



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne Démocratique et Populaire  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la Recherche Scientifique

جامعة وهران 2 محمد بن أحمد  
Université Doran 2 Mohamed Ben Ahmed  
معهد الصيانة والأمن الصناعي  
Institute de Maintenance ET de Sécurité Industriel

**Département: Maintenance en Electromécanique**

## **MÉMOIRE**

En vue de l'obtention du diplôme de Master

**Filière : Génie Industriel**

**Spécialité : Maintenance-Fiabilité-Qualité**

## **Thème**

**Gestion et distribution de tension sur un poste  
moyenne tension MT par le système SCADA.**

Présenté et soutenu publiquement par :

**KADDOUR-ABED Naima**

**BEGHDAD Amina**

Devant le jury compose de:

Nom et Prénom	Grade	Etablissement	Qualité
DJELGHOUM FARIDA	MAA	IMSI-Univ. D 'oran2	Présidente
LABAIR HAKIMA	MAA	IMSI-Univ. D 'oran2	Examineur
HAIMOUR RACHIDA	MCB	IMSI-Univ. D 'oran2	Encadreur

**Année universitaire : 2020/2021.**



## *Remerciement*

*Nous remercions tout d'abord, Allah qui nous a donné la force et le courage pour terminer nos études et élaborer ce modeste travail.*

*Nous exprimons nos sincères remerciements à toutes les personnes qui, de près ou de loin, nous ont aidés pour réaliser ce travail.*

*Ces remerciements sont adressés chaleureusement à notre encadreur Mme HAMOUR Rachida pour nous avoir guidé et encouragé durant ce travail.*

*Nous tenons également à exprimer toute notre gratitude aux membres du jury.*

*Nous voudrions aussi remercier l'ensemble des enseignants et responsables du département de maintenance en électromécanique qui ont contribué à mener à bien notre formation par leurs aides et leurs conseils.*

*Grand Merci à tous !*



## Dédicace

*Je dédie ce modeste travail de fin d'étude*

*A la mémoire de mon père disparu trop tôt, à qui aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour et le respect que j'ai toujours eu pour lui.*

*Tu me manque énormément, je ne t'oublierai jamais papa.*

*A ma chère mère, pour tous ses sacrifices, son amour, sa tendresse, son soutien et ses prières tout au long de mes études.*

*J'espère un jour te rendre ce que tu m'as donné, je t'aime maman.*

*A ma sœur Hadjer et son mari Omar pour leurs soutiens.*

*A ma sœur Wissem et son mari Amine pour leurs encouragements.*

*A mon petit frère Djawed, à qui je souhaite une vie pleine de bonheur et de réussite.*

*A mes adorables neveux :*

- *mon petit cœur Farés.*
- *mes princesses Lina et Ratil.*
- *le petit dernier Mohamed à qui je souhaite longue vie.*

*A toute ma grande famille.*

*Je vous aime.*

*Naima.*





# Dédicace

*Je dédie ce modeste travail de fin d'étude*

*A mes très chère parents*

*Pour tout d'amour dans vous m'avez entouré, pour tout ce que vous avez fait  
pour moi.*

*Je ferai de mon mieux pour rester un sujet de fierté à vos yeux avec l'espoir de  
ne jamais vous décevoir.*

*A ma sœur Charazad et son mari pour leurs soutiens.*

*A ma sœur Nicha et son mari pour leurs encouragements.*

*A ma sœur Manar à qui je souhaite une vie pleine de bonheur et de réussite.*

*A mes frères Zaine, Rayan et Abd elmoumane .*

*A mon petit cœur Oumaima .*

*A mon amie Zoubida à qui je souhaite tout le succès.*

*A toute ma grande famille.*

*Je vous aime.*

*Amina .*



## Résumé

L'avenir et l'extension du **réseau électrique** existant se trouvent confrontés à de nouveaux défis.

A travers cette étude, nous sommes parvenus à connaître, les différents équipements du réseau et du poste électrique ainsi que les anomalies et **les défaillances** qu'il subit, pour cela il faut installer des équipements et des systèmes fiables et surs pour les conduire.

La SONELGAZ a employé des systèmes **SCADA** et a installé des centres de **télé-conduite** 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.

**Les mots clefs** : réseau électrique, les défauts électriques, le contrôle, la protection, la télé-conduite, système SCADA.

## Abstract

The future and expansion of the existing **electricity grid** are facing new challenges.

Through this study, we have come to know the deferent network equipment and the substation as well as the anomalies and **defects** that it undergoes, for this it is necessary to install equipment and reliable systems to drive them.

The SONELGAZ has used **SCADA** systems and installed **tele-control** centers for the **control** and **protection** of electrical networks, the main objective is to reduce the interruptions duration during incidents and to offer the operator the network reconfigurations allowing optimal use of equipment.

This system has brought unquestionable assets to companies including: its features in supervision, data analysis and speed of intervention from where it has proven to be a very powerful tool to use in the industry.

**Key words:** electricity grid defects, SCADA, tele-control, control, protection.

# Liste des figures

## **CHAPITRE 1: GENERALITES SUR LES RESEAU ELECTRIQUE.**

Figure 1.1 : schéma de réseau électrique.....	5
Figure 1.2 : fonctionnement d'une centrale hydroélectrique.....	6
Figure 1.3 : les composants d'une éolienne.....	6
Figure 1.4 : Centrale thermique à flamme.....	7
Figure 1.5 : Centrale nucléaire.....	8
Figure 1.6 : Schéma du réseau de transport.....	10
Figure 1.7 : Cellules d'un Poste HT/MT.....	12
Figure 1.8 : Cellules d'un poste MT/BT.....	13
Figure 1.9 : types de courts-circuits.....	15

## **CHAPITRE 2 : LA GESTION DU RESEAU ELECTRIQUE MT.**

Figure 2.1 : système électrique équilibré.....	22
Figure 2.2 : les différents horizons de prévisions.....	23
Figure 2.3 : Organisation du réglage hiérarchisé de tension.....	24
Figure 2.4 : les deux types de régulateur en charge.....	28
Figure 2.5 : variation de fréquence.....	30

## **CHAPITRE 3 : LA DISTRIBUTION DU RESEAU ELECTRIQUE MT.**

Figure 3.1 : exigence relative à la distribution d'énergie.....	38
Figure 3.2 : structure générale de réseau de distribution.....	39
Figure 3.3 : Différentes topologies des réseaux électriques.....	40
Figure 3.4 : alimentation simple antenne d'un poste de livraison HT.....	44
Figure 3.5 : alimentation double antennes d'un poste de livraison HT.....	45

# Liste des figures

Figure 3.6 : alimentation double antennes – double jeux de barres d’un poste de livraison HT.....	46
---	----

## **CHAPITRE 4 : ETUDE GENERALE DU SYSTEME SCADA.**

- Figure 4.1: Schéma général d’un système SCADA.....	50
- Figure 4.2 : Schéma général d’un RTU.....	51
- Figure 4.3 : Schéma général d’un MTU.....	52
- Figure 4.4 : Architecture du système SCADA.....	54
- Figure 4.5 : Transmission de données en asynchrone.....	55
- Figure 4.6 : Image d'une partie du réseau électrique sur un poste operateur.....	56

## Liste des abréviations

HT : Haute Tension

THT : Très Haute Tension

MT : Moyenne Tension

BT : Basse Tension

HTB : Haute Tension Niveau B

HTA : Haute Tension Niveau A

GRTE: Société de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité.

GRD: Gestionnaire de Réseau de Distribution.

TT: Transformateur de Tension.

TC : Le Transformateur de Courant.

Vg: représente la tension mesurée de l'alternateur.

Vg<sup>ref</sup> : représente la tension de consigne de l'alternateur.

$\Delta V$  : est la correction de la tension de référence de l'alternateur élaborée par la boucle de gestion de puissance réactive.

Qg : représente la puissance réactive de l'alternateur.

Qg<sup>ref</sup> : représentent la puissance réactive de consigne de l'alternateur.

Q<sub>lim</sub> : c'est la limitation de puissance réactive que peut fournir ou absorber l'alternateur.

N : vitesse de l'alternateur.

f: la fréquence.

P : nombre de pair de pôles.

P<sub>u</sub> : puissance active.

S:puissance apparente.

JBD: jeu de barre.

Dep:Départ.

RPT: Réglage Primaire de Tension.

RST: Réglage Secondaire de Tension.

RTT: Réglage Tertiaire de Tension.

FACTS: systèmes de transmission flexible en courant alternatif.

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition.

## Liste des abréviations

LAN: Local Area Network.

RTU: Unité Terminale Distante.

MTU : Master Terminal Unit.

HMI : Interface Homme-Machine.

CCP: Centre de Conduite Principale.

WAN: Wide area Network.

DMS: Distribution Management system.

KV: Kilo Volts.

V: volt.

KVA: Kilo Volts Ampère.

# Sommaire

# Sommaire

Introduction générale .....	1
Chapitre1 .....	3
Généralités sur les réseaux électriques. ....	3
1.1 Introduction.....	4
1.2 Définition d'un réseau électrique .....	4
1.3 Production d'énergie électrique .....	5
1.4 Fonctionnement du réseau électrique .....	9
1.5 Structure des réseaux électriques .....	9
1.5.1 Le réseau de transport et d'interconnexion Haute Tension (HT).....	9
1.5.2 Le réseau de distribution Moyenne Tension (MT) .....	10
1.5.3 Le réseau de distribution Basse Tension (BT).....	10
1.6 Les postes électriques .....	11
1.6.1 Définition.....	11
1.6.1.1 Le poste HT/MT.....	11
1.6.1.2 Le poste MT/MT .....	12
1.6.1.3 Le poste MT/BT.....	12
1.7 Les défauts probables dans un poste HT/MT .....	13
1.7.1 Les courts-circuits .....	13
1.7.2 Les surcharges.....	15
1.7.3 Les surtensions.....	15
1.8 Protection de transformateur des postes HT/MT .....	15
1.8.1 Disjoncteur.....	16
1.8.2 Sectionneurs.....	16
1.8.3 Transformateurs de mesures .....	16
1.8.4 Parafoudre.....	17
1.8.5 Fusible .....	17
1.8.6 Eclateur.....	17
1.8.7 Protection contre les défauts internes .....	17
1.8.8 Protection de masse cuve.....	18
1.9 Conclusion .....	19
CHAPITRE 2 .....	20
La gestion du réseau électrique MT. ....	20
2.1 Introduction.....	21

2.2	L'objectif de la gestion des réseaux électriques.....	21
2.3	Prévision de consommation .....	22
2.4	Les paramètres électriques.....	23
2.4.1	Réglage hiérarchisé de la tension sur les réseaux électriques.....	23
2.4.1.1	Le réglage primaire de tension (RPT).....	25
2.4.1.2	Le réglage secondaire de tension (RST).....	25
2.4.1.3	Le réglage tertiaire de tension (RTT).....	25
2.4.2	La compensation d'énergie réactive.....	26
2.4.2.1	Les inductances.....	26
2.4.2.2	Condensateur statique.....	27
2.4.2.3	Les compensateurs synchrones.....	27
2.4.2.4	Transformateurs avec prises réglables en charge.....	27
2.4.3	Réglage de la fréquence.....	28
2.4.3.1	Stabilité de fréquence.....	29
2.4.3.2	Contraintes liées à la fréquence.....	30
2.4.4	Le facteur de puissance.....	30
2.4.4.1	Avantage d'un bon facteur de puissance.....	31
2.4.4.2	Inconvénients d'un mauvais facteur de puissance.....	31
2.5	Moyens d'amélioration de la sécurité des réseaux électriques.....	31
2.5.1	Plan de défense.....	32
2.5.2	Utilisation des systèmes de transmission flexible en courant alternatif FACTS.....	33
2.5.3	Utilisation des systèmes de télégestion ou télé-conduite numériques.....	34
2.6	Conclusion.....	35
Chapitre 3.....		36
La distribution du réseau électrique MT.....		36
3.1	Introduction.....	37
3.2	Réseaux de distribution : .....	37
3.2.1	Les enjeux.....	37
3.3	Structure générale d'un réseau de distribution.....	38
3.4	Structures topologiques des réseaux.....	40
3.4.1	Réseau maillé.....	40
3.4.2	Réseau bouclé.....	40
3.4.3	Réseau radial.....	41
3.4.4	Réseau arborescent.....	41
3.5	Lignes électriques aériennes et souterraines.....	41

3.5.1	Lignes électriques aériennes .....	41
3.5.2	Pylône de ligne aérienne.....	41
3.5.2.1	Risques associés.....	41
3.5.3	Les câbles conducteurs .....	42
3.5.4	Câbles de garde .....	42
3.5.5	Les lignes souterraines .....	43
3.5.6	Comparaison entre les lignes aériennes et les lignes souterraines .....	43
3.6	Les postes de transformation HT/MT.....	43
3.6.1	Simple antenne.....	44
3.6.2	Double antenne .....	44
3.6.3	Double antennes avec double jeu de barres .....	46
3.7	Conclusion .....	47
Chapitre 4.....		48
Etude générale du système SCADA.....		48
4.1	Introduction.....	49
4.2	Définition du système SCADA.....	49
4.3	Eléments du système SCADA .....	50
4.3.1	RTU.....	50
4.3.2	MTU .....	51
4.3.3	Système de communication .....	52
4.4	Les fonctions du système SCADA.....	52
4.5	L'Architecture fonctionnel du système SCADA-DMS.....	53
4.5.1	Architecture matérielle .....	53
4.5.2	Architecture logicielle .....	53
4.6	Centre de supervision : .....	54
4.7	Fonctionnement du système SCADA .....	55
4.7.1	Fonctionnement du système SCADA dédié pour les postes MT.....	55
4.7.2	Le SCADA-DMS .....	56
4.7.2.1	Les fonctions principales du DMS.....	56
4.7.2.2	Fonctionnement du système SCADA-DMS .....	57
4.8	Avantages du système SCADA .....	57
4.9	Conclusion .....	58
Conclusion générale .....		60
Bibliographie.....		61

# **Introduction générale**

## Introduction générale

L'énergie électrique est de nos jours, un élément incontournable dans la vie quotidienne de pratiquement tous les habitants de la planète. C'est une forme d'énergie facilement transportable, mais non stockable et pratique à convertir en d'autres formes : mécanique, thermique,...etc. En Algérie, l'énergie électrique représente jusqu'à 45% des énergies primaires.

La consommation de l'énergie électrique est assurée par les points de production, les points de transport, et de distribution. Cette énergie est acheminée aux points de consommation quasi exclusivement par des réseaux électriques.

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

- Pour convertir d'une façon continue l'énergie qui n'est pas sous forme électrique en énergie électrique.
- Pour transporter l'énergie électrique sur de longues distances.
- Pour transformer l'énergie électrique sous des formes spécifiques soumises à des contraintes bien déterminées.

Le système télé-conduit représente une solution rentable pour la conduite et l'exploitation des réseaux électrique. En effet, l'utilisation des techniques de télé-conduite permettent de maîtriser la conduite en temps réel des principaux ouvrages. De plus, la souplesse de l'exploitation que procure un système de télé-conduite permet à l'opérateur de prendre rapidement les décisions nécessaires et de les mettre en application. D'où l'intérêt des dispositifs de télésurveillance et de télécommande qui permettent de contrôler l'état des réseaux et d'agir avec rapidité en évitant autant que possible les déplacements coûteux en temps d'intervention.

La Société de Distribution de l'électricité et du gaz, a mis en service un nouveau système de télé-conduite des réseaux électriques de distribution. Ce système a apporté des atouts incontestables à l'exploitation de ces réseaux, notamment : une rapidité d'intervention grâce à l'automatisation des réseaux ; une vision globale des différents ouvrages de réseaux ; la visibilité directe des indisponibilités et contraintes liées à l'exploitation.

Le système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) est un ensemble complet de fonctions d'aide à la conduite et à l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité 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

Dans le cadre de notre projet de fin d'études, nous nous intéressons à la gestion et distribution de tension sur un poste moyenne tension par le système SCADA.

Le présent mémoire est structuré en cinq chapitres :

**Chapitre 1 :** Généralité sur les réseaux électrique.

**Chapitre 2 :** La gestion de l'énergie électrique MT.

**Chapitre 3 :** La distribution de l'énergie électrique MT.

**Chapitre 4 :** Etude générale su système SCADA.

Nous conclurons notre mémoire par une conclusion générale et une bibliographie.

# **Chapitre 1**

## **Généralités sur les réseaux électriques.**

## 1.1 Introduction

Le réseau électrique est un ensemble d'infrastructures qui permet de transmettre l'énergie électrique du centre de production aux consommateurs.

Il se compose de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, interconnectées dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique doit également assurer la gestion dynamique de l'ensemble production - transport - consommation, et procéder à des ajustements pour assurer la stabilité de l'assemblage.

Nous allons présenter dans ce chapitre des notions générales sur les réseaux électriques, et nous donnerons un aperçu sur les différents réseaux électrique et postes électriques, architectures et fonctionnements ainsi que les méthodes de protection.

## 1.2 Définition d'un réseau électrique

Le réseau, c'est avant tout de nombreuses fonctions et de comportements d'ensembles, qui doivent être définis et contrôlés par une conception et une exploitation appropriés.

Ce sont ensuite, des ouvrage et des équipements (lignes aériennes et souterraines, postes, câbles, armoires électriques, transformateurs, parafoudres, etc.) qui forment un réseau physique après assemblage.

Finalement c'est tout un ensemble d'automatismes et de transmissions d'informations et de commandes coordonnés. Par conséquent un système nerveux absolument indispensable à la protection des ouvrages et des matériels, à la robustesse du réseau vis-à-vis des défaillances internes et des agressions extérieures telles la foudre et les conditions climatiques extrêmes ; système indispensable aussi à la maîtrise par l'exploitant d'un outil technique qui, pour les réseaux publics, du moins, n'est pas concentré en un site, mais couvre des milliers et des centaines de milliers de kilomètres carrés.

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production tels que les centrales hydrauliques, thermiques..., avec les centres de consommation (villes, usines...). L'énergie électrique est transportée en haute tension, voire très haute tension pour limiter les pertes joules. [1]

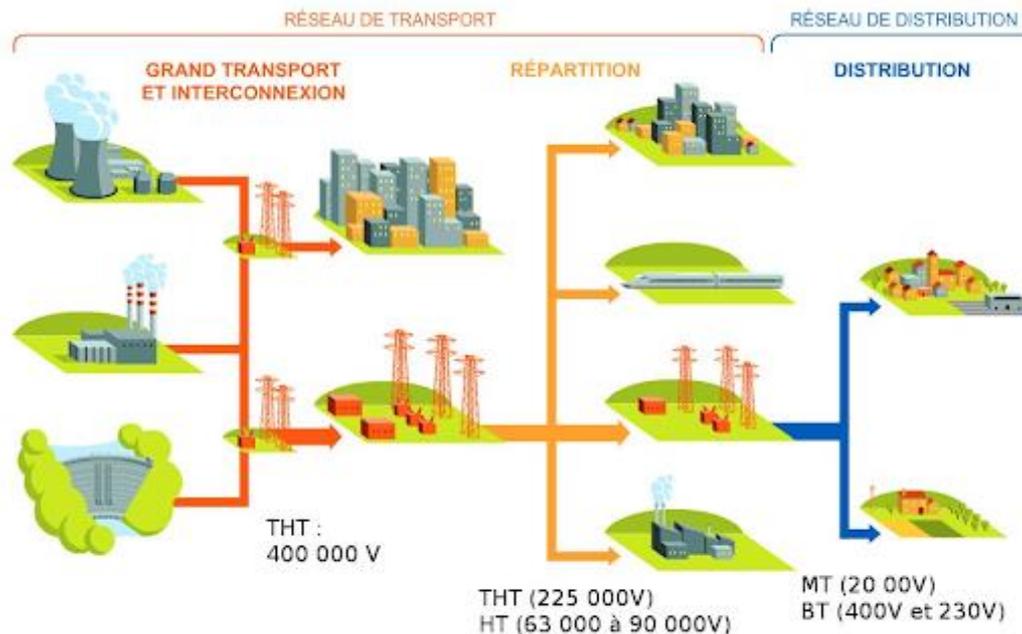


Figure 1.1 : schéma de réseau électrique.

### 1.3 Production d'énergie électrique

Le réseau électrique est alimenté par les centrales de production d'énergie électrique, donc pour satisfaire le besoin énergétique il faut installer plusieurs centrales, qui sont classées, selon l'endroit où elles sont construites et selon l'énergie transformée en énergie électrique.

En Algérie les impératifs de préservation de l'environnement ont imposé l'utilisation du gaz naturel comme énergie primaire pour la production d'électricité, et exigent aussi de développer d'autres énergies dites propres et renouvelables comme l'énergie solaire et éolienne, dont les gisements sont disponibles et abondants dans tout le pays. [2] [3]

- Il existe cinq principaux types de centrales électriques :

- **Les centrales hydroélectriques** : Les centrales hydrauliques utilisent l'énergie de l'eau stockée dans un lac de retenue par un barrage.

Une conduite forcée, située en contrebas, propulse l'eau sur les pales d'une turbine. L'eau remise ensuite dans le milieu naturel par un canal de fuite.

La turbine entraîne un alternateur qui produit de l'énergie électrique : cette énergie est élevée dans un transformateur pour son trajet dans les lignes à haute tension.

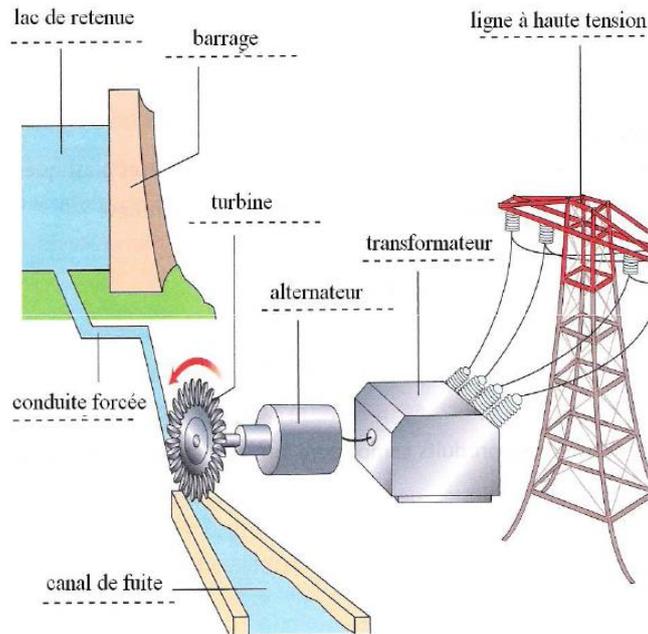


Figure 1.2 : fonctionnement d'une centrale hydroélectrique.

**-Les centrales éoliennes :** Les éoliennes permettent de convertir l'énergie du vent en énergie électrique, son principe de fonctionnement est relativement simple: le vent fait tourner des pales qui font elles même tourner le générateur de l'éolienne. A son tour le générateur transforme l'énergie mécanique du vent en énergie électrique de type éolienne. L'électricité éolienne est dirigée vers le réseau électrique ou vers des batteries de stockage d'électricité éolienne.

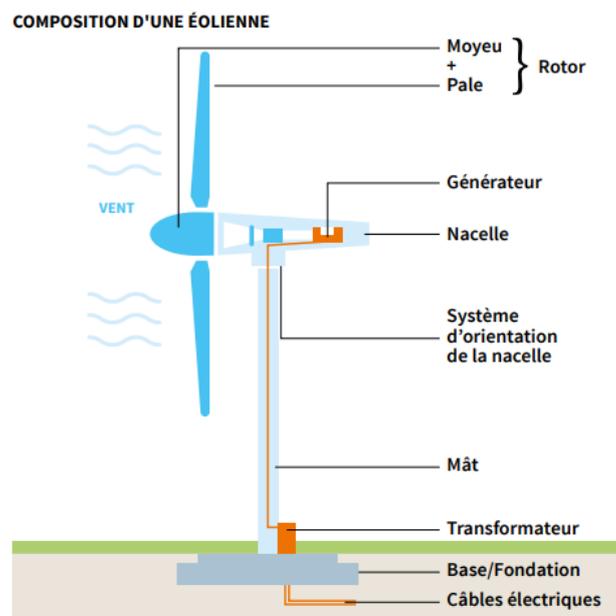


Figure 1.3 : les composants d'une éolienne.

- **Les centrales solaires** : où on cite deux types,

- A base de panneaux solaires : Il s'agit d'un assemblage de miroirs contenant des fluides caloporteurs, couplés à un générateur d'électricité solaire, ces miroirs transforment l'énergie collectée par les rayons du soleil, en chaleur. Cette chaleur sera convertie en électricité au moyen d'un turbo-alternateur.
- A base de cellules photovoltaïque : lorsqu'elle est exposée à la lumière, elle absorbe l'énergie des photons lumineux. Ces derniers génèrent un courant électrique continu qui sera converti en courant alternatif à l'aide d'un onduleur.

-**Les centrales à combustibles fossiles** : Les centrales thermiques produisent l'électricité à partir de la chaleur qui se dégage de la combustion du charbon, du mazout ou du gaz naturel.

La combustion dégage une grande quantité de chaleur utilisée pour chauffer de l'eau dans la chaudière (ou générateur de vapeur).

On dispose alors de vapeur d'eau sous pression. Cette vapeur sous pression fait tourner à grande vitesse une turbine qui entraîne elle-même un alternateur qui produit une tension alternative sinusoïdale. A la sortie de la turbine, la vapeur est refroidie pour se transformer en eau, puis renvoyée dans la chaudière.

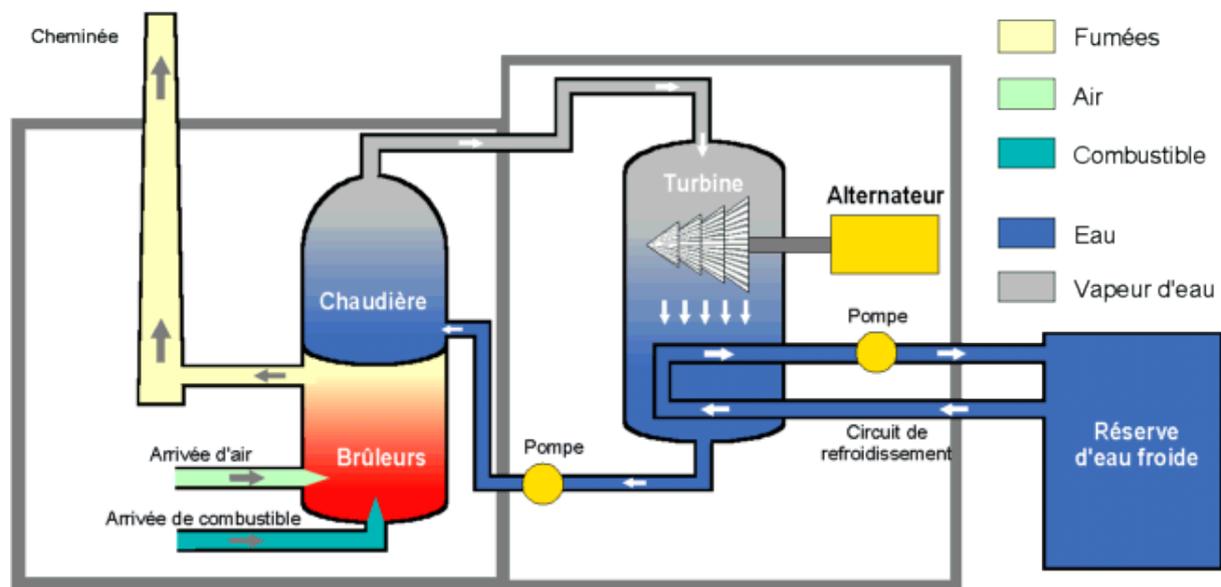


Figure 1.4 : Centrale thermique à flamme.

-**Les centrales nucléaires** : qui transforment une réaction chimique qui est la fusion de l'uranium en énergie électrique à partir d'un alternateur à pôles lisses.

Dans le réacteur, la fission des atomes d'uranium produit une grande quantité de chaleur.

Cette chaleur fait augmenter la température de l'eau qui circule autour du réacteur, à 320 °C. L'eau est maintenue sous pression pour l'empêcher de bouillir. Ce circuit fermé est appelé circuit primaire.

Le circuit primaire communique avec un deuxième circuit fermé, appelé circuit secondaire par l'intermédiaire d'un générateur de vapeur. Dans ce générateur de vapeur, l'eau chaude du circuit primaire chauffe l'eau du circuit secondaire qui se transforme en vapeur. La pression de cette vapeur fait tourner une turbine qui entraîne à son tour un alternateur. Grâce à l'énergie fournie par la turbine, l'alternateur produit un courant électrique alternatif.

Un transformateur élève la tension du courant électrique produit par l'alternateur pour qu'il puisse être plus facilement transporté dans les lignes très haute tension.

À la sortie de la turbine, la vapeur du circuit secondaire est à nouveau transformée en eau grâce à un condenseur dans lequel circule de l'eau froide en provenance de la mer ou d'un fleuve. Ce troisième circuit est appelé circuit de refroidissement.

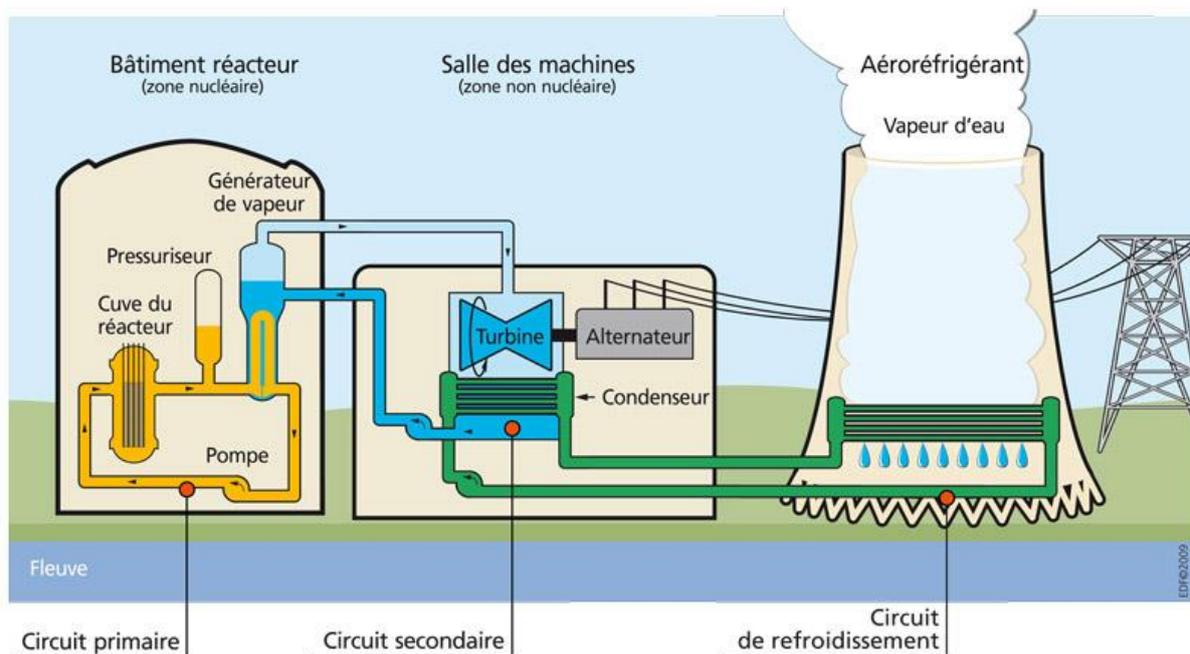


Figure 1.5 : Centrale nucléaire.

-Ils existent aussi des **centrales à cycle combiné** qui combinent une turbine à combustion à base de l'air comprimé et une turbine à gaz pour produire premièrement des gaz

d'échappement entraînant la turbine à combustion, ces gaz continuent leurs cycle pour échauffer l'eau et produire des vapeurs entraînant ainsi une autre turbine.

A la sortie de chaque centrale on trouve un transformateur élévateur pour transporter l'énergie sous un voltage important et un minimum de courant, en effet pour des grandes distances on risque d'avoir des chutes de tensions engendrées par les pertes par effet joule qui dépendent de courant.

### **1.4 Fonctionnement du réseau électrique**

L'électricité produite par les centrales est d'abord acheminée sur de longues distances dans des lignes à haute tension (HT) gérées par GRTE (Gestion du Réseau et de Transport d'Électricité).

Elle est ensuite transformée en électricité à la tension MT pour pouvoir être acheminée par le réseau de distribution. Cette transformation intervient dans les postes sources.

Une fois sur le réseau de distribution, l'électricité moyenne tension MT alimente directement les clients industriels. Pour les autres clients (particuliers, commerçants, artisans...), elle est convertie en basse tension (BT) par des postes de transformation abaisseurs avant d'être livrée.

Au final, la qualité de l'alimentation en électricité des utilisateurs du réseau est donc le résultat de la qualité de tout ce parcours.

### **1.5 Structure des réseaux électriques**

Le réseau électrique est structuré en plusieurs niveaux, Il ne suffit pas de produire le courant électrique dans les centrales, il faut aussi l'amener en différentes tensions et puissances jusqu'à l'utilisateur final. [1]

#### **1.5.1 Le réseau de transport et d'interconnexion Haute Tension (HT)**

Le réseau de grand transport et d'interconnexion (HT) (de 50 kV à 400 kV) conçu pour transporter de grandes quantités d'énergie sur de longues distances. Il constitue le cadre principal pour l'interconnexion des grands centres de production dispersés dans divers pays et dans d'autres pays voisins. Ce réseau peut être comparé à un réseau autoroutier. Sa tension peut aller jusqu'à 400 kV, soit le niveau de tension le plus élevée au monde.

## 1.5.2 Le réseau de distribution Moyenne Tension (MT)

Les réseaux de répartition sont destinés à répartir l'énergie en quantité moindre sur des distances plus courtes. Le transport est assuré en haute tension (225 KV) et en moyenne tension (30 et 10 KV).

Le but de ce réseau est de transférer l'électricité du réseau de distribution vers des points de consommation moyenne. Ces points de consommation sont:

- Soit du domaine public, avec accès aux postes de distribution publique MT/BT.
- Soit du domaine privé, avec accès aux postes de livraison aux abonnés à moyenne consommation, tels que les hôpitaux, les bâtiments administratifs, les petites industries...etc.

## 1.5.3 Le réseau de distribution Basse Tension (BT)

Les lignes de distribution basse tension (230 et 380 volts) sont les plus petites lignes du réseau électrique. Elles servent à alimenter les ménages, les artisans et les très petites industries en électricité.

Il représente le dernier niveau dans une structure électrique.

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

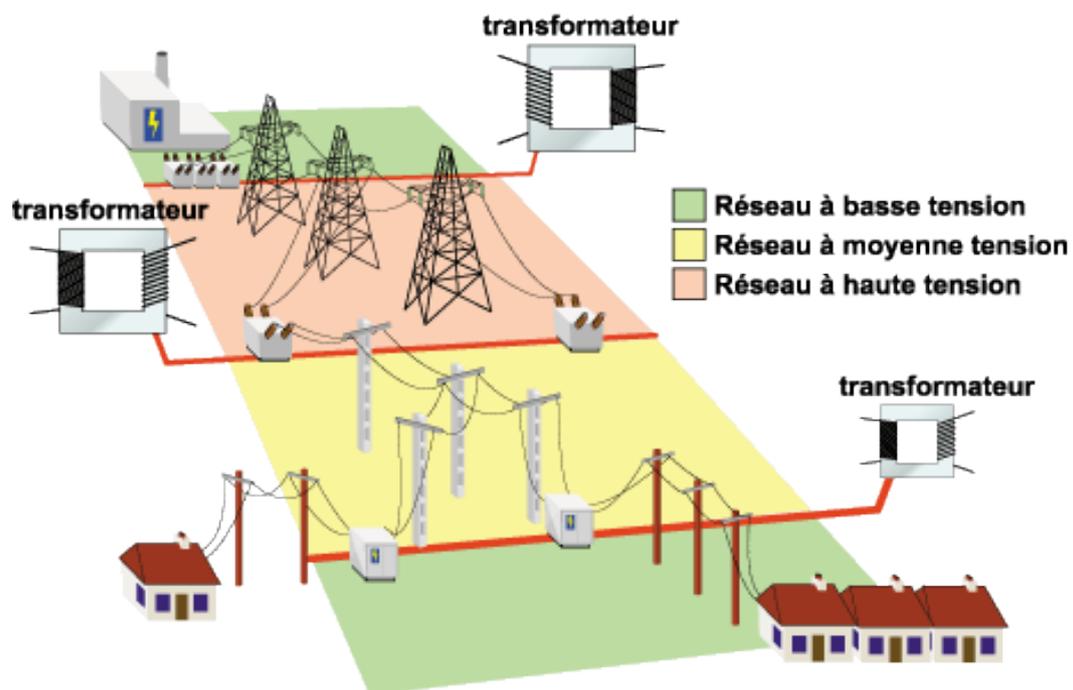


Figure 1.6 : Schéma du réseau de transport.

## 1.6 Les postes électriques

### 1.6.1 Définition

Les postes électriques sont les principaux composants du réseau électrique. Ils reçoivent de l'énergie électrique, la transforment (en passant d'un niveau de tension à une autre) et la répartissent (en assurant la jonction des différents réseaux électriques).

Ce sont les points de connexion des lignes électrique. Ils peuvent avoir deux finalités :

- L'interconnexion entre les lignes de même niveau de tension : cela permet de répartir l'énergie sur les différentes lignes issues du poste.
- La transformation de l'énergie : les transformateurs permettent de passer d'un niveau de tension à un autre.

Il existe trois grandes catégories de postes électriques :

#### 1.6.1.1 Le poste HT/MT

Les poste HT /MT appelé aussi postes sources, constituent l'interface entre le réseau de transport HT et le réseau de distribution MT.

Leurs fonctions essentielles sont :

- La transformation de la tension du niveau HT vers le niveau MT, depuis une ou plusieurs lignes HT et par l'intermédiaire d'un ou de plusieurs transformateurs abaisseurs HT/MT.
- La répartition de l'énergie électrique avec un ou plusieurs tableaux de répartition MT, formés de l'assemblage de disjoncteurs MT raccordés par embrochage à un jeu de barres.
- La protection du réseau MT par des disjoncteurs actionnés par différents types de protections définis selon le plan de protection retenu sur le réseau.
- La mise à la terre du neutre MT par des résistances ou bobines de point neutre.



**Figure 1.7 : Cellules d'un Poste HT/MT.**

### **1.6.1.2 Le poste MT/MT**

Ces postes comprennent à cet effet un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départs (lignes, transformateurs, etc.) de même tension peuvent être aiguillés.

Ce type de poste peut réaliser deux fonctions :

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

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

### **1.6.1.3 Le poste MT/BT**

Un poste MT/BT (ou poste de transformation MT/BT) est un local, inaccessible au public, assurant la liaison entre le réseau moyenne tension (MT) et le réseau basse tension (BT).

Le poste MT/BT est essentiellement composé :

- d'un équipement permettant de le connecter au réseau MT,
- d'un transformateur MT/BT abaissant la tension,
- d'un tableau BT permettant de répartir l'énergie électrique sur les différents départs BT issus du poste de transformation et supportant les fusibles de protection.

Le local qui compose le poste MT/BT peut être un petit bâtiment construit à cet usage, un local mis à disposition dans un immeuble ou un simple boîtier de protection des équipements.



**Figure 1.8 : Cellules d'un poste MT/BT.**

### **1.7 Les défauts probables dans un poste HT/MT**

Les postes de transformation HT/MT peuvent être le siège de plusieurs perturbations que l'on décrit selon leurs caractéristiques et leurs origines. Parmi ces perturbations, on cite, les courts-circuits, les surcharges et les surtensions.

#### **1.7.1 Les courts-circuits**

On peut caractériser les courts-circuits selon leurs origines, leurs durées et leurs types.

- **Selon l'origine :**

- Mécanique : rupture du support d'un conducteur ou d'un isolateur, une liaison électrique entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur qui peut être un animal ou des branches conductrices.
- Conditions climatiques : excès de chaleur et humidité qui sont la cause de dégradation des isolants, le vent et la neige qui peuvent causer une liaison électrique entre deux conducteurs.
- Une erreur humaine : à titre d'exemple ; mise à la terre d'une phase, un couplage entre deux sources de tension différentes ou des phases différentes ou la fermeture par erreur d'un appareil de coupure.

- **Selon la durée :**

- Auto-extincteurs : c'est ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts donc avant la réaction de la protection.
- Court-circuit fugitifs : nécessitant une coupure très brève du réseau d'alimentation de l'ordre de 0.3s pour les éliminer par les automatismes de reprise de service (réenclencheurs) ou par un disjoncteur shunt s'il s'agit d'un défaut homopolaire.
- Court-circuit semi permanent : exige une ou plusieurs coupures lentes de réseau d'alimentation pour qu'elle disparaisse.
- Court-circuit permanent : provoquant un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention de l'exploitant pour la localisation du défaut.

- **Selon le type :**

- Les défauts triphasés : Ce sont les courts-circuits entre les trois phases avec ou sans mise à la terre, il représente 5% des cas.
- Les défauts biphasés : Ce sont les courts-circuits entre deux phases ou une phase et le neutre avec ou sans mise à la terre, il représente 15% des cas.
- Les défauts monophasés : Ce sont des défauts entre une phase et la terre ou une phase et le neutre. Ils génèrent la circulation d'un courant homopolaire. Leur intensité est limitée par la résistance de terre et par la mise à la terre du neutre, il représente 70 à 80% des cas c'est pour ça que ce type de défaut relève d'une importance majeure dans l'élaboration du plan de protection.

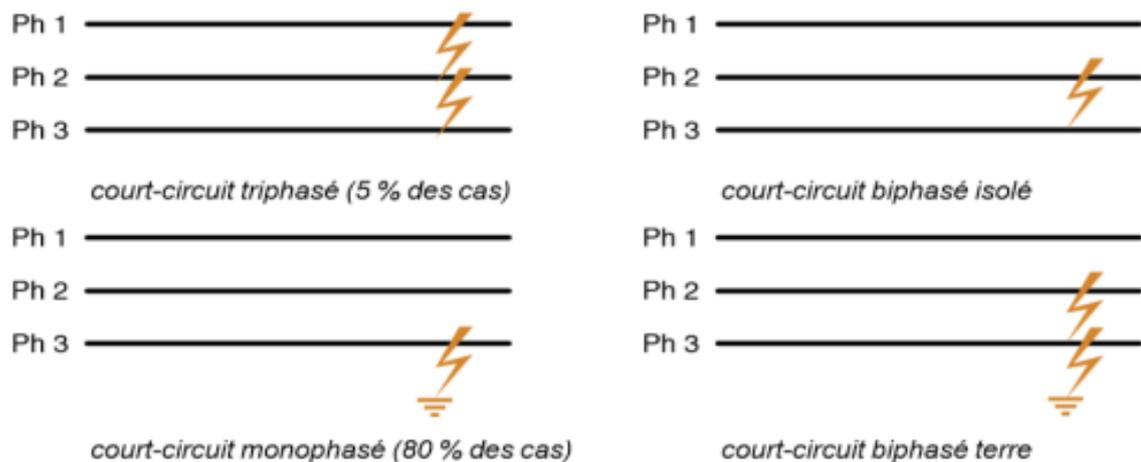


Figure 1.9 : types de courts-circuits.

### 1.7.2 Les surcharges

Les surcharges sont dues, la plupart du temps, à l'augmentation du nombre de petites charges alimentées simultanément, à l'accroissement de la puissance absorbée par certaines grosses charges ou à l'accroissement de la puissance apparente de l'installation du fait d'une extension. L'accroissement des charges se traduit par une augmentation de l'intensité qui élève la température des circuits, ce qui peut dégrader le niveau d'isolement des équipements. Cette élévation de température réduit la longévité des appareils de l'installation.

### 1.7.3 Les surtensions

Des surtensions peuvent apparaître sur le réseau telles que :

- surtensions d'origine atmosphérique : ces surtensions sont causées par un coup de foudre tombant sur (ou à proximité de) la ligne aérienne.
- surtensions de manœuvres : un changement brusque des conditions de fonctionnement établies dans un réseau électrique peut faire apparaître des phénomènes transitoires. Ce sont généralement des ondes de surtensions à haute fréquence ou à oscillations amorties.

## 1.8 Protection de transformateur des postes HT/MT

Les circuits et les équipements des postes électriques doivent être protégés de manière à éviter ou à limiter les conséquences causées par des courants ou des tensions anormales.

Les équipements de protection les plus répandus intégrés dans le poste électrique sont [4] [5]:

## 1.8.1 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 interruption.

Les disjoncteurs les plus répandus sont :

- Les disjoncteurs à air comprimé.
- Les disjoncteurs à vide.
- Les disjoncteurs à l'huile.
- Les disjoncteurs au gaz SF6.

Dans les disjoncteurs à gaz, le courant est coupé lorsqu'un soufflage suffisant est exercé sur l'arc électrique pour le refroidir et l'interrompre.

## 1.8.2 Sectionneurs

Les sectionneurs sont des appareils destinés à ouvrir ou fermer un circuit électrique à vide, ne possèdent aucun pouvoir de coupure, ils ne permettent d'ouvrir un circuit qu'en l'absence de tout courant, La fonction principale d'un sectionneur haute tension est de pouvoir séparer un élément d'un réseau électrique (ligne à haute tension, transformateur, portion de poste électrique, ...) afin de permettre à un opérateur d'effectuer une opération de maintenance sur cet élément sans risque de choc électrique.

## 1.8.3 Transformateurs de mesures

Le rôle des transformateurs de mesure (transformateur de courant TC, transformateur de tension TT) consiste à fournir à l'automate et en temps réel des grandeurs analogues et proportionnelles aux grandeurs électriques du réseau. L'automate assure le traitement de ces grandeurs et, lorsque les limites sont atteintes, commande le système d'alerte et éventuellement la mise hors tension de l'ouvrage en défaut suivant un processus défini et configuré par l'exploitant. Certaines fonctions élémentaires peuvent être prévues pour échanger des informations afin de constituer un système logique ou analogique de protection.

La performance d'une protection ou d'un système de protection a une limite imposée par la métrologie et la technologie employée. Pour atteindre le niveau de performance souhaité, il est souvent utile d'associer, d'une manière cohérente, plusieurs dispositifs dans un ensemble appelé plan de protection.

### **1.8.4 Parafoudre**

Les parafoudres sont des appareils destinés à limiter la surtension imposée aux transformateurs, instruments et machines électriques par la foudre et par les manœuvres de commutation. La partie supérieure du parafoudre est reliée à un des conducteurs de la ligne à protéger et la partie inférieure est connectée au sol par une mise à la terre de faible résistance.

### **1.8.5 Fusible**

Il est utilisé soit directement comme un dispositif de coupure soit indirectement connecté au circuit secondaire d'un transformateur de courant, avec un contact de fusion donnant un ordre de déclenchement au disjoncteur. L'inconvénient majeur de ces dispositifs réside dans le fait qu'ils sont endommagés, par conséquent consommables, par les défauts et qu'ils ont une faible sensibilité.

- L'exploitation doit disposer d'un grand nombre de fusibles de recharge pour les différents calibres. La grande variété de réseaux électriques impose des modèles de fusibles de différentes natures selon l'application.

### **1.8.6 Eclateur**

Il est constitué de deux électrodes (tiges métalliques), coudées et disposées de manière à créer un point faible dans l'installation du réseau, une sorte de condensateur pointe-pointe, l'une des électrodes est reliée à l'élément à protéger, l'autre à la terre, la distance entre ces deux électrodes est réglable et détermine la tension d'amorçage, la forme et la nature de celles-ci sont très variables.

C'est le moyen le plus ancien, le plus robuste et le moins cher des moyens de protection, appelé aussi parafoudre à cornes.

### **1.8.7 Protection contre les défauts internes**

La protection contre les défauts internes dépend du type de transformateur :

- **Transformateur immergé :**

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent certaines quantités d'huile et provoquent un dégagement gazeux. Les gaz produits montent

vers la partie supérieure de la cuve de transformateur et de-là vers le conservateur à travers un relais mécanique appelé relais BUCHHOLZ. Ce relais est sensible à tout mouvement de gaz ou d'huile.

Si ce mouvement est faible, il ferme un contact de signalisation (alarme BUCHHOLZ). Par ailleurs, un ordre de déclenchement est émis au moyen d'un autre contact qui se ferme en cas de mouvement important.

Les gaz restent enfermés à la partie supérieure du relais, d'où ils peuvent être prélevés, et leur examen permet dans une certaine mesure de faire des hypothèses sur la nature de défauts :

- Si les gaz ne sont pas inflammables on peut dire que c'est l'air qui provient soit d'une poche d'air ou de fuite d'huile.
- Si les gaz s'enflamment, il y a eu destruction des matières isolantes donc le transformateur doit être mis hors service.
- **Transformateurs de type sec enrobé :**

Ce type de transformateur utilise des isolants secs, qui assurent le refroidissement par l'air ambiant sans liquide intermédiaire et ont, pour certains, des qualités intrinsèques de comportement au feu élevées.

Ils sont de ce fait utilisés, voire imposés, par la législation locale dans certaines installations pour des raisons de sécurité.

Pour ce type de transformateur la protection interne est assurée par une surveillance (sondes) de température.

### **1.8.8 Protection de masse cuve**

Une protection rapide, détectant les défauts internes au transformateur, est constituée par le relais de détection de défaut à la masse de cuve. Pour se faire, la cuve du transformateur, ses accessoires, ainsi que ses circuits auxiliaires doivent être isolés du sol par des joints isolants. La mise à la terre de la cuve principale du transformateur est réalisée par une seule connexion courte qui passe à l'intérieur d'un TC tore qui permet d'effectuer la mesure du courant s'écoulant à la terre.

Tout défaut entre la partie active et la cuve du transformateur est ainsi détecté par un relais de courant alimenté par ce TC. Ce relais envoie un ordre de déclenchement instantané aux disjoncteurs primaires et secondaires du transformateur.

### **1.9 Conclusion**

A travers les différents points traités précédemment, ce chapitre vise à présenter les réseaux électriques en générale. Nous avons commencé par la description du sujet, la définition des réseaux électriques, la production de l'énergie électrique ainsi que son fonctionnement.

Nous avons ensuite présenté les différents postes électriques dont on a exposés les structures qui sont constituées de différents niveaux de tension. Pour enfin arriver à la dernière partie où nous avons discuté des défauts probables dans les postes électriques et les différents équipements afin de protéger ces derniers.

# **CHAPITRE 2**

## **La gestion du réseau électrique MT.**

### 2.1 Introduction

L'électricité est un produit qui ne peut être emmagasiné, elle doit être transportée aussitôt produite et mise à la disposition du client pour son utilisation. Ce transport nécessite des moyens conséquents et une présence technique sans faille pour éviter tout problème pouvant interférer dans la distribution de cette énergie vitale de nos jours. Une défaillance peut potentiellement avoir des conséquences importantes sur l'ensemble du réseau interconnecté (blackout par exemple).

Dans ce cadre, il était nécessaire de charger une structure indépendante pour la prise en charge du transport de l'électricité, sans l'encombrer de la distribution ou d'autres missions. Et c'est ainsi que le transport de l'électricité est devenu une mission à part, avec tout un savoir-faire et une technologie de pointe pour l'amélioration du service.

Le but de ce chapitre est de connaître l'objectif de la gestion du réseau électrique ainsi que le réglage de ces différents paramètres et comment assurer la stabilité de ce dernier afin d'optimiser la qualité du service.

### 2.2 L'objectif de la gestion des réseaux électriques

L'énergie ne se stockant pas, le gestionnaire du système production et transport de l'électricité veille en particulier à l'équilibre permanent entre consommation et production, à la sécurité, à la fiabilité et à l'efficacité de l'alimentation électrique.

Pour cela, il est indispensable de suivre en temps réel :

- Les prévisions de consommation à court, moyen et long termes.
- L'observation du système électrique : la disponibilité des moyens de production et l'état du réseau interconnecté.
- Les paramètres électriques qui font la sûreté du système : valeurs de transit de puissance, niveaux de fréquence et de tension sur le réseau interconnecté.

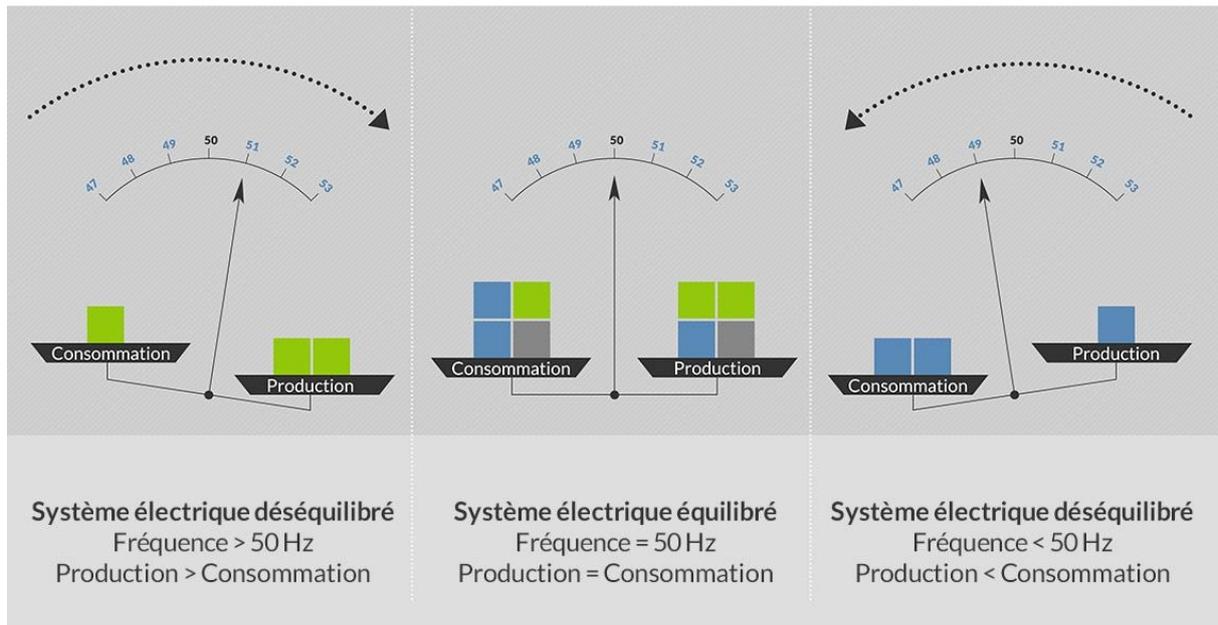


Figure 2.1 : système électrique équilibré.

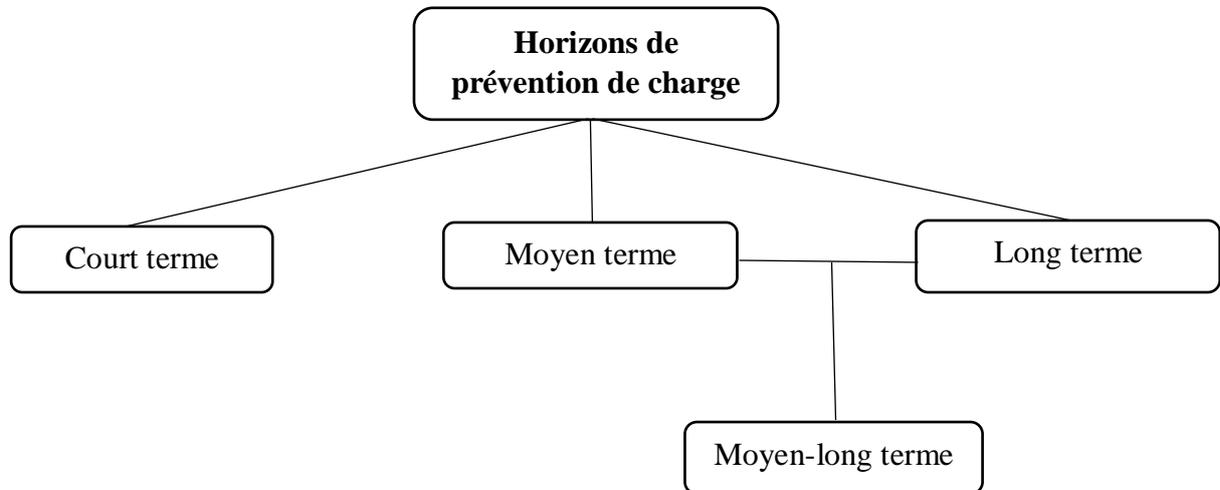
### 2.3 Prévision de consommation

La prévision de charge est une estimation des valeurs futures. Elle aide l'industrie de l'énergie à prendre des décisions concernant la planification, la production de l'électricité et le développement des infrastructures. La prévision de charge peut être divisée en trois catégories:

- La prévision à long terme ; qui est utilisée pour prédire jusqu'à une période de 50 ans cela dans le but de faciliter la planification de l'expansion du réseau énergétique.
- La prévision à moyen terme ; est quant à elle utilisée pour prédire les pics hebdomadaires, mensuels et annuels jusqu'à une période d'une année, de sorte qu'une planification opérationnelle efficace puisse être effectuée.
- La prévision à court terme ; permet une prévision allant jusqu'à une semaine dans le but de minimiser le fonctionnement quotidien et les frais d'envoi sur le réseau.

En plus de ces trois types de prévision de charge, un quatrième type de prévision de charge est apparu ces dernières années. Le moyen-long terme où l'unité de temps considérée est le mois et l'année, elle se situe naturellement entre le moyen et le long terme. Le moyen-long terme, est très important pour la gestion et la planification du réseau, en particulier pour les pays en développement où la demande d'énergie croît à un rythme de croissance dynamique. De plus,

les prévisions à moyen-long terme telles que les prévisions à long terme sont toujours difficiles à prévoir en raison de facteurs qui affectent la charge électrique.



**Figure 2.2 : les différents horizons de prévisions.**

## 2.4 Les paramètres électriques

### 2.4.1 Réglage hiérarchisé de la tension sur les réseaux électriques

Le réglage de tension sur le réseau de transport et de distribution exige une coordination temporelle et spatiale des actions de contrôle pour assurer le contrôle rapide et efficace, et évite l'interaction entre les différentes actions de contrôle qui peut avoir un impact grave sur la stabilité et la sécurité du réseau. [6]

En effet, la réception simultanée d'instructions contradictoires par les régulateurs peut présenter des risques. Il en résulte des oscillations qui peuvent être très critiques. Le contrôle est réalisé par un système hiérarchique composé de trois niveaux différents représentés dans la [figure 2.3]:

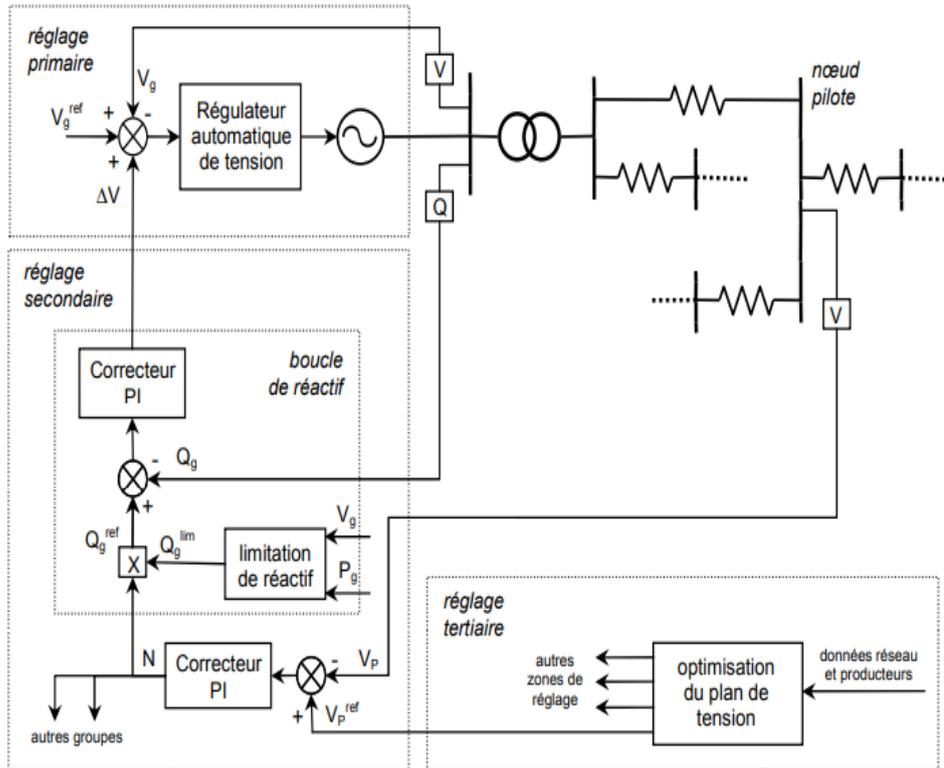


Figure 2.3 : Organisation du réglage hiérarchisé de tension.

$V_g$  représente la tension mesurée de l'alternateur.

$V_g^{ref}$  représente la tension de consigne de l'alternateur.

$\Delta V$  est la correction de la tension de référence de l'alternateur élaborée par la boucle de gestion de puissance réactive.

$Q_g$  représente la puissance réactive de l'alternateur.

$Q_g^{ref}$  représentent la puissance réactive de consigne de l'alternateur;

$Q_{lim}$  est la limitation de puissance réactive que peut fournir ou absorber l'alternateur, c'est à-dire la réserve disponible, elle peut dépendre de la tension et de la puissance active produite si elle n'est pas fixée.

$N$  est le niveau de participation (compris entre -1 et +1) envoyé à tous les groupes participant au réglage, ce niveau détermine la proportion de la réserve de puissance réactive devant être mobilisée.

$V_p$  représente la tension mesurée du nœud pilote.

$V_p^{ref}$  représente la tension de consigne du nœud pilote.

Les trois niveaux hiérarchiques du réglage de tension sont alors ceux décrits ci-après.

### **2.4.1.1 Le réglage primaire de tension (RPT)**

Le réglage primaire agit au niveau local avec une constante de temps de l'ordre de 100 ms sur la tension aux bornes des groupes pour faire face à des variations rapides de la tension qui peuvent être induites par des variations de demande de puissance réactive, par des défauts ou par des manœuvres sur le réseau. En cas de variation de plus grande amplitude de la tension, l'action des régleurs en charge des transformateurs vient soulager le réglage effectué par les alternateurs. Le réglage primaire est le premier à intervenir suite à une perturbation. Il se caractérise par une action basée sur des critères locaux en asservissant la tension aux bornes du groupe à une valeur de référence. Le réglage primaire permet donc, dans la limite des réserves primaires des groupes, de maintenir l'équilibre local entre la production et la consommation de puissance réactive et de répondre rapidement aux fluctuations aléatoires de la tension.

### **2.4.1.2 Le réglage secondaire de tension (RST)**

Le réglage secondaire de la tension a pour but de répondre de manière coordonnée, à de violentes mais lentes fluctuations de la tension à l'échelle régionale, Ce que le réglage primaire ne peut assurer seul. Le réglage secondaire est automatisé et centralisé par régions dites zones de réglages.

D'un point de vue de la tension ces zones de réglages doivent être indépendantes. Cela signifie qu'on théorise chaque zone est insensible à tout changement de tension pouvant survenir dans une zone à proximité. Son objectif est de limiter les transits de puissance réactive sur les lignes d'interconnexion et de maintenir la tension en certains nœuds représentatifs de la tension de chaque zone, à sa valeur de consigne. Ces nœuds spécifiques sont appelés nœuds pilotes (il y en a un par zone de réglage).

Le principe du réglage secondaire est d'ajuster la tension du réseau à ce point pilote en agissant sur la quantité de puissance réactive générée par les groupes participant au réglage. Les mesures de la tension sont fournies au RST qui calcule les nouvelles valeurs de réglage de tension de chaque groupe afin de fixer la tension sur le point pilote.

### **2.4.1.3 Le réglage tertiaire de tension (RTT)**

Le réglage tertiaire manuel, effectué par le dispatching national, comprend la réévaluation, à intervalle de quinze minutes (15 mn), des consignes de tension des nœuds pilotes de chaque

zone de réglage selon les normes techniques et économiques dont les principaux sont les suivants:

- Exploiter le réseau en assurant au mieux sa sûreté;
- Respecter les contraintes de fonctionnement du matériels;
- Minimiser les pertes et les coûts de production;
- Utiliser au mieux la capacité des ouvrages de transport.

Il a pour but d'assurer une bonne tenue globale du plan de tension, et d'éviter des circonstances qui entraîneront des coûts ou des risques supplémentaires pour le système électrique. Les consignes de tension des nœuds pilotes sont calculées par un écoulement de puissance optimal, ou en tenant compte des critères précédemment cités. Ce processus est un système de coordination composé d'un algorithme d'optimisation de la répartition des puissances sur le réseau en fonction de l'action des « FACTS » (systèmes flexibles de transmission en courant alternatif).

### **2.4.2 La compensation d'énergie réactive**

L'énergie réactive est un facteur très important qui influe sur la stabilité et l'équilibre du réseau électrique, ainsi que son fonctionnement. Les effets secondaires de ce facteur ce résume dans les points suivants [7] :

- La chute de tension dans les lignes et les postes de transformation ;
- Les pertes supplémentaires actives dans les lignes, les transformateurs et les générateurs ;
- Les variations de tension du réseau sont étroitement liées à la fluctuation de la puissance réactive dans le système de production ;
- l'échauffement des câbles d'alimentation.

Afin d'éviter cela, la compensation de la puissance réactive est nécessaire pour limiter ces effets. Il existe plusieurs moyens de compensation sur les réseaux électriques, les plus connues sont:

#### **2.4.2.1 Les inductances**

Elles sont souvent utilisées pour absorber la puissance réactive produite par de longues lignes dans le réseau de transport. Elles peuvent être raccordées en direct ou via le tertiaire de transformateurs. Leur puissance peut aller de 50 à 400 Mvar. Elles sont utilisées essentiellement pour remédier au phénomène dit FERRANTI.

### 2.4.2.2 Condensateur statique

Le condensateur statique offre une solution pour améliorer le facteur de puissance. La fourniture de l'énergie réactive par les condensateurs est due à la présence du champ électrique. Cette énergie est en fonction de la capacité, de la tension aux bornes des condensateurs et de la taille de ces derniers.

On distingue deux types d'insertion des condensateurs : Les condensateurs shunt qui fournissent de la puissance réactive au système au point où elles sont connectées, principalement pour exploiter les longues lignes au-dessus de leurs puissances naturelles, et l'introduction de condensateur série dans un réseau, réduit la réactance de la ligne, augmente la tension à la charge et la capacité de transmission de la ligne.

Pour les batteries de ces condensateurs elles ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive fixe consommée par les charges ou le réseau. On distingue deux types de matériels :

- Batteries de condensateurs HT qui sont raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT compensent les pertes réactives sur les réseaux HT et THT et les charges.
- Batteries de condensateurs MT raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/MT et THT/MT, elles compensent l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport.

### 2.4.2.3 Les compensateurs synchrones

Cette solution utilise des générateurs du réseau pour produire ou absorber du réactif. En effet, une machine synchrone peut être commandée de manière à préserver la tension via la puissance réactive qu'elle produit. Le principe du contrôle est le même que celui des machines soumises au réglage primaire avec un régulateur en charge du maintien de la tension.

### 2.4.2.4 Transformateurs avec prises réglables en charge

Un régleur en charge est un transformateur capable d'adapter son rapport de transformation dans une plage définie. Ceci permet de régler, en fonction du transit de puissance et/ou de la tension mesurée, la tension du secondaire du transformateur. La Figure (2.4) montre les deux types de régleurs en charge existants :

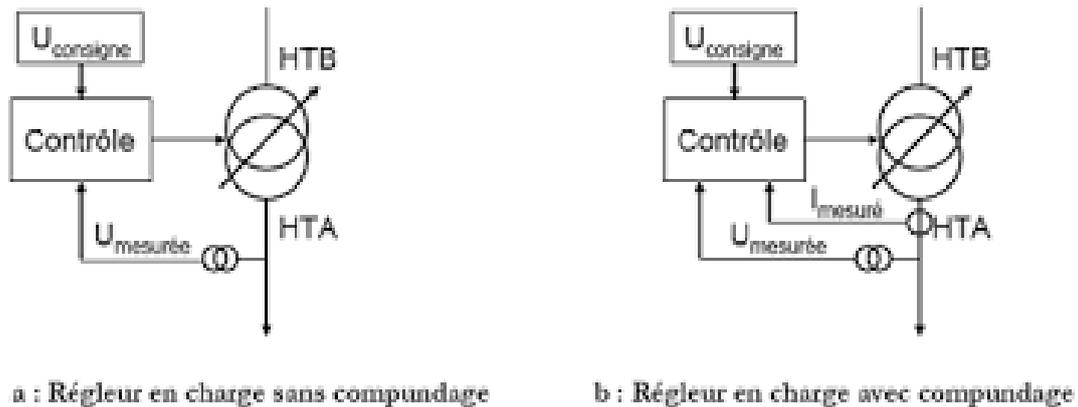


Figure 2.4 : les deux types de régleur en charge.

- Le régleur en charge **sans** compundage change de prise lorsque la tension mesurée au secondaire du transformateur est supérieure ou inférieure à un écart de tension par rapport à une consigne donnée ( $U_{consigne}$ ). Ainsi si la tension du secondaire dépasse les bornes fixées pendant un temps supérieur à  $T_{min}$  (généralement de 60s), le changement de prise s'opère. Si un changement de prise n'est pas suffisant un deuxième suit après un temps plus court  $T_{pmin}$  (avec  $T_{pmin} < T_{min}$ ).
- Le régleur en charge **avec** compundage fonctionne quasiment de la même façon, une mesure de courant est ajoutée. La tension comparée aux tensions limites est une somme vectorielle de la tension au secondaire et de la chute de tension dans la résistance de compundage.

Ceci permet d'avoir une image de la puissance transitée via le transformateur et donc de l'état de charge du réseau aval. L'introduction de cette résistance permet d'estimer la chute de tension en un point du réseau.

### 2.4.3 Réglage de la fréquence

La fréquence correspond au nombre de cycles que fait le courant alternatif en une seconde. Pour un alternateur, elle correspond au nombre de tours que fait l'arbre de la turbine en une seconde, multiplié par le nombre d'électro-aimants placés dans le rotor.

$$N = \frac{f}{P}$$

$N$  : vitesse de l'alternateur [tr/s]

$f$ : la fréquence [Hz]

$P$  : nombre de pair de pôles.

La fréquence doit être maintenue autour de la valeur nominale, quelles que soient les variations de consommation ou de production. Elle est mesurée et contrôlée en temps réel avec précision afin de la maintenir dans une zone acceptable ( $\pm 0,5$  Hz autour de 50 Hz ou 60 Hz selon le pays).

Le problème du réglage de la fréquence est global (en régime permanent la fréquence est identique dans tout le réseau). Ceci est dû au fait que le système de production -transport est un réseau électrique interconnecté. Le réglage de la fréquence consiste à réaliser l'équilibre, à tout instant, entre la production et la demande. La puissance moyenne qui sera absorbée par l'ensemble des charges peut être prévue avec une bonne précision. En pratique, il y a des écarts inévitables entre la prévision de la consommation et la production des centrales. Or, tout écart entre la puissance électrique appelée par les charges connectées au réseau et la puissance mécanique fournie par les machines d'entraînement aux alternateurs provoque des variations de vitesse de ces derniers, donc de la fréquence du réseau. En cas de surproduction ou de sous-consommation, la fréquence augmente ; en sous-production ou surconsommation, la fréquence diminue. [8]

Face à une augmentation de la puissance appelée et pour éviter une baisse de la fréquence :

- Chaque groupe de production dispose d'une régulation rapide de vitesse qui permettra de maintenir la fréquence proche de celle de référence. Cette régulation joue sur la puissance active produite.
- En cas de surcharge des groupes, on ajuste la production à la demande par la mise en marche de centrales thermiques ou hydrauliques.
- En cas de pénurie ou pour éviter la propagation d'incidents, on peut ajuster la consommation à la production (baisse momentanée du niveau de tension, délestage...)

### 2.4.3.1 Stabilité de fréquence

Une baisse brusque de consommation peut apparaître dans le cas d'un court-circuit en ligne. Durant 100 à 200 ms, temps d'élimination du défaut, la régulation rapide de vitesse n'a pas le temps d'agir et la puissance utile est nulle. La puissance non délivrée est accumulée sous forme d'énergie cinétique sur les arbres des alternateurs qui accélèrent : la fréquence augmente. Lorsque la liaison est rétablie, le renvoi de ce surplus d'énergie sur les lignes génère des oscillations qui peuvent s'amortir ou conduire au décrochage. Pour garantir la stabilité, le gestionnaire doit contrôler un paramètre appelé angle de transport qui doit rester inférieur à  $20^\circ$ .

### 2.4.3.2 Contraintes liées à la fréquence

Les charges passives sont en général peu sensibles aux variations de fréquence. Par contre, pour les appareils à circuits magnétiques bobinés (transformateurs, moteurs...), une variation de la fréquence se traduit, à tension fixe, par une variation du flux (on a  $\Phi = k V/ f$ ).

Une baisse de la fréquence entraîne donc la saturation des circuits magnétiques, l'augmentation des pertes fer et la production d'harmoniques.

En Algérie, le fonctionnement normal se situe entre 49,5 et 50 Hz. [8]

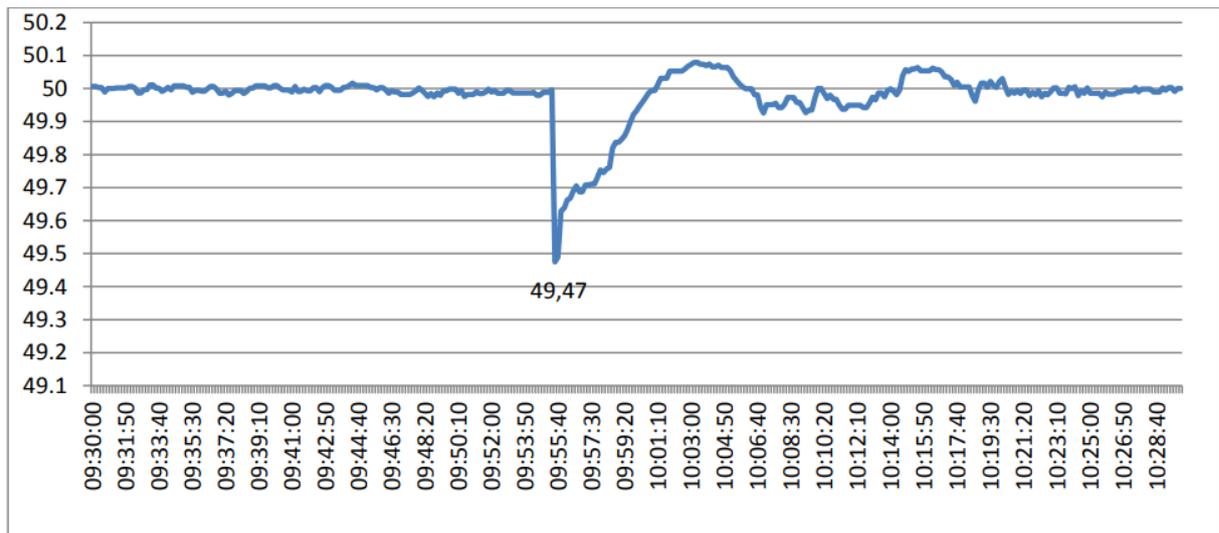


Figure 2.5 : variation de fréquence.

### 2.4.4 Le facteur de puissance

Par définition le facteur de puissance autrement dit le  $\cos \phi$  d'un appareil électrique est égal au rapport de la puissance active  $P$  (kW) sur la puissance apparente  $S$  (kVA) et peut varier de 0 à 1.

$$\cos \phi = \frac{P (KW)}{S (KVA)}$$

Si les courants et tensions sont des signaux parfaitement sinusoïdaux, le facteur de puissance est égal à  $\cos \phi$ .

Il permet ainsi d'identifier facilement les appareils plus ou moins consommateurs d'énergie réactive.

Un facteur de puissance égal à 1 ne conduira à aucune consommation d'énergie réactive (résistance).

Un facteur de puissance inférieur à 1 conduira à une consommation d'énergie réactive d'autant plus importante qu'il se rapproche de 0 (inductance).

Les appareils de comptage d'énergie enregistrent les consommations d'énergie active et réactive.

- **Comment améliorer le facteur de puissance ?**

La meilleure solution pour améliorer le facteur de puissance (ou cosinus  $\varphi$ ) consiste à installer des condensateurs en batterie le plus près possible des sources de production d'énergie réactive. Ces condensateurs vont faire baisser l'énergie réactive des appareils.[9]

### 2.4.4.1 Avantage d'un bon facteur de puissance

Un bon facteur de puissance permet d'optimiser une installation électrique et apporter les avantages suivants :

- La suppression de la facturation de l'énergie réactive.
- La diminution de la puissance apparente souscrite en kVA.
- La limitation des pertes d'énergie active dans les câbles compte-tenu de la diminution de l'intensité véhiculée dans l'installation.
- L'amélioration du niveau de tension en bout de ligne.
- L'apport de puissance disponible supplémentaire au niveau des transformateurs de puissance si la compensation est effectuée au secondaire.

### 2.4.4.2 Inconvénients d'un mauvais facteur de puissance

Un mauvais facteur de puissance dans une installation entraîne de nombreux inconvénients tel que :

- Intensité de courant en ligne trop élevée ce qui engendre l'augmentation des pertes d'énergie active dans les câbles.
- La facturation de l'énergie réactive.
- Augmentation de la puissance apparente souscrite en kVA.
- Saturation des transformateurs.
- Dégradation de la qualité de l'installation électrique.
- Pénalités par le fournisseur d'énergie électrique.

## 2.5 Moyens d'amélioration de la sécurité des réseaux électriques

Pour garantir une qualité de service à leurs clients, les compagnies électriques ont mis au point des règles de planification et d'exploitation de sorte que le réseau électrique soit capable

de faire face à chaque instant aux aléas courants, tels que la perte d'un ou plusieurs ouvrages de transport ou de production électrique d'énergie ou une mauvaise estimation du profil de consommation. En effet, ces seules mesures peuvent ne pas être suffisantes à protéger le réseau d'aléas à conséquences graves tels que les court-circuits mal éliminés.

En pratique, pour améliorer la sécurité des réseaux électriques, les compagnies électriques adoptent d'autres moyens qui complètent les règles courantes de planification et d'exploitation. Dans cette section nous présentons quelques moyens utilisés.

### 2.5.1 Plan de défense

Un plan de défense est un ensemble de mesures automatiques coordonnées destiné à s'assurer que les réseaux électriques sont protégés contre les perturbations impliquant des événements imprévus.

Le plan de défense est donc la barrière ultime de protection du réseau lors d'un incident majeur, quand toutes les autres mesures tels que, les systèmes de protection et les dispositifs de régulation des groupes, ne sont pas parvenus à stopper l'enchaînement des incidents et à limiter ses conséquences.[10]

Un plan de défense a pour objectifs de :

- Détecter que le réseau électrique est dans un état dégradé.
- Prendre les mesures curatives adaptées afin de stopper l'extension des incidents et leur propagation au reste du réseau électrique :
  - en sacrifiant si nécessaire l'alimentation de clients non prioritaires.
  - en organisant le découpage du réseau afin de sauver les parties saines.
  - permettre un retour rapide à une situation saine de réseau.
  - favoriser, en dernier ressort, la reconstitution ultérieure du système.

Généralement un plan de défense est constitué de deux lignes de défense dont le domaine d'action n'est pas pris en compte par les règles de planification et d'exploitation.

La première ligne de défense est composée d'un certain nombre de mesures prises par les opérateurs du réseau électrique dans les centres de conduite lors d'incidents, quand la dynamique du phénomène le permet. Les mesures prises permettent de rétablir au plus tôt le réseau dans une situation viable. Généralement, ces mesures sont:

- Changement des consignes de production active et/ou réactive des groupes de production:

- On demande aux groupes de produire le maximum de puissance active et/ou de puissance réactive possible, pour tenir au mieux la tension du réseau de transport.
- le délestage manuel d'une partie de la consommation.

La seconde ligne de défense est constituée d'un ensemble de protections spécifiques à action automatique installées sur le réseau électrique. Elles permettent de lutter contre les incidents majeurs à dynamique rapide, tels que les chutes de fréquence ou les ruptures de synchronisme.

### **2.5.2 Utilisation des systèmes de transmission flexible en courant alternatif FACTS**

Le réseau électrique peut entrer dans une condition d'urgence en raison de certains événements critiques qui peuvent se produire dans le système. Normalement, le réseau peut revenir à la condition normale par l'utilisation des actions des plans de défense.

Mais parfois, le réseau ne peut pas revenir à la condition normale dans le temps nécessaire et comme résultat de nouveaux événements peuvent déclencher des incidents en cascade, qui pourront aggraver rapidement la situation. Cette situation peut se terminer enfin par une panne totale du réseau (blackout).

De ce fait, il serait donc important de trouver d'autres moyens complémentaires aux actions des plans de défense. Dans ce contexte, les systèmes de transmission flexible en courant alternatif (FACTS) peuvent être utilisés. Ces systèmes à base de convertisseurs d'électronique de puissance étant utilisés durant la précédente décade comme moyen pour faire face aux problèmes rencontrés dans l'exploitation des réseaux électriques à travers le monde. Par leurs capacités de modifier rapidement les paramètres des lignes électriques (phase, réactance de la ligne et la tension entre deux nœuds), ils ont donné plusieurs solutions aux problèmes de transit de puissance dans les réseaux électriques.

Ils sont utilisés également pour le contrôle de la répartition des charges dans les réseaux. Les plans de tension des réseaux électriques peuvent être également améliorés par l'insertion des systèmes FACTS.

Ils peuvent aussi filtrer certaines harmoniques et donc améliorer la qualité de l'électricité. En effet, le développement récent des dispositifs FACTS ouvre de nouvelles perspectives pour faire face aux différentes perturbations et prévenir certaines situations pouvant conduire aux blackouts électriques.

Ces dispositifs peuvent diminuer la possibilité d'écroulement de tension et peuvent être utilisés pour répartir judicieusement les flots de puissance dès la détection d'un incident pour éviter l'effet de cascade liée aux surcharges. Ils permettent d'améliorer donc la stabilité dynamique du réseau que ce soit pour des défaillances majeures dans le réseau ou pour éliminer l'effet des oscillations parasites. Ils représentent donc une bonne méthode pour renforcer la stabilité dynamique du réseau électrique et diminuer le risque de blackout. [11]

### 2.5.3 Utilisation des systèmes de télégestion ou télé-conduite numériques

Actuellement, les réseaux électriques deviennent des systèmes complexes, de grandes dimensions, interconnectés, distribués géographiquement et soumis à de larges perturbations aléatoires.

Plusieurs pannes d'électricité majeures ont été vécues dans différents pays du monde ces dernières années pour diverses raisons. L'exploitation des réseaux électriques devient donc assez difficile, voire impossible avec les moyens classiques de contrôle. Puisque, les moyens classiques de contrôle s'avèrent trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau.

Pour mieux exploiter et gérer ces réseaux, les compagnies d'électricité ont recours aux avantages de l'automatisation et de contrôle commande, résultant des avancées technologiques récentes, en particulier dans le domaine de la télégestion ou télé-conduite. La télé-conduite de réseau est une solution qui :

- rend le réseau plus intelligent.
- améliore aussi le soutien à l'exploitation, à la maintenance et à la planification.
- permet aux utilisateurs de gérer le réseau électrique à travers un système de commande numérique tel que le système SCADA.

Les systèmes SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) contrôlent des milliers de points de mesure collectés par des terminaux distants, sur les réseaux nationaux et régionaux. Ils modélisent le réseau et en simulent le fonctionnement, détectent les défauts, préviennent les pannes et participent au négoce de l'énergie. Ces systèmes peuvent améliorer de 50 % l'efficacité de l'exploitation et réduire de 70 % les temps de coupure. [12]

### 2.6 Conclusion

Ce chapitre expose une vision sur la gestion du réseau électrique, et les différentes méthodes pour assurer sa stabilité en effectuant des réglages de tension dans le réseau électrique ainsi que les moyens d'amélioration du facteur de puissance.

Par la suite, nous avons présenté quelques moyens utilisés actuellement par les exploitants des réseaux électriques pour améliorer la dynamique du système d'alimentation afin d'éviter les effets des incidents majeurs tel les blackouts en utilisant des systèmes FACTS et les systèmes de télégestion et télé-conduite numérique.

L'utilisation de ces moyens facilite la prédiction des conditions de stress qui peuvent rendre le système vulnérable à un déclenchement en cascade de lignes de transmission et de générateurs.

# **Chapitre 3**

## **La distribution du réseau électrique MT.**

### 3.1 Introduction

Les réseaux de distribution électriques représentent un élément très important dans la chaîne du flux d'énergie électrique, qui débute dans les centrales de production et qui se termine chez des clients particuliers ou industriels.

La fonction des réseaux de distribution est donc de distribuer l'énergie électrique à partir des postes moyenne tension sur l'ensemble du territoire algérien et même vers d'autres pays voisins.

Notre objectif dans ce chapitre est basé sur la présentation du réseau de distribution électrique d'une manière générale, sa structure et des différentes lignes de distribution.

### 3.2 Réseaux de distribution :

En Algérie, la tension nominale des réseaux de distribution MT est de 10 kV et 30 kV. Ce réseau a pour fonction d'alimenter l'ensemble de la clientèle principalement connectée à ce réseau, son exploitation est gérée par un Gestionnaire de Réseau et de Distribution (GRD).

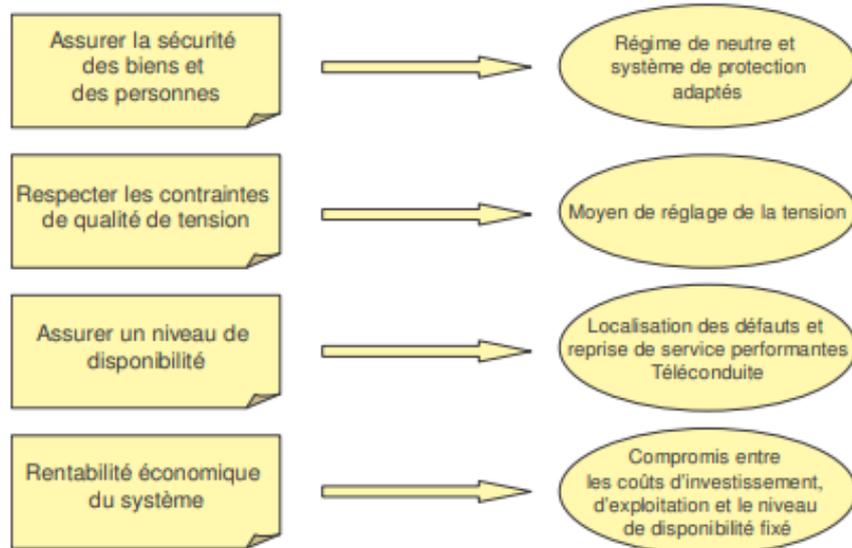
Les réseaux de distribution constituent l'architecture la plus importante du système électrique. Ils assurent la distribution de l'énergie électrique au niveau local. Ils sont constitués de deux types de réseaux :

- le réseau moyenne tension (MT) avec un niveau de 10 kV et 30 kV connecté au réseau de transport.
- le réseau basse tension (BT) de tension de 0.4 kV.

Les réseaux de distribution ont principalement une structure radiale. A la différence d'une structure maillée, une structure radiale est une structure arborescente ; cette dernière simplifie considérablement le système de protection puisque le transit de puissance se fait de manière unilatérale du poste source HT/MT vers les postes MT/BT et les consommateurs finaux pour la détection et l'élimination rapide des défauts et permet facilement d'assurer la maintenance du réseau, ainsi que le comptage de l'énergie aux postes sources. [13]

#### 3.2.1 Les enjeux

Les réseaux de distribution ont pour mission d'acheminer l'énergie d'un poste de transformation aux consommateurs. La distribution de l'énergie électrique doit satisfaire des critères de sécurité des biens et des personnes, de qualité de tension, de la disponibilité d'énergie et de rentabilité.



**Figure 3.1 : exigence relative à la distribution d'énergie.**

### 3.3 Structure générale d'un réseau de distribution

Dans le cas général avec une alimentation en HT, un réseau de distribution comporte [16] :

- un poste de livraison HT alimenté par une ou plusieurs sources, il est composé d'un ou plusieurs jeux de barres et de disjoncteurs de protection.
- une source de production interne.
- un ou plusieurs transformateurs HT / MT.
- un tableau principal MT composé d'un ou plusieurs jeux de barres.
- un réseau de distribution interne en MT alimentant des tableaux secondaires ou des postes MT / BT.
- des récepteurs MT.
- des transformateurs MT / BT.
- des tableaux et des réseaux basse tension.
- des récepteurs basse tension.

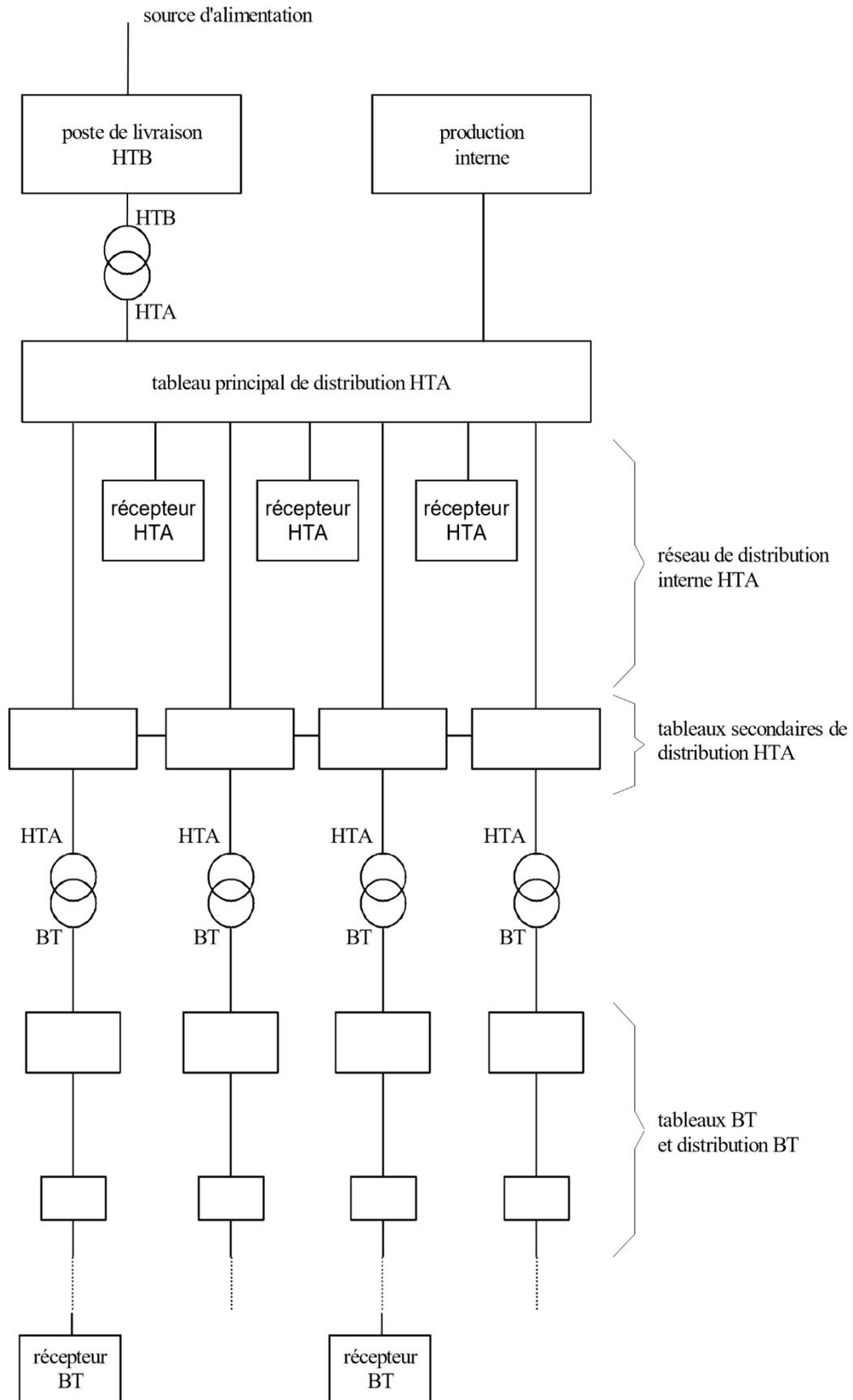
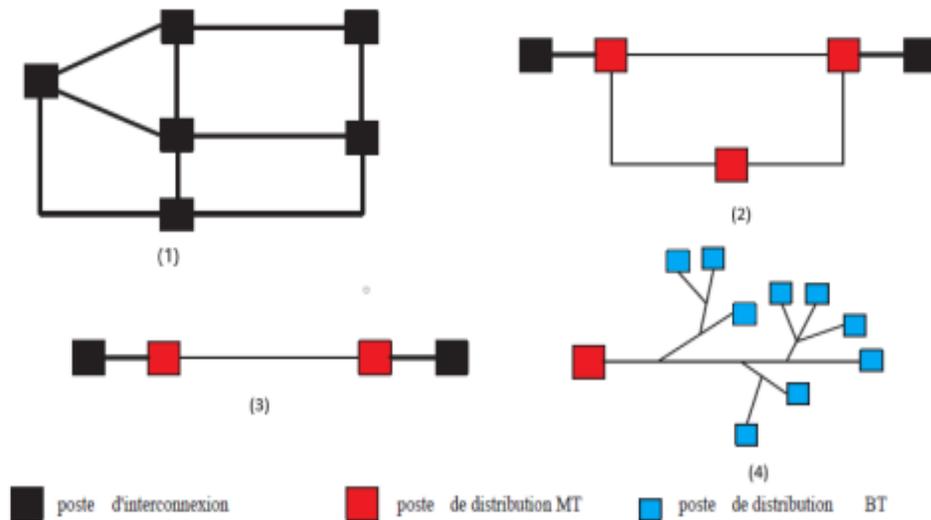


Figure 3.2 : structure générale de réseau de distribution.

### 3.4 Structures topologiques des réseaux

Les topologies diffèrent d'un type de réseau à un autre. Cette topologie est dictée par :

Le niveau fiabilité recherché, la flexibilité et la maintenance, ainsi que les coûts d'investissement et d'exploitation. Les différentes topologies qu'on trouve usuellement sont illustrées sur la Figure 3.3. [14]



**Figure 3.3 : Différentes topologies des réseaux électriques : (a) Réseau maillé, (b). Réseau bouclé, (c), Réseau radial, (d). Réseau arborescent.**

#### 3.4.1 Réseau maillé

Cette topologie est presque la norme pour les réseaux de transport. Tous les centres de production sont liés entre eux par des lignes THT au niveau des postes d'interconnexion, ce qui forme un maillage.

Cette structure permet une meilleure fiabilité mais nécessite une surveillance à l'échelle nationale voire continentale.

#### 3.4.2 Réseau bouclé

Cette topologie est surtout utilisée dans les réseaux de répartition et distribution MT. Les postes de répartition HT ou MT alimentés à partir du réseau THT sont reliés entre eux pour former des boucles, ceci dans le but d'augmenter la disponibilité. Cependant, il faut noter que les réseaux MT ne sont pas forcément bouclés.

### 3.4.3 Réseau radial

C'est une topologie simple qu'on trouve usuellement dans la distribution MT et BT. Elle est composée d'une ligne alimentée par des postes de distribution MT ou BT alimentés au départ par un poste source HT ou MT. En moyenne tension cette structure est souvent alimentée des deux côtés afin d'assurer la disponibilité.

### 3.4.4 Réseau arborescent

Cette structure est très utilisée en milieu rural et quelque fois en milieu urbain où la charge n'est pas très sensible aux interruptions. Elle est constituée d'un poste de répartition qui alimente plusieurs postes de distribution (BT) grâce à des piquages à différents niveaux des lignes alimentant les postes MT/BT.

### 3.5 Lignes électriques aériennes et souterraines

L'électricité est distribuée au moyen de lignes aériennes et de câbles. Le choix en faveur d'une ligne aérienne dans certains cas ou en faveur d'un câble dans d'autres dépend de divers facteurs : possibilités techniques, topologie des lieux, coûts élevés des lignes souterraines, ainsi que les questions de protection du paysage et de sécurité de l'approvisionnement. [15]

#### 3.5.1 Lignes électriques aériennes

Une ligne aérienne comprend des poteaux ou des pylônes supportant des circuits électriques isolés formés de trois conducteurs. Les conducteurs sont fixés par des isolateurs. Ces conducteurs sont en cuivre massif nu, ont une section pouvant atteindre jusqu'à  $50\text{mm}^2$  et sont formés d'un ensemble de fils torsadés pour des sections plus importantes. [15]

#### 3.5.2 Pylône de ligne aérienne

Un pylône électrique est un support vertical portant les conducteurs d'une ligne à haute tension. Le plus souvent métallique, il est conçu pour supporter un ou plusieurs câbles aériens et résister aux aléas météorologiques et sismiques (foudre y compris), aux vibrations des câbles et/ou du pylône.

##### 3.5.2.1 Risques associés

Les pylônes sont généralement accessibles au public, en ville ou dans la campagne. Il faut rappeler que leur accès et leur ascension sont interdits aux personnes non habilitées, pour des raisons évidentes de sécurité : risque de chute et de court-circuit (les câbles sont en métal nu, non recouverts d'isolant).

De plus, en cas de court-circuit (dus à la foudre<sup>15</sup> principalement, mais aussi au vent fort, à la végétation non élaguée, à la pollution industrielle ou saline, parfois aux grands oiseaux tels que cigogne, grues...) tout un périmètre (dimension très variable) autour du pylône est soumis temporairement à une forte surtension, pouvant atteindre plusieurs milliers de volts. Ces surtensions entraînent des risques pour les biens et les personnes situées dans cette zone :

- détérioration des équipements électriques et électroménagers domestiques ;
- électrisation des hommes et des animaux accidentellement trop proche d'un câble sous tension : il est ainsi fortement déconseillé de construire des piscines à proximité d'un pylône ;
- explosion des canalisations et cuves d'hydrocarbures et de gaz.

Ces cas sont généralement détectés dès la construction, soit de la ligne électrique, soit lors de l'instruction du permis de construire des bâtiments tiers, lorsqu'elle est faite correctement. Le risque est alors supprimé en mettant une distance suffisante entre les deux ouvrages.

### **3.5.3 Les câbles conducteurs**

Pour transporter le courant, on utilise des câbles conducteurs qui sont portés par les pylônes.

Le courant utilisé étant triphasé, il y a trois câbles (ou faisceaux de câbles) conducteurs par circuit. Les lignes sont soit simples (un circuit), soit doubles (deux circuits par file de pylônes). Chacune des phases peut utiliser 1, 2, 3 ou 4 câbles conducteurs, appelés faisceaux.

Les câbles conducteurs sont « nus » c'est-à-dire que leur isolation électrique est assurée par l'air. La distance des conducteurs entre eux et avec le sol garantit la bonne tenue de l'isolement. Cette distance augmente avec le niveau de tension.

Les conducteurs en cuivre sont de moins en moins utilisés. On utilise en général des conducteurs en aluminium, ou en alliage aluminium-acier ; on trouve aussi des conducteurs composés d'une âme centrale en acier sur laquelle sont tressés des brins d'aluminium. [15]

### **3.5.4 Câbles de garde**

Les câbles de garde ne conduisent pas le courant. Ils sont situés au-dessus des conducteurs. Ils jouent un rôle de paratonnerre au-dessus de la ligne, en attirant les coups de foudre, et en évitant le foudroiement des conducteurs. Ils sont en général réalisés en acier. Au centre du câble d'acier on place par fois un câble fibre optique qui sert à la communication de l'exploitant. [15]

### **3.5.5 Les lignes souterraines**

La structure des réseaux souterrains est un seul type de ligne : les dorsales. Ces réseaux de faible longueur et forte section des conducteurs sont le siège de chute de tension réduite. De ce fait, et tenant compte de l'importance des incidents, il sera prévu une réalimentation soit par les réseaux voisins soit par un câble de secours. [15]

### **3.5.6 Comparaison entre les lignes aériennes et les lignes souterraines**

Les lignes aériennes reviennent n fois meilleur marché que les câbles. En cas de très haute tension, des problèmes se posent pour les longues étendues de câbles. En revanche, les câbles sont mieux protégés contre les avaries extérieures (foudre, tempête) que les lignes aériennes.

Les défaillances sont plus rapidement décelables sur les lignes aériennes. Les réparations sont simples à mener pour les lignes aériennes ; pour les câbles au contraire, elles exigent de gros travaux. Les lignes aériennes peuvent toutefois déranger dans le paysage. [15]

### **3.6 Les postes de transformation HT/MT**

Les postes de transformation HT/MT ont une puissance supérieure à 10 MVA, ces postes sont raccordés à l'extrémité de réseau de distribution HT d'une part et d'autre part, à la borne aval du transformateur HT/MT.

Ce poste de transformation comporte des disjoncteurs et des sectionneurs pour la protection du poste ainsi que des transformateurs HT/MT pour transformer la tension HT à une tension MT.

Dans ce qui suit on va présenter les schémas électriques des postes les plus couramment rencontrés : [16]

### 3.6.1 Simple antenne

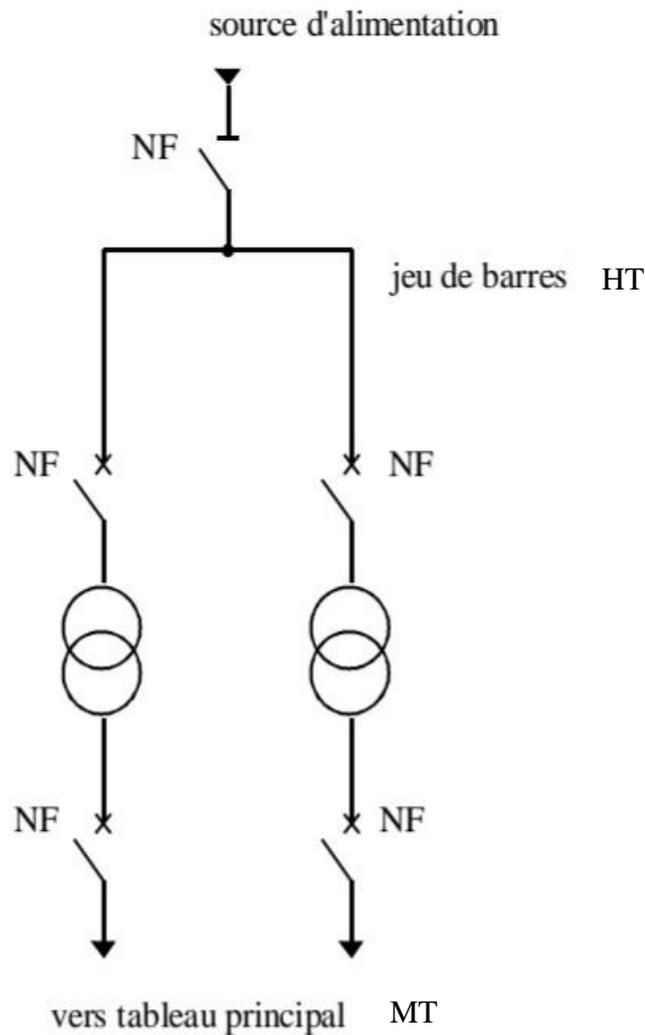


Figure 3.4 : alimentation simple antenne d'un poste de livraison HT.

- **Avantage :** le coût minimal de réalisation.
- **Inconvénient :** la faible disponibilité.

### 3.6.2 Double antenne

- **Mode d'exploitation :**

**Normal:** tous les disjoncteurs ainsi que le sectionneur de couplage sont fermés, les transformateurs sont donc alimentés par les deux sources simultanément.

**Perturbé:** en cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité d'alimentation.

- **Avantages :**
  - dans le cas où la source peut alimenter tout le réseau, on peut dire qu'il y a une bonne fiabilité.
  - Maintenance possible de jeu de barre, avec fonctionnement partiel de celui-ci.
- **Inconvénients :**
  - c'est une solution coûteuse par rapport au poste simple antenne.
  - ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance de celui-ci.

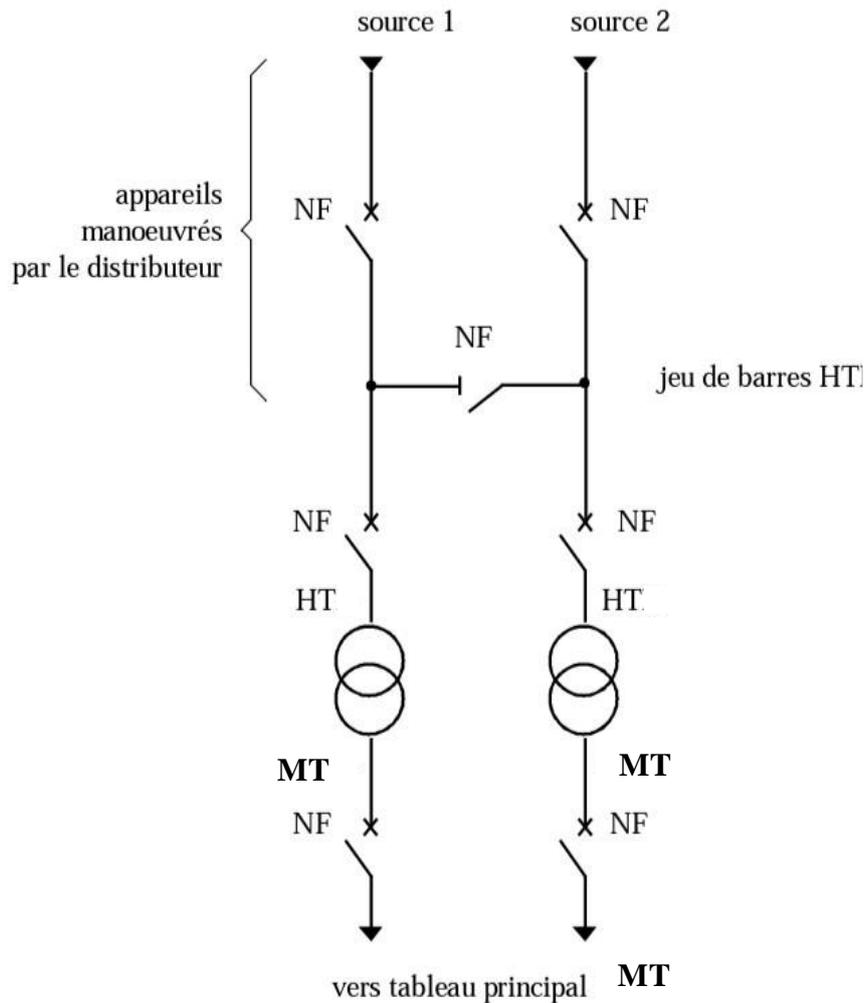
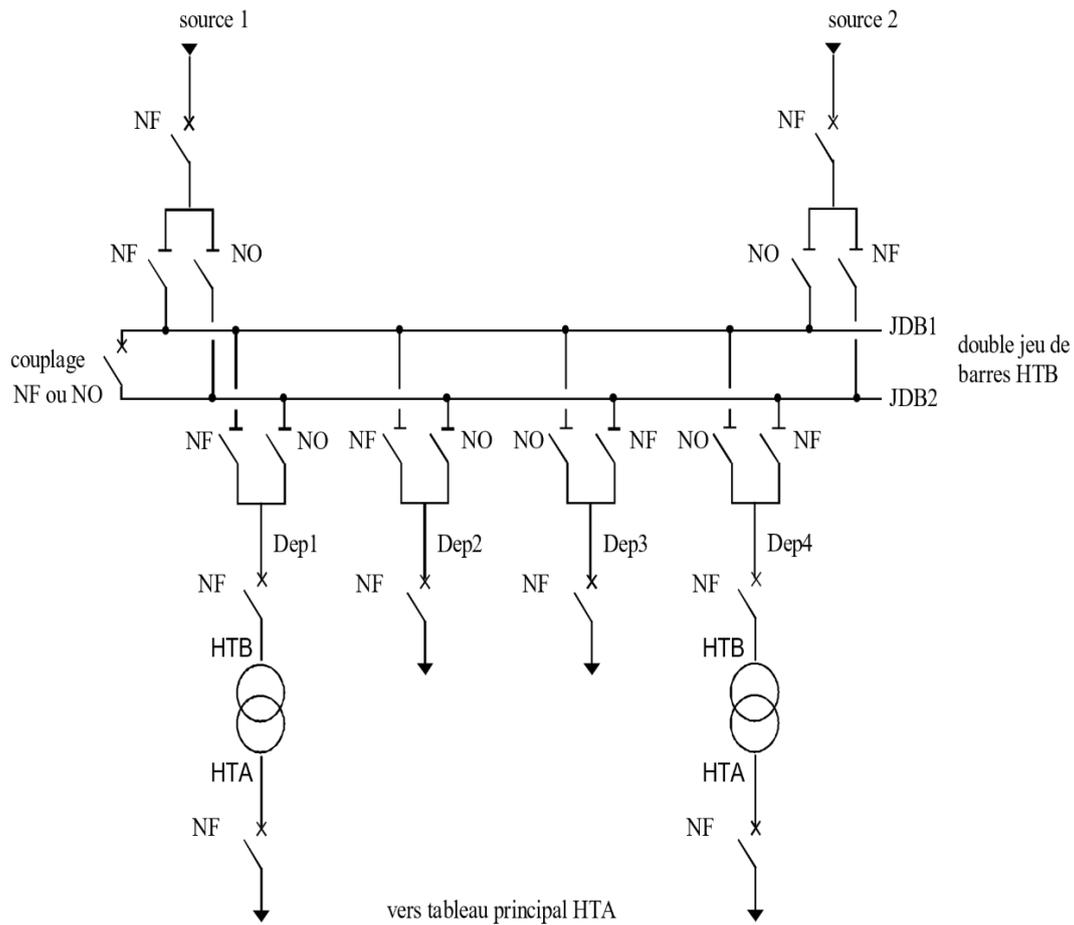


Figure 3.5 : alimentation double antennes d'un poste de livraison HT.

### 3.6.3 Double antennes avec double jeu de barres



**Figure 3.6 : alimentation double antennes – double jeux de barres d’un poste de livraison HT (HTB).**

#### **Mode d’exploitation :**

##### **Normal:**

La source 1 alimente, le jeu de barres JDB1 et les départs Dep1 et Dep2.

La source 2 alimente, le jeu de barres JDB2 et les départs Dep3 et Dep4.

Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.

##### **Perturbé:**

En cas d’une perte de source, l’autre source assure la totalité de l’alimentation.

En cas de défaut sur un jeu de barres ou maintenance de celui-ci, le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

- **Avantages:**

- Bonne disponibilité d'alimentation.
- Très grande souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges pour la maintenance des jeux de barres.
- Possibilité de transfert de jeu de barres sans coupure.

- **Inconvénient:**

- surcoût important par rapport aux deux solutions précédentes.

### 3.7 Conclusion

Les réseaux de distribution ont pour but d'acheminer l'électricité d'un réseau de transport ou de répartition jusqu'au consommateur.

Dans ce chapitre, on a donné un résumé sur le réseau de distribution électrique ainsi que son enjeu et les différentes structures topologiques de ce dernier.

Pour conclure le chapitre on a présenté les différentes alimentations d'un poste de livraison.

# **Chapitre 4**

## **Etude générale du système SCADA.**

### 4.1 Introduction

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 (réseau électrique, 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.

### 4.2 Définition du système SCADA

Le système SCADA en Anglais, Supervisory Control And Data Acquisition est un système d'acquisition et de contrôle de données, et permet la télégestion à grande échelle et de traiter en temps réel un grand nombre de télémessures et de contrôler à distance des installations , par 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 MTU, 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.

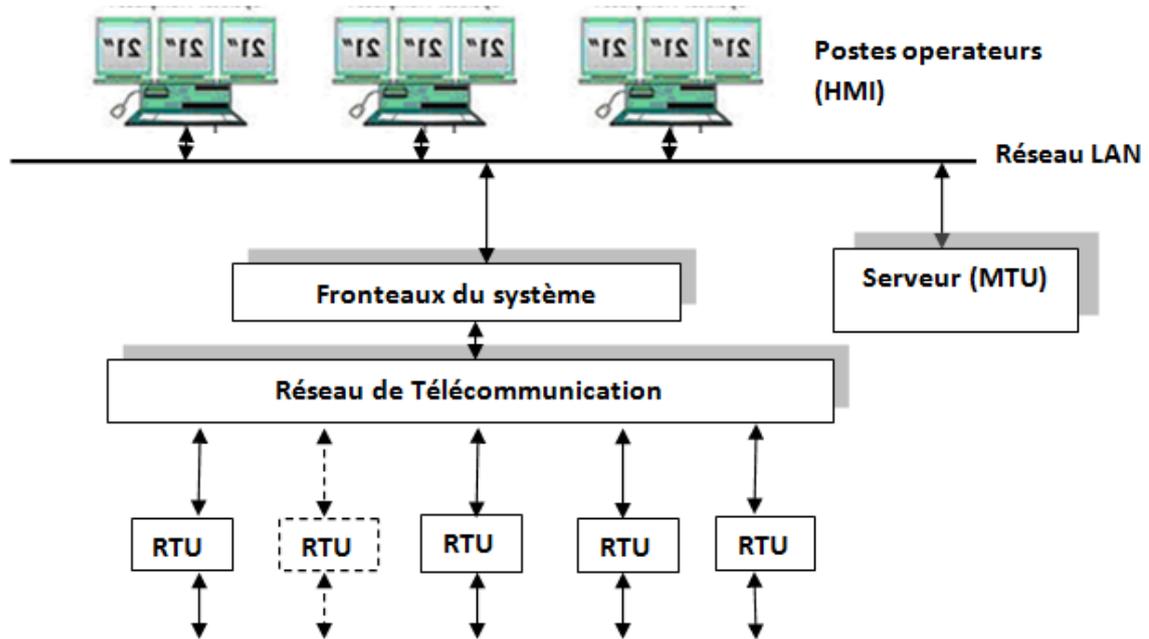


Figure 4.1: Schéma général d'un système SCADA.

### 4.3 Eléments du système SCADA

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

- Un système de supervision et contrôle informatique (MTU), 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.
- Les fronteaux de communication.
- Une infrastructure de communication, reliant le système de supervision et contrôle aux éléments terminaux.
- Divers instruments d'analyse et de mesure.

#### 4.3.1 RTU

Unité terminale distante ou RTU « Remonte terminal unit », est une entité d'acquisition de données et de commande généralement à base de microprocesseur (actuellement on utilise des automates programmables). Il sert à contrôler et superviser localement l'instrumentation d'un

site éloigné et transférer les données requises vers la salle de contrôle principale ou parfois à d'autres RTU.

Il se compose de contrôleurs, descartes d'entrées et sorties (analogique, tout ou rien, impulsions) et des modules de communication.

La figure suivante représente un schéma typique d'un RTU.

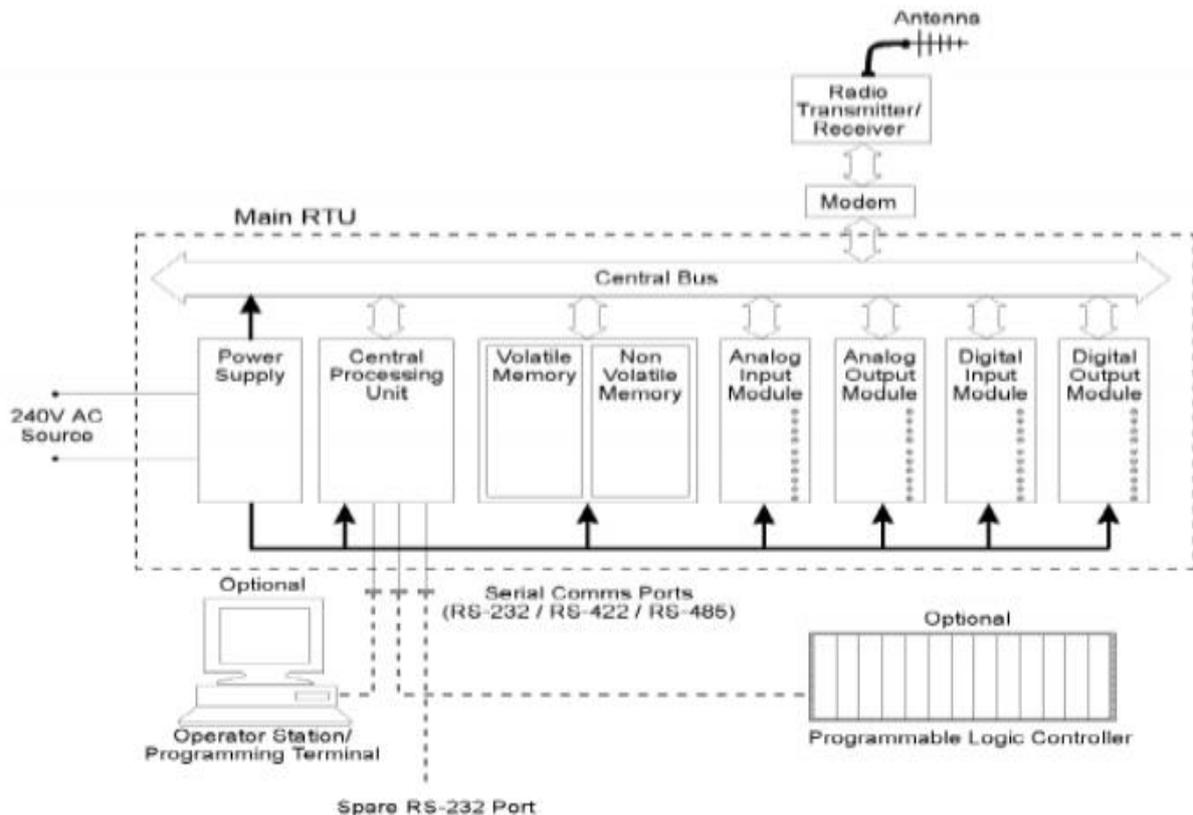


Figure 4.2 :Schéma général d'un RTU.

### 4.3.2 MTU

Le serveur central ou le MTU « Master Terminal Unit », peut être décrit comme une station ayant plusieurs postes opérateur (liés ensemble avec un réseau local) connecté à un système de communication, l'MTU recueille les données de l'instrumentation du terrain périodiquement à partir des stations RTU et permet la commande à distance par le biais des postes opérateurs. En général l'MTU sert à configurer et programmer les RTU, diagnostiquer la communication et les stations RTU, la figure ci-dessous montre un schéma général d'un MTU .

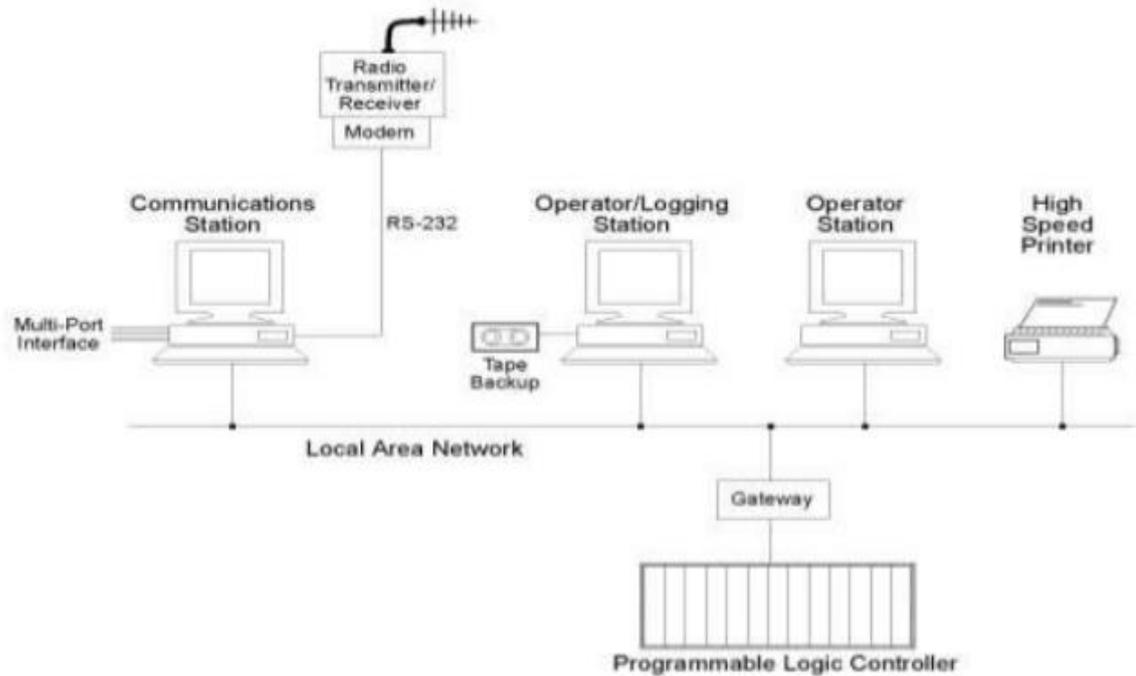


Figure 4.3 :Schéma général d'un MTU.

#### 4.3.3 Système de communication

La façon de la mise en place des réseaux de communication du système SCADA peut varier avec chaque système, mais il doit y avoir une communication bidirectionnelle ininterrompue entre le MTU et la RTU pour qu'un système SCADA ou Data Acquisition fonctionne correctement, il existe de nombreuses options à prendre en compte lors de la sélection du matériel de communication approprié et peuvent inclure un support public et / ou privé.

#### 4.4 Les fonctions du système SCADA

- La visualisation, sous plusieurs formats, des événements survenus (statuts, alarmes, détections, incidents, ...).
- La simulation des actions qui pourraient être engagées.
- L'archivage hiérarchique des événements survenus.
- La visualisation des données d'exploitation à travers la totalité des installations.
- L'acquisition, le stockage et l'extraction des données d'exploitation importantes avec les commentaires saisis par l'opérateur.
- La visualisation des tendances en temps réel à partir de données temps réel ou depuis les bases d'archivage.
- L'amélioration de la disponibilité des installations et la fourniture des informations fiables.

- La capture des notifications d'alarme adressées au personnel d'exploitation et de maintenance par message texte ou par voie vocale.
- La génération des rapports d'exploitation et les rapports réglementaires régulièrement.
- La gestion de la sécurité des processus et des procédés à travers l'ensemble des installations et l'administration des authentifications et les habilitations pour l'accès des personnels.

### **4.5 L'Architecture fonctionnel du système SCADA-DMS**

#### **4.5.1 Architecture matérielle**

L'architecture générale du centre de conduite (CCP) est basée sur le principe Client/serveur ou bien maître/esclaves et 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 et en réseau à caractère (WAN).

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 jours régulièrement.

Ces états sont dynamiques dans le synoptique représentant l'architecture matérielle du système (Autocontrôle).

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.

#### **4.5.2 Architecture logicielle**

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.

C'est un produit capable de répondre aux normes de fiabilité et de performance de l'industrie temps réel.

Toutes les solutions dont on a besoin dans un seul logiciel.

Le logiciel d'interface homme/procédé SCADA fournit à la fois des vues graphiques de l'état des terminaux à distance et leurs historiques d'alarmes. Il permet de visualiser l'ensemble des données du procédé et d'intervenir à distance sur les machines, il génère des rapports d'exploitation et de contrôle de données environnementales. Il archive la synthèse des données dans ses bases d'historiques.

En plus l'interface graphique doit faciliter aux opérateurs toute ces taches citées, l'HMI du SCADA est très important pour le bon déroulement de la procédure d'aide à la décision, il est le seul point d'interaction entre l'opérateur et les algorithmes d'aide à la décision. Ainsi, il aide l'opérateur dans sa tâche d'interprétation et de prise de décision, en lui offrant une très bonne visibilité sur l'état et l'évolution de l'installation, avec l'affichage en différentes couleurs des résidus, des alarmes et des propositions sur l'action à entreprendre.

### 4.6 Centre de supervision :

Le centre de supervision a pour rôle la collecte de toutes les données parvenant des zones centrales. A ce niveau on dispose d'une vue générale sur toutes les installations contrôlées par le système SCADA.

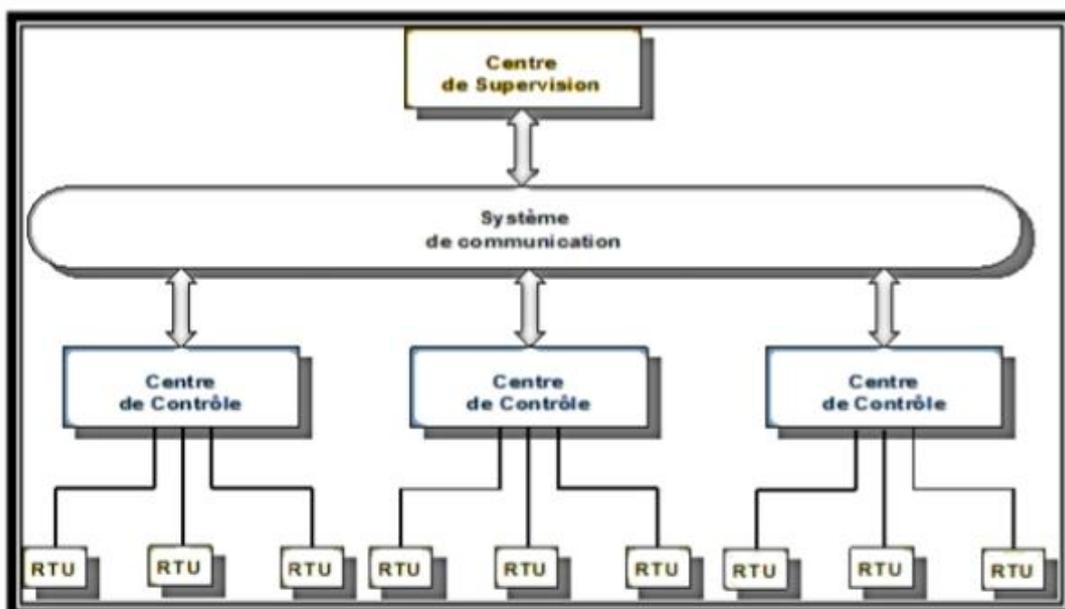


Figure 4.4 :Architecture du centre de supervision.

#### 4.7 Fonctionnement du système SCADA

##### 4.7.1 Fonctionnement du système SCADA dédié pour les postes MT

Le système SCADA utilise pour interroger les RTU's des postes HT/MT et MT/MT, le protocole de communication IEC 60870-5-101 (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 HT/MT et MT/MT (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 bit. [17]

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 envoyées en octet avec des bits de control: Bit Start, 8 bit de données, bit de parité et en fin bit de Stop.

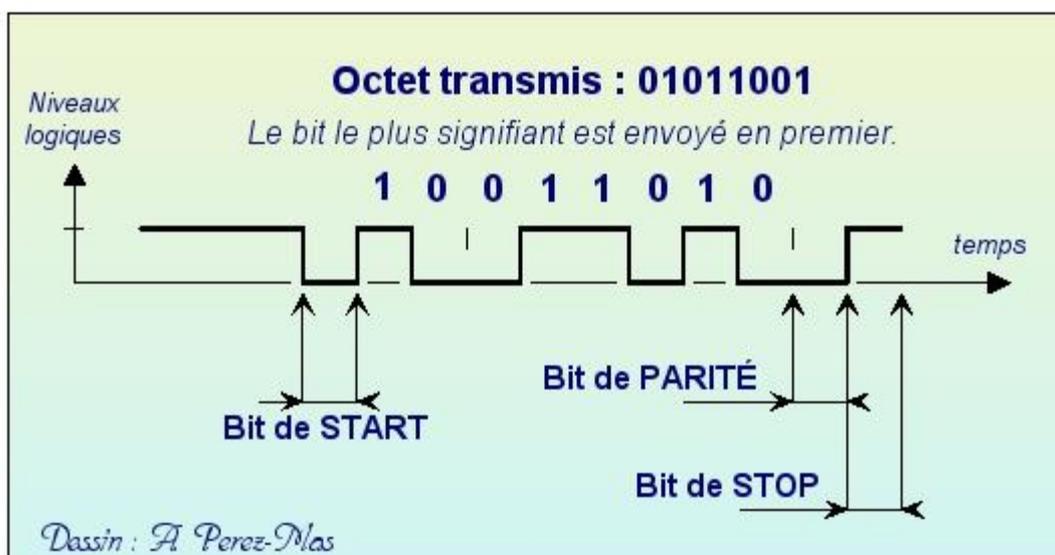


Figure 4.5 : Transmission de données en asynchrone.

#### 4.7.2 Le SCADA-DMS

C'est un ensemble complet de fonctions d'aide à la conduite et à l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité 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. Contrairement aux systèmes SCADA classique, l'application DMS (Distribution Management System) permet de remplacer les cartes schématique des réseaux électriques accrochées au murs par l'exploitant par des synoptiques dynamiques visualisés par l'opérateur sur l'écran d'ordinateur. Ces synoptiques contiennent le réseau lignes électrique et les postes électriques. [1]

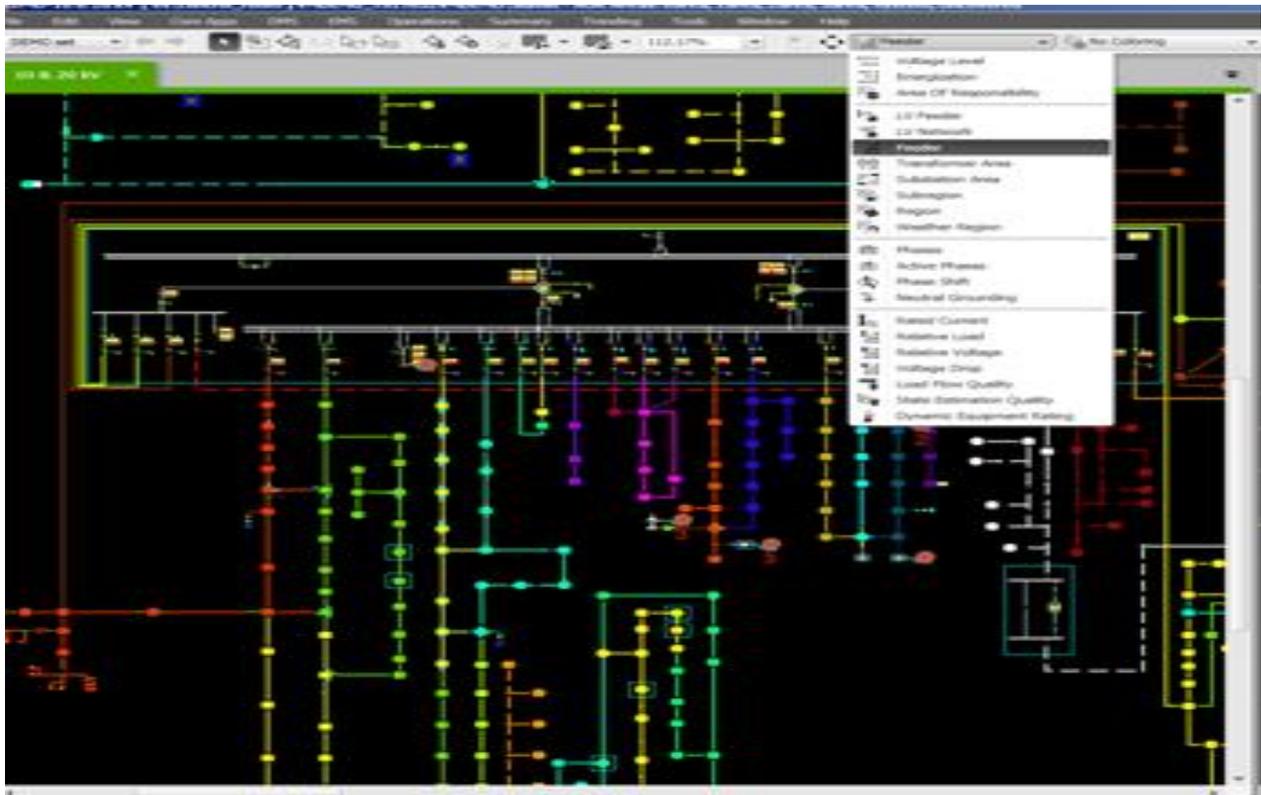


Figure 4.6 : Image d'une partie du réseau électrique sur un poste operateur.

##### 4.7.2.1 Les fonctions principales du DMS

- Le choix entre environnements «études» et «exploitation» indépendants.
- La coloration dynamique du réseau et traces.
- La gestion des scénarios.
- La recherche de schémas optimisés.

- Analyse de réseaux: calcul du transit de charges (Power flow) et calcul de court-circuit).
- Management du réseau: modélisation et prévision de charges, optimisation du réseau.
- Planification d'expansion de réseaux de distribution.
- Information statistique.

### 4.7.2.2 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.

### 4.8 Avantages du système SCADA

Parmi les avantages du SCADA en retrouve [18] :

- Le suivi de près du système ; voire l'état du fonctionnement de procédé dans des écrans même s'il se situe dans une zone lointaine.
- Le contrôle et l'assurance que toutes les performances désirées sont atteintes ; de visualiser les performances désirées du système à chaque instant, et s'il y aurait une perte de performance, une alarme se déclenche d'une manière automatique pour prévenir l'opérateur.
- Produire une alarme lorsqu'une faute se produit et visualise même la position où se situe la faute et l'élément défectueux, ce qui facilite la tâche du diagnostic et de l'intervention de l'opérateur.
- Donne plusieurs informations sur le système ainsi aide l'opérateur à prendre la

bonne décision, et ne pas se tromper dans son intervention.

- Diminue la tâche du personnel en les regroupant dans une salle commande.
- Elimination ou réduction du nombre de visites 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 contrôles.

### **4.9 Conclusion**

Dans ce chapitre nous avons étudié le système SCADA en détaillant ses éléments, en passant par les fonctions du système puis on a présenté l'architecture du SCADA, en terminant avec le SCADA DMS, son fonctionnement et ses différentes fonctions.

# **Conclusion générale**

## Conclusion générale

Le bon fonctionnement des réseaux électriques nécessitent plusieurs moyens (lignes aériennes et/ou souterraines, postes de transformation et/ou d'interconnexion,...), pour assurer l'équilibre entre la production et la consommation.

Mais aussi doivent être équipés des systèmes de contrôle aussi sélectifs que possible, afin d'assurer le suivi et l'acquisition de ses paramètres dans une base de données, et cela pour une meilleure maîtrise. A cet effet, la SONELGAZ a mis en service un système SCADA en 2003 dont l'objectif était de permettre à l'exploitant de faire la télé-conduite du réseau de distribution électrique moyenne et basse tension à partir d'un centre de contrôle.

Dans ce mémoire, nous avons donné des généralités sur les réseaux électriques de production, de transport et de distribution, et nous avons aussi présenté une étude détaillée du système SCADA, ses composantes et son fonctionnement.

Ce système est fait de trois parties essentielles:

- Un système, composé de serveurs, qui contiennent l'application SCADA et la base de données avec des interfaces d'entrées/sorties.
- Des ordinateurs industriels (RTU's) installées dans chaque poste ou sur le réseau, qui jouent le rôle d'interfaces avec les protections, et permettent de faire les traitements et à transmettre les informations au système centrale.
- Un réseau de télécommunication, qui relié l'ensemble des RTU's au système centrale.

L'ensemble des postes HT/MT, MT/MT et MT/BT sont équipés d'automates (RTU) et de protections, qui permettent de faire au niveau local des calculs, des traitements de l'information pour ensuite les comparer à des seuils fixés par la Sonelgaz et de communiquer avec le système central. Ce dernier sert à faire le traitement de l'ensemble des informations, (tensions, intensités, fréquences, alarmes, déclenchement, ...) relatives au réseau électrique qui remontent des RTU's, pour ensuite les affichés sous format synoptique sur des postes operateurs.

D'après cette étude, nous avons constaté que le système SCADA via le centre de conduite, permet de surveiller et de commander les organes du réseau ou bien des postes électrique en temps réel. Ce qui permet de réduire les durées des interruptions lors d'incidents, d'isoler les défauts puis de réalimenter les parties saines et procéder aux délestages en cas de besoin

## Bibliographie

- [1] : Mémoire de Fin d'Etudes De MASTER PROFESSIONNEL « Étude d'un système de supervision et de contrôle SCADA du réseau électrique de la Sonelgaz SDA. », Université MOULOUD MAMMERI DE Tizi- Ouzou.
- [2] : Production de l'Energie Electrique, Dr. TEBANI HOCINE, Université HASSIBA BENBOUALI, Chlef.
- [3] : T.WILDI ; G.SYBILLE, « électrotechnique », 4ème édition. Edition "de Boeck".
- [4] : Mémoire de Fin d'Etudes De MASTER PROFESSIONNEL « Etude et dimensionnement des protections du poste électrique 66/30 KV de ZARZAITINE », Université MOULOUD MAMMERI DE Tizi-Ouzou.
- [5] : Mémoire de fin d'études d'ingénieur d'état en Electrotechnique, « Approche de protection des postes de transformation Haute Tension », Université MOULOUD MAMMERI DE Tizi-Ouzou.
- [6] B.Crappe, « Commande et régulation des réseaux électriques », Hermès sciences, 2003.
- [7] Philippe SERRAND et Jean VERSEILLE «Compensation de la puissance réactive et tenue en tension dans les réseaux publics », Technique de l'ingénieur.
- [8]: Mémoire de MASTER « Suivi de la fréquence du réseau électrique à l'aide d'une carte ARDUINO », Université DES FRERES MENTOURI, Constantine.
- [9]: Mémoire de MASTER « Etude de la compensation de la puissance réactive lors d'une charge non linéaire », Université MOULOUD MAMMERI DE Tizi-Ouzou.
- [10]: J.P. Clerfeuille, S. Vitet, C. Lebrevelec, « Plan de défense des réseaux contre les incidents majeurs », Techniques de l'ingénieur D4807.
- [11]: R. HAIMOUR « Contrôle des puissances réactives et des tensions par les dispositifs FACTS dans un réseau électrique » thèse magister, Université ENSET juillet 2009.
- [12]: Mémoire DOCTORAT« Optimisation de la sécurité des réseaux électriques de puissance par des systèmes de transmission flexible en courant alternatif FACTS », Université FARHAT ABBAS, Sétif 1.

- [13] Mémoire DOCTORAT, « Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée », Par KETFI Nadhir, Université de Batna, 2014.
- [14] « ARCHITECTURES DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES », POWER SYSTEM DESIGN, Dr. F. HAMOUDI
- [15] Techniques de l'ingénieur -D 4 424- Supports, Jean-François DIDIERLAURENT.
- [16] « Guide conception des réseaux électrique », Schneider électrique T&D 6883427/A.
- [17] Mémoire de MASTER « Gestion d'une centrale électrique à travers un réseau informatique industriel sous-systèmes dcs, plc, scada », Université BADJI MOKHTAR, Annaba.
- [18] Mémoire de MASTER « Etude d'une implémentation d'un système SCADA au niveau de la société ONA d'Ouargla », Université KASDI MERBAH, Ourgla.