

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 سعد دحلب بليدة
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie

قسم الآلية والكهرباء
Département d'Automatique et d'Électrotechnique



Mémoire de Master

Filière : Automatique

Spécialité : Automatique et Informatique Industrielle

Présenté par

DJAFFAR Lilia

&

ALIOUANE Rawdha Rabea

Étude et simulation d'un système DMS (Distribution management system)

Proposé par : Mr. BENNILA Noureddine

Année Universitaire 2021-2022

Remerciements

Nous tenons à remercier d'abord Dieu le tout puissant qui nous a donné la force et la patience pour accomplir ce modeste travail.

*Aussi, nous tenons à exprimer nos vifs remerciements à notre promoteur Monsieur **BENNILA Noureddine** d'avoir accepté de m'encadrer avec son sérieux, sa rigueur, sa disponibilité et la confiance qu'il nous a accordé.*

Nous tenons aussi à remercier les membres de jury d'avoir accepté de juger notre travail.

Aussi, nous remercions l'ensemble des enseignants de l'université de Blida, mes amis pour toutes leurs sincères amitiés le long des cinq dernières années d'étude. Sans oublier aussi de remercier tous les membres de notre famille respective pour leur soutien et leurs Encouragements, particulièrement nos chers parents.

En fin nous tenons également à remercier toutes les Personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicaces

*Louanges à Allah qui m'a doté de force, de patience, de courage et de persévérance durant tout le long de mon cursus universitaire et qui m'a gratifié de la **maman** la plus merveilleuse qui soit, qui a toujours fait passer la vie et le bonheur de **ses enfants** avant le sien. Aucune dédicace ne saurait exprimer mon amour et ma considération pour tous les sacrifices que tu as consentis pour mon instruction et mon bien-être.*

À mon père

Pour le soutien, les conseils et les encouragements qu'il m'a apportés, d'avoir instillé en moi l'importance du savoir depuis ma tendre enfance, pour le témoignage quotidien de son courage, qui m'a porté à ne jamais baisser les bras.

Votre joie et votre gaieté me comblent de bonheur.

*A Mes **SŒURS**, qui n'ont cessé d'être pour moi des exemples de persévérance,
de
courage et de générosité.*

A toutes mes aimés sans exceptions.

À mon binôme Rawdha, à toute sa famille

Lilia

Dédicaces

Du profond de mon cœur, je dédie ce travail à tous ceux qui me sont chers,

A MA CHERE MERE

Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être.

Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance.

Que ce modeste travail qui est le fruit de vos innombrables sacrifices.

Puisse Dieu, le très haut, vous accorder santé, bonheur et longue vie.

A LA MEMOIRE DE MON PERE

Ce travail est dédié à mon père, décédé, qui m'a toujours poussé et motivé dans mes études.

J'espère que, du monde qui est sien maintenant, il apprécie cet humble geste comme preuve de reconnaissance de la part d'un fils qui a toujours prié pour le salut de son âme, Puisse Dieu, le tout puissant, l'avoir en sa sainte miséricorde.

À mon mari, qui m'a encouragé et qui a été compréhensif et patient

À Mes chers frères et ma sœur du monde.

À Mon binôme Lilia,

A toute sa famille, à mes chers et à mes proches

Rawdha

ملخص:

يصارع مسؤولون أنظمة الشبكات الكهربائية تحديثات جديدة. يساعد البحث على فهم الأجهزة الفرعية المختلفة في الشبكة وما يحدث من عيوب وأعطال، وإدخال أجهزة وأنظمة موثوقة وآمنة للتحكم فيها. تعتمد SONELGAZ نظام SCADA-DMS وتنشئ مراكز التحكم عن بعد للتحكم في الشبكات الكهربائية وحمايتها. الهدف الرئيسي للمركز هو تقليل وقت التوقف عن العمل في حالة وقوع حادث وتقديم المشغلين لإعادة تشغيل الشبكة من أجل الاستخدام الأمثل للمعدات. يجلب النظام مزايًا التي يمكن إزالتها للشركة، التي سيجلبها في الوظائف مثل المراقبة وتحليل البيانات وسرعة التدخل، مما يجعله أداة قوية جدًا للصناعة.

كلمات المفتاحية: الشبكات الكهربائية، العطلات الكهربائية، SCADA-DMS، التحكم عن بعد، الحماية.

Résumé :

L'avenir des **réseaux électriques** existants sont aux prises avec de nouveaux défis. La recherche permet de comprendre les différents dispositifs du réseau ainsi que les anomalies et **les défauts** qu'ils subissent, et d'introduire des dispositifs et des systèmes fiables et sûrs pour les contrôler.

SONELGAZ adopte le système **SCADA-DMS** et mets en place des centres de **téléconduite** pour la commande, le contrôle et **la protection** des réseaux électriques. L'objectif principal du centre est de réduire les temps d'arrêt en cas d'accident et d'offrir aux opérateurs une reconfiguration du réseau pour une utilisation optimale des équipements. Le système apporte des avantages indéniables à l'entreprise, notamment dans des fonctionnalités telles que le suivi, l'analyse des données et la rapidité d'intervention, ce qui en fait un outil très puissant pour l'industrie.

Mots clés : réseaux électriques, les défauts électriques, SCADA-DMS, téléconduite, la protection.

Abstract:

The future of existing **electricity systems** is facing new challenges. The research makes it possible to understand the various devices of the network, as well as the anomalies and **defects** they suffer, and to introduce reliable and safe devices and systems to control them.

SONELGAZ adopts the **SCADA-DMS** system and sets up telecontrol centers for the control, control and protection of electrical networks. The main objective of the center is to reduce downtime in the event of an accident and to offer operators a reconfiguration of the network for optimal use of the equipment. The system brings undeniable benefits to the company, including features such as tracking, data analytics and speed of intervention, making it a very powerful tool for the industry.

Keywords: electricity systems, electrical defects, SCADA-DMS, telecontrol, protection.

Table des matières

Table des matières

TABLE DES MATIERES	1
LISTE DES FIGURES.....	1
LISTE DES TABLEAUX	1
LISTE DES ABREVIATIONS.....	1
INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE 1: INTRODUCTION AUX RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET PRÉSENTATION DE L'ENTREPRISE.....	4
1.1 Introduction	5
1.2 Présentation de l'entreprise	5
1.2.1 Groupe SONELGAZ.....	5
1.2.2 Situation géographique.....	6
1.2.3 Organisation de SONELGAZ en groupe	6
1.2.4 Activités de SONELGAZ.....	8
1.3 Généralités sur les réseaux électriques	9
1.3.1 Définition d'un réseau électrique	9
1.3.2 Hiérarchisation d'un réseau électrique	10
1.3.3 Les différents réseaux électriques	11
1.3.4 Les différentes topologies des réseaux électriques	13
1.3.5 Gammes des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ	15
1.4 Les postes électriques.....	17
1.4.1 Description générale des composants du réseau de distribution.....	18
1.4.2 L'objectif des postes.....	20
1.4.3 Les différents éléments du poste HTB/HTA.....	20
1.5 Conclusion.....	26
CHAPITRE 2 : ÉQUIPEMENTS NÉCESSAIRES À LA SURVEILLANCE ET AU PILOTAGE DE RÉSEAU ÉLECTRIQUE	28
2.1 Introduction	29
2.2 La téléconduite.....	29
2.2.1 Définition.....	29
2.2.2 L'évolution de télé conduite en Algérie	30
2.2.3 Fonctions d'un système de téléconduite	30
2.3 La télésurveillance	31
2.4 La télécommande	32
2.5 Les défauts qui surviennent dans un réseau électrique.....	33
2.5.1 Les courts-circuits	33
2.5.2 Les surtensions.....	34
2.5.3 Les surcharges.....	35
2.5.4 Les déséquilibres.....	35

Table des matières

2.6 Les systèmes de protection des réseaux électrique	36
2.6.1 L'automatisme	Erreur ! Signet non défini.
2.6.2 Les systèmes automatisés	36
2.6.3 Protection et contrôle-commande des réseaux électriques.....	38
2.6.4 Les relais de protection des étages HTA des postes HTB/HTA.....	41
2.7 Les organes de coupure électrique	45
2.7.1 Les disjoncteurs	45
2.7.2 Les sectionneurs.....	48
2.7.3 Unité de Contrôle pour Interrupteurs Aériens Télécommandé (IAT).....	49
2.8 Les transformateurs de mesure	51
2.8.1 Le transformateur de tension (TT ou TC).....	52
2.8.2 Le transformateur de courant (TC).....	52
2.9 L'Objectif de la téléconduite	53
2.10 Système SCADA	54
2.10.1 Définition de SCADA	54
2.10.2 Définition SCADA/DMS	Erreur ! Signet non défini.
2.10.3 Historique	56
2.10.4 Domaine d'application	56
2.10.5 Critère de choix d'un système SCADA	57
2.10.6 Différents éléments d'un système SCADA.....	57
2.10.7 Les différents protocoles de communication dans un environnement SCADA.....	61
2.10.8 Le réseau de télécommunication	66
2.10.9 Fonctionnement du système SCADA de SDC.....	69
2.10.10 Les fonctions principales et avantages du logiciel SCADA.....	70
2.11 Le système de gestion de la distribution (DMS).....	71
2.11.1 Définition.....	71
2.11.2 Pourquoi DMS ?	71
2.11.3 Les fonctions DMS	72
2.11.4 Le DMS intégré améliore l'efficacité des opérations	73
2.11.5 Intégration de SCADA-DMS.....	75
2.11.6 Les avantages de l'intégration de SCADA avec DMS comprennent.....	75
2.11.7 Fonctionnement du système SCADA-DMS	76
2.11.8 Résumé.....	Erreur ! Signet non défini.
2.12 Nécessité de surveiller et commander à distance les installations	76
2.13 Conclusion.....	77
CHAPITRE 3 : PROGRAMMATION ET SIMULATION DU SYSTÈME	78
3.1 Introduction	79
3.2 Travail réalisé	79
3.3 Programmation	79
3.3.1 TIA Portal (Totally Integrated Automation)	80

Table des matières

3.3.2	Configuration matérielle (hardware)	82
3.3.3	Les variables	83
3.4	Les blocs	84
3.4.1	1 Bloc d'organisation (OB)	85
3.4.2	Blocs fonctionnelles (FB)	86
3.4.3	Blocs de données (DB)	86
3.4.4	Bloc fonction (FC)	87
3.5	Création du programme	87
3.5.1	Bloc d'organisation cyclique OB1	87
3.5.2	Les fonctions FC	89
3.6	Création de la supervision	92
3.6.1	Introduction	92
3.6.2	La création d'une Fenêtre HMI	93
3.6.3	Établissement d'une liaison HMI	95
3.6.4	Variables HMI	95
3.6.5	Les vues	96
3.6.6	Configuration des éléments des vues	97
3.6.7	La hiérarchie des vues	99
3.7	Compilation et simulation	109
3.7.1	PLCSIM	109
3.7.2	RUNTIME	110
3.8	Conclusion	111
	CONCLUSION GENERALE	112
	BIBLIOGRAPHIE	114
	ANNEXES	118

Liste des figures

Liste des figures

FIGURE 1.1 : DIRECTION GENERALE « SONELGAZ »	6
FIGURE 1.2: MAPPE DE LIEU DU GROUPE « SONELGAZ ».....	6
FIGURE 1.3: ORGANIGRAMME DU GROUPE « SONELGAZ »	7
FIGURE 1.4: UN RESEAU ELECTRIQUE	10
FIGURE 1.5: HIERARCHISATION D'UN RESEAU ELECTRIQUE.....	11
FIGURE 1.6: RESEAU DE DISTRIBUTION HAUTE TENSION (NIVEAU A).....	12
FIGURE 1.7: STRUCTURE ARBORESCENTE (RADIALE).....	14
FIGURE 1.8: STRUCTURE BOUCLEE.....	15
FIGURE 1.9: STRUCTURE MAILLEE.....	15
FIGURE 1.10: LES CELLULES D'UN POSTE ELECTRIQUE	17
FIGURE 1.11: POSTE HTB/HTA	19
FIGURE 1.12: CELLULES D'UN POSTE HTB/HTA	19
FIGURE 1.13: POSTE HTA/HTA	19
FIGURE 1.14: POSTE HTA/BT	20
FIGURE 1.15 : POSTE HTA/BT	20
FIGURE 1.16: UN DEPART	22
FIGURE 1.17: JEU DE BARRES	22
FIGURE 1.18: TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE.....	23
FIGURE 1.19: LE SYMBOLE NORMALISE DE REPRESENTATION D'UN SECTIONNEUR.....	23
FIGURE 1.20: SECTIONNEUR.....	23
FIGURE 1.21: DISJONCTEUR A HAUTE TENSION.....	24
FIGURE 1.22: TRANSFORMATEUR DE COURANT.....	25
FIGURE 1.23: TRANSFORMATEUR DE TENSION	26
FIGURE 2.1: SCHEMA UNIFILAIRE D'UN POSTE ÉLECTRIQUE (BENI MERED 30kV).....	30
FIGURE 2.2: SCHEMA SYNOPTIQUE D'UN ORGANE (IAT)	32
FIGURE 2.3: SCHEMA FONCTIONNEL DE TELECONDUITE.....	33
FIGURE 2.4: LES DIFFERENTS TYPES DE COUR CIRCUIT	34
FIGURE 2.5: EXEMPLE DE SURTENSION	35
FIGURE 2.6: SIGNAL D'UN CAPTEUR LOGIQUE.....	ERREUR ! SIGNET NON DEFINI.
FIGURE 2.7: SIGNAL D'UN CAPTEUR ANALOGIQUE.....	ERREUR ! SIGNET NON DEFINI.
FIGURE 2.8: SIGNAL D'UN CAPTEUR NUMERIQUE	ERREUR ! SIGNET NON DEFINI.
FIGURE 2.9: STRUCTURE GENERALE D'UN SYSTEME AUTOMATISE	37
FIGURE 2.10: ELEMENT CONSTITUANT LES PROTECTIONS DU RESEAU ELECTRIQUE	38
FIGURE 2.11: CELLULE DEPART D'UN POSTE HTB/HTA	39

Liste des figures

FIGURE 2.12: LA CHAINE DE PROTECTION ET CONTROLE COMMANDE.....	40
FIGURE 2.13: TELECONDUITE DU POSTE HTB/HTA (SIDI KBIRETAGE 10kV).....	41
FIGURE 2.14: RELAIS DE PROTECTION NUMERIQUE	42
FIGURE 2.15: LIAISONS ENTRE LES PROTECTIONS NUMERIQUES, RTU ET LE SYSTEME SCADA.....	43
FIGURE 2.16: PROTECTION DEPART REF630.....	45
FIGURE 2.17: DISJONCTEUR D'UNE CELLULE MT INSTALLE DANS LA CELLULE	46
FIGURE 2.18: ÉLÉMENTS D'INDICATION ET DE COMMANDE DU DISJONCTEUR	47
FIGURE 2.19: MECANISME DU DISJONCTEUR D'UN DEPART	47
FIGURE 2.20: PRESSOSTAT DU GAZ SF6	48
FIGURE 2.21: SCHEMA ET SYMBOLE D'UN SECTIONNEUR TRIPHASE.....	48
FIGURE 2.22: INTERRUPTEUR AERIEN AUTOMATISE	50
FIGURE 2.23: SCHEMA D'UN ORGANE DE COUPURE IAT	51
FIGURE 2.24: SCHEMA D'UN TRANSFORMATEUR DE TENSION MONTEE EN ETOILE	52
FIGURE 2.25: SCHEMA D'UN TRANSFORMATEUR DE COURANT	53
FIGURE 2.26: LES TC'S D'UNE CELLULE ARRIVEE TRANSFO D'UN POSTE HTA.....	53
FIGURE 2.27: CENTRE DE CONDUITE SDC DE BLIDA.....	54
FIGURE 2.28: ARCHITECTURE DU SYSTEME SCADA	55
FIGURE 2.29: ARCHITECTURE MATERIEL D'UN SYSTEME SCADA.....	58
FIGURE 2.30: FRONTAL DE COMMUNICATION FCZ	59
FIGURE 2.31: UNE RTU 560 ABB	61
FIGURE 2.32: COMMUNICATION PAR LE PROTOCOLE MODBUS	62
FIGURE 2.33: COMMUNICATION PAR LE PROTOCOLE DNP3	63
FIGURE 2.34: TOPOLOGIE ANNEAU A JETON	ERREUR ! SIGNET NON DEFINI.
FIGURE 2.35: COMMUNICATION PAR LE PROTOCOLE PROFIBUS.....	64
FIGURE 2.36: MODELE DE REFERENCE DES COUCHES IEC 101	ERREUR ! SIGNET NON DEFINI.
FIGURE 2.37: LES DIFFERENTES ARCHITECTURES DE COMMUNICATION	66
FIGURE 2.38: FOX 115 ABB FIBRE OPTIQUE	67
FIGURE 2.39: SCHEMA D'UNE LIGNE DE TRANSMISSION PAR FIBRE OPTIQUE	67
FIGURE 2.40: SCHEMA DE RACCORDEMENT DES RTU'S AU CENTRE DE CONDUITE VIA LA FIBRE OPTIQUE	68
FIGURE 2.41: RADIO UHF.....	68
FIGURE 2.42: ARCHITECTURE DE COMMUNICATION PAR UHF.....	68
FIGURE 2.43: ARCHITECTURE DE COMMUNICATION PAR GSM.....	69
FIGURE 2.44: TRANSMISSION DE DONNEE EN SERIE ASYNCHRONE.....	70
FIGURE 2.45: LES FONCTIONS DU SCADA-DMS	72

Liste des figures

FIGURE 2.46: ARCHITECTURE SCADA-DMS INTEGRE	75
FIGURE 3.1: CONFIGURATION DES APPAREILS	83
FIGURE 3.2: EXEMPLE DE QUELQUES VARIABLES DE PROGRAMME	84
FIGURE 3.3: AVANT LE CHARGEMENT DU PROGRAMME	85
FIGURE 3.4: APRES LE CHARGEMENT DU PROGRAMME	85
FIGURE 3.5: RESEAU 1&2 DANS L'OB 1	86
FIGURE 3.6: TYPE DE BLOCS DU PROGRAMME [35]	87
FIGURE 3.7: RESEAU 3 DANS L'OB1	88
FIGURE 3.8: RESEAU 7 DANS L'OB1	89
FIGURE 3.9: BLOC FC1	90
FIGURE 3.10: BLOC FC1	90
FIGURE 3.11: BLOC FC2	91
FIGURE 3.12: BLOC FC2	91
FIGURE 3.13: BLOC ALARME	92
FIGURE 3.14: BLOC ALARME	92
FIGURE 3.15: BLOC ALARME	92
FIGURE 3.16: CONFIGURATION D'UNE HMI	93
FIGURE 3.17: CONNEXION DE L'HMI A L'API	94
FIGURE 3.18: CONFIGURATION DU NOMBRE DE VUES	95
FIGURE 3.19: LIAISON PLC_HMI	95
FIGURE 3.20: PARTIE DE LA TABLE DE VARIABLES HMI	96
FIGURE 3.21: ANIMATION D'UNE CELLULE	98
FIGURE 3.22: ANIMATION D'UN TC	98
FIGURE 3.23: ANIMATION D'UN BOUTON	99
FIGURE 3.24: HIERARCHIE DES VUES	99
FIGURE 3.25: ORGANIGRAMME	100
FIGURE 3.26: VUE INITIALE	101
FIGURE 3.27: VUE GLOBALE	101
FIGURE 3.28: VUE CELLULES	102
FIGURE 3.29: VUE CONNEXION DEPARTS ET POSTES	102
FIGURE 3.30: VUE CONNEXION DEPARTS ET POSTES D'ISOLATION ET DE REALIMENTATION D'UN RESEAU 30KV .	104
FIGURE 3.31: VUE POSTE SOURCE 30 KV D'UN DEPART 30 KV	105
FIGURE 3.32: VUE DEPARTS ET POSTES D'ISOLATION ET DE REALIMENTATION D'UN RESEAU 30KV	105
FIGURE 3.33: SCHEMA UNIFILAIRE D'UN DEPART 30 KV (RECHERCHE AUTOMATIQUE DE DEFAUT)	106

Liste des figures

FIGURE 3.34: SCHEMA UNIFILAIRE D'UN DEPART 30 KV (RECHERCHE AUTOMATIQUE DU DEFAUT).....	106
FIGURE 3.35: SCHEMA UNIFILAIRE D'UN DEPART 30 KV (RECHERCHE AUTOMATIQUE DE DEFAUT)	107
FIGURE 3.36: VUE ETAGE D'UN DEPART 30 KV (RECHERCHE AUTOMATIQUE DE DEFAUT)	108
FIGURE 3.37: DEPART EN AMONT TRANSFORMATEUR	109
FIGURE 3.38: ARRIVEE EN AVAL TRANSFORMATEUR	109
FIGURE 3.39: DEPART EN AMONT TRANSFORMATEUR	109
FIGURE 3.40: INTERFACE DE SIMULATION PLCSIM.	110

Liste des tableaux

Liste des tableaux

TABLEAU 1.1: TABLEAU DES GAMMES DE TENSION [6]	16
TABLEAU 1.2: TABLE DE MATERIELS	21
TABLEAU 2.1: AMELIORATION DE LA GESTION DE DISTRIBUTION [30]	74
TABLEAU 3.1: REPRESENTATION DES ELEMENTS DES VUES	97

Liste des abréviations

Liste des abréviations

BT	Basse Tension
DNP	Distributed Network Protocol
DP	Périphérique Distribué
FCZ	Frontal Communication Zone
FMS	Système de Gestion de Vol
GPRS	General Packet Radio System
HT	Haute Tension
HTB	Haute Tension Niveau B
HTA	Haute Tension Niveau A
IHM	Interface Homme Machine
KV	Kilovolt
KVA	Kilovolt Ampère
LAN	Local Area Network
LADDER	Livelihoods and Diversification Directions Explored by Research.
MPI	Interface Multipoint
MT	Moyenne Tension (HTA)
MVA	Mégavolt Ampère
PLC	Programmable Logic Controller
REF	Relais électrique feeder
RTU	Unité Terminale Distante
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCADA /DMS	Supervisory Control and Data Acquisition / Distribution
Management	System
TBT	Très Basse Tension
THT	Très Haute Tension
TIA Portal	Totally Integrated Automation Portal
TCD	Télécommande Double
TSD	Télésignalisation Double
UHF	Ultra Hautes Fréquences
WAN	Wide area Network

Introduction générale

Introduction générale

Aujourd'hui, l'énergie électrique est un élément essentiel dans la vie quotidienne de presque tous les habitants de la planète. C'est une forme d'énergie facilement transportable, mais non stockable et pratique, et non transformable en d'autres formes : mécanique, thermique, etc. En Algérie, l'électricité représente jusqu'à 45 % de l'énergie primaire.

La consommation d'énergie électrique est garantie par le point de production, le point de transport et le point de distribution. Cette énergie est presque entièrement transférée via le réseau jusqu'au point de consommation.

Un réseau d'énergie électrique est un système d'éléments interconnectés conçu comme suit :

- ❖ Convertit en permanence des formes d'énergie non électriques en électricité.
- ❖ Utilisé pour transmettre l'énergie électrique sur de longues distances.
- ❖ Convertir l'énergie électrique en une forme spécifique clairement contrainte.

Les systèmes de contrôle à distance représentent une solution rentable pour contrôler et exploiter les réseaux. En effet, l'utilisation de la technologie de la télécommande permet de contrôler la gestion en temps réel de la structure principale. De plus, la flexibilité opérationnelle offerte par le système de télécommande permet à l'opérateur de prendre rapidement les décisions nécessaires et de les mettre en œuvre. En conséquence, il y a eu un intérêt pour les dispositifs de surveillance et de contrôle à distance capables de contrôler l'état d'un réseau et d'agir rapidement en évitant autant que possible les déplacements coûteux en temps.

La société algérienne de distribution d'électricité et de gaz SDC a mis en service un nouveau système de contrôle à distance du réseau de distribution. Le système apporte des avantages indéniables à l'exploitation de ces réseaux, notamment : intervention rapide grâce à l'automatisation du réseau ; vision globale des différentes structures du réseau ; visibilité directe des indisponibilités et limitations opérationnelles.

Le système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) est un ensemble de fonctions qui assistent la gestion et l'exploitation du réseau de distribution avec pour objectif principal de réduire la durée des coupures lors d'un accident et de faire des recommandations à l'opérateur pour reconfigurer le réseau de distribution. Le réseau permet une utilisation optimale des équipements. Ce système d'exploitation répond aux exigences nécessaires au fonctionnement des systèmes SCADA en temps réel.

Dans le cadre de notre projet de fin d'études, nous nous sommes intéressés à l'étude des systèmes SCADA utilisés par SDC.

Le présent mémoire est structuré en trois chapitres :

Introduction générale

Chapitre 1 : Introduction aux réseaux électriques et présentation de l'entreprise.

Chapitre 2 : Équipements nécessaires à la surveillance et au pilotage de réseau électrique présenté les parties du système, sa conception, son fonctionnement, suivies par l'avantage et l'évolution du système pour finir le chapitre par la nécessité de surveiller et commander à distance les installations.

Chapitre 3 : Programmation et simulation du système.

Nous terminons notre mémoire par une conclusion et une bibliographie.

Chapitre 1

**Introduction aux réseaux électriques
et présentation de l'entreprise**

1.1 Introduction

Nous allons présenter dans ce chapitre des notions générales sur les réseaux électriques, en donnant un aperçu sur les différents types de réseaux existants, leurs architectures et ainsi que les postes électriques, et ceci pour répondre à l'objectif que nous nous sommes fixés à savoir la réalisation d'un système de téléconduite par le système SCADA du réseau électrique moyenne tension HTA et basse tension BT de la SONELGAZ SDC.

1.2 Présentation de l'entreprise

L'objectif que nous nous sommes fixés pour notre projet de fin d'étude est de réaliser un système fonctionnel d'acquisition et d'affichage d'information pour une commande à distance d'action pour activer un actionneur ou pour un dépannage. Pour cela nous nous sommes dirigés vers le groupe SONELGAZ qui offre une plateforme idéale pour atteindre notre objectif.

1.2.1 Groupe SONELGAZ

En 1969, SONELGAZ était déjà une entreprise de taille importante dont le personnel est de quelque 6000 agents. Elle desservait déjà 700 000 clients.

SONELGAZ a contribué à la construction de l'infrastructure économique nationale. Elle a le monopole de la production, du transport, de la distribution, de l'importation et de l'exportation de l'électricité et du gaz manufacturé. Vu la variété des tâches du SONELGAZ, elle est aujourd'hui structurée en groupe industriel composé de 35 filiales, et 5 sociétés de participation.

Grâce à sa ressource humaine formée et qualifiée, le groupe occupe une position privilégiée dans l'économie du pays en tant que responsable de l'approvisionnement de plus de six millions de ménages en électricité et de trois millions en gaz naturel, soit une couverture géographique de plus de 99% en taux d'électrification et 60% pour la pénétration gaz.



Figure 1.1 : Direction générale « SONELGAZ »

1.2.2 Situation géographique

La direction de distribution de Blida, représente la société distribution centre au niveau de Blida pour assurer la distribution de l'énergie électrique et gaz pour les clients de la région dans les meilleures conditions.

SONELGAZ - Direction de Distribution de Blida est un bureau situé sur Boulevard Mohamed Boudiaf ; est située à proximité de la police nationale, et proche de BNP Paribas El Djazair .



Figure 1.2: Mappe de lieu du groupe « SONELGAZ »

1.2.3 Organisation de SONELGAZ en groupe

Les filiales métiers de base assurent la production, le transport et la distribution de l'électricité, et du gaz par canalisations. On compte [1] :

- La Société Algérienne de Production de l'Électricité (SPE).
- La Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Électricité (GRTE).
- L'Opérateur Système électrique (OS), chargée de la conduite du système Production /Transport de l'électricité.
- La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz d'Alger (RDA).
- La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz du Centre (RDC).
- La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Est (RDE).
- La Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Ouest (RDO).

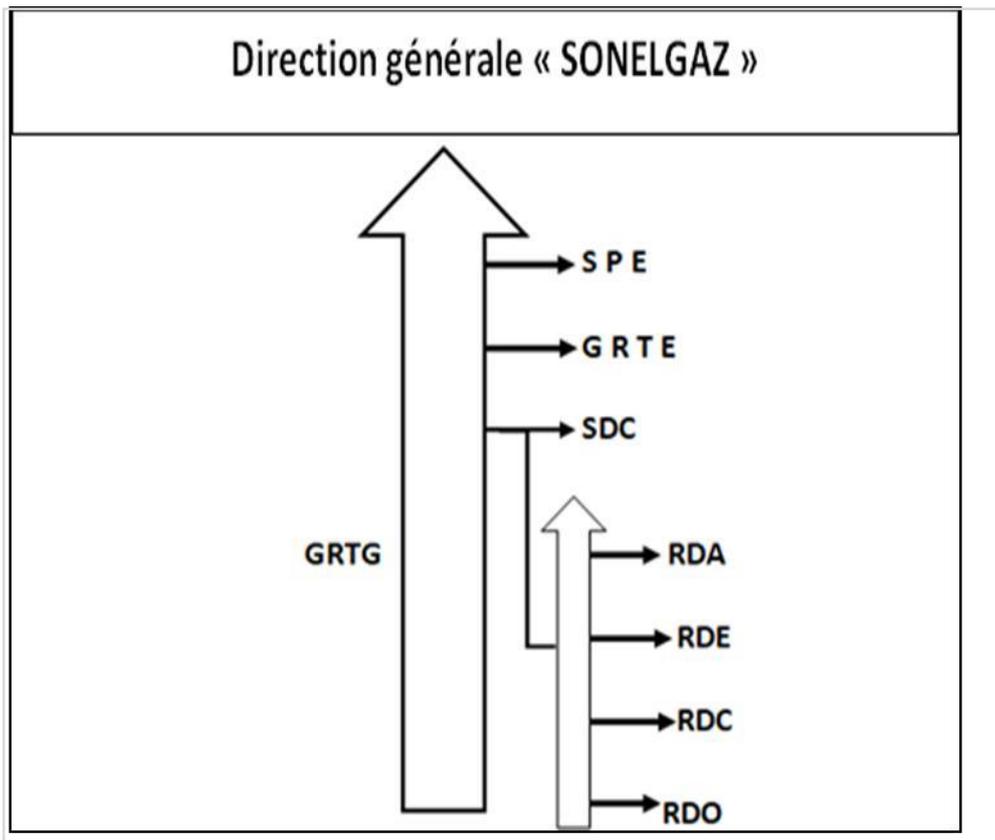


Figure 1.3: Organigramme du groupe « SONELGAZ »

La Société de Distribution d'Électricité et du Gaz de Centre RDC

Crée en Janvier 2018(changement d'organigramme), elle dispose d'un réseau électricité d'une longueur très importante, en moyenne et Basse Tension (HTA/BT), et d'un réseau gaz d'aussi important.

Les objectifs visés par la Société de Distribution d'Électricité et du Gaz de Centre (RDC) peuvent se présenter comme suit :

- L'exploitation et la maintenance du réseau de distribution de l'électricité et du gaz.
- Le développement des réseaux électricité et gaz permettant le raccordement des nouveaux clients.
- La commercialisation de l'électricité et du gaz, dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité de service au moindre coût.
- La Société de Distribution de l'électricité et du Gaz De Centre « RDC », met en œuvre un programme d'investissement dans un double objectif :
 - ✓ Développer le réseau et répondre à la demande.
 - ✓ La modernisation de son exploitation et de sa gestion.

Dans ce cadre, le bureau de conduite centralisée (SCADA) constitue un projet structurant pour l'amélioration de la conduite des réseaux et de l'amélioration de la qualité de service.

1.24 Activités de SONELGAZ

SONELGAZ est composée des trois branches d'activités suivantes [2] :

- **Activité production**

La nature non stockable de l'électricité, impose à l'Entreprise une intégration complète de toutes les phases de son activité, depuis la production jusqu'à sa mise à disposition au consommateur final.

- ❖ **Processus de production :**

La production : c'est l'activité consistant à transformer l'énergie calorifique ou hydraulique en énergie mécanique puis électrique. Le parc de production dont les ouvrages sont conçus et dimensionnés pour répondre à un niveau maximum de la demande, comprend quatre filières :

- Filière Turbines Vapeur : Elle est composée de 20 groupes de puissance unitaire comprise entre 50 MW et 196 MW.
- Filière Turbines à Gaz : Elle est constituée de 86 groupes dont la puissance unitaire varie de 20 MW à 210 MW.
- Filière Hydraulique : Elle est constituée de 34 groupes dont la puissance unitaire varie de 1 MW à 5 MW pour les basses chutes et de 12 MW à 50 MW pour les hautes chutes.
- Filière Diesel : Elle est composée de 183 groupes de puissance unitaire de 0.35 MW à 8 MW.

Les groupes de cette filière sont installés au sud et alimentent des réseaux isolés.

L'interconnexion : elle est réalisée à partir des lignes de très haute tension (400 KV) qui permettent à la fois :

- D'apporter l'énergie électrique près des grands centres,
- D'assurer une connexion entre les centrales.

Le réseau national est interconnecté avec le Maroc et la Tunisie, ce qui permet des échanges commerciaux et des secours mutuels en cas de besoin.

- **Activité transport**

Transport Électricité : Le transport est réalisé à partir des lignes haute tension (60 kV, 220 kV et 400 kV) et permet de se rapprocher des consommateurs finaux (gros clients industriels et postes de distribution).

Transport Gaz : Transport du gaz naturel se fait en haute pression par canalisation aux fins de mise à disposition des abonnés industriels et domestiques.

- **Activité distribution**

Distribution Électricité : La distribution se fait par lignes et câbles de moyenne et basse tension. Elle consiste à alimenter l'ensemble des petits clients industriels et les abonnés domestiques. Dans le sud, les réseaux autonomes hétérogènes sont alimentés par des centrales implantées localement le plus souvent ce sont les turbines diesel, fonctionnant au gasoil, ce qui explique que leurs charges d'exploitation sont importantes.

La distribution assure la satisfaction en énergie électrique des trois grandes catégories de clients :

- ✓ Les clients industriels (alimentés par les réseaux hauts tension).
- ✓ Les clients industriels de moyenne importance (alimentés par les réseaux moyenne tension).
- ✓ Les ménages et artisans (alimentés par les réseaux basse tension).

Distribution Gaz : La distribution du Gaz assure la satisfaction des trois grandes catégories de clients :

- ✓ Les clients industriels sont alimentés par les réseaux hautes pressions.
- ✓ Les clients industriels de moyenne importance sont alimentés par les réseaux moyennes pressions.
- ✓ Les ménages et artisans sont alimentés par les réseaux basses pressions.

1.3 Généralités sur les réseaux électriques

À notre époque sans électricité, la vie quotidienne serait difficilement envisageable. Il est donc nécessaire de savoir la produire de manière efficace et continue. Pour répondre à la consommation croissante d'électricité, il a fallu construire des centrales électriques capables de produire de l'électricité en grande quantité. Une fois le courant produit, il doit être amené jusqu'au consommateur.

1.3.1 Définition d'un réseau électrique

Un réseau est constitué par un ensemble d'appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis la centrale de génération jusqu'aux utilisateurs finaux. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Ces derniers permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs [3].

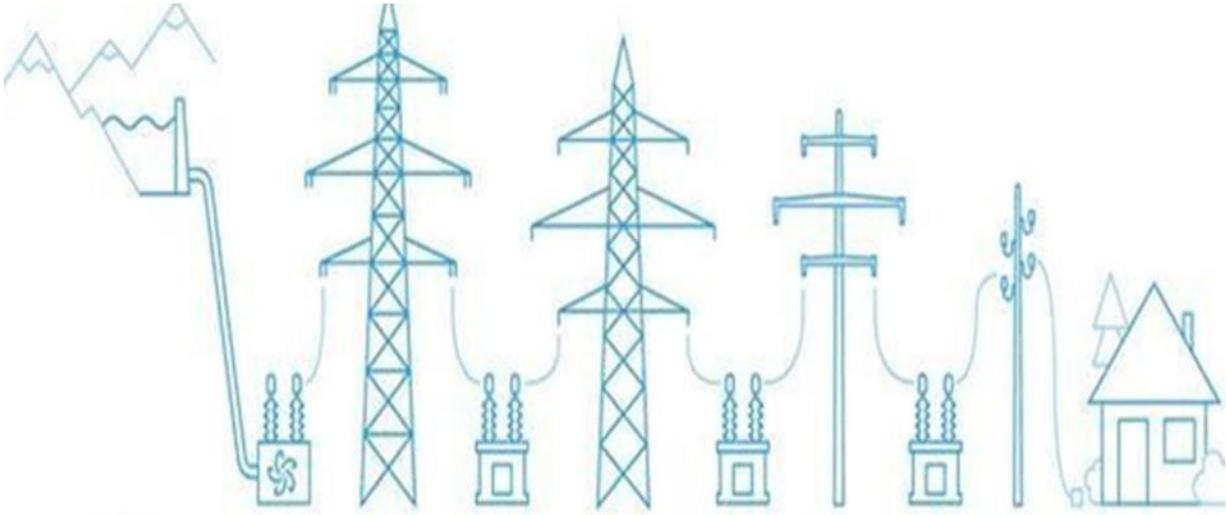


Figure 1.4: Un réseau électrique

1.3.2 Hiérarchisation d'un réseau électrique

Un réseau électrique est toujours décomposé en quatre grandes parties [4] :

- **Production** : Les points de production sont les centrales qui génèrent l'énergie électrique à partir de différentes énergies primaires (nucléaire, hydraulique, charbon, ...), en les transformant en électricité. Les unités de production sont diversifiées et classées en fonction de la nature des énergies converties, de leur capacité de production.
- **Transport et interconnexion** : Les réseaux transportent l'énergie électrique sous la forme de systèmes triphasés de tensions (sinusoïdales) dont les caractéristiques sont : la fréquence, les niveaux de tension et les couplages des terminaisons. Les réseaux fonctionnent actuellement en « interconnexion généralisée » internationale. Cela permet essentiellement des échanges commerciaux mais à la base était nécessaire afin de ne pas surdimensionner le parc de production de chacun.
- **Distribution et Répartition** : L'électricité circule depuis le lieu où elle est fabriquée jusqu'à l'endroit où elle est consommée, par l'intermédiaire d'un réseau de lignes électriques aériennes ou souterraines. Il permet de transporter et de distribuer l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire et même vers d'autres pays.
- **Consommation** : Les points de consommation, sont des postes ou des ouvrages, à partir desquels l'énergie est livrée aux clients (abonnés), ceci par l'intermédiaire de la « distribution Moyenne tension ».

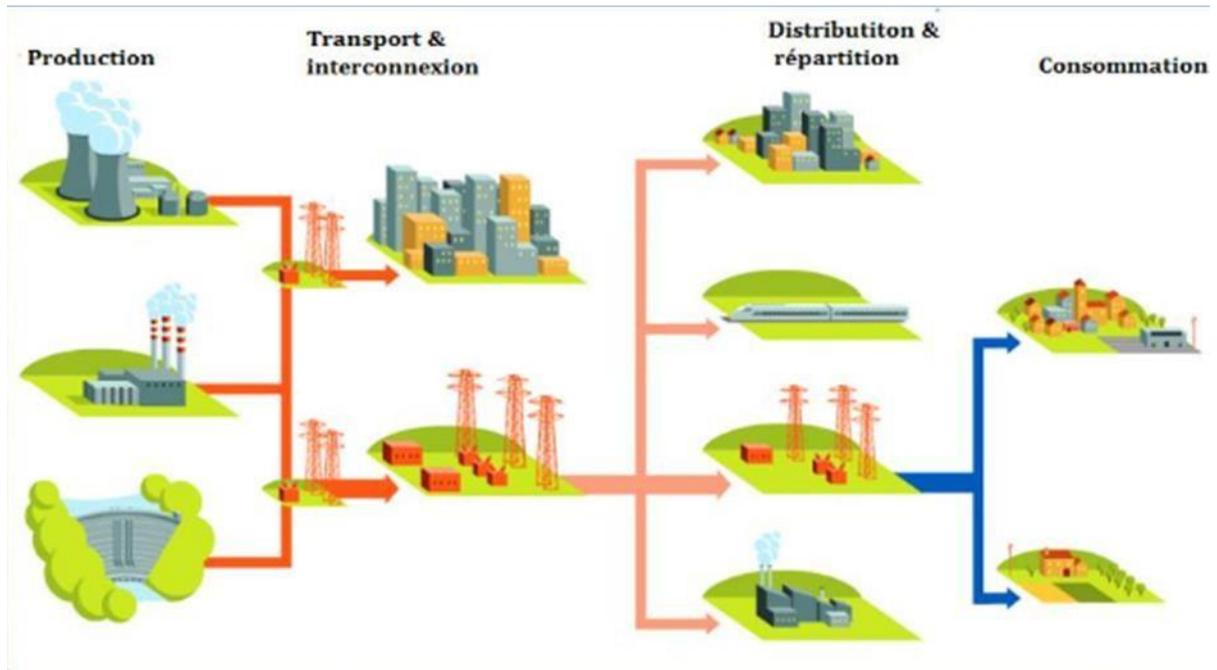


Figure 1.5: Hiérarchisation d'un réseau électrique

1.3.3 Les différents réseaux électriques

La dispersion géographique entre les lieux de production et les centres de consommation, l'irrégularité de cette consommation et l'impossibilité de stocker l'énergie électrique nécessitent un réseau électrique capable de la transporter sur des grandes distances et de la diriger aux zones de consommation. La structure électrique est généralement décomposée en plusieurs niveaux correspondant à différents réseaux électriques [4] :

- **Le réseau de transport et d'interconnexion Haute Tension niveau B(HTB)**

Les réseaux de transport sont à haute tension (HTB) (de 50 kV à 400 kV) et ont pour but de transporter l'énergie des grands centres de production vers les régions consommatrices d'électricité. Les grandes puissances transitées imposent des lignes électriques de forte capacité de transit, ainsi qu'une structure maillée (ou interconnectée). Les réseaux maillés garantissent une très bonne sécurité d'alimentation. Ces lignes parcourent plusieurs centaines, voire plusieurs milliers de kilomètres et il est possible de les considérer comme les artères principales des réseaux.

La finalité de réseau de transport est triple :

- Une fonction de « transport » dont le but est d'acheminer l'électricité des centrales de production aux grandes zones de consommation.
- Une fonction « d'interconnexion nationale » qui gère la répartition de l'offre en orientant la production en fonction de la répartition géographique et temporelle de la demande.

- Une fonction « d'interconnexion internationale » pour gérer des flux d'énergie entre les pays en fonction d'échanges programmés ou à titre de secours.

- **Le réseau de distribution Haute Tension niveau A(HTA)**

Les lignes HTA servent à mailler plus finement les gros apports en puissance aux niveaux des diverses régions des territoires. Elle a des postes de répartition et d'interconnexion d'où partent une multitude de tronçons de plus faible tension et plus faible puissance, en cela elles constituent les artères secondaires des réseaux. Les réseaux HTA aériens sont majoritaires en zone rurale. Par contre en zone urbaine les contraintes d'encombrement, d'esthétique et de sécurité conduisent à une utilisation massive des câbles souterrains.

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de répartition aux points de moyenne consommation. Ces points de consommation sont :

- Soit du domaine public, avec accès aux postes de distribution publique HTA/BT.
- Soit du domaine privé, avec accès aux postes de livraison aux abonnés à moyenne consommation.

Le nombre de ces abonnés ne représente qu'un faible pourcentage du nombre total des consommateurs livrés directement en BT. Ils sont essentiellement du secteur tertiaire, tels les hôpitaux, les bâtiments administratifs, les petites industries...etc. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre quelques kilovolts et 40 kV [4].



Figure 1.6: Réseau de distribution Haute Tension (niveau A)

En aval des transformateurs, la partie HTA est constituée de cellules « arrivée », « couplage » et « départ ».

À partir de ces départs, on réalise des schémas :

- En « **Antenne** » ou « **Simple dérivation** », (Pour plus d'informations sur ce dernier, consultez l'annexe).
- En « **Boucle** » ou « **Coupure d'Artère** », (Pour plus d'informations sur ce dernier, consultez l'annexe).
- En « **Double dérivation** ». (Pour plus d'informations sur ce dernier, consultez l'annexe).

Selon les besoins de continuité de service et de contraintes de coût.

- **Le réseau de distribution Basse Tension (BT)**

Les lignes BT enfin représentent le maillage le plus fin permettant à consommateur d'être à proximité d'une source d'énergie électrique. La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution HTA aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique.

Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique. Sa structure, de type aérien ou souterrain, est souvent influencée par l'environnement. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 100 et 440 V. Ces réseaux sont le plus souvent exploités manuellement.

1.3.4 Les différentes topologies des réseaux électriques

Les topologies diffèrent d'un type de réseau à un autre. Cette topologie est dictée par le niveau de fiabilité recherché, la flexibilité et la maintenance, ainsi que les coûts d'investissement et d'exploitation [4].

- **Les critères de choix d'une topologie :**

Le choix d'une topologie répond à des objectifs :

- Assurer la sécurité des personnes et des biens.
- Obtenir un niveau de qualité de service fixé.
- Assurer le résultat économique souhaité.

Mais il doit aussi se soumettre à des impératifs :

- Être en adéquation avec la densité d'habitat et/ou de consommation, aussi appelée densité de charge qui joue un rôle de plus en plus prépondérant.
- Tenir compte de l'étendue géographique.
- Satisfaire aux contraintes d'environnement, en particulier climatiques températures minimale et maximale, fréquence des orages, neige, vent, ...etc.

- **Réseau à topologie radiale**

C'est une structure ultra simple dont le schéma unifilaire est une arborescence, à l'origine se trouve un poste (HT/MT) relié à des réseaux de répartition constitués de postes (MT/BT) qui assure la distribution de l'énergie électrique. Parmi les avantages de ce type de réseau c'est qu'il est extra simple à étudier et à construire, en cas de défaut il suffit d'ouvrir l'appareille de protection placée en tête de ligne, ainsi dans toutes les branches. L'énergie circule dans un sens bien défini, ce qui permet de protéger et de commander celle-ci d'une façon simple, donc par un matériel peut onéreux. Toutefois, ce genre de réseau présent des lacunes, en effet il provoque une grande chute de tension comparativement à d'autres distributions. De plus, le réseau radial ne peut assurer une bonne continuité de service, du fait qu'un incident ou une coupure entraine la mise hors service du réseau sans aucune possibilité de réalimentation de secoure [5].

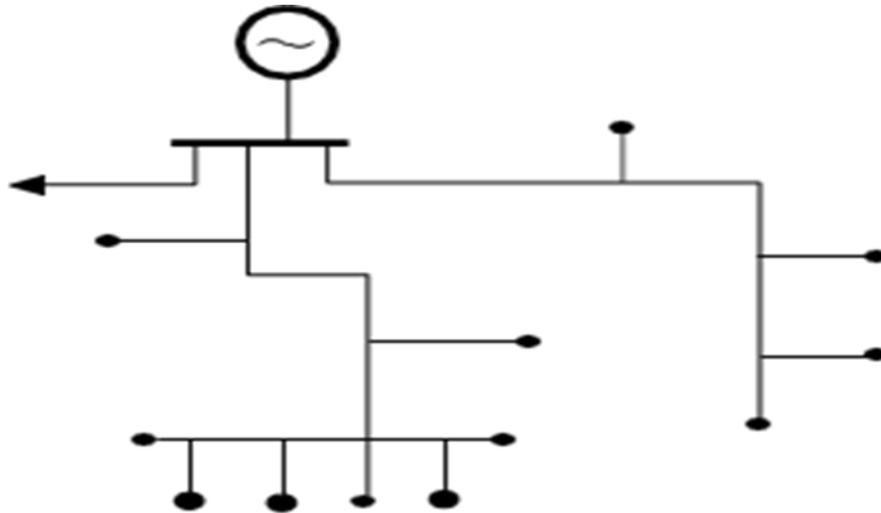


Figure 1.7: Structure arborescente (radiale)

- **Réseau à topologie bouclée**

Une structure bouclée se distingue par l'existence d'un certain nombre de boucles fermées, contenant un nombre limité de sources. L'avantage principal de ce type de réseau est qu'en cas de défaut d'un élément la continuité de service est toujours assurée, car la mise hors tension d'un tronçon bien défini n'entraine pas des surcharges inadmissibles pour les autres. Fait du rapport de charge cet est donc de fortes sections. L'inconvénient de ce type de réseau est lié au coup de réalisation et de sa mise en œuvre qui est très importante sans compter le coup des protections [5].

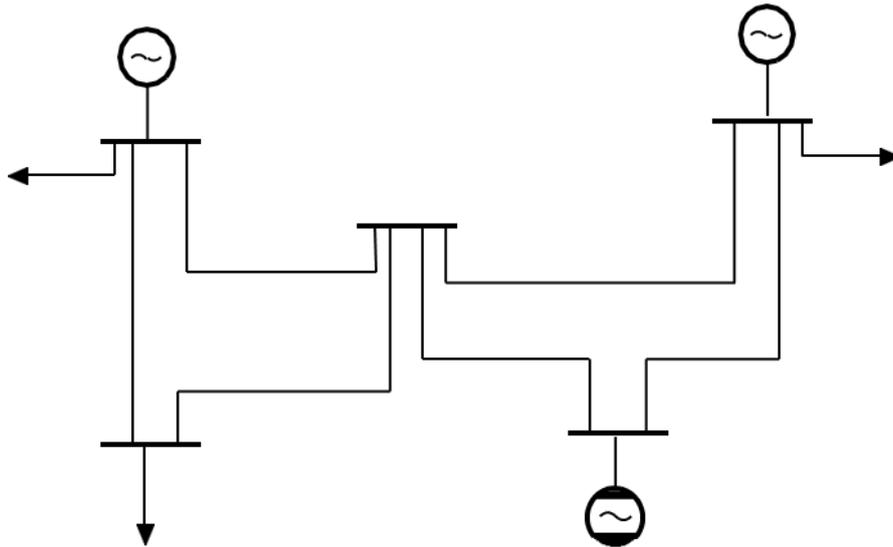


Figure 1.8: Structure bouclée

- Réseau à structure maillée

Les réseaux maillés sont des réseaux où les liaisons forment des boucles réalisant une structure semblable à la maille d'un filet. Son inconvénient réside au niveau de l'étude de ce type de réseau qui est très complexe, aussi sa réalisation est plus coûteuse par rapport à d'autres types de réseaux électriques [5].

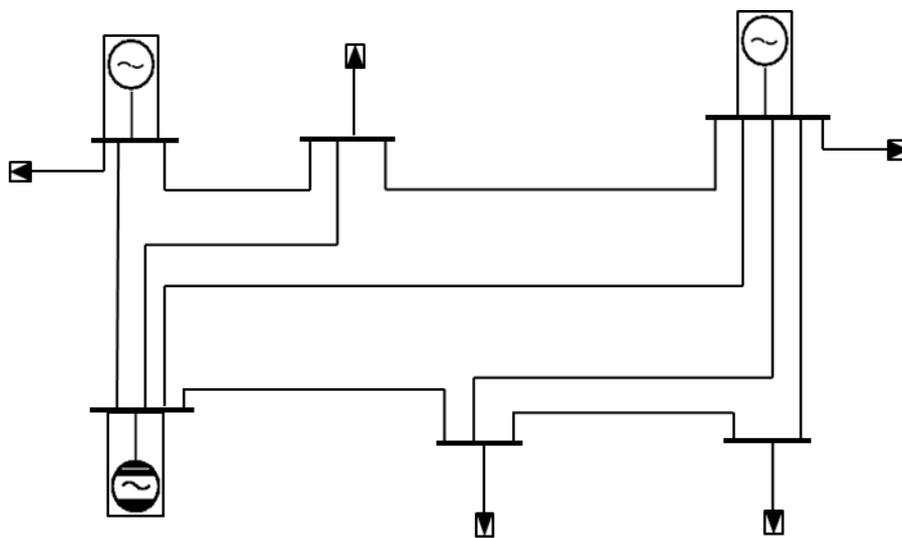


Figure 1.9: Structure maillée

1.3.5 Gammes des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension alternative comme suit :

Domaines de tension		Valeur de la tension nominale	
		En courant alternatif	En courant continu lisse
TBT		$Un \leq 50v$	$Un \leq 120v$
BT	Plus de distinction BTA/BTB	$50V < Un < 1000V$	$120V < Un < 1,5kV$
HT	HTA	$1kV < Un \leq 50kV$	$1,5kV < Un \leq 75kV$
	HTB	$50kV < Un$	$75kV < Un$

Tableau 1.1: Tableau des gammes de tension [6]

Actuellement, on distingue quatre domaines de tension différents :

- Très Basse Tension (TBT)
- Basse Tension (BT)
- Haute Tension A (HTA)
- Haute Tension B (HTB)

Dans le détail, la Très Basse Tension (TBT), considérée comme la basse tension pour la gestion des risques de court-circuit et de choc électrique. Globalement, en régime continu, le domaine TBT commence à 0 volt et va jusqu'à 120 volts. En cas de courant alternatif, plus dangereux que le courant continu, il commence également à 0 volt mais va jusqu'à 50 volts simplement.

De son côté, le domaine BT, pendant longtemps divisé en deux types de tension, à savoir BTA et BTB, couvre une plage comprise entre 50 et 1 000 volts en régime alternatif. En régime continu, la Basse Tension couvre une plage comprise entre 120 et 1 500 volts. Pour information, les lignes de distribution basse tension représentent plus de la moitié du réseau national électrique.

Enfin, en ce qui concerne le dernier domaine de tension à présenter, le domaine Haute Tension A, aussi connu sous le nom de domaine moyenne tension, couvre une plage comprise entre 1 500 et 75 000 volts en régime continu. En régime alternatif, il couvre une plage comprise entre 1 000 et 50 000 volts. De son côté, le domaine Haute Tension B couvre quant à lui les tensions supérieures à 75 000 volts en régime continu et supérieures à 50 000 volts en régime alternatif. Ces lignes haute tension permettent entre autres le transport et l'alimentation en électricité des industries lourdes et des consommateurs à une échelle régionale ou locale.

1.4 Les postes électriques

Selon la définition de la Commission Électrotechnique Internationale (CEI), un poste électrique est la partie d'un réseau électrique, située en un même lieu, comprenant principalement les extrémités des lignes de transport ou de distribution, de l'appareillage électrique, des bâtiments, et éventuellement des transformateurs. Un poste électrique est donc un élément du réseau électrique servant à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité. Il permet d'élever la tension électrique pour sa transmission, puis de la redescendre en vue de sa consommation par les utilisateurs (particuliers ou industriels). Les postes électriques se trouvent donc aux extrémités des lignes de transmission ou de distribution. On parle généralement de sous-station. Il existe plusieurs types de postes électriques :

- Postes de sortie de centrale : le but de ces postes est de raccorder une centrale de production de l'énergie au réseau,
- Postes d'interconnexion : le but est d'interconnecter plusieurs lignes électriques HTB,
- Postes élévateurs : le but est de monter le niveau de tension, à l'aide d'un transformateur,
- Postes de distribution : le but est d'abaisser le niveau de tension pour distribuer l'énergie électrique aux clients résidentiels ou industriels [7].



Figure 1.10: Les cellules d'un poste électrique

La finalité de réseau de distribution est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution HTA (MT) aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés HTB (HT). Il représente le dernier niveau dans une structure électrique.

Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique.

Ces réseaux sont les plus souvent exploités manuellement. On distingue :

- Les Réseaux de Distribution HTA permettant l'acheminement de l'énergie électrique des Réseaux de Répartition aux points de moyenne consommation.
- Les Réseaux de Distribution HTB permettant d'acheminer l'énergie électrique des Réseaux de Distribution HTA aux points de faible consommation dans le domaine public.

1.4.1 Description générale des composants du réseau de distribution

La distribution d'énergie électrique se fait à l'aide d'un ensemble des éléments destinés à l'acheminement de cette énergie à partir des postes sources HT/MT (60 KV en 22 KV) jusqu'aux postes de livraison HTA/BT, Les constituants d'un réseau de distribution sont comme suit : [10]

- **Le poste HTB/HTA (Poste source)**

Cet ouvrage est présent dans toute structure électrique d'un pays ; il est situé entre le réseau de répartition HTB et le réseau de distribution HTA.

Sa fonction est d'assurer le passage de la HT (» 100 kV) à la MT (» 10 kV).

La société de distribution de l'électricité et du gaz du centre SDC, exploite les parties HTA d'une dizaine postes HTB/HTA, l'ensemble de ces postes sont télécommandés via un centre conduit [8].

Le poste source est un ouvrage électrique permettant de relier le réseau public de transport d'électricité au réseau public de distribution d'électricité.

Il sert à :

- ✓ Transformer une très haute tension en haute tension,
- ✓ Diriger l'énergie électrique vers plusieurs canalisations haute tension, appelées

«**Départs** ».

La tension de l'électricité apportée par le réseau est modifiée par un ou plusieurs transformateurs qui sont abrités dans un poste de transformation.

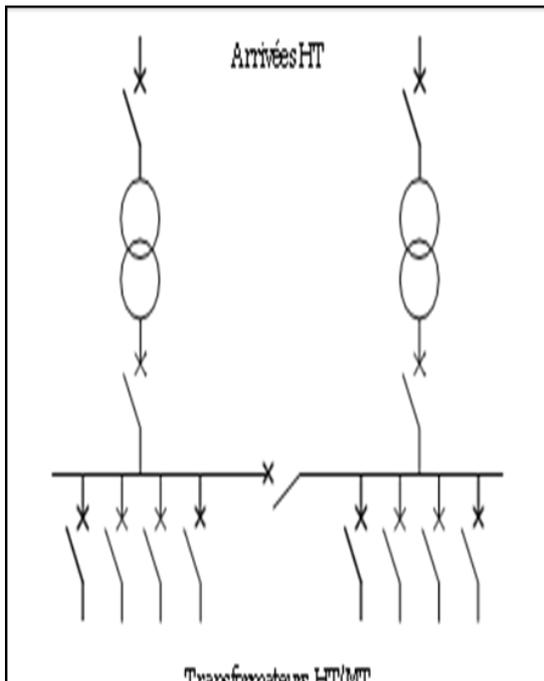


Figure 1.11: Poste HTB/HTA



Figure 1.12: Cellules d'un poste HTB/HTA

- **Le poste HTA/HTA**

Ce type de poste peut réaliser deux fonctions :

- Assurer la démultiplication des départs MT en aval des postes HTB/HTA. Dans ce cas, le poste ne comporte aucun transformateur. Il est constitué de deux arrivées HTA et de 8 à 12 départs HTA.
- Assurer le passage entre deux niveaux HTA (MT).

De tels postes HTA/HTA intègrent des transformateurs, Ils sont nécessaires dans certains pays qui utilisent deux niveaux successifs de tension sur leur réseau HTA.

La société de distribution de l'électricité et du gaz du centre SDC, exploite plus de 8 postes HTA/HTA, l'ensemble de ces postes sont télécommandés via un centre conduit [10].

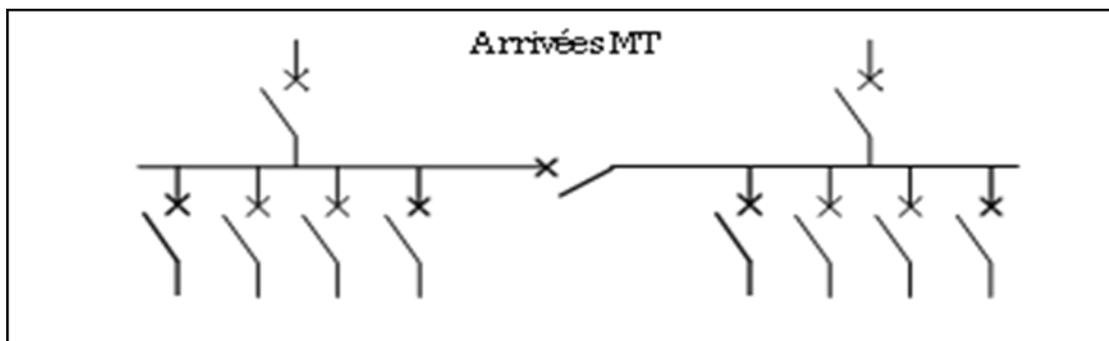
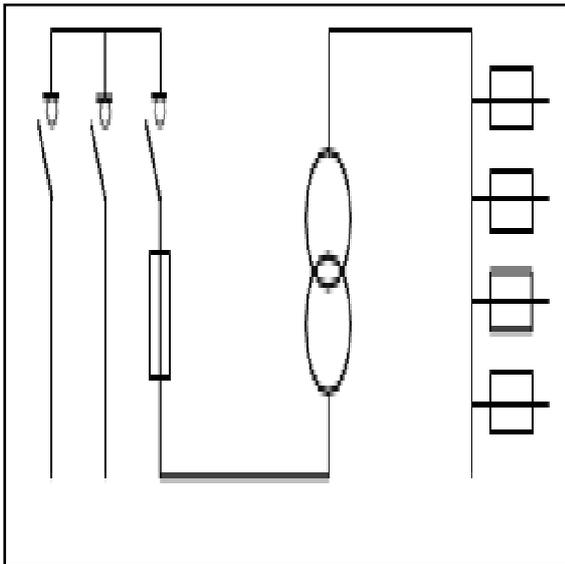


Figure 1.13: Poste HTA/HTA

- **Le poste HTA/BT**

C'est une installation électrique raccordée à un réseau de distribution sous une tension nominale de 1 à 35 kV comprenant un seul transformateur HTA/BT dont la puissance est en général inférieure ou égale à 1250 kVA

[10].



HTA protection du Départs BT

Figure 1.14: Poste HTA/BT



Figure 1.15 : Poste HTA/BT

1.4.2 L'objectif des postes

Les postes électriques ont 3 fonctions principales :

- Le raccordement des plusieurs réseaux d'électricité.
- L'interconnexion entre les différentes lignes électriques.
- La transformation de l'énergie en différents niveaux de tension.

1.4.3 Les différents éléments du poste HTB/HTA

Un poste électrique est équipé d'un ensemble de matériels qui est représenté dans le tableau suivant :

Abréviation	Signification	Symbole
Tr	Transformateur de puissance	
Tc	Transformateur de courant	
TP	Transformateur de tension	
Disj	Disjoncteur	
SMALT	Sectionneur de mis à la terre	
SB, STL	Sectionneur	
JB	Jeu de barre	

Tableau 1.2: Table de matériels

➤ **Parmi les éléments secondaires on peut citer :**

- Relais de protection.
- Équipements de surveillance.
- Équipements de contrôle.
- Système de télé conduite.
- Équipements de télécommunication.
- Câbles et fil de garde.

• **Départ**

C'est un ensemble d'appareils de connexion reliant électriquement une ligne, un câble ou un transformateur aux jeux de barres.



Figure 1.16: Un départ

- **Jeu de barres**

Un jeu de barres est un ouvrage électrique triphasé dominant sur la longueur du poste. Il permet de relier entre eux les départs de même tension qui y aboutit. Un poste électrique peut être doté d'un, deux, voire trois jeux de barres pour une tension donnée.

Les jeux de barres sont typiquement soit des barres plates, soit des tubes.

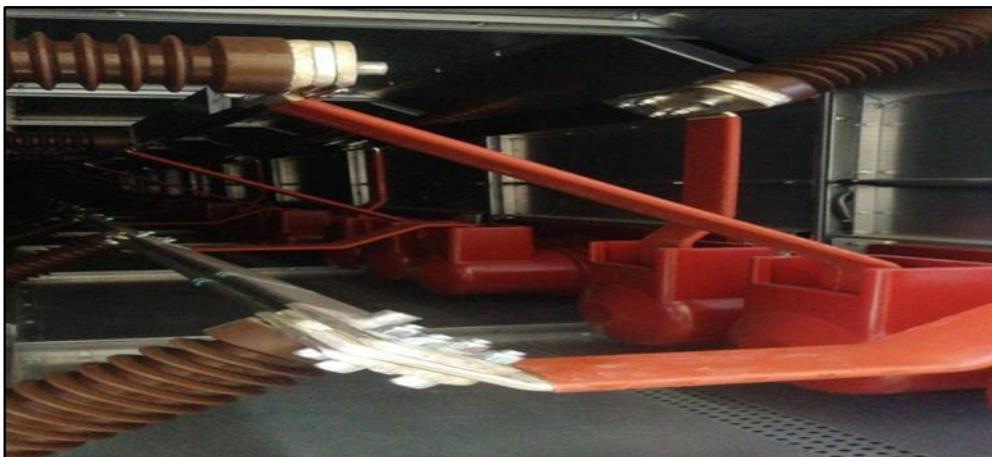


Figure 1.17: Jeu de barres

- **Transformateur de puissance**

Un transformateur de puissance est un appareil électrique essentiel dans l'exploitation des réseaux électriques. Sa définition selon la commission électrotechnique internationale est la suivante ; appareil statique à deux enroulements ou plus qui par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique



Figure 1.18: Transformateur de puissance

- **Sectionneur**

Le sectionneur est un appareil mécanique de connexion capable d'ouvrir et de fermer un circuit lorsque le courant est nul ou pratiquement nul, afin d'isoler la partie de l'installation en aval du sectionneur. Il permet d'interrompre la continuité de service (mise hors tension de l'alimentation). Le sectionneur n'a pas de pouvoir de coupure. Il ne doit jamais être manœuvré en charge.



Figure 1.20: Sectionneur

- **Disjoncteur**

Le disjoncteur est un appareil qui peut interrompre des courants importants, qu'il s'agit du courant normal ou des courants de défauts. Il peut donc être utilisé comme un gros interrupteur, commandé sur place par un bouton poussoir ou télécommandé. De plus, le disjoncteur ouvre un circuit automatiquement dès que le courant qui le traverse dépasse une valeur prédéterminée. Quand il sert à interrompre les forts courant de court – circuit, il joue le même rôle qu'un fusible, mais il a un fonctionnement plus sûr pas besoin de le remplacer après chaque interrupteur.



Figure 1.21: Disjoncteur à haute tension.

- **Transformateur de courant**

Selon la définition de la Commission électrotechnique internationale, un transformateur de courant est « un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle voisin de zéro pour un sens approprié des connexions ». La

caractéristique la plus importante d'un transformateur de courant est donc son rapport de transformation, exprimé par exemple sous la forme 300A /1A.

L'équipement de mesure connecté à son secondaire est en général un ampèremètre, mais on peut également brancher un wattmètre ou des relais de protection. Tous sont conçus pour mesurer des courants de quelques ampères.



Figure 1.22: Transformateur de courant.

- **Sélectionneur mise à terre**

Les sectionneurs de mise à la terre sont des interrupteurs de sécurité qui isolent un circuit et qui grâce à leur mise à la terre empêchent l'apparition de toute tension sur une ligne pendant les réparations.

- **Transformateur de tension :**

Selon la définition donnée par la Commission électrotechnique internationale, un transformateur de tension est un « transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions ».

Ils ont de types, selon leur raccordement :

- Phase/phase : primaire raccordé entre deux phases.
- Phase/terre : primaire raccordé entre une phase et la terre.



Figure 1.23: Transformateur de tension

1.5 Conclusion

Ce chapitre a été consacré à la présentation des réseaux électriques, par sa hiérarchisation ainsi que ces topologies, ses gammes des tensions, et les différents postes électriques.

Il en sorte que la présentation des différents postes électriques dont on a exposé leurs architectures et qui ont pour rôle de faire la connections, la distribution et transformation de l'énergie électrique d'une haute tension en basse tension, pour enfin arriver au fonctionnement des réseaux électriques qui sont gérés et exploités par la télé-conduite, et ça serai l'effet du chapitre suivant.

Chapitre 2

**Équipements nécessaires à la
surveillance et au pilotage de réseau
électrique**

2.1 Introduction

Suites à l'évolution des réseaux de distribution, l'augmentation de l'apport de l'investissement des étrangers en Algérie a l'utilisation des équipements de précision dans divers domaines, et qui nécessitent la qualité et la continuité de livraison en électricité, tout cela exige l'adoption de la téléconduite des réseaux électriques en Algérie.

Dans ce chapitre nous allons voir les équipements nécessaires à la surveillance et à la commande ainsi que le pilotage de réseau électrique

2.2 La téléconduite

La téléconduite d'un réseau électrique est l'action de surveiller et de piloter un ensemble d'équipements géographiquement dispersés sur un réseau électrique.

La téléconduite nécessite un (ou plusieurs) système appelé SCADA qui regroupe de nombreux matériels de télécommunication et de fonctions destinées à l'acquisition, au traitement, à la transmission et à la visualisation des informations nécessaires à l'exploitation de ces équipements [9].

2.2.1 Définition

D'après la Commission Electrotechnique Internationale, la téléconduite est la conduite à distance du fonctionnement d'une installation, utilisant la transmission d'informations à l'aide de télécommunication.

Donc la téléconduite c'est conduire le réseau. Alors nous pouvons dire que c'est avoir l'initiative d'exécuter ou de faire exécuter les manœuvres qui assurent au mieux et en permanence le maintien de la qualité de Service. Ceci explique réellement qu'elle vise essentiellement à assurer la continuité et la qualité de l'alimentation électrique des consommateurs tout en assurant la protection des personnes et des installations. Elle conduit des ouvrages (réseaux électriques, poste électrique, ...), à partir d'un poste de commande (ou est installé le système SCADA) situé généralement loin des organes de manœuvre, ces organes sont accessibles via des postes asservis (RTU).

Pour la filiale du Groupe SONELGAZ de la SDC, le centre de la téléconduite est situé au boulevard Mohamed Boudiaf BLIDA, ce dernier permet de conduire plus de 3 postes entre HTB/HTA et HTA/HTA et plus de 8 postes entre HTA/BT et disjoncteurs aériens.

Les échanges de données entre le poste de commande généralement un PC et les postes asservis sont gérés par un **frontal de communication**. Par ailleurs, les liaisons entre le frontal de communication sont les postes asservis (PA) peuvent être [10] :

- Des lignes téléphoniques.

- Des lignes spécialisées.
- Des liaisons radio.
- Des fibres optiques.

2.2.2 L'évolution de télé conduite en Algérie

L'avenir et l'extension du réseau électrique existant se trouvent confrontés à de nouveaux défis. À travers cette étude, nous sommes parvenus à connaître, les différents équipements de réseau et du poste électrique et connaître les anomalies et les défauts qu'il subit, pour cela il faut installer des équipements et des systèmes fiables et sûrs pour les conduire. La SONELGAZ a employé des systèmes SCADA et installé des centres de téléconduite pour la commande, le contrôle et la protection des réseaux électriques dont l'objectif principal est de réduire les durées des interruptions lors d'incidents et de proposer à l'opérateur des reconfigurations du réseau permettant une exploitation optimale des équipements.

Ce système a apporté des atouts incontestables aux entreprises notamment : ses fonctionnalités dans la supervision, l'analyse de données et une rapidité d'intervention d'où il s'est avéré un outil très puissant à utiliser dans l'industrie [10].

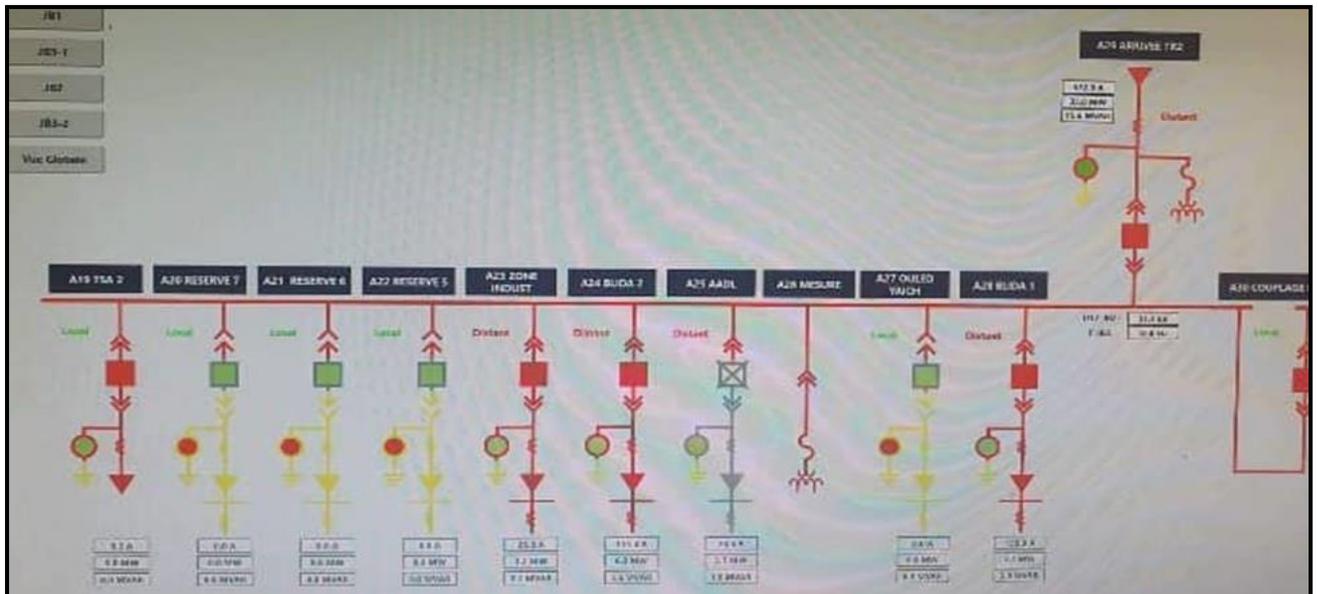


Figure 2.1: Schéma unifilaire d'un poste Électrique (BENI MERED 30kV)

2.2.3 Fonctions d'un système de téléconduite

La conduite du réseau électrique à distance est assurée par un système de conduite (SCADA) qui englobe les fonctions suivantes :

- Commander les organes de coupure (Disjoncteurs, Sectionneur) - **Télécommande.**
- Connaître l'état de ces organes – **Télésurveillance.**

- Mesurer certaines grandeurs (Tension, Intensité, Fréquence) – **Télémesure**.
- Communiquer les informations – **Télécommunication**.

Ces fonctions peuvent se répartir en deux groupes liés au sens de transmission entre l'exploitant et le réseau :

- **Télesurveillance**, des appareils (postes électriques) vers l'exploitant.
- **Télécommande**, de l'exploitant vers les appareils (postes électriques)

2.3 La télésurveillance

Aujourd'hui, la télésurveillance a la capacité d'analyser et de faire la synthèse des Informations reçues afin de fournir automatiquement et en continu toutes les informations nécessaires pour conduire le réseau en temps réel. Elle regroupe toutes les signalisations du réseau comme le déclenchement ou l'enclenchement éventuel des appareils, la mesure des consommations instantanées ou pondérées dans les différentes parties du réseau électrique, et toute autre information permettant de connaître l'état réel du réseau.

La partie surveillance recueille en permanence tous les signaux en provenance du procédé et de la commande, reconstitue l'état réel du système commandé, et fait toutes les inférences nécessaires pour produire les données utilisées pour dresser des historiques de fonctionnement [6].

La partie surveillance d'un superviseur a pour objectifs :

- La détection d'un fonctionnement anormal.
- La recherche des causes et conséquences d'un fonctionnement non prévu ou non contrôlé.
- L'élaboration de solutions permettant de pallier le fonctionnement non prévu.

En particulier les images synoptiques sont créées en fonction de l'installation réelle et des besoins de l'exploitant. De plus, elles sont animées en temps réel.

Ainsi l'exploitant peut visualiser :

- Les schémas d'exploitation (réseau électrique, poste, ...etc.).
- Les états de l'installation (positions des appareils, ...).
- Les valeurs des grandeurs d'exploitation (courants, tensions, puissances, ...).

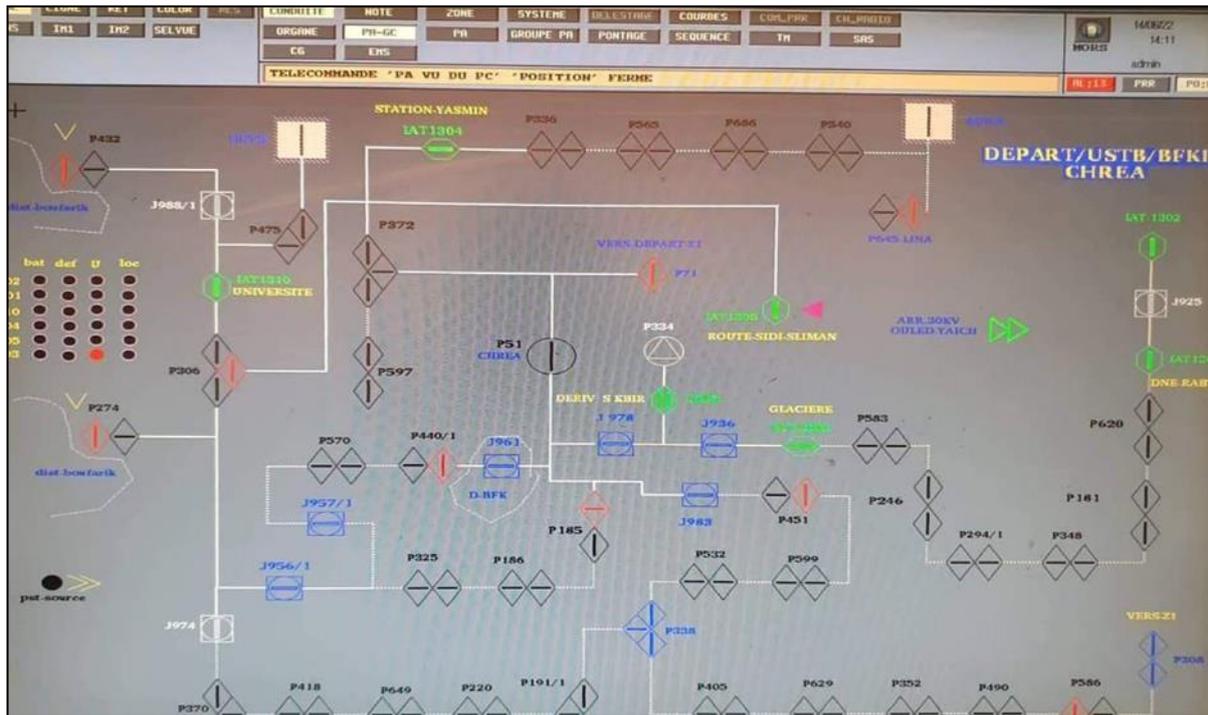


Figure 2.2: Schéma synoptique d'un organe (IAT)

2.4 La télécommande

La commande à distance de l'ouverture et de la fermeture des appareils de puissance est l'exemple élémentaire de la télécommande. L'application pratique se fait par les interrupteurs et les disjoncteurs télécommandés. D'autres actions peuvent être télécommandées : réglages, automatisme.

Les ordres de télécommande doivent être exécutés avec le maximum de sûreté. Ce qui est obtenu par l'utilisation d'un réseau de communication performant permettant de disposer des informations nécessaires en temps réel. Ainsi un ordre de manœuvre d'un appareil est transmis via une télécommande double **TCD** (Voir annexe pour plus de détails). Et confirmé par le retour d'une télésignalisation double **TSD** (Voir annexe pour plus de détails).

Les procédures de télécommande intègrent également des demandes de validation et de confirmation avant l'exécution d'un ordre de manœuvre. Le rôle de la commande est de faire exécuter un ensemble d'opérations au procédé en fixant des consignes de fonctionnement en réponse à des ordres d'exécution. La commande regroupe toutes les fonctions qui agissent directement sur les actionneurs du procédé qui permettent assurer [6] :

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

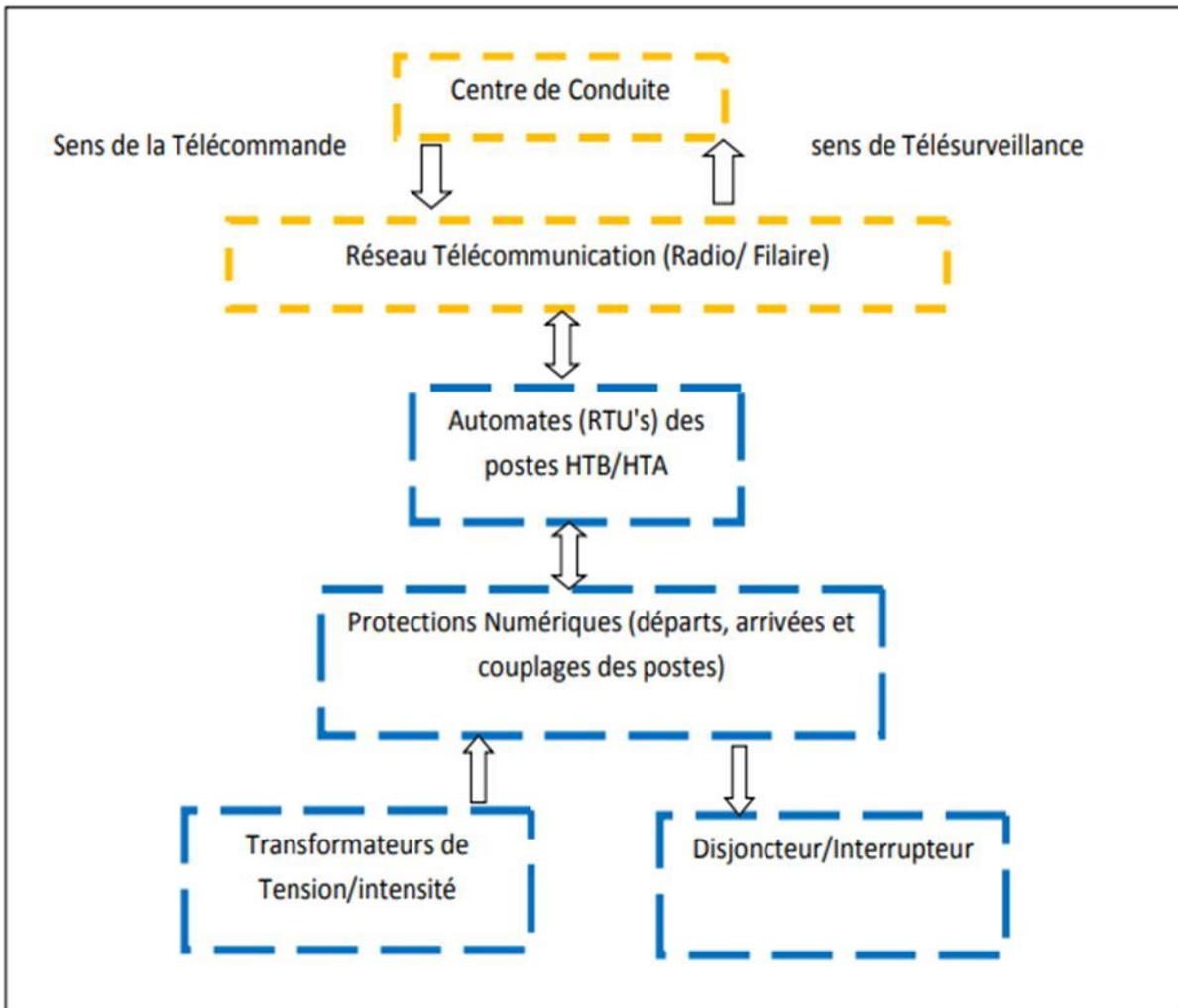


Figure 2.3: Schéma fonctionnel de Téléconduite

2.5 Les défauts qui surviennent dans un réseau électrique

Une augmentation ou une diminution anormale des grandeurs nominales dans un réseau électrique constitue un défaut ou une perturbation. Ce sont le plus souvent les variations anormales de la tension et de l'intensité qui sont à l'origine de ces perturbations [10].

2.5.1 Les courts-circuits

Les courts-circuits sont des phénomènes transitoires, ils apparaissent lorsque l'isolement entre deux conducteurs de tensions différentes ou entre un conducteur sous tension et la terre est rompu. Ils engendrent des courants très importants dans les éléments constituant le réseau. Les courts-circuits sont de natures et de types différents. On distingue :

- Les courts-circuits monophasés à la terre.
- Les courts-circuits biphasés à la terre où isolés.
- Les courts-circuits triphasés à la terre où isolés.

Le courant de court-circuit (triphase) est une donnée essentielle pour le dimensionnement des équipements électrique.

Les courts-circuits peuvent provoquer des dégâts économiques importants s'ils ne sont pas éliminés rapidement par les systèmes de protection.

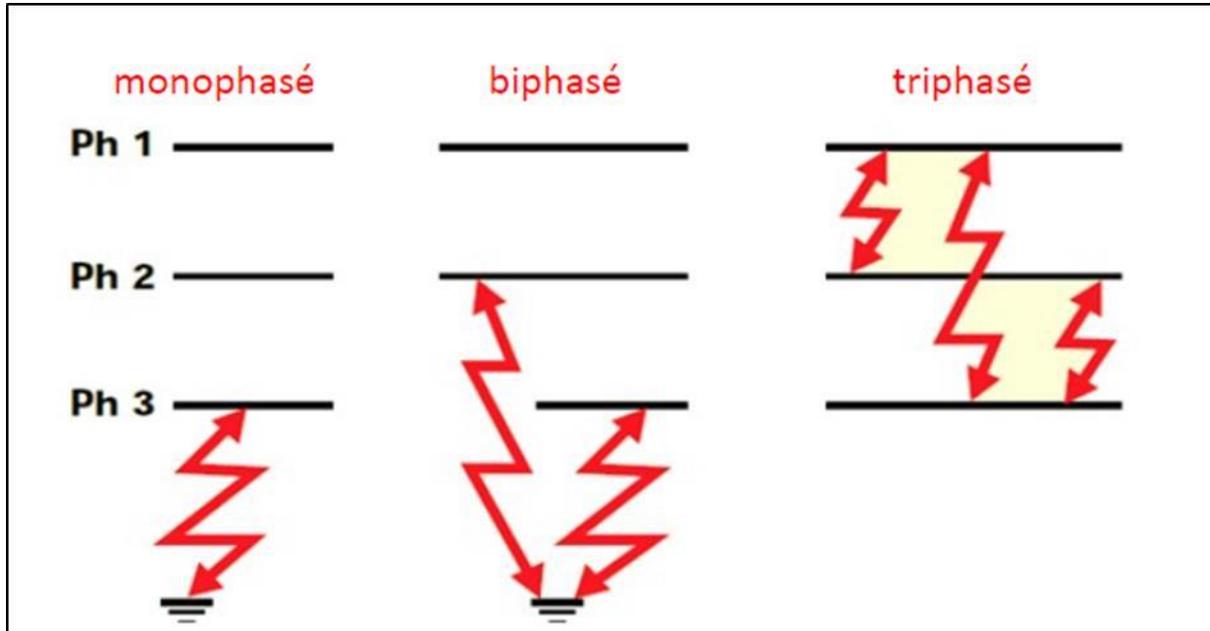


Figure 2.4: Les différents types de cour circuit

2.5.2 Les surtensions

La surtension est un phénomène qui se traduit lorsque la tension à l'entrée des bornes d'un appareil est supérieure au seuil accepté donc c'est une augmentation sur une courte durée du voltage.

On distingue différents types de surtension telle que :

- **Les surtensions de manœuvres** : les déclenchements et enclenchements des équipements engendre des surtensions à front long de crête comprise entre 20 et 5000 μ s.
- **Les surtensions de foudre** : Au moment de l'impact, la foudre provoque une impulsion de courant qui arrive à atteindre des dizaines de milliers d'ampères. Cette décharge génère une surtension dans le système électrique qui peut provoquer des incendies et la destruction des équipements électriques.
- **Surtensions de commutation** : Ces surtensions sont générées dans les lignes électriques, principalement en raison des commutations de machines de grande puissance. Les moteurs électriques sont des charges très inductives dont la connexion et le débranchement provoque des surtensions. Il existe de même d'autres processus

capables de les produire, comme par exemple l'allumage et l'extinction de la soudure à l'arc.

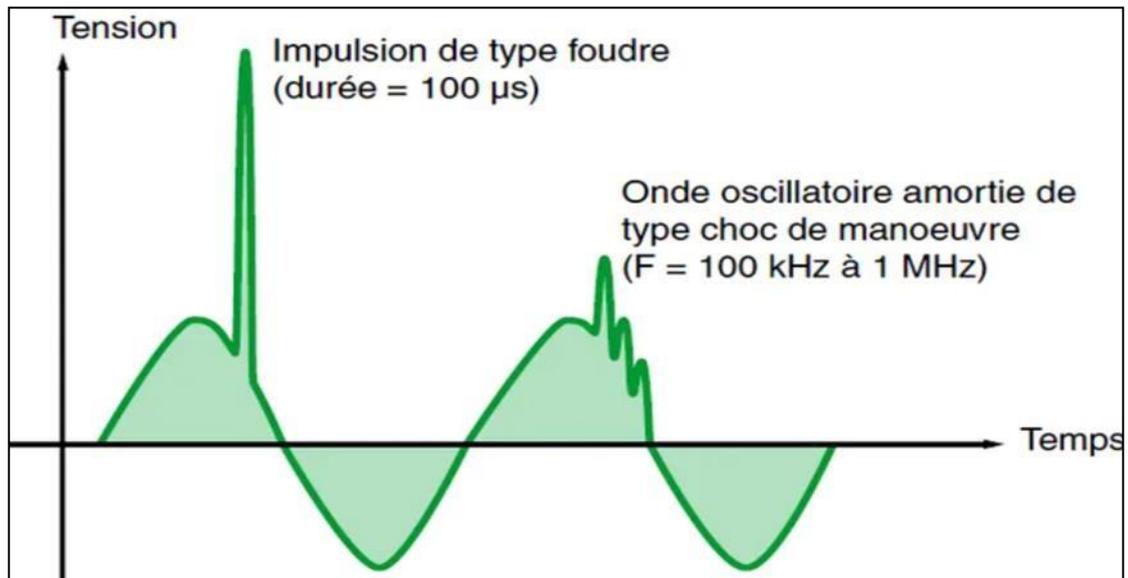


Figure 2.5: Exemple de surtension

La surtension comme une impulsion ou une onde de tension qui se superpose à la tension nominale du réseau.

2.5.3 Les surcharges

La surcharge électrique est relative à l'intensité du courant électrique. On parle de surcharge lorsque l'intensité du courant électrique parcourant un circuit électrique est supérieure à l'intensité maximale qu'il peut supporter. Elle survient notamment quand des multiprises sont branchées en cascade, ou quand la somme des puissances des appareils électriques branchés sur une multiprise dépasse la puissance que peut supporter cette multiprise. La surcharge électrique est parfois également appelée surintensité électrique.

Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes sur le réseau et accélère le vieillissement des équipements de réseau.

2.5.4 Les déséquilibres

Les déséquilibres sont généralement dus à la mauvaise répartition des charges sur les trois phases. Ils apparaissent surtout dans les réseaux de distribution, ils donnent naissance à la composante inverse du courant, cette composante provoque :

- Des chutes de tension supplémentaires.
- Des pertes de puissance.
- Des échauffements.

2.6 Les systèmes de protection des réseaux électrique

La tâche d'automatisation joue un rôle très important et efficace sur les systèmes de protection des réseaux électriques.

2.6.1 Les systèmes automatisés

Un système automatisé ou automatique est un système mécanique réalisant une opération et capable de faire une action sans présence humaine et dont son réglage se fait à travers des programmes [12].

Le but d'un système automatisé est de réaliser des tâches complexes ou dangereuses pour l'homme, effectuer des tâches pénibles ou répétitives ou encore gagner en efficacité et en précision. L'énergie nécessaire à la transformation du produit est fournie par une source extérieure, le constituant automate (communication Homme-Machine) dirige la succession des opérations. L'homme surveille le système et peut dialoguer avec lui par l'intermédiaire du pupitre.

- **Structure d'un système automatisé**

Les systèmes automatisés se composent à la base de deux parties principales en relation avec d'autres parties pour assurer le fonctionnement de systèmes et l'interaction entre les deux parties :

-  **La partie opérative**

Elle constitue l'ensemble des constituants (actionneur, capteur et mécanismes) qui effectuent des opérations mécaniques, thermiques et chimiques. D'une manière générale, elle apporte une valeur ajoutée à un produit de base.

-  **La partie commande**

On peut dire que c'est le cerveau du système qui gère le fonctionnement du système automatisé tout en assurant le pilotage et la coordination entre les actionneurs de la partie opérative [12].

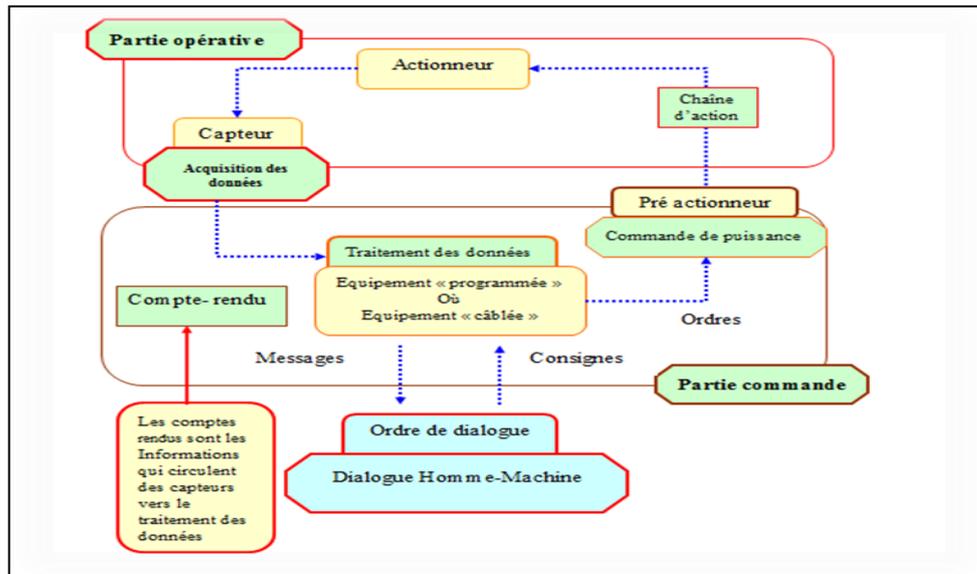


Figure 2.6: Structure générale d'un système automatisé

- **L'objectif d'un système automatisé**

Tout système a un objectif. Dans ce cas précis, son rôle est de [11] :

- ✓ Réduit les couts et délai de production, simplifier le travail humain,
- ✓ Augmenté la productivité et améliore la qualité,
- ✓ Économie la matière première et l'énergie,
- ✓ Maintenir la qualité.

- **Avantages et inconvénients du système automatisé**

Tout système a des avantages et des inconvénients. Dans ce cas précis sont comme suit :

- **Avantages :**

- Sécurité, Précision.
- Réduction du cout de fabrication.
- Flexibilité et rapidité.
- Amélioration des conditions de travail.
- Augmentation de la productivité.

- **Inconvénients :**

- Panne.
- Consommation d'énergies.
- Cout et délai de formation des personnes plus qualifiées.
- Cout de maintenance.
- Incidence sur l'emploi (licenciement –chômage).

2.6.2 Protection et contrôle-commande des réseaux électriques

- **Plan de protection**

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue.

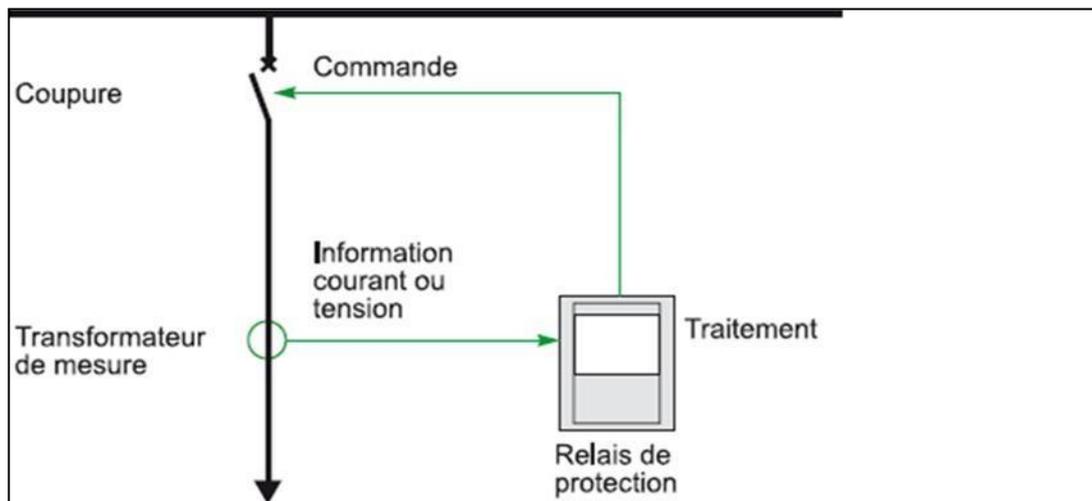


Figure 2.7: Élément constituant les protections du réseau électrique

Elles doivent être réglées en fonction de nombreux paramètres : architecture du réseau, régime de neutre, courant de court-circuit.

Une étude réseau est donc nécessaire. La sélectivité est une qualité très importante pour la protection électrique, différentes méthodes existent pour la réaliser. Pour la protection, on divise le réseau électrique en régions délimitées par les disjoncteurs. Chaque région doit être correctement protégée. Les régions se recouvrent pour ne laisser aucun point du réseau sans protection.

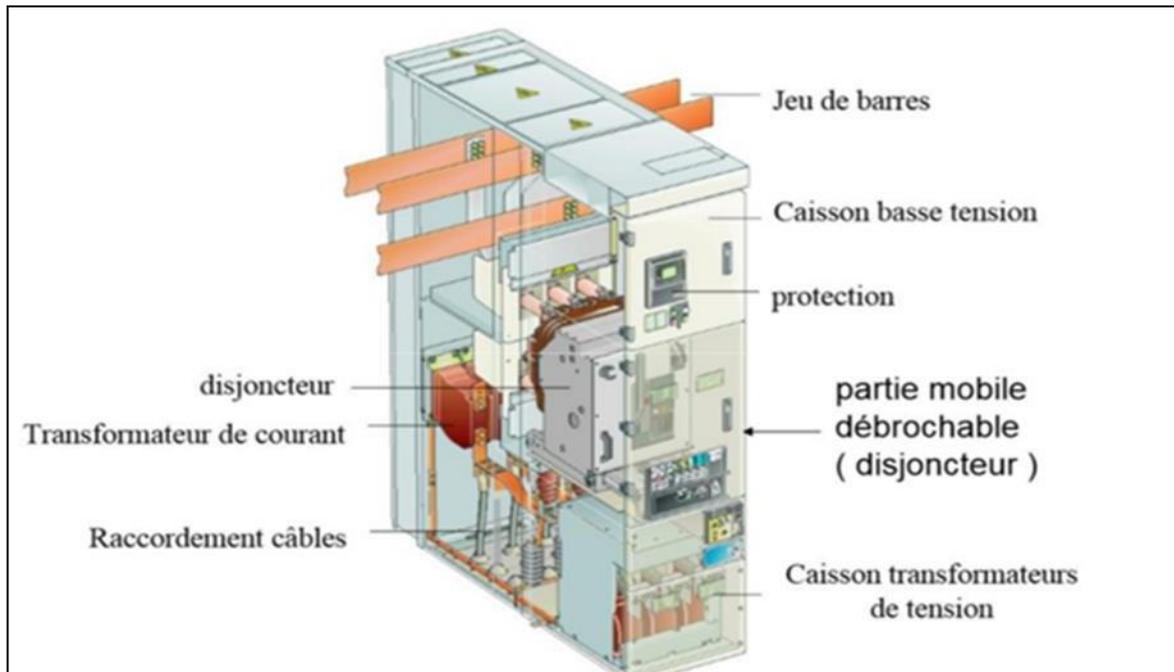


Figure 2.8: Cellule départ d'un poste HTB/HTA

Un défaut, selon qu'il disparaît naturellement ou par le fonctionnement des protections, est dit [13]:

- **Défaut auto-extincteur:** lorsqu'il disparaît de lui-même (sans le déclenchement des protections) en une durée généralement inférieure à une centaine de ms.
- **Défaut fugitif:** lorsqu'il nécessite le fonctionnement des protections et est éliminé par une mise hors tension d'environ 0,3 sec (cycle rapide).
- **Défaut semi-permanent:** lorsqu'il nécessite un temps d'ouverture plus long (cycle de réenclenchement Lent).
- **Défaut intermittent:** lorsqu'il se répète à intervalles rapprochés (cas d'un court-circuit dû au balancement de conducteurs ou de branches d'arbres sous l'effet d'un vent violent).
- **Défaut évolutif:** cas d'un défaut monophasé évoluant au même lieu en défaut biphasé ou triphasé.

- **Plan de Contrôle-Commande**

Sous le terme de contrôle-commande sont regroupés tous les éléments liés à l'exploitation des réseaux. Un plan de contrôle-commande définit l'ensemble de ces éléments et l'organisation de leur fonctionnement relatif. En cela le plan de contrôle commande d'un réseau doit permettre à l'exploitant (le distributeur) de tenir compte des trois situations :

- En exploitation normale.
- En situation de défaut.
- En maintenance (hors et sous tension).

La conduite s'effectue depuis des centres de conduite régionaux (dispatchings) ou nationaux. Ceux-ci disposent d'instruments de téléconduite comprenant des dispositifs permettant de :

- Commander les organes de coupure (disjoncteurs, sectionneurs).
- Connaître la position de ces organes (contact auxiliaire).
- Mesurer un certain nombre de grandeurs (tension, intensité).
- Signaler des dysfonctionnements (alarmes).

Un réseau électrique peut lui-même être décomposé en zones. Chacune de ces zones est généralement protégée par un disjoncteur en association avec des dispositifs de détection (capteur de mesure : transformateur de courant, de potentiel,..), de protection et de contrôle-commande (relais de protection), et de déclenchement (des automates et des disjoncteurs) formant une cellule d'un poste HTB/HTA. Elles fonctionnent typiquement en l'espace de quelques centaines de millisecondes.

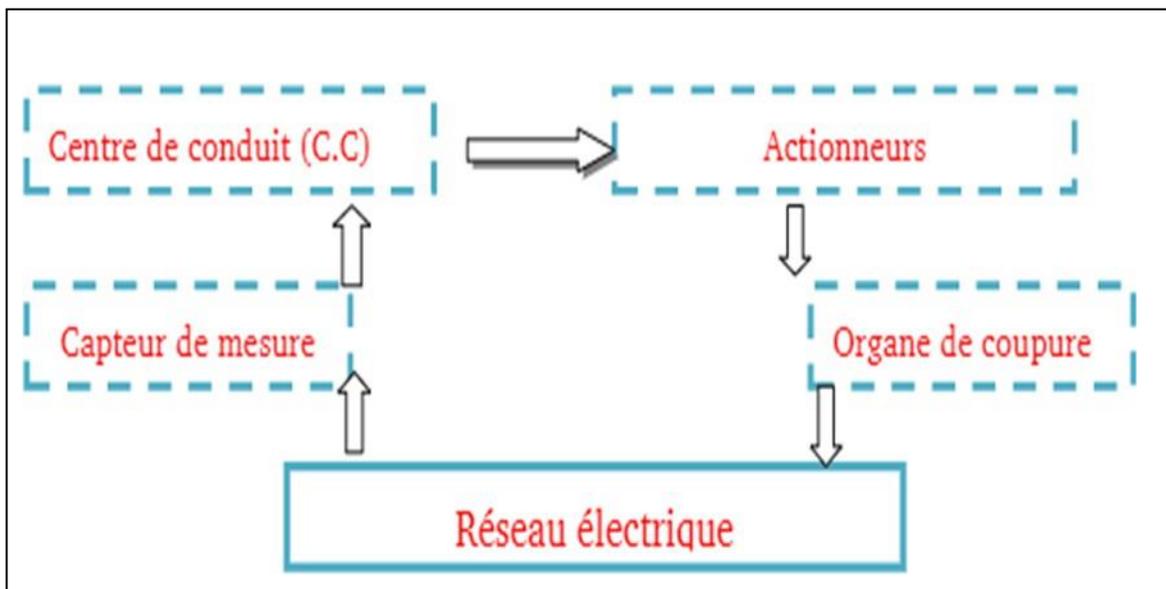


Figure 2.9: La chaîne de protection et contrôle commande

- **Le Centre de Conduit (C.C)**

La plupart des tâches liées aux mouvements d'énergie de la centrale s'effectuent à distance au moyen d'automatismes, c'est-à-dire de systèmes évolués de surveillance et de commande à distance. Cependant, il faut à tout moment prendre des décisions visant la conduite et la sécurité du réseau, à partir des données les plus pertinentes et les plus récentes. Ce centre décisionnel, au cours du processus d'acheminement de l'électricité, est le «cerveau» du réseau.

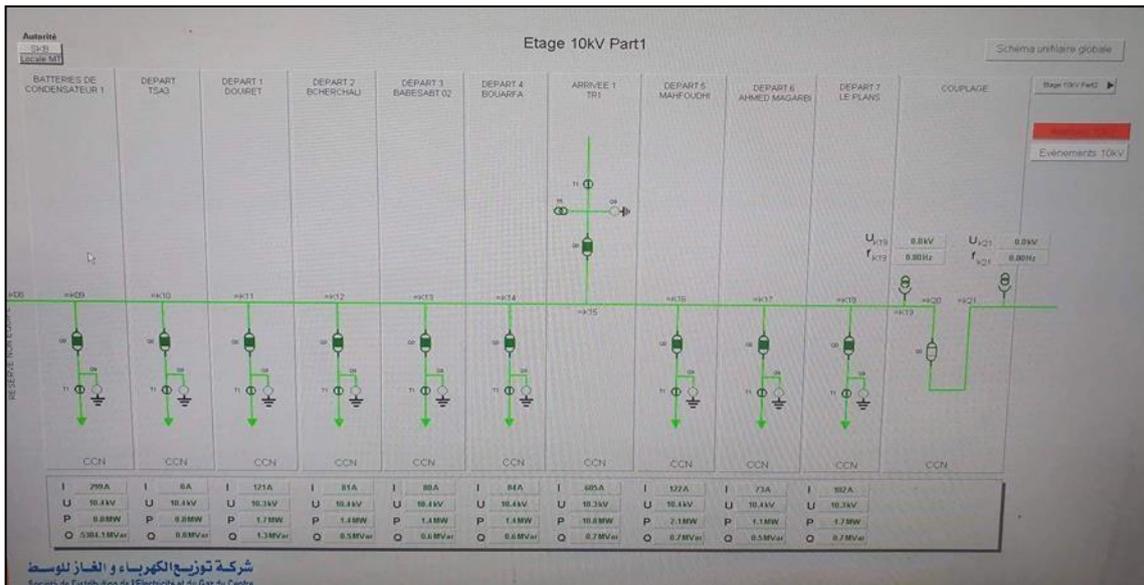


Figure 2.10: Téléconduite du poste HTB/HTA (Sidi El kbir étage 10kV)

En fonction 24 heures sur 24, le Centre de conduite de Blida répond sans délai aux besoins d'électricité. Le C.C de Blida exploite des réseaux de télécommunications pour transmettre des données dites stratégiques, par exemple celles qui commandent ses automatismes, et pour faciliter la communication verbale entre ses employés, en ville comme en région éloignée. En effet, le réseau de télécommunications couvre plus de la moitié du territoire, grâce à des moyens techniques qui comprennent la fibre optique, les ondes radio.

2.6.3 Les relais de protection des étages HTA des postes HTB/HTA

- **Définition des relais de protection**

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent des informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, ...etc.) et le transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance.

On distingue trois types de relais de protection électrique, **les relais électromécaniques, les relais statiques et relais de protection numériques**, pour les deux premier ils ne sont plus utilisés dans le réseau HTB/HTA de SDC, ils ont été tous remplacé par les relais de protection numérique, dans la cadre d'automatisation du réseau électrique réalisée en 2001.

Dans notre étude nous allons nous intéresser uniquement aux relais de protection numérique, puisque ils jouent un rôle important dans le système SCADA dédié pour les réseaux électrique [14].

- **Les relais de protection numériques**

Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure d'intensité et de tension, en signaux numériques de faible voltage. En outre, ils sont équipés d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le fonctionnement local.

Ces dispositifs nécessitant une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités, comme :

- Intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité, (surtension, surintensité...).
- Le traitement et le stockage de données. Interfaçage avec les automates (RTU's).
- L'enregistrement des perturbations du réseau (perturbographe).
- Le diagnostic sur l'état des dispositifs connectés (disjoncteurs, ...etc.).
- Interfaçage avec les automates (RTU's).

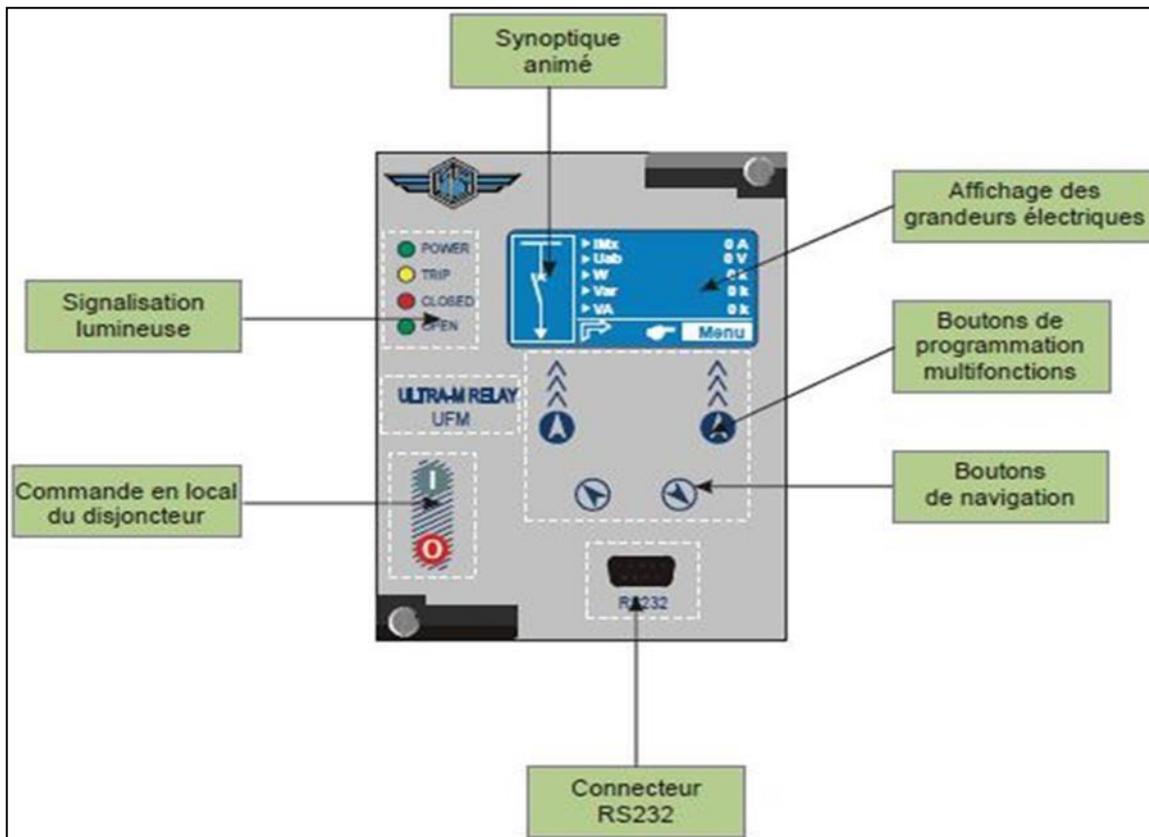


Figure 2.11: Relais de protection numérique

Ces modèles intègrent des possibilités d'autotest et d'autocontrôle qui augmentent leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de maintenance. En plus des fonctions de protection, ces équipements disposent également de fonctions complémentaires facilitant leur fonctionnement.

Les liaisons séries dont dispose ces protections permettent de les paramétrer depuis un micro-ordinateur et de les connecter à un système de contrôle commandant au niveau local et central.

Les différentes protections d'un poste électrique peuvent être interconnecté via des **liaisons série RS232/485** (Voir annexe pour plus de détails). ou bien par des liaisons en fibre optique en utilisant un réseau LAN à base de Switch pour être connecter à des RTU's, qui font interface avec le système SCADA.

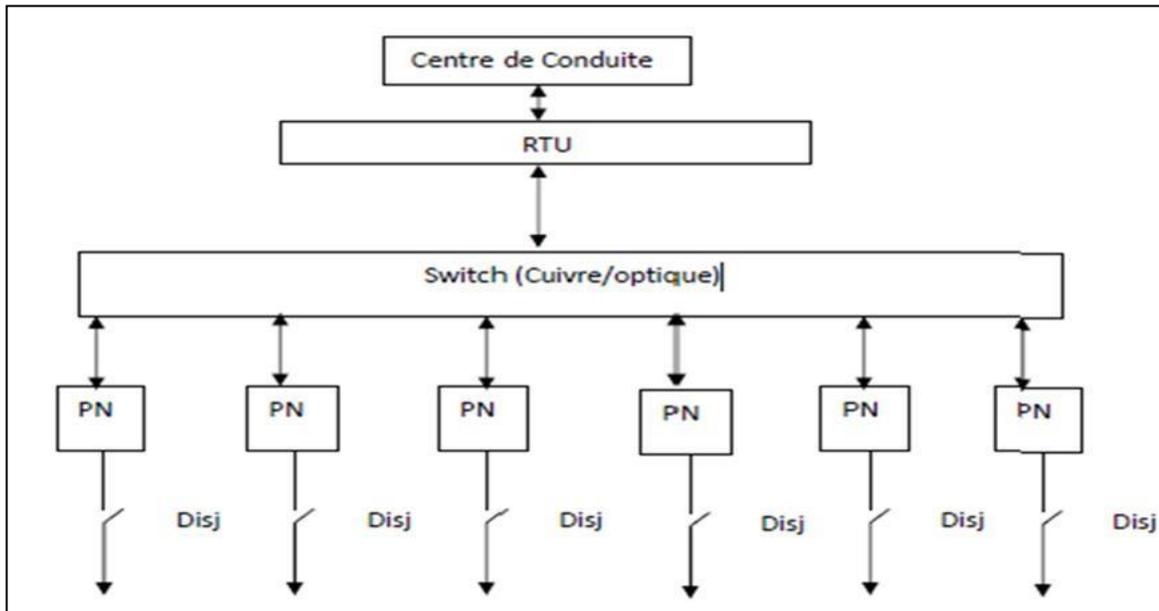


Figure 2.12: Liaisons entre les protections numériques, RTU et le système SCADA

Principes de fonctionnement des relais de protection

Tous les paramètres d'un réseau électrique peuvent être utilisés pour sa surveillance et la détection de défauts. Il s'agit le plus souvent de mesure du courant et de la tension du réseau, chaque départ, arrivée et couplage d'un poste est équipé d'une telle protection.

En général, quand un défaut de court-circuit se produit le courant augmente et la tension baisse. À travers la variation de ces deux grandeurs, d'autres paramètres varient également et on obtient des mesures de paramètres plus complexes :

- Déphasage par comparaison des phases.
- Puissance apparente en effectuant le produit du courant par la tension.
- Puissances active et réactive à partir de la puissance apparente et du déphasage.
- Impédance en effectuant le quotient de la tension par le courant.
- Composante homopolaire par addition et composante inverse par des circuits déphaseurs.

Le principe de fonctionnement d'un relais est basé sur la détection de ces variations à l'intérieur de sa zone de protection. Les relais sont caractérisés par leurs grandeurs d'entrée auxquelles ils répondent.

Une protection électrique se doit de posséder les qualités suivantes :

- **Rapidité** : la protection élimine rapidement le défaut (décision 20 ms, coupure après 70 à 100 ms). Le temps de déclenchement comprend celui de la protection elle-même, auquel vient s'ajouter le délai d'ouverture des disjoncteurs.
- **Sureté** : la protection déclenche lors d'un défaut, on la mesure en nombre de défaillances sur commande.
- **Sécurité** : la protection ne déclenche pas de manière intempestive.
- **Fiabilité** : elle combine les notions de sureté et de sécurité.
- **Sélectivité** : Elle consiste à ne mettre hors tension que la partie du réseau concernée par un défaut (ligne départ ou arrivée), jeu de barre, transformateur,...) et seulement celle-ci.
- **Sensibilité** : la protection doit détecter tous les défauts, même les plus faibles.
- **Disponibilité** : la protection doit toujours être en opération et conçue de sorte à parer à tout défaut électrique grâce à au moins deux types de protections différentes (principe de redondance) : celle déclenchant en fonctionnement normal, on parle de déclenchement instantanée, et celle déclenchant en cas de défaillance de la première, on parle de déclenchement temporisée et de protection de secours.
- **protections différentes (principe de redondance)** : celle déclenchant en fonctionnement normal, on parle de déclenchement instantanée, et celle déclenchant en cas de défaillance de la première, on parle de déclenchement temporisée et de protection de secours.

- **Les relais de protection numérique installé dans le réseau électrique de SDC**

Au niveau des postes électrique HTA de SDC, il y a différentes protections numériques des différents constructeurs.

- **SEPAM** du constructeur **SCHNEIDER**.
- **MICOM C264** du constructeur **AREVA**.
- **F400** du constructeur **EFASEC**.
- **C273** du constructeur **SIFANG**.

➤ **REF 580-630** du constructeur **ABB**.

- **Relais de protection REF 630**

Le REF630 est un DEI pour départs conçu pour la protection, le contrôle, la mesure et la surveillance de postes de distribution publique et privée [15].

 **Applications**

Le REF630 assure la protection principale des départs lignes et câbles dans les réseaux de distribution. Quatre configurations prédéfinies sont disponibles, elles permettent de répondre aux besoins standards de contrôle et de protection de départs. Elles sont facilement adaptables ou extensibles grâce à des fonctions d'extension sélectionnables qui permettent de régler le DEI de façon à ce qu'il réponde exactement aux besoins spécifiques de votre application.

 **Les différentes fonctions de REF_630**

- Protection.
- Contrôle.
- Communication.



Figure 2.13: Protection départ REF630

2.7 Les organes de coupure électrique

2.7.1 Les disjoncteurs

- **Définition**

Le disjoncteur est un organe électromécanique, voire électronique de protection dont la fonction est d'interrompre le courant électrique en cas d'incident sur un circuit électrique. Il est capable d'interrompre un courant de surcharge ou un courant de court-circuit dans une installation. Suivant sa conception, il peut surveiller un ou plusieurs paramètres d'une ligne

électrique. Il contient aussi un contact auxiliaire (CA) inverseur signalant l'état de position des contacts du produit (disjoncteur ou interrupteur) auquel il est associé. [16].

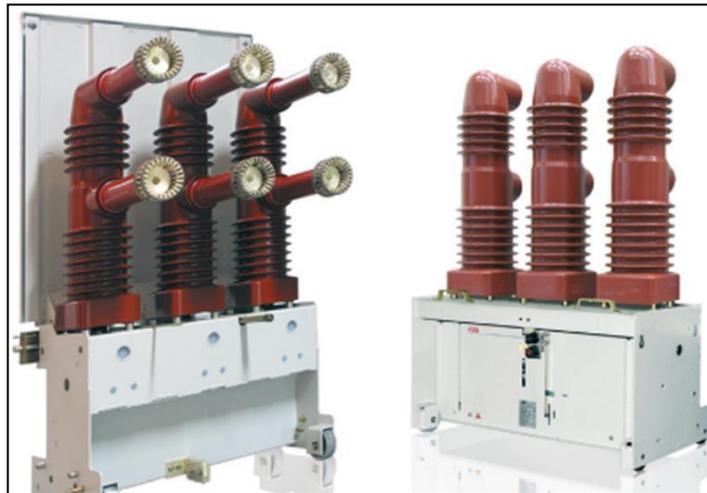


Figure 2.14: Disjoncteur d'une cellule MT installé dans la cellule

- **Structure de commande d'un disjoncteur**

La commande intégrée dans la structure de logement est de type à ressorts prébandés et elle agit sur trois pôles du disjoncteur. Avec le bandage des ressorts on accumule l'énergie de commande nécessaire à l'utilisation. La commande à ressorts prébandés est composée essentiellement du tambour avec ressort à spirale incorporée, du dispositif de bandage des ressorts, du mécanisme d'auto-retention et d'actionnement et de la transmission d'énergie aux pôles du disjoncteur. À ceux-ci s'ajoutent des composants complémentaires tels que déclencheurs, contacts auxiliaires, dispositifs d'actionnement et signalisation. En ligne de principe, la commande est conçue pour des coupures momentanées et grâce à des temps brefs de bandage des ressorts il est adapté aussi pour les coupures multiples [17].



1. Panneau frontal

2. Bouton poussoir mécanique ON

3. Bouton poussoir mécanique OFF

5. Compteur mécanique de manœuvre

6. Plaque des caractéristiques

7. Indicateur d'état de bandage des ressorts

4. logement d'accouplement (du levier de bandage).

Figure 2.15: Éléments d'indication et de commande du disjoncteur

Les disjoncteurs à ré-enclenchement sont des appareillages installés dans les postes de transformation pour éviter des coupures de réseau prolongées. En tant que disjoncteurs, ils coupent les courants en service continu et de défaut. La réduction des coupures d'électricité pour le client et la récupération de parties entières d'un réseau moyenne tension demande de plus en plus des structures à haute vitesse pour la communication des réseaux.

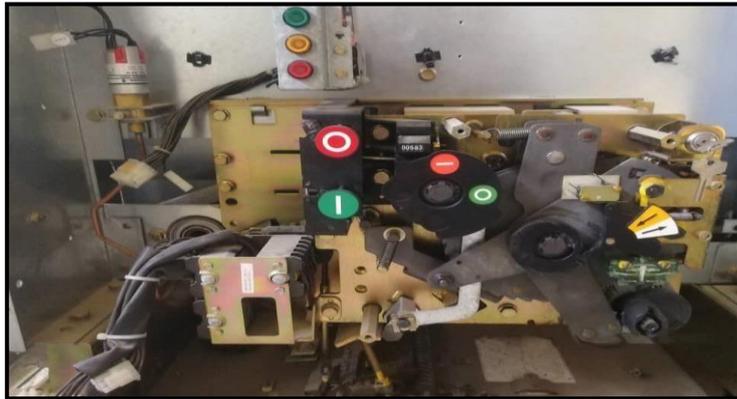


Figure 2.16: Mécanisme du disjoncteur d'un départ

- **Disjoncteur à gaz SF6**

Les disjoncteurs au gaz SF6 sont l'un des principaux équipements des cellules moyennes tension isolée dans l'air. Le mécanisme de disjoncteur est rempli de gaz SF6 qui est 5 fois plus lourd que l'air et qui a une résistance de claquage électrique 3 fois plus que l'air. Ces disjoncteurs ont trouvé une utilisation considérable grâce aux propriétés du gaz SF6. Les disjoncteurs sous vide à une tension nominale de 36 kV sont produits conformément à la norme CEI 62271-100 et les essais de type ont été complétés avec succès. Les disjoncteurs au gaz SF6 sont également largement utilisés en raison d'être des solutions rentables. Son appareillage de haute performance qui réduira au maximum la surtension et les impulsions harmoniques pour une rupture ou une fabrication normale ou défectueuse [18].

- ❖ **Pressostat pour gaz SF6**

C'est un élément pour application de surveillance de la densité de gaz SF6 de réservoirs fermés. Il à deux niveaux

- ✓ **Premier niveau – intervention à cause de la pression basse**

Le signal envoyer de 2.8 bar signifie une alarme indique que la pression du gaz SF6 diminue.

- ✓ **Deuxième niveau – intervention à cause de la pression insuffisante**

Le signal envoyer de 2.5 bar signifie une alarme indique que la pression du gaz SF6 insuffisante donc interdiction d'ouverture ou fermeture de disjoncteur.



Figure 2.17: Pressostat du gaz SF6

2.7.2 Les sectionneurs

Le sectionneur est un appareil électromécanique permettant de séparer (un disjoncteur isole mais ne sépare pas) de façon mécanique, un circuit électrique et son alimentation, tout en assurant physiquement une distance de sectionnement satisfaisante électriquement. L'objectif peut être d'assurer la sécurité des personnes travaillant sur la partie isolée du réseau électrique ou bien d'éliminer une partie du réseau en dysfonctionnement pour pouvoir en utiliser les autres parties [19].

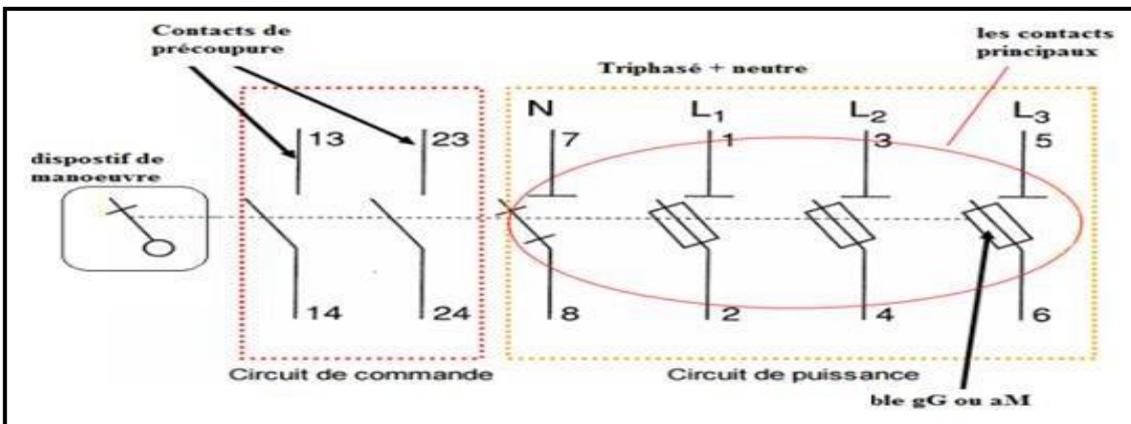


Figure 2.18: Schéma et symbole d'un sectionneur triphasé

Le sectionneur à la différence du disjoncteur ou de l'interrupteur, n'a pas de pouvoir de coupure, ni de fermeture. Il est impératif d'arrêter l'équipement aval pour éviter une ouverture en charge. Dans le cas contraire de graves brûlures pourraient être provoquées, liées à un arc électrique provoqué par l'ouverture.

Le sectionneur assurer le sectionnement (séparation du réseau) au départ des équipements. Dans la plupart des cas il comporte des fusibles de protection, ainsi qu'un ou deux contacts de pré coupure.

2.7.3 Unité de Contrôle pour Interrupteurs Aériens Télécommandé (IAT)

Les IAT sont des organes de coupure du réseau électrique aérien, à commande manuelle ou télécommandé à partir du PC. Ils sont répartis sur la dorsale pour tronçonner le départ en cas de défaut et sur tous les points de bouclage pour reprendre l'alimentation des tronçons sains.

L'unité de contrôle est destinée à être installée sur un poteau pour le contrôle commande d'interrupteur Aérien. Cette unité devra être étudiée pour recevoir et se connecter aux équipements nécessaires à la télétransmission. Compte tenu des conditions d'environnement extérieures difficiles (température, humidité, vibrations, environnement électrique, foudre, ...) et de la très grande sécurité de fonctionnement requise, cette unité de contrôle devra faire l'objet de tests de qualification et de fiabilité extrêmement sévères conformément aux normes internationales CEI.

La commande électrique d'ouverture/fermeture des interrupteurs est déclenchée soit par une action de télécommande provenant du centre de télé conduite, soit par une commande locale opérateur (bouton poussoir) [20].

- **Les principales fonctions de l'unité de contrôle sont :**

- ✓ Détections des courants de défaut lors de la mise sous tension de la ligne.
- ✓ Détection des courants de défaut entre phases permanents.
- ✓ Automatisation d'ouverture de l'interrupteur.
- ✓ Communication avec le centre de conduite.



Figure 2.19: Interrupteur aérien automatisé

L'interrupteur aérien télécommandé est un ensemble constitué de :

- Un interrupteur à enveloppe métallique étanche (inoxydable), remplie de SF6 intégrant le transformateur d'alimentation HTA-BT. Le mécanisme motorisé à manœuvre indépendante est fixé sous la face inférieure de l'interrupteur et protégé par un capot assurant une protection d'indice IP45.
- 6 parafoudres et leur ferrure installés au-dessus du caisson interrupteur pour la protection amont et aval.
- Les câbles de liaison entre l'interrupteur et les parafoudres.
- Un coffret de contrôle
- Commande placé en bas de poteau à hauteur d'homme.

B: compartiment transformateur

C: ferrure d'accrochage

D: commande manuelle relative

E: traversées (avec plages de raccordement)

F: soupape de sécurité

G: tores capteurs de courant

I: transformateur de tension de tension extérieur

J: parafoudre

K: coffret contrôle commande

L: antenne radio embrochable raccordement ou prises embrochables

M: commande manuelle par perche

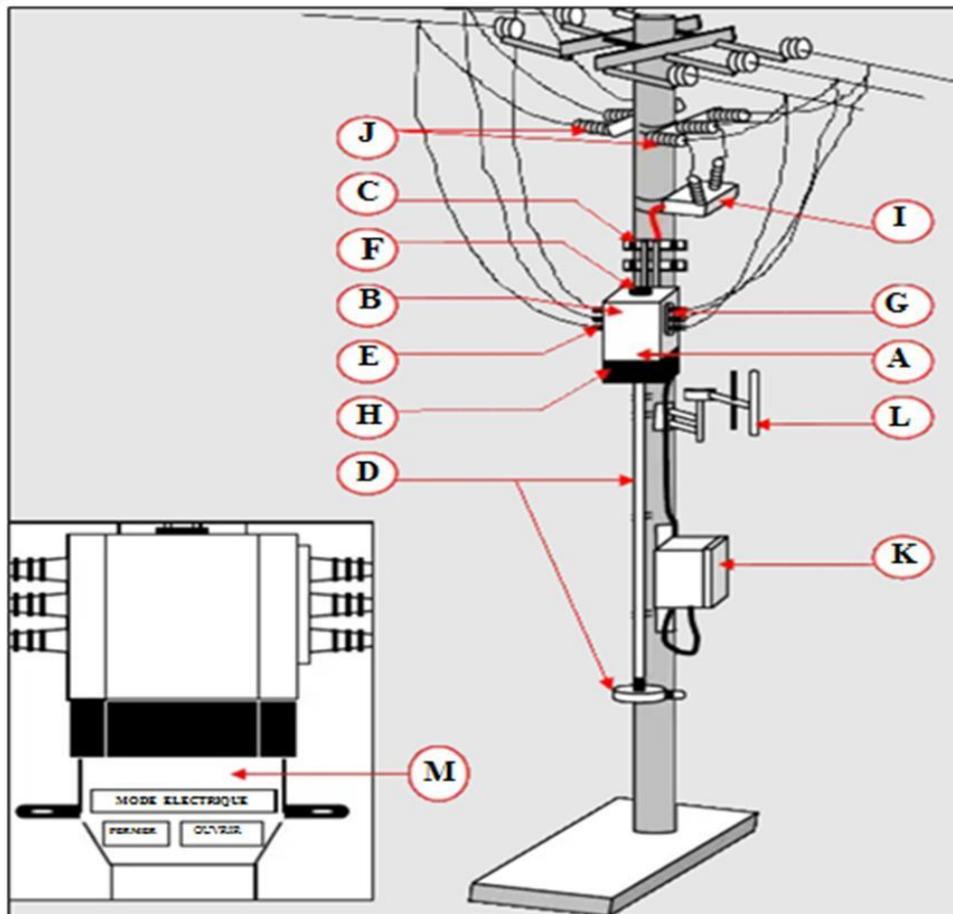


Figure 2.20: Schéma d'un organe de coupe IAT

2.8 Les transformateurs de mesure

Selon la définition de la Commission électrotechnique internationale, un transformateur de mesure est un transformateur destiné à alimenter des appareils de mesure, des compteurs, des relais.

Ils sont utilisés pour permettre la mesure de la tension ou du courant quand ceux-ci ont une valeur trop élevée pour être mesurée directement. Ils doivent transformer la tension ou le courant de manière proportionnelle et sans déphasage [21].

2.8.1 Le transformateur de tension (TT ou TP)

Le transformateur est une machine statique qui permet d'augmenter la tension tout en diminuant le courant (transformateur élévateur), ou de diminuer la tension tout en augmentant le courant (transformateur abaisseur).

Le rôle principal d'un transformateur de tension est de permettre à la protection numérique de lire les valeurs de tension du réseau HTA en la faisant rabaisée à une centaine de volts. Branchés au primaire (dizaine de kV) sur le réseau HTA, le transformateur délivre au secondaire une valeur de tension réduite (centaine de volt) proportionnelle à la tension du réseau sur lequel ils sont installés.

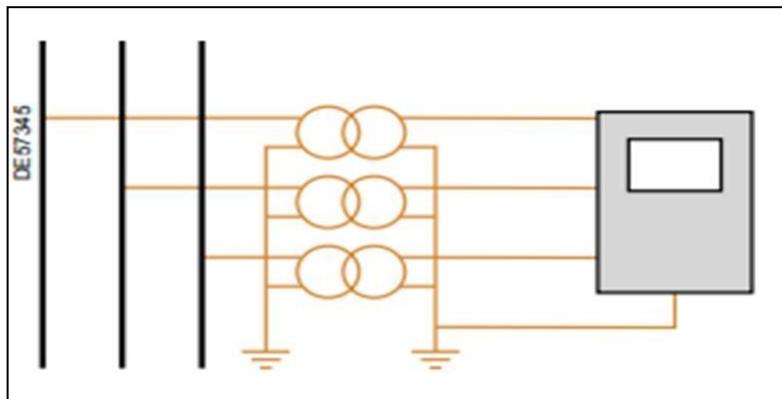


Figure 2.21: Schéma d'un transformateur de tension montée en étoile

2.8.2 Le transformateur de courant (TC)

Les transformateurs de courant alimentent les instruments de mesure basse tension et les isolent du réseau. Ils délivrent à leur secondaire un courant normalisé proportionnel au courant primaire. Ils se déclinent en quatre grandes familles :

- Primaires bobinés.
- Tores ouvrant.
- passage de câble.
- passage de barre.

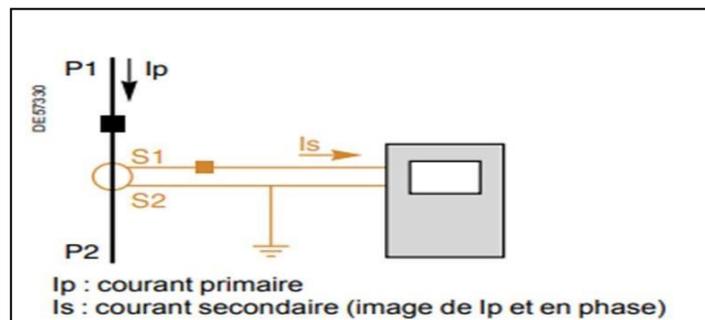


Figure 2.22: Schéma d'un transformateur de courant

Les transformateurs s'associent avec tous les appareils de mesure : ampèremètres, compteurs d'énergie, centrales de mesure.

Les transformateurs de courant sont utilisés pour fournir l'information aux relais de protection et/ou de mesure du courant, de la puissance, de l'énergie. Pour cela ils doivent délivrer un courant secondaire proportionnel au courant primaire qui les traverse. Ils doivent donc être adaptés aux caractéristiques du réseau : Tension, Fréquence, précision, Courant.

Ils sont définis par leur rapport de transformation, leur puissance et leur classe de précision.

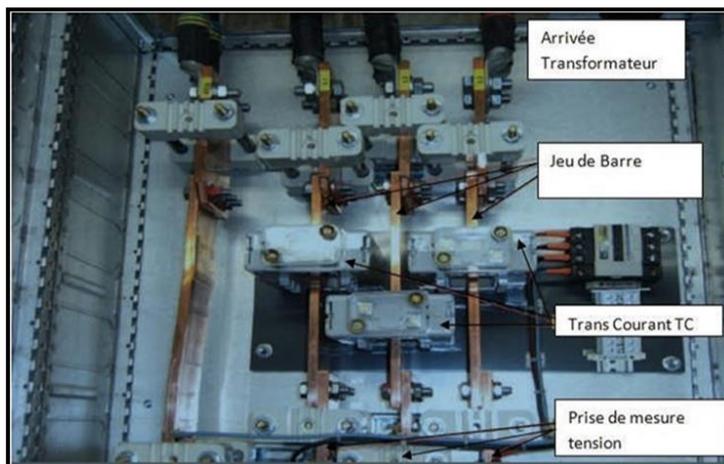


Figure 2.23: Les TC's d'une cellule Arrivée Transfo d'un poste HTA

2.9 L'Objectif de la téléconduite

L'objectif à attendre est de permettre un fonctionnement optimal de l'ensemble du système électrique du point de vue économique, de la qualité et de la sécurité de l'approvisionnement électrique [10].

Qualité

- * Fourniture continue.
- * Amélioré service client.

Économie

- * Optimisation de l'exploitation.
- * Minimisation des pertes.
- * Planification du développement du réseau télécommandé.
- * Maintenance.

Sécurité

- * Employés (exploitant).
- * Publique (consommateur).

* Environnement.

Suretés

* Détection rapide des pannes.

* Restauration rapide du réseau électrique.

2.10 Système SCADA

Dans notre étude nous allons nous intéresser au système SCADA qui permet la Téléconduite du réseau de moyenne tension HTA et basse tension BT de la société de distribution de l'électricité et de Gaz du centre "SDC".

La SDC a en charge la responsabilité des réseaux de distribution du centre, est engagée depuis quelques années dans le renouvellement des systèmes de conduite de ces réseaux, la dernière opération d'automatisation de son réseau électrique moyenne et basse tension remonte au début des années 2000, avec l'acquisition d'un nouveau système SCADA.

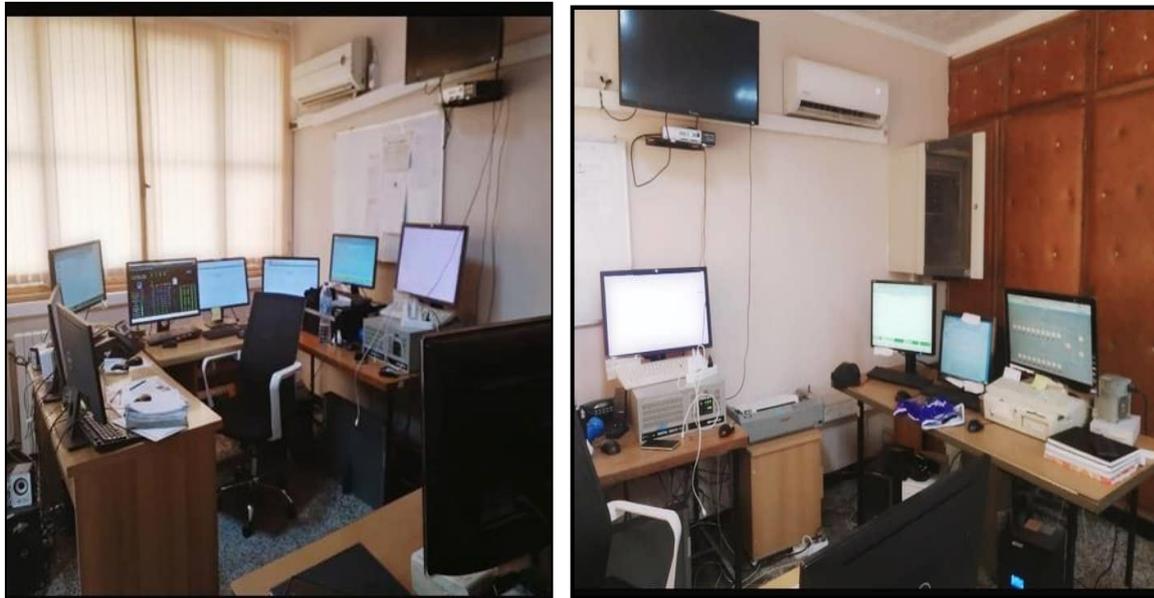


Figure 2.24: Centre de conduite SDC de BLIDA

2.10.1 Définition de SCADA

Le système **SCADA** (Supervisory Control And Data Acquisition) est un système d'acquisition et de contrôle de données qui permet la télégestion à grande échelle et de traiter en temps réel un grand nombre de télémessures et de contrôler à distance des installations techniques, exemple pour commander la génération, la transmission et la distribution d'énergie électrique, les canalisations de gaz et de pétrole, et d'autres protocoles industriels

Le système SCADA collecte des données de divers appareils d'une quelconque installation, puis transmet ces données via des RTU's à un ordinateur central ou serveur central, que ce soit proche ou éloigné, qui alors contrôle et supervise l'installation, ce dernier

est subordonné par d'autres postes d'opérateurs qui fournit une interface graphique représentant les installations et les informations relatives. Le système permet aussi l'archivage et l'interprétation de données sous la forme de courbes de tendances. Ces archives peuvent être conservées sur les serveurs d'archivage à des fins de statistiques [22].

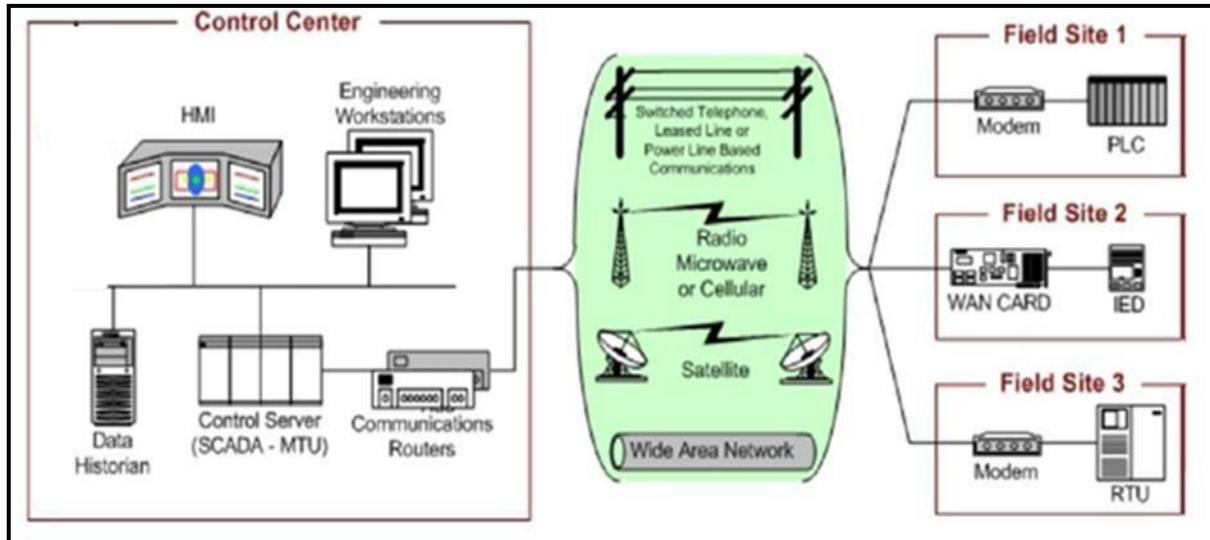


Figure 2.25: Architecture du système SCADA

Un système SCADA est généralement composé des sous-systèmes suivants :

- **Un système de supervision et contrôle informatique :** faisant l'acquisition des données des processus et envoyant des commandes (consignes) aux processus.
- **Des unités terminales distantes (RTU's) :** reliant les capteurs convertissant les signaux en flux de données numériques et envoyant les données numériques au système de supervision.
- **Des automates programmables industriels :** utilisés sur le terrain pour leur versatilité et flexibilité due à leur capacité d'être configurables.
- **Une interface homme-machine :** qui présente les données à un opérateur humain et qui lui permet de superviser et commander les processus.
- **fronteaux de communication.**
- **Une infrastructure de communication :** reliant le système de supervision et contrôle aux éléments terminaux.
- **Divers instruments d'analyse et de mesure.**

2.10.2 Historique

Les premiers systèmes SCADA sont apparus dans les années 1960. Pour la première fois il devenait possible d'actionner une commande de terrain (une vanne par exemple) depuis un centre de contrôle à distance, plutôt que par une intervention manuelle sur site.

Aujourd'hui, les dispositifs SCADA ont intégré de nombreuses avancées technologiques (réseaux, électronique, informatique...) et sont devenus omniprésents sur les installations à caractère industriel. De ce fait, leur fiabilité et leur protection sont également devenues des enjeux importants.

Parmi les premiers systèmes de SCADA en Algérie [10]:

- **CASTOR** : c'est le nom d'un système micro-SCADA du constructeur MORS concepteur des logiciels en début des années 90 Le système CASTOR a été acquis début de l'année 97 pour l'agence de Merouana-Batna de distribution Batna en raison de l'étendue de son réseaux et de ses paramètres élevé d'exploitation de l'époque.
- **MISTRAL** : c'est le nom du système micro-SCADA succédant le CASTOR
Le système MISTRAL a été acquis pour les cinq directions de distribution : Sétif, Annaba, Tiaret et Blida afin de lancer le processus de généralisation des systèmes de télé conduite et de passer à une version de nouvelle technologie.

2.10.3 Domaine d'application

Le SCADA est un système qui permet de piloter et de superviser en temps réel et à distance des procédés de production embarqués sur des plates-formes souvent géographiquement très éloignées d'un site central. Mais c'est aussi un précieux outil d'aide à la prise de décisions concernant le procédé de fabrication, et sur les choix stratégiques de conduite. La collecte des mesures et données physiques de production permet d'améliorer les rendements d'exploitation, de réduire les temps d'arrêt, d'effectuer des interventions de maintenance à distance, de renforcer la sécurité des accès, et de se prévenir des perturbations réseaux susceptibles d'entraîner des coupures ou la paralysie des principaux systèmes de transport dans le cadre d'une éventuelle attaque informatique ou terroriste. La supervision à distance facilite aussi l'acquisition et le traitement des données requises par les réglementations et les normes en vigueur [23].

On trouve par exemple des systèmes SCADA dans les contextes suivants :

- Distribution électrique.
- Surveillance de processus industriels.
- Systèmes municipaux d'approvisionnement en eau.

- Commande de la production d'énergie électrique.
- Canalisations de gaz et de pétrole.

2.10.4 Critère de choix d'un système SCADA

Le critère de choix d'un système SCADA déroule comme suit [24] :

- La compatibilité
- Les pilotes inclus dans le système SCADA
- Le coût un critère de choix déterminant
- Le support technique

2.10.5 Différents éléments d'un système SCADA

Le système SCADA se compose de deux parties principales [25]:

- **La partie matérielle (hard)**

L'architecture générale du centre de conduite principale (CCP) est basée sur le principe Client/serveur ou bien maître/esclaves est une technologie de 64 bits, permettant de greffer d'autres équipements et applications.

Au niveau de chaque centre de conduite, on trouve deux serveurs pour l'exploitation du réseau, un principal et l'autre de secours (en hot stand-by).

Tous les serveurs sont reliés entre eux, dans un même site, en réseau local LAN dédoublé.

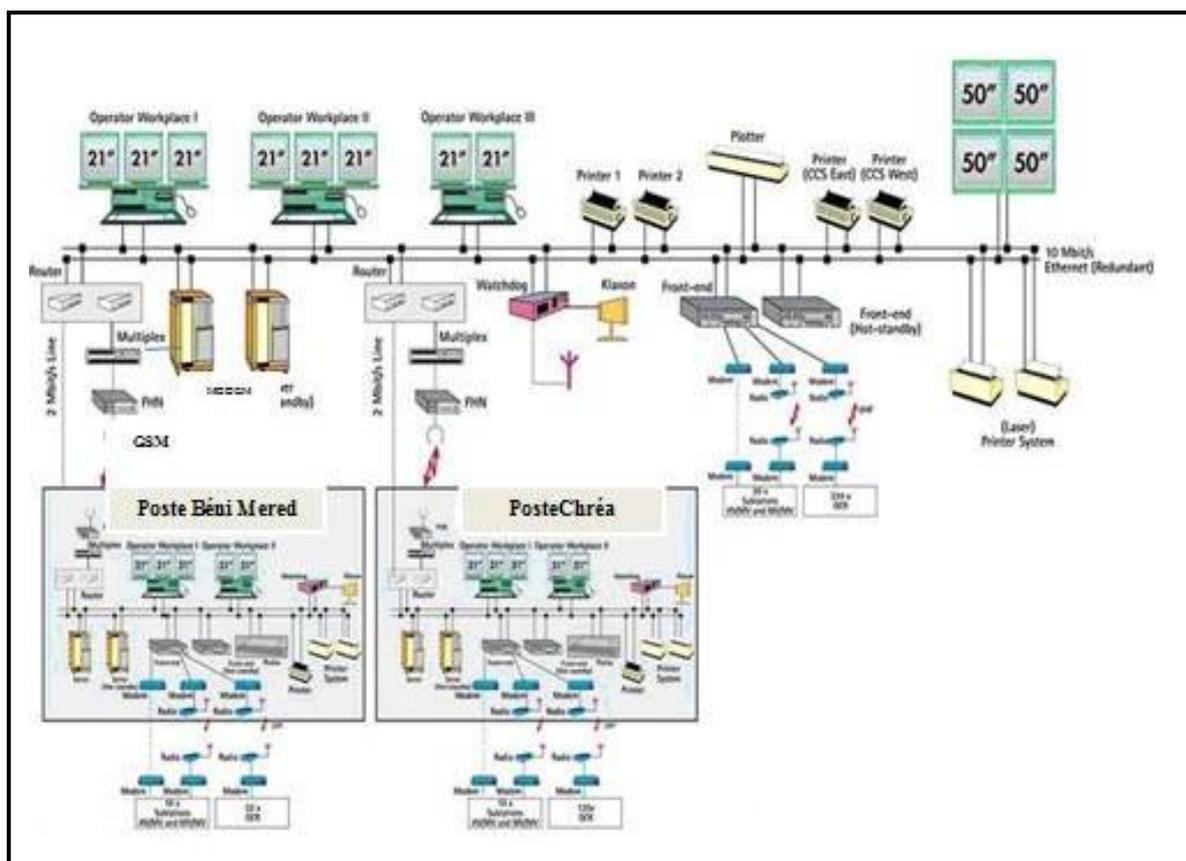


Figure 2.26: Architecture matérielle d'un système SCADA

Chacun de ces composants (Serveurs, frontaux de communication, postes opérateurs, imprimantes, Watch dog, ...) est identifié dans la base de données (partie système). Leurs états correspondants sont acquis (cartes d'entrées / sorties sur Watch dog qui joue le rôle aussi d'un RTU local) et mis à jour régulièrement.

L'auto surveillance est assurée par un « chien de garde » (Watch dog) basé sur un PC industriel qui s'informe en permanence de l'état des composants du système (les processeurs, les équipements de communication, les différents postes asservis, l'alimentation électrique de secours).

Le frontal de communication est un équipement dédoublé basé sur un PC industriel, destiné à assurer les échanges d'informations entre tous types de postes asservis (RTU's) et les centres de conduite.

- **La partie logicielle (soft)**

Le SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) est la nouvelle génération d'Interface Homme Machine et de Superviseur natif 64 bits, caractérisée par une ergonomie moderne et puissante.

Un système SCADA doit être muni d'un logiciel permettant d'assurer la communication entre les éléments du SCADA et les opérateurs (interface homme-machine), et d'accomplir

des tâches telles que le traitement des données, la sauvegarde des données, le déclenchement d'alarmes, et le contrôle automatique de processus de haut niveau.

Les logiciels SCADA gèrent des informations concernant les dispositifs connectés au SCADA, mais généralement l'information concernant la topologie et la structure du réseau de canalisation n'existe que sous forme de vues graphiques. Dans aucun de ces logiciels cette information existe sous forme de tableau ou de matrice. L'information sous forme matricielle est très utile pour la modélisation et le traitement des données en vue d'assister automatiquement les opérateurs.

- **Opérateur** : (humain) Gérer et superviser le réseau de distribution et Veiller sur le fonctionnement de base du système de télégestion (bureau de conduite- Automate programmable – connexion à distance par fibre optique ou/et Liaison GSM).
- **Interface homme-machine (IHM)** : Ceci est utilisé pour se connecter à tous les processus et ensuite présenter ces données à un opérateur humain. L'opérateur utilise toutes les données et surveille et contrôle ainsi tous les processus.
- **Unité maître terminal (MTU)** : Équivalent à une unité maître (serveur central). Le MTU présente des données à l'opérateur par l'IHM, recueille des données provenant du site distant, et transmet des signaux de commande pour le site distant.
- **Moyens de communication** : méthode de communication entre le serveur central et télécommandes. La communication peut se faire par Internet, réseaux sans fil ou filaire (coaxiale ligne spécialisée ou bien fibre optique) ou le réseau téléphonique public commuté,.



Figure 2.27: Frontal de communication FCZ

- **Unité terminale distante RTU (Remonte terminal unit)** : Un terminal distant (RTU) est un périphérique multifonction utilisé pour la surveillance et le contrôle à

distance de divers appareils et systèmes pour l'automatisation. Un RTU est considéré comme un ordinateur autonome, car il possède toutes les parties de base qui ensemble définissent un ordinateur (un processeur, une mémoire et un stockage). De ce fait, il peut être utilisé en tant que contrôleur ou contrôleur maître intelligent pour d'autres périphériques qui ensemble automatisent un processus tel que le réseau de distribution électrique, les terminaux distants sont également connus sous le nom d'unités de téléconduite distantes.

Fonctionnement d'une RTU

Au niveau de chaque poste électrique HTB/HTA et HTA/HTA du réseau de SDC, sont installées une à plusieurs RTU's en fonction de l'architecture du poste, ces RTU's pour leurs majorités sont des PC's industriels fonctionnant sur Windows NT/XP, du constructeur EFASEC qui portent les noms PLC500 et RTU500, ces dernières font état d'un maître par rapport aux différentes protections numérique qui sont considérées comme esclaves. Les RTU's font interface via des cartes d'entrées/sorties avec un ensemble de protection numérique installées sur le réseau, afin de récolter les informations relatives au fonctionnement et les mesures de différents paramètres, et aux systèmes de contrôle en produisant les signaux de commande qui permettent d'intervenir à distance.

Cependant, afin de pouvoir exploiter toutes les informations envoyées de ou vers ces installations, les données sont organisées sous forme de flux (trames de données), qui seront à leur tour traduite à une forme compatible avec le langage utilisé par le système SCADA.

Les RTU's des postes HTB/HTA et HTA/HTA permettent des communications en différents langages qui sont connus sous le nom de protocoles de communication, en effet les RTU's communique avec les protections numérique généralement avec le protocole **MODBUS** ou autre et avec le système par un autre protocole **IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104** ou autre.

Les protections numériques font la traduction des signaux électrique issus des capteurs et des appareils de mesure en trames de données correspondantes à l'un des protocoles.



Figure 2.28: Une RTU 560 ABB

2.10.6 Les différents protocoles de communication dans un environnement SCADA

Pour que deux ou plusieurs entités puissent communiquer, elles doivent parler le même langage (protocole) et se conformer à certaines règles de déclenchement, de conduite, et d'arrêt de la communication.

Les protocoles de communication dans un environnement SCADA évoluent suite à la nécessité d'envoyer et de recevoir des données jugées critiques généralement pour de longues distances et en temps réel, cette optique a donné naissance de plusieurs protocoles qu'on va développer, les plus célèbres utilisés dans la communication SCADA sont les suivants Modbus, DNP3, Profibus, IEC 101 [11].

- **Protocole Modbus**

Le protocole Modbus (marque déposée par MODICON) est un protocole de dialogue basé sur une structure hiérarchisée entre un maître et plusieurs esclaves.

Sa vitesse de transmission est de 9600 ou 19200 bits/seconde sur une trame de 8 bits. Il utilise un mode de communication « half-duplex », c'est-à-dire, le maître parle à un esclave et attend sa réponse, le maître parle à l'ensemble des esclaves, sans attente de réponse (diffusion générale).

Champ Adresse	Champ Fonction code	Champ Données de commande	Champ de vérification d'erreur
---------------	---------------------	---------------------------	--------------------------------

- ❖ **Champ Adresse** : correspond à l'adresse de la station Esclave destinataire de la Requête.
- ❖ **Champ Fonction code** : c'est la commande de lecture ou d'écriture de données à l'esclave.
- ❖ **Champ Données** : si une commande d'écriture a été lancée par le maître.

- ❖ **Champ de vérification d'erreur** : est une valeur créée par le maître ou l'esclave au début de la transmission ou de la réponse, puis vérifié lorsque le message est reçu pour vérifier que le contenu est correct.

La réponse d'un esclave consiste en des champs confirmant qu'il a reçu la demande, les données à renvoyer et une erreur de vérification des données.

Aucune erreur ne se produit, la réponse de l'esclave contient les données demandées, si une erreur survient dans la requête de message reçue par l'esclave, ou s'il est incapable d'effectuer l'action demandée, il retournera un message d'exception en réponse. Le champ de vérification d'erreur du télégramme de l'esclave, permet au maître de confirmer que le contenu du message est valide.

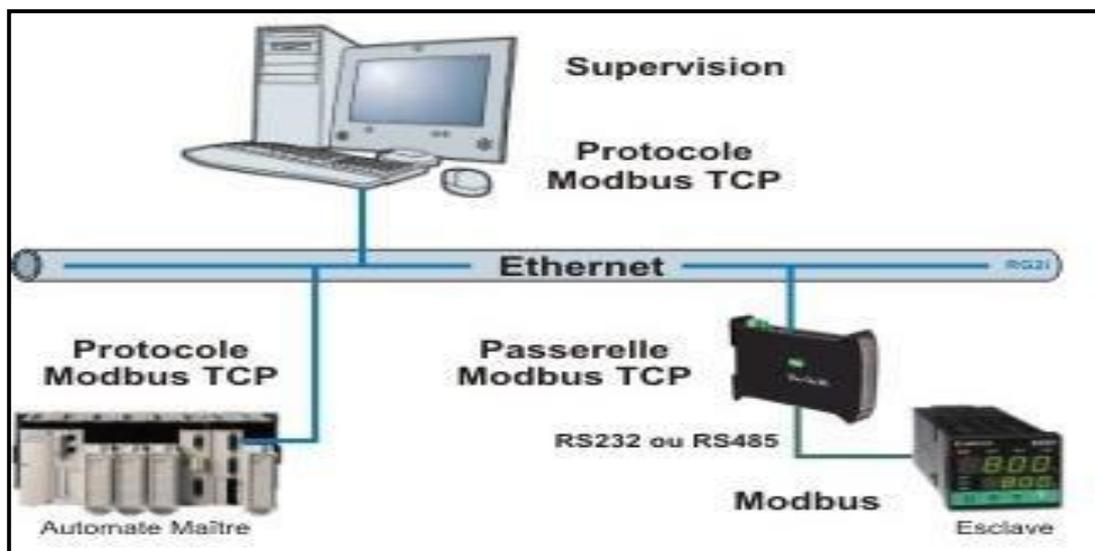


Figure 2.29: Communication par le protocole MODBUS

- **Protocole DNP3**

C'est un protocole de communication conçu pour le transfert des données et les commandes de contrôle d'un maître à un ou plusieurs dispositifs. DNP3 a été développé par Westronic Inc., en particulier pour une utilisation dans le système SCADA.

Le DNP3 gère une communication en fonction équilibrée ce qui signifie que la station maître et station esclave peuvent faire la transmission d'information. Il est construit sur le profil EPA (Enhanced Performance Architecture) qui est une version simplifiée du modèle OSI (Open System Interconnections). Il comporte 3 couches : Physique, liaison et application. Toutefois, pour permettre la transmission de messages de taille importante (2 kilo-octets ou plus), des Fonctions de segmentation et d'assemblage de données ont été ajoutées. L'ensemble de ces fonctions constitue une pseudo-couche Transport.

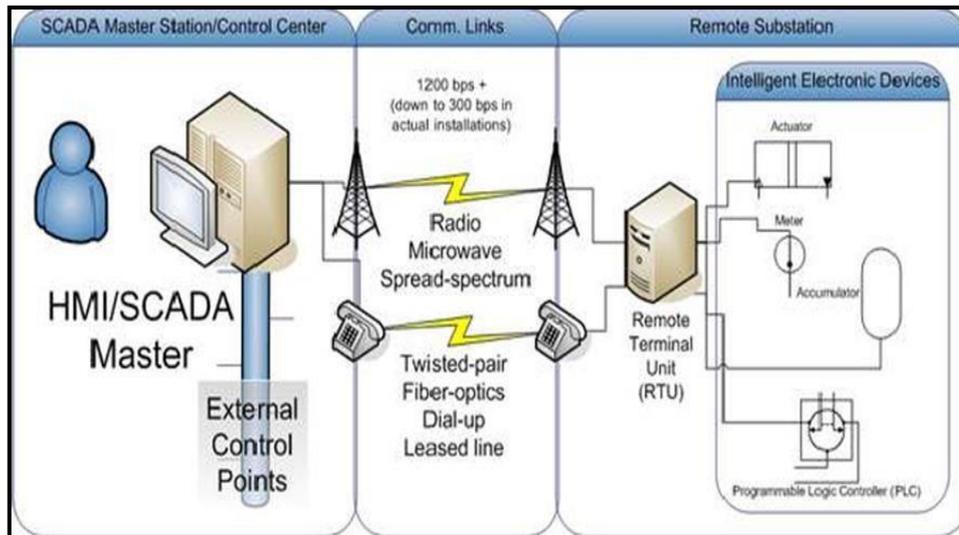


Figure 2.30: Communication par le protocole DNP3

- **Protocole PROFIBUS (Process Field Bus)**

C'est un protocole pour la communication par bus de terrain en automatisation technologique, relie les systèmes d'automatisation et les contrôleurs à des appareils de terrain décentralisés tel que des capteurs, actionneurs et codeurs.

Les réseaux PROFIBUS échangent des données à l'aide d'un seul câble de bus, les utilisateurs peuvent combiner divers types de protocoles PROFIBUS avec leurs propre logiciel et d'autres exigences, résultant en un profil d'application unique, elle a été développée pour la première fois en 1989 par BMBF puis utilisé par SIEMENS.

PROFIBUS est aussi un protocole de type Maître-esclave comme MODBUS mais avec anneau à jeton supplémentaire qui est un protocole pour permettre à plusieurs maîtres de se connecter.

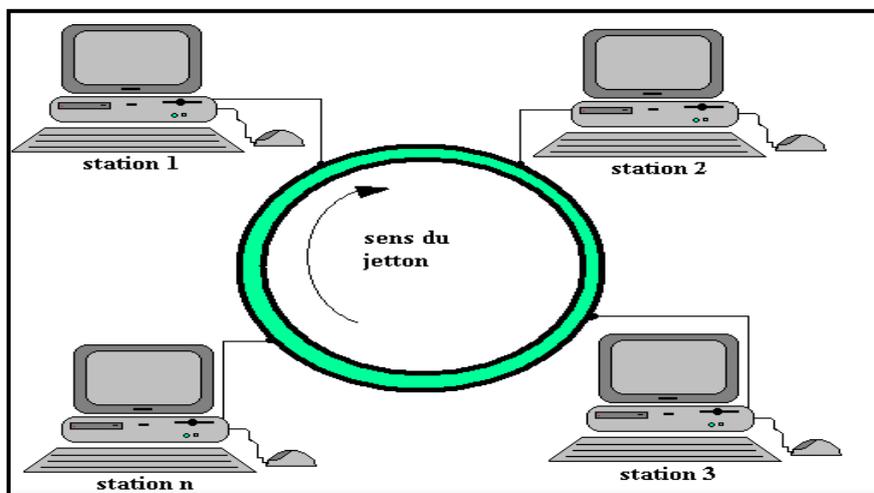


Figure 2.31 : Topologie anneau a jeton

Il peut emprunter trois supports de transmission ou supports physiques :

- ❖ **Le PROFIBUS-DP** : utilisé pour faire le fonctionnement du capteur et des actionneurs via un contrôleur centralisé dans une usine de production, Application d'automatisation. Les nombreuses options de diagnostic standard, en particulier, sont centralisées ici. En générale la couleur du câble standard sera violette, mais il peut avec une autre couleur.
- ❖ **Le PROFIBUS-PA** : c'est le protocole conçu pour processus automatisé. En réalité, PROFIBUS PA est un type de profil d'application PROFIBUS DP. Il normalise le processus de transmission des données mesurée. Il a été conçu spécifique pour une utilisation dans des environnements dangereux.
- ❖ **Le PROFIBUS-FMS** : est utilisé pour la communication non déterministe, PROFIBUS : répond à des normes internationales unanimement reconnues. Son architecture repose sur 3 couches inspirées du modèle en 7 couches de l'OSI, la couche 1, physique, décrit les caractéristiques physiques de la transmission. La couche 2, liaison de données, spécifie les règles d'accès au bus. Enfin, la couche 7, application, définit les mécanismes communs utiles aux applications réparties et la signification des informations échangées, la figure suivante représente l'architecture de la communication PROFIBUS.

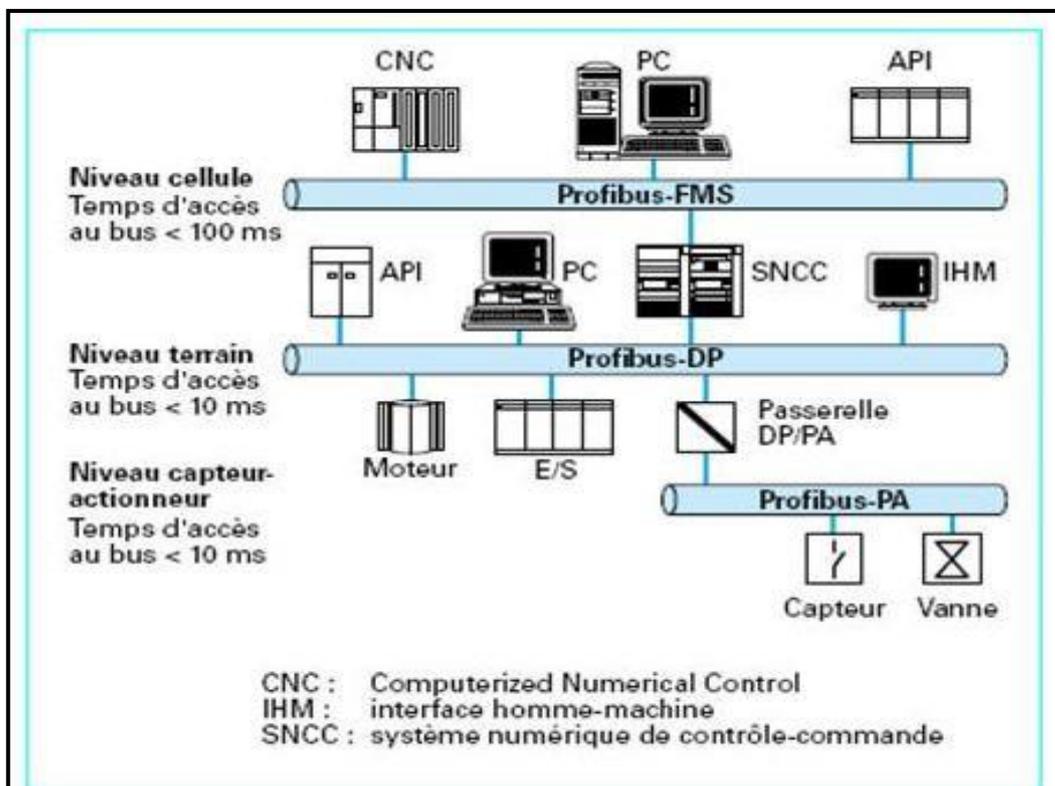


Figure 2.32 : Communication par le protocole PROFIBUS

- **IEC 101**

C'est une norme internationale spécifiée par la Commission Electrotechnique Internationale. Le protocole IEC 101 spécifie le codage des données et les règles d'échange de ces données entre deux équipements. Le protocole IEC101 est basé sur le modèle de référence à 3 couches qui est une version simplifiée du modèle ISO à 7 couches.

Les 3 couches utilisées sont les couches :

- Physique
- Liaison
- Application

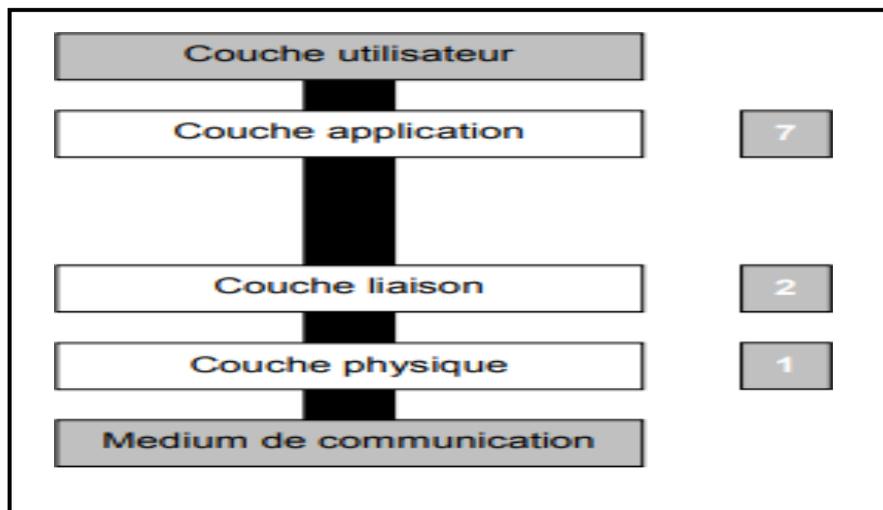


Figure 2.33 : Modèle de référence des couches IEC 101

Le protocole CEI 60870-5-101 permet de fonctionner selon 2 modes de transmission et Les échanges peuvent être l'un de deux types :

- **Asymétrique** (mode maître - esclave) : Dans le mode asymétrique le superviseur est le maître et les équipements à commander, en tant qu'esclaves, se limitent à répondre aux demandes du maître.
- **Symétrique** (mode maître – maître) : Dans le mode symétrique, chaque équipement peut initier un dialogue.

Le protocole IEC-101 spécifie les données qui peuvent être échangées et la forme sous laquelle elles sont transmises. Parmi les nombreuses informations auxquelles le protocole donne accès, on trouve :

- Des signalisations (simples ou doubles).
- Des mesures (suivant plusieurs formats).
- Des compteurs.

2.10.7 Le réseau de télécommunication

Le réseau de télécommunication permet l'échange de données entre les différents sites et équipements du système [24].

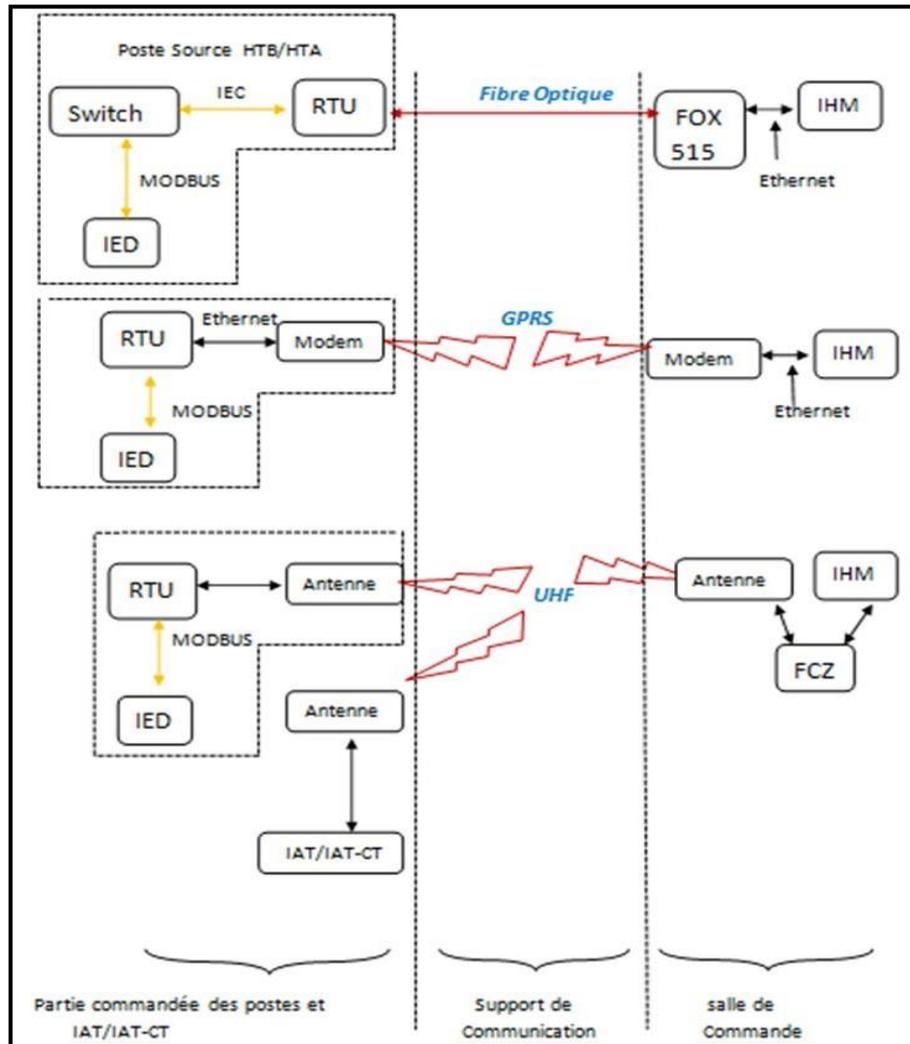


Figure 2.34 : Les différentes architectures de communication

Entre les frontaux du Centre de Conduite Principal (BLIDA) et les postes, via **une liaison en fibre optique d'Algérie télécom.**



Figure 2.35 : FOX 115 ABB Fibre optique

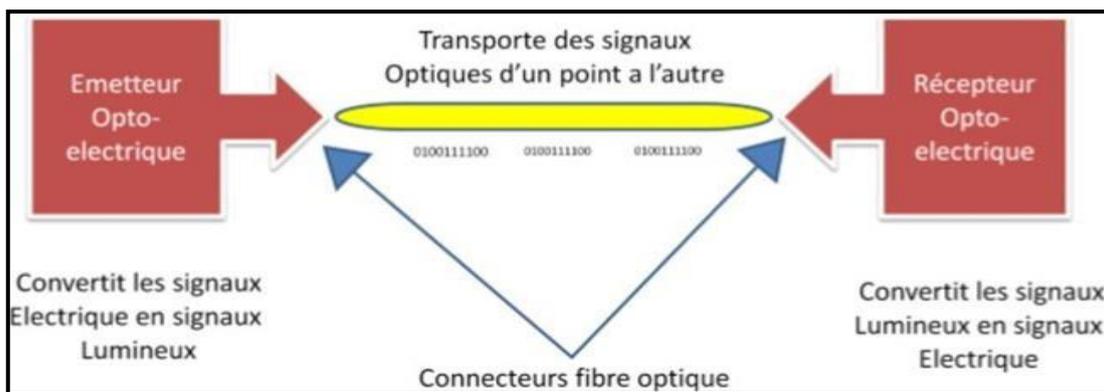


Figure 2.36: Schéma d'une ligne de transmission par fibre optique

- ❖ Entre les Centres de Conduite et chaque RTU des différents postes HTB/HTA et HTA/HTA via un **réseau en fibre optique de GRTE.**

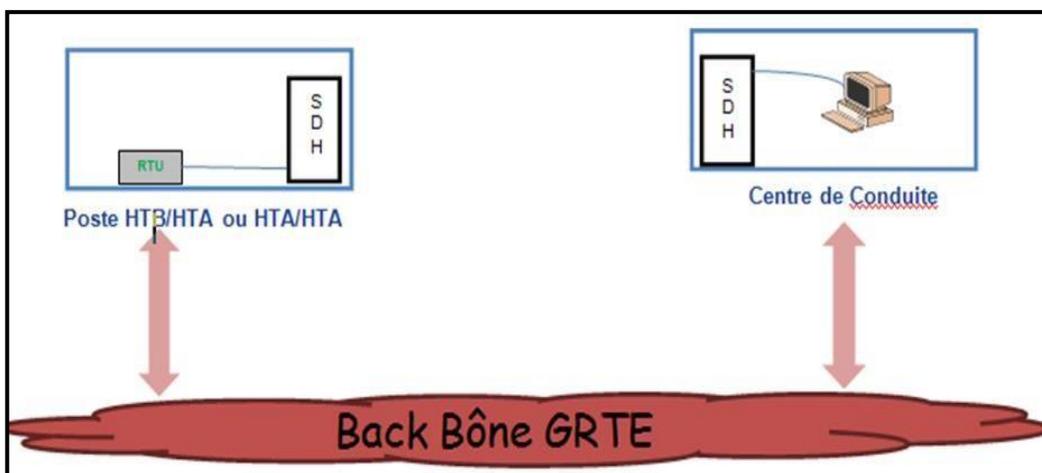


Figure 2.37: Schéma de raccordement des RTU's au centre de conduite via la fibre optique

- ❖ Entre les Centres de Conduite et chaque RTU des différents postes HTA/BT et automates pour réseaux aériens (IAT / IAT-CT) via **un réseau UHF données (ultra haute fréquence)**.



Figure 2.38: Radio UHF

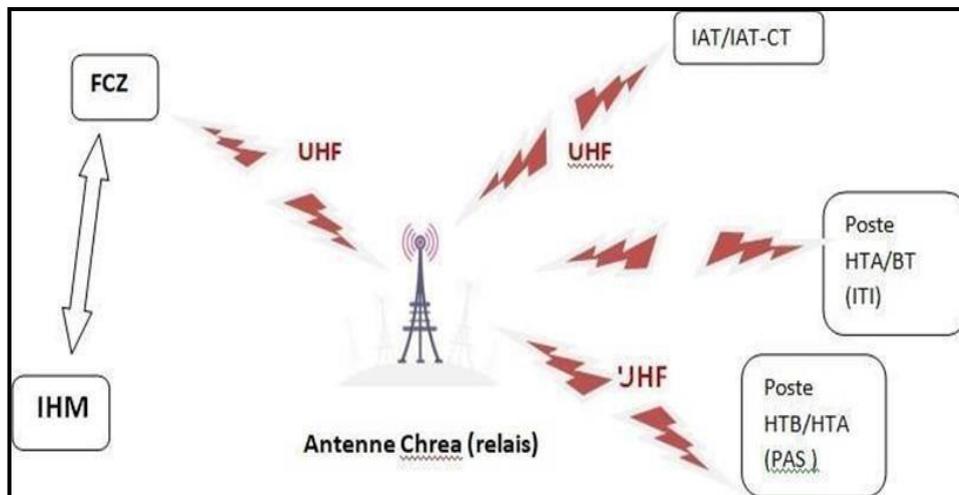


Figure 2.39: Architecture de communication par UHF

- Entre le MODEM de Centres de Conduite et les MODEM de différents postes HTA/BT et HTA/HTB via **un réseau GPRS (puces GSM)**.

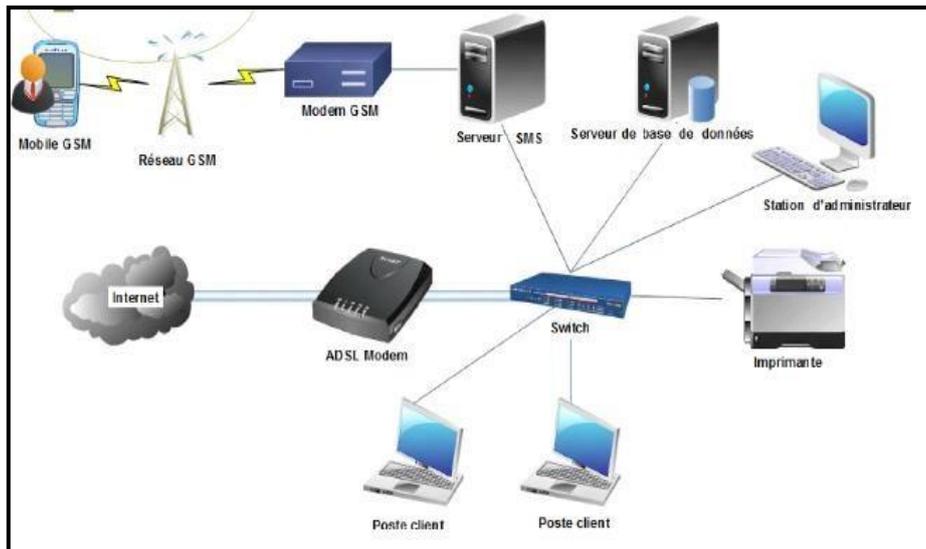


Figure 2.40: Architecture de communication par GSM

2.10.8 Fonctionnement du système SCADA de SDC

Le système SCADA n'a pas vocation à se substituer entièrement à l'homme : le pilotage et la prise de décision restent dévolus à l'opérateur. C'est pourquoi les logiciels SCADA sont fortement dédiés à la surveillance et aux alarmes.

- **Fonctionnement du système SCADA de SDC dédié pour les postes HTA**

Le système SCADA de SDC utilise pour interroger les RTU's des postes HTB/HTA et HTA/HTA, le protocole de communication IEC101. L'interrogation se fait par l'envoi de trames de données normalisées contenant **les adresses** de chaque destinataire (RTU) et **le type d'action** demandé.

En effet le système (**Maitre**) fait des interrogations (un balayage) de l'ensemble des RTU's (**esclaves**) via ses ports de communication, automatiquement et en permanence. Les informations requises des postes HTB/HTA et HTA/HTA (puissance, intensité, tension, fréquence, état disjoncteur et séquences des événements,...) remonte au système en temps réel.

Pour chaque interrogation du système, une réponse doit être envoyée par la RTU, si non au bout de trois interrogations la communication avec le poste est déclarée défectueuse.

Les manœuvres qui s'effectuent par l'opérateur sur les organes des postes, en envoyant des commandes, correspondent à des trames de données envoyées par le système. La longueur des trames, varie selon le message et la taille maximale de la trame normalisée est de 255 bits.

Sur chaque port de communication, le système fait une interrogation chaque 500ms et fait une attente de 1000ms pour avoir une réponse de la RTU.

La communication système/RTU se fait en liaisons **série asynchrones**, et la vitesse de communication est de 9600bit/s, les données sont envoyés en octet avec des bits de control : Bit Start, 8 bit de données, bit de parité et en fin bit de Stop [26].

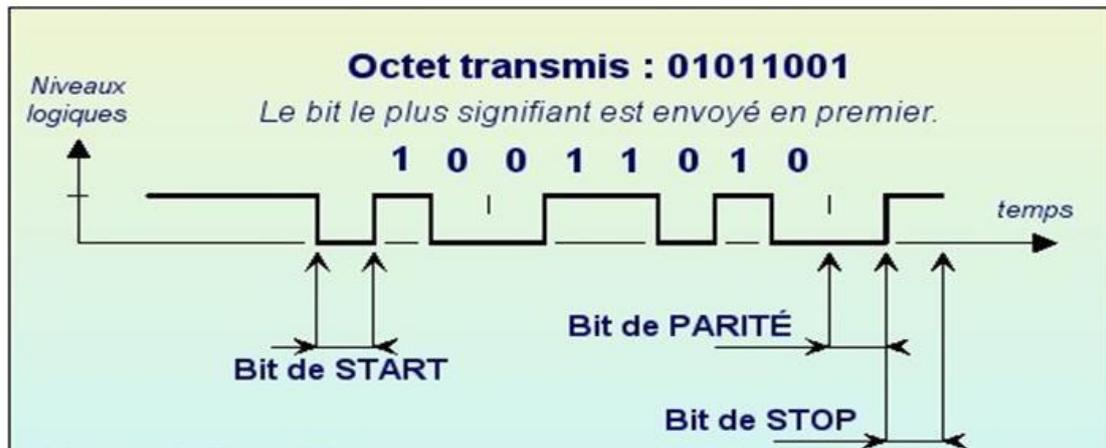


Figure 2.41: Transmission de donnée en série asynchrone

- **Fonctionnement du SCADA en temps réel**

La notion du temps réel est très importante et indispensable dans la procédure de surveillance et de supervision en générale, et dans les systèmes SCADA en particulier, elle permet de faire le rafraîchissement des signaux ou bien des données à chaque instant, ce qui permet à l'opérateur de suivre l'évolution de l'état du système ou des installations d'une façon continue.

2.10.9 Les fonctions principales et avantages du logiciel SCADA

Les fonctions principales du SCADA se résument en :

- Acquisition et Contrôle des Données à Distance.
- Validation / Invalidation des informations.
- Traitement et Surveillance.
- Traitements des signalisations et des Compteurs.
- Gestion des éditions et des alarmes.
- Archivages et restitutions.
- Télécommande.
- Rapports et statistiques.

Les avantages des systèmes SCADA en termes d'exploitation sont :

- Contrôle à distance des stations, le diagnostic et la maintenance.
- Le suivi de près du système, voir l'état du fonctionnement de procédé dans des écrans même s'il se situe dans une zone lointaine et s'il y aurait une perte de performance,

une alarme se déclenchera d'une manière automatique pour prévenir l'opérateur.

- Capacité à exécuter des programmes sur différents dispositifs de surveillance d'une installation, en évitant la nécessité d'une surveillance humaine continue.
- Agissant directement sur le processus par un ordinateur.
- Affichage des signaux du système, tels que des événements et des alarmes, Produire une alarme lorsqu'une faute se produit et visualise même la Position où se situent la faute et l'élément défectueux.
- Élimination ou réduction du nombre de visite aux sites éloignés ; avec une interface graphique, on peut suivre l'état de l'installation à chaque instant, ainsi on n'aura pas besoin de faire des visites de contrôle.
- Amélioration de l'efficacité des réglages ce qui permet de prolonger la durée de vie des installations et de réduire les réparations coûteuses.
- Réduction des frais de déplacement : la surveillance à distance, par communication satellitaire bidirectionnelle en quasi-temps réel, des équipements lointains ou inaccessibles permet de réduire les interventions sur site et de réaliser ainsi des économies substantielles pour l'exploitant.

2.11 Le système de gestion de la distribution (DMS)

2.11.1 Définition

Un système de gestion de la distribution (ou DMS pour Distribution Management System en anglais) est un ensemble d'applications conçues pour surveiller et contrôler l'ensemble du réseau de distribution de manière efficace et fiable. Il agit comme un système d'aide à la décision pour aider la salle de contrôle et le personnel d'exploitation sur le terrain à surveiller et à contrôler le système de distribution électrique. [27]

2.11.2 Pourquoi DMS ?

- ✓ Réduire la durée des pannes
- ✓ Améliorer la vitesse et la précision des prévisions d'interruption.
- ✓ Réduisez les temps de patrouille et de conduite des équipes grâce à une meilleure localisation des pannes
- ✓ Améliorer l'efficacité opérationnelle.
- ✓ Déterminer les ressources de l'équipage nécessaires pour atteindre les objectifs de restauration.
- ✓ Utiliser efficacement les ressources entre les régions d'exploitation.
- ✓ Déterminer le meilleur moment pour programmer des équipes d'entraide.

- ✓ Satisfaction client accrue
- ✓ Améliorer la fiabilité du service en suivant tous les clients touchés par une panne, en déterminant les configurations électriques de chaque appareil sur chaque ligne d'alimentation et en compilant les détails de chaque processus de restauration [28].

2.11.3 Les fonctions DMS

Les fonctions réalisées sont celles typiques d'un système de gestion de la distribution électrique (Distribution Management System) [29] :

- Gestion graphique du topologique du réseau avec fonctionnalité de zoom, panne et localisation.
- Mise à jour dynamique du topologique
- Gestion de différents types de représentation graphique du réseau (fonctionnelle, pour directrices et pour niveau de tension des lignes)
- Intégration native avec les dispositifs RTU avec connexions sur différents médias de communication et protocoles
- Fonctionnalité automatique de recherche du tronçon en panne
- Modalité étude pour analyse off-line de l'état du réseau et des possibles manœuvres qu'on peut effectuer.



Figure 2.42: Les fonctions du SCADA-DMS

2.11.4 Le DMS intégré améliore l'efficacité des opérations

Le DMS intégré aide les exploitants à mieux s'acquitter de leurs responsabilités par rapport au système SCADA. Les écrans ont la même apparence et peuvent fournir une interface intuitive unique pour la navigation. Des écrans supplémentaires pour les systèmes distincts ne sont pas nécessaires dans les espaces de travail déjà encombrés des opérateurs. La formation des opérateurs est réduite au minimum, car les opérateurs n'ont besoin d'apprendre que les fonctionnalités d'une interface graphique utilisateur [30].

Application DMS	Fonctionnalités	Avantages
Analyse de flux de charge Non équilibré	Détermination des courants en ligne et des tensions de nœuds par phase pour l'ensemble du réseau de distribution, en ligne ou hors-ligne en mode simulation.	<ul style="list-style-type: none"> • Meilleure connaissance du système. • Meilleure utilisation des ressources. • Meilleure planification d'urgence.
Allocation de charge et estimation d'état	Allocation intelligente de mesures téléométriques ou historiques sur le réseau pour calculer les flux d'alimentation estimés, les tensions et limiter les violations en fonction des conditions en temps réel.	<ul style="list-style-type: none"> • Amélioration des calculs de débit de charge et d'estimation d'état. • Amélioration de la notification des équipements surchargés et des violations de tension.
Location de la défaillance	Identification des emplacements de pannes possibles sur le système.	<ul style="list-style-type: none"> • Meilleure efficacité des équipages dans la gestion des pannes.
Analyse de commutation de restauration	Évaluation des schémas de commutation d'isolation et de restauration.	<ul style="list-style-type: none"> • Amélioration de l'efficacité des opérateurs pendant les pannes. • Fiabilité accrue.
Contrôle de la tension de distribution	Surveillance et contrôle des condensateurs de ligne, des régulateurs de tension et des LTC pour réduire la charge de pointe et les pertes du système.	<ul style="list-style-type: none"> • Réduction des pannes en mode thermique. • Durée de vie plus longue de l'équipement grâce à des surcharges réduites. • Utilisation accrue des ressources.
Commutation et restauration à distance	Reconfiguration automatique des alimentations en tenant compte des conditions de fonctionnement du réseau.	<ul style="list-style-type: none"> • Réduction des pertes système.

Tableau 2.1: Amélioration de la gestion de distribution [30].

2.11.5 Intégration de SCADA-DMS

L'intégration de DMS avec SCADA est une tendance croissante. Alors que L'inclusion des opérations SCADA disjoncteur ouvert été utilisé depuis longtemps pour la supervision de la détection des pannes, les défis commerciaux récents ont Conduit à une intégration plus complète entre les deux systèmes.

Les fonctionnalités disponibles incluent désormais le transfert des points d'états analogique du SCADA vers le DMS, l'envoi de la supervision commande de contrôle et de dérogation manuelle du DMS au SCADA une interface utilisateur intégrée fonctionnant sur la même console opérateur et une authentification unique intégrée pour les utilisateurs[30].

2.11.6 Les avantages de l'intégration de SCADA avec DMS comprennent

- Amélioration des opérations grâce à une intégration étroite des applications DMS avec la distribution SCADA
- Amélioration de l'efficacité des opérateurs avec un système, éliminant la nécessité d'accéder à plusieurs systèmes avec des données potentiellement différentes
- Analyse de sécurité intégrée pour les opérations des sous-stations et des circuits afin de vérifier les étiquettes dans une zone affectant les opérations dans l'autre.
- Rationalisation de la gestion des connexions et des autorisations au sein d'un système.

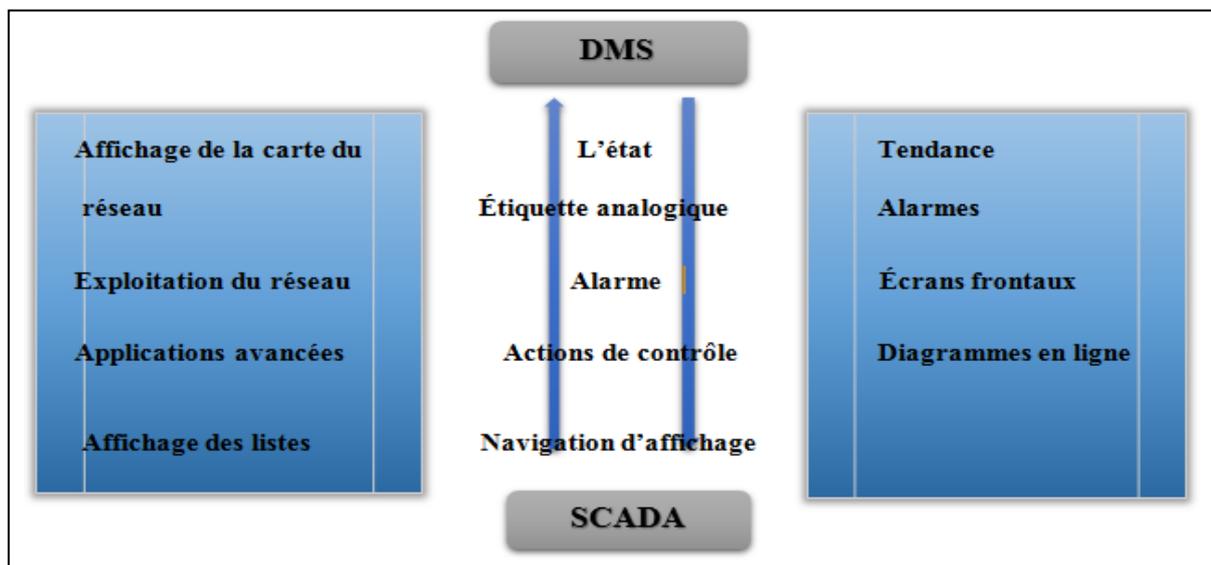


Figure 2.43: Architecture SCADA-DMS intégré

L'intégration de SCADA et DMS peut se faire entre des systèmes d'un même fournisseur, ou entre différents fournisseurs, en utilisant un protocole tel qu'ICCP (Inter-Control Center Communications Protocol). L'utilisation de systèmes du même fournisseur permet généralement d'accroître les fonctionnalités et de réduire le besoin d'ingénierie des données dans les systèmes.

2.11.7 Fonctionnement du système SCADA-DMS

Les systèmes SCADA déployant des éléments matériels et logiciels multiples qui permettent aux centres de conduite des réseaux à surveiller et traiter les données interagir avec les éléments et les dispositifs de manœuvre tels que les disjoncteurs, les sectionneurs, les contacteurs et plus, qui sont reliés par IHM (interface homme-machine) Logiciel Enregistrer des événements dans un fichier journal.

Dans les architectures SCADA de base, les informations provenant des capteurs ou des entrées manuelles sont envoyés à des automates (les contrôleurs logiques programmables) ou RTU (unités à distance de terminaux), qui envoient ensuite ces informations à des ordinateurs avec des logiciels SCADA. Analyse des logiciels SCADA et affiche les données afin d'aider l'opérateur dans sa tâche d'interprétation et de prise de décision en lui offrant une bonne visibilité pour réduire les défauts et assurant la stabilité de réseau et une alimentation électrique ininterrompue [30].

2.12 Nécessité de surveiller et commander à distance les installations

La conduite de réseaux aussi complexes et divers nécessite une grande coordination dans l'exécution des manœuvres d'exploitation. Des incidents se produisent à tout moment et il faut constamment faire face à des problèmes très variés, qui peuvent survenir sur des installations électriques (postes et réseau) géographiquement très dispersées. On conçoit tout l'intérêt de systèmes de télé conduite qui permettent d'intervenir à distance et avec rapidité sur un réseau. Selon le type de réseau, les priorités peuvent être sensiblement différentes [10].

- Dans le cas des réseaux de distribution, qui sont exploités de façon radiale, toute rupture entraîne une coupure chez le client. Le système de télé conduite permet surtout d'agir sur les interrupteurs du réseau pour réalimenter au plus tôt la clientèle à la suite d'une anomalie.
- Dans le cas des réseaux de transport, le client n'est, le plus souvent, pas directement affecté par un défaut. D'une manière générale, le problème est de prendre l'énergie là où elle est la moins chère pour la transporter là où elle est demandée, tout en étant en mesure de faire face à des incidents possibles. Le système de télé conduite permet une mise en œuvre rapide des mesures indiquées par les programmes informatiques d'optimisation et de sécurité du système de production-transport.

2.13 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les équipements nécessaires au bon fonctionnement du réseau électrique, ainsi que la partie surveillance et la supervision de l'installation globale.

Nous avons revu tout le système de gestion électrique tel que la téléconduite, télésurveillance, et la télécommande, et puis nous avons cité les différents défauts qui peuvent interdire l'acheminement du réseau électrique, aussi les systèmes de protections qui existent et leurs principes de fonctionnement et les équipements permettant de déclencher ces derniers et les réarmer.

Nous avons ensuite présenté les équipements de mesures pour la tension et le courant.

Finalement, on a terminé le chapitre par la supervision. Nous avons mentionné la différence entre système SCADA et le système SCADA /DMS et l'importance de ce dernier sur le réseau électrique.

Chapitre 3

Programmation et simulation du système

3.1 Introduction

Afin de changer le REF 630 (relais de protection) qui a le même rôle approximativement de l'automate programme est de collecter les informations de toute entrée comme le transformateur de tension et de courant et toute sortie comme le disjoncteur dans notre étude.

Notre automate programmable serve d'englober tous les REF 630 qui se trouvent au niveau des cellules, pour cela toutes les informations qui étaient acheminer vers les REF 630 vont être acheminer vers l'automate programmable qu'on va développer.

Dans ce chapitre on va entamer la programmation et la supervision de notre procès, il contient deux parties : partie programme et partie supervision. On va détailler tous notre travail fait en ce stade, en présentant les déférant blocs de programme et les variables utilisé ainsi que les déférentes vues qui ont était conçu pour la supervision. Les programmes seront implémentés dans l'automate S7-300, grâce au logiciel de conception de programmes pour des systèmes d'automatisation « TIA portal V16 » de SIEMENS.

3.2 Travail réalisé

Nous allons traiter les informations selon le courant (transformateur de courant TC) et la tension (transformateur de tension TT) reçues, donc les sorties de l'automate programmable vont être envoyer vers les différents disjoncteurs selon ces entrées.

De ce fait nous sommes entrain de centraliser tous les équipements de chaque cellule notamment le disjoncteur en un seul équipement qui est l'API et de superviser l'état de fonctionnement de tous les disjoncteurs à travers le superviseur qui se met sur la voie.

Lorsqu'il y a un court-circuit quelque part dans une cellule située un poste automatiquement il sera signalé au niveau de superviseur qui fonctionne en collaboration avec l'API. Comme cela, tout ce qui passe se passe au niveau de réseau électrique il sera affiché sur le superviseur et c'est ça qui nous facilite la tâche de commande donc on peut à distance superviser l'évolution de l'état des disjoncteurs. Comme ça nous pouvons les voir sans être sur place.

3.3 Programmation

Dans notre réalisation, nous allons faire appel à un API de la société Siemens.

3.3.1 TIA Portal (Totally Integrated Automation)

- **Introduction**

En réponse à la pression internationale croissante de la concurrence, il est aujourd'hui plus que jamais important d'exploiter à fond tous les potentiels d'optimisation sur l'ensemble du cycle de vie d'une machine ou d'une installation. Des processus optimisés permettent de réduire le coût total de possession, de réduire le temps entre la conception et la commercialisation et d'améliorer la qualité. Cet équilibre parfait entre qualité, temps et coûts et plus que jamais le facteur décisif de la réussite industrielle.

Totally Integrated Automation apporte une réponse optimale à toutes les exigences et offre un concept ouvert vis à vis des normes internationales et de systèmes tiers. Avec ses six principaux caractéristiques systèmes et robustesse, Le TIA Portal accompagne l'ensemble du cycle de vie d'une machine ou d'une installation. L'architecture système complète offre des solutions complètes pour chaque segment d'automatisation sur la base d'une gamme de produits complète [34].

- **Description du logiciel TIA Portal**

La plateforme « Totally Intergrated Automation Portal » est le nouvel environnement de travail Siemens qui permet de mettre en œuvre des solutions d'automatisation avec un système d'ingénierie intègre comprenant les logiciels SIMATIC Step7 et SIMATIC WinCC [35].

- **Les avantages du logiciel TIA portal**

- Programmation intuitive et rapide : avec des éditeurs de programmation nouvellement développés SCL, CONT, LOG, LIST et GRAPH.

- Efficacité accrue grâce aux innovations linguistiques de STEP 7 : programmation symbolique uniforme, Calculate Box, ajout de blocs durant le fonctionnement, et bien plus encore.

- Performance augmentée grâce à des fonctions intégrées : simulation avec PLCSIM, télémaintenance avec Téléservice et diagnostic système cohérent.

- Technologie flexible : Fonctionnalité motion control évolutive et efficace pour certaines automates.

- Sécurité accrue avec Security Integrated : Protection du savoir-faire, protection contre la copie, protection d'accès et protection contre la falsification.

- Environnement de configuration commun avec pupitres IHM et entraînements dans l'environnement d'ingénierie TIA Portal [34].

- **SIMATIC STEP 7**

SIMATIC STEP 7, intégré à TIA Portal, est le logiciel de configuration, programmation, vérification et diagnostic de tous les automates SIMATIC. Doté d'un grand nombre de fonctions conviviales, SIMATIC STEP 7 garantit une efficacité nettement supérieure pour toutes les tâches d'automatisation, qu'il s'agisse de la programmation, de la simulation, de la mise en service ou de la maintenance [34].

- **L'API S7-300**

L'automate utilisé dans notre projet appartient à la gamme SIMATIC S7 de SIEMENS, modèle **S7-300 « CPU 314C-2PN/DP »**, qui est un automate compact pour les applications d'entrée et de milieu gamme, avec la possibilité de mettre en réseau avec l'interface multipoint (MPI), PROFIBUS ou Industriel Ethernet.

 **Définition**

Le système d'automatisation SIMATIC S7 - 300 est un automate destiné à des tâches d'automatisation moyennes et hautes gammes.

Le S7 - 300 est l'automate conçu pour des solutions dédiées au système manufacturier et constitue à ce titre une plate-forme d'automatisation universelle pour les applications avec des architectures centralisées et décentralisées.

Il permet de réaliser de nombreuses autres fonctions grâce à des modules intelligents qu'il dispose sur un ou plusieurs racks. Ces modules ont l'avantage de ne pas surcharger le travail de la CPU car il dispose bien souvent de son propre processeur [32].

 **Avantages**

Cet API présente les avantages suivants [32] :

- ✓ Une construction compacte et modulaire,
- ✓ Libre de contraintes de configuration
- ✓ Une riche gamme de modules adaptés à tous les besoins du marché qui est utilisable en architecture centralisée ou décentralisée ce qui réduit grandement le stock de pièces de rechange.
- ✓ Une large gamme de CPU adaptée à toutes les demandes de performances pour pouvoir d'obtenir des temps de cycle machines courts, certaines étant dotées de fonctions technologiques intégrées comme par ex. le comptage, la régulation ou le positionnement.
- ✓ Une économie d'ingénierie en utilisant les outils orientés application et normalisés CEI 1131-3 tels que les langages évolués SCL ou des

logiciels exécutifs orientés technologie pour le contrôle des mouvements.

Présentation des modules de l'automate S7-300

L'automate S7 se compose d'une alimentation, d'une CPU et de modules d'entrée/sortie pour les signaux numériques et analogiques, des processeurs de communication et des modules fonctionnels sont également utilisés pour les tâches spécifiques.

L'automate S7-300 a un raccordement central de la PG avec accès à tous les modules

3.3.2 Configuration matérielle (hardware)

Une configuration matérielle est nécessaire pour :

- Les paramètres ou les adresses prééglées d'un module.
- Configurer les liaisons de communication.

- **Notre choix du matériel :**

Après identification générale des entrées /sorties on a utilisé au total :

- Des entrées analogiques : 2.
- Des entrées numériques : 7.
- Des sorties analogiques : 2.
- Des sorties numériques : 7.
- Des mémentos : 34.

Alors on a choisi les modules qui peuvent contenir ce nombre d'entries et sorties :

- **Emplacement 1** : module d'alimentation PS 307 5A_1.
- **Emplacement 2** : CPU 315-2 PN/DP.

L'emplacement n°3 est réservé comme adresse logique pour un coupleur dans une configuration multi-châssis.

Un module des entrées analogiques :

- **Emplacement 4** : AI 2x12BIT_1.

Un module de sorties analogique :

- **Emplacement 5**: AO 2x12BIT_1.

Un module des entrées et sorties numériques :

- **Emplacement 6**: DI 16/DO 16x24VDC/0.5A_1

- La figure suivante représente les modules de l'automate utilisé.



Figure 3.1: Configuration des appareils.

3.3.3 Les variables

Dans tous programme il faut définir la liste des variables qui vont être utilisées lors de la programmation pour cela la table des variables est créé.

L'utilisation des noms appropriés rend le programme plus compréhensible et plus facile à manipuler. Ce type d'adressage est appelé « relatif ».

Pour créer une variable, il suffit d'indiquer le nom de la variable et son adresse.

On remplit la table des variables en respectant notre système étudié, pour les entrées et les sorties.

La figure suivante représente partie de la table de variables utilisées dans notre programme.

	Name	Tag table	Data type	Address	Retain	Acces...	Visibl...
22	Tag_3	Default tag table	Word	%MW13		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
23	FIL VERT	Default tag table	Bool	%Q1.1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
24	1	Default tag table	Bool	%M0.4		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
25	BENI mered	Default tag table	Bool	%Q1.2		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
26	VER	Default tag table	Bool	%Q1.3		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
27	Tag_13	Default tag table	Real	%MD16		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
28	PRODUIT_1	Default tag table	Real	%MD20		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
29	PRODUIT_2	Default tag table	Real	%MD24		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
30	PUISSANCE_REACTIVE	Default tag table	Real	%MD28		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
31	Tag_16	Default tag table	Real	%MD32		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
32	PROUDUIT_11	Default tag table	Real	%MD36		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
33	PRODUIT_22	Default tag table	Real	%MD40		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
34	PUISSANCE_ACTIVE	Default tag table	Real	%MD46		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
35	Tag_17	Default tag table	Bool	%I124.0		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
36	ALARME_DEFAULT_GAZ	Default tag table	Bool	%M100.0		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
37	ALARME_LOW_COURANT	Default tag table	Bool	%M120.0		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
38	ALARME_HI_COURANT	Default tag table	Bool	%M120.1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
39	Tag_4	Default tag table	Bool	%I0.6		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
40	Tag_19	Default tag table	Bool	%M0.5		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
41	Tag_20	Default tag table	Bool	%M0.6		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
42	enable	Default tag table	Bool	%I0.7		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Figure 3.2: Exemple de quelques variables de programme.

Les variables peuvent être de type :

➤ **Entrées**

Pour savoir l'état et le déroulement de procès l'automate récolte des informations venantes de l'installation et cela via des entrées automate qui sont connecté aux déferents capteurs et boutons de l'installation pour ensuit les traiter et générer la commande.

➤ **Sorties**

Après traitement des données d'entré et pour commander l'installation, l'automate doit générer et envoyer des signaux par ces sortie.

Les sorties automate sont connecté au différentes vannes et actionneurs de l'installation.

➤ **Mémento**

Zone de mémoire dans la mémoire système d'une CPU. Il est possible d'y accéder en écriture et en lecture (par bit, octet, mot et double mot). La zone des mémentos permet à l'utilisateur d'enregistrer des résultats intermédiaires.

3.4 Les blocs

Pour réaliser la tâche d'automatisation on doit charger dans l'automate les blocs qui contiennent les déferents programmes et donnés. Les blocs existants sont (OB, FB, SFB, FC,

SFC) qui contiennent les programmes, les blocs de données DB d'instance et DB globaux qui contiennent les paramètres du programme.

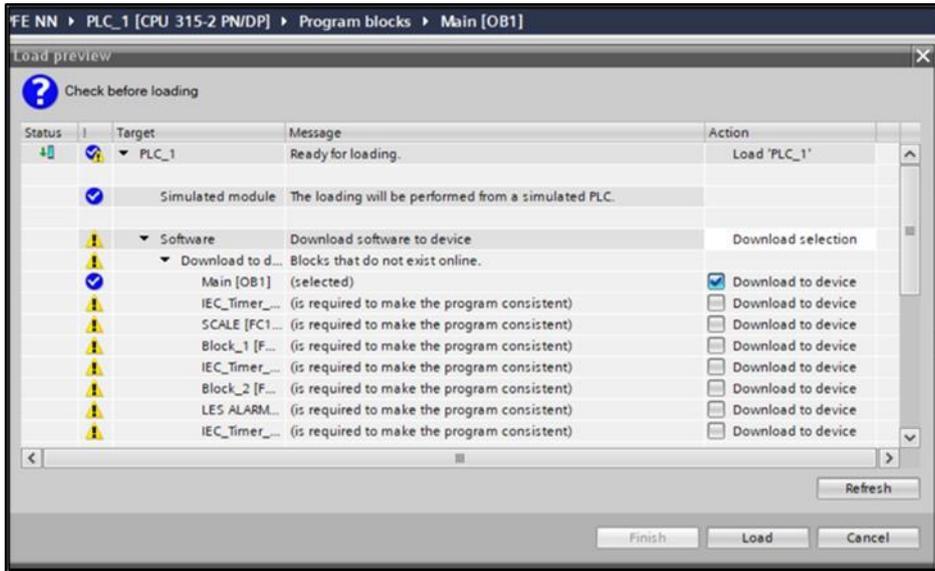


Figure 3.3: Avant le chargement du programme.

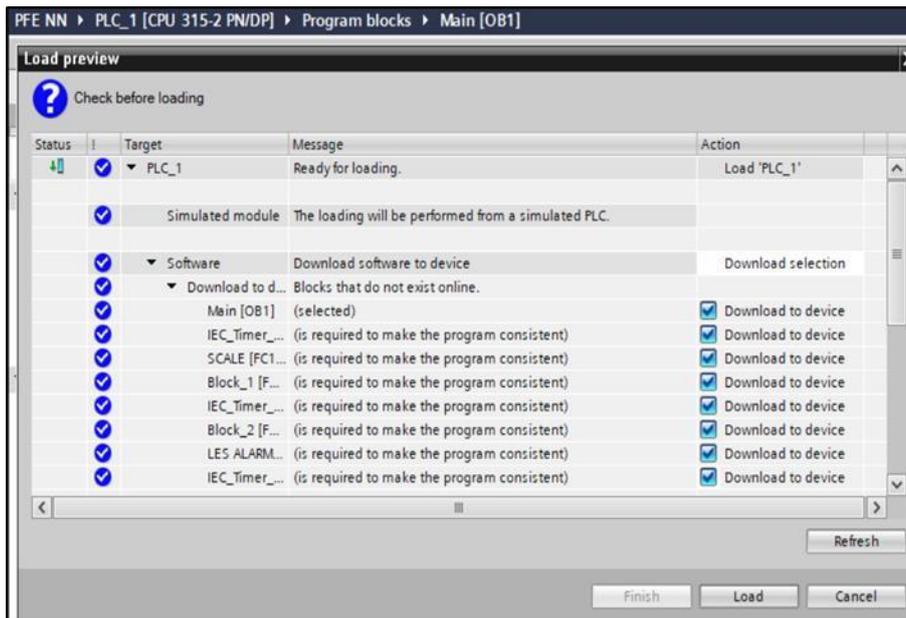


Figure 3.4: Après le chargement du programme.

3.4.1 1 Bloc d'organisation (OB)

Le dossier bloc, contient les blocs que l'on doit charger dans la CPU pour réaliser la tâche d'automatisation, il englobe :

- Les blocs de code (OB, FB, FC, SFB, SFC) qui contiennent les programmes, dans notre programme on a utilisé que l'OB et le FC.

- Les blocs de données DB d'instance et DB globaux qui contiennent les paramètres du programme, ainsi pour notre programme on a juste utilisé le DB.

On a utilisé le bloc d'organisation **OB1** qui est appelé par le système d'exploitation, il fait appel aux autres blocs qui constituent le programme, lorsqu'on appelle un bloc fonctionnel dans l'OB1 un bloc de donnée associé sera créé automatiquement.

La figure suivante représente un réseau dans **OB1**.

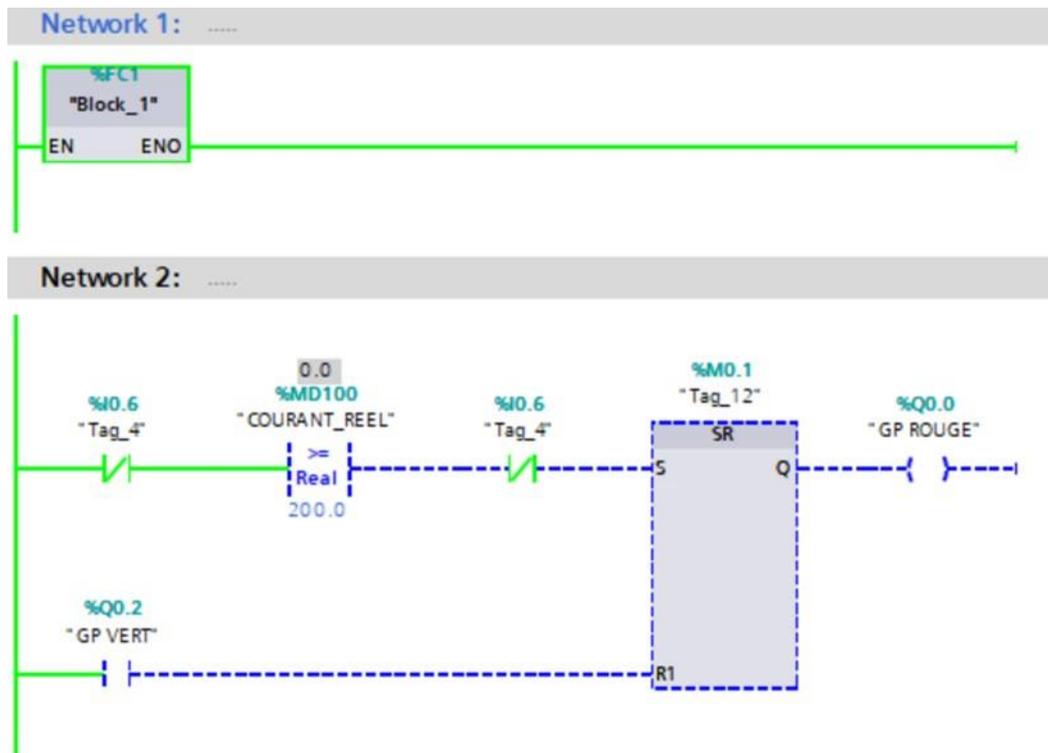


Figure 3.5: Réseau 1&2 dans l'OB 1.

3.4.2 Blocs fonctionnelles (FB)

Le FB est un sous-programme écrit par l'utilisateur et exécuté par des blocs de code, On lui associé un bloc de données d'instance DB relatif à sa mémoire et contenant ses paramètres.

Pour ce programme on a utilisé quatre blocs de ce type, programmé en langage GRAPH.

3.4.3 Blocs de données (DB)

Ces blocs de données servent uniquement à stocker des informations et des données mais pas d'instructions, ces données seront utilisées par d'autres blocs.

3.4.4 Bloc fonction (FC)

La FC contient des routines pour les fonctions fréquemment utilisées. Elle est sans mémoire et sauvegarde ses variables temporaires dans la pile de données locales. Cependant elle peut faire appel à des blocs de données globaux pour la sauvegarde de ses données [35].

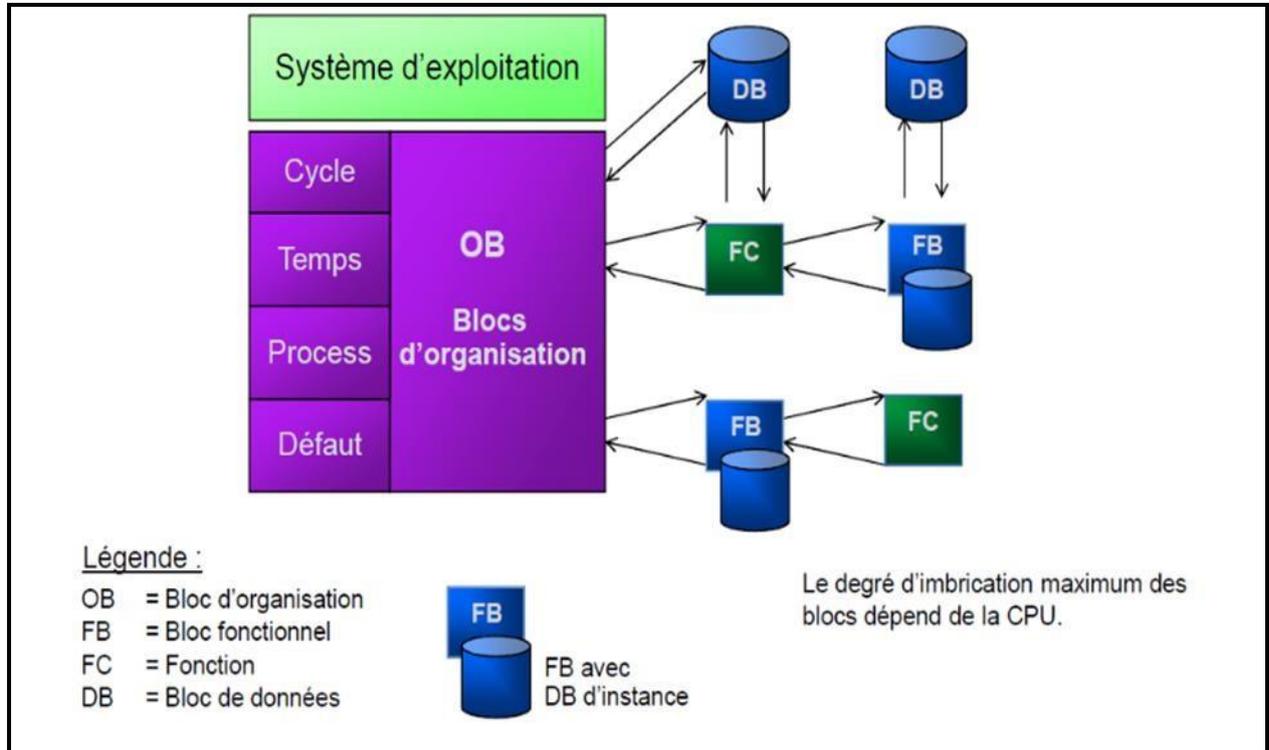


Figure 3.6: Type de blocs du programme [35]

3.5 Création du programme

Ce programme contient quatre blocs essentiels :

3.5.1 Bloc d'organisation cyclique OB1

Le poste source HTB/HTA 60 kV/30kVest programmé sur un réseau dans l'OB1.

Chaque poste HTA/BT 10 kV est programmé sur un réseau dans l'OB1, ces réseaux gèrent le fonctionnement cyclique des disjoncteurs positionnés dans les cellules des départs et des arrivées situés dans les postes HTA/BT.

Par exemple :

- ✓ Mise à zéro ou à un d'une variable associée à : un disjoncteur.
- ✓ Génération d'une temporisation.

L'acheminement d'un réseau à un autre s'effectue après la satisfaction des conditions bien spécifiées.

Par exemple :

- Changement d'état d'une variable associée à un capteur ou à un bouton.
- Écoulement d'une temporisation.

Les réseaux sont programmés en langage LADDER.

- ✚ Vu que les postes HTA/BT sont alimentés linéairement avec le deux départs étudiés OULED YAICH 30kV et BENI MERED 30 kV, ils doivent respecter quelques contraintes pour éviter les défauts qui surviennent comme les surcharges, les surtensions et les courts-circuits.

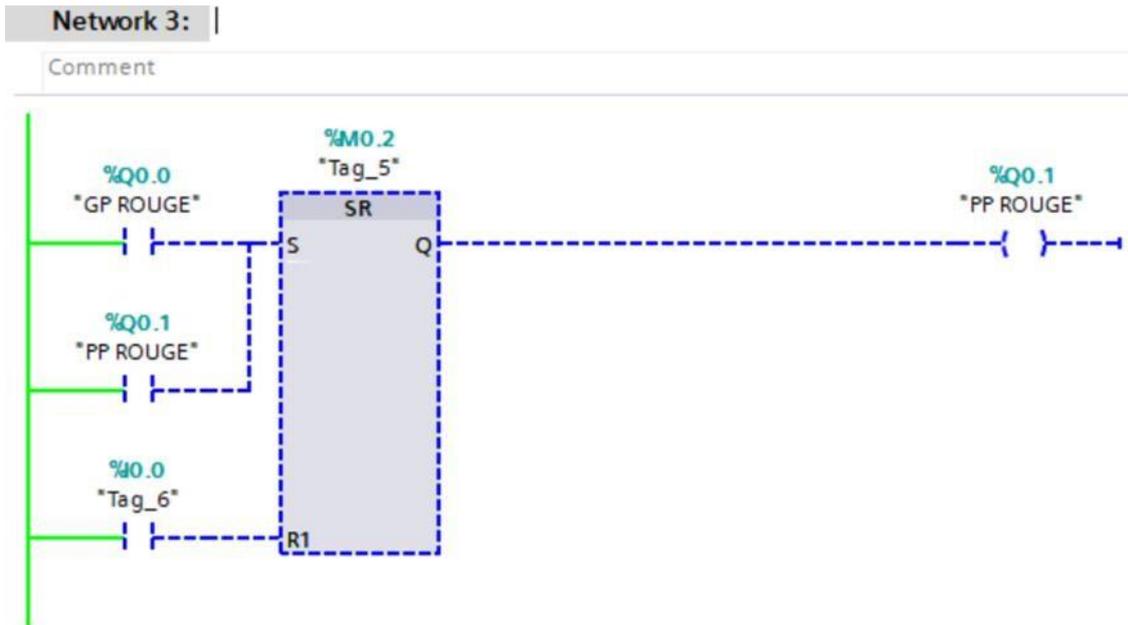


Figure 3.7: Réseau 3 dans l'OB1

- **Défaut courant**

- ✚ Les contraintes servent à localiser le défaut apparu et interdisent le dysfonctionnement des réseaux.

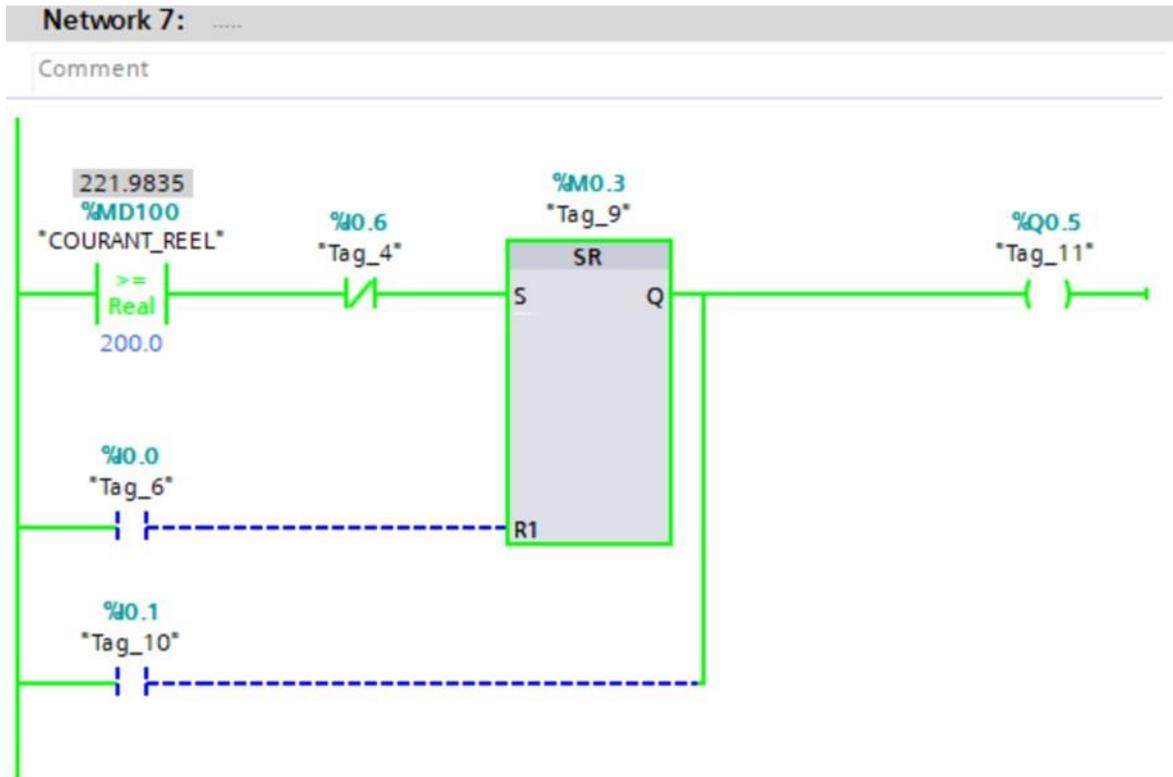


Figure 3.8: Réseau 7 dans l'OB1

3.5.2 Les fonctions FC

Ce programme contient trois blocs de fonctions, leurs rôles est de lire une valeur instantanée du courant et d'afficher les variables (tension, puissances active et réactive, fréquence), et aussi il nous affiche des alarmes en cas en cas du défaut au niveau de la supervision.

- **Mise à l'échelle de courant**

Deux blocs qui traitent les valeurs analogiques relevé par les deux capteurs l'un de courant et l'autre de pression sont montés sur les cellules, avec un comparateur dans chaque bloc, si le courant dépasse 200A le capteur de courant transmet un signal, et si la pression mesurée diminue à 3 bar le pressostat envoie un signal.

La figure suivante représente le bloc FC1 contenant la fonction SCALE pour la mise à l'échelle du courant du filtre A :

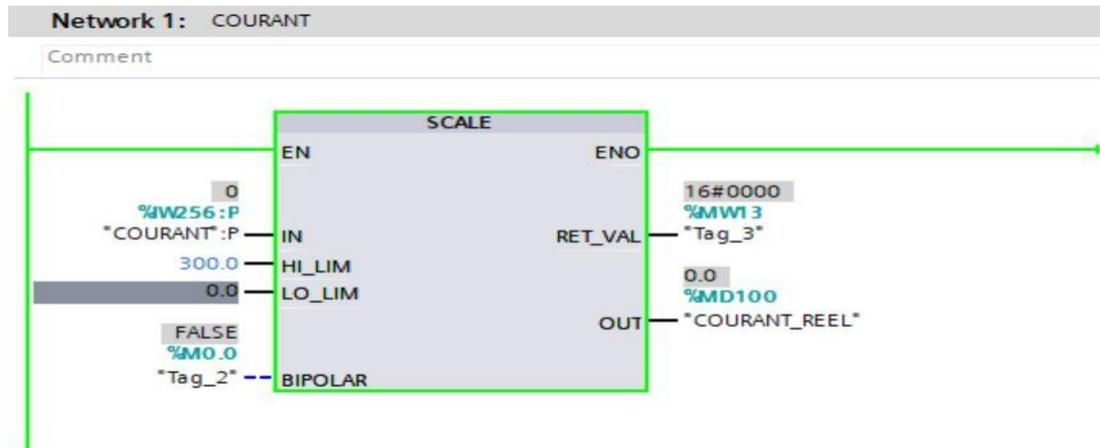


Figure 3.9: Bloc FC1

La figure suivante représente le bloc FC1 contenant la fonction SCALE pour la mise à l'échelle de la pression :

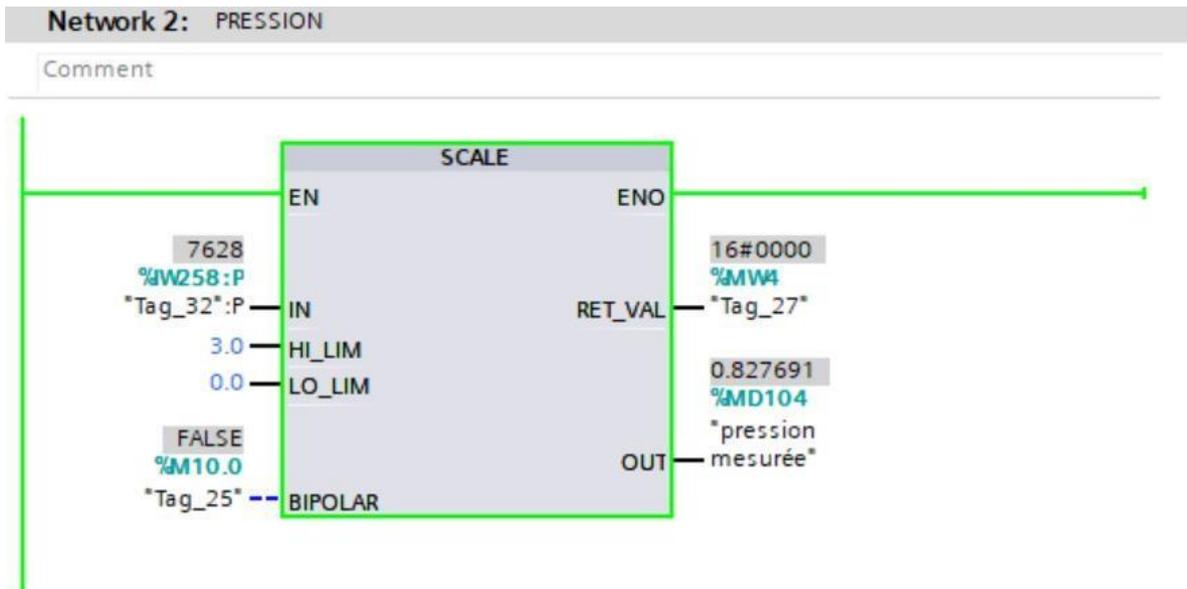


Figure 3.10: Bloc FC1

- **Calculs**

Ce bloc est programmé pour le calcul des variables de mesure nécessaires.

- Puissance active : $U \times I \times \cos \text{PHI} \times \sqrt{3}$ **Watt**

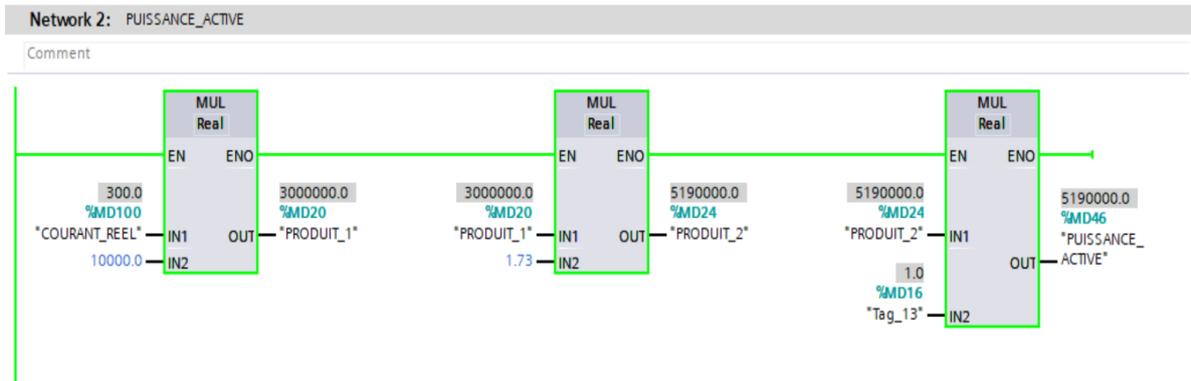


Figure 3.11: Bloc FC2

- Puissance réactive : $U \times I \times \sin \text{PHI} \times \sqrt{3} \text{ VAR}$

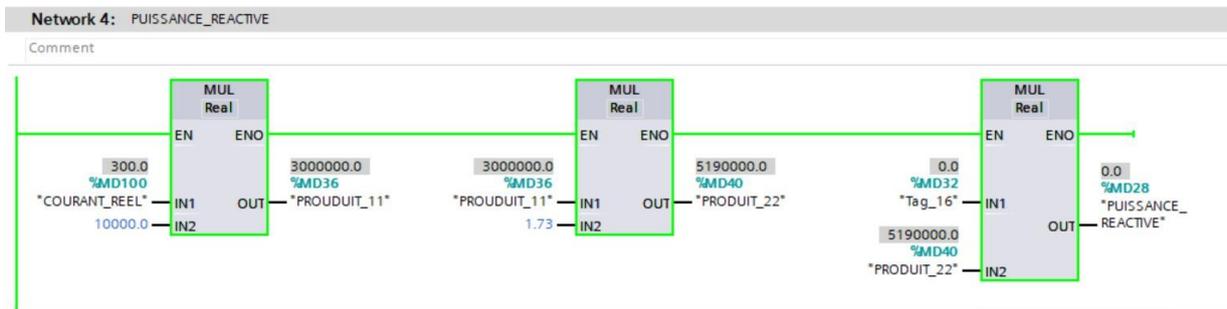


Figure 3.12: Bloc FC2

- **Alarmes**

Le bloc FC3 est programmé pour l’affichage des alarmes.

Pour la première alarme elle concerne la surcharge d’après la fonction de comparaison, quand le courant dépasse les 200A le TC envoie un signal d’alerte à l’automate programmable, ce dernier il est connecté à l’IHM qui peut afficher une alarme **HIGH_COURANT**.

Pour la deuxième alarme elle concerne la variation de la pression du gaz SF6 d’après la fonction de comparaison, quand la pression du gaz SF6 est inférieure à 2.8bar le pressostat envoie un signal d’alerte à l’automate programmable, suite à l’IHM affiche une alarme **pression du gaz diminue** et si elle est plus inférieure a 2,5bar dans ce cas l’alarme sera **pression du gaz nulle**.

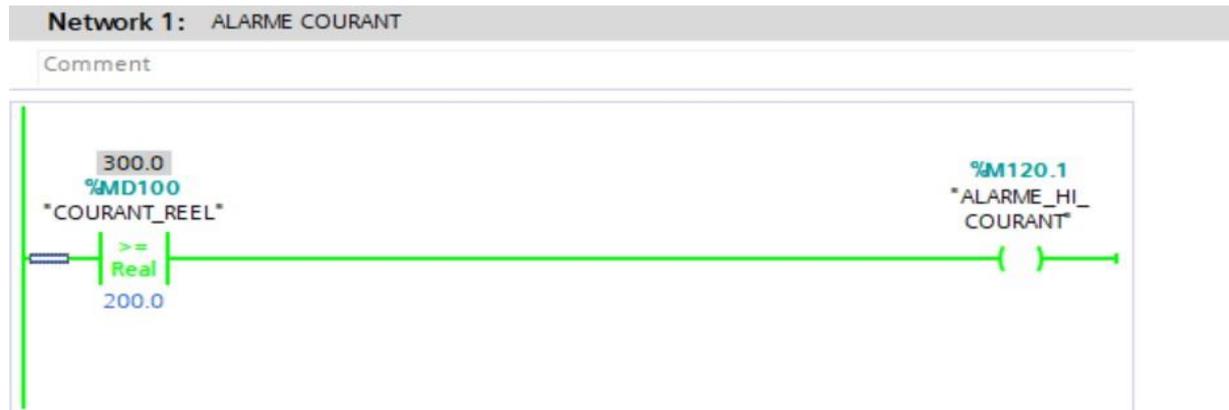


Figure 3.13: Bloc Alarme



Figure 3.14: Bloc Alarme

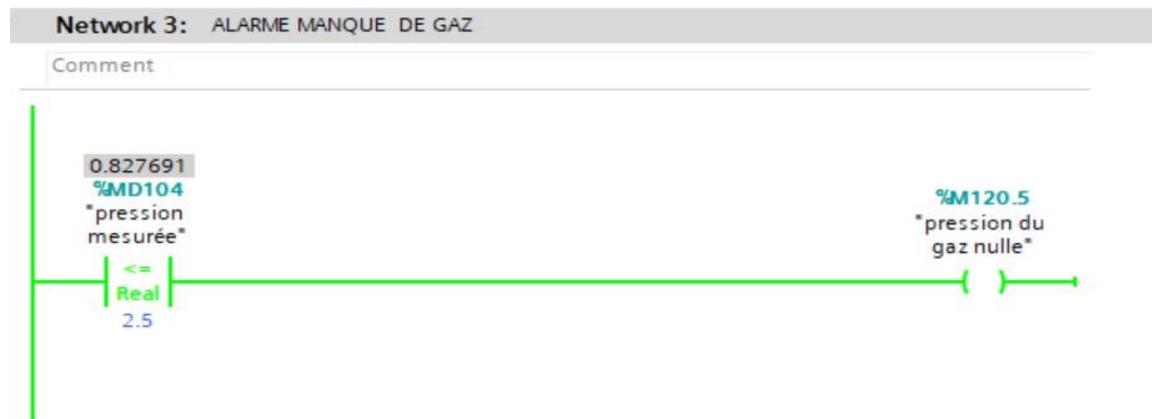


Figure 3.15: Bloc Alarme

3.6 Création de la supervision

Cette supervision contient sept vues essentielles :

3.6.1 Introduction

Pour bien contrôler le processus l'opérateur a besoin d'avoir le maximum de transparence, ce qu'il lui permet de bien supervisé et contrôler l'installation, cela est possible

avec l'interface homme machine (HMI). Le contrôle de processus est assuré par le système d'automatisation.

Le pupitre de supervision une fois sous réseau permet :

- De visualiser l'état des actionneurs (Disjoncteur) et des capteurs (pression, courant, Tension...)
- D'afficher les alarmes.
- D'agir sur les disjoncteurs.

3.6.2 La création d'une Fenêtre HMI

On choisit un HMI. Dans la vue portail on clique sur ajouter un appareil et on sélectionne un HMI parmi les différents choix proposés par TIA PORTAL.

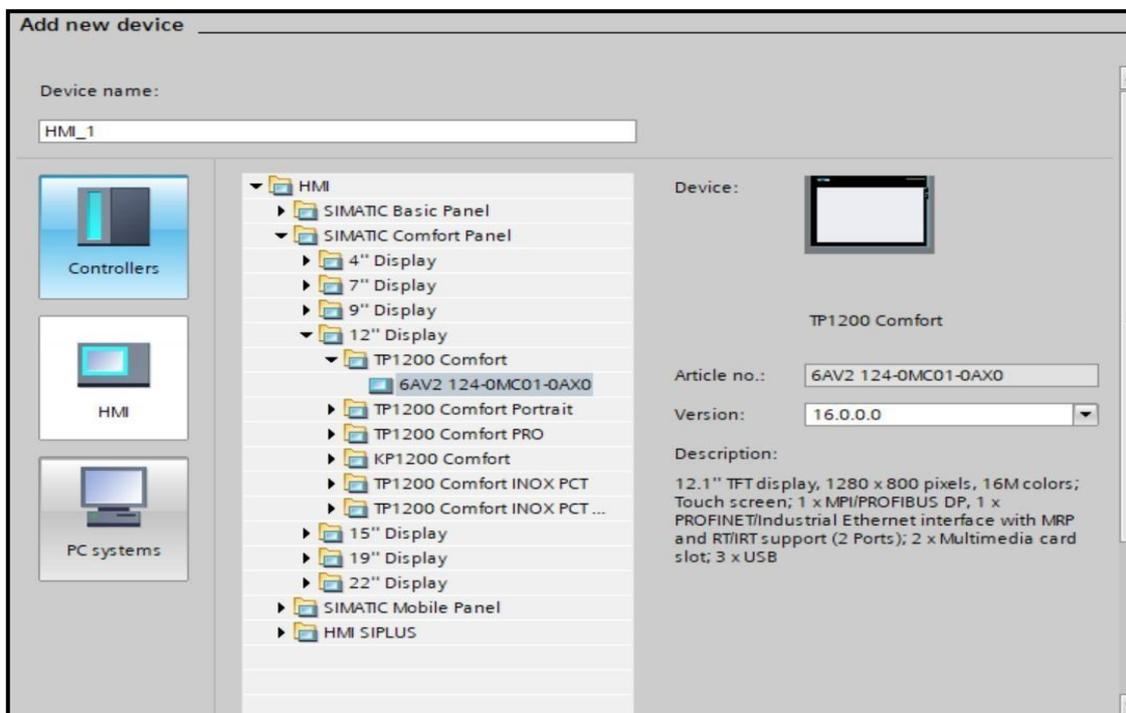


Figure 3.16: Configuration d'une HMI

Une nouvelle fenêtre de configuration HMI représentant le réseau s'affiche ensuite pour choisir l'interface de communication entre l'HMI et l'automate.

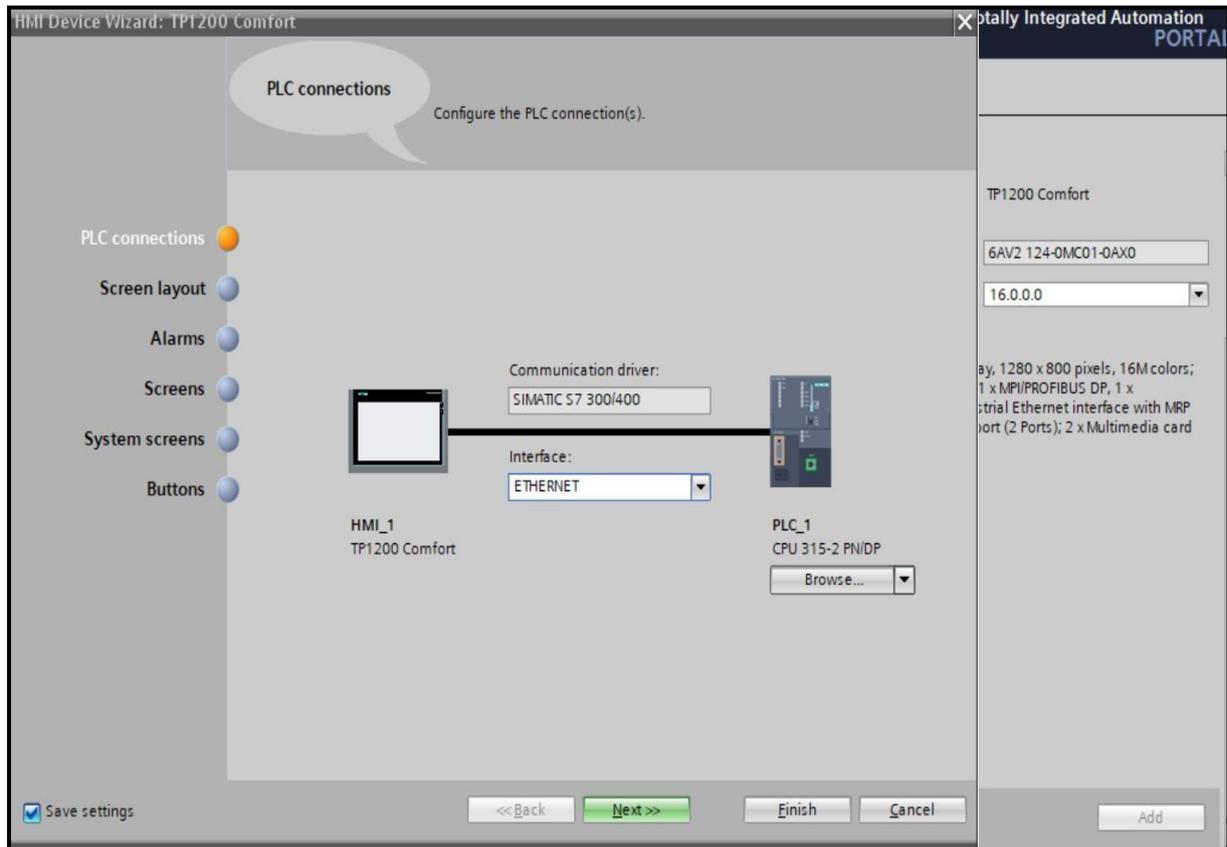


Figure 3.17: Connexion de l’HMI à l’API

➤ **Programmation de l’HMI**

La seconde partie de la programmation consiste à réaliser une interface de communication HMI entre l’utilisateur (client ou technicien) et la poste source distant. Cette interface sera composée d’un écran pour la commande ou le suivi du système.

L’assistant de configuration permet aussi de pré régler le nombre de vues dans l’HMI et la disposition des boutons et plein d’autres options utiles.

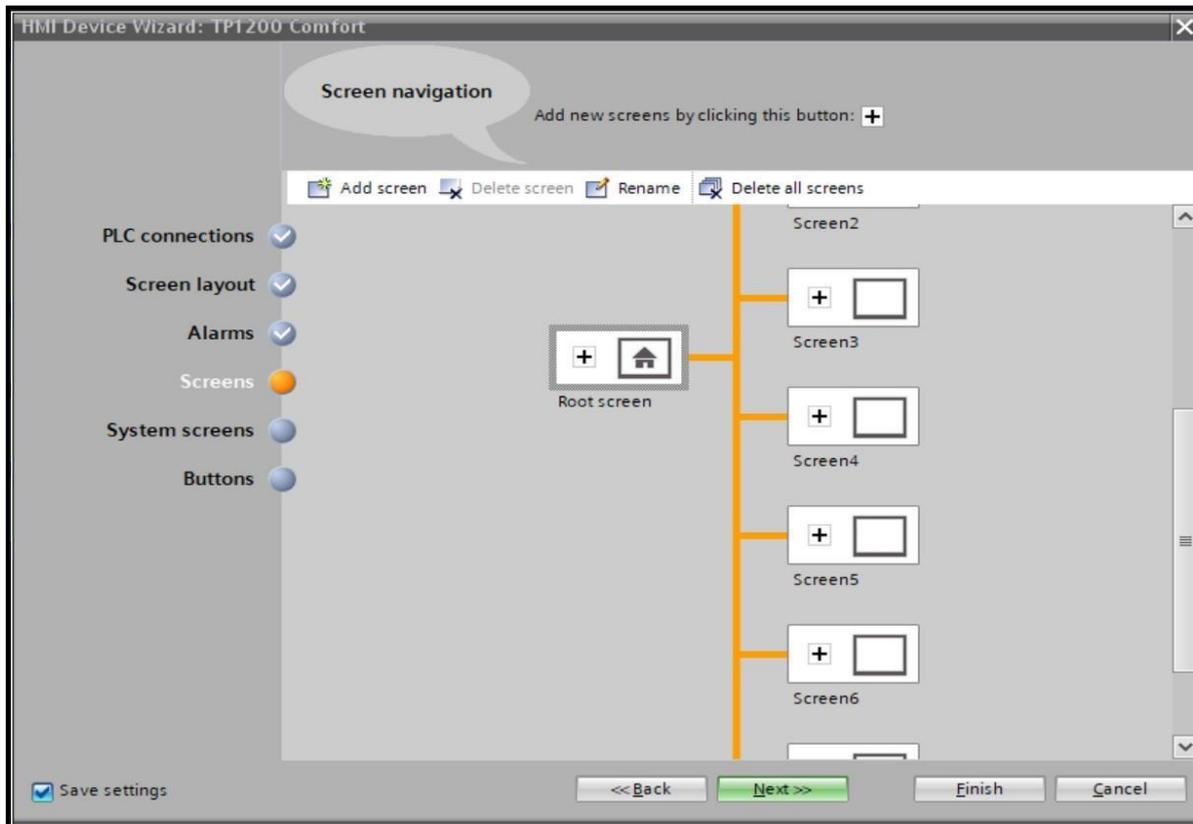


Figure 3.18: Configuration du nombre de vues

Grace au large choix d'objets et d'éléments graphiques contenus dans la menue bibliothèque à droite de l'écran on peut commencer à réaliser les écrans de l'HMI

3.6.3 Établissement d'une liaison HMI

Il faut d'abord créer une liaison HMI entre la CPU et l'HMI, cela pour pouvoir lire les données qui se trouvent dans l'automate.

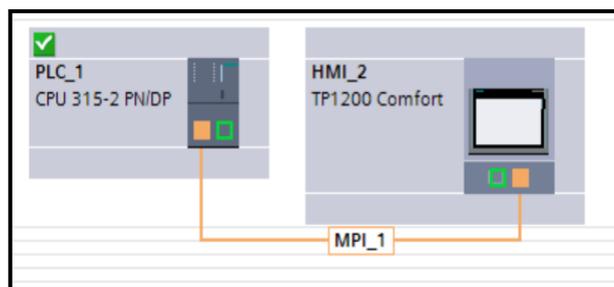


Figure 3.19: Liaison PLC_HMI

3.6.4 Variables HMI

On distingue deux types de variables, les variables externes et les variables internes :

- Les variables externes permettent de communiquer et d'échanger des données entre les composants d'un processus automatisé, entre un pupitre opérateur et un automate.
- Les variables internes ne possèdent aucun lien avec l'automate, elles sont enregistrées dans la mémoire.

La table de variables HMI

La figure suivante représente une partie de la table de variables HMI :

Name	Tag table	Data type	Connection	PLC name
767 ET 1299 VERT	Default tag table	Bool	HMI_Connectio...	PLC_1
ALARME_HI_COURANT	Default tag table	Bool	HMI_Connectio...	PLC_1
BENI mered	Default tag table	Bool	HMI_Conne...	PLC_1
COURANT_REEL	Default tag table	Real	HMI_Connectio...	PLC_1
FIL VERT	Default tag table	Bool	HMI_Connectio...	PLC_1
GP ROUGE	Default tag table	Bool	HMI_Connectio...	PLC_1
GP VERT	Default tag table	Bool	HMI_Connectio...	PLC_1
LED NOT DEFAULTVERT	Default tag table	Bool	HMI_Connectio...	PLC_1
PP ROUGE	Default tag table	Bool	HMI_Connectio...	PLC_1
pression du gaz diminue	Default tag table	Bool	HMI_Connectio...	PLC_1
pression mesurée	Default tag table	Real	HMI_Connectio...	PLC_1
PUISSANCE_ACTIVE	Default tag table	Real	HMI_Connectio...	PLC_1
PUISSANCE_REACTIVE	Default tag table	Real	HMI_Connectio...	PLC_1
Tag_10	Default tag table	Bool	HMI_Connectio...	PLC_1
Tag_11	Default tag table	Bool	HMI_Connectio...	PLC_1
Tag_13	Default tag table	Bool	HMI_Connectio...	PLC_1

Figure 3.20: Partie de la table de variables HMI

3.6.5 Les vues

Pour le contrôle et la commande du procès on a configuré sept vues, elles permettent de lire les valeurs de procès ainsi le commander.

Le tableau suivant représente les différents éléments des vues.

Composants	Non Actif	Actif
-------------------	------------------	--------------

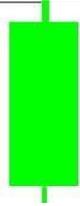
<p>Protections départ - Arrivée</p>		
<p>Transformateur de courant</p>		
<p>LED rouge</p>		
<p>LED vert</p>		

Tableau 3.1: Représentation des éléments des vues

3.6.6 Configuration des éléments des vues

- **Configuration des protections**

- **Animation**

Chaque protection est associée à une sortie automate, lorsque la variable de sortie est à «0» la cellule est représentée en rouge, lorsqu'elle est à « 1 » elle est représentée en vert.

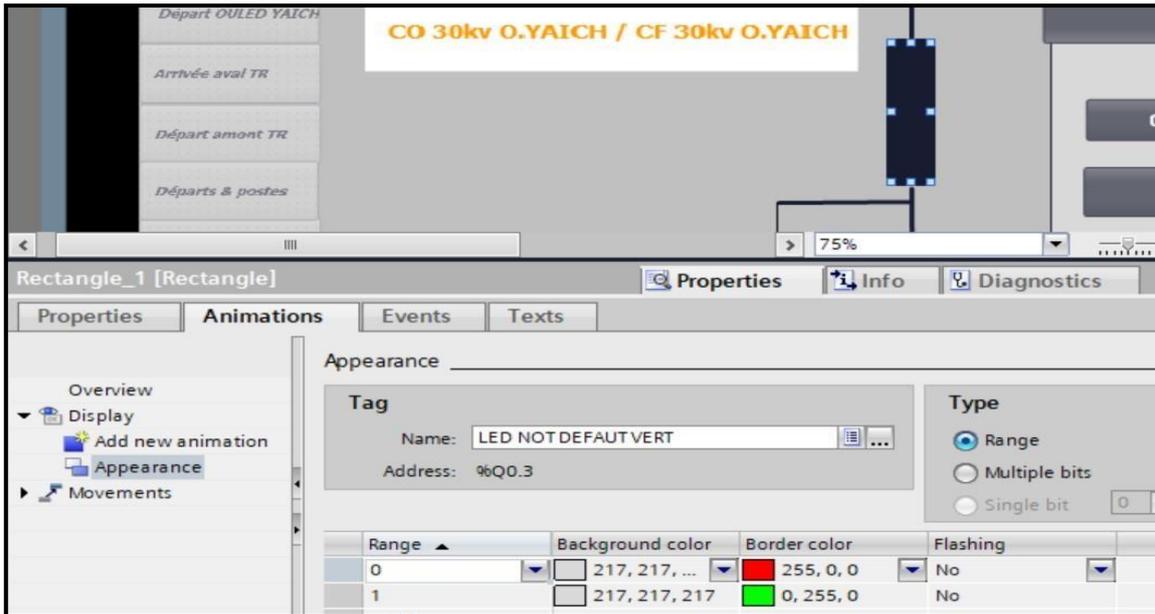


Figure 3.21: Animation d'une cellule

- **Configuration des transformateurs de courant**

- **Animation** : Chaque TC est associé à une sortie automate, lorsque la variable de sortie est à « 0 » le TC est représenté en rouge, lorsque la variable est à « 1 » le TC est en vert.

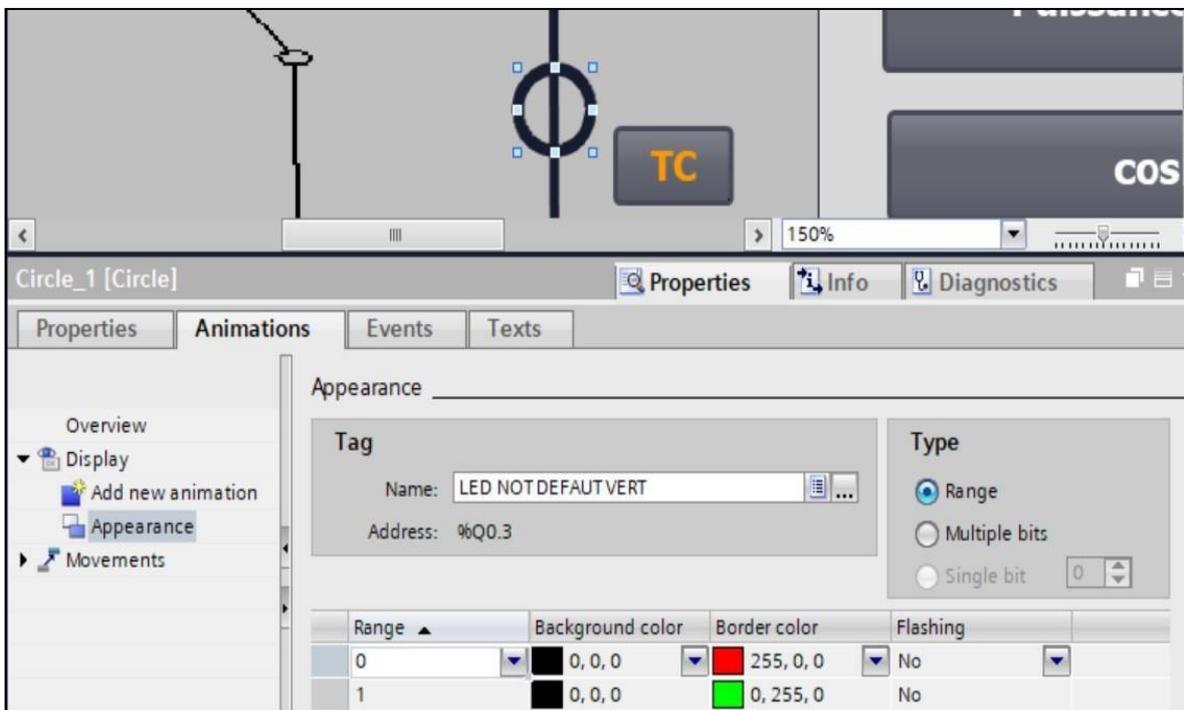


Figure 3.22: Animation d'un TC

- **Configuration des boutons**

Dans ce cas la sortie a deux états, lorsque la variable de sortie est à « 0 » signifie que le disjoncteur est déclenché, et lorsque la variable est à « 1 » le disjoncteur est enclenché.

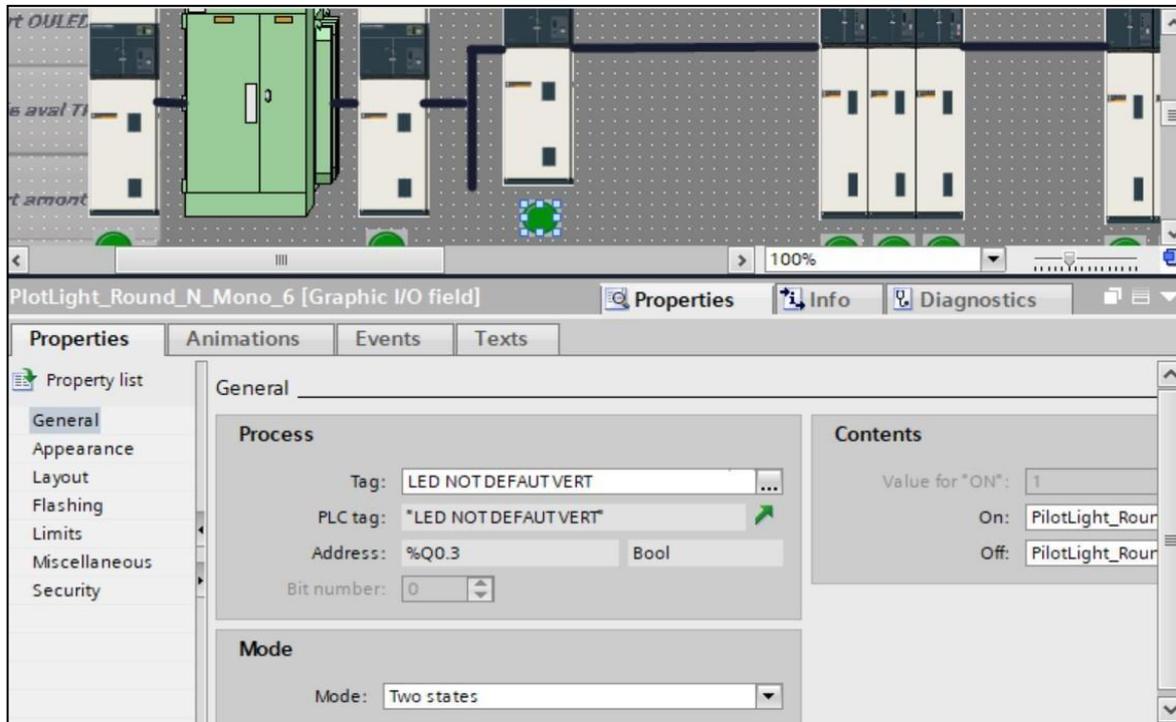


Figure 3.23: Animation d'un Bouton

3.6.7 La hiérarchie des vues

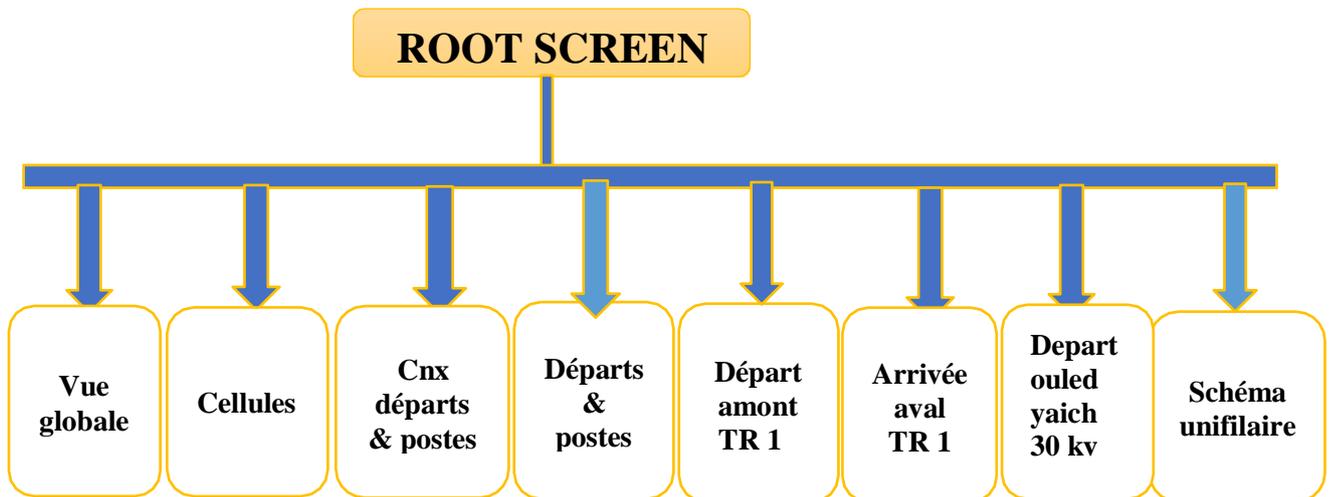


Figure 3.24: Hiérarchie des vues.

- Organigramme

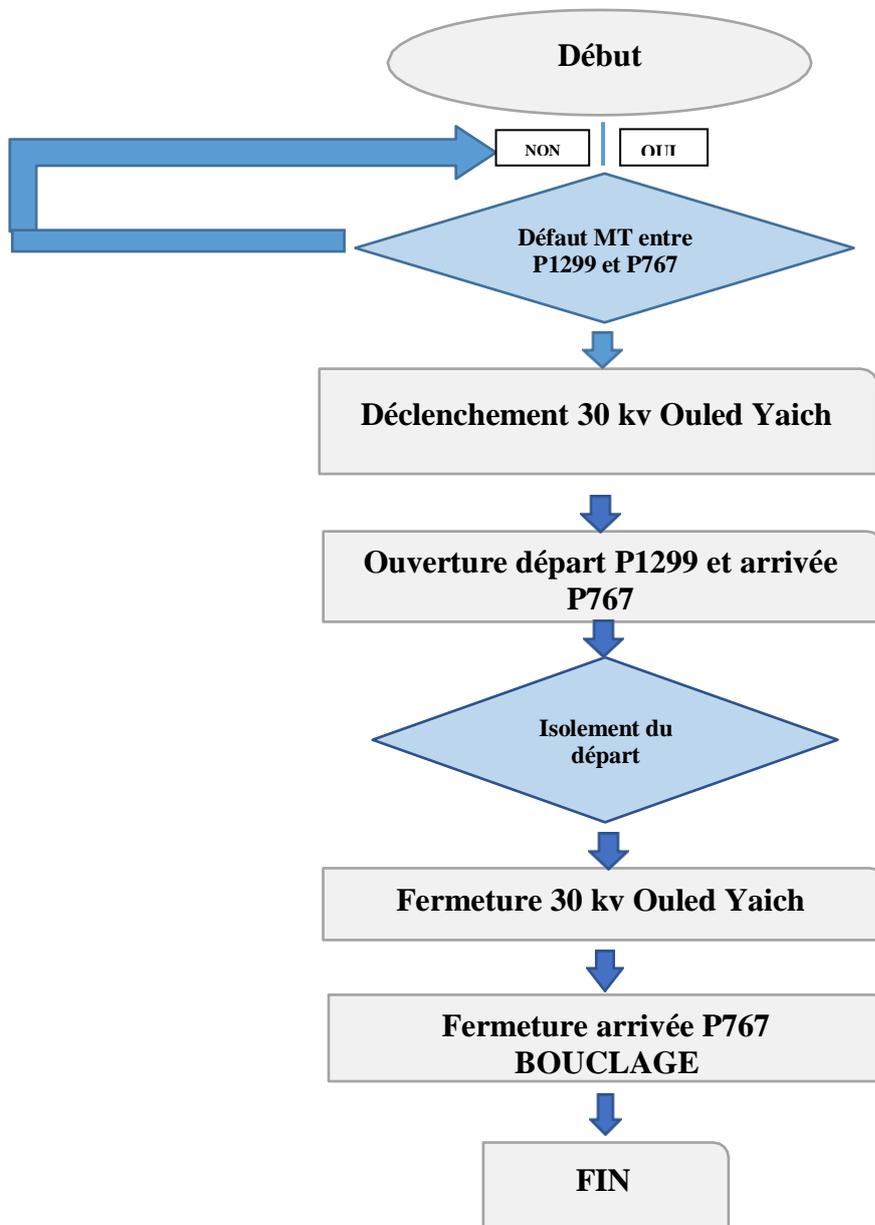


Figure 3.25: Organigramme

- Vue initiale

- C'est la vue qui s'affiche au lancement elle est générale, représente que et leurs états, sans les détails. Depuis cette vue l'opérateur peut accéder à la vue globale.



Figure 3.26: Vue initiale

Sur cette **vue initiale**, on peut accéder à n'importe quelle vue que l'on veut voir, selon notre besoin, elle nous permet de gérer et commander ou bien seulement contrôler le fonctionnement à distance.

- **Vue globale**

Cette **vue globale** montre la distribution de l'électricité dans le poste source, ce dernier est câblé sous terrain avec les cellules de départs et d'arrivées des postes HTA/BT.

La vue représente un poste source et cinq postes HTA/BT.

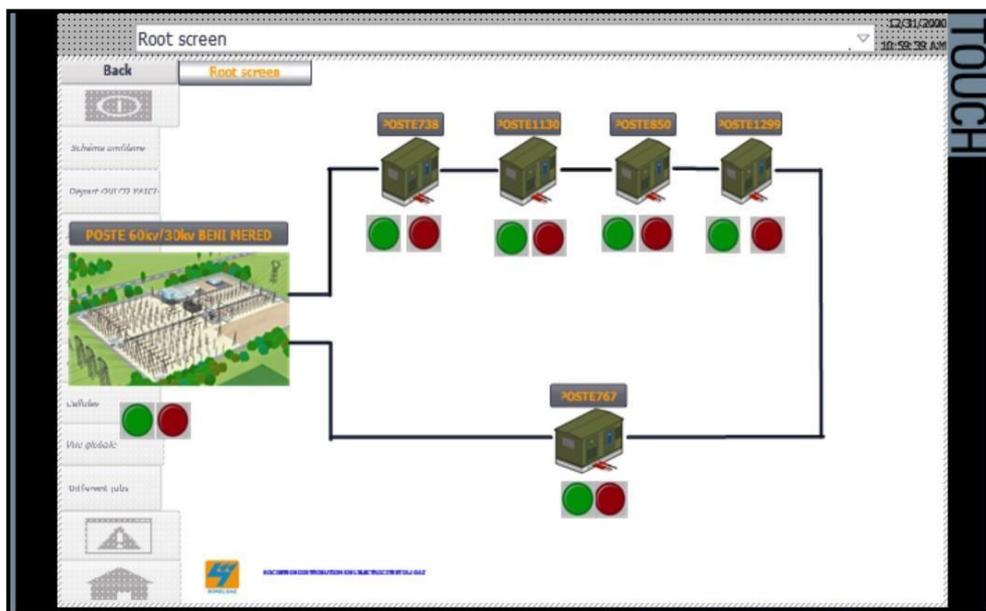


Figure 3.27: Vue globale

En plus détaillant, la vue suivante représente des **cellules** (départs et arrivées) qui se retrouvent au niveau de chaque poste.

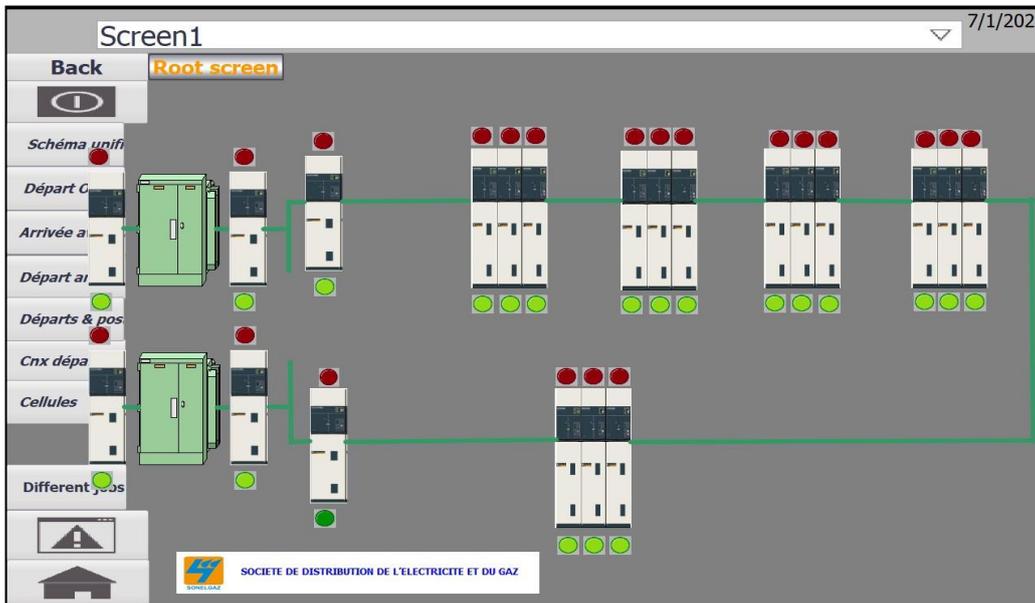


Figure 3.28: Vue cellules

- **Technique de détection de défaut et localisation**
 - **Détection manuelle d'incendie des postes HTA/BT**

L'incident sur le réseau souterrain HT est le sujet de notre analyse qui affecte le départ 30kV de OULED YAICH et qui travers les post HTA/BT du réseau.

On veut discuter dans cette partie comment se passe la localisation d'un défaut manuellement entre l'exploitant et le dispatcheur.

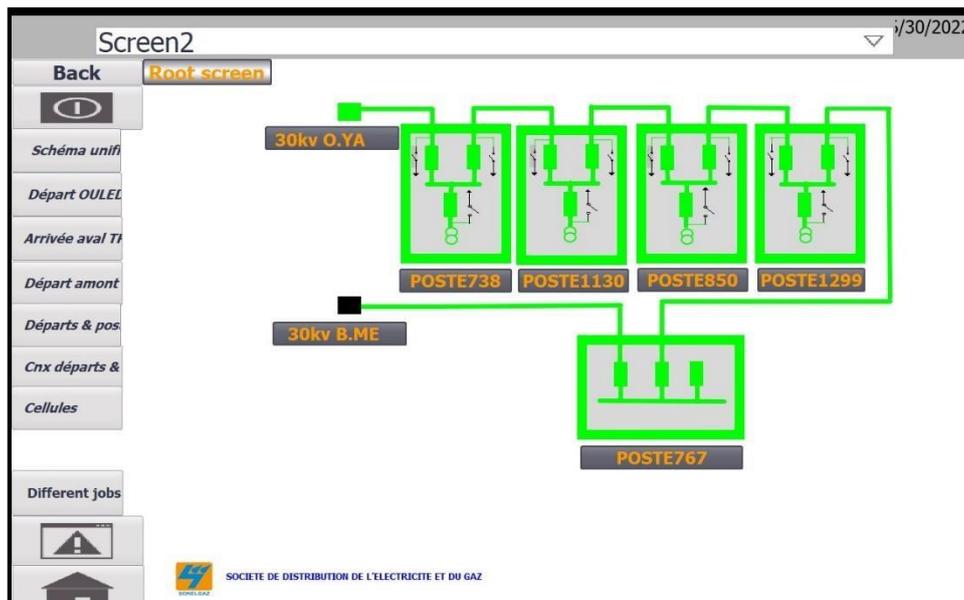


Figure 3.29: Vue connexion départs et postes

Depuis cette vue on peut aller soit à la vue initiale ou à la vue globale.

- **Alarme principale**

Alarme sonore et visuelle conduit au déclenchement de disjoncteur 1 du départ 30 KV OULED YAICH dans le centre de conduite et commande (SCADA), Le disjoncteur 1 du départ dans ce cas est ouvert.

✓ **Les manœuvres de tronçonnement**

Le manœuvre de tronçonnement considéré l'outil de localisation manuelle de défaut :

1 er manœuvre : ouverture à distance de l'interruptrice cellule arrivée motorisé dans le poste 738.

2eme manœuvre : ouverture à distance de l'interruptrice cellule arrivée motorisé dans le poste 1130.

3eme manœuvre : ouverture à distance de l'interruptrice cellule arrivée motorisé dans le poste 850.

4eme manœuvre : ouverture à distance de l'interruptrice cellule arrivée motorisé dans le poste 1299.

5eme manœuvre : fermeture à distance du disjoncteur1 départ 30 KV OULED YAICH et la réception d'une alarme de la fonction fermeture positive.

6eme manœuvre : fermeture à distance de l'interruptrice cellule arrivée motorisé dans le poste 738 (fermeture positive).

6eme manœuvre : fermeture à distance de l'interruptrice cellule arrivée motorisé dans le poste 1130 (fermeture positive).

7eme manœuvre : fermeture à distance de l'interruptrice cellule arrivée motorisé dans le poste 850 (fermeture positive).

8eme manœuvre : fermeture à distance de l'interruptrice cellule arrivée motorisé dans le poste 1299 (fermeture positive).

9eme manœuvre : fermeture à distance de l'interruptrice cellule arrivée motorisé dans le poste bouclage 767 (fermeture négative).

Le disj1 de départe 30 KV OULED YAICH va déclencher une deuxième fois, donc le défaut est avant le poste bouclage, on réouvert l'interruptrice cellule arrivée motorisé dans le poste bouclage, et on ferme le disj1 départ 30 KV OULED YAICH (fermeture positive).

Le dispatcheur informe le chef d'exploitation pour la prise en charge de la suite des manœuvres pour désigner un chef de consignation pour exécution les manœuvres manuels et communique avec le dispatcheur pour des manœuvres à distance.

Après des manœuvres manuels l'équipe d'exploitation localise le défaut entre le poste 1299 et le poste bouclage 767.

10eme manœuvre : ouverture manuelle de l'interruptrice cellule départ motorise du poste 1299 et de l'arrivée post bouclage 767.

11eme manœuvre : fermeture manuelle de l'interruptrice cellule départ (BENI MERED) motorise du poste bouclage 767 (point d'ouverture entre le départ disj1 et le disj2 de départ 30 KV OULED YAICH).

Après la fin d'intervention de l'équipe de maintenance le chef de consignation demande au dispatcheur de reprendre la marche normale des départs.

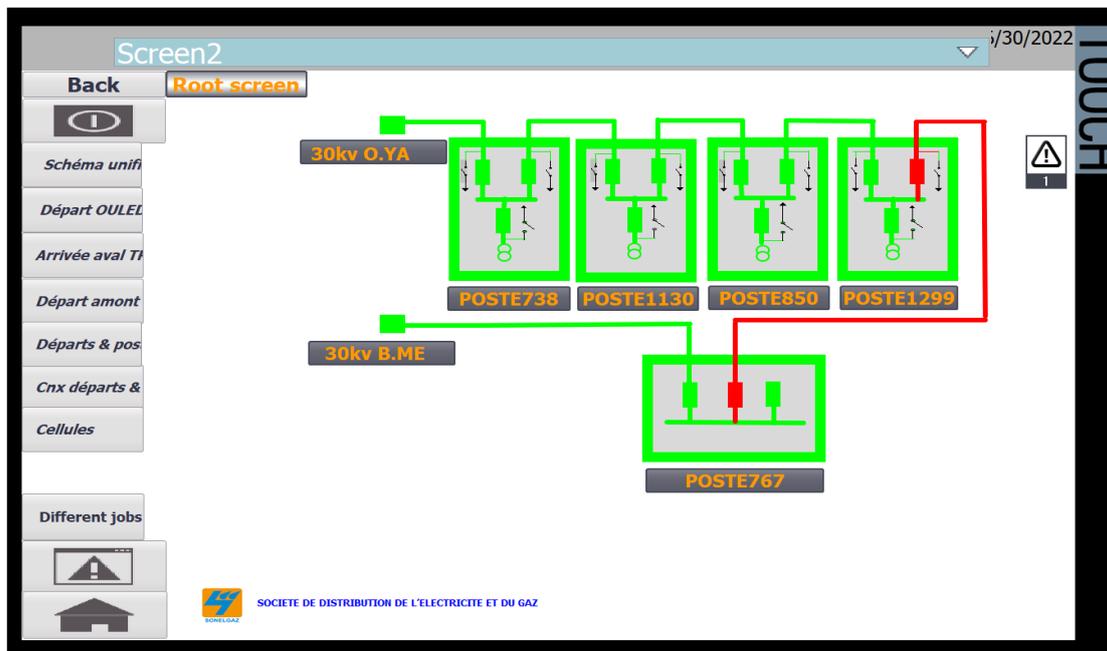


Figure 3.30: Vue connexion départs et postes d'isolation et de réalimentation d'un réseau 30kv

➤ **Détection automatique d'incident des postes HTA/BT(DMS)**

On veut maintenant dans cette partie comment se passe la localisation d'un défaut semi automatiquement entre l'exploitant et le dispatcheur.

Cette méthode (détection semi-automatique) est basée sur un capteur de courant placé dans les départs et les arrivées de chaque poste électrique, le but de ce capteur est de donner un signal par une lampe qui représente l'état du poste :

- Lampe ON : Absence du défaut au niveau du poste
- Lampe OFF : Présence défaut au niveau du poste

- Absence du défaut :

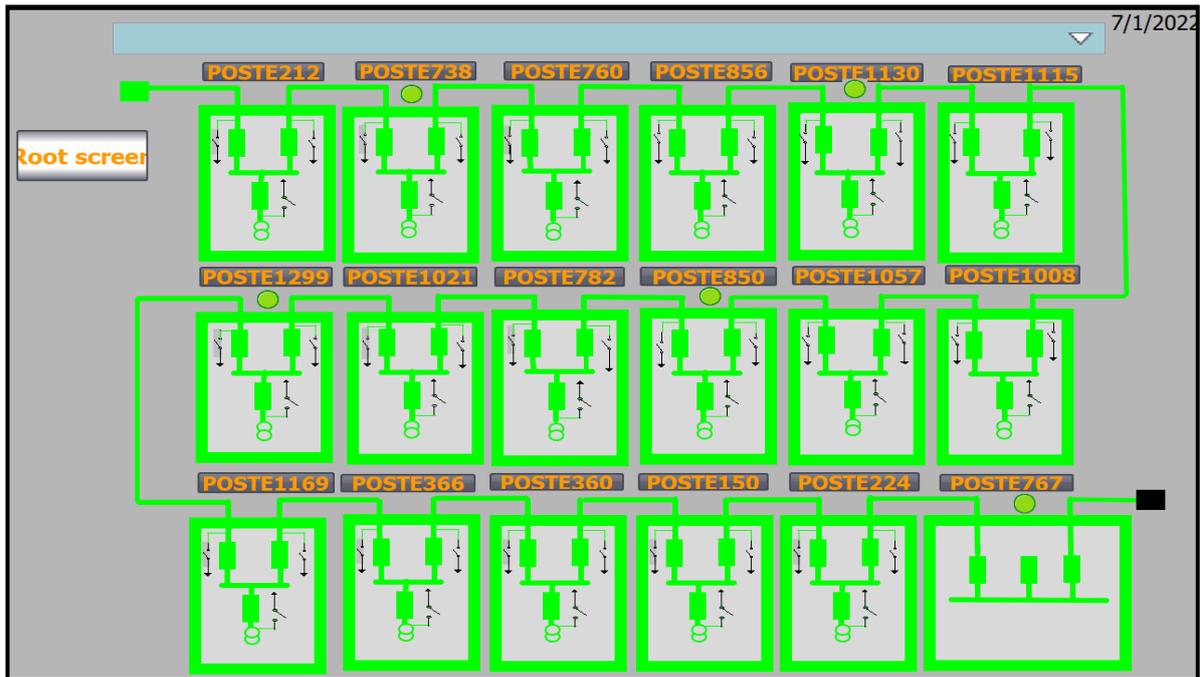


Figure 3.31: Vue poste source 30 KV d'un départ 30 KV

- Présence du défaut :

La détection du défaut auparavant était manuelle basée sur des manœuvres à appliquer, ceci elle cause des perturbations et des endommagements sur les postes HT/ BT, c'est pour cette raison la détection automatique est préférable.



Figure 3.32: Vue départs et postes d'isolation et de réalimentation d'un réseau 30kv

Cette détection automatique permet par son rôle de localiser le défaut et l'isoler.

- **Déclanchement**

A la présence de l'incident entre le poste 1299 HTA/BT et le poste bouclage 767 HTA/BT. Le disj1 du départ principale OU LED YAICH 30kv va déclencher (ouvrir) automatiquement

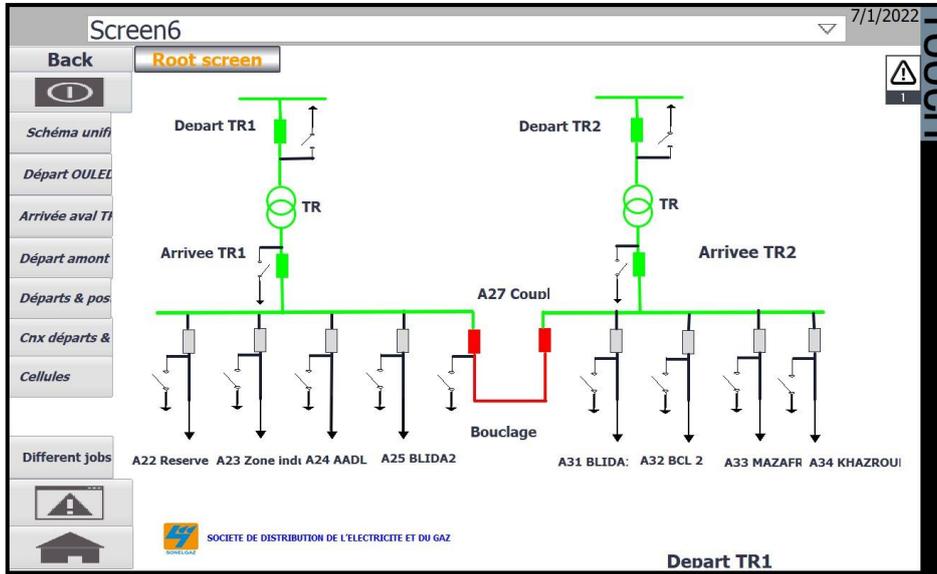


Figure 3.33: Schéma unifilaire d'un départ 30 KV (Recherche automatique de défaut)

Localisation Automatique

Après le déclanchement du disj1 du départ principal OULED YAICH le SCADA-DMS va interroger et collecter les informations de chaque RTU des postes pour tester avec les transformateurs de courant s'il y a un défaut (incident) dans chaque départ dans chaque poste.

Après la confirmation de l'incident par l'arrivée du poste Bouclage HTA/BT, le RTU du poste Bouclage envoie une confirmation pour le SCADA-DMS de la présence de la panne dans le tronçon entre le poste 1299 et le poste 767.

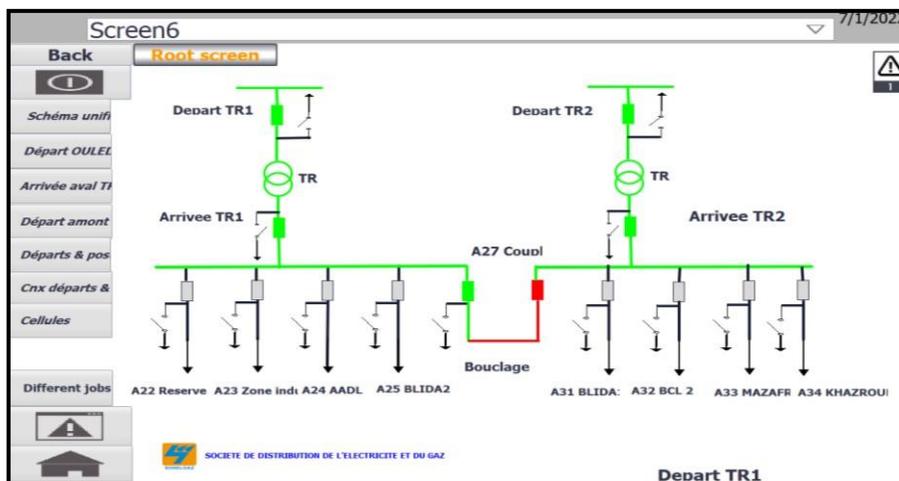


Figure 3.34: Schéma unifilaire d'un départ 30 KV (Recherche automatique du défaut)

Isolation de tronçon en panne et réalimentation du réseau

Après la réception de localisation exacte de la panne le SCADA-DMS envoie un ordre d'ouvrir le départ du poste 1299 et d'ouvrir l'arrivée du post bouclage 767. En suite faire le bouclage entre le disj1 et le disj2 et en fin la réalimentation du réseau (fermeture disj1).

Donc on obtient un tronçon en panne qui est totalement isolé (hors tension) et une réalimentation de notre réseau.

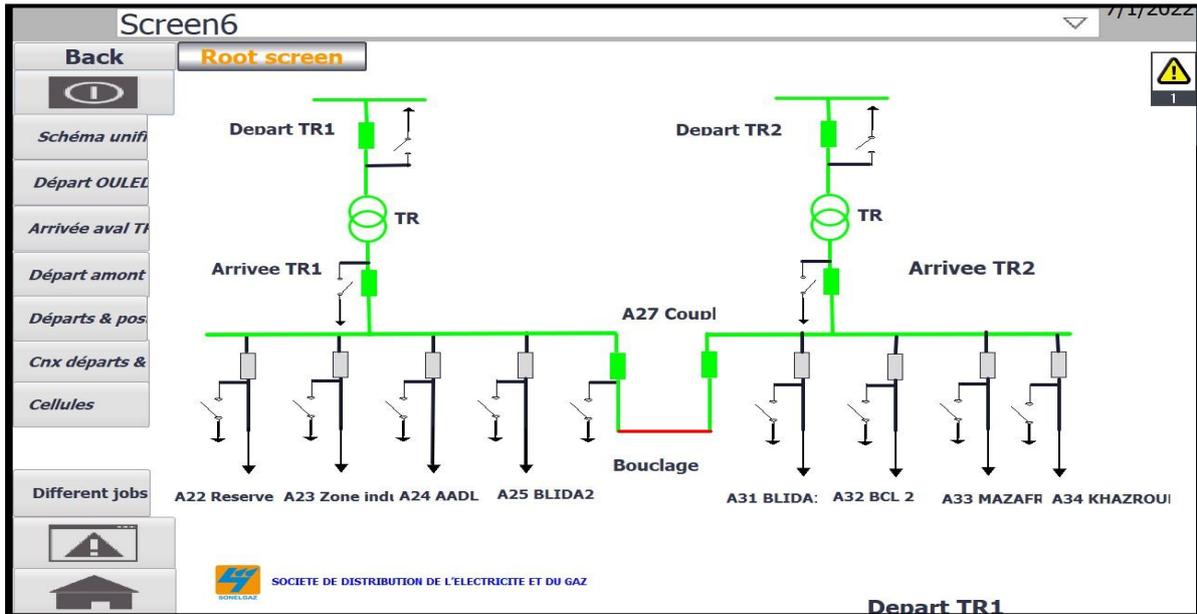


Figure 3.35: Schéma unifilaire d'un départ 30 KV (Recherche automatique de défaut)

- **Vue départ**

Elle représente le départ d'OULED YAICH qui se situe dans le poste HTB/HTA, avec toutes les informations nécessaires comprenant de tension, courant, fréquence et la puissance active et réactive.

Elle représente aussi l'ensemble de boutons et indicateurs pour gérer et commander ouvert ou bien fermé le départ.

Elle permet à l'opérateur de commander l'état de disjoncteur (marche/arrêt) par un commutateur

associe à la variable de l'automate « commande ouverte ou fermée,I0.0 », commander ouverte de

disjoncteur par le bouton « OUI » associé à la variable de l'automate «commande_ouverte_oui, M0.0 », ou fermée par le bouton « NON » associé à la variable de l'automate « commande_fermee_non,M0.1 », et aussi suivre l'état des capteurs, de pression du gaz ainsi les afficher leurs valeurs.

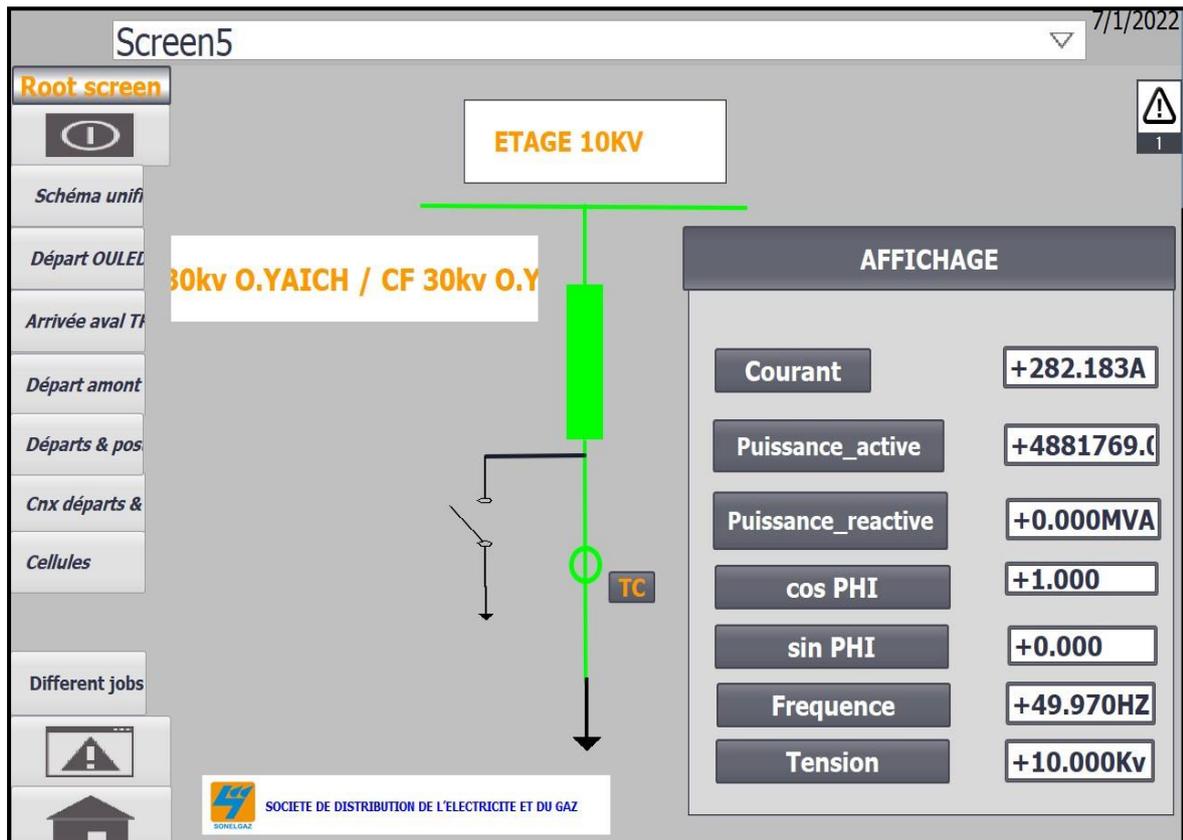


Figure 3.36: Vue étage d'un départ 30 KV (Recherche automatique de défaut)

- Vue départ amont transformateur et départ aval transformateur

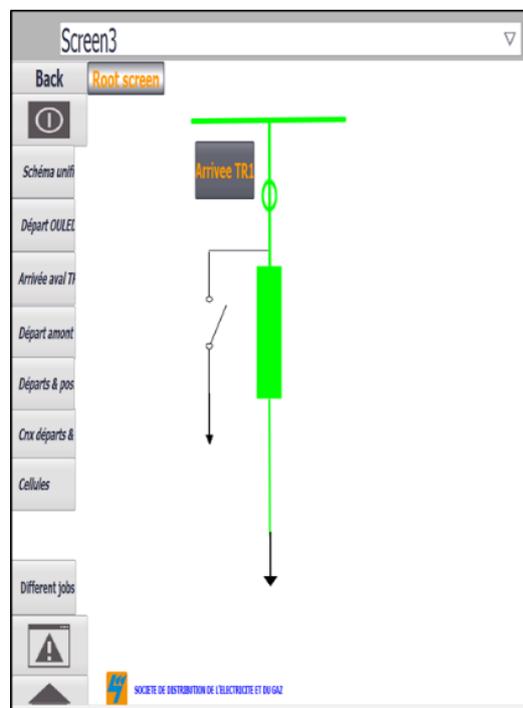
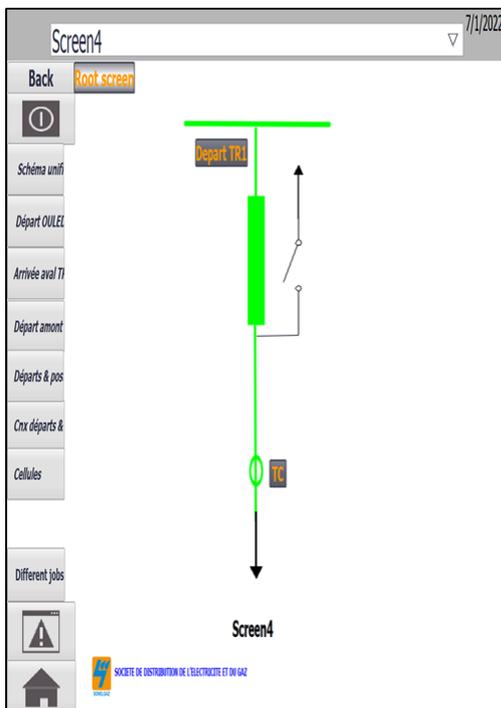


Figure 3.37: Départ en amont transformateur

Figure 3.38: Arrivée en aval transformateur

Remarque :

Le départ en amont et l'arrivée en aval du transformateur assurent la continuité de l'alimentation et la protection du poste source 60kV/30kV

- **Alarme sur IHM**

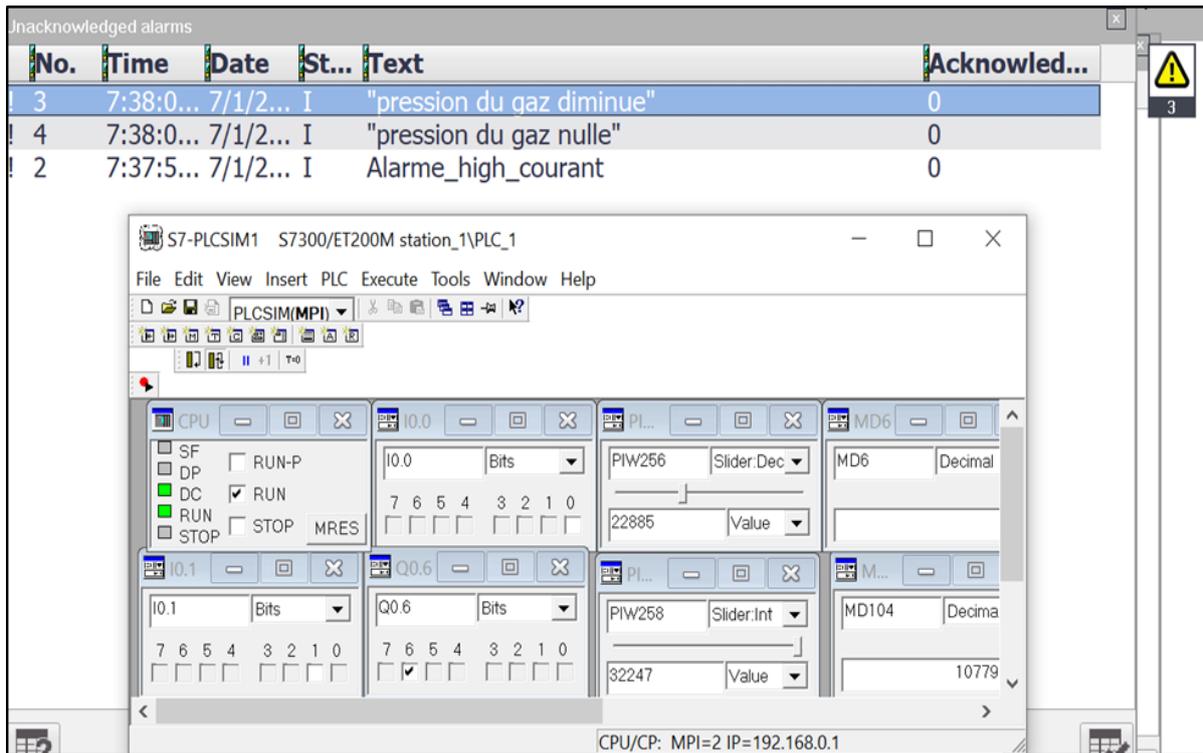


Figure 3.39: Départ en amont transformateur

3.7 Compilation et simulation

3.7.1 PLCSIM

L'application de simulation S7-PLCSIM V16 nous a permis d'exécuter et de tester notre programme qu'on a simulé sur ordinateur. La simulation a été complètement réalisée au sein du logiciel TIA portal V16, cette application permet de tester des programmes destinés aux CPU S7, et de remédier à d'éventuelles erreurs.

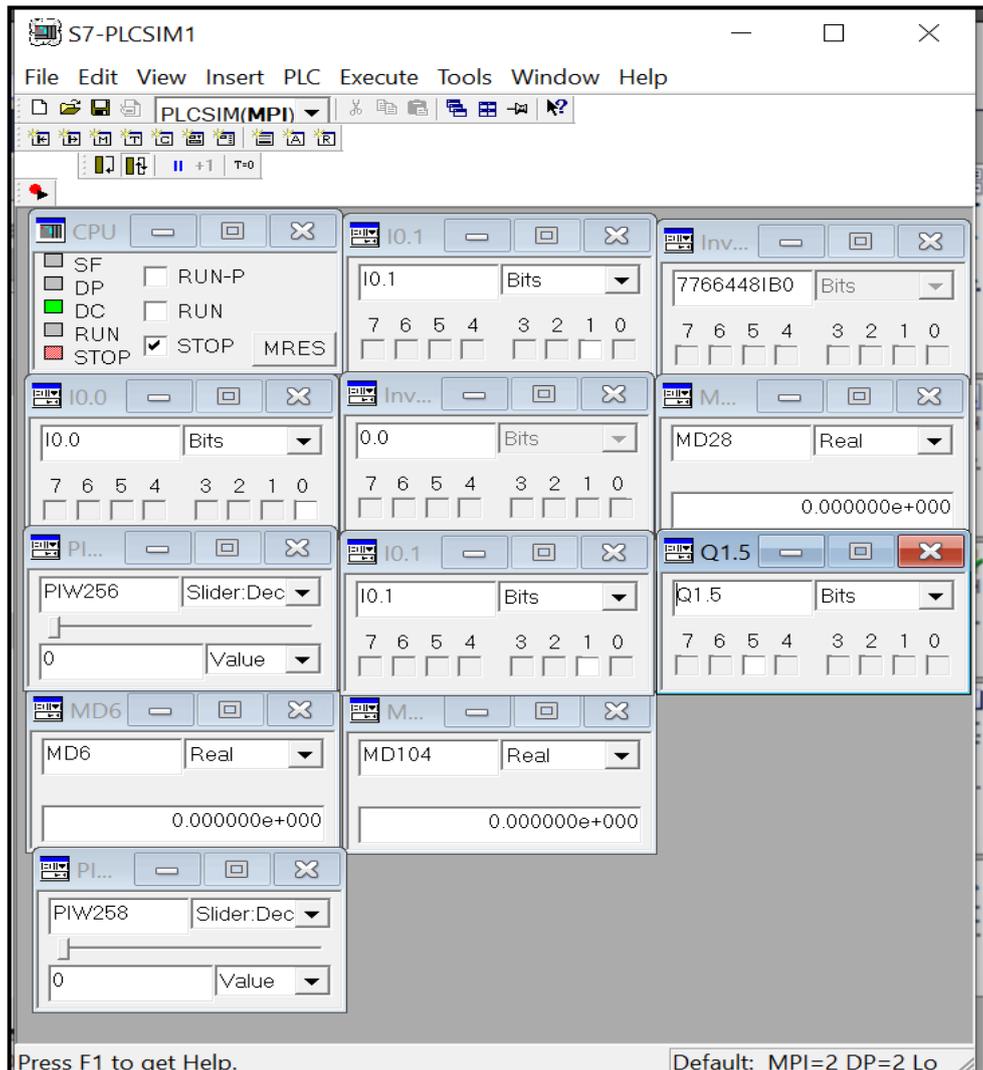


Figure 3.40: Interface de simulation PLCSIM.

3.7.2 RUNTIME

Après avoir créé le projet et terminé sa configuration, il est indispensable de vérifier la cohérence du projet, et de détecter les erreurs, à l'aide de la commande sur la barre du menu 'compiler', après la compilation, le système crée un fichier de projet compilé.

La simulation permet de détecter des erreurs logiques de configuration, par exemple, des valeurs limites incorrectes, et cela à l'aide du simulateur SIMATIC WinCC RT Advanced.

- **Principe** : Au Runtime, l'opérateur peut réaliser le contrôle-commande du processus, les tâches suivantes sont alors exécutées :

- Communication avec les automates
- Affichage de vue à l'écran.

- Commande du processus, par exemple, spécification de consignes ou ouverture et fermeture de vannes.
- Affichage des données de Runtime actuelles, des valeurs processus et événement d'alarme.

3.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté le programme qui nous permettant d'effectuer la tâche d'automatisation pour le système DMS qui consiste à localiser automatiquement les défauts,

Aussi il aide à la gestion et la localisation précise du l'emplacement du défaut et qui fait l'isolation automatique de tronçon et puis la réalimentation de réseau. A la suite on a développé des vues HMI pour la supervision et la communiquer à l'automate. Ce qui va nous permettre de minimiser l'effort physique et gagner le temps.

Ce système non seulement automatique et rapide mais aussi assure la sécurité des agents de maintenance et qui assure la recherche des schémas optimisés et faire la gestion de distribution du réseau pour le rendre plus efficace et intelligent.

Pour faire une simulation d'un fonctionnement du système DMS on a utilisé le langage TIA PORTAL V16 pour programmer et réaliser une simulation avec un capteur de courant pour simuler le transformateur de courant, et des LED pour présenter l'état des disjoncteurs des postes.

Conclusion générale

Conclusion générale

Les réseaux électriques doivent être équipés des systèmes de contrôle de même sélectifs que possible, pendant d'assurer le suivi et la commande de ses paramètres dans une base de données, et ceci pour une meilleure maîtrise. A cet effet, la SONELGAZ SDC a mis en service un système SCADA en 2003 dont l'objectif était de subir à l'exploitant de faire la téléconduite du réseau de distribution électrique moyenne et basse tension à partir d'un centre de contrôle.

Ce mémoire a présenté une étude détaillée des trois aspects de l'exploitation, de la surveillance et du contrôle des systèmes SCADA, de leurs composants et des réseaux électriques. Le système SCADA-DMS (intégré) de SONELGAZ SDC a été développé suite à une étude menée sur les réseaux électriques pour déterminer les points du réseau à automatiser. Le système se compose de trois parties principales :

- Un système composé d'un serveur contenant des applications SCADA et une base de données avec des interfaces d'entrée/sortie.
- Ordinateur industriel (RTU) installé à chaque station ou réseau. Il agit comme une interface avec l'appareil protégé, lui permettant de traiter et d'envoyer des informations au système central.
- Un réseau de communication qui relie toutes les RTU au système central.

Tous les postes HTB/HTA, HTA/HTA, et HTA/BT sont équipés d'automates (RTU) et de dispositifs de protection pour comparer et traiter les calculs locaux et le traitement de l'information avec des seuils fixés par Sonelgaz. Peut communiquer avec le système central utilisé pour. Toutes les informations liées au réseau électrique de la RTU (tension, courant, fréquence, alarmes, déclenchements, etc.) sont affichées sous format synoptique sur le poste opérateur.

L'étude a révélé que le système SCADA-DMS de SDC peut surveiller et contrôler les organes et les sous-stations du réseau en temps réel via un centre de contrôle. Cela vous permet de réduire la durée des interruptions en cas de panne, d'isoler la panne, puis de réapprovisionner les pièces saines et d'effectuer des limites de charge selon les besoins. Pour atteindre ces objectifs, il suffit d'utiliser une interface graphique simple d'utilisation pour l'opérateur.

Bibliographie

Bibliographie

[1] Manuel interne SONELGAZ.

[2] « SONELGAZ DZ ». [En ligne]. Available: <https://www.sonelgaz.dz/fr> [Accès le 1 Avril 2022].

[3] « Classification tensions ». [En ligne]. Available: <http://lycees.acrouen.fr/maupassant/Melec/co/Reseau HTABT/Distribution HTA/co/Reso HTA 01 Classification Tensions.html> [Accès le 1 Avril 2022].

[4] « Stratégies de la teleconduite d'organes du reseau electrique ». [En ligne]. Available: <https://docplayer.fr/182536297-Strategies-de-la-teleconduite-d-organes-du-reseau-electrique-mt-dd-sde-de-bejaia.html> [Accès le 1 Avril 2022].

[5] I.Semicha et A.Ouladsmane, Etude d'un système DMS (Distribution management system), These de master, USDB, 2020. [Accès le 7 Avril 2022]

[6] « Réseaux de distribution ». [En ligne]. Available: <https://eduscol.education.fr/sti/sites/eduscol.education.fr/sti/files/ressources/pedagogiques/3863/3863-reseaux-de-distribution-eleve.pdf> . [Accès le 7 Mai 2022].

[7] « POSTE ELECTRIQUE ». [En ligne]. Available: http://www.electrosup.com/poste_electrique.php . [Accès le 10 Mai 2022].

[8] « Réseau électrique ». [En ligne]. Available: <https://www.wikiwand.com/fr/T%C3%A9lectrique#/%A9lectrique#/overview> . [Accès le 10 Mai 2022].

[9] « Teleconduite SDA ». [En ligne]. Available: http://www.sda.dz/Media/upload/file/Teleconduite_SDA.pdf . [Accès le 10 Mai 2022].

[10] « Teleconduite des réseaux électriques ». [En ligne]. Available: <https://pdfcoffee.com/la-teleconduite-des-reseaux-electriques-pdf-free.html> . [Accès le 10 Mai 2022].

[11] I.Semicha et A.Ouladsmane, Etude d'un système DMS (Distribution management system), Thèse de master, USDB, 2020. [Accès le 15 Mai 2022].

[12] C.Bougrid, Automatisation du système de chargement & déchargement des silos par un API, Mémoire de fin d'étude, Institut de formation, 2010. [Accès le 16 Mai 2022] .

Bibliographie

- [13] « Court-circuit ». [En ligne]. Available: <https://www.choisir.com/energie/articles/169678/les-differents-types-de-default-electrique#:~:text=la%20surintensit%C3%A9%20par%20court-circuit%20%3B,la%20fuite> . [Accès le 20 Mai 2022].
- [14] « Protection des réseaux électriques ». [En ligne]. Available: http://www.electrosup.com/protection_des_reseaux_electriques.php . [Accès le 20 Mai 2022].
- [15] ABB SUPPORT «Feeder Protection and Control REF63 Application Manual».
- [16] « Disjoncteur ». [En ligne]. Available: <https://www.futura-science.com/disjoncteur-10643/doc>. [Accès le 22 Mai 2022].
- [17] « REF 630 ». [En ligne]. Available: [https://library.e.abb.com/public/67609e22299a45b19a91be4e3ce2f30b/MA_VD4-36-40-5%20kV\(FR\)-_1VCD601314.pdf](https://library.e.abb.com/public/67609e22299a45b19a91be4e3ce2f30b/MA_VD4-36-40-5%20kV(FR)-_1VCD601314.pdf). [Accès le 22 Mai 2022].
- [18] « Disjoncteur ». [En ligne]. Available <https://www.ekosinerji.com/fr/produits/les-produits-mt/disjoncteur-au-gaz-sf6#:~:text=Les%20disjoncteurs%20au%20gaz%20SF6,fois%20plus%20que%20l'air> [Accès le 22 Mai 2022].
- [19] « Sectionneur ». [En ligne]. Available: <https://www.leguideit.fr/guides-its/dossiers-technique/sectionneur.pdf.Aout> [Accès le 22 Mai 2022].
- [20] A.Kasmi et M.Fellag, Télécommande et supervision d'un poste de transformation électrique, Thèse de magistère, USDB, 2019 . [Accès le 22 Mai 2022].
- [21] « Transformateurs de mesure ». [En ligne]. Available: http://www.electrosup.com/transformateur_de_mesure.php [Accès le 26 Mai 2022].
- [22] « Système de contrôle et acquisition de donnée scada ». [En ligne]. Available: https://fr.wikipedia.org/wiki/system_de_control_et_acquisition_de_donnee_scada. [Accès le 27 Mai 2022].
- [23] « Téléconduite SDA ». [En ligne]. Available: http://www.sda.dz/Media/upload/file/Teleconduite_SDA.pdf . [Accès le 26 Mai 2022].
- [24] « Système SCADA ». [En ligne]. Available: <https://www.factoryfuture.fr/tout-savoir-systemes-scada/> . [Accès le 26 Mai 2022].

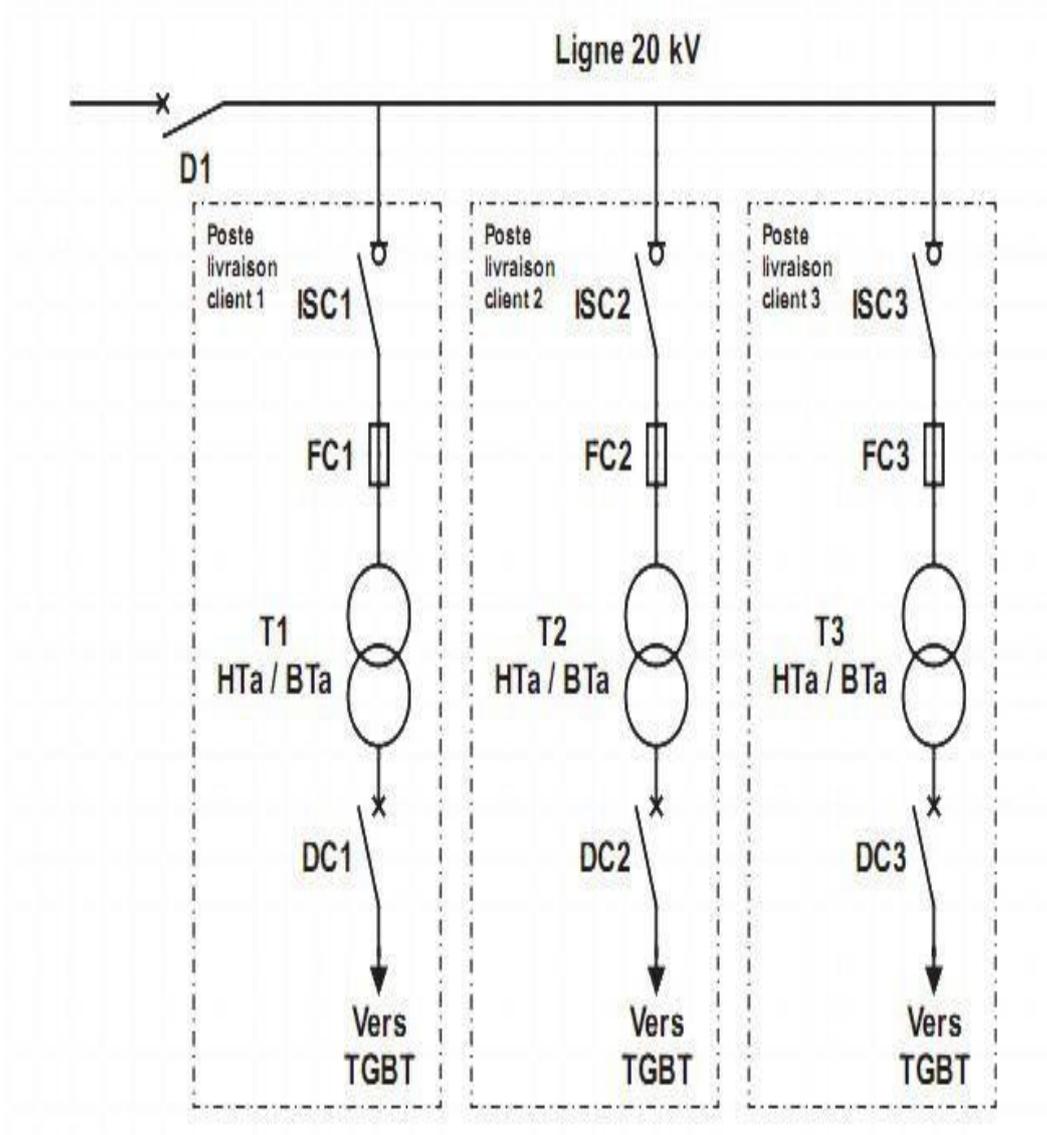
Bibliographie

- [25] C.Alloua, R.Kichah, Telecommande et supervision d'un poste source électrique, Thèse de master, USDB, 2021. [Accès le 31 Mai 2022].
- [26] Cahier technique sonelgaz« le système de téléconduite de la société de distribution d'électricité et du gaz d'alger-SDA-» CREDEG-22/07/2013. juin 2020 [Accès le 02 juin 2022]
- [27] « Distribution managment system ». [En ligne]. Available: https://itlaw.fandom.com/wiki/Distribution_management_system [Accès le 02 juin 2022].
- [28] « Distribution managment system ». [En ligne]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Distribution_management_system [Accès le 02 juin 2022].
- [29] « Fonctions DMS ». [En ligne]. Available: <http://www.made-in-algeria.com/produit/systeme-scada-dms-pour-la-supervision-et-telecontrole-du-reseau-mtbt-des-villes-de-brescia-et-verona-63233363650.html> . [Accès le 02 juin 2022].
- [30] « DMS intégré avec SCADA ». [En ligne]. Available: http://assets.fiercemarkets.net/public/smartgridnews/dms_abb_02.pdf?fbclid=IwAR3SvQDtohPU5GJ6Jz-jZHhGqbqGic7VjQm2o4NfqqELcYR0-DYIPGh4kA. [Accès le 05 juin 2022].
- [31] « DMS intégré avec SCADA ». [En ligne]. Available: http://assets.fiercemarkets.net/public/smartgridnews/dms_abb_02.pdf?fbclid=IwAR3SvQDtohPU5GJ6Jz-jZHhGqbqGic7VjQm2o4NfqqELcYR0-DYIPGh4kA. [Accès le 05 juin 2022].
- [32] « DMS intégré avec SCADA ». [En ligne]. Available: http://assets.fiercemarkets.net/public/smartgridnews/dms_abb_02.pdf?fbclid=IwAR3SvQDtohPU5GJ6Jz-jZHhGqbqGic7VjQm2o4NfqqELcYR0-DYIPGh4kA. [Accès le 05 juin 2022].
- [33] « DMS intégré avec SCADA ». [En ligne]. Available: http://assets.fiercemarkets.net/public/smartgridnews/dms_abb_02.pdf?fbclid=IwAR3SvQDtohPU5GJ6Jz-jZHhGqbqGic7VjQm2o4NfqqELcYR0-DYIPGh4kA. [Accès le 05 juin 2022].
- [34] Siemens AG, « Programmation des automates S7-300 Introduction au logiciel TIA Portal,» [En ligne]. Available: <https://fr.scribd.com/document/378913069/Formation-TIA#logout> [Accès le 23 juin 2022].
- [35]Siemens AG, « Formation Totally Integrated Automation (T.I.A.), » 2001. [En ligne]. Available: <https://fr.scribd.com/doc/54718987/API-Siemens-Step7>. [Accès le 23 juin 2022].
- [36] Siemens AG, « Outils d'ingénierie S7-PLCSIM V5.4 incl. SP3,» 2009. [En ligne]. [Accès le 23 juin 2022].

Annexes

1. Distribution en « Antenne » ou « Simple dérivation »

Il est principalement utilisé dans les zones rurales, en réseau aérien.



En cas de défaut sur un tronçon de câble ou dans un poste, les utilisateurs sont privés d'alimentation le temps de la réparation.

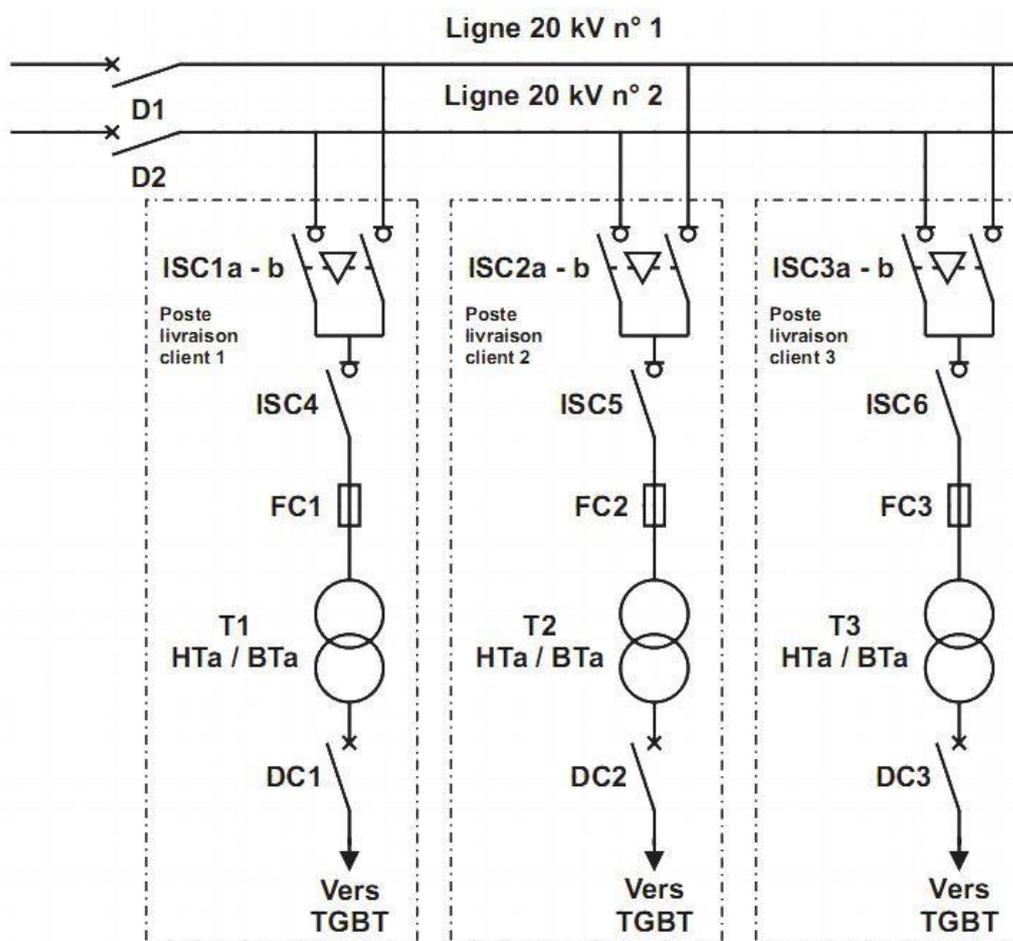
2. Distribution en « Coupure d'artère » ou en « Boucle »

Il est utilisé en zone urbaine.

En cas de défaut sur un tronçon de câble ou dans un poste, on isole le tronçon en défaut par l'ouverture des 2 appareils de protection ou de sectionnement qui l'encadrent et on réalimente la boucle en refermant le disjoncteur.

3. Distribution en « Double dérivation »

Il est utilisé pour assurer une continuité de service optimale.



En cas de défaut sur l'une des lignes, l'alimentation de l'abonné est permutée sur la seconde. Les deux arrivées sont différentes mais peuvent être issues du même poste source.

On ne peut se connecter sur les deux arrivées en même temps grâce au verrouillage mécanique présent entre A1 & A2. Il est possible que la seconde arrivée (ou la troisième) soit un groupe électrogène (diesel, gaz, autre).

4. Télécommande double TCD

Les télécommandes permettent au gestionnaire de réseau, de transmettre des ordres ou des autorisations au dispositif de conduite du site. Le coffret ne permet pas de télécommander directement les interrupteurs d'arrivée MT du poste de livraison ; ces ordres sont par exemple :

- Le début ou la fin d'autorisation de couplage.
- le début ou la fin de demande de découplage.
- le début ou la fin de demande de limitation à un niveau P0 (puissance active), ou Q0 (puissance réactive) injectée sur le réseau.

- la mise En ou Hors service RSE (régime spéciale d'exploitation) de la protection de découplage du site.

Chaque commande, constituée de relais à contacts tout ou rien libre de potentiel, est associée à une signalisation double correspondante qui permet le renvoi d'information de la bonne prise en compte de l'ordre.

5. Télésignalisation double TSD

La télésignalisation répartie le long d'une liaison de transmission double (1, 2) reliant deux terminaux distants (TA, TB). L'un des terminaux (TA) constitue le terminal traitant et l'autre (TB) un terminal relais.

Chaque message de télésignalisation est formé de deux parties, une première partie dite de caractérisation envoyée en direction du terminal traitant (TA), et une deuxième partie dite de localisation envoyée en direction du terminal relais (TB) qui émet en réponse à destination du terminal traitant (TA) un message d'acquittement reçu au terminal traitant avec un retard par rapport à la partie caractérisation du message de télésignalisation identifiant la position le long de la liaison de l'équipement émetteur du message de télésignalisation.

6. Liaison série RS232

Une norme standardisant une voie de communication de type série, Disponible sur les PC du systèmes d'exploitation MS-DOS et Windows, les ports RS-232 sont désignés par les noms COM1, COM2, etc. Cela leur a valu le surnom de « ports COM ».

Le standard RS-232 permet une communication série, asynchrone et duplex entre deux équipements.

Les liaisons RS-232 sont fréquemment utilisées dans l'industrie pour connecter différents appareils électroniques (automate, appareil de mesure, etc.).