

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE

DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes De MASTER ACADIMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

Spécialité : ELECTROTECHNIQUE INDUSTRIELLE

Présenté par

**BESSEGHIR YACINE
KHALIL BELABAS**

Thème

**Restructuration du réseau électrique
moyenne tension 30 kV de la région
DRAA BEN KHEDDA**

Mémoire soutenu publiquement septembre 2018 devant le jury composé de :

M ZAOUIA MUSTAPHA
MCCA, UMMTO, **Président**

M BIROUCHE CHAFIK
MACA, UMMTO, **ENCADREUR**

M DICHE AREZKI
MACA, UMMTO, **Examineur**

Remerciements

Nos vifs remerciements à notre promoteur M. Birouche Chafik qui nous a orienté et soutenu pour l'élaboration de notre travail.

Toute notre gratitude la plus sincère à M.Gaoui Mouloud et M^{elle} Beggaz Ourida qui par leur collaboration effective et par leurs judicieux conseils ont rendu possible l'élaboration de ce travail

Nos remerciements, vont également à M. le président et Ms. les membres du jury qui ont accepté d'examiner et de juger notre travail.

En fin, nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la concrétisation de ce mémoire.

Yacine et khalil

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail, à mon père et ma mère en reconnaissance de leurs soutiens moral et matériel le long de ce parcours éducatif; ainsi :

- *A mes chers frères et sœurs.*
- *A toute ma famille*
- *A tous mes amis (es)*
- *Et à tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin, dans mes études.*

Yacine

Je dédie ce modeste travail, à mes parents, mes amis mes camarades de classes mes enseignants et toute personne qui a contribué de près ou de loin a ma réussite, soit avec encouragement et appui moral et financier durant mon cursus universitaire.

Khalil

Résumé

Dans ce travail nous avons étudié la restructuration du réseau moyenne tension de la région DBK dans le but de faciliter la détection des défauts et d'assurer les conditions nécessaires pour son fonctionnement :

- Des chutes de tension admissibles.
- Les possibilités techniques et pratiques de secours en cas de défaut sur un départ.

Dans notre étude, nous avons utilisé un logiciel nommé « CARAT » prévu pour le calcul électrique des vastes réseaux, ce logiciel ne se limite pas aux calculs des chutes de tension et des puissance mises en jeu, mais aussi ; il nous propose un meilleur schéma d'exploitation que ce soit à l'état sain ou à l'état incident (perturbé).

Tout d'abord pour faire une étude MT il est nécessaire de faire un diagnostic de l'état actuel du réseau collectant les données importantes aux calculs de charge et de chute de tension. Cette étape nous permis d'avoir une meilleure connaissance des problèmes qui touchent ce réseau, tel que la surcharge,.....

Nous avons retenus une solution techno économique, Après avoir étudié le comportement du réseau MT de la région DBK dans sa structure actuelle. Nous proposons la restructuration de ce dernier en déchargeant et soulageant le départ 30 kV MAATKAS par la création d'un nouveau départ 30 kV ZONE D'ACTIVITES DBK issu de transformateur N⁰² : 60/30kv DBK. Ce départ est consacré pour la zone industrielle DBK pour le but de ne pas perturbé les abonnés, et aussi pour des raisons économiques, assuré la continuité de service et la qualité de service.

Mots clés : départ ; tension ; courant électrique ; chute de tension ; charge ; pointe charge ; réseaux électriques ; poste source ; puissance électrique.

SOMMAIRE

Introduction générale.....	1
 Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques	
I.1) Introduction.....	2
I.2) Production.....	2
I.2.1) Centrale hydraulique.....	2
I.2.2) Centrale thermique.....	3
I.2.3) Centrale nucléaire.....	3
I.2.4) Centrale photovoltaïque.....	4
I.2.5) Centrale éolienne.....	5
I.3) Le transport.....	5
I.3.1) Introduction.....	5
I.3.2) Réseaux d'interconnexion.....	6
I.3.3) Réseaux de répartition.....	6
I.3.4) Réseaux de distribution.....	6
I.4) Différentes structures de distribution de l'énergie.....	6
I.4.1) Structure radiale.....	6
I.4.2) Structure bouclée.....	7
I.4.3) Structure maillée.....	7
I.4.4) Structure en peigne.....	8
I.5) Les lignes électriques.....	10
I.5.1) Les lignes de distribution BT.....	11
I.5.2) Les lignes de distribution MT.....	11
I.5.3) Les lignes de transport HT.....	11
I.5.4) Les lignes de transport THT.....	11
I.6) Composants d'une ligne aérienne.....	11
a- Conducteurs.....	11
b-Isolateurs.....	11
c- Les supports.....	12
I.7) Les postes de transformations.....	12
I.8) Différents types de postes électriques.....	12
I.8.1) Poste d'interconnexion.....	12

I.8.2) Poste mixte.....	12
I.8.3) Postes de transformation.....	13
a) Le poste HT/MT.....	13
b) Le poste MT/MT.....	13
c) Le poste MT/BT.....	13
I.9) Réseau moyenne tension aérien.....	13
I.10) Réseau moyenne tension sous terrain(MTS).....	14
I.11) Conclusion	15
Chapitre II : Défauts et moyens de protections	
II.1) Introduction.....	16
II.2) Définition d'un défaut.....	16
II.3) Principales perturbations.....	16
II.3.1) Les surintensités.....	16
II.3.2) Les surtensions.....	16
II.3.3) Les baisses de tension.....	17
II.4) Classification des défauts.....	17
II.4.1) Leur durée.....	17
II.4.2) Leur origine.....	17
II.4.3) Leur localisation.....	18
II.4.4) Nature de la connexion.....	18
II.5) Conséquences des défauts sur un réseau.....	18
II.5.1) Echauffement.....	18
II.5.2) Effets électrodynamiques.....	18
II.5.3) Explosion de disjoncteur.....	19
II.5.4) Effet de chute de tension.....	19
II.5.5) Perturbations dans les lignes de télécommunication.....	19
II.6) Protection des réseaux MT.....	19
II.6.1) Organisation du système de protection.....	20
II.6.1.1) Objectifs du système de protection.....	20
II.6.1.2) Qualités des systèmes de protection.....	20
a) La sensibilité.....	20
b) La sélectivité.....	20
c) La rapidité.....	20
d) La fiabilité.....	20
e) La simplicité.....	20
II.6.2) Organisation des protections.....	21

II.6.2.1) Protection des jeux de barres.....	21
II.6.2.2) Protection des transformateurs HT/MT.....	22
II.6.3) Protection des départs MT des postes HT/MT.....	24
II.6.3.1) Protection contre les défauts entre phases.....	24
II.6.3.2) Protection contre les défauts entre phases et la terre.....	25
II.6.4) Ré enclenchement automatique.....	26
II.6.5) Protection des lignes.....	26
II.6.6) Appareils de protection.....	26
II.6.6.1) Les disjoncteurs.....	27
II.6.6.2) Différents types de disjoncteurs.....	27
II.6.6.2.1) Disjoncteurs à air comprimé.....	27
II.6.6.2.2) Disjoncteurs à l'huile.....	28
II.6.6.2.3) Disjoncteurs au SF ₆ (hexafluorure de soufre).....	29
II.6.6.2.4) Disjoncteurs auto-pneumatiques.....	29
II.6.6.2.5) Disjoncteurs auto-soufflage.....	30
II.6.7) Les sectionneurs.....	30
Types de sectionneurs.....	31
II.6.8) Les Parafoudres.....	31
Différents types d'appareils.....	31
a) Parafoudre à expulsion.....	31
b) Parafoudre à résistances variables.....	31
c) Eclateur simple.....	32
II.6.9) Les interrupteurs.....	32
Différents types d'interrupteurs	32
II.6.10) Technique de protection dans le creux de tension	32
II.6.11) Relais	32
II.6.11.1) Classification.....	32
II.6.11.2) Constitution.....	33
II.6.12) Coupes circuits à fusibles.....	33
II.6.12.1) Caractéristiques	33
II.6.12.2) Différents types de coupe-circuit.....	33
a) Coupe circuit à fusion libre.....	33
b) Coupe circuit à expulsion.....	33
c) Coupe circuit à fusion enfermée.....	33
Conclusion.....	34

Chapitre III : Méthodes de calcul de chute de tension

III.1) Introduction	35
III.2) Etude des lignes.....	35
III.2.1) définition.....	35
III.3) Paramètre de la ligne	35
III.3.1) Résistance	35
III.3.2) Inductance	35
III.3.3) Capacité.....	36
III.3.4) Conductance	36
III.4) Classement des lignes.....	36
a) Lignes courtes	36
b) Lignes moyennes.....	36
c) Lignes longs.....	36
III.5) Calculs des chutes de tension	37
III.5.1) Définition.....	37
III.5.2) Ligne résistive.....	37
III.5.2.a) Cas d'un seul récepteur.....	37
III.5.2.b) Cas de plusieurs récepteurs en différents endroits.....	38
III.6) Ligne résistive et inductive	40
III.6.a) c as d'un seul récepteur	40
III.6.b) Cas de plusieurs récepteurs connectés en plusieurs endroits	42
III.7) Calcul des chutes de tension dans les cas généraux	43
III.7.a) Lignes à inductance et capacité non négligeable	43
III.7.b) Ligne à inductances à capacité et à conductance non négligeable.....	45
III.8) Méthode des moments électriques	47
III.8.1) chute de tension en fonction des moments de charge	48
III.8.2) Moment électrique M_1 d'une ligne.....	49
III.8.3) Moments électriques M_1 des conducteurs nus	50
Exemple de calcul.....	50
Conclusion.....	52
Chapitre IV : Application	
IV.1) Introduction.....	53
IV.2) Présentation du model de calcul CARAT.....	53
IV.2.1) Création de fichier CARAT	53
IV.2.2) Exploitation des résultats.....	53

IV.3) Poste source 60/30kv DBK	54
IV.4) consignes d'exploitation.....	54
a) Départ 30 kV OUED KSARI	54
Schéma normal d'exploitation.....	54
b) Départ 30 kV MAATKAS.....	54
Schéma normal d'exploitation.....	54
c) Départ 30 kV DBK.....	55
Schéma normal d'exploitation.....	55
d) Départ 30 kV TADMAIT.....	55
Schéma normal d'exploitation.....	55
IV.5) collecte des données	55
IV.5.1) caractéristique physiques.....	55
IV.5.2) Les départs HTA de poste DBK 60/30 kV	56
IV.5.3) caractéristique des conducteurs.....	56
IV.5.4) Nombre de postes MT/BT mis en service.....	57
IV.5.5) Données dynamiques du réseau	57
IV.5.5.1) Responsabilités de pointes.....	57
IV.5.5.2) Répartition de la charge	58
IV.5.5.3) Evolution de la charge	59
IV.6) Hypothèse de l'étude	60
IV.6.1) Supports utilisés.....	60
IV.6.2) données économiques.....	60
IV.7) présentation du problème objectif de l'étude.....	61
IV.8) schéma du réseau à étudier : (voir la carte schématique globale région DBK).....	61
IV.8.1) résultat d'exécution.....	61
Départ 30 KV MAATKAS.....	61
Calcul de charge.....	65
IV.9) solution proposées.....	65
IV.9.1) Départ 30 kV zone d'activités DBK.....	65
Schéma normal d'exploitation.....	65
Calcul de charge départ 30KV MAATKAS après création départ 30kv zone d'activités.....	66
Conclusion générale.....	67

Introduction générale

L'énergie électrique est l'un des principaux moteurs du développement industriel et joue aujourd'hui un rôle déterminant dans l'automatisation des processus du travail et dans l'informatisation de la société, sans citer l'usage quotidien de l'électricité (éclairage, chauffage, mise en marche des dispositifs électroménagers...). Actuellement toute activité élémentaire a besoin de l'énergie électrique comme source principale : industrialisation, développement technoscientifique, donc c'est l'un des piliers de la civilisation mondiale.

L'importance et le succès de l'énergie électrique s'explique par le fait de sa :

- Production par n'importe qu'elle forme d'énergie primaire.
- Transport facile sur de longue distance de façon économique.
- Disponibilité de façon sûre, en tous lieux et à tout instant (grâce aux réseaux d'interconnexion).
- Transformation simple et avec un excellent rendement en toute forme d'énergie utile ; elle est ainsi d'un usage universel.
- Non polluante, si elle est produite en respectant les critères écologiques et si elle est utilisée d'une manière professionnelle.
- Disponibilité pour les techniques modernes de communication et pour l'informatique.
- Contrôle et mesure facile.

Le projet qui nous est proposé, consiste en la restructuration du réseau électrique moyenne tension 30 kV région Draa Ben Khedda. Pour cela nous avons dressé le plan suivant :

- Généralités sur les réseaux électriques.
- Défauts et moyens de protections.
- Méthodes de calcul de chute de tension.
- Différentes étapes pour établir une étude MT (Application).

I.1) Introduction

L'architecture de distribution de l'énergie électrique est fonction de plusieurs paramètres à savoir la nature du courant (continu, alternatif), niveau des tensions et aussi de la topologie du lieu d'utilisation.

L'énergie électrique est produite dans des centrales électriques, généralement loin des lieux de consommation. Elle est distribuée aux consommateurs via un réseau électrique.

I.2) Production

La production de l'énergie électrique est une transformation de l'énergie contenue à l'intérieure des sources de différents types.

Nous pouvant classer les sources primaires en deux grandes familles :

- Les énergies fossiles : le pétrole, le gaz, le charbon et l'uranium.
- Les énergies renouvelables : solaire, éolienne et hydraulique.

Il existe 5 types de centrales électriques :

- Centrales à combustible fossiles utilisant le gaz, le pétrole et le charbon. Elles sont aussi dites centrales thermiques classiques.
- Centrales nucléaires que l'on peut qualifier de centrales thermiques.
- Centrales hydroélectriques.
- Centrales solaires au photovoltaïques.
- Centrales éoliennes.

Aujourd'hui, les moyens les plus utilisés dans le monde pour la production de l'énergie électrique sont la filière thermique à base de pétrole, de gaz et charbon, la filière nucléaire et la filière hydraulique.

I .2.1) Centrale hydraulique

L'eau des pluies et de fonte des neiges retenue derrière des barrages est acheminée par une conduite forcée jusqu'aux turbines hydrauliques qui entraînent des alternateurs, c'est la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique. **(Figure I.1).**

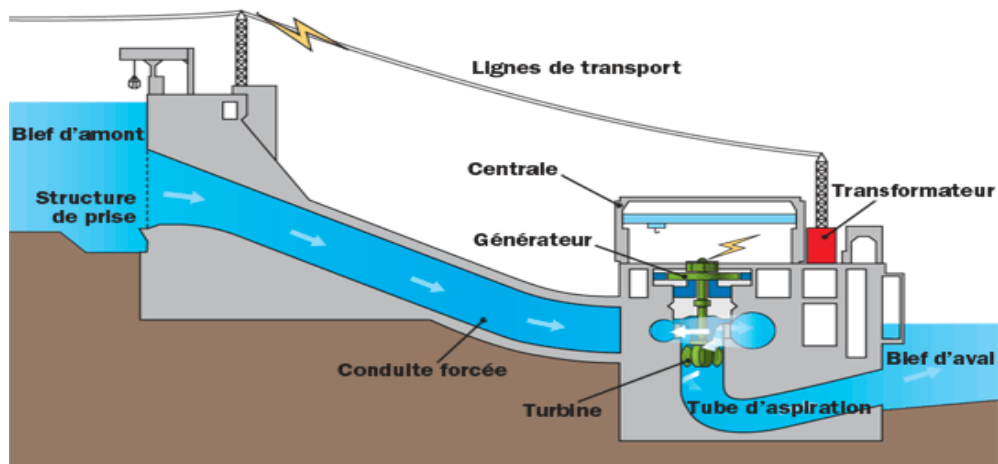


Figure I.1 : schéma centrale hydraulique.

1.2.2) Centrale thermique

L'énergie électrique, dans cette centrale est produite à partir de la combustion d'un carburant où la chaleur dégagée par cette réaction est utilisée dans des turbines à vapeur qui sont couplées à des générateurs d'électricité. On les trouve souvent près des rivières et des lacs, vu la grande quantité d'eau nécessaire pour leur refroidissement et la condensation de la vapeur sortante. (Figure I.2).

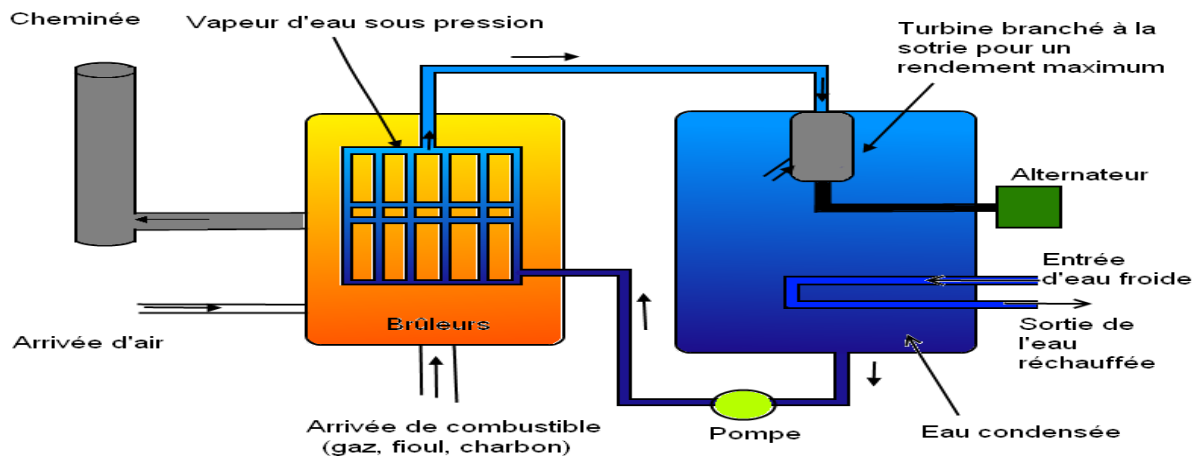


Figure I.2 : schéma centrale thermique.

1.2.3) Centrale nucléaire

Cette centrale utilise la chaleur dégagée par la réaction nucléaire (fission, fusion) de l'uranium et du plutonium dans les réacteurs nucléaires pour faire tourner la turbine à vapeur. A 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. **(Figure I.3).**

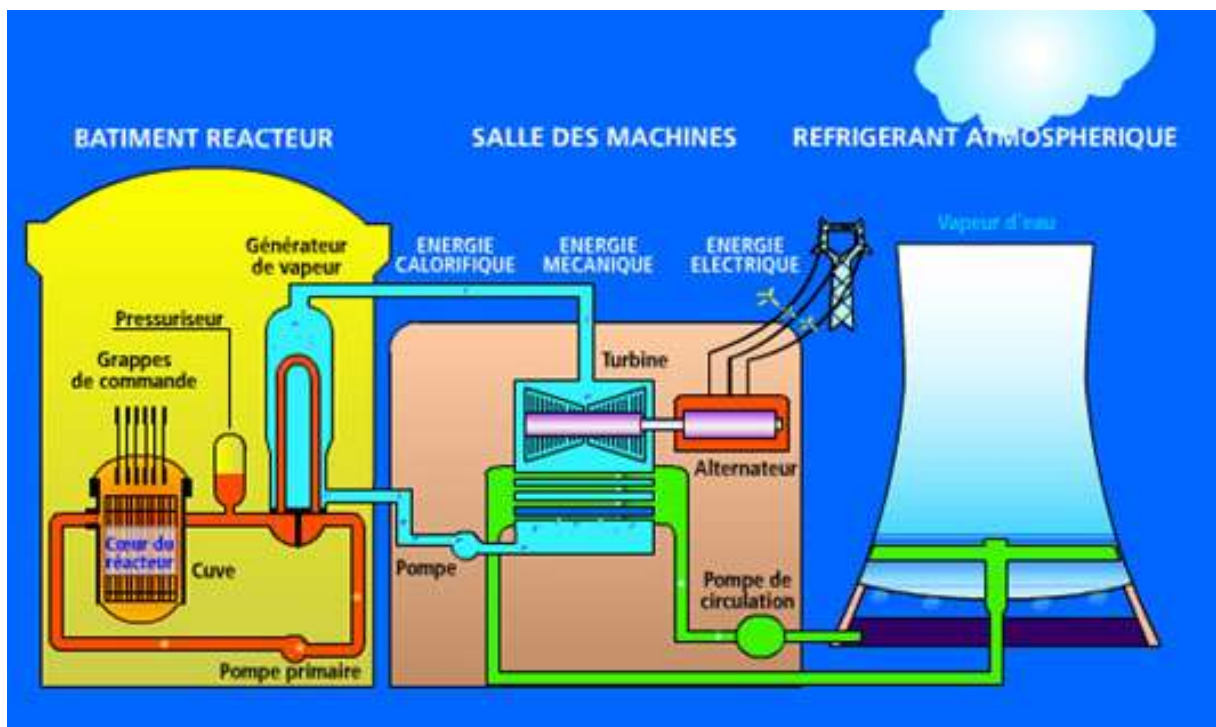


Figure I.3 : schéma centrale nucléaire.

1.2.4) Centrale photovoltaïque

Son principe de fonctionnement est basé sur la transformation de l'énergie lumineuse, en chaleur laquelle sert ensuite à produire de l'électricité, en utilisant des cellules photovoltaïques qui sont à base de silicium et groupées en panneau. **(Figure I.4).**

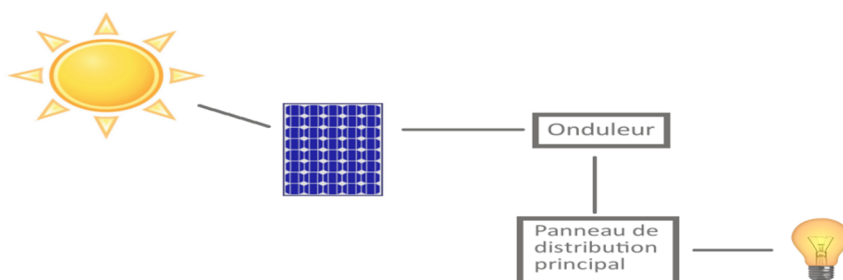


Figure I.4 : schéma centrale photovoltaïque.

1.2.5) Centrale éolienne

L'énergie éolienne est une source d'énergie qui dépend du vent. Dans ce cas on exploite la force du vent qui fait tourner les pales du rotor des éoliennes reliée à des génératrices d'électricité. Les éoliennes sont souvent regroupées dans des endroits suffisamment vastes et venteux ; appelées aussi aérogénérateurs grâce à la force de vent.

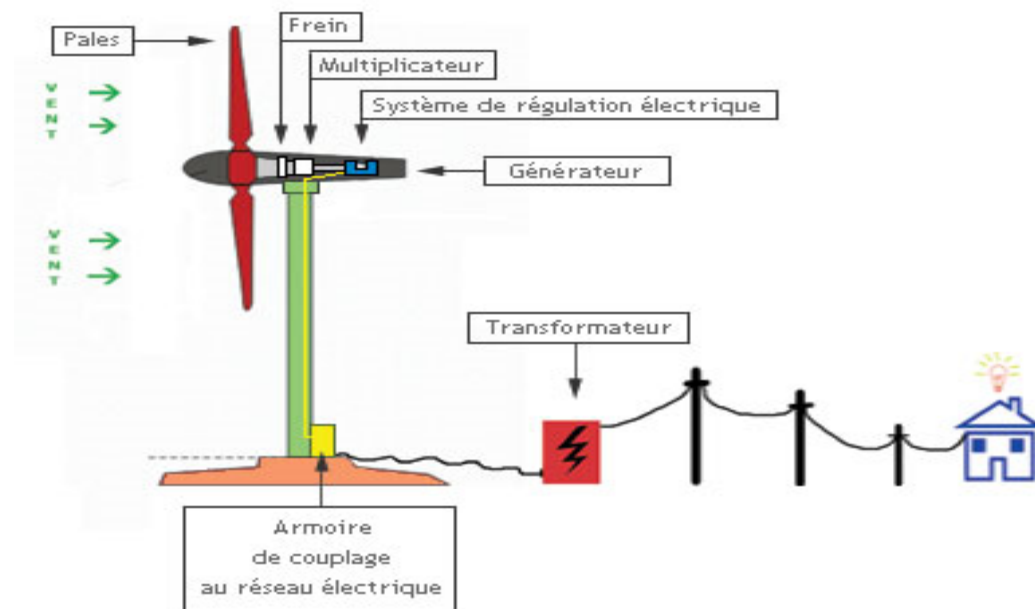


Figure (I.5) : schéma centrale éolienne.

Le courant électrique issu d'un alternateur triphasé est amené aux consommateurs par l'intermédiaire d'un réseau de transport.

Le transport d'énergie électrique à longue distance ne peut être effectué économiquement que si on élève la tension en ligne. **(Figure I.5).**

I.3) Le transport

I.3.1) Introduction

Le courant électrique issu d'alternateur triphasé est amené aux consommateurs par l'intermédiaire d'un réseau de transport.

Le transport d'énergie à longue distance ne peut être effectué économiquement que si on élève la tension en ligne. [2], [3].

I.3.2) Réseaux d'interconnexion

Ce type de réseau connecte les grandes centrales de production entre elles. Du point de vue technique et économique, l'interconnexion permet :

- D'accroître la sécurité d'alimentation des usagers.
- D'améliorer la qualité de l'énergie fournie (tension, fréquence).
- D'étendre la distribution à des régions jusque là non desservies.

Remarque

L'inconvénient de l'interconnexion : répartition des puissances actives et réactives entre les différents groupes et maintien de la fréquence.

I.3.3) Réseaux de répartition

Ce réseau comporte des lignes à haute tension (60kV en général), il joue le rôle d'intermédiaire entre le réseau de transport et le réseau de distribution.

I.3.4) Réseaux de distribution

Il existe deux types :

- Réseau de distribution moyenne tension 30kV (aérienne) et 10kV (souterraine)
- Réseau de distribution basse tension 220/380V pour alimenter les abonnés domestiques, en monophasé (220V) et un certain nombre d'usagers (380V) entre phases.

Avantages

- Grande continuité de service.
- Faible chute de tension.
- Un seul dispositif de protection par boucle.

Inconvénients

- Le courant de court circuit est très élevé.
- Difficulté de sélectivité de protection.
- Sa réalisation est coûteuse.
- Connexion spéciale aux dérivations (ne pas couper la boucle).

I.4) Différentes structures de distribution de l'énergie électrique

Les cartes des réseaux sont réparties selon plusieurs structures.

I.4.1) Structure radiale:

C'est la structure la plus employée. Elle est conseillée systématiquement dans toutes les installations industrielles. **(Figure I.6).**

Cette structure possède des avantages et des inconvénients :

Avantages

- Simple à étudier et à réaliser.
- Facile à exploiter. Pour effectuer des travaux, il suffit d'ouvrir l'appareil de protection placé en tête de ligne.
- Faible courant de court circuit.

Inconvénients

- Pour une puissance donnée, cette solution provoque une chute de tension importante.
- Une coupure en tête de ligne provoque la mise hors service des consommateurs, sans aucune possibilité de secours.

I.4.2) Structure bouclée

Dans un réseau bouclé, une ligne part d'un poste d'interconnexion et y revient après avoir alimenté plusieurs postes de transformation. Cette structure possède des avantages et des inconvénients. **(Figure I.7).**

Avantages

- Grande continuité de service.
- Faible chute de tension.
- Un seul dispositif de protection par boucle.

Inconvénients

- Le courant de court-circuit est très élevé.
- Difficulté de sélectivité de protection.
- Sa réalisation est coûteuse.

I.4.3) Structure maillée

Dans cette structure tous les postes débitent en parallèle, entièrement bouclés sur eux-mêmes. Généralement, cette structure est adoptée dans les agglomérations. **(Figure I.8).**

Avantages

- Faible chute de tension.
- Bonne continuité de service.
- Un bon rendement.

Inconvénient

- Réalisation coûteuse.
- Le courant de court circuit est élevé.

I.4.4) Structure en peigne

Elle est utilisée généralement pour les installations peu étendues et de faible puissance.

(Figure I.9).

Avantages

- La chute de tension est réduite.
- Sécurité d'exploitation.

Inconvénients

- Le courant de court circuit est élevé.
- Elle est coûteuse.

Remarque

Les quatre types de réseaux précédents peuvent être utilisés aussi bien pour la partie MT que la partie BT. Le choix ne peut se faire qu'après une étude économique tenant compte, non seulement du prix de revient, mais aussi de la qualité de service qui doit être assurée.

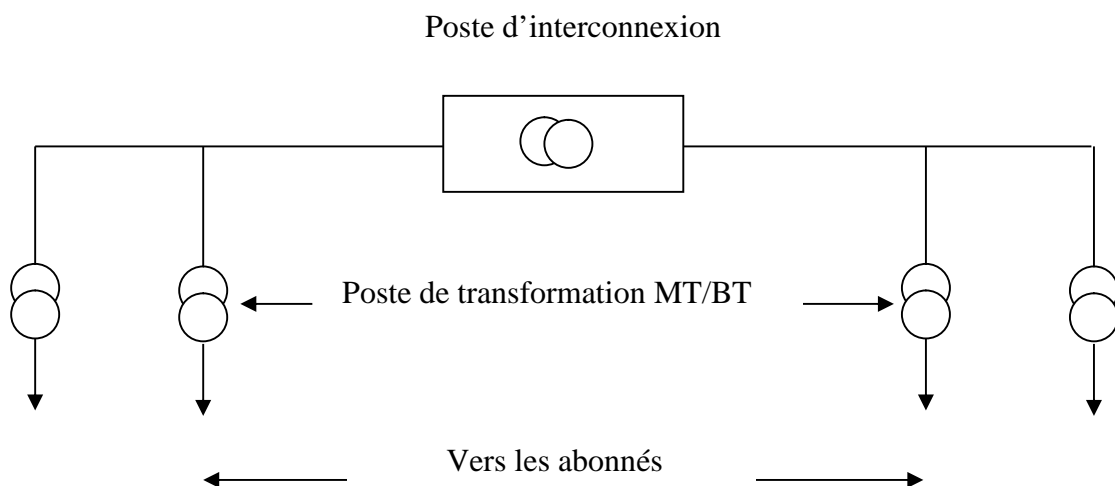


Figure I.6 : structure radiale [1]

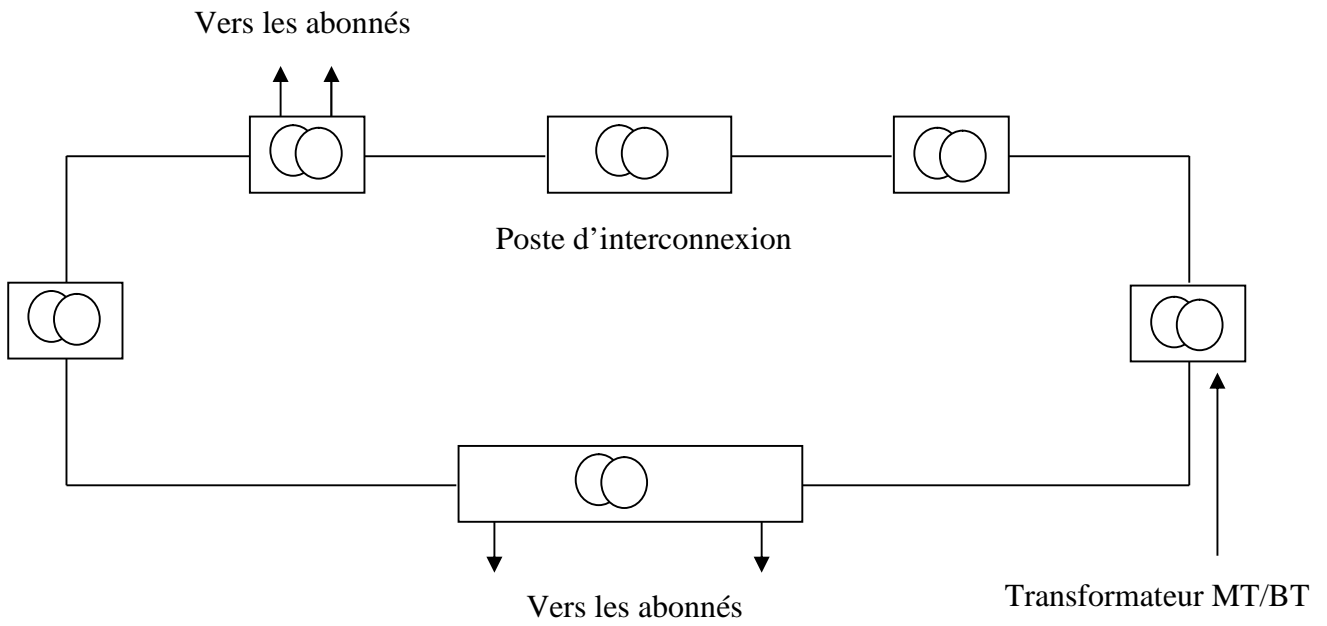


Fig. I.7 : structure bouclée [1]

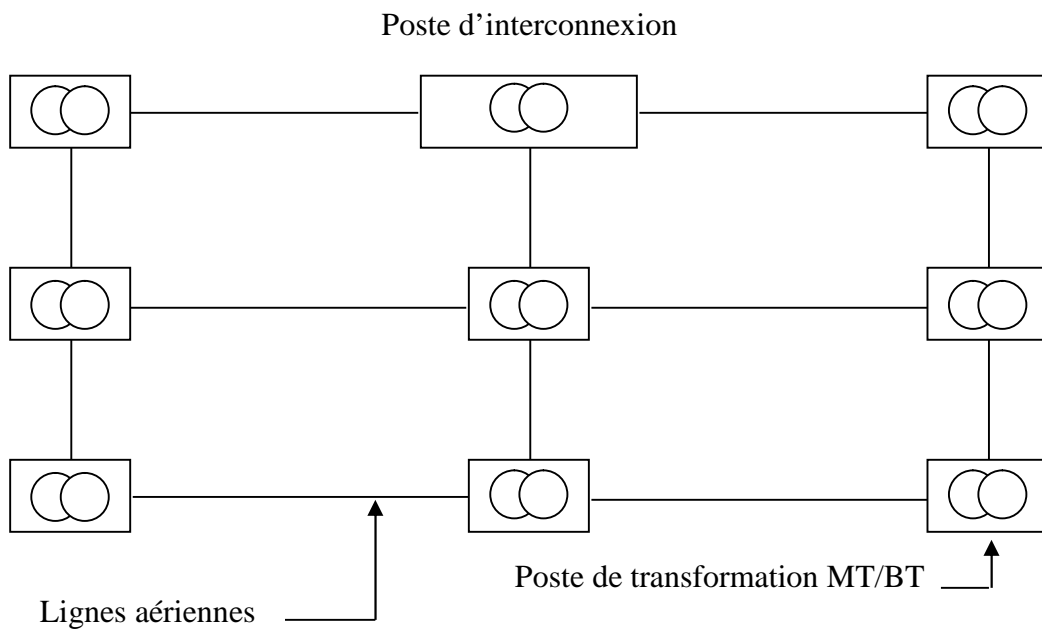


Figure I.8 : structure maillée [1]

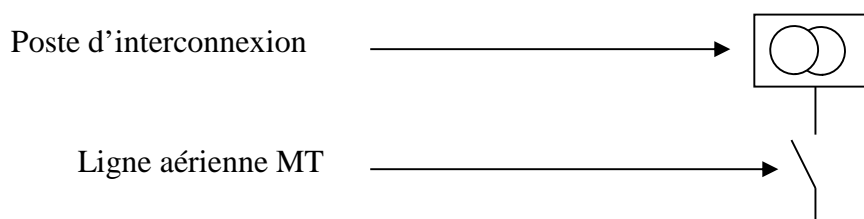


Figure I-9 : Structure en peigne [1]

I.5) Les lignes électriques

Une ligne de transport comporte de conducteur, d'isolateur et du support. Le rôle fondamental d'une ligne de transport est de transporter l'énergie électrique. Elle doit posséder les caractéristiques de base suivante.

- La tension doit demeurer constante sur toute la longueur de la ligne et pour toutes les charges.
- Les pertes doivent être faibles afin que la ligne possède un bon rendement.
- Les pertes joule ne doivent pas surchauffer les conducteurs.

La ligne électrique est imposée par les facteurs suivants :

- La puissance à transporter, distance de transport et le coût.
- Esthétique, encombrement et facilité d'installation.

On distingue quatre types de ligne :

- Ligne de distribution à basse tension.
- Ligne de distribution à moyenne tension.
- Ligne de transport à haute tension.
- Ligne de transport à très haute tension.

I.5.1) Les lignes de distribution BT

Ce sont des lignes installées à l'intérieur des édifices, usine et maisons pour alimenter les moteurs, les cuisinières...

Les lignes sont habituellement des câbles ou des barres fonctionnant à des tensions inférieures à 600V.

I.5.2) Les lignes de distribution MT

Ce sont des lignes qui relient les clients aux postes de transformations principaux de la compagnie de l'électricité. Leur tension est comprise entre 2,4 kV et 69 kV.

I.5.3) Les lignes de transport HT

Ce sont des lignes qui relient les postes de transformations principaux aux centrales de production d'énergie. Les lignes fonctionnent généralement à des tensions inférieures à 230kV. Dans cette catégorie, on trouve aussi des lignes servant à échanger de l'énergie entre deux grands réseaux et à augmenter la stabilité de l'ensemble.

I.5.4) Les lignes de transport THT

Ce sont les lignes qui relient les centrales éloignées et les centrales de consommation ou d'utilisation. Ces lignes peuvent atteindre des longueurs allant jusqu'à 1000 km et elles fonctionnent à des tensions allant jusqu'à 750kV. [4].

I.6) Composants d'une ligne aérienne

Une ligne se compose des conducteurs, isolateurs et de supports.

A - Conducteurs

Les conducteurs de lignes aériennes à haute tension sont toujours nus. On emploie presque exclusivement des câbles en cuivre et des câbles en aluminium avec âme en acier ces derniers sont généralement les plus économiques.

Les jonctions entre les conducteurs doivent posséder une résistance faible. Ces joints sont ordinairement réalisés par compression d'un manchon de jonction.

B - Isolateurs

Les isolateurs servent à supporter et à amarrer les conducteurs et à les isoler entre eux et la terre. Ils sont presque toujours en porcelaine.

Au point de vue électrique, les isolateurs doivent offrir une grande résistance d'isolement afin qu'ils ne soient ni contournés en surface ni perforés à travers leur masse par les tensions élevées qu'ils ont à supporter normalement. Afin d'augmenter leurs distances de contournement, on leur donne une forme de jupe.

Au point de vue mécanique, ils doivent être assez résistants pour supporter les forces énormes dues aux conducteurs.

Les isolants sont deux types principaux : rigide et à chaînes.

Pour les tensions supérieures à 70kV, on emploie toujours des chaînes d'isolateurs constitué d'un certain nombre d'éléments en verre réunies par des pièces métalliques.

C - Les supports

Les supports maintiennent les conducteurs à une hauteur convenable au-dessus du sol par l'intermédiaire de traverses au bras.

Pour les lignes de moins de 70 kV, on peut employer comme support des simples poteaux en bois ou en métal, mais de tensions supérieures, on emploie toujours des pylônes métalliques.

I.7) Les postes de transformations

Un poste électrique est un élément du réseau électrique servant à la fois la transmission et à la distribution d'électricité. Il permet d'élever la tension électrique pour sa transmission, puis la baisser en vue de sa consommation par les utilisateurs.

Il existe plusieurs types de postes électriques [5] :

- Postes de sortie centrale : son rôle est de raccorder une centrale de production de l'énergie électrique au réseau.
- Poste d'interconnexion : son rôle est d'interconnecter plusieurs lignes électriques.
- Poste élévateur : son rôle est d'élever le niveau de tension, à l'aide d'un transformateur.
- Poste de distribution : son rôle est d'abaisser le niveau de tension pour distribuer l'énergie électrique aux clients résidentiels ou industriels.

I.8) Différents types de postes électriques

I.8.1) Poste d'interconnexion

Les postes à fonction d'interconnexion, qui comprennent un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeux de barre, sur lesquels différents départs (lignes, transformateurs...).

I.8.2) Poste mixte

Les postes mixtes sont les postes les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent un ou plusieurs étages de transformation.

I.8.3) Postes de transformation

Il existe plusieurs types de postes de transformation :

a) Le poste HT/MT

Cet ouvrage est présent dans toute structure électrique d'un pays, il est situé entre le réseau de répartition et le réseau de distribution MT, sa fonction est d'assurer le passage HT > 100 kV à la MT > 10 kV.

b) Le poste MT/MT

Cet ouvrage peut réaliser deux fonctions :

- Assurer la démultiplication des départs MT en aval avec 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. Ce type de poste est présent dans quelques pays, comme l'Espagne et la Belgique.
- Assurer le passage entre deux niveaux MT, de tels postes MT/MT intègrent des transformateurs.

c) Le poste MT/BT

Localisé entre le réseau de distribution MT et le réseau de distribution BT, cet ouvrage assure le passage de la MT > 100 kV à la BT > 10 kV. Ces postes sont constitués de quatre parties

- L'équipement MT pour le raccordement au réseau amont.
- Le transformateur de distribution MT/BT.
- Le tableau des départs BT comme points de raccordement du réseau aval de distribution en BT.

I.9) Réseau moyenne tension aérien

La structure du réseau aérien est arborescente à deux ordres de lignes : dorsale et dérivation.

Des sous dérivations peuvent être utilisées pour alimenter des charges isolées ou pour regrouper sous un même interrupteur à commande manuelle un ensemble de postes MT/BT. Cette structure destinée à desservir des zones à faible densité de charge est exploitée en radial. D'une façon générale, le bouclage entre réseaux voisins ne doit pas être recherché sauf pour des contraintes d'exploitation justifiées.

Le réseau MTA est à neutre non distribué, celui-ci est mis à la terre au niveau des postes sources à travers une résistance limitant de défaut à 300 ohms.

Des interrupteurs seront installés à l'endroit de dérivation pour permettre l'élimination de la dérivation en défauts. Leur installation se fera suivant l'importance, la probabilité d'incident sur dérivation.

La nature et les sections des conducteurs à utiliser sont données dans le tableau ci-dessous :

Tableau I.1): Nature et section des conducteurs.

Lignes	Nature	Section (mm²)	Limite thermique (A)
Dorsale	Alliage AL	93.3	270
Dérivation	Alliage AL	34.4	140

Valeurs pour câble tripolaire individuel à champ radial directement enterré dans les conditions suivantes :

- Résistance thermique du sol 100°C/W Cm.
- Température des conducteurs : - Câbles en papiers huile 75°C
- Câbles en caoutchouc 90°C.

I.10) Réseau moyenne tension sous terrain(MTS)

Leurs structures est à un seul ordre de ligne, la dorsale exploitée en radial permettant la prise éventuelle en cas d'incident (charge coupée et durée d'interruption plus élevée qu'en réseau aérien). Le réseau sous terrain est à neutre non distribué, celui-ci étant mis à la terre au niveau des postes sources à travers une bobine de point neutre limitant ainsi le courant de défauts à 1000 A.

La nature et la section des conducteurs utilisées sont données dans le tableau ci-dessous.

Tableau I.2) : Nature et section des conducteurs.

Réseau (kV)	Conducteur	Section (mm²)	Limite thermique (A)
10	cuivre	120	300
	Aluminium	180	
30	Cuivre	70	230

Valeurs pour câbles tripolaires individuel à champ radial directement enterré dans conditions suivantes :

- Température du sol 20°C.
- Résistance thermique du sol 100 °C/W Cm.

- Température des conducteurs : - Câble en papiers huile 75°C.
- Câbles en caoutchouc 90°C.

I.11) Conclusion

Dans ce chapitre nous avons donné un aperçu sur les réseaux électriques et leurs différentes structures topologiques et les éléments constitutifs en allant de la production jusqu'à la distribution.

II.1) Introduction

Dans une installation électrique, plusieurs phénomènes peuvent engendrer une destruction du matériel utilisé et parfois même mettre en danger des personnes. Afin d'éviter cette situation plusieurs dispositifs sont prévus et sont répartis en deux grandes catégories, la première englobe tous les systèmes de protection du matériel comme les fusibles, disjoncteurs,...la deuxième est destinée à protéger les personnes et prévenir d'éventuels incidents (mise à la terre avec disjoncteur différentiel, système automatisé de protection...).

II.2) Définition d'un défaut

C'est la modification accidentelle affectant le fonctionnement normal d'un processus, ou d'un circuit électrique.

II.3) Principales perturbations

II.3.1) Les surintensités

Les surintensités se manifestent le plus souvent par un échauffement anormal dû à l'effet de Joule. Cet échauffement est préjudiciable aux matériels, aux canalisations et aux isolants. Les causes de surintensités sont nombreuses, les principales sont [6] :

- La surcharge des installations.
- Le court-circuit.
- Le démarrage trop lent des moteurs.

La protection contre les surintensités est réalisée par des appareils dont le rôle est de couper le circuit dès que l'intensité devient anormale.

II.3.2) Les surtensions

Les surtensions se manifestent, soit par les surintensités qu'elles engendrent soit pour les contraintes diélectriques (claquage des isolants) qu'elles provoquent.

Les causes des surtensions sont multiples et complexes ; on citera uniquement les surtensions faibles dues aux variations du réseau, aux surtensions consécutives à un contact accidentel avec une ligne à tension plus élevée, et aux surtensions d'origine atmosphérique (foudre).

Les appareils de protection contre les surtensions doivent répondre aux conditions suivantes :

- Rapidité d'exécution

- Grande solidité
- N'intervenir que si la tension est dangereuse

II.3.3) Les baisses de tension

Les baisses de tension pouvant aller jusqu'au manque de tension, perturbent le bon fonctionnement des appareils. Dans certains cas, un manque de tension provoquant l'arrêt suivi d'un retour sans préavis, peut engendrer des accidents mortels (cas des machines outils).

Les protections contre les baisses de tension peuvent être obtenues par des appareils qui ouvrent le circuit quand la tension est très faible ou nulle et qui interdisent la remise en marche sans intervention volontaire.

II.4) Classification des défauts

Sur les réseaux de distribution, les défauts peuvent être catégorisés soit par :

II.4.1) Leur durée

- Auto extincteur, si le défaut disparaît de lui-même en un temps très court sans faire appel aux appareils de coupure (fusible ou disjoncteur).
- Fugitif, si le défaut disparaît après une ou plusieurs coupures brèves du réseau d'alimentation sans nécessiter l'intervention.
- Semi permanent, si le défaut disparaît après une ou plusieurs coupures longues (quelques dizaines de secondes), sans nécessiter l'intervention du personnel pour la reprise du service.
- Permanent, si le défaut provoque un déclenchement définitif, et nécessite l'intervention du personnel pour la reprise du service.

II.4.2) Leur origine

- Mécanique, rupture de conducteur, liaison électrique entre deux conducteurs par un mauvais câble, une branche, volatile....
- Surtension électrique d'origine interne (surtension de manœuvre) ou atmosphérique (coup de foudre).
- Dégradation de l'isolement due à la chaleur, à l'humidité, au vieillissement, ou à une atmosphère corrosive.

II.4.3) Leur localisation

Interne ou externe à une machine, sur une ligne aérienne ou souterraine.

II.4.4) Nature de la connexion

- Court -circuit franc si deux points mis en court-circuit se touchent directement.
- Court -circuit impédant si les deux points mis en court circuit sont reliés par un milieu impédant (un arbre par exemple).

On distingue aussi les courts circuits suivants :

- Monophasés (80% des cas) où une phase et la terre ou le neutre se touchent.
- Biphasés (15% des cas) où des phases sont raccordées.
- Triphasés (5% des cas) où trois phases sont reliées ensemble.
- Biphasés terre ou bi terre où deux phases et la terre sont reliées ensemble.

II.5) Conséquences des défauts sur un réseau

En général, la présence d'un défaut sur un réseau provoque des surintensités, des chutes de tension et déséquilibres des tensions et des courants des phases.

Ces phénomènes, dont l'importance dépend de la constitution du réseau, de la nature du défaut entre phase et terre et de l'emplacement de celui-ci, entraîne une série de conséquences que nous passerons en revue [7].

II.5.1) Echauffement

Les échauffements dus aux courants de court-circuit sont particulièrement à craindre pour les câbles souterrains ; pour lesquels les échanges calorifiques avec l'extérieur sont assez limités. Une densité de 100A/mm² provoquée peut entraîner sa fusion sur des longueurs de plusieurs décimètres, si le défaut n'est pas éliminé rapidement.

II.5.2) Effets électrodynamiques

A chaque passage d'un courant très intense dans les conducteurs, ceux-ci s'attirent ou se repoussent avec une force proportionnelle au carré du courant et inversement proportionnelle à leur distance ($F = k I^2/d$) ; ces effets provoquent la déformation des jeux de barres et des connexions ; par des ruptures des supports isolateurs et même parfois des avaries considérables survenant aux enroulements des réactances et des transformateurs, si ceux-ci n'ont pas la rigidité suffisante.

II.5.3) Explosion de disjoncteur

La valeur importante atteinte par les courants de court circuit peut provoquer l'explosion de disjoncteurs, particulièrement ceux du type ancien placés sur les réseaux MT alimentés par les transformateurs HT/MT de grande puissance.

II.5.4) Effet de chute de tension

Les courants courts-circuits, traversant les différents éléments du réseau, provoquent des chutes de tension qui risquent de causer le décrochage des machines synchrones ou asynchrones et de porter atteinte à la stabilité du réseau.

II.5.5) Perturbations dans les lignes de télécommunication

Considérons une ligne de transport d'énergie qui emprunte un trajet parallèle à celui des lignes de télécommunication aériennes ou souterraines ; En cas de défaut entre une phase de la ligne et la terre, le triple de la composante homopolaire des courants $3I_0$, qui circule dans le sol induit une F.é.m. proportionnelle à I_0 dans le circuit constitué par le sol et la ligne de télécommunication dans le cas où cette dernière est mise à la terre ou mal isolée en l'un de ses points, une tension apparaît à l'extrémité de cette ligne et lorsque la composante homopolaire des courants de courts-circuits est suffisamment intense, cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et l'installation électrique.

II.6) Protection des réseaux MT

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

. II.6.1) Organisation du système de protection

II.6.1.1) Objectifs du système de protection

Ce système doit répondre aux objectifs suivants :

- Préserver la sécurité des personnes d'un danger d'électrocution.
- Assurer la continuité de fourniture d'énergie électrique.

II.6.1.2) Qualités des systèmes de protection

Pour accomplir leur rôle, les protections doivent présenter les qualités suivantes :

a) La Sensibilité

Elle se définit comme l'aptitude des protections à détecter les défauts. Les détecteurs contrôlent en permanence l'état électrique du réseau en surveillant certains nombres de paramètres (courant, tension, fréquence...).

Ils peuvent également surveiller la pression d'un fluide ou une température.

b) sélectivité

Elle permet à l'appareil de n'éliminer que la partie en défaut. Le système de protection doit être capable d'identifier sans ambiguïté l'ouvrage atteint et commander l'ouverture des dispositifs de protection nécessaire à la mise hors tension de cet ouvrage et de lui seul.

Et pour satisfaire cette condition, on a les types suivants :

- Protection différentielle totalement sélective.
- Protection de distance.
- Protection à maximum de courant et à minimum de tension.

c) La rapidité

C'est le temps de réponse des appareils de coupure, il doit être le plus réduit possible. Ce paramètre permet de minimiser les conséquences des courts-circuits.

d) La fiabilité

Qui est l'aptitude des protections à éviter un déclenchement inconvenant et assurer un bon fonctionnement d'un système en cas de défaut.

e) La simplicité

Pour faciliter la mise en œuvre et la manœuvre.

En plus, les systèmes de protection doivent être conçus pour :

- Eliminer les défauts en séparant les éléments défectueux par l'organe de coupure aval le plus proche.
- Eliminer un défaut par une protection en amont quand une protection aval est défaillance.
- Prévoir éventuellement une protection de secours.

- Prévoir des protections spécifiques pour certains matériels, par exemple : les transformateurs.
- Permettent les modifications temporaires du fonctionnement pour effectuer certaines opérations : travaux sous tension.

II.6.2) Organisation des protections

L'implantation des protections doit être conçue pour éliminer les défauts en séparant les éléments défectueux par l'organe de coupure aval le plus proche et si cette protection est défaillante la protection amont élimine ce défaut ; comme elle permet aussi des modifications temporaires de fonctionnement pour faire certaines opérations de travaux sous tension, mise en service en parallèle des transformateurs.

II.6.2.1) Protection des jeux de barres

Un jeu de barres est souvent le nœud essentiel dans un réseau de distribution, il est donc important de limiter les dégâts provoqués par un défaut à ce niveau pour permettre une répartition et une remise en service rapide.

Les principales causes de défauts sur un jeu de barres sont :

- Chute accidentelle de pièces métalliques entre barres et entre barres et masse.
- Contournement des isolateurs par un arc.

Les protections les plus simples et les plus économiques d'un jeu de barres consistent à placer :

- Des relais à maximum de courants.
- Des relais à minimum de tension.
- Des relais à maximum de tension.

Cette solution est applicable pourvu que l'énergie s'écoule toujours dans le même sens et que l'on puisse distinguer sans ambiguïté les arrivées et les départs.

a) Protection à maximum de courant

Ce relais est branché aux phases par l'intermédiaire de trois transformateurs de courant TC (un par phase). Ceux-ci assurent l'isolement de l'adaptation du courant au circuit de protection.

Le courant image (recueilli sur le TC) est redressé et transformé en tension par l'insertion d'une résistance. Donc le détecteur aura trois entrées de tension qui vont l'alimenter. Dès que la valeur

crête d'un signal dépasse la référence, le détecteur, qui est aussi un comparateur, démarre la temporisation au terme de laquelle les ordres seront exécutés :

- Alarme deuxième stade (signalisations et sonneries en salle de commande).
- Signalisation vers l'enregistreur de manœuvres et de signalisation (EMS).
- Déclenchement du disjoncteur.

b) Protection à maximum de tension

Le relais utilisé est à temps constant ; il est raccordé au jeu de barres par trois transformateurs de tension (montés au secondaire en série). La tension est redressée et comparée à une valeur de référence. Si elle dépasse le seuil, le détecteur commande la temporisation au terme de laquelle il y aura :

- Une alarme deuxième stade (signalisations et sonneries en salle de commande).
- Signalisation vers EMS.

c) Protection à minimum de tension

Une chute de tension faible n'est dangereuse que par l'échauffement que provoque l'augmentation du courant qui en résulte. Les grandeurs d'entrée du relais sont prises à travers des transformateurs de tension.

Un circuit est chargé de détecter le minimum de tension. Il est suivi d'un détecteur qui bascule dès que la valeur crête la plus petite descend en dessous de la référence affichée et pendant un certain temps : alarme premier stade (signalisations et sonneries).

II.6.2.2) Protection des transformateurs HT/MT

Les transformateurs HT/MT sont généralement protégés par de protections à maximum de courant : la première, coté MT, est une protection contre les surcharges des transformateurs et constitue un secours vis-à-vis des défauts polyphasés sur les lignes MT. La deuxième, coté HT est une protection à maximum de courant à deux seuils :

- Le premier seuil, temporisé vis-à-vis des départs HT/MT, réagit aux défauts dans le transformateur et sur les lignes MT.
- Le deuxième seuil à un courant très élevé, réagit lors des courts-circuits sur le primaire du transformateur.

a) Protection de la cuve des transformateurs

Cette protection est sensible au court-circuit susceptible de circuler dans la connexion qui relie la cuve du transformateur au circuit de terre du poste. Elle consiste en un relais ampérométrique instantané alimenté par un transformateur de courant dans une connexion.

Tout contournement de la barre du transformateur, tout défaut à la masse d'un enroulement produisent un courant et détecté par les relais. Toute fois d'autres courants peuvent circuler dans la connexion et dans les relais à savoir :

- Les courants de retour par le sol si la cuve est mal isolée.
- Les courants engendrés par les tensions induites dans les enveloppes métalliques des câbles de contrôle.

b) Protection interne du transformateur

Dans un transformateur, les défauts électriques dus à un mauvais isolement entre l'enroulement primaire et secondaire ou entre un enroulement et le noyau ou la cuve, se traduisent par les arcs entraînant la décomposition de l'huile et la formation de bulles gazeuses inflammables. La détection de ces bulles est assurée par le relais Buchholz.

Le relais Buchholz est un petit réservoir cylindrique intercalé dans la conduite reliant la partie supérieure et la cuve du transformateur au réservoir d'huile appelé conservateur ou compensateur, placé à un niveau plus élevé et en relation avec l'air libre.

Les bulles gazeuses ont tendance à monter par la conduite pour venir crever à la surface d'huile après avoir traversé le dispositif Buchholz. Cette protection est sensible à tous les défauts internes quelque soit leurs formes, leurs importances et les parties atteintes.

F1, F2 sont des flotteurs pouvant pivoter d'un axe, capables par basculement de fermer le circuit de commande. R1, R2 sont des robinets au prélèvement des gaz dégagés et à la vidange.

c) Protection différentielle

Pour les transformateurs dont la puissance est supérieure ou égale à 600MVA, on utilisera une protection différentielle avec circuit de maintien.

La protection différentielle consiste à comparer phase par phase les courants du transformateur HT/MT à protéger, en utilisant un montage sensible à la différence des courants à l'entrée et à la sortie du transformateur. On doit tenir compte du rapport de transformation. Cette protection est auto-sélective, c'est-à-dire qu'elle est sensible seulement au défaut de l'élément qu'elle protège, c'est pourquoi elle est instantanée.

d) Protection thermique de la cuve

Cette protection permet de détecter une défaillance de réfrigération d'huile du transformateur, arrêt de circulation d'huile ou des aéroréfrigérants. son fonctionnement est basé sur la mesure de la température de l'huile contenue dans la cuve du transformateur. Elle assure la fermeture des contacts d'alarme et puis des contacts de déclenchement du disjoncteur.

II.6.3) Protection des départs MT des postes HT/MT

Dans un poste HT/MT, les départs MT sont exploités suivant un type radial. Le système de protection a pour but d'assurer :

- L'intervention rapide en cas de défaut polyphasé afin de séparer le réseau incident du réseau sain sans détérioration des équipements.
- L'intervention sélective pour éliminer l'élément défectueux sans mettre hors tension les éléments sains.

II.6.3.1) Protection contre les défauts entre phases

La protection contre les défauts entre phases est assurée par deux relais à maximum d'intensité, sensibles aux courants de deux phases. La protection contre les courants polyphasés sera à deux seuils de réglage et temporisation à temps constant.

Le réglage du premier seuil (I_{r1}) sera :

$$I_{r1} \leq K \cdot I_{LT} \quad \text{si} \quad 0.85 \cdot I_B > K \cdot I_{LT} \quad (\text{II.1})$$

Ou :

$$I_{r1} \leq 0.85 \cdot I_B \quad \text{si} \quad 0.85 \cdot I_B < K \cdot I_{LT} \quad (\text{II.2})$$

Les termes utilisés ont les significations suivantes :

I_{LT} : courant limite thermique de la ligne.

I_B : courant de court-circuit biphasé à l'extrémité de la ligne.

K : coefficient de surcharge admissible sur les conducteurs (valeur typique $K=1,2$).

Le second seuil à maximum de courant (I_{r2}) devra éliminer rapidement les courts-circuits d'un courant élevé, et il devra être réglé pour les valeurs suffisamment élevées pour être insensible aux défauts sur le réseau BT.

Dans les conditions les plus défavorables (puissance des transformateurs MT/BT élevés, impédance de la ligne MT négligeable), le courant de court-circuit en aval du transformateur MT/BT ramené au primaire sera :

$$I_{CC} = P_2 * 100 / (1.73 * V_{n2} * V_{CC}) \quad (\text{II.3})$$

Si on veut se ménager une marge de sécurité appropriée, la valeur de réglage sera :

$$I_{r2} = 1.3 * I_{CC} \quad (\text{II.4})$$

Où :

P_2 : puissance maximale du transformateur MT/BT installée sur la ligne.

V_{n2} : tension nominale du transformateur coté MT.

V_{CC} : tension de court-circuit du transformateur MT/BT (%).

Dans tous les cas la valeur de réglage devra être :

$$I_{r1} \leq 2 * I_{r2} \quad (\text{II.5})$$

II.6.3.2) Protection contre les défauts entre phases et la terre

Elle est assurée par une protection à maximum de courant résiduel. Ce courant est obtenu soit à partir de l'étoile formée par les secondaires des trois transformateurs de courant, soit par le noyau d'un tore quand le câble en sortie de cellule est tripolaire.

Afin de permettre à cette protection de détecter les valeurs maximales des résistances de défaut à la terre, il convient de lui donner la plus grande sensibilité possible.

Ce réglage doit cependant garder la protection insensible au courant capacitif mis en jeu sur les liaisons saines quand un défaut monophasé affecte une liaison adjacente. Le courant capacitif est de l'ordre de (9,81 A/100km) pour les lignes aériennes en 30 kV, et de 16 A/10 km pour les câbles souterraines en 10 kV. Remarquons de plus que chacun des transformateurs raccordés sur la ligne considérée est équivalent à 500 m de ligne aérienne.

Le courant de réglage à prendre en compte sera :

$$I_{r0} = K * I(0) \quad \text{avec} \quad K = 1.5 \quad (\text{II.6})$$

$I(0)$: courant monophasé (phase à la terre).

Le coefficient K tient compte :

- Du faux rendement homopolaire.
- De l'erreur de rapport du TC.
- D'un coefficient de sécurité.

Le temps d'intervention de la protection sera de 0.3 seconde, identique à celui adopté pour la protection des défauts entre phases. Cette temporisation permet de plus l'auto-extinction de certains défauts à la terre.

II.6.4) Ré enclenchement automatique

La plupart des défauts de la ligne MT sont fugitifs ou semi-permanents. Cette particularité donne l'avantage à l'installation de dispositif de réenclenchement automatique sur les lignes aériennes. Afin de coordonner le fonctionnement de l'ensemble, les réenclenchement seront de deux types : « rapide et lent ».

Ainsi le « rapide » permet de maintenir pratiquement en service l'alimentation des usagers par le cycle « déclenchement-réenclenchement » en des temps imperceptibles pour une grande partie des usagers (0.2 seconde). Quand au premier réenclenchement lent, bien qu'il donne lieu à des interruptions de service, il permet cependant de limiter la durée à quelques dizaines de secondes (20 secondes). Le réenclenchement lent est justifié lorsque des dispositifs de sélection automatique des tronçons de lignes en avarie sont disposés sur la dorsale et sur des dérivations.

Le deuxième réenclenchement lent sert à réalimenter la ligne MT résiduelle saine. Après que le dispositif de sélection a isolé le tronçon en avarie. Signalons que les départs en câble ne disposent pas de réenclenchement automatique, les défauts sont presque toujours permanents.[6].

II.6.5) Protection des lignes

La protection des lignes BT est faite par des fusibles sensibles aux surintensités et au courant de court-circuit. Pour les lignes MT les fusibles sont destinés à protéger uniquement contre les courts-circuits.

Pour protéger les lignes MT, on distingue deux groupes d'automates de protection :

- La protection sélective, permettant le déclenchement en premier le relais le plus proche du défaut.
- Intervention de la protection différentielle, qui se base sur le principe de la comparaison des signaux au début et la fin de la ligne en régime de défaut.

II.6.6) Appareils de protection

Les principaux appareils de protection sont [3] :

- Les disjoncteurs.
- Les sectionneurs.

- Les interrupteurs.
- Les parafoudres.
- Les coupes circuit à fusible.

II.6.6.1) Les disjoncteurs

Un disjoncteur est un appareil de protection qui est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (la tension maximale du réseau électrique qu'il protège) à la fois :

- Dans des conditions normales de service, par exemple pour connecter ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique.
- Dans des conditions anormales spécifiées, en particulier pour éliminer un court-circuit, ou les conséquences de la foudre. De plus le disjoncteur ouvre un circuit automatiquement dès que le courant qui le traverse dépasse une valeur prédéterminée. Sa principale caractéristique lui permis de ne subir aucune avarie lors de son fonctionnement contrairement au fusible.

II.6.6.2) Différents types de disjoncteurs

Les disjoncteurs les plus utilisés sont :

- Disjoncteurs à air comprimé.
- Disjoncteurs à l'huile.
- Disjoncteurs au SF₆.
- Disjoncteurs auto pneumatique.
- Disjoncteurs auto soufflage.

a) Disjoncteurs à air comprimé

Le gaz contenu dans les disjoncteurs à air comprimé est maintenu sous haute pression (30 à 35 bar) à l'aide d'un compresseur. Cette haute pression permet d'assurer la tenue diélectrique et de provoquer le soufflage de l'arc pour la coupure. Le soufflage intense exercé dans ces disjoncteurs permet d'obtenir de très hautes performances (courant coupé jusqu'à 100 kA sous haute tension) et avec une durée d'élimination du défaut très courte permettant d'assurer une bonne stabilité des réseaux en cas de défaut.

Ces disjoncteurs nécessitent un entretien périodique, en particulier de leurs compresseurs, ce qui explique qu'ils ont été progressivement supplantés par une autre génération de disjoncteurs, les disjoncteurs a SF₆ (ou hexafluorure de souffre).

A noter que la technique à air comprimé est la seule qui permet encor aujourd'hui d'atteindre les pouvoirs de coupures les plus élevés (275 kA sous 36 kV) qui sont exigés pour certaines applications (disjoncteurs de générateurs).

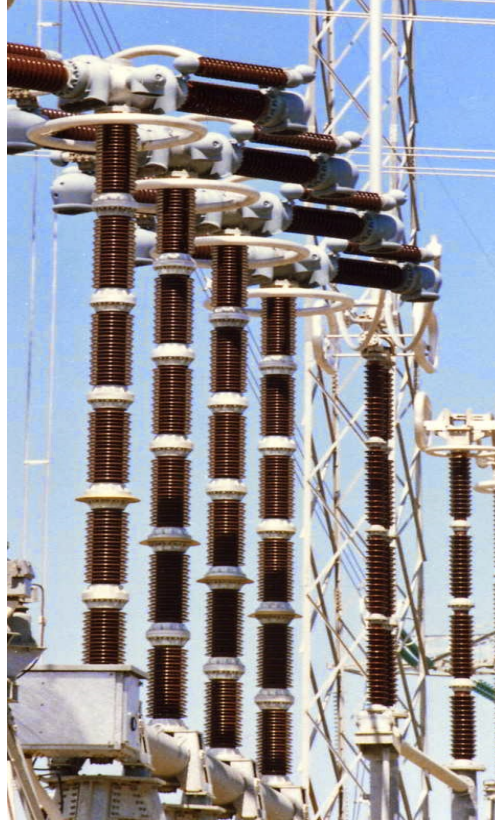


Figure II.1 : disjoncteur à l'air comprimé.

b) Disjoncteurs à l'huile

La coupure est réalisée par l'envoi d'un jet d'huile, la cambre de coupure est munie d'alvéoles avec ou sans ouvertures latérales, de forme et de dimension permettant de maintenir l'arc électrique rectiligne, de canaliser les gaz frais ou de les envoyer sous pression sur l'arc. Le contact mobile s'ouvre vers le bas, il s'enfonce dans l'huile froide.

c) Disjoncteurs au SF₆ (hexafluorure de soufre)

Lorsque le contact mobile s'ouvre, le SF₆ (gaz sous pression à 3 bars) est chassé vers la zone entre contacts, ce qui a pour effet de souffler et refroidir l'arc électrique (augmentation de pression à l'intérieur de la chambre de coupure). Les trois pôles peuvent être dans une même

cuve ou dans trois cuves différentes. Les trois contacts sont tringlés et entraînés simultanément par le même mécanisme de commande.

Avantages : autonome, moins bruyant, occupe moins de surface, pas de danger d'incendie, peu d'entretien, n'est pas corrosif, pour de coupure élevé.

Inconvénient : nécessite une étanchéité absolue prix élevé.



Figure II.2 : Disjoncteurs au SF₆.

d) Disjoncteurs auto-pneumatiques

Le principe du soufflage auto-pneumatique s'est développé au cours des années 1970 et au début des années 1980 pour répondre aux spécifications les plus exigeantes et développer des appareils de plus en plus performants.

Lorsque le disjoncteur est en position « fermé », le courant transite par des contacts dits « permanents » qui sont situés sur le diamètre extérieur de la partie active. Lors d'un déclenchement du disjoncteur, la partie mobile se déplace vers le bas, entraînant la séparation des contacts permanents. Le courant passe alors par une autre série de contacts, appelés « contacts d'arc ». Quand la partie mobile a fait une course suffisante, les contacts d'arc se séparent, ce qui provoque l'amorçage d'un arc entre ces contacts. Les contacts d'arc sont réalisés avec des matériaux à base de tungstène de manière à pouvoir supporter sans dommage les effets de l'arc électrique.

Pendant la manœuvre, le disjoncteur produit lui-même la compression du gaz nécessaire au soufflage de l'arc. Le déplacement relatif du cylindre de soufflage par rapport au piston fixe crée une surpression dans le cylindre qui s'évacue à l'intérieur de la base et refroidit l'arc, permettant ainsi son extinction.

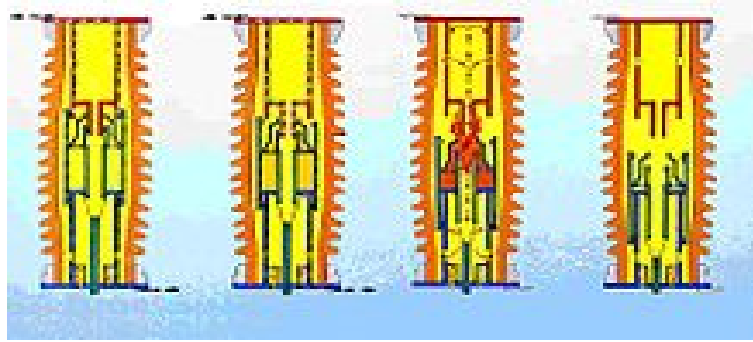


Figure II.3 : Disjoncteurs auto-pneumatiques.

e) Disjoncteurs auto-soufflage

La période 1984-2000 a été marquée par le fort développement des moyens de calcul et de modélisation des disjoncteurs SF₆. Grâce à l'utilisation de ces moyens, de nouveaux appareils à faible énergie de manœuvre ont été développés.

Les disjoncteurs à auto-soufflage sont caractérisés par l'utilisation importante de l'énergie d'arc pour la coupure : l'auto-soufflage s'est substitué en grande partie au soufflage auto-pneumatique pour la coupure des forts courants. La coupure de courants faibles est toujours obtenue par un soufflage auto-pneumatique, l'énergie de l'arc n'étant pas suffisante pour contribuer au soufflage.

Une évolution des chambres de coupure à auto-soufflage a consisté à introduire un clapet en V entre le volume d'expansion et le volume de compression.

II.6.7) Les sectionneurs

Le sectionneur est un appareil électromécanique permettant de séparer de façon mécanique un circuit électrique de son alimentation. Son objectif est d'assurer la sécurité des personnes travaillant sur la partie isolée du réseau électrique et d'éliminer une partie du réseau en disfonctionnement pour pouvoir en utiliser les autres parties.

Le sectionneur, à la différence du disjoncteur ou de l'interrupteur n'a pas de pouvoir de coupure, ni de fermeture. Il est impératif d'arrêter l'équipement aval pour éviter une ouverture en charge. Dans le cas contraire de graves brûlures pourraient être provoquées, liées à un arc électrique provoqué par l'ouverture. [6].

II.6.7.1) Types de sectionneurs

a) Sectionneurs portes-fusibles

Cet appareil est souvent muni de fusible, certains sectionneurs comportent aussi des contacts permettant de couper la commandes des organes de puissances afin d'éviter une manœuvre en charge.

b) Sectionneurs à haute tension

La fonction principale d'un sectionneur a haute tension est de pouvoir séparer afin de permettre à un operateur d'effectuer une opération de maintenance sur cet élément sans risque.

c) Sectionneurs de mise à la terre

Les sectionneurs HT et BT de forte puissance sont dotés de systèmes de mise à la terre. Il s'agit d'un organe de securité, dont le but est de fixer le potentiel d'une installation préalablement mise hors tension, pour permettre l'intervention humaine en toute sécurité sur une installation.

II.6.8) Les Parafoudres

Les parafoudres sont des appareils de protection contre les surtensions, ils sont destinés à protéger les appareils et les installations contre les coups de foudres directs ou indirects, on distingue :

a) Parafoudre à expulsion

Appareil comportant un ou plusieurs éclateurs et un dispositif d'extinction de l'arc par expulsion de gaz ionisé, d'où coupure du courant d'écoulement.

b) Parafoudre à résistances variables

Appareil comportant un ou plusieurs éclateurs et une résistance variable permettant de couper rapidement le courant d'écoulement à la terre.

c) Eclateur simple

L'éclateur est un dispositif simple constitué de deux électrodes, la première reliée au conducteur à protéger, la deuxième reliée à la terre. A l'endroit où il installé dans le réseau, l'éclateur représente un point faible pour l'écoulement des surtensions à la terre et protège ainsi le matériel.

II.6.9) Les interrupteurs

En électricité, un interrupteur est un organe ou appareillage de commande qui permet d'ouvrir et de fermer un circuit alimentant un appareil électrique aux valeurs des intensités nominales. Il possède un certain pouvoir de couper, en général, il peut couper sous la tension nominale un circuit d'une intensité nominale. [3]. Les interrupteurs les plus fréquemment utilisés sont :

- Interrupteur aérien à ouverture automatique à creux de tension (IACT).
- Interrupteur aérien à commande mécanique (IACM).
- Interrupteur aérien télécommandé (IAT).
- Interrupteur aérien télécommandé, à ouverture automatique à creux de tension (IATCT).

II.6.10) Technique de protection dans les creux de tension

Cette technique se base sur la détection de la présence ou l'absence de la tension de ligne et sur le cycle de réenclenchement automatique du disjoncteur de départ MT. La sélection des défauts reste confiée aux protections de départs. La fonction de l'appareil consiste à sélectionner la dérivation en défaut et l'élimination de ce dernier par l'ouverture de l'interrupteur au moment de l'absence de tension. [6].

II.6.11) Relais

Un relais est un appareil de protection destiné à ouvrir un circuit électrique lorsque certaines conditions prédéterminées sont remplies : variation d'intensité, de tension, de fréquences, etc..... [3].

II.6.11.1) Classification

Les relais sont classés suivant :

- La grandeur contrôlée : relais d'intensité, relais de tension,...
- La fonction : protection et démarrage, ...
- Le temps de réponse : action instantanée ou retardée (relais temporisé).
- L'élément moteur : relais électromagnétique, thermique, magnétothermique,.....
- La protection assurée : relais à maximum d'intensité, à minimum de tension,....

Un relais comporte en général les éléments principaux suivant :

- Élément moteur : fourni de travail.
- Élément frein : retarde l'action du relais.
- Élément de travail constitué par les contacts.
- Élément de retour à zéro.

- Une ossature : portant les différents organes et un boîtier pour les protéger.

II.6.12) Coupes circuits à fusibles

Les coupes circuits à fusibles sont des appareils de protection contre les surintensités, à cet effet, ils comportent un élément conducteur qui dans certaines conditions s'échauffe et fond sous l'action de passage de courant. Il en résulte une coupure de circuit dans lequel l'élément fusible est inséré, d'où la protection des appareils situés en aval.

II.6.12.1) Caractéristiques

Un fusible est caractérisé par :

- L'intensité nominale (I_n) : grandeur que peut supporter le fusible en régime normal.
- L'intensité limite de fusion : c'est l'intensité qui permet d'atteindre la température de fusion.
- Pouvoir de coupure : qui peut atteindre 1000 MV en MT. [6].

II.6.12.2) Différents types de coupe-circuit

On distingue les différents types de coupe-circuit :

a) Coupe circuit à fusion libre

L'arc se développe librement à l'intérieur d'une poignée isolante. La coupure de l'arc est réalisée par l'allongement de l'arc, la longueur du fil de fusible devra être supérieure à la longueur de l'arc pour avoir une extinction et une coupure de ce dernier.

b) Coupe circuit à expulsion

La coupure est réalisée par soufflage de l'arc.

c) Coupe circuit à fusion enfermée

On distingue deux types :

- Coupe circuit à fusion à liquide extincteur.
- Coupe circuit à fusion enfermée à matière pulvérulente.

II.6.13) Conclusion

Le choix du système de protection dépend du dimensionnement des éléments constitutifs du réseau en considérant de la rapidité, de la sélectivité et de la sensibilité de ses relais, ces derniers doivent être réglés de façon judicieuse.

III.1) Introduction

Le passage du courant électrique dans un conducteur crée une chute de tension. Lorsque celle-ci est importante, il y aura des perturbations au niveau de la tension d'utilisation.

La chute de tension maximale soit de 10%. Cependant, il peut arriver que les chutes de tension dépassent la valeur admissible. En effet, bien qu'à la base le réseau soit monté de sorte à ne pas connaître ce problème de tension, les cinq points suivants énoncent les raisons possibles :

- Les calculs qui doivent être faits pour savoir comment ajouter un raccordement ne sont pas toujours traités jusqu'au bout par manque de temps ;
- Les puissances consommées des utilisateurs peuvent augmenter selon les ajouts d'installations des utilisateurs ;
- Les industries se développent sur le réseau BT ;
- Pour raisons économiques, les rajouts de raccordement ne sont pas toujours faits comme il le faudrait ;

III.2) Etude de déférentes lignes**III.2.1) définition**

Une ligne électrique ce définit avec plusieurs accessoires de transporte d'énergie électrique, mais principalement ce sont conducteurs de plusieurs types, sections et nature (paramètres).

III.3) Paramètre de la ligne**III.3.1) Résistance**

Elle est due à la nature du conducteur. Elle est longitudinale et uniformément répartie sur le long de la ligne, sa valeur est donnée par la formule suivante :

$$R_0 = \frac{\rho}{s} \Rightarrow R = R_0 L \quad (\text{III.1})$$

Avec :

R_0 : La résistance linéique du conducteur (Ω/m).

ρ : La résistivité du conducteur (Ω/m).

L : La longueur de la ligne (m).

S : La section du conducteur (m^2).

III.3.2) Inductance

Elle est due à la spire formée par la torsade des conducteurs. L'inductance est longitudinale et uniformément répartie sur toute la longueur de la ligne, sa valeur est donnée par la formule suivante :

$$Xl = L\omega \Rightarrow L = \frac{Xl}{\omega} \quad (\text{III.2})$$

$$\omega = 2\pi.f$$

Avec :

X_l : Réactance de la ligne [Ω].

L: Inductance [H].

ω : Pulsation [rd/s].

f : Fréquence [Hz].

III.3.3) Capacité

Elle est due à la présence de conducteurs séparés par un isolant, cette capacité est transversale et uniformément répartie sur toute la longueur de la ligne, sa valeur est donnée par la formule suivante :

$$Xc = \frac{1}{C.\omega} \Rightarrow C = \frac{1}{Xc.\omega} \quad (\text{III.3})$$

Avec :

X_c : Capacitance de la ligne [Ω]

C : Capacité [F]

III.3.4) Conductance

Elle est due aux impuretés de l'isolant qui sépare les conducteurs. Elle est donnée par la formule suivante :

$$G = \frac{l}{R''} \quad (\text{III.4})$$

Avec :

G : Conductance [Ω^{-1}]

R'' : Résistance de fuite de l'isolant [Ω]

III.4) Classement des lignes

Les lignes sont classées comme suit :

a) Lignes courtes :

Dans les lignes courtes ($L < 50\text{Km}$),

b) Lignes moyennes :

Dans les lignes moyennes ($50\text{Km} < L < 150\text{Km}$),

c) Lignes longs :

Dans les lignes longues ($L > 150\text{Km}$),

III.5) Calculs des chutes de tension

III.5.1) Définition

La chute de tension est une diminution de tension dans la ligne électrique par rapport à la tension nominal due au passage du courant dans conducteurs qui alimentent une charge (Résistances, inductances). [8].

La chute de tension en % de U :
$$\Delta u = \frac{u \times U}{100} \quad \text{ou} \quad u = 100 \frac{\Delta u}{U} \quad (\text{III.5})$$

III.5.2) Ligne résistive

III.5.2.1) Cas d'un seul récepteur

➤ En monophasé

A partir du circuit suivant on aura la relation suivante :

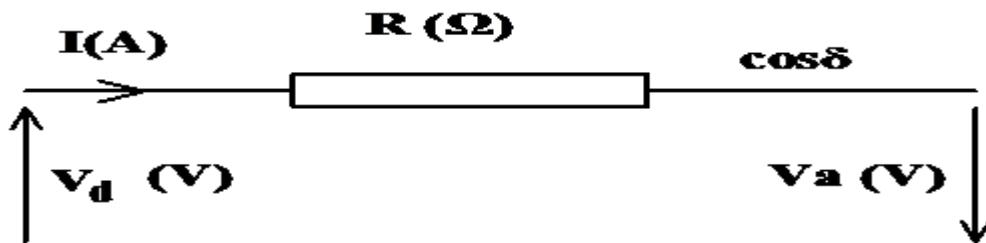


Figure (III.1) schéma d'une ligne résistive à un seul récepteur

Avec : $\vec{V}_d = \vec{V}_a + \vec{V}_R$ avec $V_R = R \times I$

\vec{V}_d : Tension simple au départ de la ligne en volts (V).

\vec{V}_a : Tension simple à l'arrivée de la ligne en volts(V).

R : Resistance de la ligne en ohm (Ω).

\vec{I} : Le courant de circuit (A).

Le diagramme vectoriel des tensions sera :

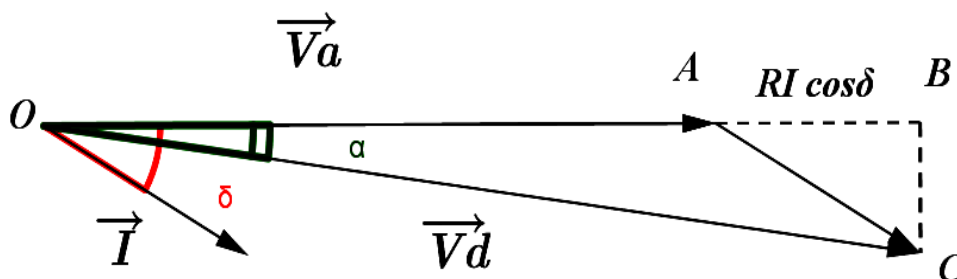


Figure (III.2): diagramme vectoriel d'une ligne résistive monophasé à un seul récepteur Pour α tendant vers zéro. Le point «C » est confondu avec le point B d''ou' :

$$\begin{aligned} \overline{OC} &= \overline{OB} \\ \overline{OC} &= \overline{OB} = \overline{OA} + \overline{AB} \\ \overline{Vd} &= \overline{Va} + \overline{RI} \cos \delta \end{aligned} \tag{III.6}$$

Donc on aura une chute de tension absolue de ΔV telle que :

$$\Delta V = |V_d - V_a| = RI \cos \delta \tag{III.7}$$

Pour une longueur donnée on aura :

$$\Delta V = R_0 \cdot L \cdot I \cdot \cos \delta \tag{III.8}$$

Sachant que $P = V \cdot I \cos \delta \Rightarrow I \cdot \cos \delta = \frac{P}{V}$ (III.9)

L'expression de la chute de tension en fonction de la puissance est :

$$\Delta V = R \frac{P}{V} \tag{III.10}$$

➤ **En triphasé**

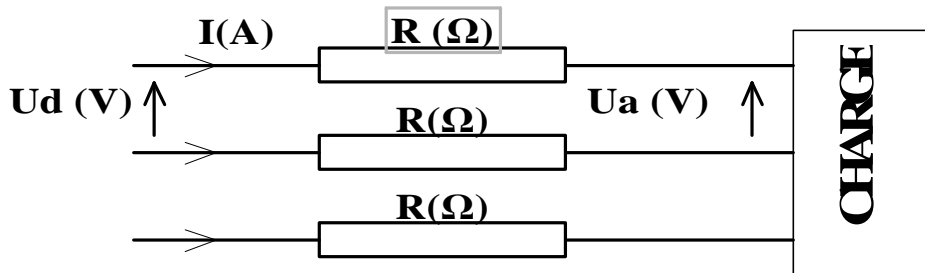


Figure (III.3) Schéma représentant une ligne résistive triphasés à un seul récepteur

Chute tension composée

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta V \tag{III.11}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} R_0 L I \cos \delta \tag{III.12}$$

Calcul de chute de tension en fonction de la puissance « P »

$$P = \sqrt{3} U I \cos \delta \Rightarrow I \cos \delta = \frac{P}{\sqrt{3} U} \tag{III.13}$$

D'où :
$$P = \sqrt{3} R_0 L \frac{P}{\sqrt{3} U} \Rightarrow \Delta U = R_0 L \frac{P}{U} \tag{III.14}$$

La chute de tension relative est :

$$\frac{\Delta U}{U} (\%) = R_0 L \frac{P}{U^2} \cdot 100 \quad (III.15)$$

III.5.2.2) Cas de plusieurs récepteurs en différents endroit

➤ En monophasé

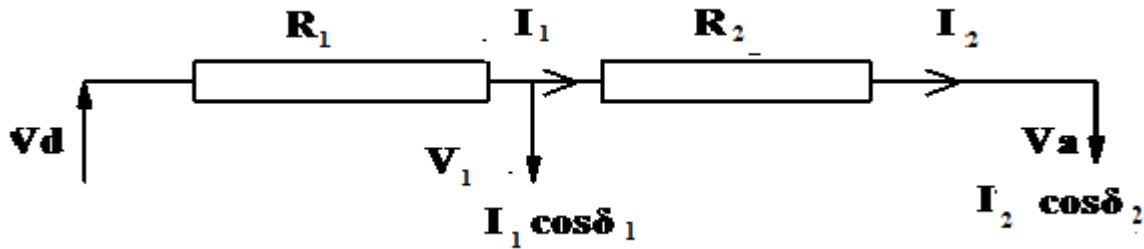


Figure (III.4) : schéma d'une ligne résistive à plusieurs récepteurs

Soient R_{01}, R_{02} les résistances linéiques des tronçons de la ligne.

L_1 et L_2 les longueurs des tronçons de la ligne.

I_1 et I_2 les courants parcourant les tronçons de la ligne.

$$\Delta V = R_{01} I_1 L_1 \cos \delta_1 + R_{02} I_2 L_2 \cos \delta_2 \quad (III.16)$$

$$D'ou: \Delta V = \sum_{i=1}^n R_i I_i \cos \delta_i \quad (III.17)$$

$$\Delta V = \frac{\sum_{i=1}^n R_i \cdot P_i}{V} \quad (III.18)$$

➤ En triphasé

Par analogie on a :

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta V = \sqrt{3} R_{01} I_1 L_1 \cos \delta_1 + \sqrt{3} R_{02} I_2 L_2 \cos \delta_2 \quad (III.19)$$

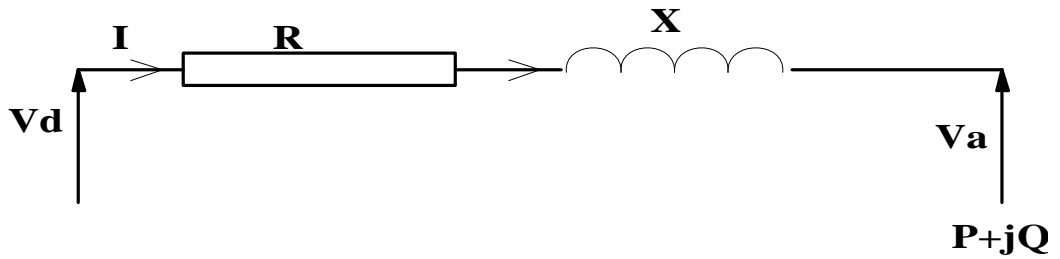
$$D'ou: \Delta V = \sqrt{3} \sum_{i=1}^n R_i I_i \cos \delta_i \quad (III.20)$$

$$\Delta V = \frac{\sum_{i=1}^n R_i \cdot P_i}{U} \quad (III.21)$$

II.6) Ligne résistive et inductive

III.6.1) cas d'un seul récepteur

➤ **En monophasé**



Figure(III.5) : Schéma d'une ligne résistive et inductive d'un seul récepteur

L'équation électrique suivant :

$$\vec{Vd} = \vec{Va} + (R + jX) \vec{I} = \vec{Va} + R\vec{I} + jX \vec{I} \quad (III.22)$$

Avec :

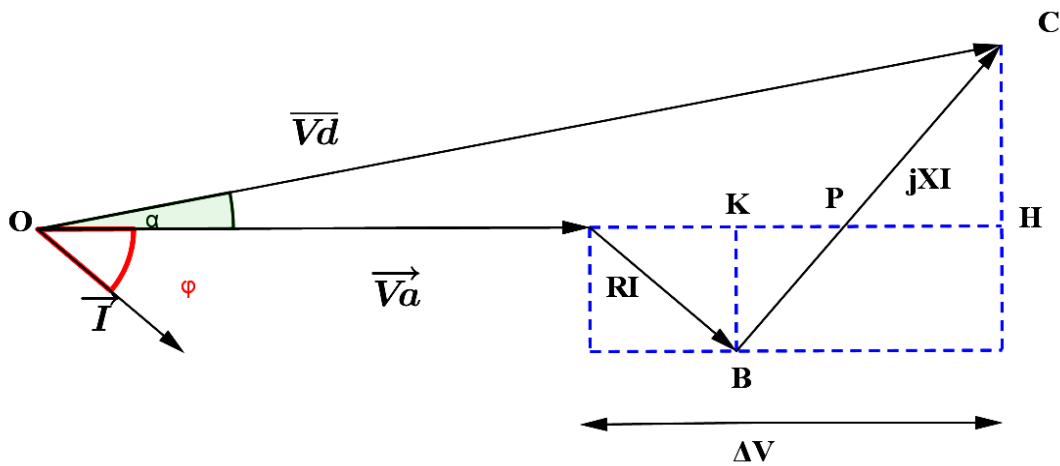
R : La résistance de la ligne (Ω).

X : La réactance de la ligne (Ω).

\vec{Vd} : La tension de départ de la ligne(V).

\vec{Va} : La tension de l'arrivée de la ligne (V).

Le diagramme vectoriel de tension est donné par la figure suivante :



Figure(III.6) diagramme vectorielle d'une ligne résistive et inductive à un seul récepteur

Quand δ tend vers zéro, le point « C » est confondu avec le point « H »

$$\overline{AH} = \overline{AK} + \overline{KP} + \overline{PH} \quad (III.23)$$

$$\overline{AH} = R\vec{I} \cos \varphi + \overline{BP} \sin \varphi + \overline{PC} \sin \varphi \quad (III.24)$$

$$\overline{BP} + \overline{PC} = \overline{BC} = \overline{XI} \quad (III.25)$$

$$\overline{AH} = R\vec{I} \cos \varphi + X\vec{I} \sin \varphi \quad (III.26)$$

$$\overline{AH} = \Delta V \quad (III.27)$$

$$\text{d'ou } \Delta V = R\vec{I} \cos \varphi + X\vec{I} \sin \varphi \quad (III.28)$$

Sachant que pour l'unité de longueur : $R=R_0L$

$$\text{Avec : } \Delta V = LI(R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \quad (III.29)$$

L'expression de la chute de tension en fonction de la puissance est :

$$\Delta V = \frac{(R_0 P + X_0 Q)L}{V} = \frac{R.P + X.Q}{V} \quad (III.30)$$

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{R.P + Q.X}{V^2} \quad (III.31)$$

Avec : P : Puissance active (W)

Q : puissance réactive (VAR)

➤ En triphasé

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta V \quad (III.32)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} LI (R_0 \cdot \cos \alpha + X_0 \cdot \sin \alpha) \quad (III.33)$$

On peut exprimer la chute de tension en fonction de la puissance active et réactive.

$$P = \sqrt{3} UI \cos \varphi = \frac{P}{U \sqrt{3}} \quad (III.34)$$

$$Q = \sqrt{3} UI \sin \varphi \Rightarrow \sin \varphi = \frac{Q}{U \sqrt{3}} \quad (III.35)$$

$$\text{Donc on aura: } \Delta U = \sqrt{3} \left(\frac{R_0 P}{\sqrt{3} U} + \frac{X_0 Q}{\sqrt{3} U} \right) \quad (III.36)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} L \left[\frac{(R_0 P + X_0 Q)}{\sqrt{3} U} \right] \quad (III.37)$$

$$\text{D'où: } \Delta U = \frac{L}{U} [R_0 P + X_0 Q] \Rightarrow \Delta U = \frac{[RP + XQ]}{U} \quad \text{(III.38)}$$

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{[RP + XQ]}{U^2} \quad \text{(III.39)}$$

Avec :

R : Résistance de tronçon ;

X : Réactance du tronçon ;

U : La tension entre phase qui est égale 30kv ;

P : Puissance réactive triphasées (VAR), et que : $Q = P \tan(\varphi)$

$\cos(\varphi) = 0.9$ donné par SONELGAZ.

φ : c'est le déphasage de courant et la tension.

ΔU : Chute de tension en V, $\Delta U/U(\%)$: Chute de tension relative(%).

II.6.2) Cas de plusieurs récepteurs connectés en plusieurs endroits

➤ En monophasé

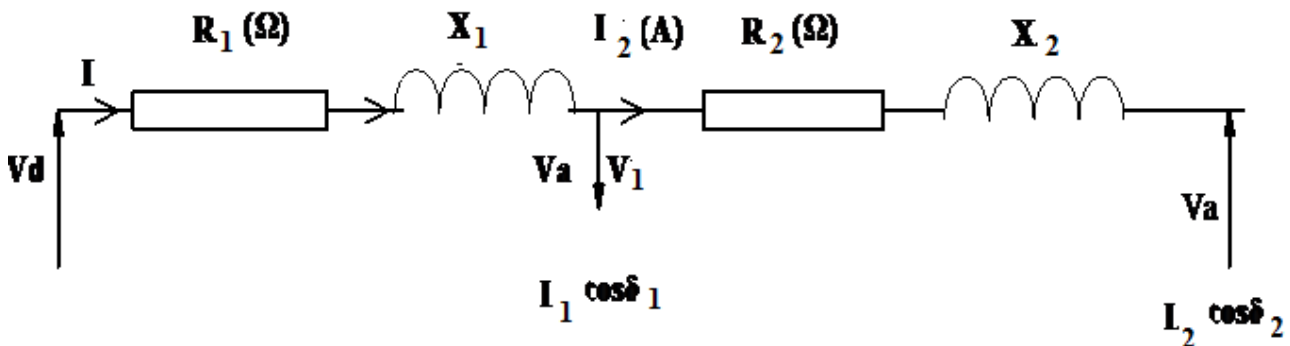


Figure (III.7) : schéma d'une ligne résistive et inductive à plusieurs récepteurs

Soient R_{01} , R_{02} les résistances linéiques des tronçons. X_{01} , X_{02} les réactances linéiques des tronçons :

$$\Delta V = R_{01} \cdot I_1 L_1 \cdot \cos \delta_1 + X_{01} \cdot I_1 L_1 \cdot \sin \delta_1 + R_{02} \cdot I_2 L_2 \cdot \cos \delta_2 + X_{02} \cdot I_2 L_2 \cdot \sin \delta_2 \quad \text{(III.40)}$$

$$\Delta V = \frac{R_{01} \cdot I_1 P_1 + X_{01} \cdot I_1 Q_1 + R_{02} \cdot I_2 P_2 + X_{02} \cdot I_2 Q_2}{V} \quad \text{(III.41)}$$

$$\Delta V = \frac{\sum_{i=1}^{i-n} (R_i \cdot P_i + X_i \cdot Q_i)}{V} \quad \text{(III.42)}$$

➤ **En triphasé**

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta V$$

$$\Delta U = \sqrt{3}(R_{01}.I_1L_1.\cos \delta_1 + X_{01}.I_1L_1.\sin \delta_1 + R_{02}.I_2L_2.\cos \delta_2 + X_{02}.I_2L_2.\sin \delta_2) \quad (III.43)$$

$$\Delta U = \frac{1}{U} (R_1P_1 + X_1Q_1 + R_2P_2 + X_2Q_2) \quad (III.44)$$

$$\Delta V = \frac{1}{U} \sum_{i=1}^{i=n} (R_i.P_i + X_iQ_i) \quad (III.45)$$

III.7) Calcul des chutes de tension dans les cas généraux

III.7.1) Lignes à inductance et capacité non négligeable

➤ **En monophasé**

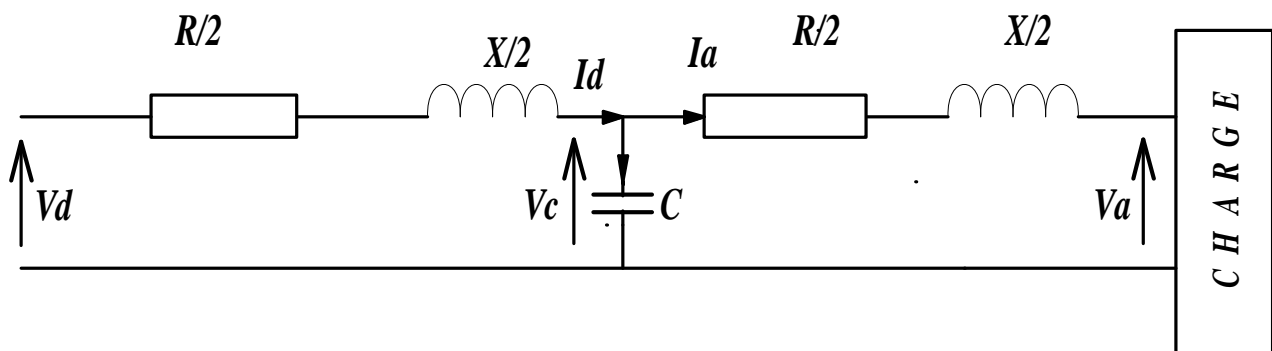


Figure (III.8) : Schéma d'une ligne à inductance et capacité non négligeable.

Avec :

R : La résistance de la ligne(\$\Omega\$).

X : La réactance de la ligne (\$\Omega\$).

C : Capacité de la ligne (f).

On aura les équations électriques suivantes :

On appliquant la loi des mailles on aura :

$$\vec{V}_c = \left(\frac{R}{2} + j \frac{X}{2}\right) \vec{I}_a + \vec{V}_a \quad (III.46)$$

$$\vec{V}_d = \vec{V}_c + \left(\frac{R}{2} + j \frac{X}{2}\right) \vec{I}_d \quad (III.47)$$

$$\vec{I}_d = \vec{I}_a + \vec{I}_c \quad (III.48)$$

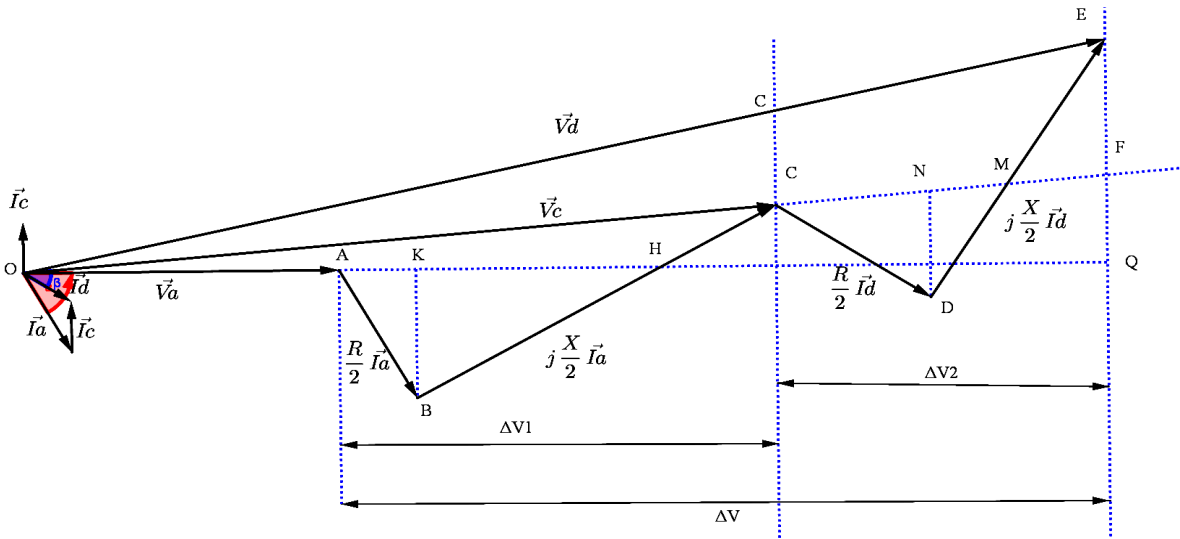


Figure (III.9) représentation vectorielle, donnant la chute de tension avec C non négligeable.

Du diagramme on aura : $\Delta V = \Delta V_1 + \Delta V_2$

On suppose que l'angle α est négligeable, on calcul : ΔV_2

$$\Delta V_2 = CN + NM + MF \tag{III.49}$$

$$\Delta V_2 = CD \cos\alpha + DM \cos\alpha + ME \cos\alpha \tag{III.50}$$

$$\Delta V_2 = CD \cos\alpha + DE \sin\alpha \tag{III.51}$$

$$\Delta V_2 = \frac{R}{2} Id \cos\alpha + \frac{X}{2} Id \sin\alpha \tag{III.52}$$

Si on néglige l'angle entre \vec{V}_a et \vec{V}_c on calcule ΔV_1 :

$$\Delta V_1 = \overline{AK} + \overline{KH} + \overline{HX} \tag{III.53}$$

$$\Delta V_1 = \overline{AB} \cos\beta + \overline{BH} \sin\beta + \overline{HC} \sin\beta \tag{III.54}$$

$$\Delta V_1 = \overline{AB} \cos\beta + \overline{BC} \sin\beta \tag{III.55}$$

$$\Delta V_1 = \frac{R}{2} Ia \cos\beta + \frac{X}{2} Ia \sin\beta \tag{III.56}$$

On aura à partir de (III.52) et (III.56) :

$$\Delta V = \frac{R}{2} Id \cos\alpha + \frac{X}{2} Id \sin\alpha + \frac{R}{2} Ia \cos\beta + \frac{X}{2} Ia \sin\beta \tag{III.57}$$

$$\Delta V = \frac{R}{2} (Id \cos\alpha + Ia \cos\beta) + \frac{X}{2} (Id \sin\alpha + Ia \sin\beta) \tag{III.58}$$

En triphasé

$$\Delta V = \sqrt{3} \left[\frac{R}{2} (Id \cos\alpha + Ia \cos\beta) + \frac{X}{2} (Id \sin\alpha + Ia \sin\beta) \right] \tag{III.59}$$

III.7.2) Ligne à inductances à capacité et à conductance non négligeable

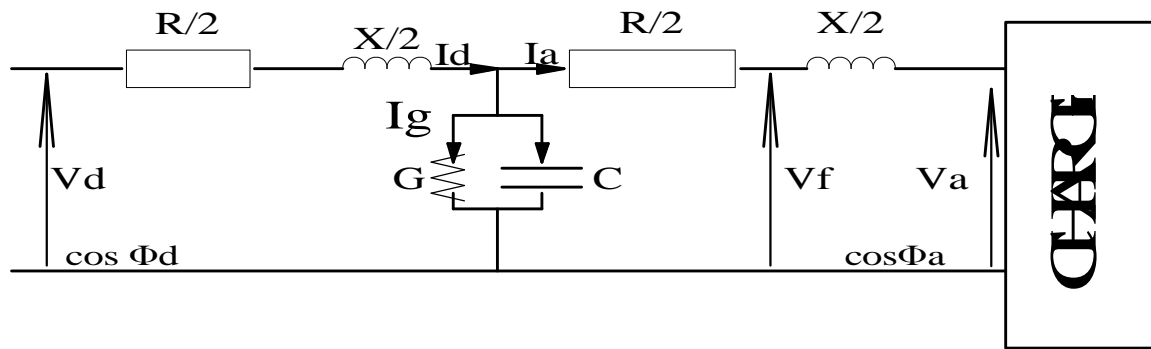


Figure (III.10) schéma représentative Ligne à inductances à capacité et à conductance non négligeable

On aura les équations électriques suivantes :

On appliquant la loi des mailles on aura :

$$\vec{V}_f = \vec{V}_a + \left(\frac{R}{2} + j \frac{X}{2}\right) \vec{I}_a \tag{III.60}$$

$$\vec{V}_d = \vec{V}_f + \left(\frac{R}{2} + j \frac{X}{2}\right) \vec{I}_a \tag{III.61}$$

$$\vec{I}_d = \vec{I}_a + \vec{I}_f \tag{III.62}$$

$$\vec{I}_f = \vec{I}_g + \vec{I}_c \tag{III.63}$$

Donc à partir des équations, on déduira le diagramme ci-dessous :

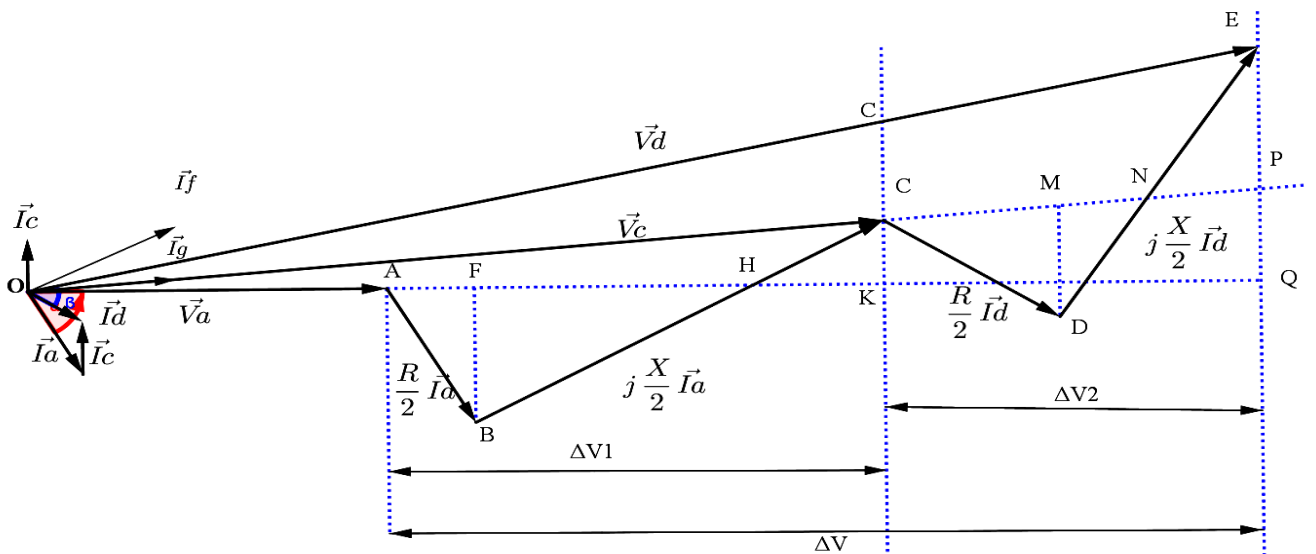


Figure (III.11) représentation vectorielle Ligne à inductances à capacité et à conductance non négligeable

Du diagramme on a : $\Delta V = \Delta V_1 + \Delta V_2$

On suppose que l'angle entre \overline{Vd} et \overline{Vc} est négligeable.

On calcule ΔV_2 :

Si on néglige l'angle entre \overline{Va} et \overline{Vc} , on calcule

$$\Delta V_1 = AF + FH + HK \quad (III.64)$$

$$\Delta V_1 = AB \cos \alpha + BC \sin \alpha + HC \sin \alpha \quad (III.65)$$

$$\Delta V_1 = AB \cos \alpha + BC \sin \alpha \quad (III.66)$$

Alors a partir de (III.52) et (III.56) on a : ΔV

$$\Delta V = \frac{R}{2} Id \cos \alpha + \frac{X}{2} Id \sin \alpha + \frac{R}{2} Ia \cos \beta + \frac{X}{2} Ia \sin \beta \quad (III.67)$$

$$\Delta V = \frac{R}{2} (Ia \cos \beta + Id \cos \alpha) + \frac{X}{2} (Ia \sin \beta + Id \sin \alpha) \quad (III.68)$$

En triphasé

$$\Delta V = \sqrt{3} \left[\frac{R}{2} (Ia \cos \beta + Id \cos \alpha) + \frac{X}{2} (Ia \sin \beta + Id \sin \alpha) \right] \quad (III.69)$$

Si on néglige l'angle entre \overline{Va} et \overline{Vc} , on calcule

$$\Delta V_1 = AF + FH + HK \quad (III.70)$$

$$\Delta V_1 = AB \cos \alpha + BC \sin \alpha + HC \sin \alpha \quad (III.71)$$

$$\Delta V_1 = AB \cos \alpha + BC \sin \alpha \quad (III.72)$$

Alors a partir de (III.52) et (III.56) on a : ΔV

$$\Delta V = \frac{R}{2} Id \cos \alpha + \frac{X}{2} Id \sin \alpha + \frac{R}{2} Ia \cos \beta + \frac{X}{2} Ia \sin \beta \quad (III.73)$$

$$\Delta V = \frac{R}{2} (Ia \cos \beta + Id \cos \alpha) + \frac{X}{2} (Ia \sin \beta + Id \sin \alpha) \quad (III.74)$$

En triphasé

$$\Delta V = \sqrt{3} \left[\frac{R}{2} (Ia \cos \beta + Id \cos \alpha) + \frac{X}{2} (Ia \sin \beta + Id \sin \alpha) \right] \quad (III.75)$$

III.8) Méthode des moments électriques

On considère une ligne électrique dont la réactance capacitive est négligeable, alimentant un récepteur à une longueur « L » de la source.

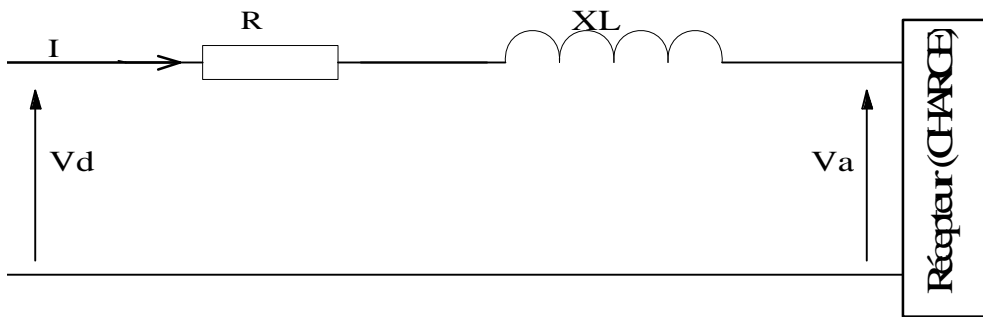


Figure (III.12) Schéma électrique d'une ligne alimentant un récepteur ($C \approx 0$)

Pour une ligne de distribution la réactance capacitive est négligeable et selon schéma au haut on aura représentation vectoriel des tensions :

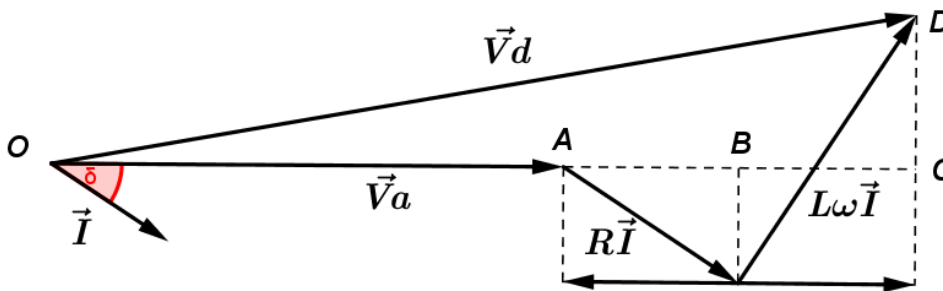


Figure (III.13) représentation vectoriel des tensions

Pratiquement, nous pouvons admettre que $\overline{OC} = \overline{OD}$ et la chute de tension dans le conducteur est représentée par AC :

Nous pouvons écrire : $\overline{AB} = R\vec{I} \cdot \cos \delta$ (III.76)

$\overline{BC} = L\omega\vec{I} \cdot \sin \delta$ (III.77)

et $\overline{AC} = \overline{AB} + \overline{BC} = (R \cdot \cos \delta + L\omega \cdot \sin \delta)\vec{I}$ (III.78)

la chute de tension dans ligne triphasée équilibrée : $\Delta U = \sqrt{3}(R \cdot \cos \delta + L\omega \cdot \sin \delta)\vec{I}$ (III.79)

Nous avons : $I = \frac{P}{U\sqrt{3} \cos \delta}$ (III.80)

III.8.1) chute de tension en fonction des moments de charge

Alors on peut déduire que :

$$\Delta U = \frac{P}{U} (R + L\omega \cdot \tan \delta) \tag{III.81}$$

Si on appelle (**u**), la chute de tension en % du U :

$$\Delta u = \frac{u \times U}{100} \quad \text{ou} \quad u = 100 \frac{\Delta u}{U}$$

On aura donc :

$$u = 100 \frac{P}{U^2} (R + L\omega \cdot \tan \delta) \tag{III.82}$$

Pour une longueur d'un conducteur (l) en km la relation devient :

$$u = 100 \frac{Pl}{U^2} (R + L\omega \cdot \tan \delta) \tag{III.83}$$

Le produit (P.l) s'appelle « moment électrique » et nous l'écrivons M.

P : puissance consommé par des abonnées à chaque support.

Si en BT, on exprime M en kW la relation précédente devient :

En BT $u = 10^5 \frac{M}{U^2} (R + L\omega \cdot \tan \delta) \tag{III.84}$

En MT $u = 100 \frac{M}{U^2} (R + L\omega \cdot \tan \delta) \tag{III.85}$

III.8.2) Moment électrique M₁ d'une ligne

Moment qui, transporté par cette ligne, donne u=1 (1volt pour100 volts)

En BT : $M_1 = \frac{1}{10^5} \frac{U^2}{R + L\omega \cdot \tan \delta}$ M₁ en kW.km, U en V (III.86)

En MT : $M_1 = \frac{1}{100} \frac{U^2}{R + L\omega \cdot \tan \delta}$ M₁ en MW.km, U en kV (III.87)

Pour les calculs on prend :

$XL = L\omega = 0.35 \Omega / km$ pour les lignes aériennes nues.

$XL = L\omega = 0.10 \Omega / km$ pour les câbles souterrains et lignes aérienne isolées.

Les réseaux de distribution sont généralement calculés à $\cos \delta = 0.9$ auquel correspond $\tan \delta = 0.5$

Pour le moment de charge est donné déjà :

$$M = P \cdot l$$

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_a \cdot \cos \varphi$$

M_{ch} : Moments électrique.

l : Longueur entre deux supports.

P : Puissance installée (poste DP) ou puissance mise à la disposition (poste livraison).

$U = 30 \text{ kV}$: tension composée aux bornes de la charge.

I_a : Courant de la charge.

$\cos \varphi = 0.9$: facteur de puissance.

Les valeurs sont données dans le tableau suivant :

Tableau III.1 : valeurs du coefficient simultané en fonction du nombre d'abonnés.

N_c	1	2 à 3	4 à 5	6 à 9	>10
K_{sc}	1	0.9	0.8	0.7	0.6

N_c : Nombre de circuits.

P_f : puissance foisonnée ($P_f = P \cdot K_{sc}$).

K_{sc} : coefficient de foisonnement qui dépend du nombre de circuits.

Pour la chute de tension relative est donné :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M_{ch}}{M_1} \tag{III.88}$$

III.8.3) Moments électriques M₁ des conducteurs nus

NATURE	SECTION mm ²	M ₁ (kW. km)		
		5.5	10.0	30.0
CUIVRE	17.8	0.26	0.85	7.62
	27.6	0.36	1.21	10.86
	38.2	0.47	1.55	13.91
	48.3	0.55	1.82	16.42
	74.9	0.73	2.41	21.69
	116.2	0.91	3.02	27.19
ALMELEC	34.4	0.27	0.88	7.94
	54.6	0.39	1.29	11.57
	75.5	0.49	1.63	14.68
	93.3	0.57	1.89	17.01
	143.1	0.76	2.51	22.56
	28.0	0.94	3.12	28.04
	188.0	0.04	3.45	31.03
ALU- ACIER	75.5	0.39	1.28	11.54
	116.2	0.63	2.08	18.71
	147.1	0.72	2.39	21.53
	228.0	0.91	3.01	27.11
	288.0	0.01	3.34	30.10

Exemple : Application de la méthode des moments électriques pour le départ 30 kV MAATKAS

En se référant au schéma d'exploitation, état actuelle 2018, aux fichiers de données et de charge de ce départ dans l'annexe ; on calculera en arc les chutes de tension, les pertes par effet joule et la puissance totale consommée par ce départ.

- **Premier arc [C12-E142]**

Chute de tension :

$$\text{On a : } \frac{\Delta U}{U} = \frac{M_{ch}}{M_1}$$

$$M = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_a \cdot \cos\phi \cdot l$$

$$M_1 = \frac{1}{100} \frac{U^2}{R + L\omega \cdot \tan \delta}$$

$XL = L\omega = 0.35 \Omega / km$; Pour les lignes aériennes nues.

$XL = L\omega = 0.10 \Omega / km$; Pour les câbles souterrains et lignes aérienne isolées.

AN : $M = \sqrt{3} \times 30 \times 250 \times 10^{-3} \times 0.9 \times 0.356$

$M = 4.16 \text{ MW.km}$

$M_1 = (1/100) \times 30^2 / [(0.3 + (0.10 \times 0.5))] = 25.71 \text{ MW.km}$

Donc : $\Delta U/U = M/M_1 = 4.16/25.71 = 0.16\%$

$\Delta U/U = 0.16\%$

Perte de puissance :

$\Delta P (\text{Arc1}) = 3 \cdot R \cdot I^2 \cdot l = 3 \times 0.3 \times 250^2 \times 0.356 \times 10^{-3} = 20.02 \text{ kW}$

$\Delta P (\text{Arc1}) = 20.02 \text{ kW}$

• **Deuxième arc [E109-E110]**

Chute de tension :

$M = \sqrt{3} \times 30 \times 127 \times 10^{-3} \times 0.9 \times 20$

$M = 118.64 \text{ MW.km}$

$M_1 = (1/100) \times 30^2 / [(0.603 + (0.35 \times 0.5))] = 11.57 \text{ MW.km}$

Donc : $\Delta U/U = M/M_1 = 118.64/11.57 = 10.25\%$

$\Delta U/U = 10.25\%$

Les résultats obtenus sont illustrés dans le tableau suivant :

Tableau III.2 : des résultats obtenus, chutes des tensions relatives et des pertes de puissance pour le départ 30 KV MAATKAS.

Arc	Courant (A)	P _{ct} (kW)	ΔV%	ΔP (kW)
C12-E142	250	121.46	0.16	20.02
E854-E94	160	59.32	8.98	25.09
E94-E95	158	82.97	9.30	23.11
E104-E106	141	74.35	10.25	26.06
E109-E110	127	66.82	10.52	4.29
E129-E130	80	42.32	10.75	1.6
J955-J937	32	16.79	11.28	0.13

D’après les résultats obtenus, des chutes de tension relatives et des pertes de puissance pour chaque nœud du départ MAATKAS, on constate qu’elles coïncident parfaitement avec les résultats déjà trouvés par le calcul CARAT.

D’après les résultats obtenus par les deux méthodes on remarque que :

Le réseau MT de la région DBK a des chutes de tension excessive puisque celle-ci dépasse la limite fixé par la SONELGAZ qui est de 10% pour l’aérien (départ 30 kV MAATKAS).

III.9) Conclusion

Après avoir étudié le comportement du réseau MT de la région DBK dans sa structure actuelle. Nous proposons la restructuration de ce dernier en déchargeant et soulageant le départ 30 kV MAATKAS par la création d'un nouveau départ 30 kV ZONE D'ACTIVITES DBK issu de transformateur n° 2 : 60/30kV DBK. Ce départ est consacré pour la zone industrielle DBK pour le but de ne pas perturbé les abonnés, et aussi pour des raisons économiques, assuré la continuité et la qualité de service.

IV.1) Introduction

Additivement a la partie théorique, vue dans le 3^{ème} chapitre, on poursuit avec une application qui consiste à calculer ces chutes de tensions et analysé le réseau moyen tension région DRAA BEN KHADDA à l'aide d'un logiciel « CARAT ».

IV.2) Présentation du modèle de calcul CARAT

CARAT : calcul Automatique d'un réseau Arborescent.

Le programme CARAT a pour but de simplifier les calculs et de simuler les comportements d'un réseau électrique. Il vérifie si, pour un réseau donné, il existe un schéma d'exploitation radial qui permettra d'alimenter toutes les charges indiquées en respectant les contraintes portent sur les capacités de transit des lignes et la chute de tension maximum admissible aux nœuds. [9].

IV.2.1) Création de fichier CARAT

Ce fichier permettra de simuler le réseau à étudier sur le logiciel CARAT (600 nœuds) en introduisant toutes les données nécessaires pour l'exécution de ce dernier tel que les caractéristiques des conducteurs, longueurs des liaisons et charges des nœuds sous format déterminé.

IV.2.2) Exploitation des résultats

Après l'exécution, le programme CARAT génère le fichier listing où on peut visualiser et exploiter les résultats de calcul de chute de tension d'année par année sur une période d'étude (5 ans pour la basse tension et 10 ans pour la moyenne tension). D'après les résultats obtenus on peut tirer ce qui suit

- **En état sain**

- Le courant transité par tronçon de tête de départ ;
- Le taux de charge par rapport à la limite thermique ;
- La chute de tension la plus importante ;
- Localisation du poste enregistrant cette chute de tension ;
- Longueur de départ.

- **En état incident**

- Départs par lesquels se fait la reprise ;
- Le courant transité par tronçon de tête de départ ;

- Le taux de charge par rapport à la limite thermique ;
- La chute de tension la plus importante ;
- Localisation du poste enregistrant cette chute de tension.

IV.3) Poste source 60/30kV DBK

Il est alimenté par l'injecteur DBK 220/60/10kV, il possède deux transformateurs de puissances nominales 30MVA chacun, connectés sur deux demi-jeux de barres sectionnés par un disjoncteur de couplage. Le premier alimente deux départs qui sont :

- DBK.
- TADMAIT.

L'autre alimente les deux départs qui sont :

- MAATKAS.
- OUED KSARI.

IV.4) consignes d'exploitation

Elle consiste à déterminer le réseau à exploiter. Elles nous informent sur la charge moyenne et la limite thermique des départs constituant ce réseau. En plus elles nous renseignent sur les manœuvres à effectuer pour isoler le tronçon en défaut, et la reprise selon disposition du défaut et selon les bouclages intermédiaires.

a) Départ 30 kV OUED KSARI

- Limite thermique : 270A.
- Le courant de pointe : 235 A.

Schéma normal d'exploitation

- Fermé au PS DBK.
- Ouvert au poste 09 (avec départ 30 kV MAATKAS).
- Ouvert au poste 1168 (avec départ 30 kV MAATKAS).

b) Départ 30 kV MAATKAS

- Limite thermique : 270A.
- Le courant de pointe : 250A.

Schéma normal d'exploitation

- Fermé au PS DBK.
- Ouvert au poste 1168 avec départ 30 kV OUED KSARI.
- Ouvert avec le poste 09 avec départ 30 kV OUED KSARI.
- Ouvert au poste 1036 avec départ 30 kV DBK.

c) Départ 30 kV DBK

- Limite thermique : 270A.
- Le courant de pointe : 225A.

Schéma normal d'exploitation

- Fermé au PS DBK.
- Ouvert au poste 1036 avec départ 30 kV MAATKAS.
- Ouvert à l'IAT J 861 avec départ 30 kV TADMAIT.

d) Départ 30 kV TADMAIT

- Limite thermique : 270A.
- Le courant de pointe : 150A.

Schéma normal d'exploitation

- Fermé au PS DBK.
- Ouvert à l'IAT J 861 (avec départ 30 kV TADMAIT).
- Ouvert à l'IAT J 974 (avec départ 30 kV TAOURGUA DD BOUMERDES).

IV.5) collecte des données

Afin de proposer une bonne solution de restructuration du réseau actuel de la région DBK, il est impératif d'avoir une parfaite connaissance des caractéristiques des éléments le constituant.

IV.5.1) caractéristique physiques

Les caractéristiques physiques consistent à relever :

- La résistance linéique en (Ω/km) qui dépend de la nature du conducteur et sa section.
- La longueur des éléments de la ligne en km.
- La capacité de transit de chaque élément.
- La réactance linéique en Ω/km .
- La capacité des jeux de barres MT.
- Nombre de poste par type.

L'étude de ce réseau révèle qu'il est à structure bouclée. La majorité des conducteurs le constituant sont en Almélec pour l'aérien, et en Aluminium pour le souterrain, et les sections les plus répandues sont : 93.3 mm^2 , 34.4 mm^2 et 54.6 mm^2 pour l'aérien et 70 mm^2 et 120 mm^2 pour le souterrain.

Les divers paramètres concernant les données physiques ont été relevés en nous conformant aux tableaux des caractéristiques électriques des conducteurs, fiches du réseau, et à la carte schématique mise à jour le 31 décembre 2018.

IV.5.2) Les départs HTA de poste DBK 60/30 kV

Départs	CODE GDO	LONGUEUR (KM)		POINTE (A)		NOMBRE DE POSTE			LOCALITES ALIMENTEES
		MTA	MTS	Eté 2018	Hiver 2018	DP	LIV	MX	
D.B.K	441H2C13	0	20,42	225	180	33	14	03	COMMUNE DRAA BEN KHEDDA
O.KSARI	441H2C11	91,055	8,128	235	180	124	53	01	OUED KSARI, M'KIRA,
MAATKAS	441H2C12	131,97	6,006	250	170	126	63	01	SOUK EL KHEMIS, MAATKAS, DBK UNE PARTIE
TADMAIT	441H2C14	65,99	8,197	150	118	67	75	01	DBK UNE PARTIE, SIDI NAAMAN, TADMAIT, MOULDIOUENE

Tableau IV.1 : Les départs HTA de poste DBK 60/30 kV

IV.5.3) caractéristique des conducteurs

NATURE	SECTION (mm ²)	r à 20°C (Ω/km)	r + x tan φ (Ω/km)	I lt (A)
ALMELEC	34.3	0.958	1.133	140
	54.6	0.603	0.778	190
	93.3	0.357	0.532	270
ALUMUNIUM	70	0.269	0.267	250
	120	0.157	0.226	320

Tableau IV.3 : caractéristique des conducteurs.

IV.5.4) Nombre de postes MT/BT mis en service

Départs	Nombre de postes			Total
	Distribution publique (DP)	Livraison (LIV)	Mixtes (MX)	
DBK	33	14	03	50
MAATKAS	135	74	01	210
TADMAIT	67	75	01	143
OUED KSARI	124	53	01	178

Tableau IV.4 : Nombre de postes

IV.5.5) Données dynamiques du réseau

Les données dynamiques présentent les différents paramètres nécessaires à l'étude et au calcul des chutes de tension et à la charge existant sur chaque départ, à savoir :

- Les données de la charge.
- La répartition de la charge.
- L'évolution de la charge.

IV.5.5.1) Responsabilités de pointes

La charge existante qui est en principe connue et détermine les valeurs mesures synchrones de tension et d'intensité prises en tête de chaque départ sur une période de 24 heures.

La puissance installée sur chaque départ est la somme des puissances de chaque poste existant sur le départ.

La comparaison entre la pointe d'hiver et celle d'été montre que la dernière est supérieure à celle de la première, ce qui nous pousse à considérer dans notre étude la pointe d'été prise en tête de chaque départ.

Le courant maximum transité sur chaque départ appelé aussi courant appelé est résumé dans le tableau ci-dessous :

Poste source		départs	Mesure été 2018 [A] (cas défavorable) « courant appelé »
DBK	JB1	DBK	225
		TADMAIT	150
	JB2	MAATKAS	250
		OUED KSARI	235

Tableau IV.5 : courant de pointe.

IV.5.5.2) Répartition de la charge

Le calcul de la charge sur chaque départ consiste à sommer les courant calculés à partir des PMD pour les postes abonnés et les PI pour les postes de distribution publique, et les deux dans le cas des postes mixtes avec :

PMD : puissance mise à la disposition.

$$P = \sqrt{3}.U.I. \cos\varphi \tag{IV.1}$$

$$I = P / (\sqrt{3}.U. \cos\varphi) \tag{IV.2}$$

PI : puissance installée pour chaque poste DP.

$$S = \sqrt{3}.U.I \tag{IV.3}$$

$$I = S / (\sqrt{3}.U) \tag{IV.4}$$

Poste source		départs	P _{ins} [kVA]	PMD [kW]	Charge [A]
DBK	JB1	DBK	20680	9050	1071.42
		TADMAIT	22153	13770	441.17
	JB2	MAATKAS	22380	2640	806.45
		OUED KSARI	22260	10010	734.37

Tableau IV.6 : Puissance de poste.

Dans cette analyse, nous avons à déterminer la contribution des postes MT/BT qui ne fonctionnent pas toujours à leurs régimes nominaux dans la période de l'étude, ce qui conduit à introduire un coefficient dit de foisonnement α tel que : $0 < \alpha < 1$.

La distribution la plus utilisée est liée proportionnellement à la puissance installée des postes MT/BT.

$$I_{app} = \alpha \cdot \sum I. \tag{IV.5}$$

$$\alpha = I_{app} / (\sum I). \tag{IV.6}$$

I_{app} : Courant de pointe.

I : Courant des différent postes DP, AB et MX.

α : Coefficient de foisonnement.

Départs	I_{app} (A)	I(A)	Coefficient de foisonnement α
DBK	225	1071.42	0.21
TADMAIT	150	441.17	0.34
OUED KSARI	235	734.37	0.32
MAATKAS	250	806.45	0.31

Tableau IV.6 : Charge des départs.

IV.5.5.3 Evolution de la charge

Les charges initiales sont connues par les mesures en tête de départ et un calcul de répartition de la charge le long du réseau. En revanche, les charges futures sont estimées.

Le taux d'évolution est déterminé après analyse des projets d'urbanisation et consultation des services responsables (APC, DUCH, etc....).

On a deux types d'accroissement :

- Accroissement en surface, qui est l'augmentation du nombre d'abonnés raccordés au départ.
- Accroissement en profondeur, qui est l'augmentation de la puissance appelée par chaque abonné suite à une augmentation de la charge (l'introduction du matériel électroménager).

En général, on adapte l'approche suivante :

- Un taux constant appliqué chaque année à la charge existante.
- La charge liée à l'apparition de nouveaux clients est partagée en trois tranches à mettre en service chaque année, on vérifiera que le taux moyen annuel sur l'ensemble de la période est acceptable.

En général, l'évolution de la charge réalisée sur le poste suit une loi exponentielle de la forme :

$$P_n = P_0 (1 + X)^n \quad (\text{IV.7})$$

$$X = (P_n / P_0)^{1/n} \quad (\text{IV.8})$$

P_0 : Puissance à l'année initiale.

P_n : Puissance après n années.

X : Taux d'évolution.

La moyenne des taux d'accroissement des dix postes source est d'environ 4%, c'est la raison pour laquelle on considère cette valeur dans notre étude.

IV.6) Hypothèse de l'étude

Les hypothèses prises en considération dans cette étude sont les suivantes :

Chute de tension admissible état sain :

- 6% pour le réseau MT souterrain.
- 10% pour le réseau MT aérien.

Chute de tension admissible état incident :

- 10% pour le réseau MT souterrain.
- 12% pour le réseau MT aérien.
- Taux d'accroissement : 4% de 2018 à 2022 ; 3% après 2022.
- Facteur de puissance $\cos\phi=0.9$.
- Tension aux jeux de barres MT : 30 kV.

Le fonctionnement du réseau est examiné en situation de pointes été. Les prévisions des charges sont établies sur la base des responsabilités de pointe réalisée en 2018 et tiennent compte des prévisions calculées (accroissement en profondeur et en surface).

Le réseau de base considéré dans l'étude est le réseau de moyenne tension 30 kV.

IV.6.1) Supports utilisés

- Carte schématiques.
- Bases de données GDO mise à jour mai 2018.
- Cartes d'état major de la DR.
- Bilans années 2015-2016-2017.

IV.6.1) données économiques

- Prix unitaire réseau HTA/A /2088 KDA/km.
- Prix unitaire réseau HTA/S /3784 KDA/km.
- Prix cellule HTA : 3628 KDA.

KDA : kilo dinars algérien.

IV.7) présentation du problème objectif de l'étude

Suite à des mesures de sondage de tension et intensité sur le réseau MT de la région DBK, on a constaté que les localités alimentées par ces départs ont plusieurs problèmes telles que :

- La coupure successive de l'électricité.
- Diminution de la tension aux abonnés (manque de tension).

L'objectif de notre étude consiste alors à analyser le réseau MT région DBK et déterminer les endroits les plus perturbés. Pour améliorer la qualité de service, afin de répondre aux besoins appelés par les abonnés, satisfaire les meilleures conditions de desserte et améliorer la qualité de service, nous avons opté pour la solution qui répond le mieux aux critères technico-économiques et qui consiste surtout à :

- Créer un bouclage ;
- Créer des autres départs ;
- Renforcer certaines sections.

IV.8) schéma du réseau à étudier : (voir la carte schématique globale région DBK)

IV.8.1) résultat d'exécution

Après la simulation de ce programme, on remarque des chutes de tension et des pertes joules importantes sur le départ 30 kV MAATKAS :

Tableau IV.7 : Départ 30 kV MAATKAS

POSTE	NATURE	SECTION (MM2)
P52	DP	93,4
P59	MX	93,4
P66	DP	93,4
P120	DP	93,4
P130	DP	34,4
P139	AB	34,4
P169	AB	34,4
P177	AB	34,4
P189	DP	34,4
P190	DP	93,4
P191	DP	93,4
P246	AB	93,4
P275	DP	34,4
P276	DP	34,4
P315	AB	93,4
P316	AB	34,4
P408	DP	34,4
P409	DP	93,4
P410	DP	34,4

P411	DP	34,4
P412	DP	34,4
P413	DP	93,4
P414	DP	34,4
P415	DP	34,4
P416	DP	34,4
P417	DP	34,4
P418	DP	34,4
P419	DP	34,4
P420	DP	34,4
P441	DP	93,4
P442	DP	34,4
P472	AB	34,4
P513	DP	34,4
P514	DP	34,4
P515	DP	34,4
P516	DP	34,4
P517	DP	34,4
P518	DP	34,4
P519	DP	34,4
P520	DP	34,4
P521	DP	34,4
P522	DP	34,4
P551	DP	93,4
P557	DP	34,4
P568	DP	34,4
P569	DP	34,4
P573	DP	34,4
P577	DP	34,4
P578	DP	34,4
P584	DP	34,4
P585	DP	34,4
P586	DP	34,4
P597	DP	34,4
P603	DP	34,4
P604	DP	34,4
P605	DP	34,4
P606	DP	34,4
P636	DP	34,4
P637	DP	34,4
P638	DP	34,4
P639	DP	34,4
P640	DP	34,4

P641	DP	93,4
P642	DP	34,4
P643	DP	34,4
P644	DP	34,4
P645	DP	34,4
P646	DP	34,4
P647	DP	34,4
P649	DP	34,4
P651	AB	93,4
P714	DP	93,4
P737	DP	34,4
P751	DP	34,4
P752	DP	34,4
P753	DP	34,4
P754	DP	34,4
P755	DP	93,4
P756	DP	34,4
P757	DP	34,4
P758	DP	34,4
P759	DP	34,4
P783	DP	34,4
P784	DP	34,4
P785	DP	34,4
P786	DP	34,4
P787	DP	34,4
P788	DP	34,4
P789	DP	34,4
P816	DP	34,4
P869	AB	34,4
P968	AB	34,4
P974	AB	34,4
P979	AB	34,4
P996	DP	93,4
P1001	AB	34,4
P1002	DP	34,4
P1003	DP	34,4
P1012	DP	34,4
P1028	DP	34,4
P1029	DP	34,4
P1062	AB	34,4
P1074	DP	93,4
P1078	DP	34,4
P1079	DP	34,4

P1080	AB	34,4
P1081	DP	34,4
P1090	DP	34,4
P1094	AB	34,4
P1098	DP	34,4
P1112	DP	34,4
P1142	AB	34,4
P1143	AB	34,4
P1198	AB	34,4
P1206	AB	34,4
P1235	DP	34,4
P1245	DP	34,4
P1313	AB	34,4
P1328	AB	93,4
P1338	AB	93,4
P1363	AB	93,4
P1382	DP	34,4
P1384	DP	93,4
P1407	DP	93,4
P1412	AB	34,4
P1431	DP	34,4
P1444	DP	93,4
P1446	DP	34,4
P1461	DP	93,4
P1470	DP	93,4
P1471	DP	93,4
P1477	DP	93,4
P1484	DP	93,4
P1485	AB	93,4
P1486	AB	34,4
P217	DP	34,4
P218	DP	34,4
P225	DP	93,4
P226	DP	93,4
P243	DP	93,4
P359	DP	34,4
P384	DP	34,4
P489	DP	34,4
P493	DP	34,4
P494	DP	34,4
P607	DP	93,4
P608	DP	34,4
P615	AB	34,4

Tableau IV.8 : Calcul de charge

Arc	Courant (A)	Pct (kW)	$\Delta V\%$	ΔP (kW)
C12-E142	250	121.46	0.17	20.30
E854-E94	160	59.32	8.98	15.09
E94-E95	158	82.97	9.29	23.11
E104-E106	141	74.35	10.26	26.06
E109-E110	127	66.82	10.52	4.29
E129-E130	80	42.32	10.89	1.6
J955-J937	32	16.79	11.28	0.13
E316-P225	5	2.38	11.42	0.01
J934-E450	6	4.05	11.47	0.14
E543-P607	5	3.23	11.51	0.01

IV.9) solution proposées

- Création du départ 30 kV zone d’activités DBK pour déchargé et soulagé le départ 30 kV MAATKAS.
- Le départ 30 kV zone d’activités DBK alimente uniquement la zone industrielle DBK.
- Le départ 30 kV zone d’activités DBK est un départ MTS (moyenne tension souterrain).

IV.9.1) Départ 30 kV zone d’activités DBK

- Limite thermique du départ : 198A
- Le courant de pointe : 100A

Schéma normal d’exploitation

- Fermé au PS DBK.
- Ouvert au p 1168 avec départ OUED KSARI.
- Ouvert au p 9 avec départ OUED KSARI.
- Ouvert au p 246 avec départ MAATKAS.
- Ouvert au p 1036 avec départ DBK.

Tableau IV.9 : départ 30 kV zone d’activités DBK

POSTE	NATURE	SECTION (MM2)
P1338	AB	93,3
P574	AB	93,3
P1328	AB	34,4
P246	AB	93,3
P1355	AB	93,3
P1166	DP	93,3
P1456	AB	93,3
P1232	AB	93,3
P1300	AB	93,3

P1167	DP	34,4
P1309	AB	93,3
P142	AB	93,3
P56	AB	93,3
P1201	AB	93,3
P1437	DP	93,3
P1168	AB	93,3
P293	AB	93,3
P1457	AB	93,3
P42	AB	93,3
P1371	AB	34,4
P628	AB	93,3
P1121	AB	93,3
P1068	AB	93,3
P1069	DP	93,3
P1082	DP	93,3
P1083	DP	93,3
P1340	DP	93,3
P828	DP	34,4
P829	DP	93,3
P830	AB	93,3
P1226	DP	93,3
P1345	AB	93,3
P1240	AB	93,3
P1451	AB	93,3
P1249	DP	93,3
P49	DP	93,3
P864	DP	93,3
P368	AB	93,3
P354	DP	93,3
P1036	AB	93,3

Tableau IV.10 : Calcul de charge départ 30 kV MAATKAS après création départ 30kV zone d'activités :

Arc	Courant (A)	Pct (kW)	$\Delta V\%$	ΔP (kW)
C12-E142	230	100	0.10	5.76
E854-E94	160	59.32	6.22	12.20
E94-E95	158	82.97	7.26	23.11
E104-E106	141	74.35	8.23	10.06
E109-E110	127	66.82	8.49	2.50
E129-E130	80	42.32	8.86	1.64
J955-J937	32	16.79	9.25	0.13
E316-P225	5	2.38	9.39	0.01
J934-E450	6	4.05	9.25	0.14
E543-P607	5	3.23	9.49	0.01

IV.10) Conclusion

Nous constatons que avec création de nouveau départ 30 kV zone d'activités DBK, le problème de chute de tension est réglé sur le départ 30 kV MAATKAS et aussi avec ce nouveau départ il ya une possibilité de reprise d'alimentation ; une partie du réseau en cas d'incident (voir carte schématique).

Conclusion générale

L'objectif principal de notre étude est la restructuration du réseau moyenne tension de la région DBK dans le but de faciliter la détection des défauts et d'assurer les conditions nécessaires pour son fonctionnement :

- Des chutes de tension admissibles.
- Les possibilités techniques et pratiques de secours en cas de défaut sur un départ.

Dans notre étude, nous avons utilisé un logiciel nommé « CARAT » prévu pour le calcul électrique des vastes réseaux, ce logiciel ne se limite pas aux calculs des chutes de tension et des puissance mises en jeu, mais aussi ; il nous propose un meilleur schéma d'exploitation que ce soit à l'état sain ou à l'état incident (perturbé).

Tout d'abord pour faire une étude MT il est nécessaire de faire un diagnostic de l'état actuel du réseau collectant les données importantes aux calculs de charge et de chute de tension. Cette étape nous permis d'avoir une meilleure connaissance des problèmes qui touchent ce réseau, tel que la surcharge,....

Nous avons retenus une solution techno économique, Après avoir étudié le comportement du réseau MT de la région DBK dans sa structure actuelle. Nous proposons la restructuration de ce dernier en déchargeant et soulageant le départ 30 kV MAATKAS par la création d'un nouveau départ 30 kV ZONE D'ACTIVITES DBK issu de transformateur n° 2 : 60/30kv DBK. Ce départ est consacré pour la zone industrielle DBK pour le but de ne pas perturbé les abonnés, et aussi pour des raisons économiques, assuré la continuité de service et la qualité de service.

Ce travail nous a permis d'enrichir les connaissances acquises pendant notre formation. Enfin, nous espérons que ce travail fera l'objet d'une réalisation concrète.

Bibliographie

[1] : Condition d'établissement des lignes aériennes en conducteurs nus.

(Document SONELGAZ, juin 2001).

[2] : F.MILSANT. « Transformation, réseaux électriques ».

Edition BERTI, 1993.

[3] : K.FREHANI, M.ADANE, D.AMRENDI. « Restructuration de réseau électrique moyenne tension 30 kV du centre de TIZI-OUZOU ». Mémoire d'ingénieur d'état en réseaux électrotechniques ; UMMTO 1999.

[4] : E.N.M, LA PEROLLIERE, EDF/GDF « lignes aériennes ».

Edition 09-1980.

[5] : Document- ETB- SONELGAZ, juin 2001 « Les Transformateurs de mesures ».

[6] : S.KHEMRI, B.MAOUEL « Dimensionnement, protection numérique et mise en service d'une installation électrique et de son réseau de distribution » Mémoire d'ingénieur d'état en réseaux électrotechniques, UMMTO 2009.

[7] : M.ADIL, A.NAIT DJOUDI « Restructuration du réseau moyenne tension 30 kV de TIGZIRT ». Mémoire d'ingénieur d'état en réseaux électrotechniques, UMMTO 2009.

[8] : JAQUES CLADE « Technique de l'ingénieur D4II ».

D 61, D68, D69. 1990.

[9] : Manuel d'utilisation du programme CARAT (SONELGAZ ,2005).