 Système de combustion	21
2.4 Turbine.....	22
2.5 Echappement	23
2.6 Système de support	24
3. Principe de fonctionnement de la turbine	24
3.1 Alternateur.....	25
4. Système auxiliaire commun.....	26
4.1 Poste gaz.....	26
4.2 Poste d'incendie	27
4.3 Poste d'évacuation (GIS).....	27
4.4 Système air comprimé.....	28
4.5 Système diesel de secours.....	29
Conclusion	30
Chapitre 2 : Les systèmes auxiliaires propres de la turbine à gaz.....	31
Introduction	32
1. Système propre TG	32
1.1 Admission d'air.....	32
1.2 Système de combustion	33
1.3 Système d'huile.....	36
1.4 Système de refroidissement.....	38
1.5 Système d'air.....	42
Conclusion	43
Chapitre 3 : Systèmes de contrôle de commande Mark VIe	44
Introduction	45

1. Historique d'évolution technologique des systèmes de contrôles Speedtronic	45
2. Architecture du système	46
2.1 Composant hardware	46
Caractéristiques (contrôleur UCSB)	47
2.2 Traitement des entrées/sorties	53
2.3 Option de redondance	60
3. Réseaux et communication.....	64
3.1 Présentation du réseau	64
3.2 Couche des réseaux.....	64
3.3 Réseaux PDH (Plant Data Highway).....	65
3.4 Réseaux UDH (Unit Data Highway)	66
3.5 IONet	66
3.6 EGD (Ethernet Global Data)	68
Conclusion	69
Chapitre 4 : commande supervisée	70
Introduction	71
1. Comprendre fonctionnement	71
1.1 Contrôle de la vitesse FSRN	72
1.2 La régulation de système	72
2. Simulation.....	75
2.1 Définition logiciel VMware	75
2.2 ToolboxST	76
2.3 CIMPLICITY	76
2.4 La simulation.....	76
2.4 Le programme	77
3. Screen (l'interface).....	82
3.1 Les résultats de simulation	82
Conclusion	83
Conclusion générale.....	85
Bibliographie	86

Liste des figures

Figure 1 Centrale de Boutlelis.....	17
Figure 2 Vue Satellite de la centrale électrique Boutlélis	18
Figure 3 Schéma d'une turbine à gaz	19
Figure 4 Compresseur	20
Figure 5 Rotor du compresseur	20
Figure 6 Stator compresseur	21
Figure 7 Turbine rotor.....	22
Figure 8 Schéma de rotor de la turbine.....	23
Figure 9 Stator turbine	23
Figure 10 Alternateur	25
Figure 11 Poste gaz.....	26
Figure 12 Pose incendie.....	27
Figure 13 Poste GIS	28
Figure 14 Système d'air comprimé	29
Figure 15 Groupe diesel.....	30
Figure 16 Admission d'air	32
Figure 17 : Disposition des buses de combustible du DLN2.6+	34
Figure 18 Séquence du mode de démarrage et d'arrêt	35
Figure 19 Synoptique du Système d'huile	38
Figure 20 Refroidissement d'eau	39
Figure 21 Circuit d'air de refroidissement et d'étanchéité de base des turbines 9F	43
Figure 22 Contrôleur UCSB	47
Figure 23 Pack d'E/S.....	48
Figure 24 Plaque à borne simplex et TMR.....	49
Figure 25 Borniers de type barrière	50
Figure 26 Borniers de type coffret	51
Figure 27 Distribution d'alimentation.....	52
Figure 28 Commutateur IONet	52
Figure 29 TMR, Double, Simplex-modules d'E/S avec des IONets.....	56
Figure 30 Une seule entrée vers trois contrôleurs	56
Figure 31 Un capteur avec entrée ventilée	57
Figure 32 Trois capteurs avec entrées commune	57

Figure 33 Trois capteurs avec entrées dédiées	58
Figure 34 Type de relais	59
Figure 35 Circuit TMR pour les sorties de 4.20 mA	59
Figure 36 : Système de commande Mark VI Simplex	61
Figure 37 Système de commande Mark VI double.....	62
Figure 38 Système de commande TMR	63
Figure 39 Architecture réseaux de base	64
Figure 40 Architecture connexion de l'équipement avec PDH	65
Figure 41 Architecture communication des contrôleurs avec HMI server via UDH	66
Figure 42 Configuration TMR EGD d'autoroute de l'information de l'unité	69
Figure 43 : courbe de vitesse de démarrage de la turbine	71
Figure 44 : courbe modifiée de vitesse de démarrage de la turbine	77
Figure 45 : l'interface de simulation	82

Liste des tableaux

Table 1 Mode de fonctionnement DLN	35
Table 2 Nombre de redondance et topologie disponible.	55
Table 3 Commutateurs IONet approuvés	67
Table 4 les résultats de simulation	83

Liste des abréviations

CC : Cycle combiné (TG+TV)

DHCP : Dynamic Host Configuration Protocol

DLN : Dry Low Nox

DS : Diffusion

EEPROM : Electrically Erasable Programmable Read Only Memory

EGD : Ethernet global data protocol

ESD : Emergency shut down

FPG : Fuel Pressure Gas

GCV : Gaz control valve

GRTE : Société Algérienne de gestion du réseau de transport d'électricité

GRTG : Société Algérienne de gestion du réseau de transport de gaz

GSM : Global System for Mobile Communications

GTS : GAZ insulte switch

GW : Giga Wat

IHM : Interface homme machine

I/ONet : Input output network

L2TV2 : Signal d'allumage

L4PRETX : Pre ignition trip logic (during start up only)

LAN : Local area network

LCI : Load Converter inverter

PM : Premux

PTC : Pression, température, capteur de compressibilité

PWPS : Preliminary, Welding procedure Specification

QA : Pompe d'huile de lubrification et d'étanchéité

QB : Vanne de soulèvement

QE : Pompe secoure de QA et elle assure que la lubrification

QES : Pompe secoure de QS d'huile d'étanchéité d'urgence

QS : Pompe d'huile d'étanchéité

QT : Résistance l'huile pour démarrage

SPE : Société algérienne de l'électricité et de gaz -production de l'électricité

SRV : Speed rates valve

TCP/IP : Transmission Control Protocol/Internet Protocol

TG : Turbine à gaz

TH : Turbine hydraulique

TMR : Triple Modular Redundancy (Triple redondance modulaire)

TV : Turbine à vapeur

UDP/IP : User datagram protocol/Internet Protocol

VFD : Variable frequency drive

VPR : Régulation pression

WAN : Wide area network

Résumé :

Une turbine à gaz est une machine électrique à mouvement rotatif et un moteur à combustion interne. Il est connecté au compresseur et contrôlé par l'automate programmable industriel "API" MARK VIe. Notre objectif est de mener une recherche d'une turbine à gaz de type 9FA et de ses systèmes et la supervision de la régulation de vitesse en utilisant MARK VIe et son contrôleur virtuel pour HMI pour mieux comprendre le comportement de la turbine.

Mots clé : Turbine à Gaz, API, MARK VIe, HMI, 9FA

Summary:

A gas turbine is an electric machine that produces rotary motion and operates as an internal combustion engine. It is connected to the compressor and controlled by the industrial programmable logic controller called "API" MARK VIe. Our objective is to conduct a research of a type 9FA gas turbine and its systems and the supervision of the speed regulation using MARK VIe and its virtual controller for HMI to better understand the behavior of the turbine.

Keywords : Gas turbine, API, MARK VIe, HMI, 9FA

Introduction

Introduction général

Une centrale électrique est une installation industrielle qui convertit diverses sources d'énergie en électricité pour produire de l'électricité à grande échelle. Les centrales électriques sont essentielles pour fournir de l'énergie à grande échelle pour répondre aux besoins croissants en électricité dans les villes, les industries et les foyers.

Les centrales électriques peuvent utiliser différentes sources d'énergie pour produire de l'électricité, telles que le charbon, le gaz naturel, l'énergie nucléaire, l'énergie éolienne, solaire, hydraulique ou géothermique. Chaque type de centrale électrique a ses avantages et ses inconvénients, ainsi que des coûts différents en termes de construction, d'entretien et de gestion. [1]

Le processus de production d'électricité dans une centrale électrique équipée avec une turbine à gaz implique généralement la combustion d'un combustible pour produire de la chaleur, qui est ensuite utilisée pour faire tourner une turbine. La turbine est reliée mécaniquement au générateur et le fait tourner pour convertir l'énergie mécanique en énergie électrique.

Les centrales électriques sont donc des infrastructures clés pour la production d'énergie à grande échelle. Cependant, leurs impacts environnementaux et leurs dépendances aux combustibles fossiles sont de plus en plus remis en question, et de plus en plus d'efforts sont déployés pour développer des sources d'énergie plus durables et renouvelables. [2]

En Algérie la Société nationale de l'électricité et de gaz 'SPE', est l'opérateur historique dans le domaine de la production de l'électricité en Algérie. Cette dernière, garantit l'exploitation et la maintenance d'une centrale électrique représentant le plus grand complexe de production en Algérie, avec une capacité installée actuelle de plus de 18 GW et qui devrait atteindre environ 23 GW d'ici 2030 avec quatre turbines à vapeur. Elle se compose de quatre divisions électriques différentes. . Turbine à gaz, cycle hydraulique, cycle combiné....etc.

En 2022, Sonelgaz - Production Electricque exploite et maintient 59 centrales électriques dans différents secteurs de production d'électricité.

- 05 Centrales thermiques à vapeur (TV), 14 groupes TV.
- 30 Centrales thermiques à Gaz (TG), 83 groupes TG fixes.
- 14 Centrales Turbines à Gaz Mobiles (TGM), 50 groupes TG Mobiles.
- 02 Centrales Cycles Combinés (CC) single shaft (01 TV+01 TG), six (06) tranches CC.
- 04 Centrales Cycles Combinés (CC) multi-shaft (02 TG + 01 TV) de huit tranches CC.
- 04 Centrales Turbines Hydrauliques (TH), 09 groupes TH.

S'ajoute à ces centrales, la société assure l'exploitation et la maintenance, depuis 2001, de la centrale Turbines à Gaz de Hassi Berkine (4 x 110 MW) de Sonatrach.

SPE a des avantages de fabrication avec différentes technologies telles que :

- Turbines à Gaz Technologie General Electric Type Frame 5 (20 groupes), Frame 6 (6 groupes), Frame 9 (18 groupes), 9FA (38 groupes).
- Turbines à Vapeur Technologie General Electric Type A10 (14 groupes).
- Turbines à Gaz Technologie ALSTOM GT13E2 (05 groupes).
- Turbines à Gaz Technologie Siemens Type V94.2 (13 groupes) et V94.3 (15 groupes).
- Turbines à Vapeur Technologie Siemens Type SST5 (06 groupes).
- Turbines à Gaz mobiles (54 groupes) Technologie General Electric Type TM 2500+ et PWPS Type FT8. [3]

Dans notre mémoire, nous allons proposer une commande automatisée du fonctionnement de la turbine à gaz TG 9Fa, de la centrale turbine à gaz de Boutlélis

Pour cela nous allons utiliser un logiciel spécialisé : VMware Workstation Pro, avec lequel nous allons implémenter la commande par le langage LADDER.

Pour effectuer cette recherche, nous avons divisé le mémoire en quatre chapitres:

- Chapitre 1 : Description de la centrale électrique et ses systèmes auxiliaires.
- Chapitre 2 : Les systèmes auxiliaires propres de la turbine à gaz.
- Chapitre 3 : Etude générale du système de contrôle commande MARK6e.
- Chapitre 4 : commande supervisée.

Chapitre 1 : Description de la centrale et ces systèmes auxiliaires

Introduction

Une centrale électrique est une installation complexe conçue pour produire de l'électricité à grande échelle. Elle est composée de divers systèmes et équipements qui travaillent en synergie pour générer, transformer et distribuer l'énergie électrique. Une centrale électrique comprend également des systèmes auxiliaires qui jouent le rôle essentiel dans son fonctionnement efficace et sécurisé.

Dans ce chapitre on va étudier la centrale électrique à Boutlélis basée sur les turbines à combustion (Turbine à Gaz), leur fonctionnement, ainsi que les systèmes auxiliaires avec leurs rôles et principes de fonctionnement.

1. Présentation centrale électrique Boutlélis

La Centrale de BOUTLELIS est une unité de production de l'énergie électrique qui appartient à la Direction Régionale de production à Oran et dispose de deux Turbines à gaz de Technologie General Electric 9Fa.

En 2019 la centrale de Boutlélis a réalisé un upgrade de la turbine 9fa de la version 03 vers la version 04 qui lui a permis de développer une puissance maximale de 280MW tout en diminuant les rejets atmosphériques en monoxyde de carbone CO et d'oxydes d'azote NOx avec son système de combustion DLN 2.6+.

Actuellement la centrale développe une puissance de 2x280MW selon conditions site et elle est reliée au poste de transformation GRTE de MESSERGHINE à travers deux lignes d'évacuation de 220kv (voir figure 1).



Figure 1 : Centrale de Boutlélis

1.1 Situation géographique

La centrale de BOUTLELIS s'étale sur une superficie de 20 hectares et se situe à l'ouest du chef-lieu de la commune de BOUTLELIS, juste à la limite administrative avec la commune de BOUTLELIS ; Route nationale N°02 Wilaya Oran (voir figure 2). [4]



Figure 2 : Vue Satellite de la centrale électrique Boutlélis

2. Description de la turbine à gaz :

Une turbine à gaz, appelée turbine à combustion, est une machine thermique qui convertit l'énergie de combustion d'un combustible (généralement du gaz naturel, l'essence, du gasoil...) en énergie cinétique.

La turbine à gaz à arbre unique MS-9001FA est conçue pour fonctionner dans des usines configurées en unités vapeur et gaz à cycle unique ou à cycle combiné.

Une turbine à gaz se compose de six sections ou groupes principaux (voir figure 3) :

- Admission d'air
- Compresseur
- Système de combustion
- Turbine
- Echappement
- Systèmes de support [5]

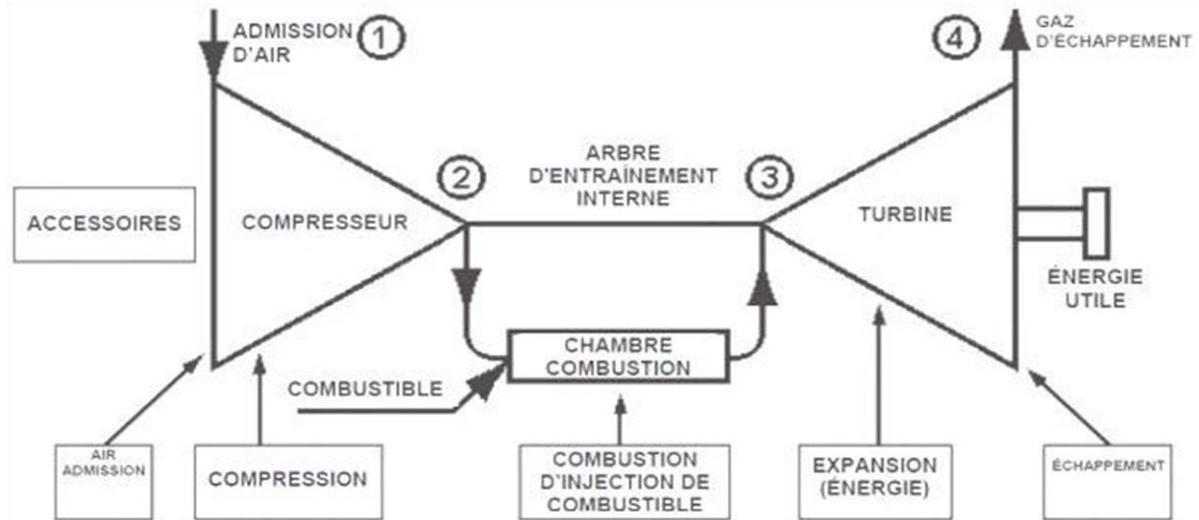


Figure 3 : Schéma d'une turbine à gaz

2.1 Air admission

La chambre d'admission aspire l'air de l'environnement. Son rôle principal est de garder les grosses particules de poussière hors des zones d'air pur. L'air est ensuite filtré lors de son passage à travers l'élément filtrant installé dans le compartiment. L'air propre est aspiré dans la section de transition et quitte l'admission d'air mené aux conduits via une bride de transition admis. L'air s'écoule du conduit d'admission dans la boîte d'admission et dans la turbine gaz.

2.2 Le compresseur

La section du compresseur à débit axial se compose du rotor de compresseur et du corps du compresseur. À l'intérieur du corps du compresseur se trouvent les aubes directrices à ouvertures variables, les différents étages d'aubes du rotor et du stator et les aubes directrices en sortie.

Dans un compresseur, l'air est emprisonné dans l'espace entre le rotor et le stator et est progressivement comprimé par une série d'aubes alternativement rotatives (rotor) et fixes (stator). [6]

Les pales du rotor fournissent la force nécessaire pour comprimer l'air à chaque étage, tandis que les pales du stator orientent l'air pour atteindre le bon angle à l'étage suivant. L'air comprimé sort du compresseur à l'aide de corps d'échappement et se dirige vers les chambres de combustion. Ce dernier est également aspiré du compresseur pour refroidir la turbine et contrôler la pulsation lors du démarrage (voir figure 4). [7]

a/ Rotor**Figure 4 : Compresseur**

La partie compresseur du rotor de la turbine se compose de l'ensemble de roue, de l'anneau de vitesse, de l'ensemble de tirant, des aubes de compresseur et de l'arbre de liaison avant. Chaque roue à une fente brochée autour d'elle. Des aubes de rotor et des entretoises sont insérées dans ces fentes et maintenues en position axiale en se déformant à travers chaque extrémité de la fente. Les roues sont cannelées pour contrôler la concentricité et sécurisées par des tirants. Le positionnement sélectif des roues est fait durant le montage pour réduire la correction d'équilibrage. Après assemblage, le rotor est équilibré dynamiquement.

Le faux arbre avant est usiné pour fournir le collier de butée qui porte les charges axiales avant et arrière. Ce tronçon d'arbre agit également comme surface de lissage du palier N° 1, surface d'étanchéité des joints d'huile du palier N° 1 et joint d'étanchéité à l'air basse pression du compresseur.

La roue à aubes de l'étage 17 supporte les pales du rotor et fournit également une surface d'étanchéité pour le joint d'air haute pression et la connexion à bride entre le compresseur et la turbine (voir figure 5). [8]

**Figure 5 : Rotor du compresseur**

b/Stator

La zone principale du corps de la section compresseur est constituée de trois sections principales :

- a. Corps d'entrée
- b. Corps du compresseur
- c. Corps d'échappement du compresseur

Ces corps ainsi que le corps de turbine forment la structure principale de la turbine à gaz. Ils supportent le rotor à des points d'appui et forment la paroi extérieure de l'anneau d'écoulement de gaz. Tous ces corps sont divisés horizontalement pour faciliter la maintenance (voir figure6). [9]



Figure 6 : Stator compresseur

2.3 Système de combustion :

Le système de combustion englobe 18 chambres de combustion installées autour du corps d'échappement du compresseur. Les chambres de combustion sont numérotées dans le sens inverse des aiguilles d'une montre. Ce système contient des bougies d'allumage dans la chambre 2 et 3, des détecteurs de flamme dans les 4 dernière chambre 15, 16, 17,18 ; et des tubes d'interconnexion. Les gaz chauds, dégagés du combustible enflammé au sein des chambres de combustion, circulent en direction de la turbine à travers les pièces de transition refroidies par contact.

L'air à haute pression provenant de la décharge du compresseur est envoyé autour de la pièce de transition. Une partie de cet air pénètre dans les orifices du canalisateur de refroidissement

par contact afin de refroidir les pièces de transition, puis circule dans le canalisateur d'air. Le reste entre dans l'espace annulaire entre le manchon d'écoulement et le tube à flamme de combustion à travers un trou dans l'extrémité aval du manchon d'écoulement. [10]

Cet air pénètre ensuite dans la zone de combustion à travers l'ensemble chapeau pour assurer une combustion efficace. Le combustible est fourni à chaque chambre de combustion via cinq injecteurs, où le carburant est distribué et mélangé avec la bonne quantité d'air de combustion.

2.4 Turbine

a/ Rotor de turbine

L'ensemble de rotor de turbine comprend les arbres avant et arrière des roues de la turbine, les ensembles des trois premiers étages avec les entretoises et les aubes. Le contrôle de la concentricité est réalisé en installant des feuilures sur les pièces d'écartement, les roues de turbine, les arbres de roue et les entretoises. Les roues sont assemblées par des boulons vissés sur des brides boulon nables sur les arbres et les entretoises de roues. Un positionnement sélectif des éléments du rotor est réalisé pour réduire les corrections d'équilibrage (voir figure 7,8). [11]



Figure 7 : Turbine rotor

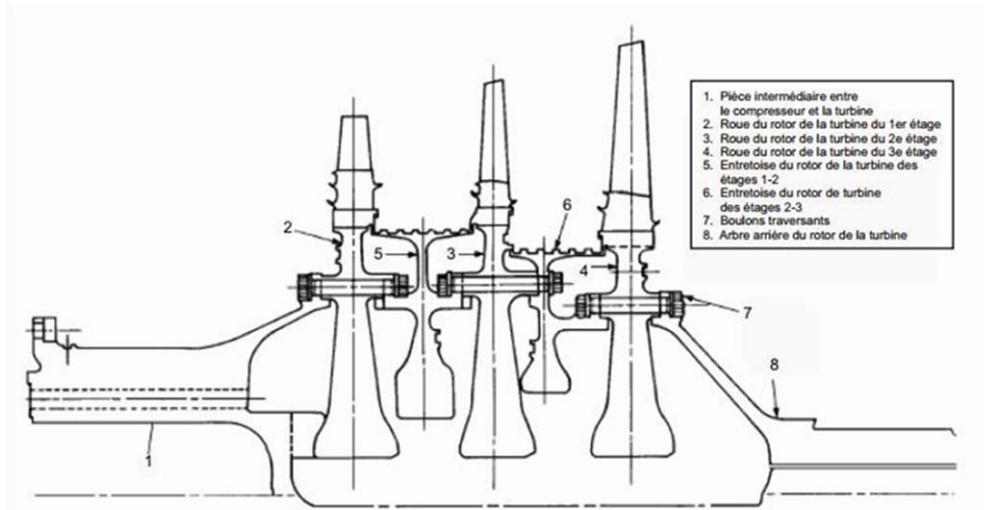


Figure 8 : Schéma de rotor de la turbine

b/Stator de turbine

Le stator d'une turbine est la partie fixe de la turbine qui est composée d'ailettes ou de pales courbées. Lorsque l'énergie cinétique du fluide qui traverse la turbine est convertie en énergie mécanique, le stator dirige le flux de fluide sur les pales du rotor, ce qui permet à la turbine de tourner. Les ailettes du stator sont conçues pour guider le fluide de manière à maximiser l'efficacité de la turbine. En général, le stator est situé en amont du rotor dans le sens du flux de fluide (voir figure9).



Figure 9 : Stator turbine

2.5 Echappement :

C'est les gaz dégagés dans l'atmosphère au niveau des cheminées. Les centrales électriques sont équipées d'un système d'épuration qui extrait le dioxyde de soufre (SO_2) et l'oxyde d'azote (NO_x) des gaz des fumées avant leur sortie de la cheminée.

2.6 Système de support :

Pour éviter le désalignement des joints et pour éviter toute contrainte de dilatation thermique affectant la tuyauterie reliant les deux socles, deux supports centraux sont prévus à la partie inférieure de la traverse avant et de la traverse du milieu du socle de la turbine.

3. Principe de fonctionnement de la turbine :

Lorsque le système de démarrage de la turbine est actionné, l'air ambiant est filtré et aspiré par le compresseur axial via le système d'admission d'air. Un système anti-pompage protège le compresseur contre les pulsations au démarrage. La vitesse de rotation augmente jusqu'à la vitesse de balayage qui permet au compresseur d'évacuer le volume d'air contenu dans le groupe turbo compresseur vers le système d'échappement. Une la séquence de balayage est terminée, l'air comprimé par le compresseur passe par l'espace annulaire qui entoure les chambres de combustion, puis dans les espaces entre les corps externes et les tubes de flamme, et entre dans la zone de combustion par les trous calibrés de chaque tube de flamme.

Le combustible venant du poste gaz arrive par des conduites qui se terminent par des injecteurs installés sur les 18 chambres de combustion. Dans le cas où la turbine fonctionne au fioul liquide (combustible de secours), ce dernier est stocké dans les réservoirs gasoil et acheminé vers les TG par pompage. Les injecteurs introduisent le carburant dans la zone de combustion de chaque chambre où il est mélangé avec l'air de combustion et allumé par une ou plusieurs bougies. Lorsque le carburant dans la chambre de combustion explose, la flamme se propage à travers les tuyaux de raccordement à toutes les autres chambres où elle est détectée par quatre détecteurs de flamme montés sur des supports dans le corps de la chambre de combustion.

Les gaz chauds venant des chambres de combustion passent dans des pièces de transition séparées fixées à l'arrière des tubes de flammes des chambres et de là dans la section de turbine à trois étages. Chaque étage consiste en un distributeur annulaire et une rangée d'aubes de turbine.

Au niveau de chaque distributeur annulaire, l'énergie cinétique du jet augmente avec la perte de charge associée. Cette perte de charge est absorbée par l'action des aubes du rotor de la turbine, provoquant la rotation de l'arbre servant à entraîner le générateur et à produire de l'électricité. [10]

3.1 Alternateur

Convertit l'énergie mécanique d'une turbine en énergie électrique, il est utilisé comme un moteur synchrone de démarrage alimenté par un convertisseur statique de fréquence. L'énergie de démarrage est fournie par le réseau Haute Tension, à travers le transformateur élévateur, ou bien par les groupes électrogènes (black Start) (voir figure10).

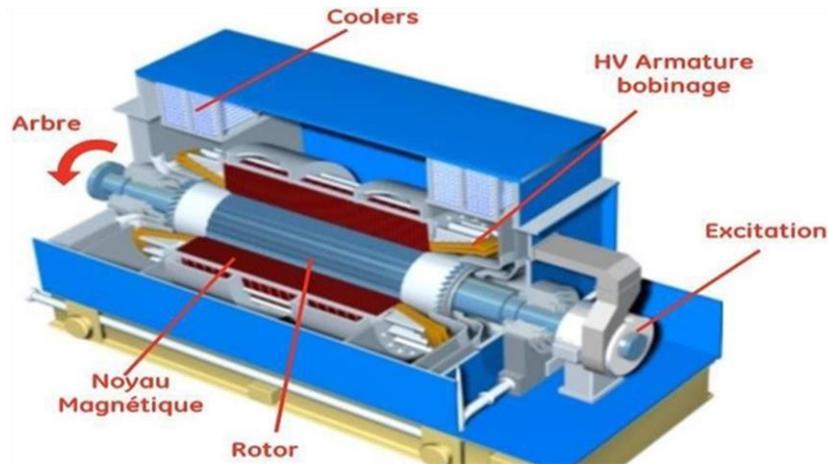


Figure 10 : Alternateur

3.1.1 Fonctionnement de l'alternateur

- La turbine fournit une puissance mécanique à l'alternateur.
- L'alternateur transforme la puissance de l'arbre en puissance électrique.
- Le couple de l'alternateur est créé par l'interaction entre le flux du rotor et le courant du stator
- Une augmentation du couple de la turbine se traduit par une augmentation de la puissance et du couple de l'alternateur.

3.1.2 Transformateurs élévateurs de tension de l'alternateur

Le transformateur principal de l'alternateur est utilisé pour élever la tension générée (15KV) jusqu'au niveau de tension du réseau du client (220KV).

Le transformateur est installé en extérieur à proximité immédiate du transformateur de soutirage (6.6KV). Le transformateur est équipé d'un système de refroidissement à l'huile et à l'air forcé.

Le circuit magnétique du transformateur est constitué de tôles en acier laminé à froid et à grains orientés. Les enroulements sont constitués de conducteurs de cuivre à haute conductivité et sont conçus pour la tension de tenue aux chocs de foudre et la résistance au court-circuit adéquat.

4. Système auxiliaire commun

4.1 Poste gaz

Le poste gaz conditionne le gaz naturel en pression, en température et mesure son débit, il alimente les deux turbines 9FA installées sur le site. Ce poste comprend :

- Vanne principal (manuel) le venant de la société GRTG.
- Une vanne de tête motorisée assurant également la fonction ESD.
- Un séparateur, 1 x 100% muni d'un by-pass.
- Deux filtres, soit 2 x 100%, à deux étages munis de cartouches.
- Un réservoir pour le stockage à pression atmosphérique des condensats recueillis.
- Une ligne de mesure du débit de gaz naturel, soit 1 x 100%, munie de son correcteur PTZ et d'une ligne de by-pass.
- Deux réchauffeurs à bain d'eau, soit 2 x 100%, pour le chauffage du gaz naturel avant détente, munis d'une ligne de by-pass.
- Quatre lignes de réduction de pression, soit 4 lignes à 50%, avec une ligne de protection contre les surpressions en cas d'arrêt d'urgence d'une turbine.
- Une armoire de contrôle commande de l'ensemble avec interface homme machine (voir figure11).



Figure 11 : Poste gaz

4.2 Poste d'incendie

Le système de protection incendie assure comme fonctions principales la détection, la non propagation et l'extinction d'un feu des zones à risque répertoriées. Le principe est la mise en place de moyens adéquates afin d'assurer le minimum de risques de propagation d'un feu à l'intérieur comme à l'extérieur du site. Un souci tout particulier est de respecter la sécurité des intervenants ainsi que des personnes présentes sur site. Le système incendie comprend deux moyens de protections fixes ou mobiles qui seront soit manuelles, semi- automatique ou automatique. Aux regards des types de risques feu du site, la protection incendie est prévue suivant le cas soit par eaux incendie, soit par solution moussante, soit par CO2. La limitation du rayonnement des flux thermiques des zones à risques « stockage d'hydrocarbures » est prévue par eaux incendie « rideau d'eau » (voir figure12).

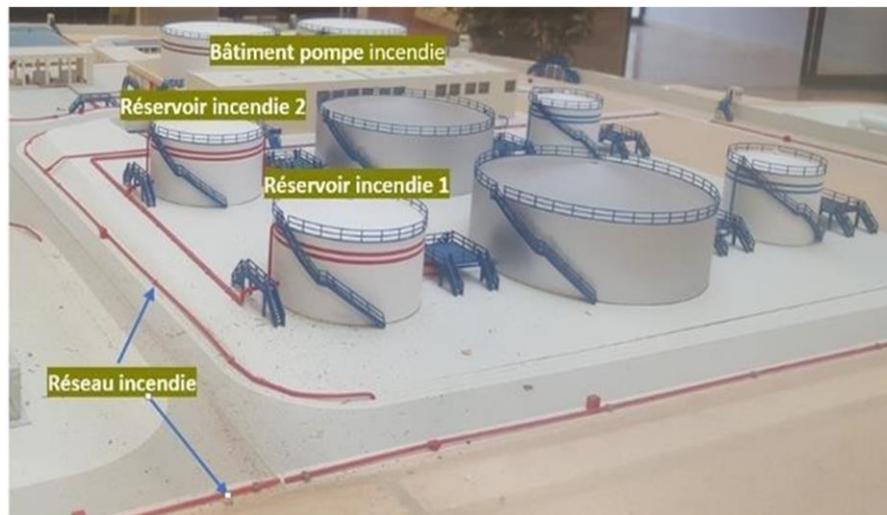


Figure 12 : Pose incendie

4.3 Poste d'évacuation (GIS)

Gaz insulte switch son rôle c'est de relier le central avec les réseaux électriques soit pour recevoir de l'énergie ou pour l'évacuer (voir figure 13).

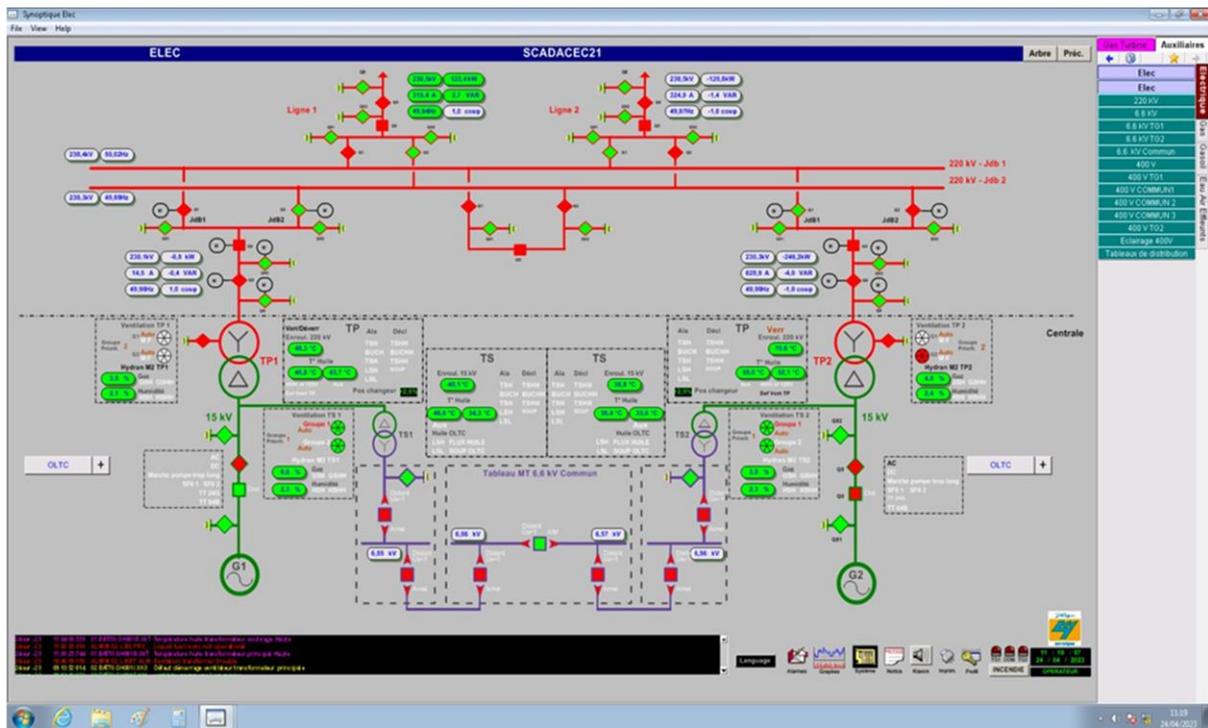


Figure 13 : Poste GIS

4.4 Système air comprimé

La station d'air comprimé consiste à produire l'air sous pression. Cet air sous pression est utilisé pour deux objectifs :

a/Air procédé (air instrument)

L'air procédé issu des compresseurs ATLAS COPCO 7bars passe par un traitement (filtration et séchage) avant d'être stockés dans les réservoirs air. Ensuite l'air procédé est distribué vers l'ensemble instrumentation et robinetterie des deux TG. En outre, il alimente les filtres autonettoyants par l'air propre à cette fin.

b/Air service

L'air service passe par un traitement (séchage) avant d'être distribué aux différents endroits d'utilisation comme air de service (soufflage équipement...) (voir figure14). [11]

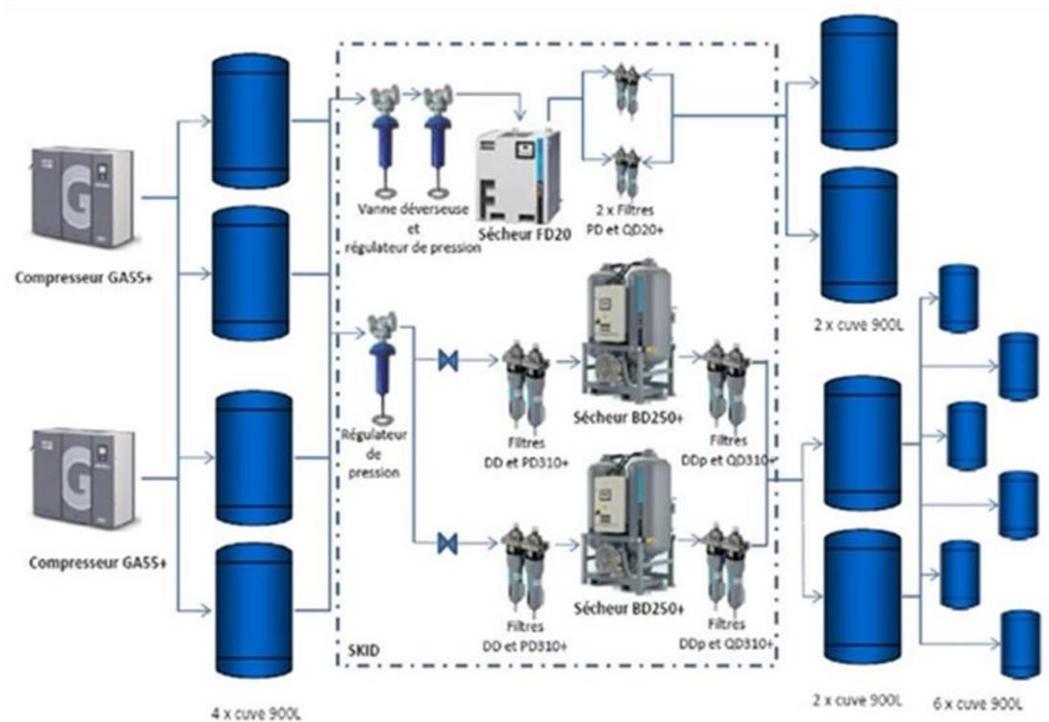


Figure 14 : Système d'air comprimé

4.5 Système diesel de secours

Afin de répondre aux besoins internes (centrale BOUTLELIS) en électricité, la centrale de BOUTLELIS est dotée de sept 07 groupes l'électrogènes d'une puissance globale de 15MW.

Les groupes électrogènes sont utilisés pour l'alimentation des auxiliaires essentiels des TG et de la centrale en cas de manque tension 6,6 kV. Lors d'un manque tension sur le 6,6 kV, tous les groupes diesel seront démarrés automatiquement ceci afin d'alimenter :

- Les auxiliaires essentiels des deux turbines pour procéder à un arrêt d'urgence (si celles-ci étaient en fonctionnement), ou pour alimenter les auxiliaires en mode virage (si celles-ci sont à l'arrêt),
- Les auxiliaires essentiels de l'usine.
- Une fois les auxiliaires réalimentés par le réseau national ou par les générateurs principaux de la centrale, les groupes électrogènes pourront être arrêtés (voir figure15).



Figure 15 : Groupe diesel

Conclusion :

Dans ce chapitre on a vu la description du central électrique installé à Boulélis, la turbine à gaz et ses systèmes auxiliaires et leurs rôles, leurs fonctionnements et leurs types de contrôle

Dans le prochain chapitre on va parler sur les systèmes propres de turbine à gaz et étudier leurs rôles, principe de fonctionnement et leurs compositions.

Chapitre 2 : Les systèmes auxiliaires propres de la turbine à gaz

Introduction

Cette partie se concentre sur le système propre de la TG et décrit le fonctionnement de ces composants critiques et leur état.

1. Système propre TG

1.1 Admission d'air

L'air pur est essentiel pour tous les processus de combustion. La fonction principale des systèmes de filtration d'air d'admission est de protéger les turbines à gaz des contaminants en suspension dans l'air, d'autant plus que les particules pénétrant dans le système peuvent causer des dommages importants tels que l'érosion, la corrosion et l'encrassement. L'érosion est principalement un dommage permanent causé par de grosses particules, tandis que la corrosion est le résultat d'une combinaison de sel et de soufre et de températures élevées. Les particules fines obstruent les couteaux et réduisent les performances. Cela a également pour effet de réduire l'efficacité du transfert de chaleur et d'augmenter la température, affectant la durée de vie de la partie à haute température. La capture des particules de sel et de l'air salin est donc essentielle pour maintenir des opérations durables et efficaces. Si les particules n'étaient pas éliminées du système d'admission, le personnel devrait soit directement en ligne, soit arrêter de travailler pour laver le compresseur plus fréquemment avec de l'eau, ce qui peut être coûteux (voir figure 16). [8]

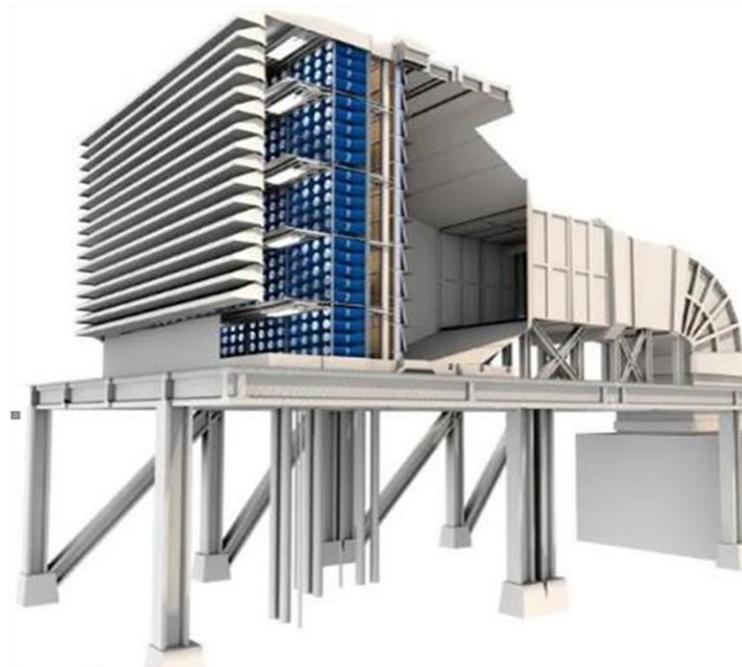


Figure 16 : Admission d'air

1.1.1 Système autonettoyant :

Les filtres à air autonettoyants sont une méthode en une seule étape de filtration de l'air d'admission de la turbine. Les systèmes de filtration d'entrée autonettoyants contiennent généralement des éléments filtrants coniques cylindrique et filtre statique qui sont séquentiellement nettoyés par des impulsions d'air comprimé pendant le fonctionnement normal. Le système fournit une filtration à haute efficacité pendant de longues périodes sans arrêter la turbine pour le nettoyage ou le remplacement de l'élément.

Pendant le fonctionnement normal, le média filtrant accumulera périodiquement la poussière de l'environnement. Au fur et à mesure que la poussière s'accumule, la chute de pression dans l'étage de filtration augmente, réduisant les performances et l'efficacité de la turbine à gaz. Afin de réduire la chute de pression et de restaurer la perte, il est nécessaire de remplacer l'élément filtrant ou d'utiliser le système de filtre à impulsions pour nettoyer le filtre. Le système de filtration par impulsions est équipé d'un système de contrôle intégré pour un nettoyage efficace avec une interaction minimale de l'utilisateur. [13]

Ce soufflage d'air crée une onde de choc qui entraîne une flexion momentanée de la cartouche de filtre et déloge les formations de gâteau de poussière à la surface du filtre. Au fur et à mesure que l'onde de choc descend vers les paires d'éléments de filtre, le gâteau de poussière du filtre est fracturé et la poussière tombe vers le fond du module de l'étage de filtration et dans les trémies du système d'impulsion, les convoyeurs à vis ou les ventilateurs d'extraction de poussière.

1.2 Système de combustion :

Le système de combustion à faible production de NO_x sec 2.6+ comporte quatre collecteurs de passage de combustible (D5, PM1, PM2, & PM3). Ces quatre passages (D5, PM1, PM2 et PM3) sont des passages de combustible indépendants chacun ayant une vanne de commande du débit de gaz (GCV) pour contrôler la distribution du gaz combustible. Chaque chambre de combustion a six injecteurs DLN2.6+ disposés en cercle avec un au centre. Le système de distribution de gaz combustible D5 se compose de cinq injecteurs de carburant de type à diffusion pour chaque chambre de combustion. Les systèmes de distribution de gaz combustible PM2 et PM3 se composent de cinq injecteurs de carburant pour chaque chambre de combustion. Le système de distribution de gaz combustible PM1 se compose d'un injecteur de carburant pour chaque chambre de combustion. Se reporter à la figure 1 pour la disposition des injecteurs DLN2.6+.

Chaque orifice de combustible a besoin d'un certain pourcentage de combustible total. Le pourcentage de combustible vers chaque orifice dépend de la Température de référence de combustion (TTRF) et du mode de fonctionnement DLN.

Le mode de démarrage du fonctionnement est D ou Diffusion. Il existe quatre modes DLN de fonctionnement en régime permanent : 1D, 3, 6.2, et 6.3. Il existe également un mode de rejet de charge transitoire (mode 1) dans lequel la totalité du combustible est détournée vers les injecteurs PM1 et PM2. Les modes de fonctionnement DLN à l'état stable sont fonction de la température de référence de la combustion. Voir Tableau. Schéma d'organisation des modes DLN Voir la Figure Séquence de démarrage et d'arrêt.

Cette méthode de séparation du combustible nécessite des vannes de contrôle individuelles (GCV-1, GCV-2, GCV-3 et GCV-4) (voir figure 17,18). [10], [14]

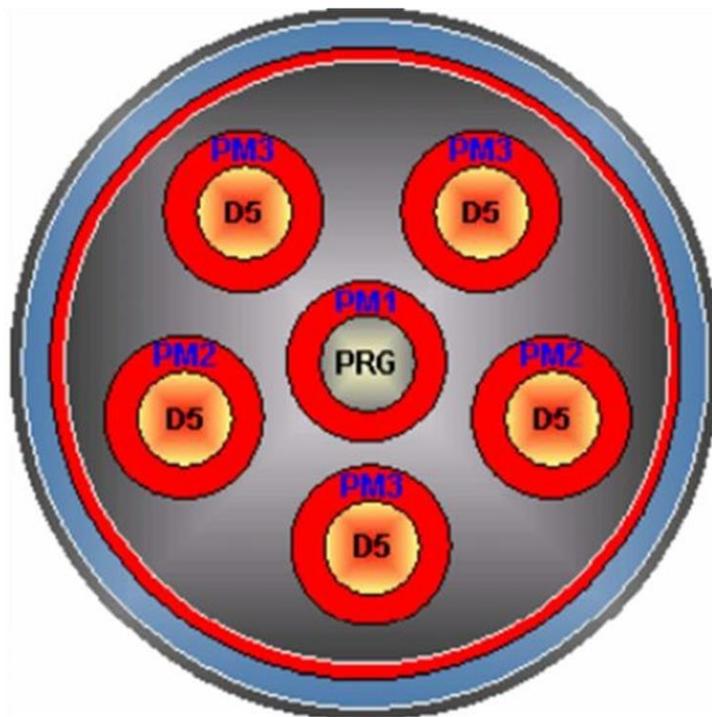


Figure 17 : Disposition des buses de combustible du DLN2.6+

Table 1 Mode de fonctionnement DLN

Schéma des phases en mode DLN	Passages alimentés	Passages purges
D	D5	PM1+PM2+PM3
1D	D5+PM1	PM2+PM3
3	PM1+PM2	D5+PM3
6.2	PM1+PM2+PM3	D5
6.3	PM1+PM2+PM3	D5
3D	D5+PM1+PM2	PM3
6D	D5+PM1+PM2+PM3	AUCUNE

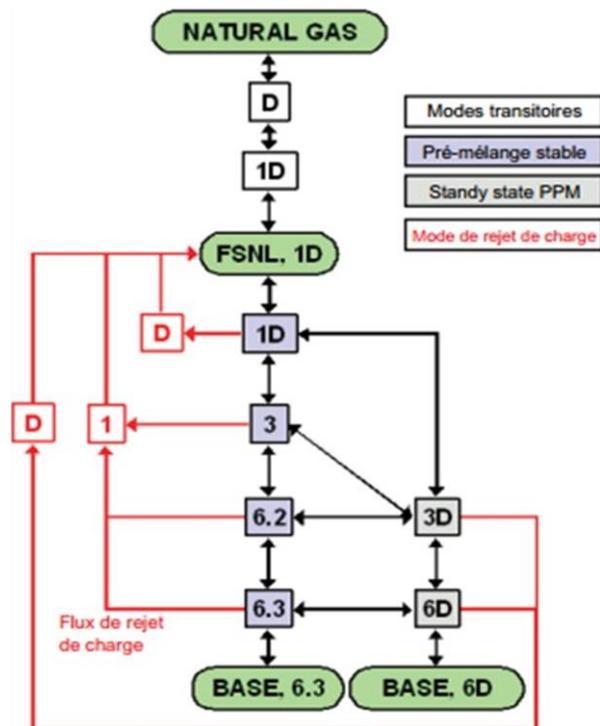


Figure 18 : Séquence du mode de démarrage et d'arrêt.

1.2.1 Conditions de prédémarrage :

Avant de démarrer l'unité, les conditions suivantes doivent être satisfaites pour le système de combustible gazeux et de purge de gaz :

1. Pression d'alimentation en combustible gazeux pour FG1 dans les limites spécifiées.
2. Pression de ventilation du module / compartiment de combustible gazeux normale.
3. Les courants des asservissements SRV et GCV sont dans les limites prévues.
4. Toutes les GCV sont fermées.
5. Aucune défaillance de position de vanne de purge de gaz.

Pendant la période de démarrage, les conditions susmentionnées sont vérifiées continuellement par le système de commande. Si une condition n'est pas respectée, l'unité ne sera pas autorisée à démarrer. [10]

1.3 Système d'huile

1.3.1 Le système d'huile de lubrification

Le système de lubrification est conçu pour fournir de l'huile de lubrification filtrée à la température et à la pression adéquates pour le bon fonctionnement de la turbine et du matériel associé. Les composants principaux du système sont entre autres :

- Réservoir d'huile de lubrification qui sert de base pour le module des accessoires.
- Deux pompes centrifuges (PQ1-1 et PQ1-2), chacune entraînée par un moteur électrique CA (88QA-1 et 88QA-2). Chaque moteur CA comprend un aérotherme moteur (23QA-1 et -2) afin d'éviter tout phénomène de condensation au niveau du moteur.
- Pompe d'huile d'urgence (PQ2-1) avec moteur CC (88QE-1).
- Pompe d'huile d'étanchéité principale (PQ3-1) entraînée par moteur CA (88QS-1). Le moteur CA comprend un aérotherme moteur (23QS-1).
- Pompe d'huile d'étanchéité d'urgence (PQ3-2) entraînée par moteur CC (88ES-1).
- Échangeurs de chaleur d'huile de graissage parallèle double (LOHX-1 et LOHX-2).
- Filtres d'huile de graissage parallèle double (LF3-1 et LF3-2).
- Régulateur de pression du collecteur de palier (VPR2-1).
- Dévésiculateur (LF3-3) avec moteur / ventilateur redondant (88QV-1A et 88QV-1B) et aérothermes moteurs (23QV-2A et 23QV-2B).
- Interrupteur de protection de la pression (63QA-1A, 63QA-1B, 63QE-1, 63QT-2A et 63QT-2B). Les unités à combustible double avec compresseur unique d'air d'atomisation

sont équipées d'un pressostat (63QA-3). Les unités à combustible double avec compresseurs doubles d'air d'atomisation sont équipées de deux pressostats (63QA-3 & 63QA-4).

- Thermocouples de température du réservoir (LT-OT-3, LT-OT-4) pour les commandes de thermoplongeur et le permissif de démarrage de la pompe.
- Thermocouples du collecteur d'huile de graissage (LT-TH-1, 2, 3).
- Thermocouples de purge d'huile de lubrification (LT-B1D-1, LT-B2D-1, LT-G1D-A/B et LT-G2D-A/B). Notez que « A/B » indique des thermocouples d'éléments doubles. [14]

1.3.2 Huile d'étanchéité

L'huile d'étanchéité des paliers de l'alternateur est généralement fournie par le système de lubrification, via une conduite séparée, directement vers l'alternateur. En cas de pression faible du système d'huile ou d'arrêt du système de lubrification pour entretien, l'une des deux pompes à huile d'étanchéité fournit l'huile nécessaire afin d'étanchéfier l'hydrogène de l'alternateur. Dans des conditions normales, la pompe entraînée par moteur CA (PQ3-1, 88QS-).

1) est prévue à cet effet ; cependant, en cas d'échec de ce moteur CA ou de perte d'alimentation CA, le moteur CC d'urgence (88ES-1) est activé et entraîne la pompe d'huile d'étanchéité (PQ3-).

2). Le moteur CA (88QS-1) inclut un réchauffeur (23QS-1) afin d'éviter tout phénomène de condensation au niveau du moteur.

La pompe d'huile d'étanchéité CA (PQ3-1) fait circuler l'huile via le filtre (LF3-5). Le pressostat différentiel (63QQ-25) émet un signal d'alarme de pression différentielle trop élevée au niveau du filtre. Le filtre doit être remplacé lorsque le point de consigne d'alarme est atteint ou proche (Δp). [14]

1.3.3 Système d'huile de déclenchement

Ce système fournit l'huile à pression adéquate qui sert à bloquer le passage de l'huile HP de commande des vannes gaz par le biais d'un bloque hydraulique et dirige cette huile de commande vers la caisse à huile via les électrovannes de trip.

1.3.4 Système d'huile commande HP

Il sert à fournir de l'huile de commande haute pression pour la commande des vannes gaz/fuel et les aubes variables d'entrée d'air du compresseur TG. En plus il fournit de l'huile

pour le soulèvement de l'arbre au sein des paliers. Les principaux composants sont : deux pompes 88HQ1/2.

1.3.5 Système d'huile de soulèvement HQ

Il sert à alimenter le système hydraulique et lift (soulèvement), et commande vanne d'huile (vanne QB) pour monter la pression d'huile de soulèvement pour le soulèvement de l'arbre au démarrage et dans le mode vireur (voir figure 19).

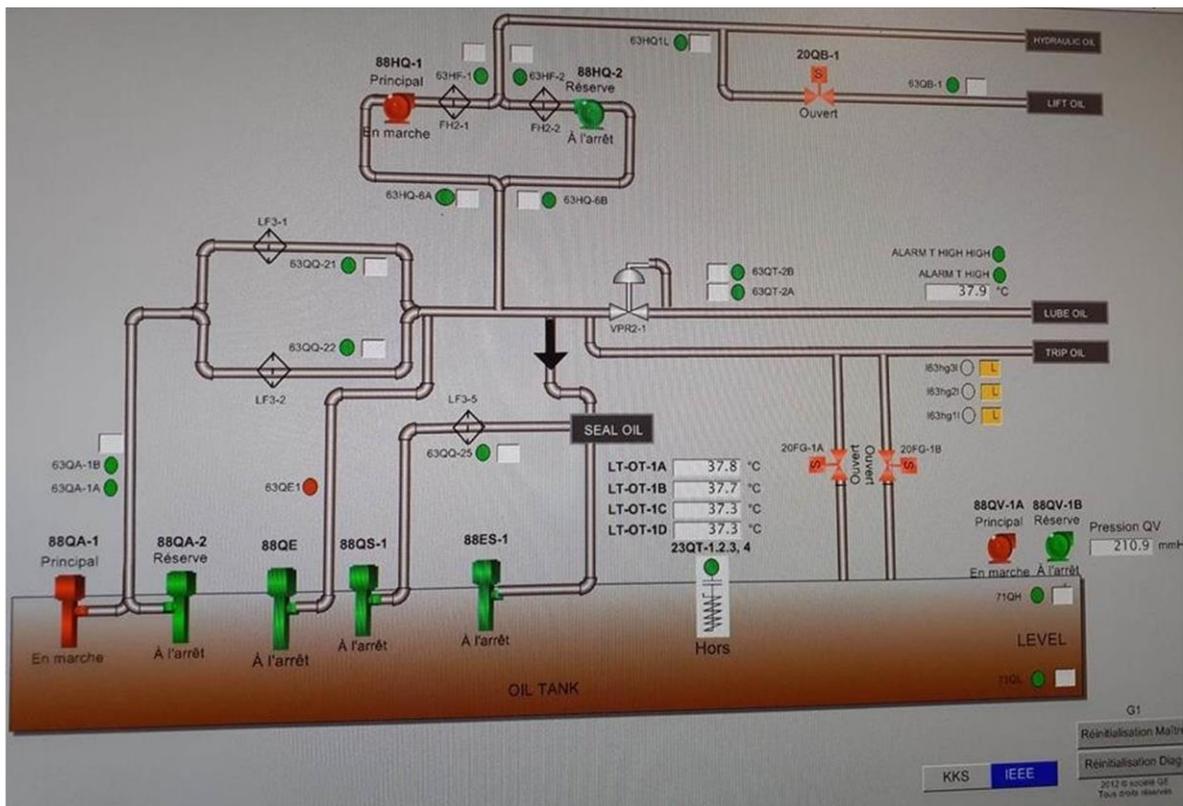


Figure 19 : Synoptique du Système d'huile

1.4 Système de refroidissement :

1.4.1 Système d'eau :

Le circuit à eau de refroidissement est conçu pour maintenir un bon refroidissement pour le système d'huile de lubrification, le pré-refroidisseur d'air d'atomisation, des détecteurs de flamme, l'hydrogène de refroidisseurs de l'alternateur, le sécheur d'hydrogène et le refroidisseur à distance du LCI. Les constituants du circuit d'eau de refroidissement sont situés sur le module des accessoires, sur le module d'air d'atomisation/de combustible liquide, sur le socle de la turbine à gaz, sur le socle de l'alternateur, sur le module de séchage de l'hydrogène. Les composants comprennent des échangeurs de chaleur (plaque, châssis/enveloppe et tuyau),

des robinets à papillon, des diaphragmes, des clapets à bille et des vannes de contrôle de température. Tous les appareils sont paramétrés pour donner la température, la pression et le débit corrects (voir figure 20). [11]

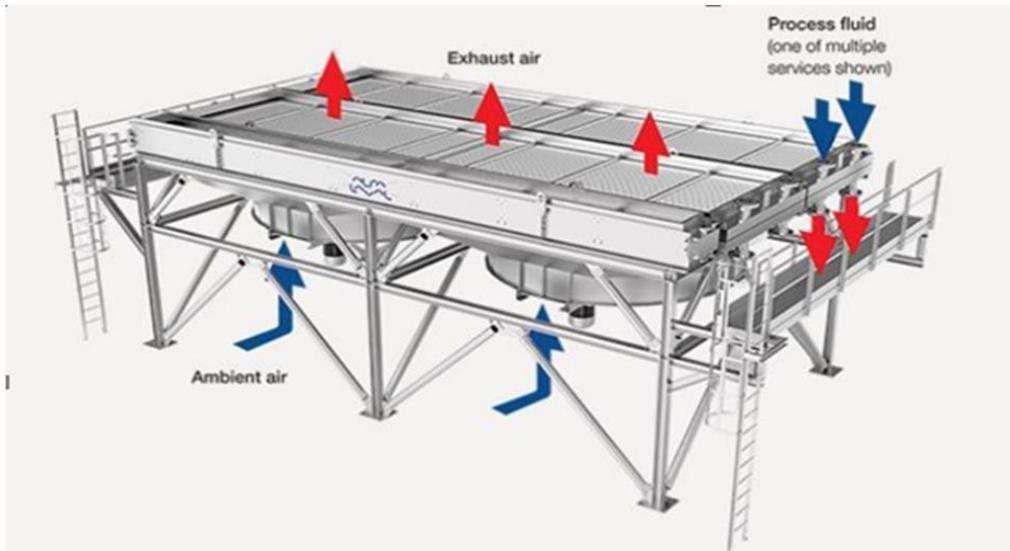


Figure 20 : Refroidissement d'eau

1.4.2 Exigence du système :

Avant la remise en service du module d'injection après une révision ou un arrêt prolongé, procédez aux vérifications suivantes :

- Vérifications d'arrêt turbine prolongé.
- Assurez-vous que la boîte à engrenages et/ou le logement du palier de la pompe d'injection d'eau sont remplis de lubrifiant. Vérifiez la couleur et le niveau du lubrifiant.
- Reportez-vous aux instructions du fabricant de la pompe, contenues dans les publications relatives aux équipements ou dans le manuel de maintenance rédigé par le fabricant du module.
- Vérifiez que toutes les vannes manuelles (vannes d'isolement et autres) fonctionnent correctement.
- Vérifiez que tous les boulons d'assemblage et brides sont correctement serrés et protègent le système contre toute fuite.
- Assurez-vous que l'alignement pompe et moteur est conforme aux recommandations du fabricant de la pompe ou du module. Inspectez les boulons de montage du moteur et de la pompe. Serrez au besoin.

- Vérifiez que les éléments du filtre à eau sont bien positionnés. Lors du remplacement de la tête du filtre, il est important de vérifier que les éléments du filtre sont correctement alignés et desserrer uniformément tous les goujons. Cette méthode permettra d'éviter tout risque de fuite au démarrage.
- Démontez et inspectez les paniers de protection de la crépine. Nettoyez au besoin.
- Vérifiez que tous les manomètres et jauges indiquent zéro.
- Vérifiez que tous les réglages programmés sur le dispositif VFD sont conformes aux valeurs de sortie d'usine fournies par le fabricant du module. Pour obtenir ces valeurs de réglage, consultez les publications relatives aux équipements ou le manuel de maintenance rédigé par le fabricant du module. [10]

1.4.3 Refroidissement d'huile de lubrification

Les composants du système de refroidissement de l'huile de lubrification se composent de deux parties Échangeurs de chaleur (LOHX1 & LOHX2), vannes de régulation de température (VA32-1) et Vanne papillon. Deux échangeurs de chaleur sont fournis pour que l'on puisse travailler Refroidir le lubrifiant pendant l'entretien d'un autre.

Échangeur de chaleur unique utilisé pendant le fonctionnement. Les échanges qui ne sont pas en service doivent forcer Fermer la vanne papillon d'isolement du retour refroidissement. Vanne d'isolement Le retour et l'alimentation en eau de l'échangeur ne doivent pas être coupée pendant une période prolongée Thermiquement inactif car il s'agirait d'un volume conditionné. Dans le volume conditionnel, Toute dilatation de fluide chaud peut devenir une fuite externe.

Fournir une vanne de régulation de température (VA32-1) pour contrôler la température Collecteur de lubrifiant. La vanne à trois voies détourne le réfrigérant vers l'environnement Un échangeur de chaleur qui permet le bon écoulement du réfrigérant (l'eau) pour maintenir l'huile dans les limites contrôle de la température. Un régulateur de température électropneumatique régule la vanne. Si La température de l'huile à l'extérieur de l'échangeur dépasse la température de consigne, Le signal du 90LT-1 ouvrira alors davantage la vanne de régulation en position BL, ce qui fera circuler le réfrigérant le long de l'échangeur de chaleur, réduisant la température Huile. Si la température de l'huile à l'extérieur de l'échangeur de chaleur est inférieure à la valeur réglée point de consigne, le signal du 90LT- 1 ouvrira davantage la vanne VA32-1 en position BR, Cela aura pour effet de réduire le débit de réfrigérant vers l'échangeur de chaleur, et Ensuite, la température de l'huile sera abaissée. Lors du démarrage d'une turbine à gaz, la vanne est généralement Se ferme vers l'échangeur de chaleur, s'ouvrira avec la température de l'huile

La plage de température de contrôle sera atteinte. Dispositif de vanne de régulation de l'eau Le refroidisseur comprend également un régulateur de pression pneumatique (VPR64-2). Une vitesse Une fonction de dérogation est également fournie sur la vanne pour permettre un contrôle manuel. [10]

1.4.4 Alternateur

L'alternateur possède quatre refroidisseurs à gaz d'hydrogène simplex fixés à la verticale. La chaleur des jets de gaz du circuit fermé est transférée au liquide de refroidissement par le biais des quatre refroidisseurs à gaz d'hydrogène. Les vannes papillons d'isolation sont fournies sur les entrées et sorties de refroidissement de chaque refroidisseur de gaz pour pouvoir entretenir les refroidisseurs sans pour autant devoir purger l'ensemble du système à eau de refroidissement. Dans des conditions de fonctionnement normales, les quatre refroidisseurs doivent comporter des vannes dans le système d'eau de refroidissement.

Référez-vous aux instructions de fonctionnement de l'alternateur en ce qui concerne l'entretien du refroidisseur pendant le fonctionnement de l'unité. (General Electric Company, 2008. Informations confidentielles de GE). [15]

1.4.5 LCI

Si le refroidisseur LCI a besoin d'eau pour le refroidissement pendant le démarrage de l'unité, alors l'eau de refroidissement est également fournie au refroidisseur LCI (inverseur commuté en charge). Pour l'agencement des tuyaux, il est recommandé que l'eau de refroidissement vers le refroidisseur LCI soit acheminée en parallèle avec les refroidisseurs de l'alternateur. Si les LCI sont raccordés, l'agencement de tuyaux devra être fait de manière à ce que le LCI qui démarre l'unité récupère de l'eau pour le refroidissement.

1.4.6 Sécheur à gaz

Les séchoirs à gaz à deux tours contiennent un simple échangeur de chaleur pour le cycle de séchage. Redémarrez une tour qui est hors service. Pour plus d'informations. Un échangeur de chaleur réduit la température de l'hydrogène Utilisé pour réactiver le déshydratant en dessous du point de rosée, ce qui permet au séparateur d'humidité L'unité de séchage élimine l'humidité. Pas de jauges ni de vannes d'isolement sur le côté Eau de refroidissement du sous-système. Débit défini dans le schéma Quelle que soit la température de l'eau de refroidissement, le système fournira le refroidissement nécessaire. L'eau de refroidissement ne nécessite pas de séchoir à gaz pour la conception de la tour simple. [16]

1.5 Système d'air

1.5.1 Circuit d'air de refroidissement et d'étanchéité de base :

Le circuit d'air de refroidissement et d'étanchéité de base utilisé pour le refroidissement des directrices 2ème et 3ème étage, lequel comprend quatre circuits indépendants. Deux circuits assurent l'extraction de l'air du 13ème étage depuis les quatre orifices du corps compresseur et alimentent la directrice 2ème étage au niveau de quatre orifices de la turbine. Les deux autres circuits assurent l'extraction de l'air du 9ème étage depuis les quatre orifices du corps compresseur et alimentent la directrice 3ème étage au niveau de quatre orifices de la turbine. Les diaphragmes à orifice sont dimensionnés de façon à respecter les contraintes de pression et de débit (déterminées selon deux conditions différentes en termes de températures ambiantes) afin de réguler le débit d'air traversant ces circuits. Les diaphragmes à orifice à diamètre fixe fourniront une pression et un débit supérieurs si la température ambiante dépasse leurs températures ambiantes respectives, utilisées pour leur dimensionnement. C'est cette caractéristique qui permet au système d'éjection de réduire le débit d'air de refroidissement de la directrice 2ème étage.

Les fonctions de refroidissement assurées par le système (voir figure 21) :

- Protection contre les pulsations du compresseur.
- Refroidissement des composants internes.
- Refroidissement du cadre d'échappement de la turbine.
- Refroidissement de la zone de palier n° 2.
- Contrôle de distance de dégagement pour la gestion de la température du corps turbine.

[17]

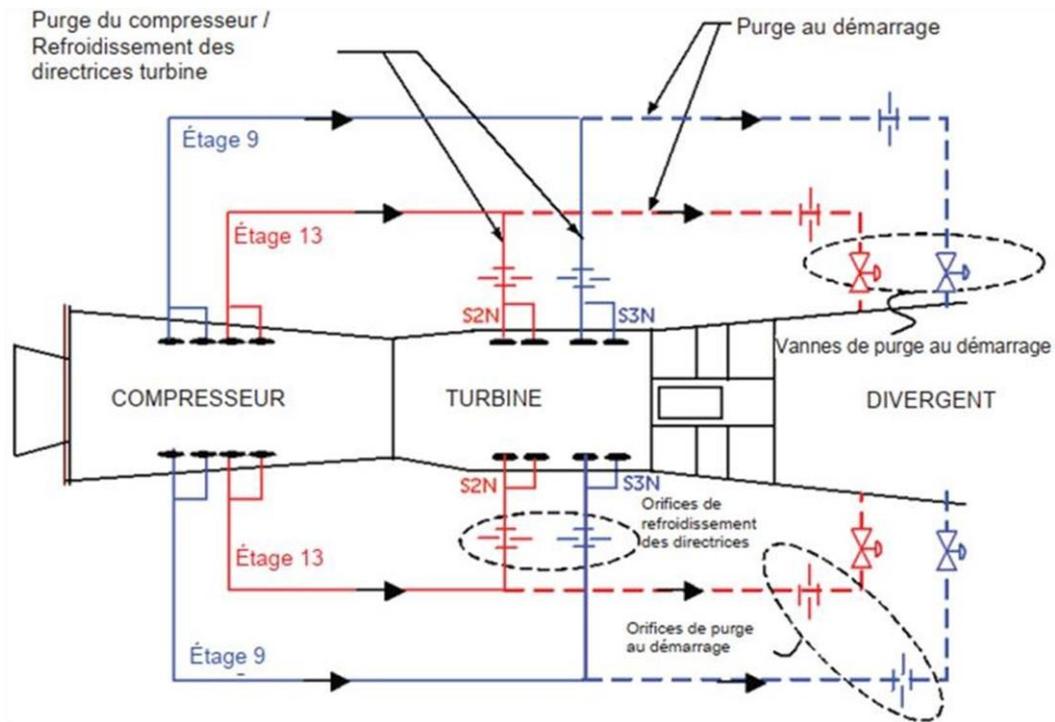


Figure 21 : Circuit d'air de refroidissement et d'étanchéité de base des turbines 9F

Conclusion :

Dans ce chapitre on a étudié les systèmes propres de la turbine à gaz et leurs rôles, leurs principes de fonctionnement et surtout leurs compositions.

Dans le prochain chapitre on va voir le système de contrôle commande Mark VIe le responsable pour commander et contrôler la turbine, on va étudier leurs architectures et leurs communications.

Chapitre 3 : Systèmes de contrôle de commande Mark VIe

Introduction :

Le système de contrôle Mark VIe est une plateforme modulable pour de nombreuses applications. Il utilise des E/S interconnectées en réseau à haut débit pour des systèmes unidirectionnels, à double et à triple redondance. Les protocoles de communication Ethernet aux normes industrielles sont utilisés pour les E/S, les contrôleurs et l'interface de surveillance vers les stations opérateur et de maintenance, ainsi que des systèmes tiers.

La commande Mark VIe a été conçue pour répondre à un nombre important d'applications de commande et de protection, des turbines à vapeur et à gaz à l'équipement de la partie classique de la centrale (BOP). La commande offre plus d'options pour la redondance, elle améliore les possibilités d'entretien et permet de positionner les E/S plus près de l'équipement contrôlé.

La suite logicielle ControlST, qui contient le logiciel d'application ToolboxST, est utilisée avec les contrôleurs Mark VIe et les systèmes connexes pour la programmation, la configuration, l'analyse des tendances et des diagnostics. Le contrôleur et la centrale bénéficient alors de données de qualité et cohérentes au niveau temporel, garantissant une gestion efficace de l'équipement du système de contrôle. [18]

1. Historique d'évolution technologique des systèmes de contrôles Speedtronic

GE est en train de développer les systèmes de contrôle des turbines speedtronic, elle a commencée En 1973 le MARK II a fait son apparition, système basé sur la logique câblée.

La technologie des micros processeurs, la redondance ainsi que la philosophie de voter 2/3 a commencé par le Mark I en 1966. Ce système était basé sur le reliage en 1991 dans les systèmes Mark IV.

Dans les systèmes Mark V, Générale Electric a créé la technologie SIFT (Softwar Implemented Fault Tolerance) afin de minimiser les arrêts de la machine provoquée par défaut instrumentation. Par la suite le Mark VI, Mark VIe (enhanced) et Mark VIe (Safety) les trois types sont basés sur la sécurité.

Le MARK VIe est la dernière génération des systèmes speedtronic d'où les capteurs de gaz sont relativement incorporés dans les boucles de contrôle speedtronic. L'objectif de cette évolution c'est d'avoir un diagnostic rapide et efficace et d'augmenter la disponibilité des machines. [19]

2. Architecture du système :

2.1 Composant hardware :

Les sections suivantes définissent les principaux matériels qui composent le système de commande. Ces composants comprennent les contrôleurs, les packs ou les modules E/S, les borniers et une distribution électrique.

2.1.1 Contrôleur :

Le contrôleur peut être un ordinateur à une seule carte Compact PCI® (CPCI) de 6U de haut qui se monte dans une baie pour cartes ou un module autonome de la famille UCSx qui se monte directement dans une armoire.

Les contrôleurs sont équipés d'un logiciel spécifique à son utilisation. Exemples d'applications : turbines aéronautiques à vapeur, à gaz et LM (terrestres-marines) ou installations de production d'énergie (BOP). Il peut exécuter des lignes de programme ou des blocs.

Le protocole IEEE1588 est utilisé via les ION et R, S, et T pour synchroniser l'horloge des modules d'E/S et les contrôleurs avec une marge de ± 100 microsecondes. Chaque contrôleur dispose de trois interfaces Ethernet 100 Mo pour le réseau d'E/S, pouvant ainsi communiquer avec au maximum trois réseaux IONet. Sur les systèmes redondants, chaque contrôleur peut ainsi directement surveiller les entrées redondantes et les comparer pour détecter tout écart éventuel. Les connecteurs sont étiquetés pour faciliter la maintenance.

Le contrôleur est monté sur socle dans l'armoire. Dans le cas des systèmes à double et triple redondance, il est possible d'installer côte à côte un deuxième et un troisième contrôleur pour un agencement modulaire compact. [20]

Les LED équipant le contrôleur indiquent les états suivants :

- Link (liaison),
- Act (action).
- Power (alimentation),
- Boot (démarrage),
- On Line (en ligne),
- Flash (mémoire Flash),
- DC (contrôleur désigné),
- Diag (diagnostic),
- On (activé) (USB).

Caractéristiques (contrôleur UCSB) :

- Fréquence de trame :10,20,40,80,160,320ms
- Vitesse :
 - UCSBH1A : 600MHz
 - UCSBH3A : 1200MHz
- Ports : 5 Ethernet, 1 USB, 1COM
- Configuration : Unidirectionnel, double ou triple

Redondance.

- Alimentation : 18 à 32 Vcc
- Aucune batterie
- LED d'état
- Refroidissement :
 - 600MHz (par convention)
 - 1200MHz (Ventilateurs redondant)

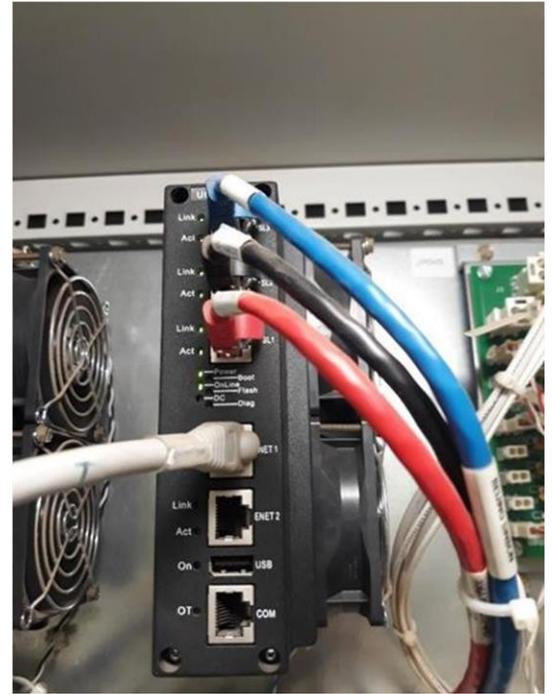


Figure 22 : Contrôleur UCSB

2.1.2 Modules d'E/S :

Les modules d'E/S comprennent trois composants de base : une plaque à bornes, un bornier et un module d'E/S. La plaque à bornes se monte sur l'armoire. Il en existe deux types de base S et T. Le module d'E/S se fixe sur le connecteur de port J de la plaque à bornes. Les deux types de plaques à bornes ont les caractéristiques suivantes :

- Borniers pour le câblage des E/S
- Matériel de montage
- Isolement et protection des entrées
- Connecteurs de module d'E/S
- Identifiant électronique unique

a/Module d'E/S :

Les modules d'E/S du système de contrôle Mark VIe disposent d'une carte processeur commune et d'une carte d'acquisition de données propre au type de dispositif connecté. Les modules d'E/S sur chaque plaque à bornes numérisent le signal, exécutent des algorithmes et communiquent avec le contrôleur Mark VIe.

Le module d'E/S assure la détection de défauts au moyen d'une combinaison de circuits spéciaux dans la carte d'acquisition de données et d'un logiciel s'exécutant dans la carte UC. L'état du défaut est transmis aux contrôleurs, qui l'utilisent. Le module d'E/S transmet les entrées et reçoit les sorties sur les deux interfaces réseau, si elles sont connectées.

Chaque module d'E/S envoie également un message d'identification (paquet d'ID) au contrôleur principal, sur demande. Le paquet contient le numéro de catalogue matériel de la carte d'E/S, la révision du matériel, le numéro série du code barre de la carte, le numéro de catalogue de micro logiciel et la version de micro logiciel. Les modules d'E/S disposent d'une sonde de température précise à ± 2 °C (36 F). Chaque température de module d'E/S est disponible dans la base de données et peut être utilisée pour générer une alarme. (Voir la Figure 23) [20]

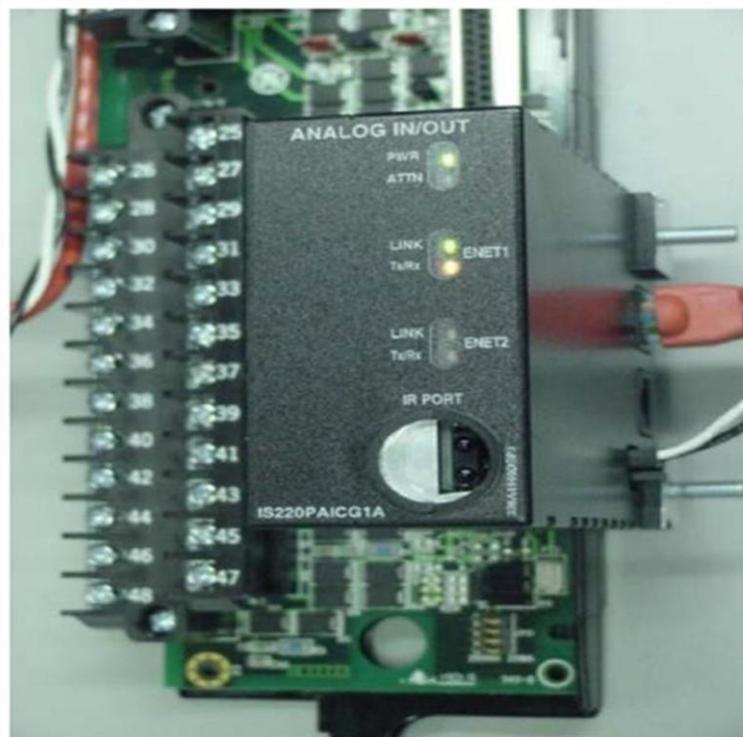


Figure 23 : Pack d'E/S

b/Plaque à bornes :

Le flux du signal débute au niveau d'un capteur connecté à un bornier sur une plaque. Les plaques à bornes larges et étroites sont organisées en colonnes verticales de câblage de niveau inférieur ou supérieur. Une plaque large contient, par exemple, des relais magnétiques avec des circuits à fusible pour des modules de commande de solénoïdes. Une réglette blindée est prévue à la gauche de chacun des borniers.

Elle peut être connectée à une base métallique pour une mise à la terre immédiate où rester flottante pour permettre de raccorder des fils de mise à la terre individuels de chaque plaque sur une bande de mise à la terre centralisée d'armoire. (Voire la Figure 24) [21]

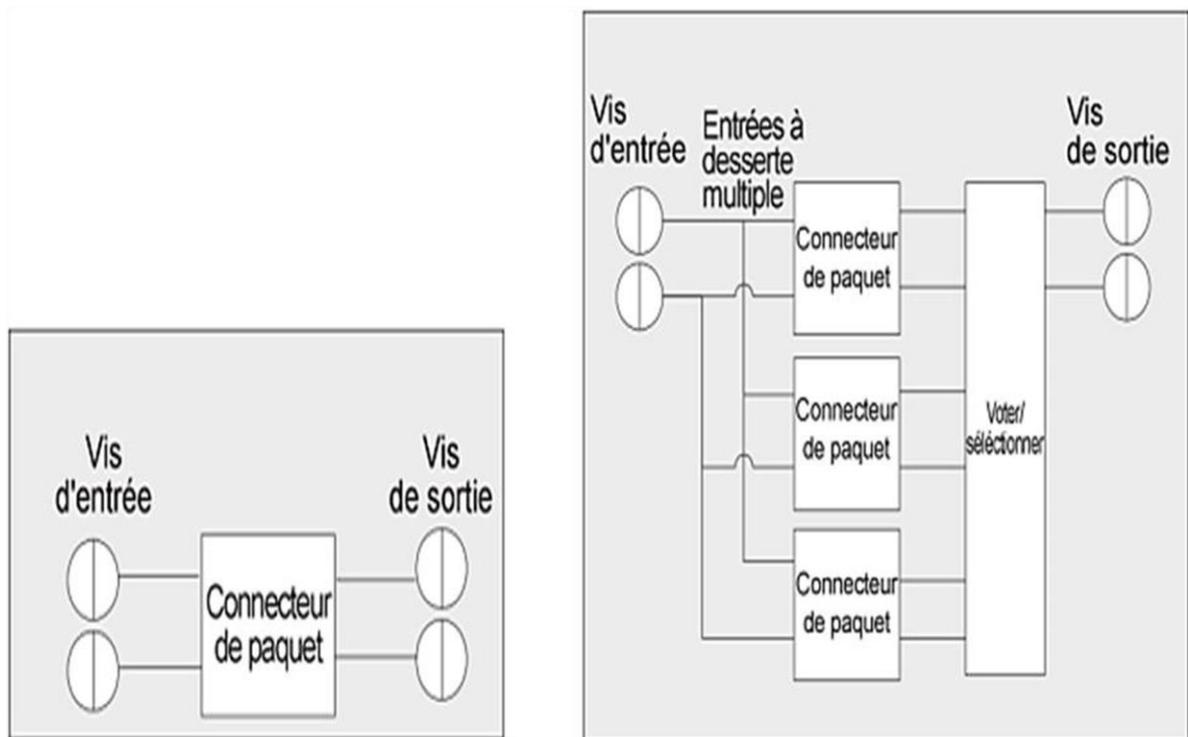


Figure 24 : Plaque à borne simplex et TMR

c/ Borniers :

La circulation du signal commence par un capteur connecté à un bornier sur une carte. Il existe deux types de plaque : T et S.

A-Type T :

Les plaques à bornes de Type T distribuent généralement les entrées de capteur vers trois modules d'E/S distincts. En général, la plaque TMR sélectionne les sorties issues des trois modules d'E/S. Les plaques de type T contiennent deux borniers, à 24 points, de type barrière amovibles. Chaque point de connexion peut recevoir deux fils de 3,0 mm (12 AWG) avec pour chacun un isolement de 300 V par point à l'aide de cosses ouvertes ou à anneau. De plus, des brides de serrage captives sont prévues en terminaison des fils dénudés. Les vis sont espacées de 9,53 mm (0,375 pouce) minimum, de centre à centre. (Voire la Figure 25) [21]

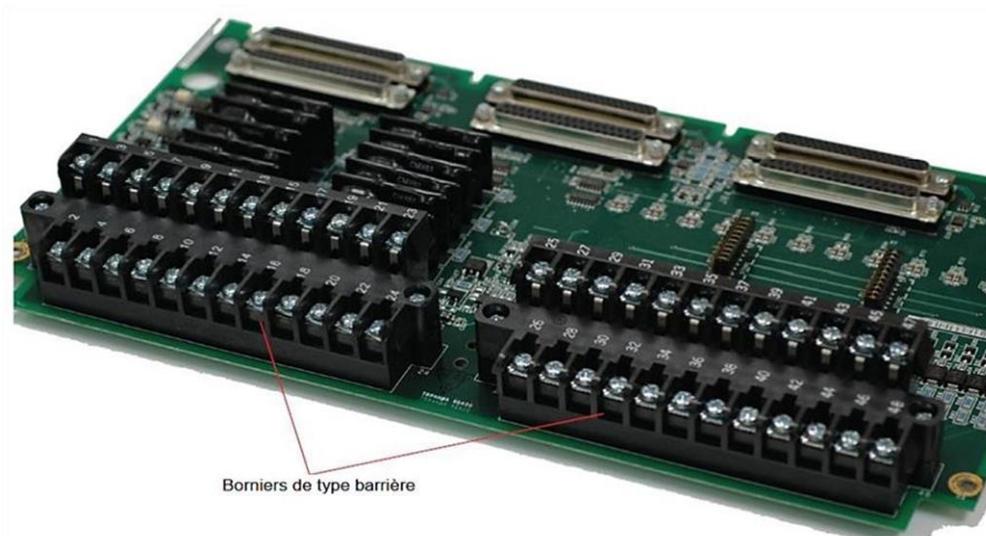


Figure 25 : Borniers de type barrière

B-Type S :

Les plaques de Type S offrent un seul ensemble de vis pour chaque point d'E/S ; elles permettent à un module d'E/S de conditionner et de numériser le signal. Elles sont deux fois plus petites que les plaques de type T et sont montées sur base en standard, mais peuvent aussi être montées sur rail DIN. Ces plaques à bornes peuvent être utilisées pour des capteurs simples, doubles ou à triple redondance dédiée via un, deux ou trois modules.

Les plaques à bornes de Type S sont dotées de borniers de type coffret et de style euro. Certaines plaques à bornes sont disponibles en versions avec bornier amovible ou fixe. Les borniers des plaques de type S peuvent recevoir un fil de 2,05 mm (12 AWG) ou deux fils de 1,63 mm (14 AWG), avec pour chacun un isolement de 300 V par point. Les vis sont espacées de 5,08 mm (0,2 pouce) minimum, de centre à centre. (Voire la Figure 26) [21]

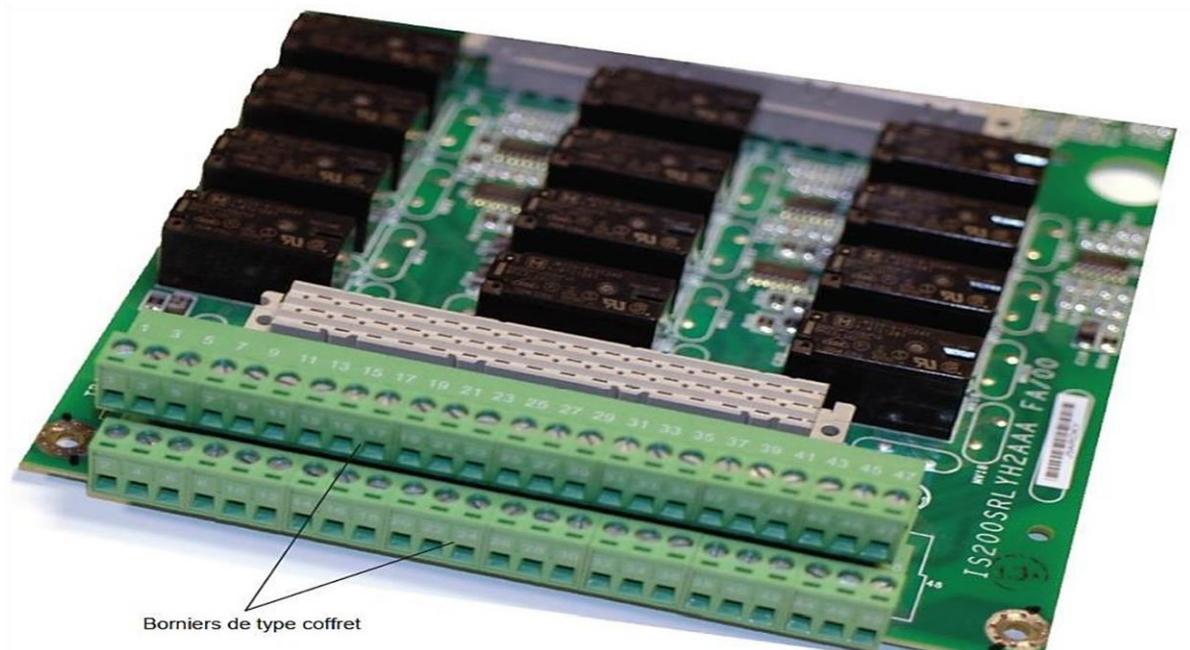


Figure 26 : Borniers de type coffret

2.1.3 Source d’Alimentation :

Le système de contrôle Mark VIe est conçu pour fonctionner sur une sélection modulaire et souple des sources d’alimentation. Les modules de distribution d’alimentation (PDM) prennent en charge les sources d’alimentation 115/230 Vca, 24 et 125 Vcc, dans de nombreuses combinaisons redondantes. L’alimentation appliquée est convertie en 28 Vcc pour le fonctionnement des modules d’E/S, des contrôleurs et des commutateurs.

Le système PDM peut être divisé en deux différentes catégories, le système de distribution central et les éléments des circuits de dérivation. Les éléments centraux partagent le câblage dans un pack d’E/S PPDA pour le retour système. Ils servent de gestion d’alimentation primaire pour une armoire ou une série d’armoires. Les éléments de circuits de dérivation prennent la sortie principale et la ventilent vers des circuits individuels pour être consommée dans les armoires. Ils ne font pas partie de la rétroaction système PPDA. Les circuits de dérivation fournissent leurs propres mécanismes de rétroaction. Tous les composants centraux et les circuits de dérivation qui constituent le PDM ne doivent pas tous être utilisés sur chaque système. (Voire la Figure 27) [20]

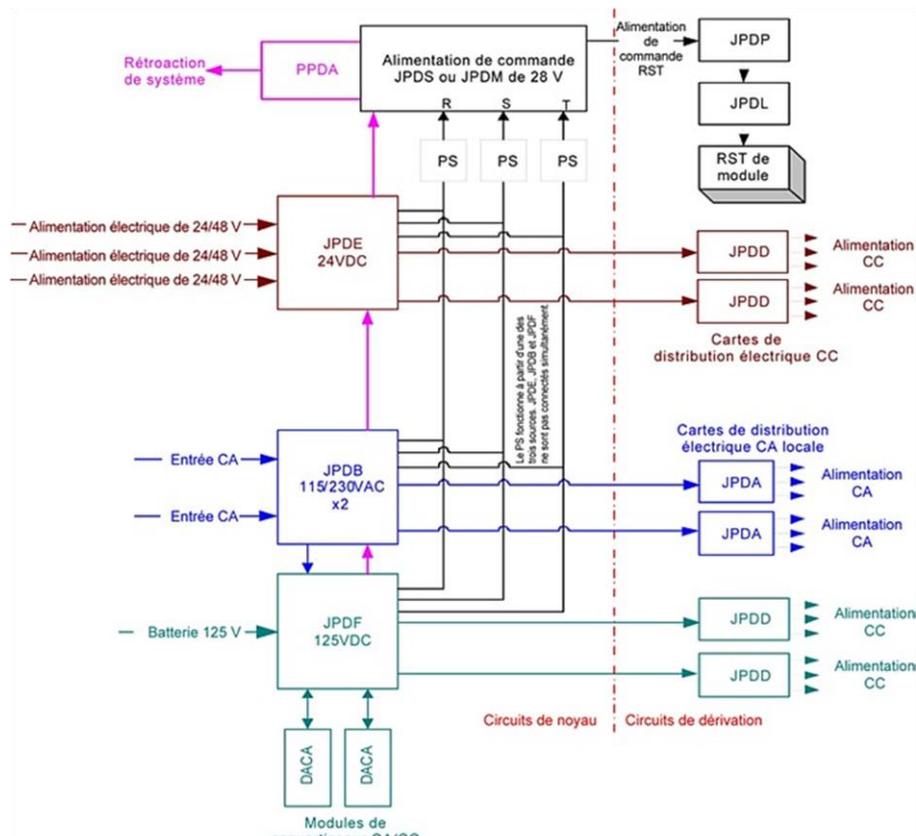


Figure 27 : Distribution d'alimentation

2.1.4 Commutateurs Réseaux :

Les commutateurs Ethernet 10/100 industriels de GE (ESWA et ESWB) offrent les performances et les caractéristiques requis par les systèmes de contrôle industriels en temps réel d'aujourd'hui. Utilisez des commutateurs Ethernet ESWA à 8 ports et ESWB à 16 ports dans tous les réseaux E/S des systèmes de contrôle afin de maintenir la fiabilité requise pour la réception des modules d'E/S des sorties de contrôleur. (Voire la Figure 28) [21]



Figure 28 : Commutateur IONet.

2.1.5 Interface Homme-Machine (HMI - Human Machine Interface) :

Les IHM typiques sont des ordinateurs fonctionnant sous Windows ® avec des pilotes de communication pour les autoroutes de données et le logiciel d'affichage de l'opérateur CIMPLICITY. L'opérateur initie les commandes à partir d'écrans graphiques en temps réel et visualise des données de turbine en temps réel et des alarmes sur les écrans graphiques CIMPLICITY. Des diagnostics d'E/S détaillés et une configuration du système sont disponibles en utilisant le logiciel actuel de la Boîte à outils. Une IHM peut être configurée en tant que serveur ou visualiseur, contenant des outils et des programmes utilitaires. [21]

2.2 Traitement des entrées/sorties :

2.2.1 Contrôleur désigné :

Même si trois contrôleurs R, S et T contiennent un matériel et un logiciel identiques, certaines des fonctions effectuées sont uniques. Un seul contrôleur désigné est choisi pour effectuer les fonctions suivantes :

- Fournir les données d'initialisation aux deux autres contrôleurs au moment de l'initialisation
- Garder l'horloge de temps maître
- Fournir des informations d'état variables aux autres contrôleurs si l'un d'entre eux tombe en panne

Dans le but de décider quel contrôleur doit être désigné, chaque contrôleur se nomme sur un algorithme de pondération. Les valeurs de désignation font l'objet d'un vote entre les contrôleurs et la valeur qui a la majorité est utilisée. S'il y a une attache, ou aucune majorité, la priorité est R, puis S, et ensuite T. Si un contrôleur désigné est mis hors tension puis remis sous tension ultérieurement, le contrôleur désigné se déplacera et ne reviendra pas si tous les contrôleurs sont égaux. Ceci permet d'assurer qu'un contrôleur désigné qui est basculé n'est pas automatiquement resélectionné.

La sélection du contrôleur désigné se fait à partir de :

- L'état de régulation
- La connectivité de l'UDH
- La connectivité IONet
- La santé NVRAM

2.2.2 Echange d'état :

Pour maintenir la synchronisation de plusieurs contrôleurs, les contrôleurs Mark VIe échangent efficacement les informations d'état nécessaires via l'IONet. Les informations d'état comprennent des valeurs calculées telles que des minuteries, des compteurs, des intégrateurs, etc., et des signaux logiques tels que des relais bistables, la logique momentanée avec étanchéité et circuits de relais à liaison croisée. Les informations d'état sont sélectionnées par le contrôleur TMR et suivent le contrôleur désigné dans un système TMR double ou en panne. [20]

2.2.3 Vote :

La sélection dans le contrôleur Mark VIe est divisée en sélection analogique et en sélection logique. En outre, les mécanismes de détection de panne sélectionnent directement les entrées en propriété et les états désignés.

2.2.4 Sélectionneur de logique de deux sur trois :

Chacun des contrôleurs a trois copies des données pour le sélectionneur logique. La sélection est un processus logique simple, entrant les trois valeurs et trouvant les deux valeurs qui conviennent. [20]

2.2.5 Sélection de valeur médiane analogique :

Les signaux analogiques sont convertis dans un format de virgule flottante par le module d'E/S. L'opération de sélection se produit dans chacun des trois modules contrôleurs (R, S et T). Chaque contrôleur reçoit une copie des données des deux autres canaux. Pour chaque point de données sélectionnées, le contrôleur dispose de trois valeurs, y compris la sienne. Le sélectionneur de valeur médiane sélectionne la valeur du milieu des trois comme sortie du sélectionneur. Parmi les trois valeurs, c'est la valeur la plus susceptible d'être la plus proche de la vraie valeur. [20]

2.2.6 Traitement des entrées :

Toutes les entrées sont disponibles pour les trois contrôleurs, mais il existe plusieurs modes de gestion des données d'entrée. Pour les signaux en entrée qui existent uniquement dans un module d'E/S, la même valeur est utilisée par les trois contrôleurs en tant qu'entrée commune sans sélection, comme on le voit dans le tableau ci-dessous. Les signaux apparaissant sur les trois voies d'E/S peuvent être sélectionnés pour créer une valeur d'entrée unique. Les entrées triples peuvent provenir de trois capteurs indépendants. Elles peuvent également être créées à partir d'un seul capteur par ventilation matérielle au niveau de la plaque à bornes.

Plusieurs entrées peuvent être utilisées dans la configuration d'entrée ci-dessus pour fournir une redondance au niveau de l'application. Par exemple, vous pouvez utiliser et sélectionner trois entrées unidirectionnelles dans votre code d'application pour assurer la redondance de vos capteurs.

Les commandes Mark VIe offrent des capacités de configuration pour la sélection d'entrée et de vote à l'aide d'un algorithme de détection de défaut/vote/sélection efficace simple et hautement fiable pour réduire l'effort de configuration. Cela optimise les options de fiabilité pour un ensemble donné d'entrées de capteur et fournit une compatibilité matérielle de vote en sortie. Tous les jeux secondaires d'options de fiabilité sont disponibles en fonction des plaques à bornes pour toute topologie Mark VIe donnée. Par exemple, avec un contrôleur TMR, toutes les capacités d'option simplex et mixtes sont également prévues.

Si chaque IONet est associé à un contrôleur spécifique chargé de transmettre des sorties, tous les contrôleurs voient tous les IONets. Ainsi, pour une entrée unidirectionnelle, les données ne sont pas seulement vues par le propriétaire de la sortie de l'IONet, mais également en parallèle par d'autres contrôleurs. L'avantage de cette solution est que la perte d'un contrôleur associé à une entrée unidirectionnelle N'IMPLIQUE PAS une perte de ces données. Les données unidirectionnelles continuent à arriver dans les autres contrôleurs du système.[20]

Table 2 Nombre de redondance et topologie disponible.

Redondance du contrôleur Mark VIe	Topologie disponible
Simplex	Un module d'E/S avec un réseau IONet
Double	Un module d'E/S avec un réseau IONet Deux modules d'E/S avec un réseau IONet par module Trois modules d'E/S avec <R> un réseau IONet vers le contrôleur <R>,<S> un réseau IONet vers le contrôleur <S> et <T> deux réseaux IONet dont un vers le contrôleur <R> et l'autre vers le contrôleur <S>
TMR	Desserte multiple – trois modules , un réseau IONet/module avec un bornier Dédie – trois modules , un réseau IONet/module avec trois borniers séparés
Le nombre de réseaux IONet d'un système doit être égal au nombre de contrôleur	

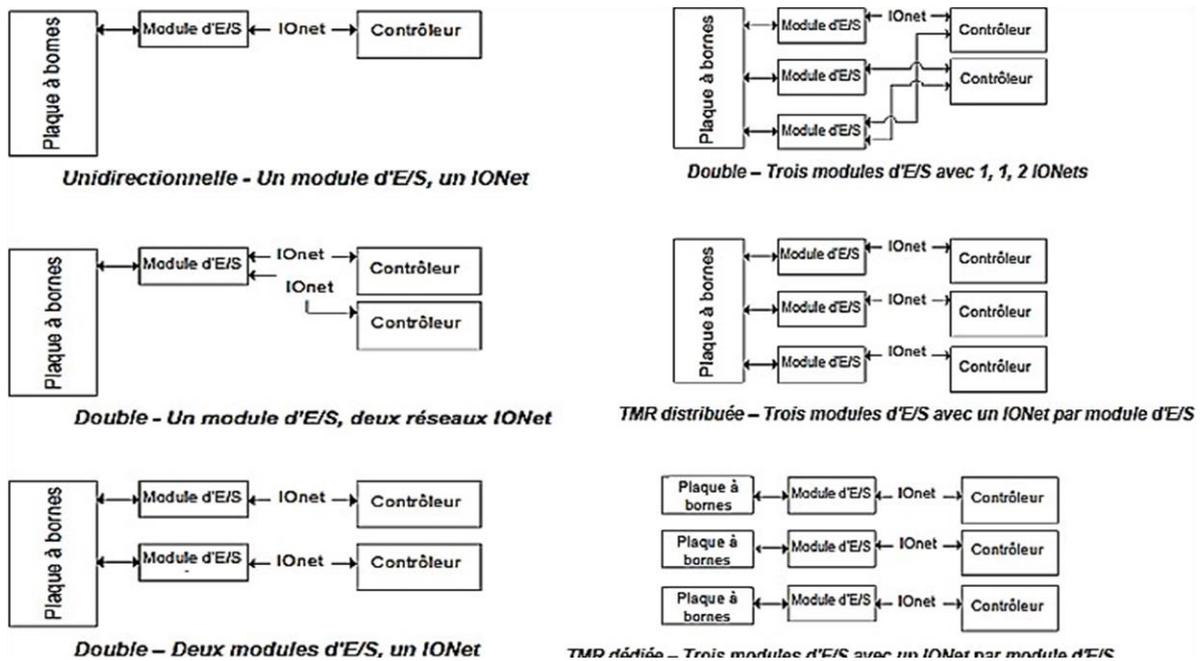
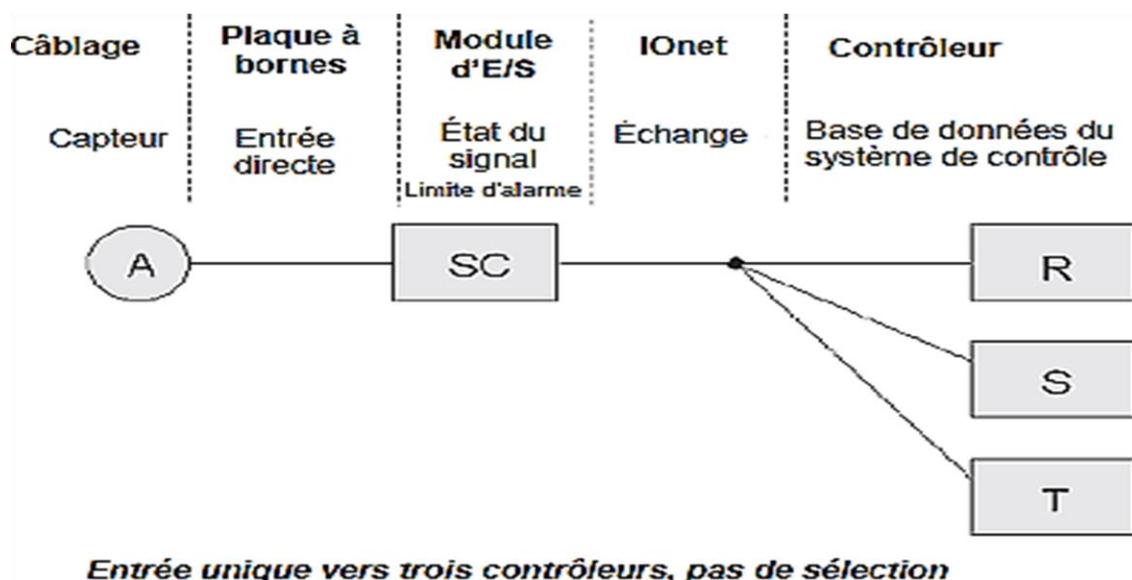


Figure 29 : TMR, Double, Simplex-modules d'E/S avec des IONets

Une entrée unique peut être acheminée aux trois contrôleurs sans aucune sélection (Voir la Figure 30). Elle est utilisée pour une E/S générique non critique comme la surveillance des entrées de 4-20 mA, des contacts, des thermocouples et des dispositifs résistance température (RTD). (Voire la Figure 30)



Entrée unique vers trois contrôleurs, pas de sélection

Figure 30: Une seule entrée vers trois contrôleurs

Un capteur peut être ventilé vers les trois cartes d'E/S comme ci-dessus (Figure 31) pour les applications à intégrité moyenne. Il est utilisé pour les capteurs à fiabilité moyenne à élever. Les trois circuits sont nécessaires pour trois capteurs. Les entrées types sont des entrées de 4-20 mA, des contacts, des thermocouples et des RTD. (Voire la Figure 31)

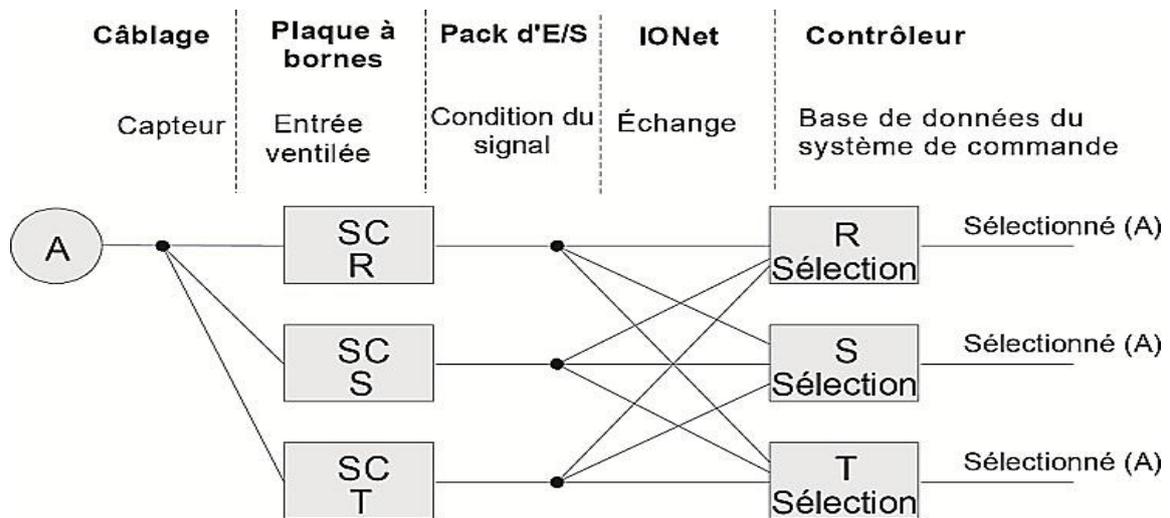


Figure 31 : Un capteur avec entrée ventilée

Trois capteurs indépendants peuvent être associés aux contrôleurs sans sélection afin de fournir des valeurs individuelles à l'application. Si nécessaire, il est possible de sélectionner des valeurs médianes dans le contrôleur. Cette configuration, affichée dans (Figure 32) suivante, est utilisée pour les applications spéciales uniquement. (Voire la Figure 32)

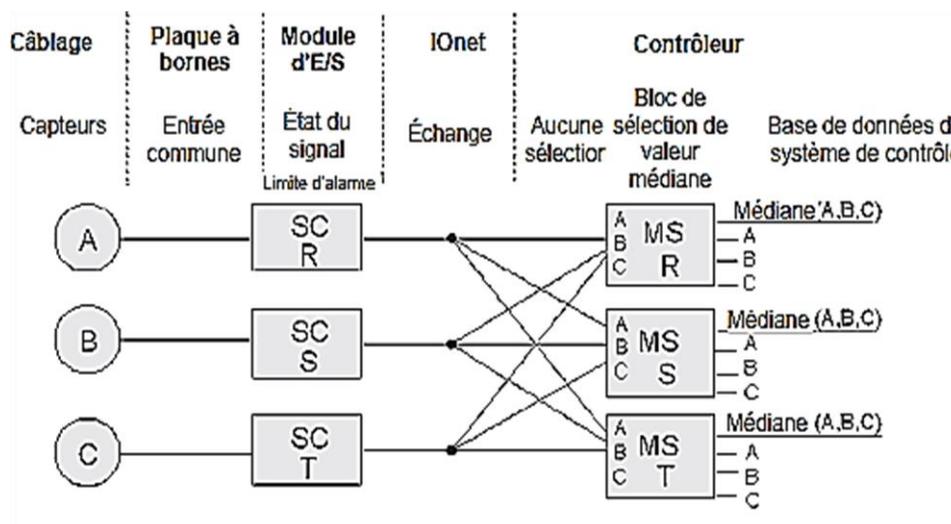


Figure 32 : Trois capteurs avec entrées commune

Les applications d'entrée de vitesse à fiabilité élevée sont amenées dans les entrées dédiées et la SIFT est sélectionnée. La Figure 33 suivante illustre cette configuration. Les entrées comme le contrôle de vitesse et la survitesse ne sont pas ventilées de manière à ce qu'il y ait une séparation complète des entrées sans aucun couplage croisé du matériel qui pourrait propager une panne. Il est également possible de configurer les RTD, les thermocouples, les entrées de contact et les signaux de 4-20 mA de cette manière. (Voire la Figure 33)

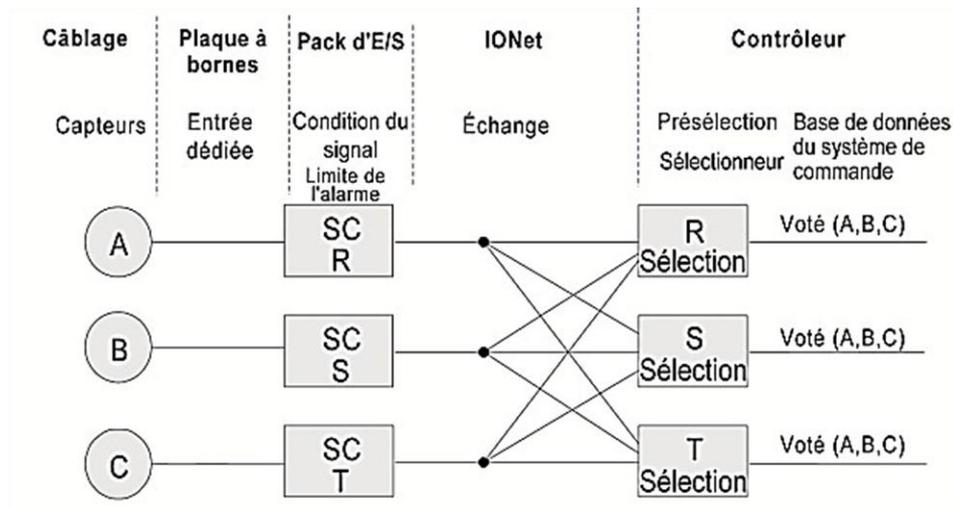


Figure 33 : Trois capteurs avec entrées dédiées

2.2.7 Traitement des sorties :

La sortie du système fait partie des données calculées qui doivent être transférées à l'interface matérielle externe, puis aux différents actionneurs qui contrôlent le processus. Les sorties du système TMR sont votées dans le matériel de sortie de vote. Tout système peut sortir des signaux individuels dans un matériel simplex, et les trois contrôleurs de vote calculent indépendamment les sorties du système TMR. Chaque contrôleur envoie une sortie à son matériel d'E/S associé (par exemple, le contrôleur R envoie une sortie à E/S R). Trois sorties indépendantes sont combinées en une seule sortie par un mécanisme de vote. Différents types de signaux exigent différentes méthodes pour établir la valeur votée.

Les sorties de signaux des trois contrôleurs sont réparties en trois groupes :

- Les sorties sont pilotées en tant que sorties non redondantes à une seule extrémité provenant de réseaux d'E/S individuels
- Les sorties existent sur les trois réseaux d'E/S et sont fusionnées en un seul signal par le matériel de sortie

- Les sorties existent sur les trois réseaux d'E/S et sont sorties séparément vers le processus contrôlé, Ce processus peut contenir du matériel votant externe.

Pour les sorties de relais normales, ces trois signaux alimentent un pilote de relais de sélection qui pilote un seul relais par signal. Pour les signaux de protection critiques, trois signaux commandent trois relais indépendants, et les contacts de relais sont connectés dans une configuration de sélection typique à six contacts. (Voire la Figure 34) [20]

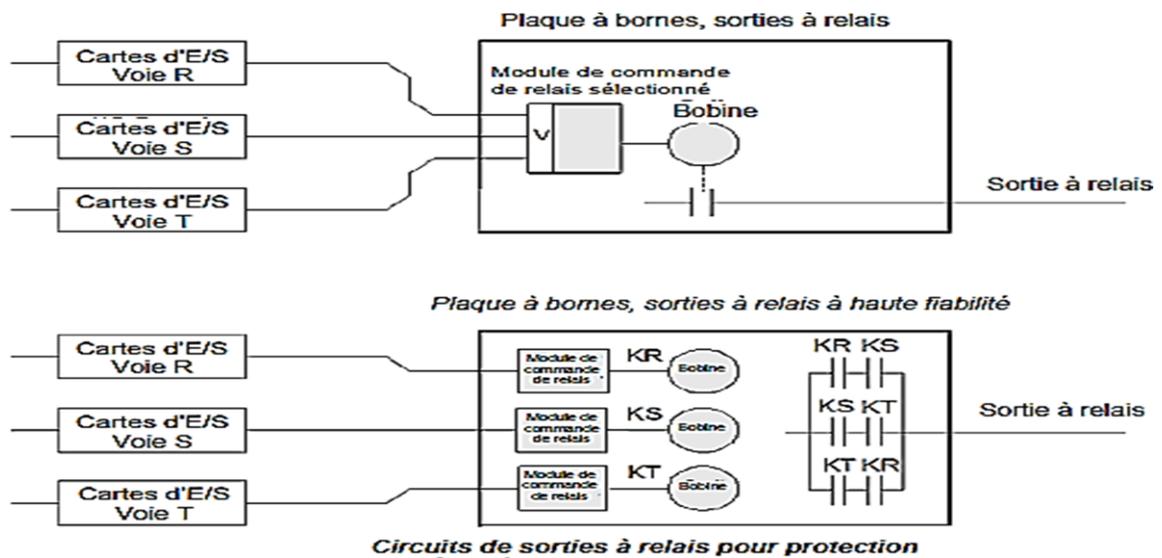


Figure 34 : Type de relais

La Figure 35 suivante illustre des signaux de 4-20 mA combinés dans un circuit de partage de courant 2/3 qui permet de sélectionner les trois signaux en même temps. La panne d'une sortie de 4-20 mA est détectée et un contact de désactivation de relais est ouvert. (Voire la Figure 35)

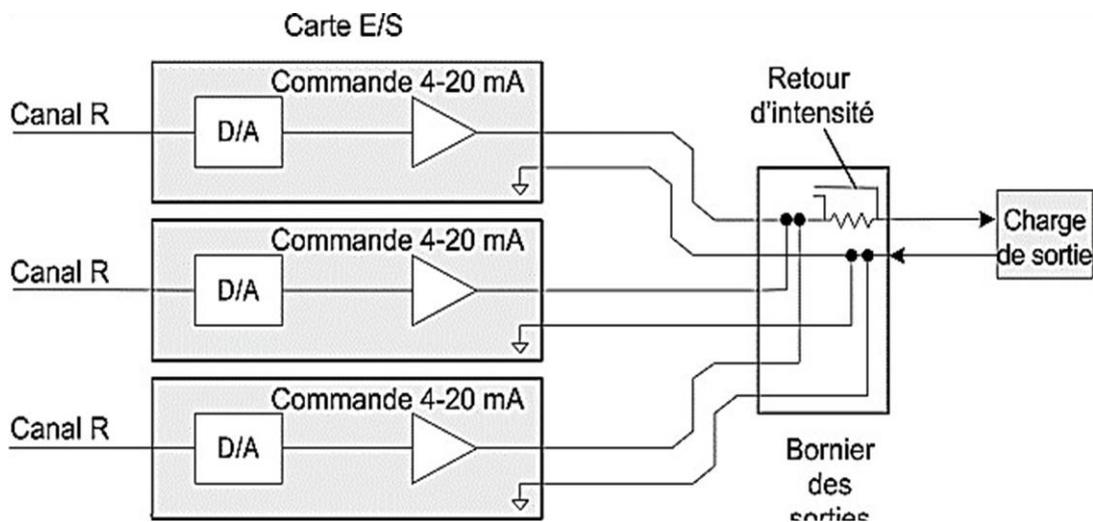


Figure 35 : Circuit TMR pour les sorties de 4.20 mA

2.3 Option de redondance :

Le contrôleur Mark VIe offrent des niveaux de redondance évolutifs. Le système de base est un contrôleur unique (unidirectionnel) qui combine les E/S unidirectionnelles et la mise en réseau. Le système double comporte deux contrôleurs, d'E/S à triple redondance modulaire simples ou distribuées et des réseaux doubles pour une fiabilité accrue et des options de réparation en ligne. Le système modulaire à triple redondance comporte trois contrôleurs, d'E/S à triple redondance modulaire simples ou distribuées, de trois réseaux et procède à une sélection d'état entre les contrôleurs, offrant une détection de défaut et une disponibilité maximales. [20]

2.3.1 Redondance du contrôleur :

La redondance du contrôleur consiste en les éléments suivants :

- Contrôleur simplex (unidirectionnel)
- Contrôleurs doubles
- Contrôleurs à triple redondance modulaire (TMR) [20]

a/Contrôleur simplex :

Une architecture de commande simplex comprend un contrôleur connecté à une interface Ethernet via un réseau Ethernet (IONet). Aucune redondance n'est fournie et aucune réparation en ligne des fonctions critiques n'est disponible. Le remplacement en ligne des E/S non critiques (que lorsque la perte de l'E/S n'arrête pas le processus) est possible. Chaque module d'E/S délivre un paquet d'entrée au début d'une trame sur le réseau principal. Le contrôleur reconnaît l'entrée des modules d'E/S, exécute le code d'application, puis fournit des paquets de sortie à tous les modules d'E/S. La Figure 36 ci-dessous montre une architecture de contrôleur simplex type. [20]

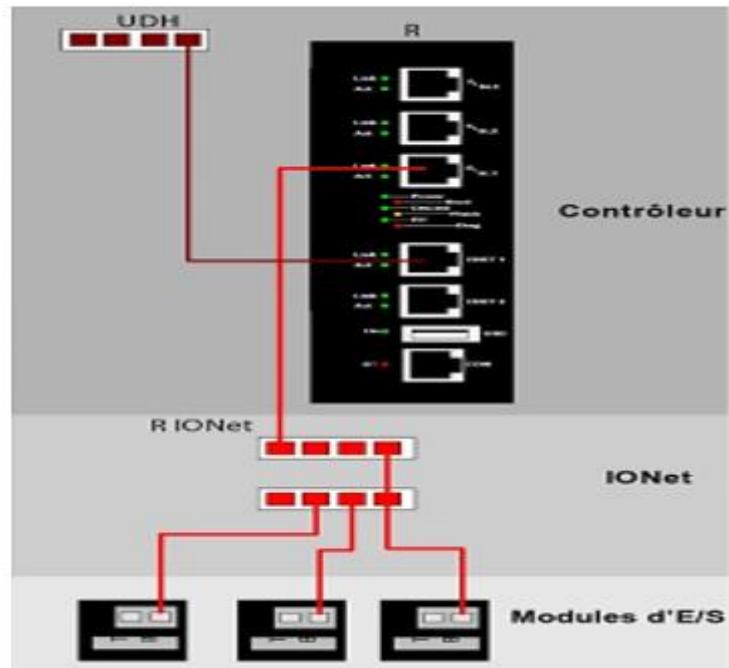


Figure 36 : Système de commande Mark VI Simplex

b/ Contrôleur double :

L'architecture de commande double contient deux contrôleurs, deux IONets et des modules d'E/S TMR isolés ou ventilés. La Figure 37 suivante montre un système de commande double Mark VIe. (Voire la Figure 37)

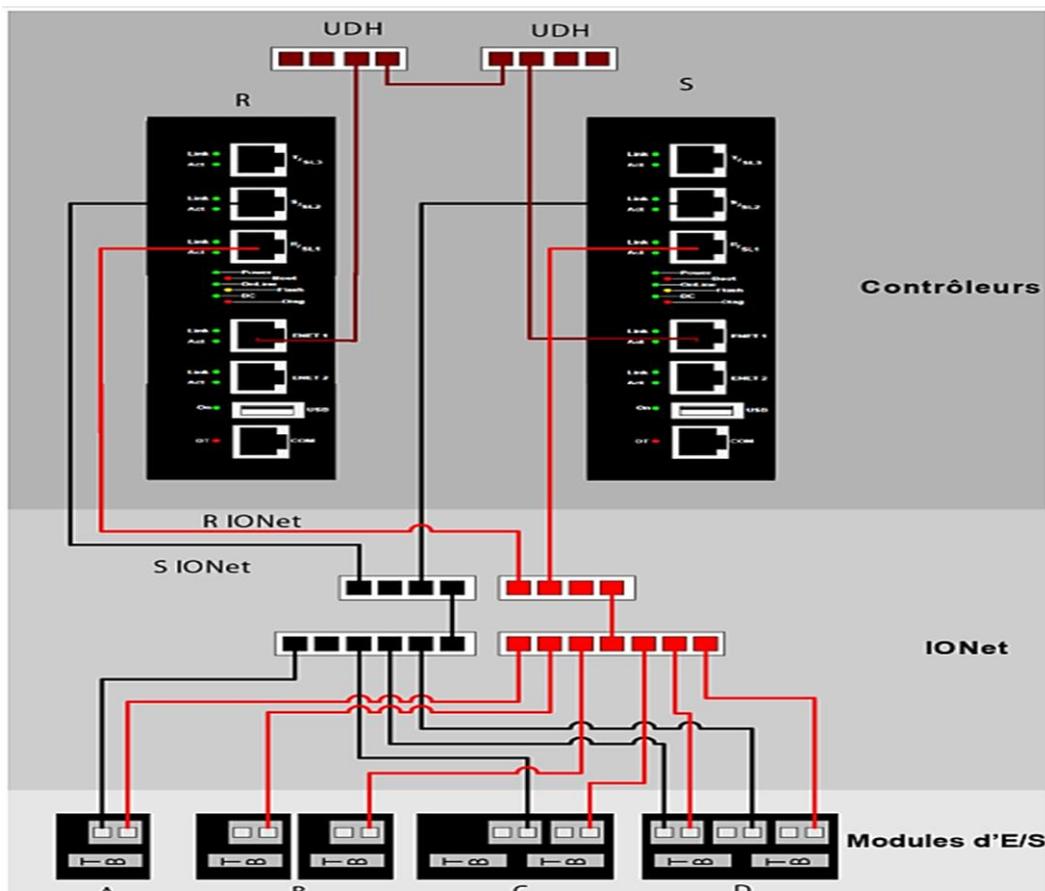


Figure 37 : Système de commande Mark VI double

La fiabilité de l'architecture de commande double du Mark Vie est bien supérieure à celle d'un contrôleur unique. Tous les composants de réseau et du contrôleur sont redondants et peuvent être réparés en ligne. La fiabilité des E/S peut être mélangée et adaptée pour répondre aux exigences de fiabilité décrites dans la section Options d'E/S ci-dessous.

Dans un système de commande double Mark VIe, les deux contrôleurs reçoivent des entrées des modules d'E/S sur les deux réseaux et transmettent des sorties sur leur IONet respectif en continu. En cas de panne d'un contrôleur ou d'un composant de réseau, le système ne nécessite pas de détection de défaut ni de délai de basculement pour continuer de fonctionner. [20]

c/Contrôleur TMR :

L'architecture de commande TMR contient trois contrôleurs, trois IONets et des modules d'E/S TMR isolés ou ventilés.

Les contrôleurs modulaires à triple redondance offrent une fiabilité et une disponibilité supérieures à celles des contrôleurs doubles grâce à une meilleure détection des pannes. En plus de l'ensemble de fonctionnalités à double redondance, le contrôleur à triple redondance

modulaire offre trois sorties indépendantes vers tous les modules d'E/S TMR et les variables d'état entre les contrôleurs sont sélectionnées et non pas mélangées.

Dans un système de commande TMR Mark VIe, les trois contrôleurs reçoivent des entrées des modules d'E/S sur tous les réseaux et transmettent des sorties sur leur IONet respectif en continu. En cas de défaillance d'un contrôleur ou d'un composant de réseau, le système ne nécessite pas de détection de défaut ni de délai de basculement pour continuer de fonctionner. Tous les contrôleurs transmettent leur copie des variables d'état après la transmission du paquet de sortie. Chaque contrôleur prend les trois ensembles de variables d'état et sélectionne les données pour obtenir les valeurs pour le prochain cycle de marche. (Voire la Figure 38) [20]

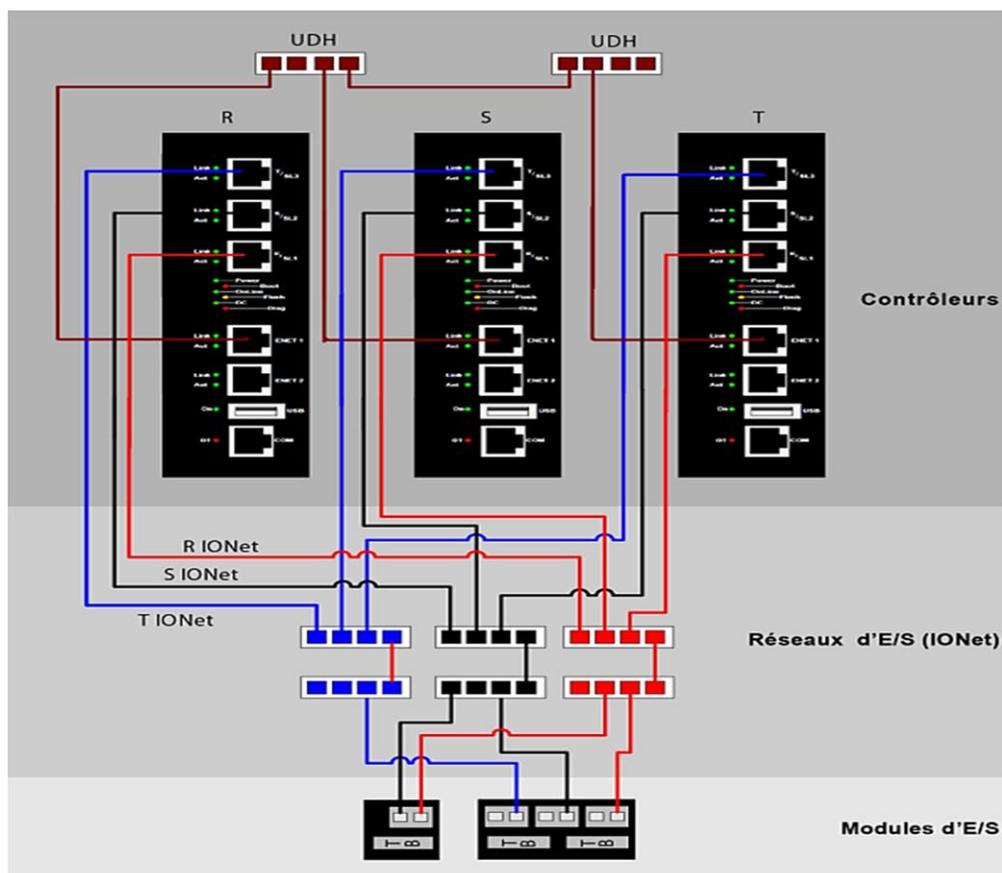


Figure 38 : Système de commande TMR

3. Réseaux et communication :

3.1 Présentation du réseau :

Le système de commande Mark VI est basé sur une hiérarchie de réseau utilisée pour interconnecter des nœuds individuels. Ces réseaux séparent les différents trafics de communication en couches en fonction de leurs fonctions individuelles. Cette hiérarchie s'étend des modules d'E/S et des contrôleurs qui fournissent un contrôle de processus en temps réel aux systèmes d'interface opérateur et jusqu'à une surveillance de l'ensemble de l'installation. Chaque couche utilise des composants et des protocoles standards pour simplifier l'intégration sur les différentes plates-formes et améliorer la fiabilité et la maintenance globale. Les couches sont conçues en tant qu'entreprise, supervision, contrôle et E/S. (Voire la Figure 39) [20]

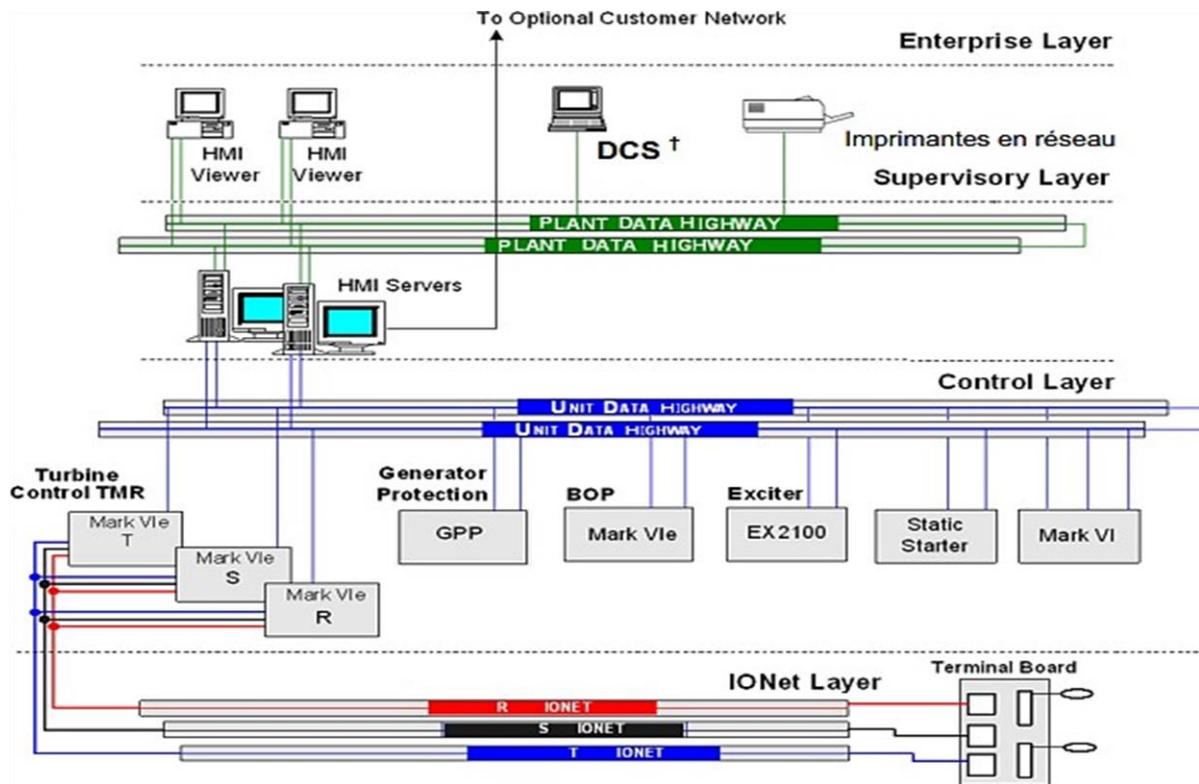


Figure 39 : Architecture réseaux de base

3.2 Couche des réseaux :

La couche Enterprise sert d'interface entre la régulation de la turbine au sein d'une installation ou la couche de contrôle de groupe. Cette couche plus élevée est fournie par le client. La technologie de réseau utilisée dans cette couche est généralement déterminée par le client et peut inclure des technologies de réseau local (LAN) ou de réseau étendu (WAN) en fonction de la taille de l'installation. La couche Enterprise est séparée des autres couches de

régulation par le biais d'un routeur qui isole le trafic des deux côtés de l'interface. Lorsqu'il est nécessaire que l'équipement de contrôle de l'unité communique avec un système couvrant la totalité du site ou un système de contrôle distribué, GE met en œuvre soit une interface Modbus soit un protocole TCP/IP connu sous l'appellation GE Standard Messaging (GSM).

La couche de Supervision fournit des capacités d'interface opérateur telles que la coordination du visualiseur de l'IHM et des nœuds du serveur et d'autres fonctions telles que la collecte de données (Historien), la surveillance distante et l'analyse des vibrations. Cette couche peut être utilisée dans une configuration de réseau simple ou double. Un réseau double assure la redondance des commutateurs et des câbles Ethernet pour éviter une panne complète du réseau si un composant isolé est défaillant. Le réseau est connu comme étant le PDH.

La couche de Régulation assure un fonctionnement continu de l'équipement processus. Les contrôleurs de cette couche sont fortement coordonnés pour soutenir un fonctionnement continu sans interruption. Les contrôleurs fonctionnent à une cadence fondamentale appelée le débit de trame qui peut être située entre 6 et 100 Hz. Ces contrôleurs utilisent EGD pour échanger des données entre les nœuds. Les différents niveaux de redondance pour l'équipement connecté sont pris en charge par des couches de supervision et de commande. [20]

3.3 Réseaux PDH (Plant Data Highway):

Le PDH est le réseau de supervision de niveau de centrale. PDH en option connecte le serveur de données IHM CIMPLICITY avec les postes opérateurs distants, les imprimantes, les historiens et autres ordinateurs client. Il ne se connecte pas directement au système de contrôle. L'utilisation d'Ethernet avec un protocole TCP/IP sur le PDH permet d'avoir un système ouvert pour des interfaces tiers.

La Figure 40 affichée ci-après représente les connexions de l'équipement avec le réseau PDH.

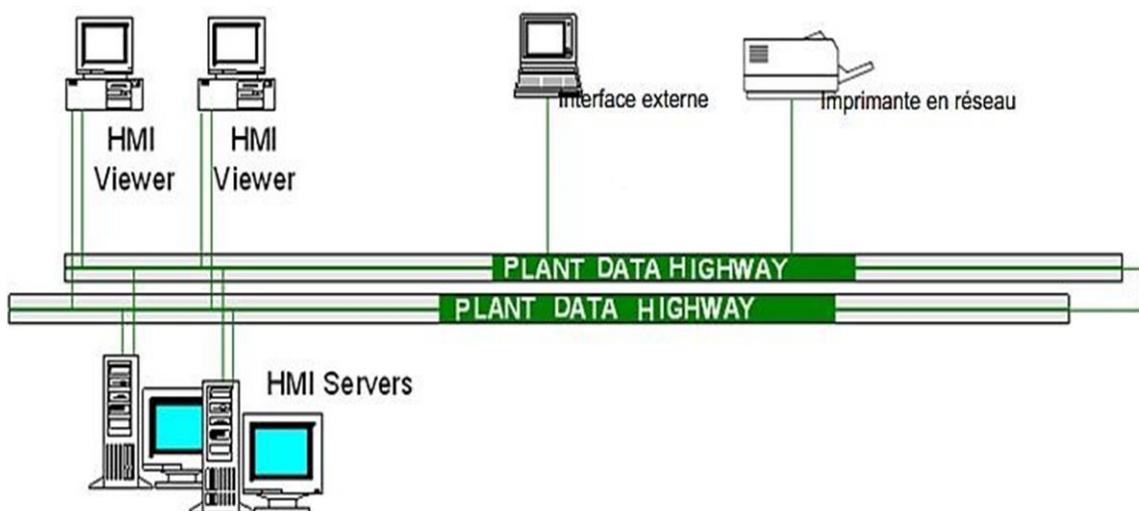


Figure 40 : Architecture connexion de l'équipement avec PDH

3.4 Réseaux UDH (Unit Data Highway):

L'UDH est un réseau basé Ethernet qui assure des communications directes ou des diffusions poste à poste entre les contrôleurs et une interface opérateur/maintenance. Il utilise Ethernet Global Data (EGD) qui est un protocole basé sur messages pour partager les informations avec plusieurs nœuds basés sur le standard UDP/IP. Le matériel de réseau UDH est similaire au matériel PDH décrit préalablement. (Voire la Figure 41) [20]

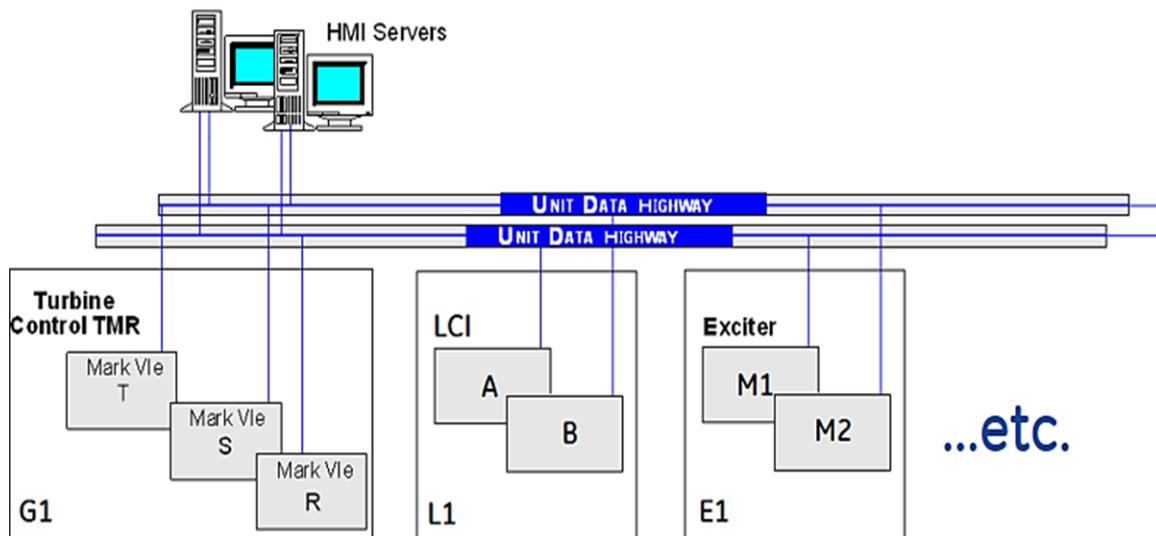


Figure 41 : Architecture communication des contrôleurs avec HMI server via UDH

3.5 IONet :

Un système de commande Mark VIe peut avoir un réseau d'E/S simple, mixte ou TMR. On l'appelle IONet. Chaque réseau est un réseau Ethernet duplex intégral IEEE 802.3 100 BaseTX. IONet est limité aux dispositifs de commande qualifiés Mark VIe, aux dispositifs d'E/S, aux commutateurs Ethernet et aux câbles. La communication réseau entre le contrôleur et IONet se fait par des paquets Ethernet UDP/IP fortement synchronisés. La synchronisation est obtenue en utilisant la norme IEEE 1588 pour le protocole de synchronisation d'horloge et un matériel/logiciel spécial sur le contrôleur et les packs d'E/S. Les commutateurs Ethernet ont été qualifiés pour une latence minimale et un débit maximal.

Table 3 Commutateurs IONet approuvés

N° de pièce commutateur Ethernet	Connexions
IS420ESWBH1A	16 ports en cuivre et 1 port en fibres
IS420ESWBH2A	16 ports en cuivre et 2 ports en fibres
IS420ESWBH3A	16 ports en cuivre
336A4940DNP508TX	8 ports en cuivre
336A4940DNP516TX	16 ports en cuivre
336A4940DNP509FX	8 ports en cuivre et 1 port en fibres
336A4940DNP517FX	16 ports en cuivre et 1 port en fibres
336A4940DNP508FXE2	6 ports en cuivre et 2 ports en fibres (mode simple)

Les IONet sont des réseaux de classe C. Chacun est un réseau indépendant avec différentes adresses sous-réseau. Les adresses hôtes IP IONet pour les contrôleurs sont fixes. Les adresses IP des modules d'E/S sont attribuées par ToolboxST et le contrôleur distribue automatiquement les adresses aux modules d'E/S par l'intermédiaire d'un serveur standard de protocole de configuration dynamique d'hôte (DHCP), à l'intérieur des contrôleurs.

Le codage couleur des câbles est utilisé pour réduire le risque d'interconnexion. Utilisez les câbles ou les protections RJ45 suivantes :

- Rouge pour IONet 1 (réseau R)
- Noir pour IONet 2 (réseau S)
- Bleu pour IONet 3 (réseau T)

3.5.1 Adressage :

Les dispositifs IONet reçoivent des adresses IP via les serveurs DHCP des contrôleurs. L'ID hôte présenté au serveur DHCP est basé sur le type de carte et les informations du numéro de série sur une

EEPROM en série située sur le bornier. Étant donné que l'ID hôte fait partie du bornier, le module E/S peut être remplacé sans avoir à mettre à jour les ID de communication de l'application ToolboxST ou du contrôleur.

3.6 EGD (Ethernet Global Data):

EGD vous permet de partager des informations entre les composants du contrôleur dans un environnement de gestion de réseau. Les données du contrôleur configurées pour être transmises via EGD sont divisées en deux groupes appelés échanges. Plusieurs échanges composent une page. Les pages peuvent être configurées sur une adresse spécifique (monodiffusion) (si prise en charge) ou sur plusieurs consommateurs simultanément (diffusion ou multidiffusion) (si prise en charge).

Chaque page est identifiée par la combinaison d'un ID de fabricant et d'un ID d'échange. Le client reconnaît les données et sait où les stocker. EGD permet à un composant Les contrôleurs, appelés producteurs de données, envoient des informations à un nombre quelconque de composants de contrôleur homologues (consommateurs) simultanément à intervalles fixes. L'échange contient une signature de configuration indiquant le numéro de révision de la configuration de l'échange. Si un consommateur reçoit des données dont la signature de configuration est inconnue, les données ne sont pas saines. Dans le cas d'une interruption de transmission, le récepteur attend trois périodes pour le message EGD, après quoi, il temporise et les données sont considérées comme non saines. L'intégrité des données est préservée par :

- Un code de redondance cyclique 32 bits (CRC) dans le paquet Ethernet
- Des totaux de contrôle standard dans les en-têtes UDP et IP
- Signature de configuration
- Champ de dimension de données

Dans une configuration TMR, chaque contrôleur reçoit des données UDH / EGD indépendamment d'une connexion Ethernet directe. Si la connexion est rompue, un contrôleur peut demander les données manquantes au deuxième ou au troisième contrôleur via l'IONet. Le contrôleur est automatiquement sélectionné pour transmettre les données EGD en UDH (Voir Figure 3.21). Si une panne UDH entraîne l'isolement des contrôleurs sur différents segments de

réseau physique, activez plusieurs contrôleurs pour la transmission. Cela permet de fournir des données à chaque segment. Ces caractéristiques ajoutent au protocole de base un niveau de tolérance aux pannes Ethernet. (Voire la Figure 42) [20]

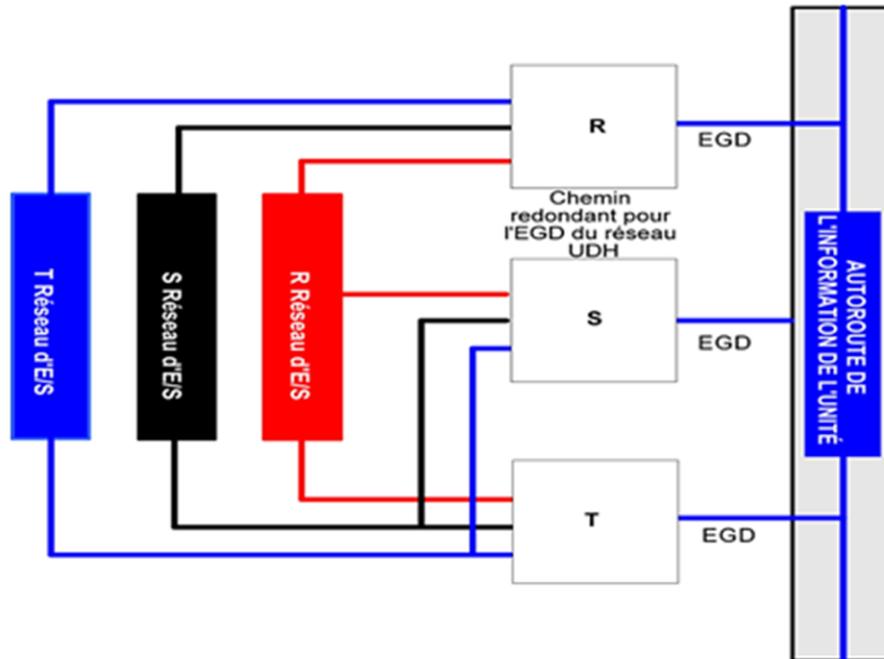


Figure 42 : Configuration TMR EGD d'auto-route de l'information de l'unité

Dans une configuration DUAL, chaque contrôleur reçoit des données UDH / EGD indépendamment d'une connexion Ethernet directe. Si la connexion est rompue, un contrôleur peut demander les données manquantes au deuxième contrôleur via l'IONet. Un contrôleur est automatiquement choisi pour transmettre les données EGD dans l'UDH. Si l'UDH se rompt entraînant l'isolation des contrôleurs sur différents segments de réseau physique, chacun des contrôleurs permet les transferts, fournissant des données pour les deux segments.

Conclusion :

Dans ce chapitre on a vu les composants Hardware et les outils Software de Mark VIe avec toutes les caractéristiques.

On conclue que l'automate programmable Mark VIe est plus précise donne des informations bien détaillées sur la turbine, plus fiable et plus utilisé dans le domaine de production électrique.

Le chapitre précédant on va voir la simulation avec la logicielle VMware de l'automate Mark VIe, le simulateur pour aider les ingénieurs de contrôler et surveiller le fonctionnement de la turbine à gaz.

Chapitre 4 : commande supervisée

Introduction :

Dans ce chapitre, il s'agit d'une partie importante de notre discussion sur la simulation et l'ordre réglementaire en donnant un modèle de régulation de la turbine a gaz et enfin les mesures réglementaires à prendre.

1. Comprendre fonctionnement :

Dans une centrale munie d'une turbine à gaz fonctionne à la manière suivante :

Démarrage : l'opérateur sélectionne le mode auto et procède à la vérification des permissifs. Une fois les permissifs vérifiés, la turbine est prête pour le démarrage l'opérateur click sur le bouton Start, un test de pompe d'huile de lubrification et l'activation de bobine d'huile de soulèvement.

Balayage(purge) : Lorsque la vitesse $>0.13\%$, LCI connecté activé et la vitesse de purge et à 23.3% . Pour dégager les restes du gaz de dernier démarrage qui diminue la probabilité d'une explosion

Décélération : LCI d'éminuer la vitesse de 23.3% à 14.5% . Pour l'allumage

Allumage : Si la vitesse est $>13.5\%$, LCI réglé sur la vitesse d'allumage 14.5% .

Préchauffage : La vitesse $>14\%$, on a le choix entre le liquide fuel (gasoil) ou le GAS fuel, démarrage de la minuterie de préchauffage, et le ventilateur de refroidissement.

Accélération : La vitesse $>50\%$, fermeture de la vanne de soulèvement et IBV à 23 degré. ET une fois l'atteint 91% , LCI se déconnecte, et l'activation du système IBH, et de contrôle de carburant de vitesse FSR à 95% .

FSNL (la consigne de sortie) : Lorsque la vitesse est au max 100% , l'opérateur click sur « auto synchro » et après se fera le couplage du générateur, et on aura un choisir un des 3 modes de fonctionnement de la turbine selon la demande du dispatching (Voire la Figure 43)

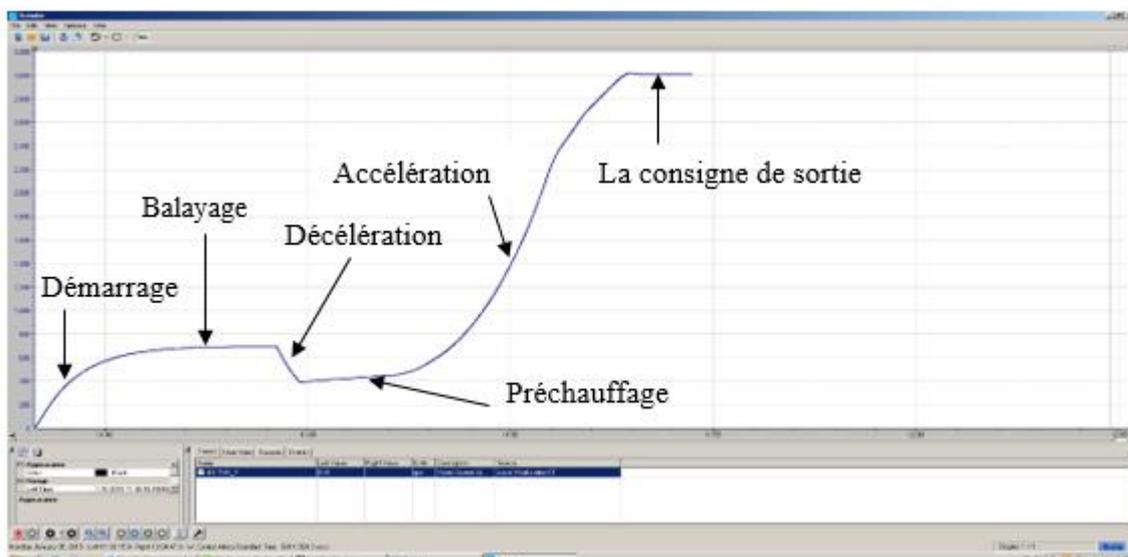


Figure 43 : courbe de vitesse de démarrage de la turbine

1.1 Contrôle de la vitesse FSRN :

Le contrôle de vitesse peut être statisme ou isochrone. Avec la commande de statisme, la demande de charge est sommée avec le point de consigne de vitesse (TNR). Le point de consigne de vitesse (TNR) est alors comparé au signal de retour de vitesse (TNH) pour produire la demande de débit de combustible de contrôle de vitesse (FSRN). Avec la commande isochrone (les plus couramment utilisée pour le fonctionnement île), le régulateur de vitesse / carburant détient un équivalent de vitesse constante de la fréquence du système sur la plage de charge connectée.

1.1.1 Mode isochrone :

Dans ce mode, la TG fonctionnera à vitesse constante quelle que soit la charge afin de pouvoir fournir une alimentation à fréquence constante.

Ce mode est généralement utilisé dans les applications autonomes.

1.1.2 Mode statisme :

En mode statisme, la TG est autorisée à faire varier sa vitesse (généralement une régulation de 4 %) pour s'adapter à toute variation de charge.

Le partage de charge est le principal avantage du mode statisme.

Ce mode est généralement utilisé dans le cas d'un grand système de réseau électrique

1.2 La régulation de système :

1.2.1 Régulation de la vitesse et protection :

Lors du démarrage et de l'accélération, la référence de combustible d'accélération limite le taux de variation de la vitesse

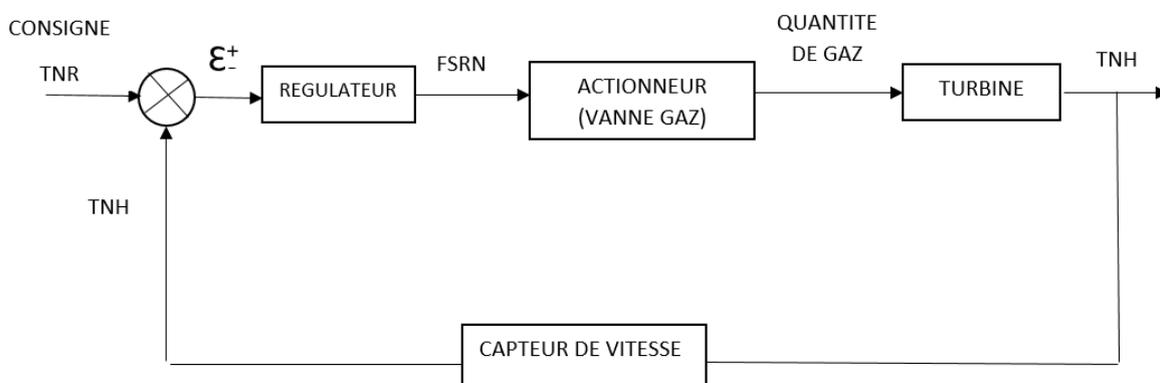
La protection contre la survitesse est fournie par deux circuits électroniques indépendants. Le module logiciel (L12H) résidant dans les processeurs de commande, et (unités TMR) et (unités Simplex), coupe l'alimentation en carburant lorsque la vitesse mesurée par les trois micros de vitesse primaire, dépasse la limite de survitesse. En outre, le module contenant les processeurs de protection, et coupe le flux de combustible lorsque la vitesse mesurée par les trois capteurs de vitesse de protection dépasse le paramètre de survitesse

1.2.2 Régulation de l'accélération :

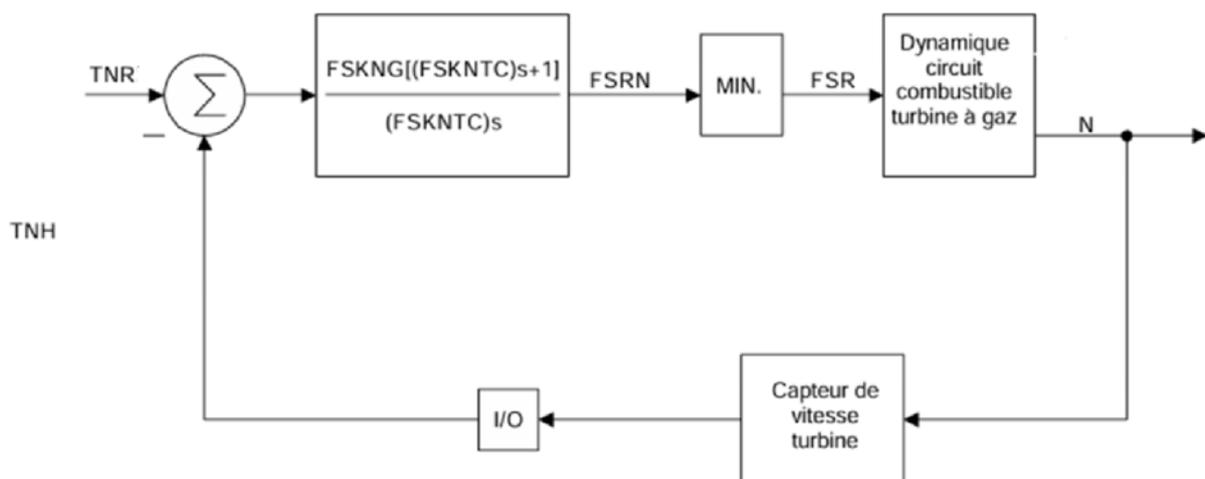
La régulation de l'accélération compare la valeur actuelle du signal de vitesse avec la valeur au dernier moment d'échantillonnage. La différence entre ces deux chiffres est une mesure de l'accélération. Si l'accélération actuelle est supérieure à la référence d'accélération de référence,

FSRACC est réduit, ce qui réduit le FSR et, en conséquence, le combustible de la turbine à gaz. Pendant le démarrage, la référence de l'accélération est une fonction de la vitesse de la turbine, la régulation de l'accélération reprend en général à partir de la régulation de vitesse peu après la période de chauffage et amène l'unité en vitesse. A la "Séquence terminée", qui est normalement l'excitation de la référence d'accélération est une Constante de régulation, normalement 1% vitesse/seconde. Une fois que l'unité a atteint 100% (3000tr/min) de TNH, le contrôle d'accélération sert en général uniquement à contenir la vitesse de l'unité si le disjoncteur de l'alternateur s'ouvre en charge.

a/ La boucle de régulateur théorique :



b/ La boucle de régulateur pratique :



On a un signal de référence du contrôle de vitesse TNR qui passe dans le régulateur de vitesse FSRN Le débit de combustible de contrôle de vitesse vers l'actionneur qui contrôle l'ouverture des vannes de gaz pour obtenir la quantité de gaz voulu cela veut faire tourner la turbine avec un vitesse TNH capter par un capteur de vitesse.

Cette déferont de temps entre le signal d’entrer TNR et le signal de sortie TNH s’appelle TN-ERR le signal de l’erreur de vitesse qu’on veut minimiser leur temps pour que le TNH atteindre le TNR ont plus cour temps possible, donc on a modifié sur les deux paramètres de contrôle de vitesse :

- Le gain proportionnel de référence de vitesse (FSR) : FSKNG
- La constante de temps intégral contrôle de vitesse (FSR) : FSKNTC

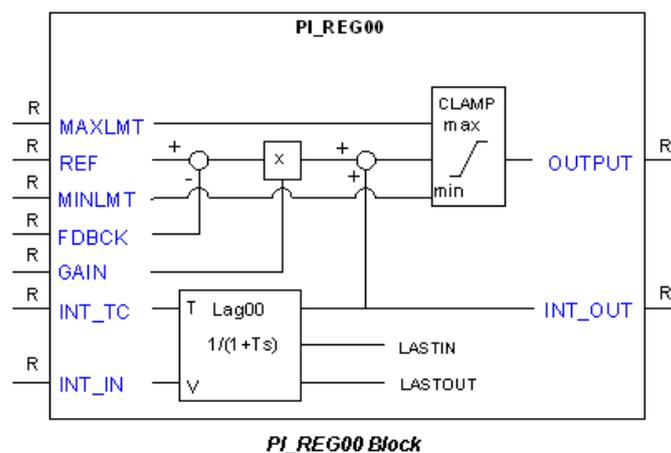
Signal	Unités	Type	Définition
FSKNG	%/%	Réel	Gain proportionnel de référence de vitesse FSR
FSKNTC	s	Réel	Constante de temps intégral contrôle de vitesse FSR
TNR	%	Réel	Référence du contrôle de vitesse
TNH	%	Réel	La vitesse de la turbine à gaz
FSRN	%	Réel	Le débit de combustible de contrôle de vitesse
FSR	%	Réel	La référence de débit de combustible

Le régulateur utilisé dans cette boucle est le régulateur PI :

Régulateur PI :

Le bloc PI Régulateur (PI_REG00) génère une variable de contrôle proportionnelle et intégrale avec une entrée paramétrée vers l’élément intégrateur. Il remplit une fonction qui incrémente la sortie (out) vers une référence (ref) à un taux déterminé par des calculs proportionnels et intégraux.

Initialement, l’action proportionnelle est réalisée en soustrayant une valeur de retour de la référence. La différence (erreur) est ensuite multipliée par un gain. L’action intégrale du bloc est définie par la constante de temps intégrale (time_con) ; cette valeur est exprimée en secondes. La sortie de l’intégrateur est ajoutée au résultat du calcul proportionnel. Cette valeur est fixée en fonction des entrées minimum et maximum avant d’être transmise à la sortie (out).



Name	Data Type	Description
MAXLMT	Real	Maximum command output limit
MINLMT	Real	Minimum command output limit
REF	Real	Reference/setpoint input
FDBCK	Real	Feedback input
GAIN	Real	Proportional gain
INT_TC	Real	Integral time constant
INT_IN	Real	Integral component input
<i>Outputs</i>		
Name	Data Type	Description
OUTPUT	Real	Regulator output
INT_OUT	Real	Integral component output

2.Simulation

Cette section représente les outils utilisés pour la configuration, le chargement et le fonctionnement du contrôleur Mark VIe. Elles se composent de l'application ToolboxST et CIMPLICITY.

2.1 Définition logiciel VMware :

VMware Workstation est un logiciel de virtualisation populaire qui permet aux utilisateurs d'exécuter plusieurs machines virtuelles sur une seule machine physique. Il est développé par VMware Inc.

Avec VMware Workstation, les utilisateurs peuvent créer et exécuter plusieurs machines virtuelles, chacune avec son propre système d'exploitation, ses propres applications et sa propre configuration réseau. Cela permet aux utilisateurs de tester des logiciels sur différents systèmes d'exploitation, de créer des environnements isolés pour les tests et de développer et tester des logiciels sans affecter leur système d'exploitation principal.

VMware Workstation fournit également des fonctionnalités telles que la création d'instantanés, qui permet aux utilisateurs d'enregistrer l'état d'une machine virtuelle à un moment donné et d'y revenir si nécessaire. Il prend également en charge la mise en réseau virtuelle, qui permet aux machines virtuelles de communiquer entre elles et avec la machine hôte. Dans l'ensemble, VMware Workstation est un puissant outil de virtualisation largement utilisé par les développeurs, les testeurs et les professionnels de l'informatique pour exécuter plusieurs systèmes d'exploitation et applications sur une seule machine.

2.2 ToolboxST :

L'application ToolboxST est un logiciel Windows assurant la configuration, la programmation et la maintenance des systèmes de contrôle Mark VIe et Mark VIeS et des familles de produits associées. Certaines des caractéristiques de ToolboxST sont les suivantes :

- Configuration des composants du système
- Configuration, édition et visualisation du code applicatif du contrôleur Mark VIe en temps réel
- Editeur EGD
- Annonce des alarmes de diagnostic matériel
- Protection par mot de passe
- Analyse des tendances

2.3 CIMPLICITY :

CIMPLICITY est une solution de contrôle et de visualisation clients/serveur permettant de visualiser vos opérations, d'effectuer une automatisation de supervision et de fournir des informations fiables à des applications analytiques de niveau supérieur.

2.4 La simulation :

Réellement la turbine passe par des séquences de démarrage essentiel pour un démarrage sur et sécurisé tel que le balayage qui sert à éliminer toutes dépôts des gaz explosifs accumulés dans la turbine suite à une fuite ou autres.

Afin de raccourcir le temps de simulation (démarrage de la turbine) nous avons éliminé plusieurs permissifs et séquences non nécessaires (pour simulation uniquement) qui nous a permis de gagner 10 min sur le temps global de démarrage qui est de 15 min (voir figure 44).

Les systèmes écartés sont :

- le système de PRESTART qui contrôle le système de purge donc au lieu que LCI active la purge à 23.3% peut diminuer la vitesse de 23.3% à 14.5%. Pour l'allumage. Il démarre directement de vitesse >0.13% à 14.5% pour l'allumage.

- L2TV : si la flamme n'est pas établie au moment où l'horloge arrive au bout de son délai, en général 60 secondes, le flux de combustible est suspendu. L'unité peut recevoir un autre signal de démarrage mais l'allumage sera retardé par une horloge L2TV pour éviter une accumulation de combustible dans les tentatives successives. Cette séquence intervient même sur les unités qui n'ont pas besoin de purge initiale L2TV.

- L28FD : lorsque les signaux de sortie du détecteur de flamme indiquent qu'une flamme a

été établie dans les chambres de combustion (L28FD), l'horloge de chauffage démarre et le signal de commande de combustible est réduit au niveau FSR "WARM-UP" (CHAUFFAGE). Le délai de chauffage est prévu pour minimiser les contraintes thermiques des parties chaudes pendant la partie initiale du démarrage.

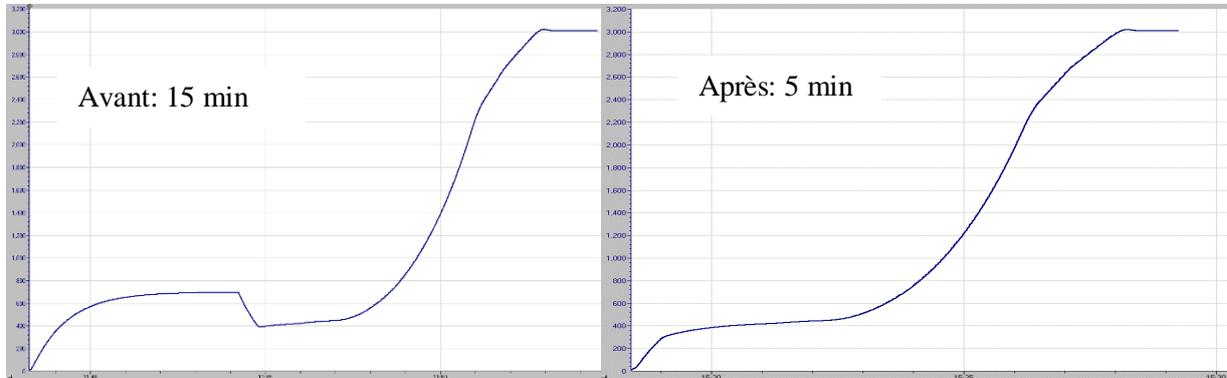


Figure 44 : courbe modifiée de vitesse de démarrage de la turbine

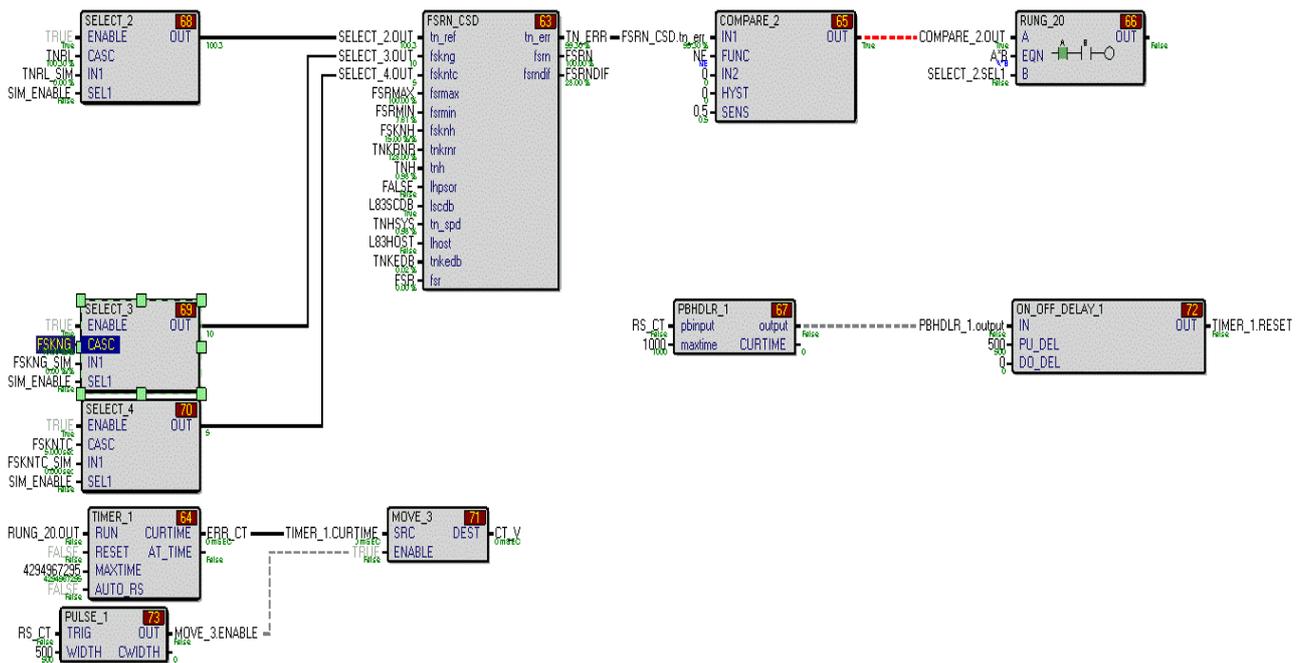
2.4 Le programme :

Dans notre mémoire nous avons choisi d'étudier la régulation de vitesse avant couplage (fermeture disjoncteur groupe) et essayer d'améliorer le temps de réponse de la boucle de régulation vitesse en modifiant les paramètres PI du régulateur et voir son comportement.

Pour ce faire nous avons créé un groupe de programme sur le simulateur qui nous permettent de vérifier les paramètres suivants :

- L'écart de mesure entre la consigne et la valeur de vitesse.
- Calculer le temps qui a fallut pour que l'écart (erreur) s'élimine.
- Le taux de commande des vannes et leur feedback.

2.4.1 Le schéma bloc de programme :



2.4.2 Explication de ce programme :

Il faut savoir que le programme de simulation original a été effectué pour des fins d'apprentissage sur l'exploitation de la turbine sans aucune modification de programme.

Afin d'arriver à notre objectif qui est de modifier les paramètres de régulation de la vitesse nous avons effectué plusieurs modifications commençant par le rétrécissement du temps de démarrage jusqu'au déverrouillage du bloc de régulation PI de la vitesse et modification de ses paramètres.

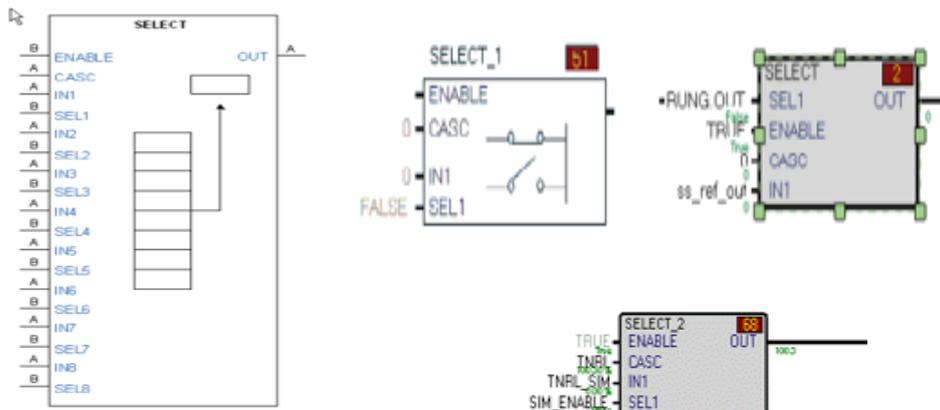
Parmi les actions effectuées :

- Créer un programme pour activer le mode simulation.
- Créer un programme de simulation pour le changement de la consigne.
- Création de plusieurs variables et constantes de simulations tel que les paramètres du régulateur PI.
- Une interface de visualisation (HMI) ainsi que des boutons de commande externes.

2.4.3 Les blocs utilisés :

- **Le bloc (SELECT) :**

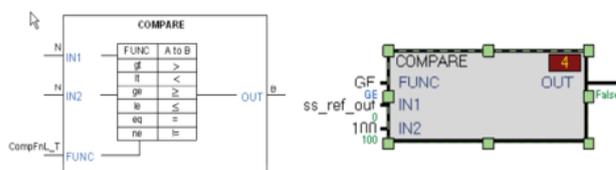
Déplace l'une des huit entrées ou la broche en cascade dans la sortie, opération avec priorité définie par l'entrée la plus basse. Si aucune des valeurs SELECT n'est TRUE (vraie), la cascade est alors déplacée vers la sortie.



- **Le bloc (COMPARE) :**

Assure la comparaison de deux valeurs et définit une sortie booléenne reflétant le résultat.

Comparaison (COMPARE)

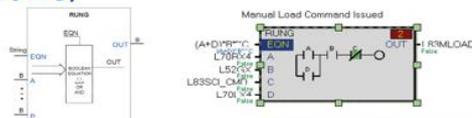


FUNC	Description
GT	Greater than
GE	Greater than or equal
EQ	Equal
NE	Not equal
LT	Less than
LE	Less than or equal

- **Le bloc (RUNG) logique d'échelle à contacts de relais :**

Résout une équation booléenne des entrées booléennes en plaçant le résultat dans la variable de sortie. Accepte jusqu'à 16 entrées maximum.

Logique d'échelle à contacts de relais (RUNG)



Opération	Opérateur
Parenthèses	()
NON	~
OU	+
ET	*

- **Le bloc Transfert (MOVE) :**

Assure le transfert de la valeur dans SRC (entrée) vers DEST (sortie) si la broche <<ENABLE>> (active) est TRUE (vraie). Le bloc peut également assurer les conversions de types de données ainsi que les opérations de transfert de la mémoire.

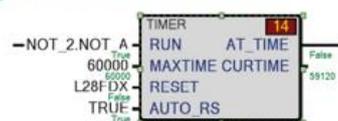
Transfert (MOVE)



- **Le bloc temporisateur (TIMER) :**

- Incrément CURTIME lorsque RUN est TRUE.
- Lorsque CURTIME=MAXTIME, AT_TIME est TRUE.
- Si RUN=FAUX avec temporisation suspendue, CURTIME persiste
- Si RESET=TRUE, alors CURTIME=0 et le décompte est suspendu
- AUTO_RS réinitialise le temporisateur lorsque le délai MAXTIME a2T2 atteint.

Temporisateur (TIMER)



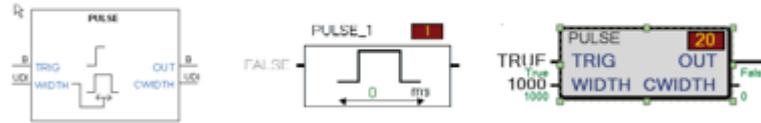
- **Le bloc d'impulsion (PLUSE) :**

Courte impulsion booléenne de la LARGEUR spécifiée (en ms) au niveau de la broche de sortie sur le bord d'attaque du déclencheur.

OUT persiste jusqu'à ce qu'il dépasse le délai imparti, quelle que soit la valeur de déclenchement.

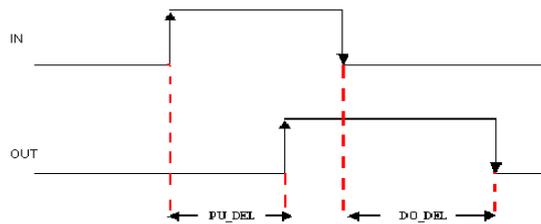
L'état précédent de la valeur TRIG est sauvegardé avec chaque balayage d'exécution, de sorte que le bord de fuite du déclencheur suivant peut-être aperçu avant la fin de l'impulsion.

Bloc d'impulsion (PULSE)

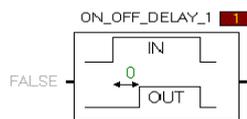


- **Le bloc On Off Delay (ON_OFF_DELAY):**

Se comporte comme un interrupteur à réponse retardée, qu'il soit allumé ou éteint. Le bloc transmet une valeur True croissante sur la broche IN à la broche OUT si IN reste True pendant PU_DEL millisecondes. Le bloc transmet une valeur False décroissante sur la broche IN à la broche OUT si IN reste False pendant DO_DEL ms.



ON_OFF_DELAY Block Response



Inputs

Name	Data Type	Description
IN	Boolean	Boolean input signal
PU_DEL	Unsigned double integer	Pickup delay (ms)
DO_DEL	Unsigned double integer	Dropout delay (ms)

Output

Name	Data Type	Description
OUT	Boolean	Delayed filtered output

3.Screen (l'interface) :



Figure 45 : l'interface de simulation

3.1 Les résultats de simulation :

Il semble que nous décrivions une étude expérimentale qui examine le changement de vitesse dans ce système, en modifiant à la fois le gain et le temps pour évaluer le temps de réponse. Pour clarifier, on a effectué une série de tests où nous maintenons la vitesse entre 100 % à 105 %. Le gain (avec des valeurs de 10, 15 et 20) ainsi que le temps (de 1 à 9). Ensuite, on mesure le temps de réponse résultant dans chaque cas.

Cette approche permet de évaluer comment ces deux variables, le gain et le temps, influencent le temps de réponse du système (TN_ERR)

Table 4 les résultats de simulation

La consigne (%)	Le gain	L'integral (sec)	Tp de reponse (ms)
105	10	1	17840
105	10	2	19800
105	10	3	20400
105	10	4	20760
105	10	5	21760
105	10	6	22560
105	10	7	23320
105	10	8	23240
105	10	9	23040
105	15	1	15520
105	15	2	17000
105	15	3	17520
105	15	4	18160
105	15	5	18680
105	15	6	19000
105	15	7	19240
105	15	8	19160
105	15	9	18800
105	20	1	14160
105	20	2	15400
105	20	3	15800
105	20	4	16200
105	20	5	16600
105	20	6	16800
105	20	7	16720
105	20	8	16440
105	20	9	15720

Interprétation des résultats :

Après plusieurs tests nous avons constaté que les meilleurs paramètres de régulation sont : le gain (20) et l'intégral (1 seconde) qui nous donnent le meilleur temps de réponse (14160 ms) par rapport aux paramètres de régulation d'usine (le gain « 15 » et l'intégral « 5 seconde »), ce qui constitue un écart d'environ 4 seconde.

Conclusion :

Pour conclure, nous avons vu une spécification détaillée du démarrage d'une turbine, nous avons modélisé le schéma blocs de régulation via le langage LADDER et les avons simulées à l'aide du logiciel de machine virtuelle MARK VIe de General Electric, conçu pour aider les ingénieurs à contrôler les turbines et à surveiller les pannes

Conclusion générale

Conclusion générale :

Une turbine à gaz est une machine thermique à combustion interne, elle est utilisée en régime permanent du fait de son démarrage rapide.

Pour le démarrage des turbines à gaz, des programmes de contrôle et de surveillance assez élaborés doivent être conçus pour atteindre le niveau de sécurité et de protection requis.

Lors du stage de fin d'études dans l'entreprise SPE (Boutlelis), nous avons eu l'occasion de visiter la centrale électrique, de comprendre le fonctionnement de la turbine à gaz, comment la contrôler, et ainsi orienter la régulation de vitesse.

Cette expérience nous a non seulement permis de mettre en pratique les connaissances théoriques acquises dans le cursus universitaire, mais nous a aussi familiarisé avec l'environnement industriel et nous avons pu acquérir une compréhension globale des situations réelles et des problèmes imprévus qui doivent être résolus.

L'objectif principal de notre mémoire est de maîtriser le fonctionnement d'une turbine à gaz 9Fa, nous avons commencé par une étude sur la centrale électrique de Boutlelis, ensuite nous sommes introduits dans les systèmes propres de la TG, ainsi que le monde des API à travers l'API MARK VIe de Générale Electrique, l'un des leaders mondiaux en technologie de pointe.

Dans ce travail, nous avons d'abord étudié le fonctionnement de la centrale électrique et ses auxiliaires, ensuite nous avons conçu un programme de commande avec le logiciel ToolBoxST de MARK VIe. En dernier nous avons effectué une étude de régulation de la turbine. En fin nous avons conçu un programme de régulation de vitesse et calculer le temps de repense par le langage LADDER implémenté avec le logiciel MARK VIe.

En perspective, nous souhaitons continuer le travail par l'implémentation du logiciel de contrôle des pannes sur la TAG.

Bibliographie

- [1] Z.AZZOUZ, *Energie renouvelable: production et stockage*, Oran , Automatique, 2015-2016.
- [2] Z.AZZOUZ, *energie renouvelable production et stockage:Différents types d'énergie*, Oran, Automatique, 2015-2016.
- [3] B. HAKIM, *Société de production électrique, Sonelgaz*, Oran, 2024.
- [4] G. Map, «<https://www.google.com/maps/d/viewer?mid=1GC-26pGg4Z58eto8mukpi6dyUj4&hl=en&ll=32.884649506226445%2C-117.242428&z=17>,» 2023. [En ligne].
- [5] G. 116933, *Turbine 299216/217*, Juillet,2014.
- [6] G. G. POWER, <https://www.ge.com/gas-power/products/gas-turbines/9f>.
- [7] https://www.google.com/search?q=compresseur+turbine+%C3%A0+gaz+9fa&tbm=isch&chips=q:compresseur+turbine+%C3%A0+gaz+9fa,online_chips:centrale+thermique:HkKT3w_57A4%3D&hl=fr&sa=X&ved=2ahUKEwj9wfi77_AhUJpicCHXIJDDAQ4IYoB3oECAEQNw&biw=1519&bih=722#imgrc=jFm.
- [8] K. H. Hichem, «Société nationale algérienne de l'électricité et du gaz de BOUTLELIS, la turbine à gaz.,» Oran, 2019-2020.
- [9] «<https://www.mdaturbines.com/>,» Mechanical Dynamics & Analysis LLC, 2023. [En ligne].
- [10] G. 111519, *Description fonctionnelle de la turbine à gaz*, 2014.
- [11] M. MORAD, «Entrée électrique de BOUTLELIS (Société algérienne de production d'électricité),» 2021-2022.
- [12] SPE, *Formation SPE, Boutlélis (Power Point)*., Oran , 2015.
- [13] *Systèmes de la turbine à gaz, système autonettoyant, Documentation officielle de la centrale électrique de Boufarik 2.*, Alger , Juin, 2015.
- [14] *Principe de fonctionnement de la turbine à gaz, système de combustion, documentation officielle de la centrale électrique Boutlélis, Oran.*, Oran , juillet 2014.
- [15] G. E. Company, «Informations confidentielles de GE.,» 2008. [En ligne].
- [16] *GEK 110422B_FR, Systèmes à double combustibles de refroidissement de l'eau 9FA.*
- [17] *145E4375_FR, DIAGRAMME, SCHÉMA TUYAUTERIE – HUILE DE DÉCLENCHEMENT*, 2013.
- [18] *GEI100600k_FR, Système de contrôle MARK VIe, Description du produit, 003 - 2012* General Electric Company, États-Unis. Tous droits réservés, 2013.
- [19] B. A. AITSAADI Noufel, *Etude d'une turbine à gaz MS9001FA et ses systèmes auxiliaires contrôlés par le système de contrôle MARKVIe*, 2019-2020.

- [20] GEH6721VOL1U_FR, Contrôleur MARK VIe guide du système, 2004 - 2012 General Electric Company, États-Unis.
- [21] GEH6721VOL1Z_FR, Centrale turbine à gaz de Boutlélis, manuel d'opération et de maintenance,
Oran , 2013.