

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou
Faculté de Génie Electrique et d'Informatique
Département d'Electrotechnique



Mémoire de fin d'études

**en vue de l'obtention du Diplôme
d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique
Option : Réseaux**

Thème

*Alimentation en énergie électrique du pôle
d'excellence sis à Oued Falli
(MT 30 kV)*

Proposé et dirigé par :
Mr M. CHALLAM
M^{me} F.BITAM-MEGHERBI

Présenté par :
M^{me} BOUKHERROUB Farida
M^{me} ILLOURMANE Sadia
M^{me} OUFEROUKH Nacima

Promotion 2013

Remerciements

Au terme de cette étude, nous adressons nos vifs remerciements à Monsieur Mustapha CHALLAM, cadre au niveau de la SDC/DD Tizi-Ouzou (Sonelgaz).

Nos remerciements s'adressent aussi à madame Ferroudja Bitam-Megherbi, Maître de Conférences, classe A au Département d'Electrotechnique pour avoir accepté de diriger ce travail.

Nous remercions également les membres du jury qui nous feront l'honneur de juger notre modeste travail.

Nos remerciements vont aussi aux enseignants du Département d'Electrotechnique qui ont contribué à notre formation.

Nous remercions également tous ceux et celles qui de près ou de loin ont contribué à l'aboutissement de ce travail.

Dédicaces

En guise de reconnaissance,

*je dédie ce modeste travail à toutes les personnes qui me sont
chères ;*

*à mon très cher époux Aziz qui m'a toujours soutenue et qui ne
cesse de se sacrifier pour notre petite famille*

à mes deux enfants Yasmine et Yacine

à mes chers parents que je ne remerciais jamais assez,

à mes tendres sœurs Aldja , lynda, fouzia

à mes aimables frères Bouzid, Kaci, Mastanabal et Ammar

à mes grands parents

et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à

la réalisation de ce mémoire

SADJA

Dédicaces

En guise de reconnaissance, je dédie ce modeste travail

à toutes les personnes qui me sont chères ;

à la mémoire de mon père,

à cette femme merveilleuse que j'aime tant qui est ma mère,

à mon mari qui est toujours à mes côtés,

à ma très chère fille « TASSADJI »,

à mon frère et sœurs,

à la nourrice de ma fille qui m'a toujours soutenu

à mes collègues dans ce travail

***à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation
de ce travail.***

FARJDA

Dédicaces

***En guise de reconnaissance, je dédie ce
modeste travail à toutes les personnes qui
me sont chères : à mes très chères parents,
mes beaux parents, à mon mari « Hocine »
qui est toujours à mes cotes, à mes
frères : Mouhand ,Mhemed, Larbi et leurs
petites familles .***

***A mes
soeurs :Karima,Djoudjou ,saida,Naima, et
leurs petites familles,***

***A mes beaux frères, mes belles sœurs, et
leurs petites familles, à mes collègues dans
ce travail, à ma chère copine « Nadia », à tous
ceux qui ont contribués de près ou de loin à
la réalisation de ce travail.***

Nassima

SOMMAIRE

Introduction générale	01
CHAPITRE I : Généralités sur les réseaux électriques.	
Introduction	
I.1. Production de l'énergie électrique.....	02
I.1.a. Centrale hydraulique.....	03
I.1.b. Centrale thermique	03
I.1.c. Centrale nucléaire.....	04
I.1.d. Centrale à énergie renouvelable.....	05
I.2. Organisation des réseaux électriques.....	05
I.2.1. Différents types de réseaux.....	06
I.2.1.a. Le réseau de transport.....	06
I.2.1.b. Le réseau de répartition.....	07
I.2.1.c. Le réseau de distribution.....	07
I.2.1.c.1. Réseau de distribution à moyenne tension.....	07
I.2.1.c.2. Réseau de distribution à basse tension.....	07
I.2.2. Différentes structures de réseaux.....	07
I.2.2.1. Structure maillée.....	08
I.2.2.2. Structure bouclée.....	08
I.2.2.3. Structure radiale.....	08
I.2.2.4. Structure à artère source.....	08
I.2.2.5. Structure en épi.....	09
I.2.2.6. Structure en fuseau.....	10
I.2.2.7. Structure en double dérivation.....	10
I.3. Les postes électriques.....	10
I.3.1. Types de postes électriques.....	11
I.3.1.1. Selon les fonctions assurées.....	11
I.3.1.1.a. Postes de distribution publique (DP).....	11
I.3.1.1.b. Postes de livraison.....	11
I.3.1.1.c. Postes mixtes.....	11
I.3.1.2. Selon les puissances transmises.....	11
I.3.1.2.a. Poste HTB/HTA.....	11
I.3.1.2.b. Poste HTA/HTA.....	13
I.3.1.2.c. Poste HTA/BT.....	14
I.4. Equipements en lignes et câbles	14
I.4.1. Câbles souterrains.....	14
I.4.1.1. Câbles sans plomb isolés au papier imprégné.....	14
I.4.1.2. Câbles à isolation synthétique.....	15
I.4.2. Lignes aériennes.....	15
I.4.2.1. Lignes de distribution BT.....	15
I.4.2.2. Lignes de distribution HTA.....	15
I.4.2.3. Lignes de distribution HTB.....	15
I.4.2.4. Lignes de distribution HTA.....	16
I.4.3. Eléments constituant les lignes aériennes.....	16
I.4.3.1. Les conducteurs.....	16
I.4.3.2. Les câbles de garde	16
I.4.3.3. Les isolateurs.....	17
I.4.3.4. Les supports.....	17
I.4.3.5. Les armements	17

Chapitre II : Défaits et protections

Introduction	
II.1) Défaits électriques.....	18
II.1.1) Définition d'un défaut.....	18
II.1.2) Caractère de défaut.....	18
II.1.2.a) Emplacement des défauts	19
II.1.2.b) Durée des défauts.....	19
II.1.3) Différents types de défauts.....	19
II.1.3.1) Surintensités.....	19
II.1.3.2) Surtensions	20
II.1.3.3) Les déséquilibres.....	20
II.1.4) Classification des défauts.....	20
II.1.4.1) Leur durée.....	20
II.1.4.2) Leur origine.....	20
II.1.4.3) Leur nature.....	21
II.1.4.4) Leur localisation.....	21
II.1.5) Conséquences des défauts.....	21
II.1.5.1) Le fonctionnement des réseaux.....	21
II.1.5.2) La tenue du matériel.....	21
II.1.5.3) Les chutes de tension.....	21
II.1.5.4) L'explosion de disjoncteurs.....	21
II.1.5.5) Les circuits de télécommunications.....	22
II.1.5.6) La sécurité des personnes.....	22
II.1.6) Etude des courants de court-circuit.....	22
II.1.6.1) Intensité des courants de court-circuit.....	22
II.1.6.2) Les composantes symétriques.....	22
II.1.6.3) Définition des composantes symétriques	22
II.1.6.4) Décomposition d'un système triphasé quelconque formé de trois vecteurs I_1, I_2, I_3	24
II.1.6.5) Expression des composantes symétriques.....	24
II.1.6.6) Principe de l'impédance des composantes.....	24
II.1.7) Analyse de défaut.....	25
II.1.7.1) Court circuit monophasé.....	25
II.1.7.2) Court circuit biphasé sans contact avec la terre.....	26
II.1.7.3) Court circuit biphasé ayant contact avec la terre.....	28
II.1.7.4) Coupure sur une phase.....	29
II.2) Protection des réseaux MT.....	31
II.2.1) Objectifs du système de protection.....	31
II.2.2) Qualités principales d'un système de protection.....	31
II.2.2.1) Rapidité.....	31
II.2.2.2) Sensibilité.....	31
II.2.2.3) Fiabilité.....	31
II.2.2.4) Sélectivité.....	32
II.2.3) Protection des transformateurs HT/MT.....	32
II.2.4) Protection des départs MT des postes HT/MT.....	33
II.2.5) Protection de jeu de barre.....	34
II.2.6) Ré enclenchement automatique.....	34
II.2.7) Protection des lignes.....	35
II.2.8) Appareil de protection.....	35
II.2.8.1) Disjoncteur.....	35

II.2.8.2) Les sectionneurs	36
II.2.8.3) Les relais.....	36
II.2.8.4) Les parafoudres.....	36
II.2.8.5) Les interrupteurs.....	37
II.2.8.6) Coupes circuits à fusible.....	37
II.2.9) Les régimes du neutre des réseaux MT	37

Chapitre III : Méthodes de calcul des chutes de tension

Introduction

III.1 Méthode générale (théorie des quadripôles)	39
III.1.1 Ligne à constantes réparties.....	39
III.1.2 Approximation de la ligne par des impédances localisées	41
III.1.2.1 Schéma en Π	41
III.1.2.2 Schéma en T.....	43
III.1.2.3.Cas des lignes de longueurs inférieures à 20 Km (très courtes)	44
III.1.2.4Expression de la chute de tension.....	45
III.1.2.5Chute de tension en phase et en quadrature	46
III.1.3 Cas des câbles souterrains	47
III.2 Méthode de séparation de puissance active et réactive	49
III.2.1 Méthode par approximation successive	50
III.2.2. Formules directes	52
III.2.3 Méthode simplifiée	53
III.3.Méthode des moments électriques.....	54
III.3.1 Chute de tension absolue	54
III.3.2 Expression de la chute de tension relative	54

Chapitre IV : Application

IV.1 Méthodologie d'une étude.....	56
------------------------------------	----

Introduction

IV.1.1Données	56
IV.1.1.1 Données brutes	56
IV.1.1.2 Hypothèse de calcul	58
IV.2. Présentation du site	59
IV.2.1.Consistance	60
IV.2.2. Situation	60
IV.2.3. Parcellaire juridique	61
IV.2.4. Servitudes existantes.....	62
IV.2.5 Aménagement.....	63
IV.3 Document de l'étude	66
IV.3.1. Base de données	66
IV.3.2 Évolution de la charge	79
IV.3.3 Étude de l'état sain	80
IV.3.4 État incident	81

Conclusion



**INTRODUCTION
GENERALE**

Un réseau électrique, c'est d'abord un certain nombre de fonctions et de comportements d'ensemble, qu'il faut définir, mettre en œuvre, maîtriser grâce à une conception et une exploitation convenable. Ce sont ensuite des ouvrages et des matériels (lignes aériennes et souterraines, postes, câbles, appareillage, transformateurs, parafoudre...etc.) qui, assemblés, forment le réseau physique ; ouvrages et matériels dont la qualité conditionne très largement celle du réseau, donc celle de la desserte en électricité de ses clients.

Dans notre pays, la mission délicate qui est celle de la conception, la gestion et le développement des réseaux électriques est confiée à la Société de Distribution de l'Électricité et du Gaz du Centre connue sous l'acronyme de la SDC. Le projet qui nous a été confié par la SDC/ DD Tizi Ouzou est l'alimentation en énergie électrique du pôle d'excellence de Oued Falli.

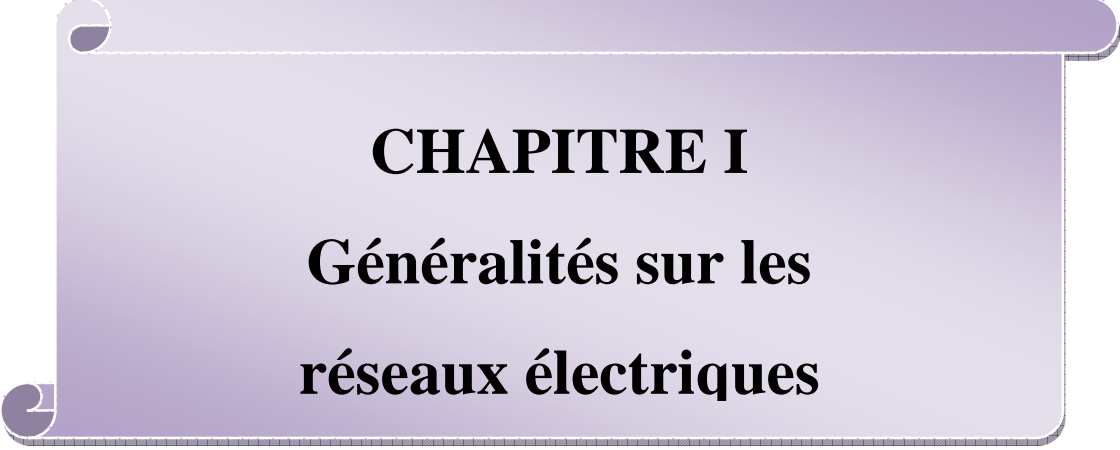
Notre mémoire est structuré en quatre chapitres. Après une introduction générale, le premier chapitre est consacré aux généralités sur les réseaux électriques.

Le deuxième chapitre est dédié à l'étude des défauts et des protections.

Dans le troisième chapitre nous donnons des notions sur le calcul des chutes de tension dans un réseau électrique.

Le chapitre quatre est réservé à notre application. Nous y donnons d'abord une présentation du projet à réaliser puis une description de la méthodologie d'étude d'une alimentation en énergie électrique. Nous donnons à la fin de ce chapitre les différents résultats du dimensionnement de l'alimentation.

Nous terminons le mémoire par une conclusion générale.



CHAPITRE I
Généralités sur les
réseaux électriques

INTRODUCTION

L'énergie électrique est produite en des sites particuliers liés à la nature de l'équipement de production :

- ✓ montagnes pour l'énergie d'origine hydroélectrique ;
- ✓ bord de Fleuves pour les installations hydroélectriques ou nucléaires ;
- ✓ bord de mer pour les installations nucléaires et les usines marémotrices ;
- ✓ bassins houillers pour les centrales thermiques.

L'énergie électrique est utilisée dans des centres de consommation disposés de manière diffuse en des lieux souvent éloignés des lieux de production :

- ✓ agglomérations urbaines ;
- ✓ concentrations industrielles ;
- ✓ sidérurgie et métallurgie ;
- ✓ chemin de fer.

Il est donc nécessaire de transférer l'énergie électrique des lieux de production vers tout point où cette énergie est demandée et c'est le rôle du réseau électrique qui est donc constitué des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis la centrale de génération jusqu'aux maisons les plus éloignées .

I.1. PRODUCTION DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE :

Les réseaux électriques prennent naissance dans des usines de production qu'on appelle centrales électriques et dont on distingue trois principaux types :

- a) Les centrales hydrauliques ;
- b) Les centrales thermiques ;
- c) Les centrales nucléaires.

Bien qu'on commence à exploiter le vent, les marées et l'énergie rayonnante du soleil, tout semble indiquer qu'au niveau mondial nous continuerons à exploiter les ressources fossiles (charbon, gaz naturel) et nucléaires.

I.1.a. CENTRALES HYDRAULIQUES [1]

Les centrales hydro-électriques (figure I.1) convertissent l'énergie de l'eau en mouvement en énergie électrique. Ces centrales sont construites aux bords des rivières ou bien aux pieds des barrages. L'eau en chute ou bien ramenée dans des conduites forcées fait tourner des turbines (turbine KAPLAN, turbine PELTON) qui entraînent des alternateurs dans lesquels l'énergie mécanique est transformée en énergie électrique.

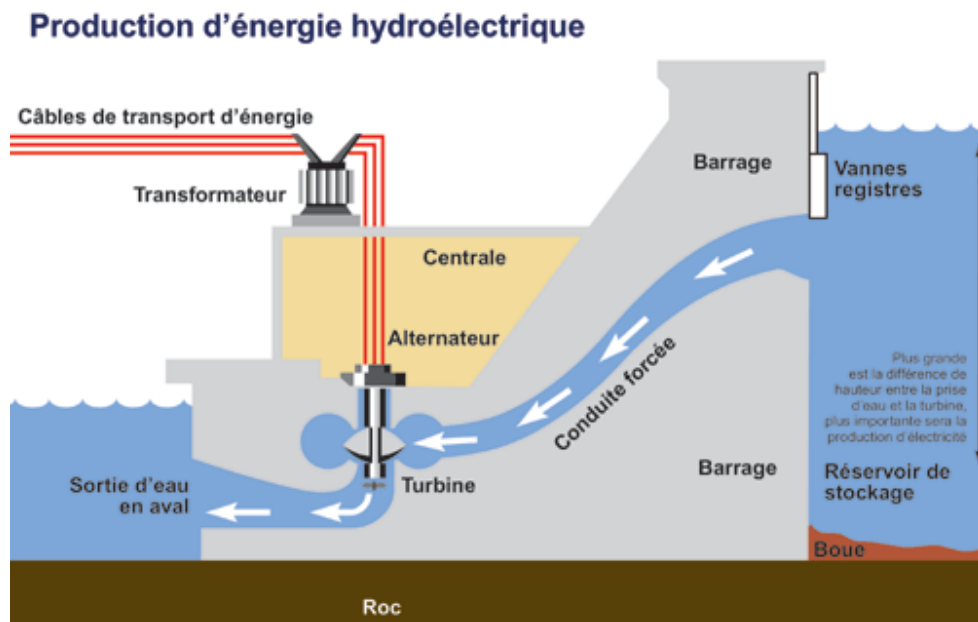


Figure I.1. Schéma de principe d'une centrale hydroélectrique. [10]

I.1 .b. CENTRALES THERMIQUES [1]

Les centrales thermiques (figure I.2) produisent l'électricité à partir de la chaleur qui se dégage de la combustion du charbon, mazout ou du gaz naturel dans une chaudière vaporisant ainsi de l'eau. Cette vapeur d'eau est alors transportée sous haute pression et sous haute température vers une turbine. Sous la pression, les palettes de la turbine se mettent à tourner ; l'énergie thermique est donc transformée en énergie mécanique. Celle ci sera, par la suite, transformée à son tour en énergie électrique via un alternateur. A la sortie de la turbine, la vapeur est retransformée en eau (condensation) au contact de parois froides pour être renvoyée dans la chaudière où le cycle recommence.

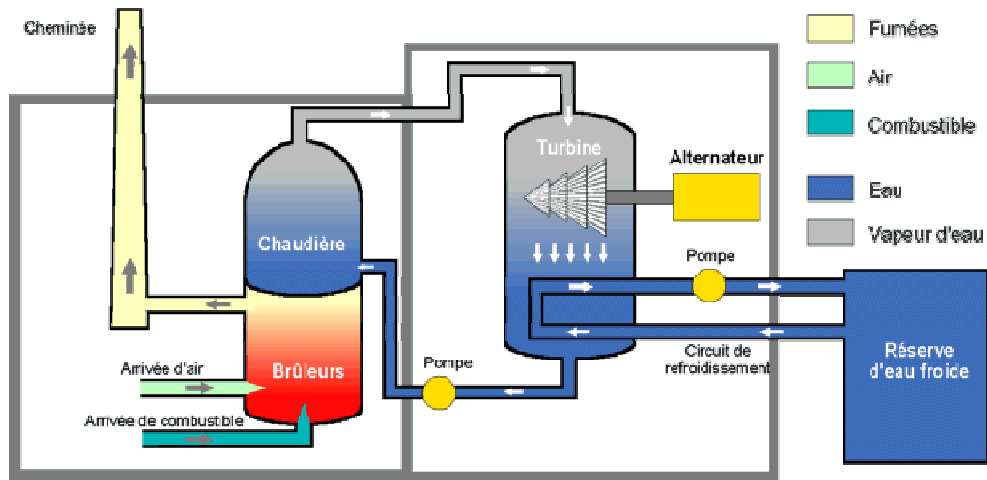


Figure I.2. Schéma de principe d'une centrale thermique. [10]

I.1.c. CENTRALES NUCLÉAIRES [1]

Les centrales nucléaires (figure I.3) produisent l'électricité à partir de la chaleur libérée par une réaction nucléaire.

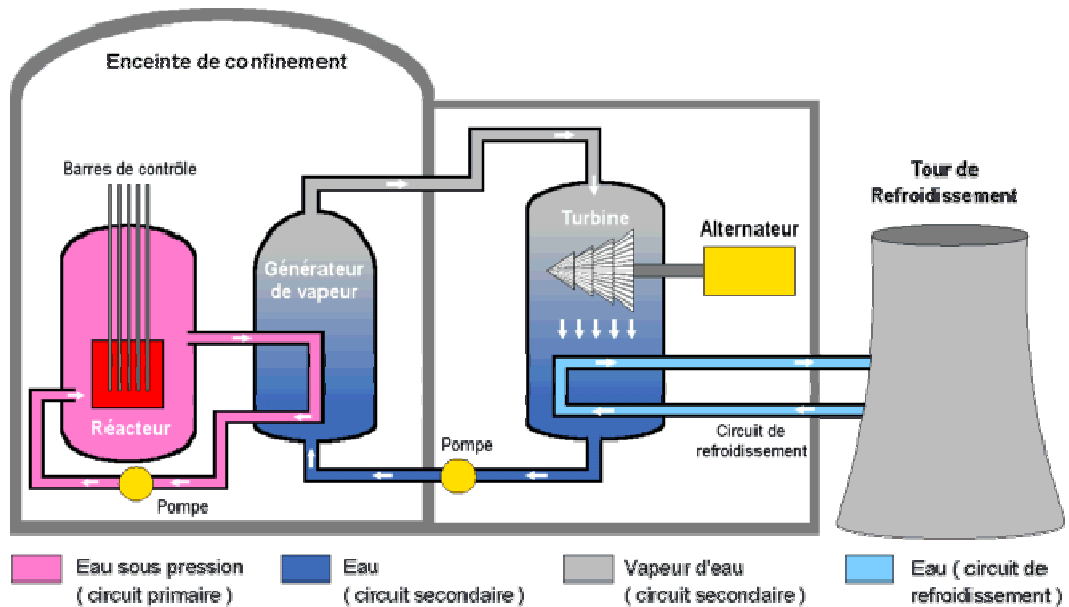


Figure I.3. Schéma de principe d'une centrale nucléaire. [10]

Donc, une centrale nucléaire est identique à une centrale thermique, sauf que la chaudière brûlant le combustible fossile est remplacée par un réacteur contenant le combustible nucléaire en fission. En fait, la différence est que cette source de chaleur nécessite impérativement une isolation totale du milieu extérieur (confinement) pour éviter un contact entre le circuit primaire et le circuit secondaire, qui contaminerait toute la centrale en éléments radioactifs. Et l'on doit encore prévoir un système de refroidissement, ce qui nécessite un emplacement près d'un cours d'eau ou la construction d'une tour de refroidissement.

I.1.d. CENTRALE A ÉNERGIE RENOUVELABLE [11]

CENTRALES SOLAIRES

-les centrales solaires **thermodynamiques** : permettent d'exploiter directement la chaleur rayonnée par le soleil pour **chauffer de l'eau en vapeur** via un fluide caloporteur

-les centrales solaires photovoltaïques : la **génération directe d'électricité** à partir d'un rayonnement lumineux associée aux énormes ressources énergétiques solaires constitue, à long terme, l'un des principes les plus prometteurs de production d'énergie électrique.

➤ **PARCS D'ÉOLIENNES**

La force des vents est utilisée pour faire tourner des turbines éoliennes entraînant des génératrices.

➤ **CENTRALES MARÉMOTRICES**

L'usine marémotrice fonctionne sur le même principe que les moulins à marées. Des turbines actionnant des alternateurs (par les marées) produisent de l'électricité.

I.2. ORGANISATION D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE [1]

Pour que l'énergie électrique soit utilisable, le réseau doit satisfaire les exigences suivantes :

- Assurer au client la puissance dont il a besoin,
- Fournir une tension stable dont les variations n'excèdent pas $\pm 10\%$ pour le réseau aérien et $\pm 6\%$ pour le réseau souterrain, de la tension nominale,
- Fournir une fréquence stable dont les variations n'excèdent pas $\pm 0.1\text{Hz}$,
- Fournir l'énergie à un prix acceptable,

- Maintenir des normes de sécurité rigoureuses,
- Veiller à la protection de l'environnement,

Pour se faire, les réseaux électriques sont organisés de manière à y faciliter l'accès et les manipulations aux planificateurs et gestionnaires de ceux-ci. Le schéma général d'un réseau électrique est illustré sur la figure I.4.

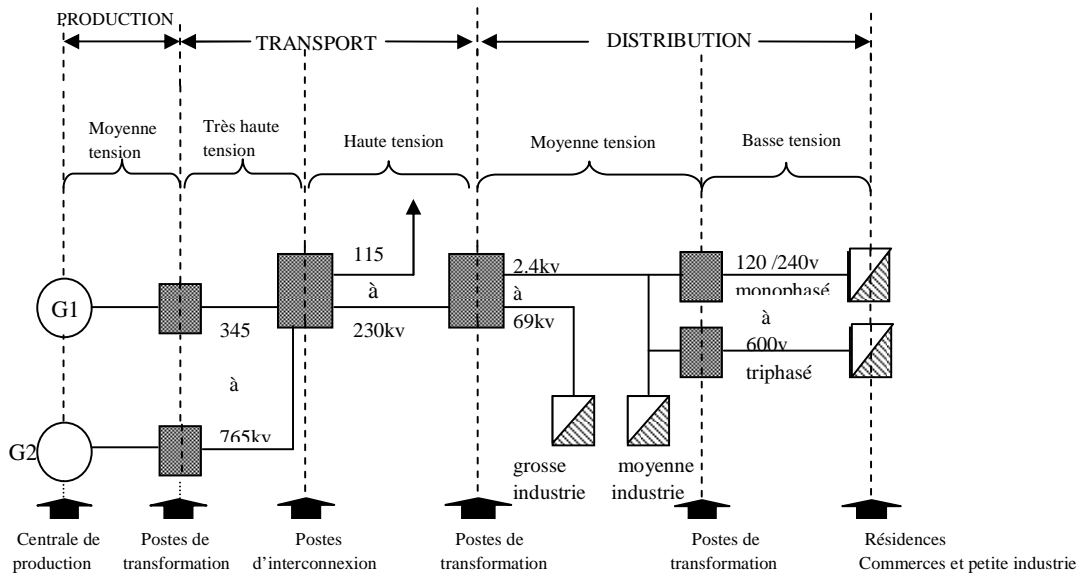


Figure I.4. Organisation des réseaux électriques.

I.2.1. DIFFÉRENTS TYPES DE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES[1]

Les compagnies d'électricité divisent leurs réseaux en trois grandes catégories :

a) LE RÉSEAU DE TRANSPORT (115 kV à 765 kV)

Il comprend les centrales ainsi que les lignes et les postes de transformation issus de celles-ci. Ce réseau est capable de transporter l'énergie électrique sur de grandes distances. Ses fonctions principales sont :

- L'acheminement de l'électricité des centrales de production aux grandes zones de consommation,
- L'interconnexion nationale qui gère la répartition de l'effort en orientant la production en fonction de la répartition géographique et temporelle de la demande,
- L'interconnexion internationale pour gérer des flux d'énergie entre les pays en fonction de la demande et des pics de consommation.

b) LE RÉSEAU DE RÉPARTITION (115 kV À 315 kV)

Il comprend les lignes de transport et les postes de transformation intermédiaires entre le réseau de transport et le réseau de distribution. La finalité de ce réseau est d'acheminer l'énergie électrique du réseau de transport, vers les centres de consommation finale :

- Soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution MT,
- (>10 MV) livré directement en haute tension.

c) LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Il comprend les lignes et les postes de transformation servant à alimenter les clients. Ce réseau est composé de deux parties :

- Le réseau de distribution à moyenne tension (**2.4 kV à 69 kV**),
- Le réseau de distribution à basse tension (**120 V à 600 V**).

c.1) RÉSEAU DE DISTRIBUTION À MOYENNE TENSION (HTA)

Ces réseaux sont alimentés par les postes HTA ou HTB, ils alimentent à leur tour les réseaux HTA, BT. Ils peuvent être souterrains avec une structure à un seul ordre de ligne et exploités en boucle ouverte permettant ainsi la continuité de l'alimentation en cas d'incident ; ou bien aériens à structure arborescente et dont les départ des lignes sont protégés par des disjoncteurs.

c.2) RÉSEAU DE DISTRIBUTION À BASSE TENSION

C'est le réseau qui alimente la clientèle en basse tension (220 V /380 V), il peut être aérien ou souterrain.

I.2.2. DIFFÉRENTES STRUCTURES DES RÉSEAUX [5]

Un réseau national de transport et de distribution se compose d'une multitude de réseaux à HT, à MT et à BT. Chacun des réseaux partiels aura une structure plus ou moins complexe. Les types les plus importants sont : le réseau radial (ou en antenne), le réseau bouclé et le réseau maillé ; des formes mixtes étant possibles. Un facteur qui influence le choix du type de réseau est la densité de la charge (densité des consommateurs), exprimée en MVA/km².

I.2.2.1. STRUCTURE MAILLÉE

Lorsque des lignes sont regroupées pour relier des points très éloignés les uns des autres, les branches des réseaux forment des mailles. Tous les réseaux à HT sont exploités de cette façon pour des raisons technico-économiques et de sécurité. Ce type de réseau offre une très grande fiabilité d’approvisionnement car chaque tronçon de ligne peut être alimenté via différentes voies, ce qui permet d’assurer la continuité de transport même en cas d’un défaut. Cette structure est la plus appropriée pour les réseaux d’interconnexion et de transport, utilisable dans l’aérien et le souterrain.

I.2.2.2. STRUCTURE BOUCLÉE

Lorsque la densité de charge augmente, on tend, surtout dans les réseaux à moyenne tension mais aussi dans les réseaux à basse tension, vers un maillage partiel par la formation de boucles. Tous les accès de la boucle sont alors alimentés par deux lignes, ce qui augmente la sécurité de service. Cette structure est utilisée dans les réseaux aériens.

I.2.2.3. STRUCTURE RADIALE

Le réseau radial est la forme de réseau la plus simple. C’est une structure unifilaire arborescente. Les lignes partent d’un point central (poste de transformation) pour se séparer en plusieurs ramifications à la manière des branches d’un arbre. La sécurité est rudimentaire, puisqu’une avarie sur une ligne et l’ouverture du disjoncteur concerné entraîne une interruption de service pour tous les usagers en aval. Cette structure concerne les réseaux aériens.

Pour cette structure on distingue deux types d’alimentation :

- Alimentation en antenne : Ce type est adopté lorsque les exigences de la continuité d’alimentation sont faibles.
- Alimentation en coupure d’artère : C’est un cas particulier du réseau radial, où il n’existe que la ligne principale sur laquelle les différents postes sont raccordés.

I.2.2.4. STRUCTURE À ARTÈRE SOURCE À SOURCE

Les câbles d’une structure source à source (figure I.5) sont issus de deux sources distinctes. Cette structure est cependant utilisée dans le cas de postes HT/MT où la puissance ne peut pas être

garantie. Cette solution limite la charge à la moitié de la capacité des câbles de distribution. Le secours dans cette structure est assuré par les câbles contigus durant leur première exploitation. Cette structure peut se développer dès que la charge croît vers un cas particulier de la structure en fuseau avec un câble de secours et une liaison par un câble entre les différents points d'ouverture. Ce câble est installé pour éviter la limitation des courants à des seuils très inférieurs aux capacités thermiques des conducteurs. L'utilisation d'un deuxième câble de secours n'est pas justifiée même en cas d'incident affectant simultanément les deux câbles. Le gain en énergie non distribuée qu'il procure est minime par rapport au coût d'un deuxième câble de secours.

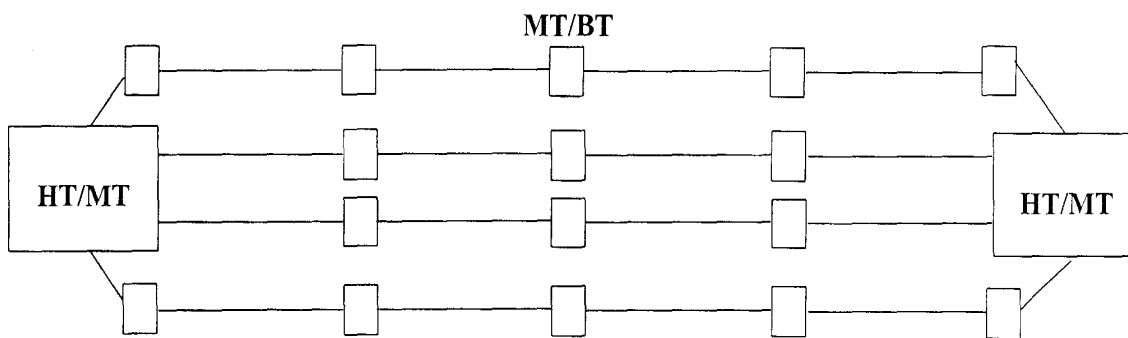


Figure I.5. Structure source à source.

I.2.2.5. STRUCTURE EN ÉPI

Dans la structure en épi (figure I.6), chaque câble de distribution est rabattu à son extrémité au câble de secours. Ce point de connexion est en général un poste de distribution publique alimenté soit par le câble de distribution, soit par le câble de secours. Cette structure permet une meilleure utilisation des câbles.

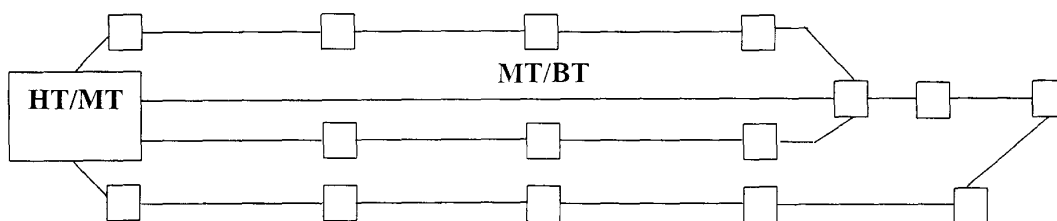


Figure I.6. Structure en épi.

I.2.2.6. STRUCTURE EN FUSEAU

La structure en fuseau (figure I.7) est considérée comme l'aboutissement de l'évolution de la structure en épi pour laquelle tous les câbles de distribution aboutissent à un point unique qui permet le secours. Chacun de ces câbles est appelé à une reprise rapide de service par la diminution des durées d'interruption (Localisation précise du point de reprise).

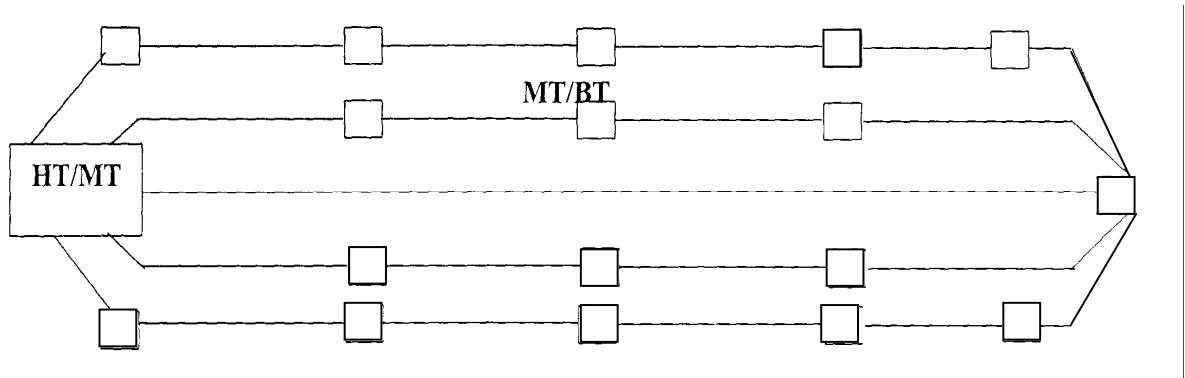


Figure I.7. Structure en fuseau.

I.2.2.7. STRUCTURE EN DOUBLE DÉRIVATION :

Cette structure (figure I.8) permet une grande sécurité d'alimentation et une reprise automatique du service. Cependant, cette structure n'est utilisée qu'en cas de nécessité d'une fiabilité d'alimentation de très haut niveau pouvant justifier son coût élevé.

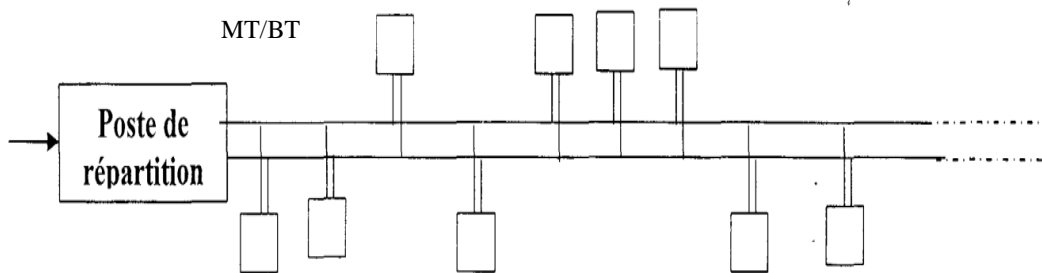


Figure I.8. Structure en double dérivation.

I.3. LES POSTES ÉLECTRIQUES [7]

Un poste électrique est un élément du réseau électrique servant, à la fois, à la transmission et la distribution de l'énergie électrique et à l'interconnexion des réseaux. Il permet d'élever la tension

électrique pour sa transmission, puis l'abaisser en vue de sa consommation par les utilisateurs particuliers ou industriels.

I.3.1. TYPES DE POSTES ÉLECTRIQUES

On peut classer les postes selon deux paramètres :

I.3.1.1. SELON LES FONCTIONS ASSURÉES

Selon les fonctions qu'ils assurent, les postes électriques sont classés en trois types :

a) POSTES DE DISTRIBUTION PUBLIQUE (DP)

Ce sont des postes de transformation appelés à desservir les utilisateurs du réseau de distribution sous la tension de raccordement (la basse tension). On y distingue deux catégories :

- Les postes sur poteau : ce sont des postes de puissance limitée (≤ 160 kVA), alimentés via un réseau HTA.
- Les postes en élévation préfabriqués, maçonnés ou en immeuble : ce sont des postes raccordés via une liaison souterraine ou aéro-souterraine(HTA).

b) POSTES DE LIVRAISON

Ce sont des postes de transformation alimentant des clients dont les puissances installées dépassent 40 kVA.

c) POSTES MIXTES

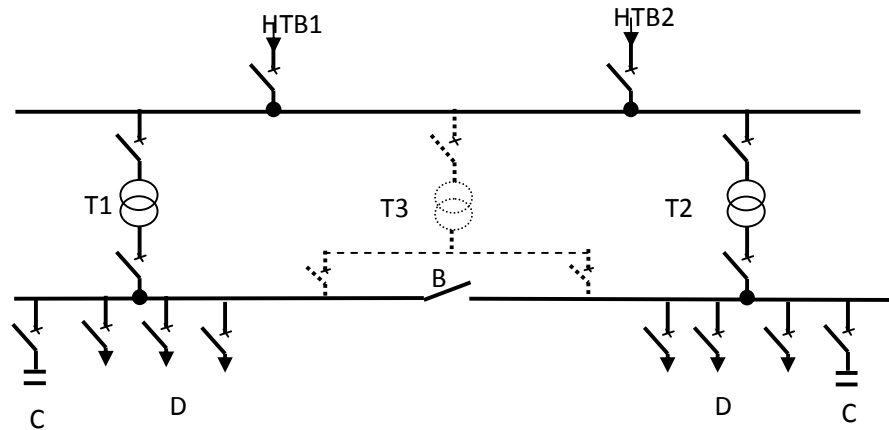
Dans les postes de transformation mixtes, on trouve deux parties, l'une destinée à la distribution publique et l'autre à la livraison.

I.3.1.2. SELON LES PUISSANCES TRANSMISES

a) POSTES HTB/HTA :

Un poste HTB/HTA (figure I.8) est un poste qui se situe entre le réseau de répartition et le réseau de distribution HTA, il assure le passage de la HTB (≥ 60 kV) à la HTA (≥ 10 kV). En phase initiale, ce type de postes est constitué d'un transformateur (T1) alimenté par une ligne HTB (HT1). Avec

l'augmentation des charges à desservir, on peut y adjoindre un deuxième transformateur (T2), puis au stade final, un troisième (parfois plus) transformateur (T3) généralement en double attache.



B	jeu de barres HTA comportant deux demi-rames
C	cellules de condensateurs
D	départs HTA
HTB1,HTB2	arrivées HTB
T1, T2	transformateurs HTB/HTA
T3	troisième transformateur raccordé en double attache

Figure I.8. Schéma d'un poste HTB/HTA

En même temps que le deuxième transformateur, on raccorde généralement une deuxième arriv e HTB (HTB2), dite ligne garantie, opérante en cas de défaut sur la première. Le ou les transformateurs débitent sur un tableau HTA qui forme un jeu de barre compos e de rames. Chaque rame est un ensemble d'une dizaine de cellules environ, organisées en deux demi-rames reliées entre elles par un organe de couplage, en sectionnement de barre.

La demi-rame élémentaire comprend :

- une arriv e de transformateur ;
- plusieurs départs HTA ;
- une cellule de condensateurs (compensation de l'énergie réactive) ;
-  ventuellement, un disjoncteur shunt.

Au fur et à mesure de l'évolution de la charge à desservir et de l'augmentation du nombre de départs HTA que l'on veut créer à partir du poste, on est amené à multiplier le nombre de rames.

Différentes configurations peuvent être retenues pour l'alimentation des rames en régime normal. Par exemple :

- un seul transformateur alimente l'ensemble des rames, le deuxième n'opérant qu'en cas de secours ;
- les alimentations des différentes rames sont réparties sur plusieurs transformateurs de manière prédéterminée (en général, les transformateurs ne sont jamais en parallèle sauf quelques instants pendant une manœuvre de changement de schéma d'exploitation). Le choix de ces configurations dépend de la puissance à desservir au regard de la puissance installée à un moment donné, en recherchant les pertes minimales. Les départs HTA sont regroupés sur les différentes rames en fonction :

- ✓ de leur nature (réseau aérien ou souterrain) afin d'éviter de répercuter sur les réseaux souterrains les perturbations affectant les lignes aériennes les plus exposées ;
- ✓ de leur similitude quand à leur courbe de charge, pour un bon fonctionnement des régleurs en charge.

b) POSTES HTA/HTA :

Un poste HTA/HTA (figure I.10) est un poste qui assure principalement deux fonctions :

- Assurer la démultiplication des départs HTA en aval des postes HTB/HTA. Dans ce cas, le poste ne comporte aucun transformateur. Il est constitué de deux arrivées HTA de 8 à 12 départs HTA.
- Assurer le passage entre deux niveaux HTA. Dans ce cas, le poste comporte des transformateurs. Ce type de poste est utilisé dans les pays qui appliquent deux niveaux successifs de tension sur leur réseau HTA.

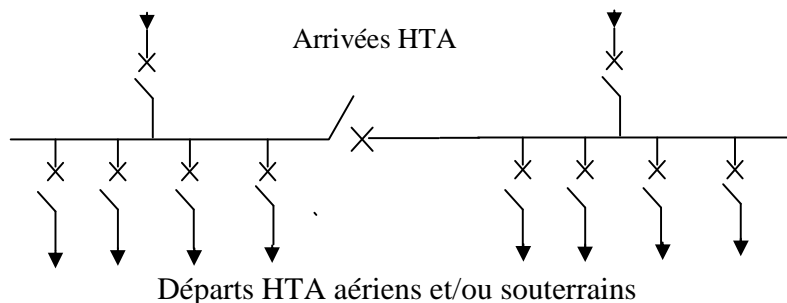


Figure I.10 : Schéma d'un poste HTA/HTA.

c) **POSTES HTA/BT :**

Ils sont l'interface entre les réseaux HTA et BT (figure I.11). Ils ont essentiellement un rôle de transformation HTA/BT auquel peuvent éventuellement être associées une fonction d'exploitation HTA (point de coupure) et une fonction de répartition BT, suivant la charge à desservir.

Selon la zone de l'implantation des postes HTA/BT, on distingue deux types de postes :

- **Poste rural :** qui est un poste raccordé en simple dérivation du fait de la structure radiale arborescente du réseau HTA dans les zones rurales.
- **Postes urbains :** ils sont implantés dans les zones urbaines. Ils sont généralement alimentés par des réseaux souterrains pour lesquels le réseau est bouclé. En cas d'avarie d'un câble, la durée d'interruption sera courte.

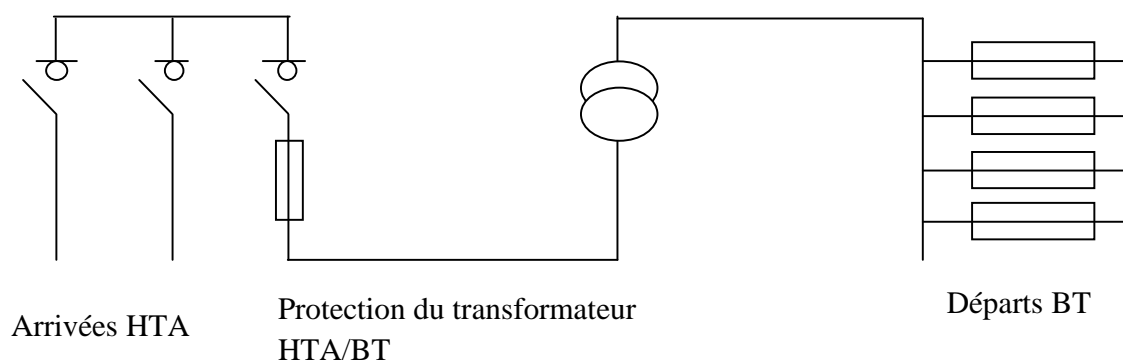


Figure I.11. Schéma d'un poste HTA/BT.

I.4. ÉQUIPEMENTS EN LIGNES ET CÂBLES [8]

I.4.1. CÂBLES SOUTERRAINS

Actuellement, on utilise deux types de câbles sur les réseaux HTA :

- Les câbles sous plomb isolés au papier imprégné unipolaires ou tripolaires pour la réalisation des réseaux proprement dits.
- Les câbles unipolaires à isolation synthétique pour différents cas particuliers.

I.4.1.1. CÂBLES SOUS PLOMB ISOLES AU PAPIER IMPRÉGNÉ

Les premiers câbles à champ radial utilisés furent les câbles unipolaires pour les grosses et faibles sections, les câbles tri plombs tri gaines constitués par trois câbles nécessitaient des accessoires unipolaires.

Lorsque la technique des accessoires fut définitivement mise au point, on leur substituera, tout au moins pour les sections inférieures ou égales à 150 mm^2 , les câbles tripolaires à surface métallisée qui présentent par rapport aux deux précédents l'avantage d'une bonne mise à la terre de leur gaine de plomb non isolée. La nécessité d'installer des câbles unipolaires non armés dans des caniveaux les rend vulnérables et leur pose est onéreuse.

I.4.1.2 CÂBLES A ISOLATION SYNTHETIQUE

Les câbles utilisés actuellement en HTA sont tous de type unipolaire et réservés pour les liaisons courtes. Deux sortes d'isolants peuvent être utilisées :

- Des thermoplastiques tels le polyéthylène (PE) et le polychlorure de vinyle (PCV).
- Des élastomères admettant des températures de fonctionnement élevées (90°) et qui peuvent assurer aux câbles une intensité admissible supérieure.

I.4.2. LIGNES AÉRIENNES

C'est l'ensemble de conducteurs nus ou isolés, fixés en élévation sur des supports (poteaux, pylônes, potelets en façades de bâtiments ou de galeries) au moyen d'isolateurs ou de systèmes de suspension adéquats. Ils peuvent être regroupés en faisceaux torsadés de conducteurs isolés électriquement les uns par rapport aux autres et mécaniquement solidaires.

I.4.2.1. LIGNE DE DISTRIBUTION BT

Ce sont des lignes installées à l'intérieur des édifices (usines et maisons). Les lignes sont habituellement des câbles ou des barres fonctionnant à des tensions inférieures à 600 V.

I.4.2.2. LIGNES DE DISTRIBUTION HTA

Ce sont des lignes qui relient les clients aux postes de transformation principaux de la compagnie de l'électricité. Leur tension est comprise entre 2.4 kV et 69 kV.

I.4.2.3. LIGNES DE TRANSPORT HTB

Ce sont des lignes reliant les postes de transformation principaux aux centrales de génération fonctionnant généralement à des tensions inférieures à 230 kV.

I.4.2.4. LIGNES DE TRANSPORT THT

Ce sont des lignes qui relient les centrales éloignées aux centres de consommation. Ces lignes peuvent atteindre des longueurs allant jusqu'à 1000 km et fonctionnent à des tensions allant jusqu'à 750 kV.

I.4.3. ELEMENTS CONSTITUANT LES LIGNES AÉRIENNES :

I.4.3.1. LES CONDUCTEURS

L'élément principal constituant une ligne aérienne est le conducteur qui tout en assurant une bonne continuité électrique doit supporter sans détérioration ni rupture les contraintes extrêmes auxquelles il est exposé. Un conducteur doit avoir une faible résistivité et une charge de rupture élevée. Les conducteurs utilisés pour le transport de l'énergie électrique sont généralement des conducteurs en cuivre et en aluminium, soit à l'état pratiquement pur, soit sous forme d'alliages. Ils sont de différentes sections (34.4 mm), (54.6 mm), (37.7 mm), (75.5 mm), (148 mm)...etc. Ils sont soit nus soit isolés, mais vu le coût élevé des conducteurs isolés, ils ne sont utilisés que lorsque des conditions locales ou des circonstances particulières démontrent l'intérêt, par exemple :

- Zone givrée.
- Pénétration dans les petites villes.
- Chantier de construction.
- Zone en cours d'urbanisation.

I.4.3.2. LES CÂBLES DE GARDE

Le rôle des câbles de garde est triple sur une ligne aérienne :

- Ils protègent contre les coups de foudre directs.
- Ils diminuent l'induction dans les circuits de télécommunication.
- Ils réalisent l'interconnexion des mises à la terre des supports.

Les câbles de garde sont en général en almelec-acier. Leurs sections doivent être suffisantes pour supporter les échauffements qui sont fonction de l'intensité qui les parcourt au moment d'un court-circuit et de la durée de défaut.

I.4.3.3. LES ISOLATEURS

L'isolateur sert à retenir mécaniquement les conducteurs aux supports et à assurer l'isolement électrique entre ces deux éléments. Il est constitué de deux parties : une partie isolante et des pièces métalliques scellées sur cette partie isolante. Pour la partie isolante seule la céramique et le verre sont justifiés d'un bon comportement en exploitation. La céramique actuellement utilisée en haute tension est obtenue à partir des matières telles que : argile silice ou alumine, quant aux verres utilisés ; ils sont formés à partir de cillices et de soude. L'isolateur est utilisé soit en isolateur rigide (seul), soit en isolateur suspendu (chaîne d'isolateurs).

I.4.3.4. LES SUPPORTS

Ce sont les éléments du réseau permettant de soutenir un conducteur aérien, on peut distinguer deux types de supports : les poteaux et les pylônes. Ils sont implantés dans le sol, le premier type désigne des supports relativement simples de hauteur modérée, utilisée en BT et dans la gamme inférieure de la HTB. Le second type est utilisé pour désigner des structures plus complexes auxquelles on a recours pour les lignes THT.

Les supports doivent avoir une forme et une hauteur adéquates et une résistance mécanique suffisante, pour supporter sans dommage les efforts appliqués sur la ligne dans les différentes conditions climatiques rencontrées.

I.4.3.5. LES ARMEMENTS

C'est la disposition des conducteurs par rapport au support. Il existe plusieurs types d'armements, entre autres : armement en triangle, armement double drapeau, armement nappe, armement en voute, ...etc. Cependant les armements les plus utilisés sont les armements en voute et les armements horizontaux.

CHAPITRE II

Défauts et protections

INTRODUCTION

Les automates de protection sont un élément essentiel de la protection des réseaux d'énergie électrique. Ils assurent la continuité du service et la stabilité, en séparant du réseau, de façon sûre, rapide et sélective, les éléments perturbés. Après élimination du défaut, les éléments du réseau indemnes sont réenclenchés au plus vite. Pour garantir une action immédiate et sélective, les automates de protection travaillent au niveau fonctionnel indépendamment des automates d'exploitation, alors qu'au niveau constructif, vu le progrès de la technique numérique, ils sont de plus en plus intégrés à l'appareillage de commande.

On appelle protection primaire la protection contre les surintensités de courant dans le réseau à basse tension (et en partie à moyenne tension).

On entend par technique secondaire l'appareillage employé pour la protection des réseaux à moyenne, à haute et très haute tension.

La protection forme dans ce cas un système qui comprend tous les appareils nécessaires à la détection, l'élaboration des données, la coupure sélective et l'information.

Un autre but de la technique de protection est d'éviter :

- toute nuisance aux êtres humains et animaux domestiques, nuisance causée par les tensions de contact et les arcs ;
- les avaries des moyens d'exploitation produites par des surtensions ou des courants excessifs.

II.1. DEFAUTS ELECTRIQUES[10]

II.1.1. DEFINITION D'UN DEFAUT

On appelle un défaut, toute perturbation qui engendre des modifications dans le fonctionnement normal d'un réseau électrique, et pouvant dans certains cas conduire à un effondrement électrique de celui-ci et la mise en danger de son environnement.

II.1.2. CARACTÈRE D'UN DÉFAUT

On classe les défauts ayant lieu dans les réseaux moyenne tension selon :

- Leur emplacement.
- Leur durée.

II.1.2.a. EMBLACEMENT DES DEFAUTS

Les défauts affectant les réseaux électriques peuvent avoir deux emplacements :

- Les défauts affectant la partie HTA des postes HT/HTA en amont des disjoncteurs.
- Les défauts affectant en aval les disjoncteurs protégeant les départs HTA, les réseaux proprement dits, c.-à-d. les lignes aériennes et les câbles isolés, qui constituent les antennes principales et dérivations de la partie HTA des postes HTA/BT.

II.1.2.b. LA DURÉE DES DÉFAUTS

Selon la durée de la mise hors tension de la partie défectueuse du réseau, les défauts sont dits :

➤ **Permanents** : Ce sont ceux qui nécessitent, pour disparaître, l'intervention du personnel d'exploitation, car ils exigent la réparation du réseau. Ils sont dus soit à la rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne ou bien à la détérioration d'un câble souterrain.

➤ **Momentanés** : Ce sont ceux qui disparaissent d'eux-mêmes au bout d'un temps variable mais relativement restreint. Si leur disparition se produit sans mise hors tension du réseau, ils sont dits « fugitifs », c'est le cas des amorçages. Si leur disparition nécessite la mise hors tension du réseau, ils sont dits « semi-permanents », c'est le cas des contacts de branches et d'oiseaux avec les conducteurs.

II.1.3. DIFFÉRENTS TYPES DE DEFAUTS

II.1.3.1 LES SURINTENSITÉS : Les surintensités sont dues aux :

a- Surcharges :

Elles se produisent lorsque les appareils installés sont trop puissants pour les lignes d'alimentation ou quand le travail demandé aux machines est exagéré, ce qui conduit à un courant de surcharge maintenu et ce dernier peut provoquer un échauffement anormal pouvant entraîner la détérioration des installations.

b- Court-circuits :

Un court-circuit est un contact accidentel entre deux ou plusieurs conducteurs portés à des potentiels différents sans l'interposition d'une impédance convenable. Ils sont dus à un contact accidentel entre phases ou entre phase et terre, à un défaut d'isolement ou à une fausse manœuvre. Par conséquent, l'intensité augmente et peut atteindre des valeurs très élevées d'où le risque d'accident.

II.1.3.2. LES SURTENSIONS : On appelle surtension toute tension entre un conducteur de phase et terre ou entre deux conducteurs de phases, dont la valeur maximale dépasse la valeur de crête correspondant à la tension la plus élevée pour le matériel. Les surtensions sont dangereuses dans les réseaux, car elles soumettent les isolants à des contraintes qui risquent de les détériorer.

II.1.3.3. LES DESEQUILIBRE : Il y a déséquilibre sur un réseau triphasé lorsque les valeurs de la tension ou du courant sur les trois phases sont différentes. Généralement, il est limité au réseau BT à cause des clients alimentés en deux fils. Ce déséquilibre crée un champ inverse au niveau de l'alternateur, ce qui nécessite de surveiller le déséquilibre à cause du couple freinant qu'il peut engendrer.

II.1.4. CLASSIFICATION DES DÉFAUTS [1]

II.1.4.1. LEUR DURÉE

Court-circuits fugitifs : Les court-circuits fugitifs nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).

Court-circuits permanents : Ces court-circuits provoquent un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la localisation du défaut et la remise en service de la partie saine.

Court-circuits semi-permanents : Ces court-circuits exigent pour disparaître une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention du personnel d'exploitation.

II.1.4.2. ORIGINE DES COURT-CIRCUITS

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

II.1.4.3. NATURE : D'après l'ordre de la fréquence on distingue quatre types de court-circuits :

- Monophasé : une phase, un neutre et la terre reliés ensemble (75% des cas).
- Biphasé : deux phases sont raccordées ensemble (15% des cas).
- Biphasé-terre : deux phases et la terre sont reliées ensemble (5% des cas).
- Triphasé : trois phases sont reliées ensemble (5% des cas).

II.1.4.4. LEUR LOCALISATION : Interne ou externe à une machine, sur une ligne aérienne ou souterraine.

II.1.5. CONSEQUENCES DES DEFAUTS

Les court-circuits ont des effets néfastes sur :

II.1.5.1. LE FONCTIONNEMENT DES RÉSEAUX : Les court-circuits, surtout lorsqu'ils sont polyphasés et proches des centrales, entraînent une diminution du couple résistant des machines, donc, une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur. Si les court-circuits ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la perte de stabilité des groupes générateurs et à des fonctionnements hors synchronisme du matériel.

Les court-circuits provoquent des surintensités violentes qui amènent deux types de contraintes :

- Des contraintes thermiques dues au dégagement de chaleur par effet Joule dans les conducteurs.
- Des contraintes mécaniques dues aux contraintes électrodynamiques.
- De plus, l'arc électrique consécutif à un court-circuit met en jeu un important dégagement local d'énergie pouvant provoquer des dégâts importants au matériel et pouvant même être dangereux pour le personnel travaillant à proximité.

II.1.5.3. LES CHUTES DE TENSION : Les courants de court-circuit provoquent de brusques variations de tension, non seulement sur la mauvaise ligne, mais, aussi sur les lignes adjacentes.

II.1.5.4. L'EXPLOSION DE DISJONCTEURS : La valeur importante atteinte par les courants de court-circuit peut provoquer l'explosion des disjoncteurs particulièrement s'ils sont d'un type ancien et placés sur les postes MT alimentés par des transformateurs HT/MT de grande puissance.

II.1.5.5. LES CIRCUITS DE TELECOMMUNICATION : La présence d'un court-circuit dissymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie et la terre entraîne la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule vers la terre par les points neutres du réseau. Une tension induite, longitudinale, proportionnelle à ce courant apparaît sur les lignes de télécommunication qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie ; Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunication.

II.1.5.6. LA SECURITE DES PERSONNES : La mise sous tension accidentelle des masses, les élévations de potentiel liées à l'écoulement des courants de défauts à la terre et les conducteurs tombés à la terre, sont autant de situations pouvant présenter des risques pour la sécurité des personnes.

II.1.6. ÉTUDE DES COURANTS DE COURT-CIRCUITS

II.1.6.1. INTENSITÉS DES COURANTS DE COURT-CIRCUIT : L'intensité d'un courant de court-circuit dans un réseau monophasé se définit simplement par application de la loi d'ohm :

$$|I| = \frac{|V|}{|Z|} \quad (\text{II.1})$$

V : étant la tension de la source.

Z : représente l'impédance totale du circuit y compris celle du défaut.

L'intensité I d'un courant de court-circuit dans un réseau triphasé se définit par phase à partir de la tension simple du réseau et de l'impédance correspondante par phase.

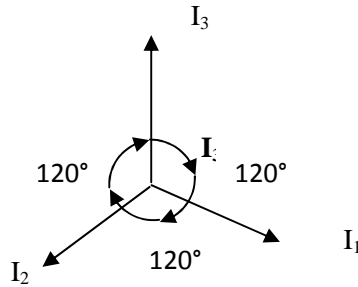
II.1.6.2) LES COMPOSANTES SYMÉTRIQUES : le calcul des courants de court-circuit nécessite le recours aux composantes symétriques, sauf pour le cas d'un défaut triphasé symétrique, qui n'introduit aucun déséquilibre entre les phases du réseau.

II.1.6.3) DEFINITION DES COMPOSANTES SYMETRIQUES

On considère le système triphasé sinusoïdal équilibré suivant :

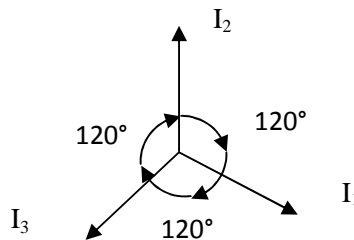
a) Système direct :

$$\left. \begin{aligned} I_1 &= I\sqrt{2}\cos\omega t \\ I_2 &= I\sqrt{2}\cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ I_3 &= I\sqrt{2}\cos\left(\omega t + \frac{4\pi}{3}\right) \end{aligned} \right\} \quad (\text{II.2})$$



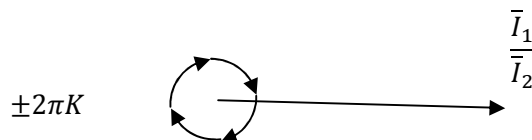
b) Système inverse :

$$\left. \begin{aligned} I_1 &= I\sqrt{2}\cos\omega t \\ I_2 &= I\sqrt{2}\cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \\ I_3 &= I\sqrt{2}\cos\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \end{aligned} \right\} \quad (\text{II.3})$$



Système homopolaire :

$$\left. \begin{aligned} I_1 &= I\sqrt{2}\cos\omega t \\ I_2 &= I\sqrt{2}\cos\omega t \\ I_3 &= I\sqrt{2}\cos\omega t \end{aligned} \right\} \quad (\text{II.4})$$



II.1.6.4) DECOMPOSITION D'UN SYSTEME TRIPHASE QUELCONQUE FORME DE TROIS VECTEURS $\bar{I}_1, \bar{I}_2 ; \bar{I}_3$:

Par définition, le vecteur de chaque phase est la somme de trois vecteurs appartenant chacun à l'un des systèmes direct, inverse et homopolaire.

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_o \end{cases} \quad (\text{II.5})$$

II.1.6.5) EXPRESSION DES COMPOSANTES SYMETRIQUES

$$\begin{cases} \bar{I}_o = \frac{1}{3}(\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3) \\ \bar{I}_d = \frac{1}{3}(\bar{I}_1 + a \bar{I}_2 + a^2 \bar{I}_3) \\ \bar{I}_i = \frac{1}{3}(\bar{I}_1 + a^2 \bar{I}_2 + a \bar{I}_3) \end{cases} \quad (\text{II.6})$$

Avec $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$: operateur de rotation, appliqué à un vecteur le fait tourner d'un angle de $\frac{2\pi}{3}$ dans le sens trigonométrique.

II.1.6.6) PRINCIPE DE L'IMPEDANCE DES COMPOSANTES

Un réseau triphasé en régime déséquilibré peut être décrit par trois systèmes d'équations indépendants, correspondants au système direct, inverse et homopolaire.

$$\begin{aligned} \bar{U}_d &= \bar{E}_d - \bar{Z}_d \bar{I}_d \\ \bar{U}_i &= \bar{E}_i - \bar{Z}_i \bar{I}_i \\ \bar{U}_o &= \bar{E}_o - \bar{Z}_o \bar{I}_o \end{aligned} \quad (\text{II.7})$$

Les trois grandeurs \bar{Z}_d, \bar{Z}_i et \bar{Z}_o sont les impédances cycliques du circuit, respectivement direct, inverse et homopolaire.

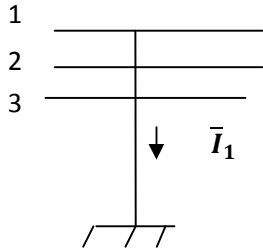
En fonctionnement normal, le système se réduit à la composante directe.

En régime déséquilibré, on simplifie les écritures par simplification du principe de superposition des états, c'est-à-dire :

$$\begin{aligned} \bar{E}_d &= \bar{E}, \quad \bar{E}_i = \bar{E}_o = 0 \\ \begin{cases} \bar{E}_d = \bar{Z}_d \bar{I}_d + \bar{U}_d \\ 0 = \bar{Z}_d \bar{I}_d + \bar{U}_i \\ 0 = \bar{Z}_o \bar{I}_o + \bar{U}_o \end{cases} \end{aligned} \quad (\text{II.8})$$

II.1.7) ANALYSE DU DÉFAUT

II.1.7.1. COURT-CIRCUIT MONOPHASE



$$\begin{cases} \bar{E}_d = \bar{Z}_d \bar{I}_d + \bar{U}_d & \text{(a)} \\ 0 = \bar{Z}_i \bar{I}_i + \bar{U}_i & \text{(b)} \\ 0 = \bar{Z}_o \bar{I}_o + \bar{U}_o & \text{(c)} \end{cases} \quad \text{(II.9)}$$

$$\begin{cases} \bar{U}_1 = 0 & \text{(d)} \\ \bar{I}_2 = 0 & \text{(e)} \\ \bar{I}_3 = 0 & \text{(f)} \end{cases} \quad \text{(10)}$$

(e) et (f) dans l'expression des composantes symétriques :

$$\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_o = \frac{1}{3} \bar{I}_1$$

$$(d) \rightarrow \bar{U}_1 = \bar{U}_d + \bar{U}_i + \bar{U}_o = 0$$

$$\bar{E}_d - \bar{Z}_d \bar{I}_d - \bar{Z}_i \bar{I}_i - \bar{Z}_o \bar{I}_o = 0$$

$$\bar{E}_d = (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o) \bar{I}_d$$

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o}$$

$$\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_o = \frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o}$$

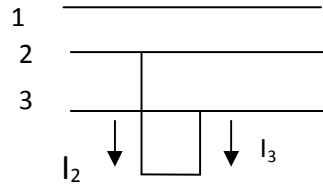
$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o = 3\bar{I}_d = \frac{3\bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \\ \bar{I}_2 = a^2\bar{I}_d + a\bar{I}_i + \bar{I}_o = \bar{I}_d(a^2 + a + 1) = 0 \\ \bar{I}_3 = 0 \end{cases} \quad (\text{II.11})$$

$$\begin{cases} \bar{U}_d = \bar{E}_d - \bar{Z}_d\bar{I}_d = \bar{E}_d - \bar{E}_d \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} = \bar{E}_d \frac{\bar{Z}_i + \bar{Z}_o}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \\ \bar{U}_i = -\bar{Z}_i\bar{I}_i = -\bar{E}_d \frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \\ \bar{U}_o = -\bar{Z}_o\bar{I}_o = -\bar{E}_d \frac{\bar{Z}_o}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \end{cases} \quad (\text{II.12})$$

$$\begin{cases} \bar{U}_1 = \bar{U}_d + \bar{U}_i + \bar{U}_o = 0 \\ \bar{U}_2 = a^2\bar{U}_d + a\bar{U}_i + \bar{U}_o \\ \bar{U}_3 = a\bar{U}_d + a^2\bar{U}_i + \bar{U}_o \end{cases} \quad (\text{II.13})$$

II.1.7.2. COURT-CIRCUIT BIPHASE SANS CONTACT AVEC LA TERRE

$$\begin{cases} \bar{E}_d = \bar{Z}_d\bar{I}_d + \bar{U}_d & (\text{a}) \\ 0 = \bar{Z}_i\bar{I}_i + \bar{U}_i & (\text{b}) \\ 0 = \bar{Z}_o\bar{I}_o + \bar{U}_o & (\text{c}) \end{cases} \quad (\text{II.14})$$



$$\begin{cases} \bar{I}_1 = 0 & (\text{d}) \\ \bar{U}_2 = \bar{U}_3 & (\text{e}) \\ \bar{I}_2 = \bar{I}_3 & (\text{f}) \end{cases} \quad (\text{II.15})$$

$$\bar{I}_o = 0, \bar{U}_o = \bar{Z}_o\bar{I}_o = 0$$

$$U_o = 0$$

$$(\text{d}) \rightarrow \bar{I}_1 = 0 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o$$

$$\bar{I}_d = -\bar{I}_i$$

$$(e) \Rightarrow \bar{U}_2 = \bar{U}_3$$

$$a^2 \bar{U}_d + a \bar{U}_i + \bar{U}_o = a \bar{U}_d + a^2 \bar{U}_i + \bar{U}_o$$

$$(a^2 - a) \bar{U}_d = (a^2 - a) \bar{U}_i \Leftrightarrow \bar{U}_d = \bar{U}_i \dots\dots\dots(g)$$

$$\bar{E}_d - \bar{Z}_d \bar{I}_d = -\bar{Z}_i \bar{I}_i = \bar{Z}_i \bar{I}_d$$

$$\bar{E}_d = \bar{Z}_d \bar{I}_d + \bar{Z}_i \bar{I}_d$$

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

$$\bar{I}_i = -\frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} = -\bar{I}_d$$

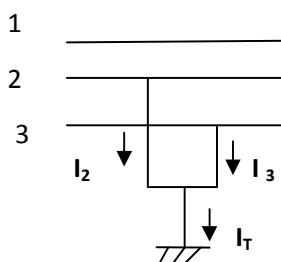
Sachant les composantes des courants, on calcule les courants des phases.

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o = \frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} - \frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} = 0 \\ \bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i = (a^2 - a) \bar{I}_d = -j\sqrt{3} \bar{I}_d = -j \frac{\sqrt{3} \bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \\ \bar{I}_3 = (a^2 - a) \bar{I}_d = j \frac{\sqrt{3} \bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \end{array} \right. \quad (II.16)$$

$$(g) \rightarrow \bar{U}_d = \bar{U}_i = -\bar{Z}_i \bar{I}_i = \bar{E}_d \frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{U}_1 = \bar{U}_d + \bar{U}_i = 2\bar{U}_d = \bar{E}_d \frac{2\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \\ \bar{U}_2 = a^2 \bar{U}_d + a \bar{U}_i = (a^2 + a) \bar{U}_d = -\bar{E}_d \frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \\ \bar{U}_3 = \bar{U}_2 = -\bar{E}_d \frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \end{array} \right. \quad (II.17)$$

II.1.7.3. COURT-CIRCUIT BIPHASE AYANT UN CONTACT AVEC LA TERRE.



$$\begin{cases} \bar{I}_1 = 0 & \text{(a)} \\ \bar{U}_2 = 0 & \text{(b)} \\ \bar{U}_3 = 0 & \text{(c)} \end{cases} \quad \text{(II.18)}$$

Si deux tensions et deux courants sont égaux à zéro, en utilisant l'équation (II.6), on trouve que les composantes des courants ou des tensions sont égales.

$$\begin{cases} \bar{U}_o = \frac{1}{3}(\bar{U}_1 + \bar{U}_2 + \bar{U}_3) = \frac{1}{3}\bar{U}_1 \\ \bar{U}_d = \frac{1}{3}(\bar{U}_1 + a\bar{U}_2 + a^2\bar{U}_3) = \frac{1}{3}\bar{U}_1 \\ \bar{U}_i = \frac{1}{3}(\bar{U}_1 + a^2\bar{U}_2 + a\bar{U}_3) = \frac{1}{3}\bar{U}_1 \end{cases} \quad \text{(II.19)}$$

$$\bar{U}_d = \bar{U}_i = \bar{U}_o = \frac{1}{3}\bar{U}_1$$

$$\text{(a)} \rightarrow I_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o$$

$$\frac{\bar{E}_d - \bar{U}_d}{\bar{Z}_d} - \frac{\bar{U}_i}{\bar{Z}_i} - \frac{\bar{U}_o}{\bar{Z}_o} = 0$$

$$\frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d} = \bar{U}_d \left(\frac{1}{\bar{Z}_d} + \frac{1}{\bar{Z}_i} + \frac{1}{\bar{Z}_o} \right)$$

$$\bar{U}_d = \frac{\frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d}}{\frac{1}{\bar{Z}_d} + \frac{1}{\bar{Z}_i} + \frac{1}{\bar{Z}_o}} = \frac{\bar{E}_d}{1 + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_i} + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_o}}$$

$$\bar{U}_d = \bar{U}_i = \bar{U}_o = \frac{\bar{E}_d}{1 + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_i} + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_o}}$$

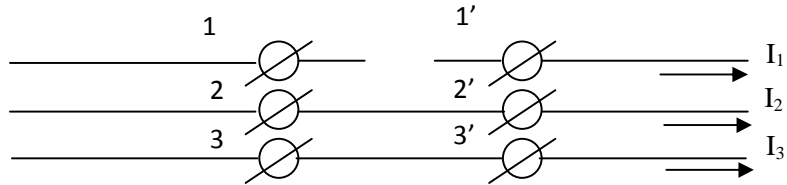
$$\begin{cases} \bar{U}_1 = \bar{U}_d + \bar{U}_i + \bar{U}_o = 3\bar{U}_d = \frac{\bar{E}_d}{1 + \frac{\bar{Z}_d + \bar{Z}_d}{\bar{Z}_i + \bar{Z}_o}} \\ \bar{U}_2 = a^2\bar{U}_d + a\bar{U}_i + \bar{U}_o = \bar{U}_2(a^2 + a + 1) = 0 \\ \bar{U}_3 = 0 \end{cases} \quad (\text{II.20})$$

On calcule les composantes symétriques des courants :

$$\begin{cases} \bar{I}_d = \frac{\bar{E}_d - \bar{U}_d}{\bar{Z}_d} = \left(1 - \frac{1}{1 + \frac{\bar{Z}_d + \bar{Z}_d}{\bar{Z}_i + \bar{Z}_o}} \right) \frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d} \\ \bar{I}_i = -\frac{\bar{U}_i}{\bar{Z}_i} = -\frac{\frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_i}}{1 + \frac{\bar{Z}_d + \bar{Z}_d}{\bar{Z}_i + \bar{Z}_o}} \\ \bar{I}_o = -\frac{\bar{U}_o}{\bar{Z}_o} = -\frac{\frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_i}}{1 + \frac{\bar{Z}_d + \bar{Z}_d}{\bar{Z}_i + \bar{Z}_o}} \end{cases} \quad (\text{II.21})$$

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_2 = a^2\bar{I}_d + a\bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_3 = a\bar{I}_d + a^2\bar{I}_i + \bar{I}_o \end{cases} \quad (\text{II.22})$$

II.1.7.4. COUPURE SUR UNE PHASE



$$\begin{cases} \bar{E}_d = \bar{Z}_d\bar{I}_d + \bar{U}_d & (a) \\ 0 = \bar{Z}_i\bar{I}_i + \bar{U}_i & (b) \\ 0 = \bar{Z}_o\bar{I}_o + \bar{U}_o & (c) \end{cases} \quad (\text{II.23})$$

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = 0 & (d) \\ \bar{U}_{22} = 0 & (e) \\ \bar{U}_{33} = 0 & (f) \end{cases} \quad (\text{II.24})$$

$$\bar{U}_d = \bar{U}_i = \bar{U}_o = \frac{1}{3}\bar{U}_{11}$$

$$(d) \Rightarrow \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o = 0$$

$$\frac{\bar{E}_d - \bar{U}_d}{\bar{Z}_d} - \frac{\bar{U}_i}{\bar{Z}_i} - \frac{\bar{U}_o}{\bar{Z}_o} = 0$$

$$\frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d} = \bar{U}_d \left(\frac{1}{\bar{Z}_d} + \frac{1}{\bar{Z}_i} + \frac{1}{\bar{Z}_o} \right)$$

$$\bar{U}_d = \frac{\bar{E}_d}{1 + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_i} + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_o}} \quad \dots\dots(g)$$

$$\bar{U}_d = \bar{U}_i = \bar{U}_o = \frac{\bar{E}_d}{1 + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_i} + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_o}}$$

$$\begin{cases} \bar{U}_{11} = \bar{U}_d + \bar{U}_o + \bar{U}_i = 3\bar{U}_d = \frac{3\bar{E}_d}{1 + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_i} + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_o}} \\ \bar{U}_{22} = a^2\bar{U}_d + a\bar{U}_i + \bar{U}_o = \bar{U}_d(a^2 + a + 1) = 0 \\ \bar{U}_{33} = 0 \end{cases} \quad (II.25)$$

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{E}_d - \bar{U}_d}{\bar{Z}_d} = \frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d} \left(1 - \frac{1}{1 + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_i} + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_o}} \right) \quad \dots\dots(h)$$

$$\bar{I}_i = -\frac{\bar{U}_i}{\bar{Z}_i} = -\frac{\frac{\bar{E}_d}{1 + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_i} + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_o}}}{\bar{Z}_i} \quad \dots\dots(i)$$

$$\bar{I}_o = -\frac{\bar{U}_o}{\bar{Z}_o} = -\frac{\frac{\bar{E}_d}{1 + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_i} + \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_o}}}{\bar{Z}_o} \quad \dots\dots(j)$$

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_2 = a^2\bar{I}_d + a\bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_3 = a\bar{I}_d + a^2\bar{I}_i + \bar{I}_o \end{cases} \quad (II.26)$$

II.2 PROTECTION DES RESEAUX 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.2.1 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 en énergie électrique.

II.2.2 QUALITÉS PRINCIPALES D'UN SYSTEME DE PROTECTION

II.2.2.1 RAPIDITÉ

Les court-circuits sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement fait partie des performances prioritaires.

Le temps d'élimination des court-circuits comprend deux composantes principales :

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs, avec les disjoncteurs modernes (SF₆ ou à vide), ces derniers sont compris entre 1 et 3 périodes.

II.2.2.2 SENSIBILITÉ

La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de court-circuits entre : le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations parfaitement connu et le courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.

II.2.2.3 FIABILITÉ

Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.

La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de :

- La sûreté : qui est la probabilité de ne pas avoir de défauts de fonctionnement.

- La sécurité : qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.

II.2.2.4 LA 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 nécessaires à la mise hors tension de cet ouvrage et de lui seul. Pour satisfaire cette condition, nous avons les types de protection suivants :

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

II.2.3 PROTECTION DES TRANSFORMATEUR HT/MT :

Le transformateur HT/MT sera en général protégé par deux protections à maximum de courant.

- La 1^{ère}, côté moyenne tension, est une protection contre les surcharges des transformateurs et est placée vis-à-vis des défauts polyphasés sur les lignes MT.

- La 2^{ème}, côté HT, sera une protection à maximum de courant à deux seuils d'intervention :

- Le 1^{er} seuil temporisé vis-à-vis des départs HT/MT, réagit aux défauts dans le transformateur et sur les lignes MT.
- Le 2^{ème}, de type instantané a pour but la protection contre un court-circuit sur le primaire du transformateur et son courant d'intervention est tel qu'il n'est pas sensible aux court-circuits de la tranche MT.

• Protection différentielle :

La protection différentielle est obtenue par la comparaison de la somme des courants primaires à la somme des courants secondaires. Le principe de fonctionnement de la protection est basé sur la comparaison des courants entrants et des courants sortants du transformateur HT/MT en tenant compte du rapport de transformation. Cette protection à une sélectivité absolue et il lui est demandé en plus, d'être très stable vis-à-vis des défauts extérieurs.

- **Protection thermique de la cuve :**

Une protection thermique de la cuve sera prévue. Cette protection devra contrôler la température de l'huile et aura deux seuils : Le premier donnera un signal d'alarme et le second un signal de déclenchement.

- **Protection interne du transformateur :**

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent une certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux. Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve du transformateur et de là vers le conservateur à travers un relais mécanique appelé relais BUCHOLZ. Ce relais est sensible à tout mouvement de gaz ou d'huile. Cette protection sera à deux niveaux pour le transformateur : le premier donnera un signal d'alarme, le second un signal de déclenchement.

- **Protection de la cuve du transformateur :**

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 produit un courant qui sera détecté par les relais. Toutefois d'autres courants peuvent circuler dans la connexion et dans les relais à savoir :

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

II.2.4 PROTECTION DES DEPARTS 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.

Le système de base utilisé est à maximum de courant et temps constant. Ceci est réalisé par deux relais de phase et un relais homopolaire qui assurent le fonctionnement du disjoncteur de départ pour les différents courants de court-circuit.

II.2.5 PROTECTION DE JEU DE BARRE :

Un jeu de barre 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 barre consistent à placer :

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

II.2.6 REENCLÈCHEMENT AUTOMATIQUE

Les défauts dans les réseaux de distribution MT aériens sont du type "défaut fugitif". Ainsi, afin de limiter la durée de coupure de l'énergie électrique des clients au minimum, les différents automates de reprise de service (réenclencheurs) sont installés sur les départs. Sur les départs aériens du réseau de distribution MT issue d'un poste source, on peut trouver un disjoncteur commandé par un dispositif de réenclenchement triphasé avec les cycles rapide et lent. L'instruction d'action de réenclenchement est automatiquement effectuée selon les étapes consécutives ci-dessous :

Cycle rapide : c'est le cycle de déclenchement du réenclenchement triphasé rapide. Après 150 ms du moment de l'apparition du défaut, le disjoncteur est ouvert pour la coupure de l'alimentation du réseau en défaut. La durée de mise hors tension est d'environ 300 ms pour permettre d'éliminer l'ionisation de l'arc électrique. Si le défaut est éliminé après un cycle rapide, il est de type défaut fugitif.

Cycle lent : si le défaut réapparaît après la fermeture du disjoncteur à la fin du cycle rapide, on effectue automatiquement un cycle de déclenchement-réenclenchement triphasé lent. Un deuxième déclenchement a lieu 500 ms après la réapparition du défaut. La durée de coupure est de 15 à 30

secondes. Ce cycle peut être suivi d'un deuxième cycle analogue ; c'est le cas général lorsqu'il est fait usage d'interrupteurs aériens à ouverture dans le creux de tension (IACT). Si le défaut est éliminé après le cycle lent, il est de type défaut semi permanent.

II.2.7 PROTECTION DES LIGNES

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

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

- La protection sélective, permettant le déclenchement du 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.2.8) APPAREILS DE PROTECTION

II.2.8.1) DISJONCTEUR

Selon la définition de la Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I), un disjoncteur à HTA 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 et les conséquences de la foudre.

De par ses caractéristiques, un disjoncteur est l'appareil de protection essentiel des réseaux électriques HTA, car il est le seul capable d'interrompre un courant de court-circuit et donc d'éviter que le matériel soit endommagé par ce court-circuit.

Les différents types de disjoncteurs :

- Le disjoncteur à faible volume d'huile.
- Le disjoncteur magnétique.
- Le disjoncteur à hexafluorure de soufre.

- Le disjoncteur à vide.
- Le disjoncteur pneumatique ou à air comprimé.

II.2.8.2) 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 dysfonctionnement 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 en 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.

Les différents types de sectionneurs :

- Sectionneur unipolaire HTA, pour l'extérieur.
- Sectionneur bipolaire HTA, pour l'extérieur.
- Sectionneur tripolaire HTA, pour l'extérieur.
- Sectionneur rotatif HTB, pour l'extérieur.
- Sectionneur de mise à la terre.

II.2.8.3 RELAIS

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent une ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température ...) et le transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande). Les relais ont donc un rôle de protection et de détection de tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique, tels que les court circuits, les variations de tension ...etc.

II.2.8.4 PARAFONDRES

Ce sont des appareils destinés à limiter les surtensions imposées aux transformateurs ou autres dispositifs, instruments et machines électriques par la foudre et par les manœuvres de commutation des lignes et des transformateurs. La partie supérieure du parafoudre est reliée à un des fils de la ligne à

protéger et la partie inférieure est connectée au sol par une mise à la terre de faible résistance, généralement de moins de 1Ω .

Les différents types de parafoudre

- Parafoudre à expulsion.
- Parafoudre à résistances variables.
- Éclateur simple.

II.2.8.5 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 élevées. Il possède un certain pouvoir de coupure et il peut couper, sous la tension nominale, un courant d'une intensité nominale.

II.2.8.6 COUPES CIRCUITS A FUSIBLE

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

Différents types de coupes circuits à fusible :

- **Coupe circuit à expulsion** : la coupure est établie par soufflage de l'arc.
- **Coupe circuit à fusion en fermée** : on distingue deux types:
 - Coupe-circuit fusion à liquide extincteur.
 - Coupe-circuit fusion en fermée à matière pulvérulente.

II.2.9 LES RÉGIMES DU NEUTRE DES RÉSEAUX MT

Dans un réseau, le régime du neutre joue un rôle très important lors d'un défaut d'isolement ou de mise à la terre accidentelle. Un neutre mis directement à la terre limite fortement les surtensions, par contre, il engendre des courants de défaut très importants. Par ailleurs, un neutre isolé de la terre limite

les courants de défaut à des valeurs réduites, mais favorise l'apparition de surtensions entre ces deux extrêmes ; pour ce problème des solutions sont envisageables à savoir :

- Mise à la terre par résistance ou par (bobine de PETERSON), pour éviter la surtension et réduire les surintensités résultant des défauts monophasés.
- Distribution du neutre mis à la terre au poste source et le long du réseau.

CHAPITRE III

Méthodes de calcul des chutes de tension

INTRODUCTION

Dans un réseau électrique, la charge est en permanente fluctuation (augmentation de la consommation, apparition de nouveaux clients...), cela ce répercute de façon négative sur le niveau de tension qui se met à baisser à cause des chutes générées par l'augmentation du transite réactif. Le calcul de ces chutes se fait par les méthodes suivantes :

III.1 MÉTHODE GÉNÉRALE (THÉORIE DES QUADRIPÔLES)

III.1.1 LIGNE À CONSTANTES RÉPARTIES

On considère le quadripôle suivant de la figure III.1 où V_1 , I_1 , V_2 et I_2 sont les tensions simples et les courants aux extrémités d'une ligne.

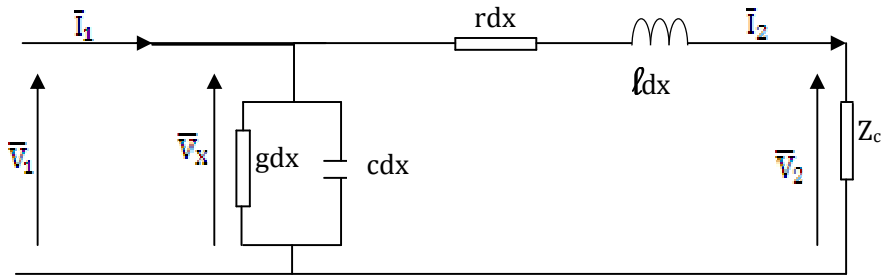


Figure III.1. Schéma équivalent d'un quadripôle

Avec :

r : résistance linéique [Ω/km]

ℓ : inductance linéique [H/km]

c : capacité linéique [F/km]

g : conductance linéique [S/km]

\bar{V}_1 , \bar{I}_1 sont liés à \bar{V}_2 , \bar{I}_2 par les équations linéaires du quadripôle (Figure III.1) :

$$\begin{cases} \bar{V}_1 = \bar{V}_2 \cdot \text{Ch}(\bar{n}l) + \bar{Z}_c \cdot \bar{I}_2 \cdot \text{Sh}(\bar{n} \cdot l) \\ \bar{I}_1 = \frac{\bar{V}_2}{\bar{Z}_c} \cdot \text{Sh}(\bar{n} \cdot l) + \bar{I}_2 \cdot \text{Ch}(\bar{n} \cdot l) \end{cases} \quad (\text{III.1})$$

Inversement, nous avons :

$$\begin{cases} \bar{V}_2 = \bar{V}_1 \cdot \text{Ch}(\bar{n} \cdot l) - \bar{Z}_c \cdot \bar{I}_1 \cdot \text{Sh}(\bar{n} \cdot l) \\ \bar{I}_2 = \frac{\bar{V}_1}{\bar{Z}_c} \cdot \text{Sh}(\bar{n} \cdot l) + \bar{I}_1 \cdot \text{Ch}(\bar{n} \cdot l) \end{cases} \quad (\text{III.2})$$

Avec :

\bar{Z}_c : Impédance caractéristique de la ligne.

n : constante de propagation.

l : longueur de la ligne.

$$\begin{cases} Z_c = \sqrt{\frac{Z_t}{Y_t}} \\ \bar{Z}_t = (R + jL\omega) \cdot l & \text{Impédance totale.} \\ \bar{Y}_t = (G + jC\omega) \cdot l & \text{Admittance totale.} \\ \bar{n} \cdot l = \sqrt{\bar{Z}_t \bar{Y}_t} \end{cases} \quad (\text{III.3})$$

En faisant le développement limité des fonctions hyperboliques, nous aurons :

$$\begin{cases} \text{Ch}(\bar{n} \cdot l) = 1 + \frac{Z_t Y_t}{2} + \frac{Z_t^2 Y_t^2}{24} + \dots \\ Z_c \cdot \text{Sh}(\bar{n} \cdot l) = Z_t \left(1 + \frac{Z_t Y_t}{6} + \frac{Z_t^2 Y_t^2}{120} + \dots \right) \\ \frac{1}{Z_c} \cdot \text{Sh}(\bar{n} \cdot l) = Y_t \left(1 + \frac{Z_t Y_t}{6} + \frac{Z_t^2 Y_t^2}{120} + \dots \right) \end{cases} \quad (\text{III.4})$$

Le nombre des termes à prendre pour les développements limité est fonction de la longueur de la ligne:

- Pour ($l > 600$ km) "lignes longues" : on prend trois termes du développement limité ;
- Pour ($200 \text{ km} < l < 600$ km) "lignes moyennes" : on prend deux termes du développement limité ;
- Pour ($l < 200$ km) "Lignes courtes" : on prend un seul terme du développement limité.

III.1.2 APPROXIMATION DE LA LIGNE PAR DES IMPÉDANCES LOCALISÉES

Une ligne courte ($l < 200$ km) peut être représentée par un schéma monophasé en Π ou en T, avec : $L' = \ell \cdot l$, $R' = r \cdot l$ et $C' = c \cdot l$.

III .1.2.1 SCHÉMA EN Π

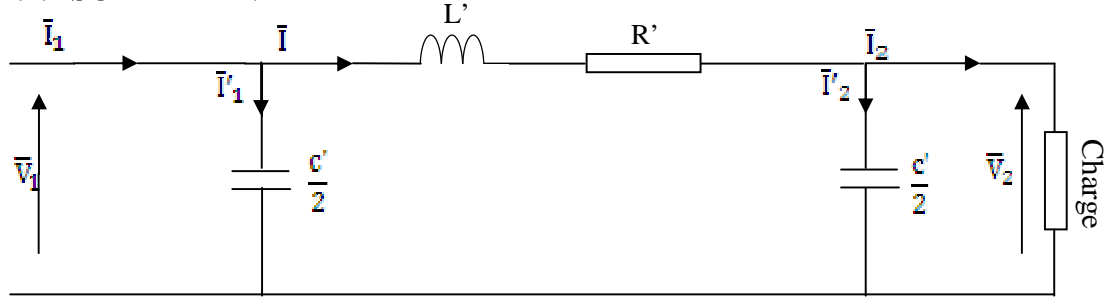


Figure III.2 : Schéma en Π d'une ligne courte

Considérons le schéma en Π de la figure III.2, on aura les équations des mailles suivantes :

$$\begin{cases} \bar{V}_1 = \frac{2}{jC'\omega} \bar{I}_1 - \frac{2}{jC'\omega} \bar{I} \\ 0 = \left(R' + jL'\omega + \frac{4}{jC'\omega} \right) \bar{I} - \frac{2}{jC'\omega} \bar{I}_1 - \frac{2}{jC'\omega} \bar{I}_2 \\ \bar{V}_2 = -\frac{2}{jC'\omega} \bar{I}_2 + \frac{2}{jC'\omega} \bar{I} \end{cases} \quad (\text{III.5})$$

D'où :

$$\begin{cases} \bar{V}_1 = \bar{V}_2 \left(1 - \frac{L'C'\omega^2}{2} + j\frac{R'C'\omega}{2} \right) - \bar{I}_2 (R' + jL'\omega) \\ \bar{I}_1 = \bar{I}_2 \left(1 - \frac{L'C'\omega^2}{2} + j\frac{R'C'\omega}{2} \right) + \bar{V}_2 \left(-\frac{R'C'^2\omega^2}{4} + jC'\omega - j\frac{L'C'^2\omega^3}{4} \right) \end{cases} \quad (\text{III.6})$$

Si les termes en $L'C'\omega^2$ et $R'C'\omega$ sont négligés devant l'unité, il reste :

$$\begin{cases} \bar{V}_1 \approx \bar{V}_2 - \bar{I}_2 (R' + jL'\omega) \\ \bar{I}_1 \approx \bar{I}_2 + jC'\omega \bar{V}_2 \end{cases} \quad (\text{III.7})$$

On obtient de la même manière \bar{V}_2 et \bar{I}_2 en fonction de \bar{V}_1 et \bar{I}_1 :

$$\begin{cases} \bar{V}_2 = \bar{V}_1 \left(1 - \frac{L'C'\omega^2}{2} + j\frac{R'C'\omega}{2} \right) - \bar{I}_1 (R' + jL'\omega) \\ \bar{I}_2 = \bar{I}_1 \left(1 - \frac{L'C'\omega^2}{2} + j\frac{R'C'\omega}{2} \right) + \bar{V}_1 \left(-\frac{R'C'^2\omega^2}{4} + jC'\omega - j\frac{L'C'^2\omega^3}{4} \right) \end{cases} \quad (\text{III.8})$$

Si les termes en $L'C'\omega^2$ et $R'C'\omega$ sont négligés devant l'unité, il reste :

$$\begin{cases} \bar{V}_2 = \bar{V}_1 - \bar{I}_1(R' + jL'\omega) \\ \bar{I}_2 = \bar{I}_1 + jC'\omega\bar{V}_1 \end{cases} \quad (\text{III.9})$$

Diagramme d'une ligne courte schématisée en Π :

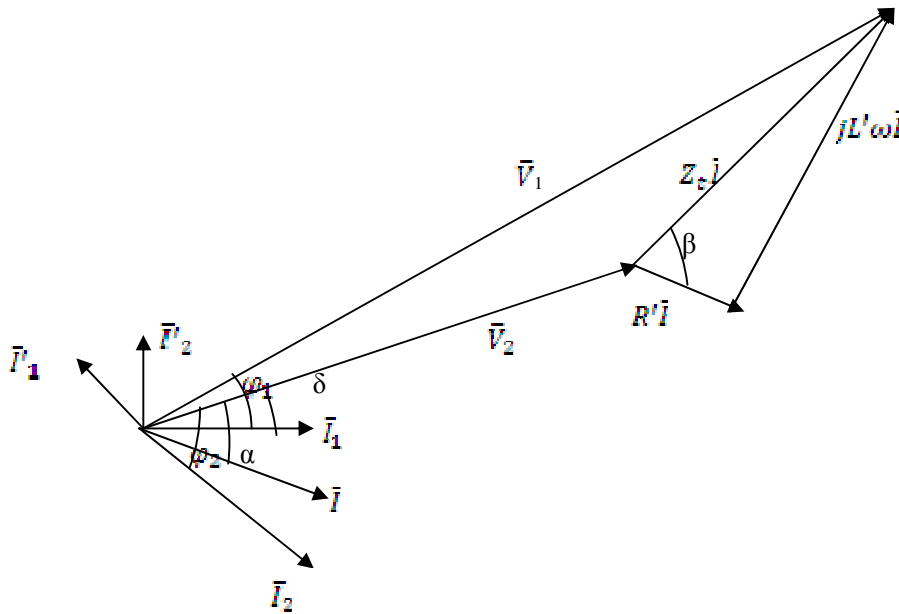


Figure III.3 : Diagramme d'une ligne courte (Schéma en π).

Nous prendrons \bar{V}_2 comme origine des phases.

φ_1 : déphasage entre \bar{V}_1 et \bar{I}_1 ;

φ_2 : déphasage entre \bar{I}_2 et \bar{V}_2 ;

δ : déphasage entre \bar{I}_1 et \bar{V}_2

α : déphasage entre \bar{I} et \bar{V}_2

Le diagramme de la figure III.3 peut être remplacé par les équations suivantes :

$$\begin{cases} \bar{I}_1^{\angle\alpha} = \bar{I}_2^{\angle\varphi_2} + \frac{C'}{2} \omega \cdot \bar{V}_2^{\angle\frac{\pi}{2}} \\ \bar{V}_1^{\angle\delta-\varphi_2} = \bar{V}_2^{\angle 0} + Z_t \cdot \bar{I}_1^{\angle\beta+\alpha} \\ \bar{I}_1^{\angle\delta} = \bar{I}_1^{\angle\alpha} + \frac{C'}{2} \omega \cdot \bar{V}_1^{\angle\frac{\pi}{2}+\delta-\varphi_1} \end{cases} \quad (\text{III.10})$$

III.1.2.2 Schéma en T

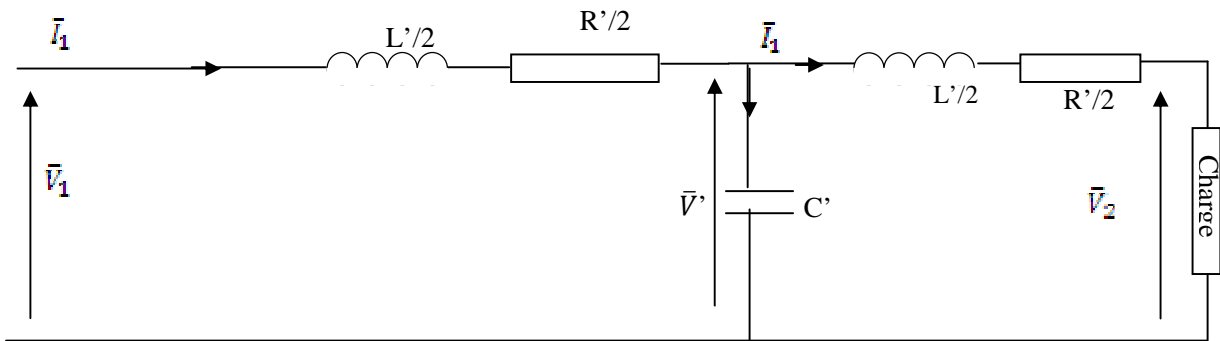


Figure III.4. Schéma en T d'une ligne courte

R' : résistance linéique de la ligne.

L' : inductance linéique de la ligne.

C' : capacité linéique de la ligne.

D'après la figure III.4, on aura l'équation suivante :

$$\begin{cases} \bar{V}' = \bar{V}_2 + \frac{Z_t}{2} \bar{I}_2 \\ \bar{V}' = \bar{V}_2 + \frac{R'}{2} \bar{I}_2 + \frac{L'\omega}{2} \bar{I}_2 \end{cases} \quad (\text{III.11})$$

Diagramme vectoriel d'une ligne courte en T

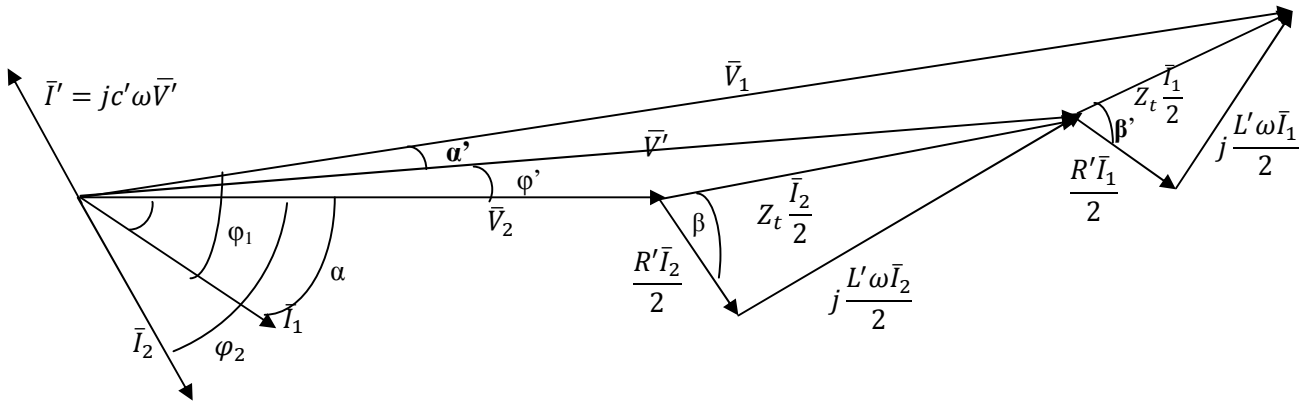


Figure III.5. Diagramme d'une ligne courte en T.

Le diagramme de la figure III.5 peut être remplacé par les équations suivantes :

$$\begin{cases} \bar{V}' \angle \varphi' = \bar{V}_2 \angle 0 + \frac{Z_t}{2} \bar{I}_2 \angle \beta + \varphi_2 \\ \bar{I}_1 \angle \alpha = \bar{I}_2 \angle \varphi_2 + C' \omega \cdot \bar{V}' \angle \varphi' + \frac{\pi}{2} \\ \bar{V}_1 \angle \alpha + \varphi = \bar{V}' \angle \varphi' + \frac{Z_t}{2} \bar{I}_1 \angle \beta + \alpha \end{cases} \quad (\text{III.12})$$

Avec :

$$\beta = \arctg \frac{L' \omega}{R'}$$

$$Z_t = R' + jL' \omega$$

III.1.2.3. CAS DES LIGNES DE LONGUEURS INFÉRIEURES A 20 km (TRÈS COURTES) :

Pour cette catégorie de lignes à basse ou moyenne tension, on considère que les fuites latérales sont nulles c'est à dire $X_t = 0$. Dans ce cas, on ne prend que les premiers termes du développement limité des fonctions hyperboliques.

$$\begin{cases} \text{Ch (nl)} = 1 ; \\ \text{ZC Sh (nl)} = Z_t ; \\ \frac{1}{z_c} \text{sh}(\bar{n}l) = 0. \end{cases} \quad (\text{III.13})$$

Nous aurons alors :

$$\begin{cases} \bar{V}_1 = \bar{V}_2 - \bar{Z}_t \bar{I}_2 = \bar{V}_2 - (R' + jL'\omega) \bar{I}_2 \\ \bar{I}_1 = \bar{I}_2 = \bar{I} \end{cases} \quad (\text{III.14})$$

Tracé du diagramme vectoriel

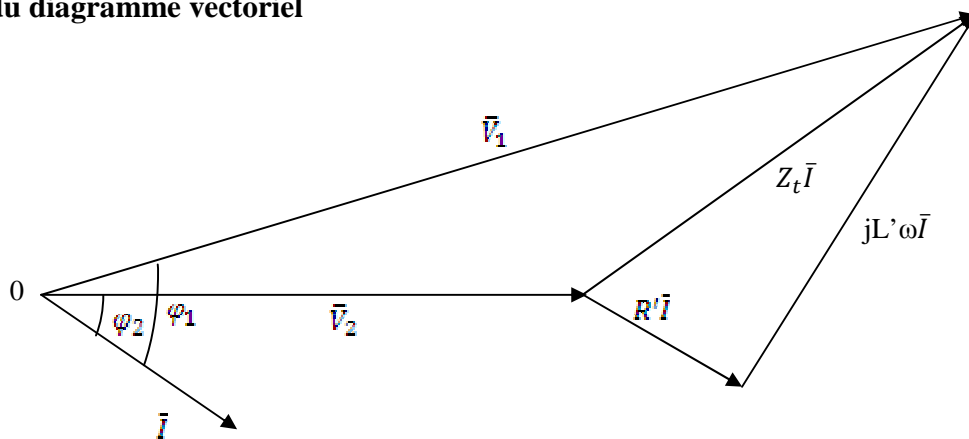


Figure III.6. Diagramme d'une ligne sans capacité.

III.1.2.4. EXPRESSION DE LA CHUTE DE TENSION

La chute de tension est exprimée comme suit :

$$\Delta\bar{V} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 \text{ Avec}$$

\bar{V}_1 : Tension d'entrée.

\bar{V}_2 : Tension d'arrivée.

Dans le cas le plus fréquent, lorsque le déphasage de \bar{V}_2 par rapport à \bar{V}_1 est modéré, on peut remplacer \bar{V}_1 par sa projection sur l'axe portant \bar{V}_2 (figure III.6). On aura alors la chute de tension comme suit :

$$\Delta\bar{V} = |\bar{V}_1| - |\bar{V}_2| = R'I \cos \varphi_2 + L'\omega I \sin \varphi_2 \quad (\text{III.15})$$

III.1.2.5. CHUTE DE TENSION EN PHASE ET EN QUADRATURE

Soit une ligne à capacité et à conductance latérales négligeables, de résistance R et d'inductance L. La tension à l'arrivée est \bar{V}_2 et au départ \bar{V}_1 (figure III.7).

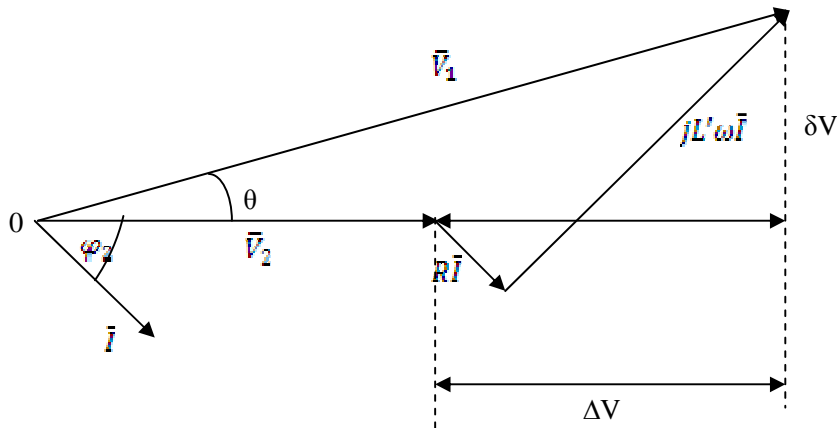


Figure III.7 : Chute de tension en phase et en quadrature

Nous avons

$\Delta\bar{V} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2$: Composante de la chute de tension en phase avec \bar{V}_2 .

$$\Delta\bar{V} = R'I \cos \varphi_2 + X'I \sin \varphi_2$$

$\delta\bar{V} = R'I \cos \varphi_2 - L'\omega I \sin \varphi_2$: Composante de la chute de tension en quadrature avec \bar{V}_2 :

$\Delta\bar{V}$: est due au transit de la puissance réactive sur la ligne.

$\delta\bar{V}$: est due au transit de la puissance active sur la ligne.

$$\tan \theta = \frac{\delta V}{V_2 + \Delta V} = \frac{X'I \cos \varphi_2 - R'I \sin \varphi_2}{V_2 + R'I \cos \varphi_2 + X'I \sin \varphi_2} \quad (\text{III.16})$$

III.1.3 CAS DES CÂBLES SOUTERRAINS

En souterrain, le caractère capacitif est assez important, ce qui crée un courant capacitif qui influe sur la valeur de la chute de tension.

r: Résistance linéique [Ω/ km].

x : Réactance linéique [Ω/ km].

C : Capacité linéique [F/km].

\bar{V}_d : Tension simple à l'entrée de la ligne.

\bar{V}_a : Tension simple aux bornes de la charge.

\bar{V}_c : Tension simple aux bornes de la capacité.

On déduit les équations suivantes :

$$\begin{cases} \bar{V}_c = \bar{V}_a + l \cdot \left(\frac{r}{2} + j \frac{x}{2} \right) \bar{I}_a \\ \bar{V}_d = \bar{V}_c + l \cdot \left(\frac{r}{2} + j \frac{x}{2} \right) \bar{I}_a \\ \bar{I}_d = \bar{I}_c + \bar{I}_a \end{cases} \quad (\text{III.17})$$

Nous aurons le diagramme suivant :

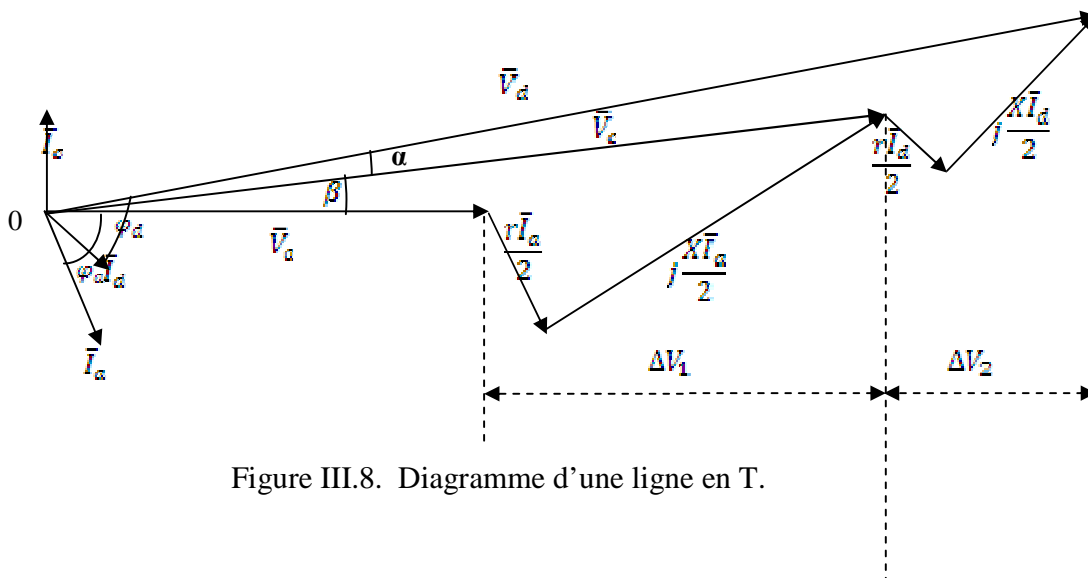


Figure III.8. Diagramme d'une ligne en T.

de la figure III.8 , on tire les équations suivantes:

$$\begin{cases} \bar{V}_c^{\angle\beta} = \bar{V}_a^{\angle 0} + l \cdot \left(\frac{r}{2} + j\frac{x}{2}\right) \bar{I}_a^{\angle\varphi_a} \\ \bar{V}_d^{\angle\alpha+\beta} = \bar{V}_c^{\angle\beta} + l \cdot \left(\frac{r}{2} + j\frac{x}{2}\right) \bar{I}_d^{\angle\varphi_d-(\alpha+\beta)} \\ \bar{I}_d^{\angle\varphi_d-(\alpha+\beta)} = \bar{I}_c^{\angle\frac{\pi}{2}+\beta} + \bar{I}_a^{\angle\varphi_a} \end{cases} \quad (\text{III.18})$$

Avec : $\bar{I}_c = j \cdot L \cdot C \cdot \omega \bar{V}_c$

Remarque : φ_a et φ_d sont des angles négatifs.

On tire les équations suivantes :

$$\begin{cases} \bar{V}_c = \bar{V}_a + l \cdot \left(\frac{r}{2} + j\frac{x}{2}\right) [I_a \cos \varphi_a + j I_a \sin \varphi_a] \\ \bar{V}_c = \left[\bar{V}_a + l \cdot \frac{r}{2} I_a \cos \varphi_2 - l \cdot \frac{x}{2} I_a \sin \varphi_a\right] + j \left[l \frac{x}{2} I_a \cos \varphi_a + l \frac{r}{2} I_a \sin \varphi_a\right] \end{cases} \quad (\text{III.19})$$

Le module de \bar{V}_c sera :

$$|\bar{V}_c| = \sqrt{\left(V_a + l \cdot \frac{r}{2} I_a \cos \varphi_a - l \cdot \frac{x}{2} I_a \sin \varphi_a\right)^2 + \left(l \frac{x}{2} I_a \cos \varphi_a + l \frac{r}{2} I_a \sin \varphi_a\right)^2} \quad (\text{III.20})$$

Le déphasage de \bar{V}_c par rapport à \bar{V}_a est donné par :

$$\beta = \arctg \frac{l \frac{x}{2} I_a \cos \varphi_a + l \frac{r}{2} I_a \sin \varphi_a}{\bar{V}_a + l \cdot \frac{r}{2} I_a \cos \varphi_a - l \cdot \frac{x}{2} I_a \sin \varphi_a} \quad (\text{III.21})$$

$$\bar{I}_d^{\angle\varphi_d-(\alpha+\beta)} = \bar{I}_c^{\angle\frac{\pi}{2}+\beta} + \bar{I}_a^{\angle\varphi_a}$$

En négligeant l'angle α , on obtient :

$$\begin{aligned}\bar{I}_d^{\angle\varphi_d - (\beta)} &= \bar{I}_c^{\angle\frac{\pi}{2} + \beta} + \bar{I}_a^{\angle\varphi_a} = j c \omega \bar{V}_c^{\angle\beta} + \bar{I}_a^{\angle\varphi_a} \\ &= j l c \omega [V_c \cos \beta + j V_c \sin \beta] + [I_a \cos \varphi_a + j I_a \sin \varphi_a] \\ &= (I_a \cos \varphi_a - l . c . \omega . V_c \sin \beta)^2 + j (I_a \sin \varphi_a + l . c . \omega . V_c \cos \beta)^2\end{aligned}$$

Son module est donné par :

$$|\bar{I}_d| = \sqrt{(I_a \cos \varphi_a - l . c . \omega . V_c \sin \beta)^2 + (I_a \sin \varphi_a + l . c . \omega . V_c \cos \beta)^2} \quad (\text{III.22})$$

Le déphasage φ_d est donné par :

$$\varphi_d = \arctg \frac{I_a \sin \varphi_a + l . c . \omega . V_c \cos \beta}{I_a \cos \varphi_a - l . c . \omega . V_c \sin \beta} \quad (\text{III.23})$$

La chute de tension en monophasé est donnée par :

$$\Delta \bar{V} = \Delta \bar{V}_1 + \Delta \bar{V}_2 \quad (\text{III.24})$$

Avec :

$$\begin{cases} \Delta \bar{V}_1 = l . \frac{r}{2} I_a \cos \varphi_a + j \frac{x}{2} I_a \sin \varphi_a \\ \Delta \bar{V}_2 = l . \frac{r}{2} I_d \cos \varphi_d + \frac{x}{2} I_d \sin \varphi_d \end{cases} \quad (\text{III.25})$$

Donc :

$$\Delta \bar{V} = l . I_a \left(\frac{r}{2} \cos \varphi_a + \frac{x}{2} \sin \varphi_a \right) + l . I_d \cdot \left(\frac{r}{2} \cos \varphi_d + \frac{x}{2} \sin \varphi_d \right) \quad (\text{III.26})$$

En triphasé la chute de tension relative est :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{\sqrt{3} . l . 100 \left[(I_a \cos \varphi_a + I_d \cos \varphi_d) \frac{r}{2} + (I_a \sin \varphi_a + I_d \sin \varphi_d) \frac{x}{2} \right]}{U} \% \quad (\text{III.27})$$

III.2 MÉTHODE DE SÉPARATION DES PUISSANCES ACTIVE ET RÉACTIVE

L'utilisation des nombres complexes dans la méthode générale de calcul des chutes de tension conduit à des calculs parfois difficiles. C'est pourquoi on lui préfère, en pratique, une méthode

approchée qui est celle de la séparation des puissances active et réactive. Cette méthode est surtout utile dans le cas des lignes dont la longueur dépasse quelque dizaines de kilomètres.

La ligne étudiée est représentée par son schéma en Π (figure III.9) :

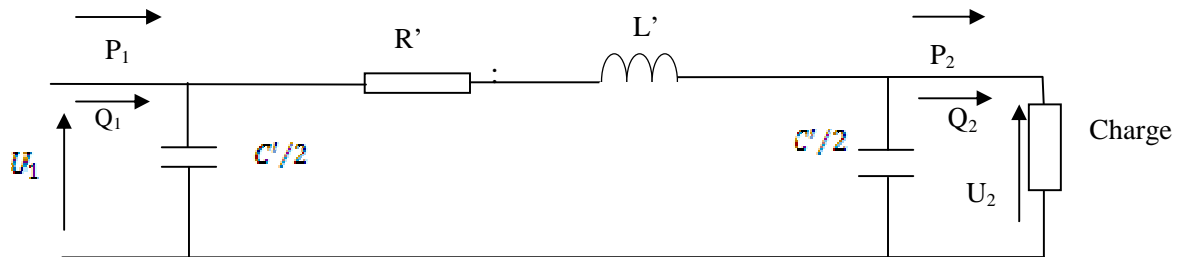


Figure III.9. Schéma en Π d'une ligne moyenne ou courte

III.2.1 MÉTHODE DES APPROXIMATIONS SUCCESSIVES

Soit P_2 et Q_2 les puissances triphasées active et réactive à l'extrémité réceptrice (2), (Figure III.9). Si \bar{U}_2 est la tension composée de la ligne en (2) et φ_2 le déphasage entre \bar{U}_2 et \bar{I}_2 on aura :

$$\begin{cases} P_2 = \sqrt{3}U_2I_2 \cos \varphi_2 \\ Q_2 = \sqrt{3}U_2I_2 \sin \varphi_2 \end{cases} \quad (\text{III.28})$$

La puissance apparente à l'extrémité (2) est :

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{3}U_2I_2 \quad (\text{III.29})$$

Les puissances à l'extrémité « émettrice » (1) sont alors :

$$\begin{cases} P_1 = P_2 + p \\ Q_1 = Q_2 - q'_2 - q'_1 + q \end{cases} \quad (\text{III.30})$$

Avec :

- $p = R' \left(P_2^2 + (Q_2 - q'_2)^2 \right) \frac{1}{U_2^2}$ Pertes actives ;
 - $q'_2 = \frac{C'\omega}{2} U_2^2$
 - $q'_1 = \frac{C'\omega}{2} U_1^2$
- } Productions réactives (la capacité) ;
- $q = L'\omega \left(\frac{P_2^2 + (Q_2 - q'_2)^2}{U_2^2} \right)$ Pertes réactives dans l'inductance.

Comme la tension U_1 est inconnue, on remplace U_1 par U_2 dans l'expression de q'_1 et on calcule P_1, Q_1 puis S_1 .

Sachant que $\frac{S_1}{S_2} = \frac{U_1}{U_2}$, on en tire $U_1 = \frac{S_1}{S_2} \cdot U_2$

En toute rigueur, on doit écrire $\frac{S_1}{S_2} = \frac{U_1 I_1}{U_2 I_2}$ (*)

L'expression (*) n'est vraie que si la conductance G' est nulle et la capacité négligeable, en particulier pour les câbles souterrains ou pour les lignes dépassant 200 à 300 km où on considère la capacité et l'inductance, on peut écrire : $\frac{U_1}{U_2} = \frac{S_1 I_1}{S_2 I_2}$

Le courant I_1 est obtenu par la relation suivante :

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_2 + jC'\omega V_2$$

Si c'est l'état en (1) qui est connu, on effectue les relations suivantes :

$$P_2 = P_1 - p$$

$$Q_2 = Q_1 + q'_1 + q'_2 - q$$

Avec

$$P_1 = \sqrt{3}U_1 I_1 \cos \varphi_1$$

$$Q_1 = \sqrt{3}U_1 I_1 \sin \varphi_1$$

$$P = R' \left(\frac{P_1^2 + (Q_1 + q'_1)^2}{U_1^2} \right) \quad \text{Pertes actives}$$

$$\left. \begin{aligned} q'_1 &= \frac{C'\omega}{2} U_1^2 \\ q'_2 &= \frac{C'\omega}{2} U_2^2 \end{aligned} \right\} \quad \text{Production réactive dans les capacités}$$

$$q = L'\omega \left(\frac{P_1^2 + (Q_1 + q'_1)^2}{U_2^2} \right) \quad \text{Pertes réactives dans l'inductance}$$

On calcule P_1, Q_1 puis S_1 en remplaçant U_2 par U_1 dans l'expression de q'_2 , puis on tire U_2 par :

$$\frac{U_2}{U_1} = \frac{S_2}{S_1} \quad (\text{En supposant comme précédemment } \bar{I}_1 = \bar{I}_2)$$

Remarque : Si on tient compte de la différence entre I_1 et I_2 on aura $\frac{U_1}{U_2} = \frac{S_1 I_2}{S_2 I_1}$

Le courant \bar{I}_2 est donné par la relation suivante : $\bar{I}_2 = \bar{I}_1 - jC'\omega \bar{V}_2$

III.2.2. FORMULES DIRECTES

Dans le cas des lignes dépassant 100 km, la formule précédente nécessite un calcul supplémentaire, on peut alors utiliser la méthode suivante :

Nous avons déjà établi que :

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_1 \left(1 - \frac{L'C'\omega^2}{2} + j \frac{R'C'\omega}{2} \right) - \bar{I}_1 (R' + jL'\omega)$$

Avec :

$$\bar{I}_1 = I_1 \cos \varphi_1 - jI_1 \sin \varphi_1$$

En module on aura :

$$V_2^2 = \left(V_1 - V_1 \frac{L'C'\omega^2}{2} + RI_1 \cos \varphi_1 - L'\omega I_1 \sin \varphi_1 \right)^2 + \left(\frac{R'C'\omega}{2} V_1 - L'\omega I_1 \cos \varphi_1 + RI_1 \sin \varphi_1 \right)^2 \quad (\text{III.31})$$

En posant :

$$P_1 = 3 \cdot V_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1 \quad \text{Puissance active triphasé à l'entrée.}$$

$$Q_1 = 3V_1 I_1 \sin \varphi_1 \quad \text{Puissance réactive triphasé à l'entrée.}$$

$$p = 3R'I_1^2 \quad \text{Pertes actives triphasés}$$

$$q = 3L'\omega I_1^2 \quad \text{Pertes réactives triphasées}$$

$$q'_1 = 3 \frac{C'\omega}{2} I_2^2 \quad \text{Pertes réactives triphasées}$$

On obtient :

$$U_2 = \sqrt{U_2^2 - R'(2P_1 - p) - L'\omega(2Q_1 + 2q_1 - q_1) + C'\omega(R'^2 + (L'\omega)^2)(Q_1 + \frac{q_1}{2})} \quad (\text{III.32})$$

De même à partir de l'équation de :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 \left[1 - \frac{L'C'\omega}{2} + j \frac{R'C'\omega}{2} \right] + \bar{I}_2 [R' + jL'\omega]$$

On obtient :

$$U_1 = \sqrt{U_2^2 - R \left(1 - \frac{L'C'\omega}{2} + p \right) + L'\omega(2Q_2 - 2q_2 + q_2) + C'\omega(R'^2 + (L'\omega)^2) \left(Q_1 + \frac{q_1}{2} \right)} \quad (\text{III.33})$$

Remarque :

On peut négliger $C'\omega$ pour des longueurs de ligne ne dépassant pas 100 km.

III.2.3 MÉTHODE SIMPLIFIÉE

La méthode précédente est rigoureuse dans la modélisation adoptée pour la ligne mais elle est complexe ; lorsque l'on recherche qu'une valeur approchée de la chute de tension dans les lignes, on applique la méthode suivante :

Soit U une valeur moyenne approchée de la tension en ligne (par exemple une tension connue à une extrémité) :

$$\begin{cases} Q_1 = Q_2 + L'\omega \left(\frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} \right) - C'\omega U^2 \\ P_1 = P_2 + R' \left(\frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} \right) \approx P_2 \end{cases} \quad (\text{III.34})$$

Pour les lignes à haute tension où les pertes actives sont faibles, cette dernière approximation est très valable.

Inversement on a :

$$\begin{cases} Q_2 = Q_1 - L'\omega \left(\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} \right) + C'\omega U^2 \\ P_1 = P_1 - R' \left(\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} \right) \approx P_1 \end{cases} \quad (\text{III.35})$$

On calcule ensuite :

$$\begin{cases} Q_m = \frac{Q_1 + Q_2}{2} \\ P_m = \frac{P_1 + P_2}{2} \end{cases} \quad (\text{III.36})$$

Avec P_m , Q_m valeurs moyennes respectivement des puissances actives et réactives le long de la ligne, d'où la relation de la chute de tension relative :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{R'P_m + L'\omega Q_m}{U^2} \quad (\text{III.37})$$

III.3. MÉTHODE DES MOMENTS ÉLECTRIQUES

III.3.1 Chute de tension absolue

La chute de tension à l'extrémité d'une ligne triphasée équilibrée de longueur L s'exprime par la relation :

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot \int_0^L Z \cdot i(L) \cdot dl \quad (\text{III.38})$$

Avec :

$$Z = r \cdot \cos\varphi + j \cdot x \cdot \sin\varphi$$

$I(L)$: le courant qui varie le long de la ligne.

On peut exprimer la valeur de la chute de tension à l'extrémité d'une ligne en fonction du courant I_0 en tête de départ, par la relation suivante :

$$\Delta U = K_u \cdot Z \cdot L \cdot I_0 \quad (\text{III.39})$$

Avec :

$$K_u = \begin{cases} 1 & : \text{ pour la charge concentrée à l'extrémité de la ligne ;} \\ 1/2 & : \text{ pour la charge uniformément distribuée ;} \\ 1/3 & : \text{ pour la distribution triangulaire de charge.} \end{cases}$$

$$Z = r \cos\varphi + x \sin\varphi$$

L: longueur de la ligne

I_0 : courant en tête de départ.

III.3.2 Chute de tension relative

La chute de tension relative s'exprime en (%) de la tension nominale. On obtient :

$$\begin{cases} \frac{\Delta U}{U} = \frac{100 \cdot \sqrt{3} \cdot K_u \cdot Z \cdot L \cdot I_0}{U} \cdot U \cdot (r \cdot \cos\varphi + x \cdot \sin\varphi) \\ \frac{\Delta U}{U} = 100 \cdot K_u \cdot \left(\frac{r \cdot P + x \cdot Q}{U^2} \right) \cdot L \end{cases} \quad (\text{III.40})$$

Où :

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi \quad \text{Puissance active}$$

$$Q = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \sin\varphi \quad \text{Puissance réactive}$$

Finalement, on aura :

$$\frac{\Delta U}{U} = 100 \cdot K_u \cdot P \cdot L \cdot \left(\frac{r+x \cdot \tan\varphi}{U^2} \right) \quad (\text{III.41})$$

Le produit $M = P \cdot L$ est appelé Moment électrique de la charge P. il s'exprime en (MW.km) en moyenne tension et en (kW.km) pour la basse tension.

Le moment électrique d'une ligne donnant une chute de tension de (1%) est noté M_1 , il a pour expression :

$$M_1 = \frac{1}{100 \cdot K_u} \cdot \frac{U^2}{(r+x \tan\varphi)} \quad (\text{MW.km) en moyenne tension} \quad (\text{III.42})$$

$$M_1 = \frac{1}{10^5 \cdot K_u} \cdot \frac{U^2}{(r+x \tan\varphi)} \quad (\text{kW.km) en basse tension} \quad (\text{III.43})$$

La chute de tension relative d'une charge de moment M alimentée par une ligne électrique de moment M_1 est tel que :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M}{M_1} \quad (\text{III.44})$$

On peut chercher M_1 dans les tableaux N°3 et N°4 en annexe.



CHAPITRE IV
Application

IV.1 MÉTHODOLOGIE D'UNE ÉTUDE

INTRODUCTION

Les renforcements en réseaux moyenne tension et basse tension consomment en moyenne 40% des investissements nécessaires dans le secteur électrique. Il est donc impératif d'apporter un soin tout spécial à leur choix.

Le problème qui se pose pour l'étude des investissements dans ces réseaux est cependant complexe. On devra disposer d'une bonne estimation de charge dans les réseaux.

IV.1.1 DONNEES

L'étude du développement d'un réseau à moyenne tension n'a de sens que si l'on dispose de données valables.

On ne s'épargnera donc aucun effort afin de collecter un maximum de données et de les valider en les recoupant entre elles.

IV.1.1.1 DONNÉES BRUTES

Ces données constituent un support de travail qui est basé sur les éléments suivants :

➤ **Cartes schématiques :**

Sur le schéma unifilaire on reportera les points d'ouverture du réseau en exploitation normale à la dernière pointe de charge.

On s'informerait également sur les extensions de réseau en cours de réalisation ou les développements décidés.

➤ **Cartes d'état major :**

Ce sont des schémas géographiques du réseau sur lesquels on doit retrouver l'emplacement des postes et le tracé des liaisons.

➤ **Base de données GDO MT :**

C'est une base de données où on retrouve toutes les informations concernant le réseau moyenne tension (section et nature des conducteurs, longueur, type de réseau, puissance des postes MT/BT, type de poste MT/BT) nécessaire pour la modélisation du réseau.

➤ **Les charges : responsabilités de pointe HIVER + ÉTÉ**

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

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

$$P_{mesurée} = \alpha \sum P_{inst}$$

α : Coefficient de foisonnement.

On admet que la puissance installée P_{inst} des postes MT/BT prise pour effectuer la répartition de la charge est comme suit :

- Pour les postes DP : puissance installée.
- Pour les postes abonnés : Puissance Mise en Disposition (PMD).

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

En général, on adopte 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 en cas général.

On vérifiera que le taux moyen annuel sur l'ensemble de la période est acceptable.

En général l'évolution de la charge réalisée du poste source suit une loi exponentielle de la forme :

$$P_n = P_0(1 + X)^n$$

$$X = (P_n/P_0)^{1/n} - 1$$

P_0 : puissance à l'année initiale

P_n : puissance après n années

X : taux d'évolution

Model de calcul

Le programme carat (600 nœud) sous MS-DOS 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 imposées. Ces contraintes portent sur les capacités de transit des lignes et la chute de tension maximum admissible aux nœuds.

De plus si un schéma d'exploitation a été trouvé, le model calcule une solution dite de secours pour les cas d'incident demandés.

IV.1.1.2 HYPOTHÈSES DE CALCUL :

Les hypothèses de calculs prises en considération dans une étude MT sont les suivantes :

- a) La tension aux barres secondaires des injecteurs :
Comme les calculs sont effectués à la pointe, il y a lieu d'utiliser la tension aux barres en période de pointe.
- b) $\cos \varphi$: pour la simplicité des calculs et il est uniforme dans tout le réseau.
- c) La chute de tension admissible dans le réseau :
 - **A l'état sain :**
 - 6% pour le réseau MT souterrain.
 - 10% pour le réseau MT aérien.
 - **A l'état incident :**
 - 10% pour le réseau MT souterrain.
 - 12% pour le réseau MT aérien.
- d) Charge admissible sur les équipements :
Les valeurs des intensités admissibles conduisant à un échauffement des conducteurs sont données dans le tableau N°2 en annexe.
- e) Durée d'étude :

NATURE DE L'ÉTUDE	PÉRIODE D'ÉTUDE
Grande option (architecture du réseau, position des sources MT)	>10 ans (Long terme)
Développement d'un réseau d'une ville	05 à 10 ans (Moyen terme)
Développement d'une artère MT	01 à 05 ans (Court terme)

Une étude est plus fiable et exacte que si elle est menée sur une période à court terme. On évite ainsi les fluctuations et les variations (coût, inflation et évolution des équipements).

IV.2 PRÉSENTATION DU SITE

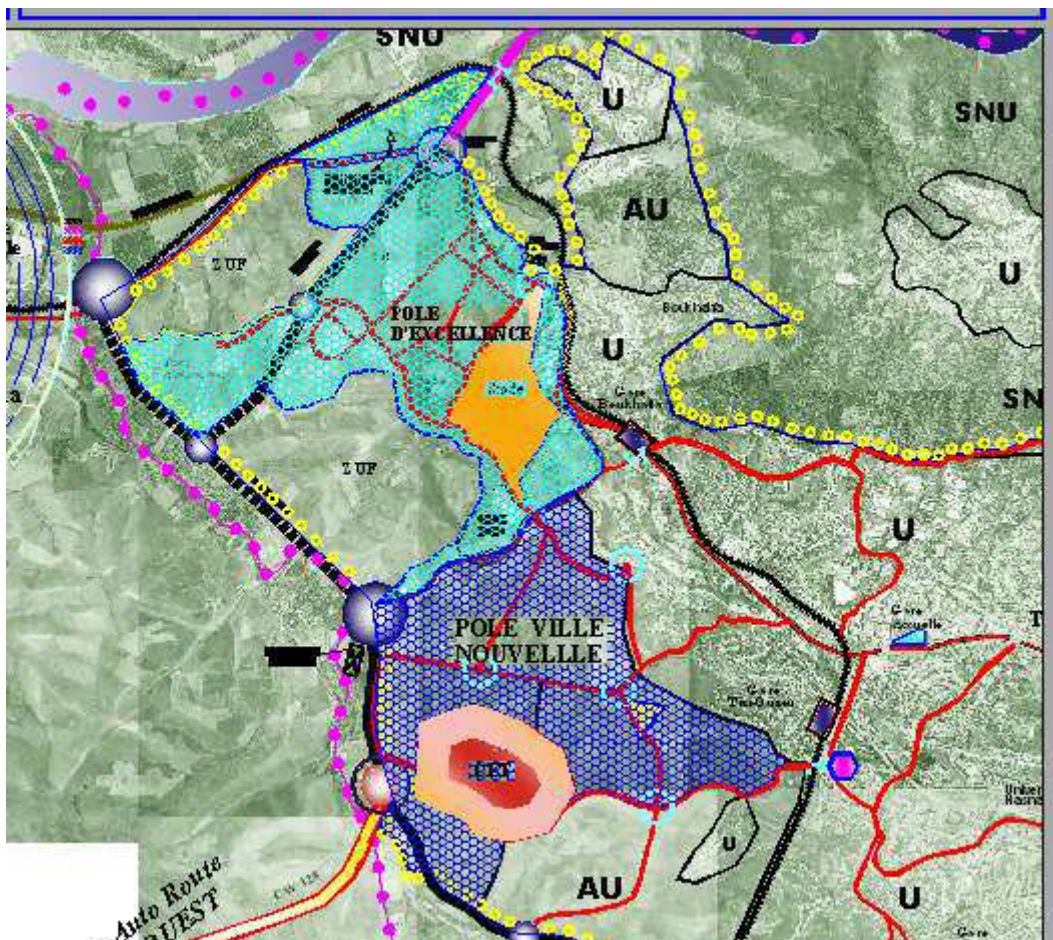
La commune de Tizi Ouzou, d'une superficie totale de 10 236 hectares, est limitée :

- **Au Nord** : par les communes de Sidi Naâmane et d'Ait Aissa Mimoune
- **A l'Est** : par les communes de Ouaguenoun et de Tizi Rached
- **Au Sud** : par les communes d'Irdjen, Beni Aissi, Beni Zmenzer et Souk El Tenine
- **A l'Ouest** : par les communes de Draa Ben Khedda et Tirmatine

De nos jours, la ville se caractérise par :

- une population avoisinant les 100 000 habitants ;
- une population universitaire avoisinant les 50 000 étudiants,
- une affluence moyenne journalière avoisinant les 200 000 personnes.

Compte tenue du constat fait de la saturation du centre historique et de la marginalisation spatiale des espaces périphériques, l'aménagement de pôles urbains nouveaux devient un impératif pour permettre le développement de la ville.



Justement, la réalisation du mégaprojet dit pôle d'excellence vient pour répondre à ce besoin urgent de la décongestion de la ville de Tizi-Ouzou. Un projet qui a été le sujet d'étude en deux fois.

En plus des équipements initialement prévus dans la version antérieure de l'étude du pôle d'excellence qui sont : Complexe sportif 50 000 places, CHU avec Faculté de Médecine, Salle de Spectacle 3.000 places, Musée, Complexe mère et enfant, Gare routière, Piscine Olympique, Salle OMS, Hypermarché, Centre d'Affaires, Grande Distribution et parcs urbains, sur instruction de Mr le Wali, de nouveaux équipements sont intégrés dans les nouveaux pôles urbains; il s'agit de :

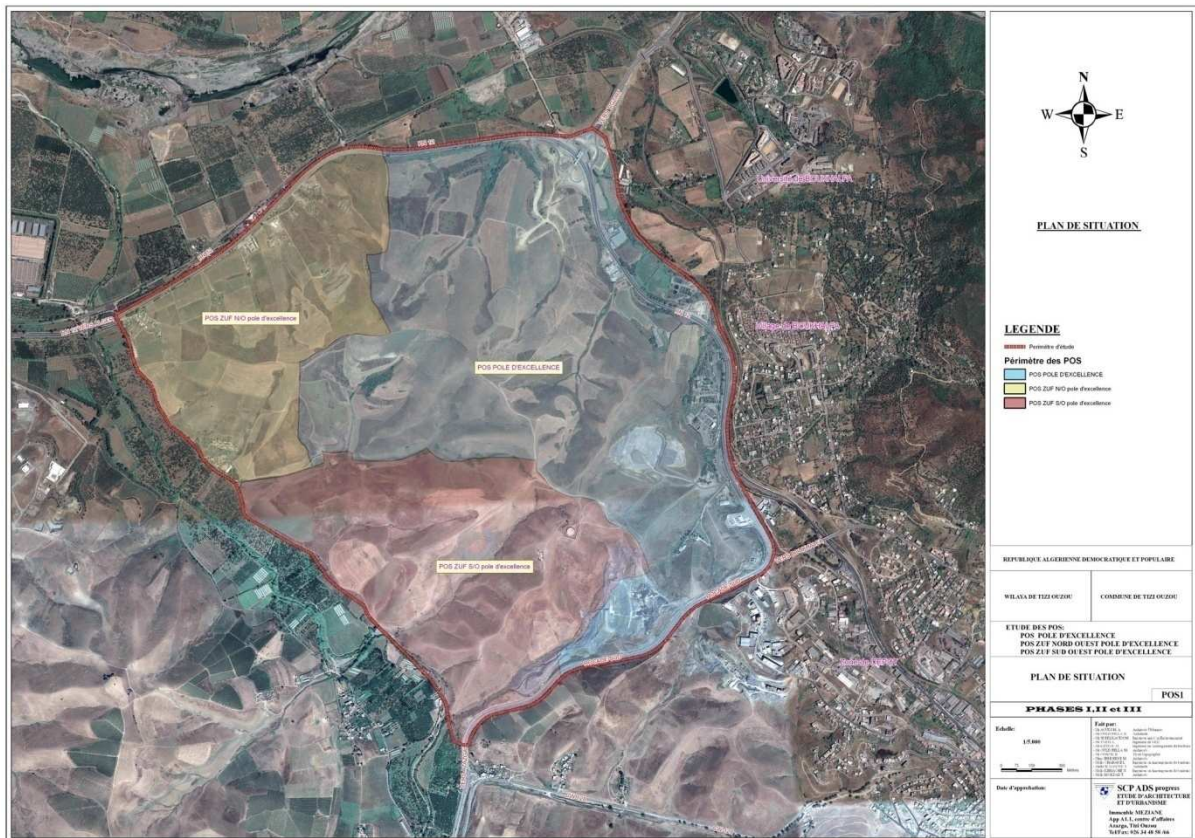
- Tribunal,
- Tribunal Administratif,
- Sureté Urbaine,
- Protection Civile,
- Douane,
- Siège antenne d'APC,
- Bibliothèque,
- Mosquée
- Hôtel de Poste,
- Trésorerie de Wilaya
- INFP et CFPA
- 500 Locaux professionnels,
- Sièges des Directions de wilaya (DUC, DLEP, OPGI, AWGRFU, Direction de la culture, Inspection du travail, Direction de commerce, Chambre de commerce, Registre de commerce, Direction de l'emploi, Chambre de l'agriculture, Pépinière PME/PMI, SONELGAZ, Centre d'information et d'orientation touristique etc.).

IV.2.1 CONSISTANCE

- POS POLE D'EXCELLENCE : Superficie 355 ha
- POS ZUF NORD-OUEST DU POLE D'EXCELLENCE : Superficie 86 ha
- POS ZUF SUD-OUEST DU POLE D'EXCELLENCE : Superficie 146 ha
- Superficie Totale des Trois POS : 587 ha

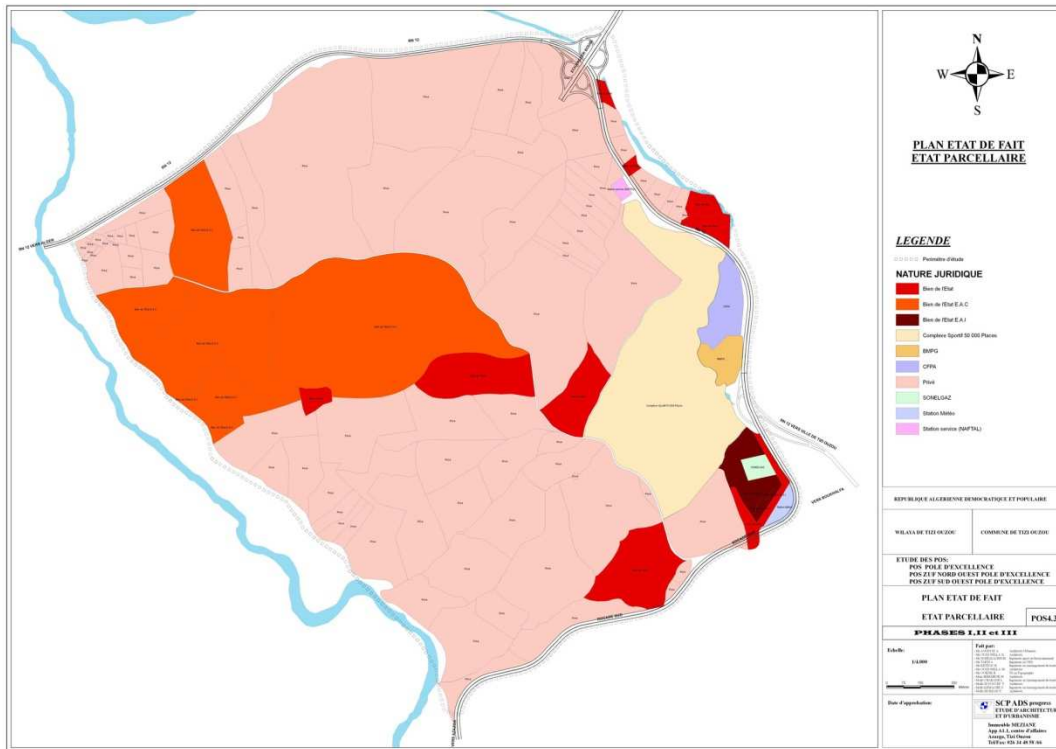
IV.2.2 SITUATION

Situé à l'Ouest de la ville de Tizi Ouzou, l'aménagement des sites du Pôle d'excellence et des deux zones d'urbanisation futures ZUF, sont la consécration de la fusion des villes de Tizi Ouzou et de Draa Ben Khedda. Seul l'Oued Sebt séparera les deux agglomérations.



IV.2.3 PARCELLAIRE JURIDIQUE

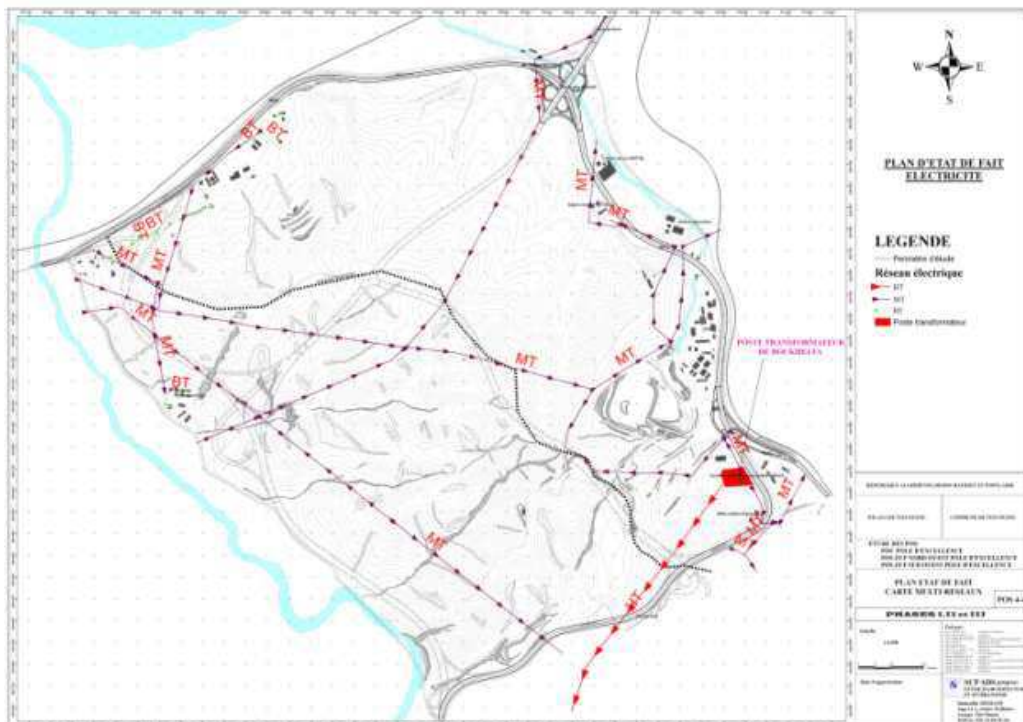
- 92,66 ha bien privé de l'Etat,
- 105,03 ha affectés aux EAC et EAI,
- 12,11 ha occupés par les équipements existants,
- 52,49 ha réservés au complexe sportif 50 000 places
- Le reste est de propriété privé.



IV.2.4 SERVITUDES EXISTANTES :

➤ **LIGNES ÉLECTRIQUES :**

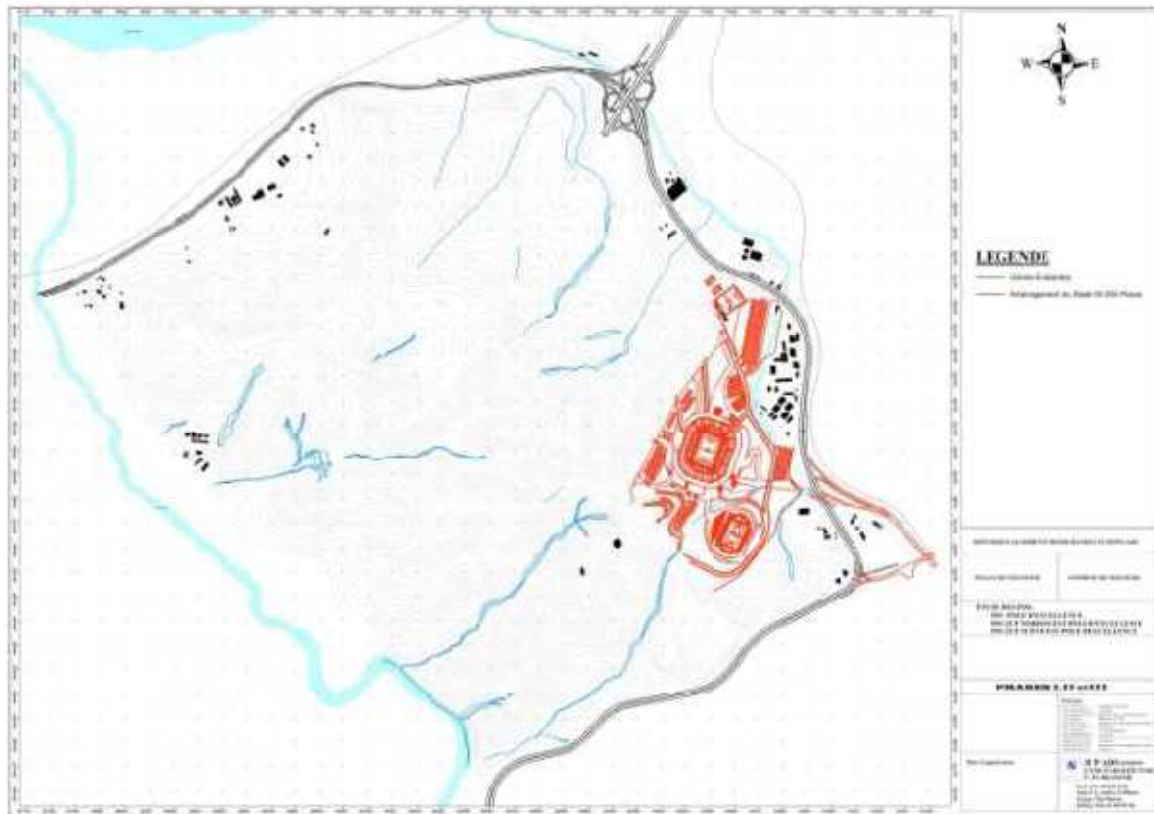
La zone d'étude est traversée par une ligne haute tension qui alimente le Poste transformateur de Boukhalfa et plusieurs lignes de moyenne tension. Les lignes électriques moyenne tension traversant le site doivent être déposées.



IV.2.AMÉNAGEMENTS

Le germe « urbanisateur » ou déclencheur de l'aménagement du Pôle d'Excellence est incontestablement le complexe omnisport de 50 000 places.

La structuration de la zone est largement déterminée par les aménagements prévus pour le bon fonctionnement de ce mégaprojet.



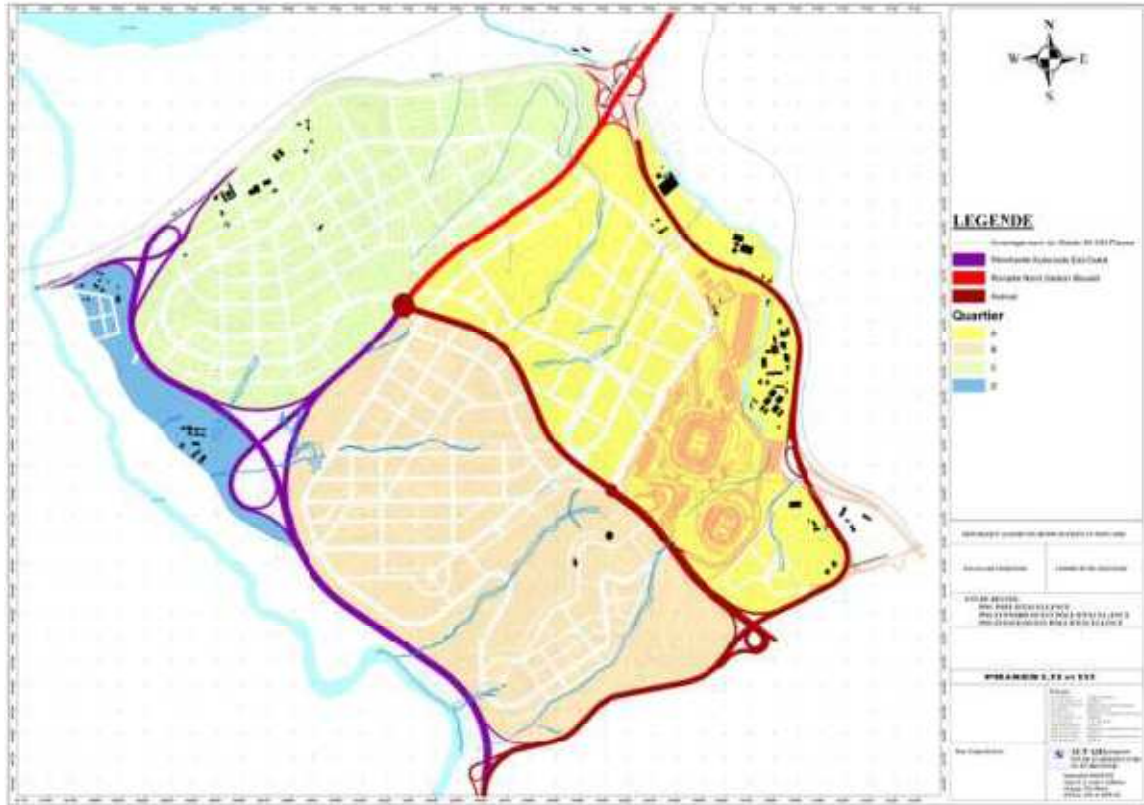
Les voiries primaires ainsi définies : réseau autoroutier, rocade Nord, RN12 et les trois avenues délimitent quatre quartiers.

Le quartier A : Zone d'implantation du complexe 50 000 places du CHU et de la faculté de médecine.

Le quartier B : Zone d'habitat polyfonctionnelle intégrant les équipements d'envergure tels que la salle de spectacle, les tribunaux, la mosquée, le siège d'APC, la poste, l'IFP et divers équipements de proximité.

Le quartier C : Zone d'habitat polyfonctionnelle intégrant les équipements d'envergure tels que le complexe mère et enfant, l'hôpital, la gare routière, la salle OMS, la piscine olympique, la zone de grande distribution et divers équipements de proximité.

Le quartier D : Cité universitaire 2 500 lits.



Le plan de composition urbaine fixe la forme d'occupation des îlots réservés à l'habitat et aux équipements de service. L'occupation périmétrale des îlots est privilégiée et ce, en conformité aux orientations du PDAU de la commune de Tizi Ouzou.

La forte densité s'opère le long des avenues, cour et boulevards, la moyenne densité s'opère sur le reste du territoire de la zone d'étude.



Enfin, les servitudes à déplacer ou à supprimer sont :

- Le gazoduc,
- Les réseaux électriques MT
- La conduite de refoulement d'eau.

Les servitudes primaires à créer sont :

- Le réseau de voirie projeté,
- Les deux collecteurs d'assainissement,
- La station d'épuration 3 x 100 000 éq/hab,
- Un réservoir de 10 000 m³
- Un réservoir aérien de 250 m³ pour alimenter les immeubles en R+8 implantés le long de l'avenue située sur la ligne de crête.



IV.3 Document de l'étude :

IV.3.1 Base de données :

- **Recensement, ilotage et affectation des puissances :**

Sur le plan d'aménagement général du pôle d'excellence, qui nous a été fourni par la SONELGAZ et qui est jointe en annexe, on a pu faire un recensement des infrastructures prévues sur le site :

Tableau N°1

DÉSIGNATION	NOMBRE
Habitat moyenne densité	65
Habitat forte densité	84
Cité universitaire	1
C.E.M.	9
Lycée professionnel	3
Lycée	3
École primaire	14
Protection civil	1
D. Douanes	1
SONELGAZ	1
Ciot	1
ANEM	1

Chapitre IV : Application

CNRC	1
C.C.	1
Insp.T	1
D.Emploi	1
C.S.P.	1
AWGRFU	1
OPGI	1
DFP	1
Hôpital	1
DLEP	1
DUC	1
D. Culture	1
I.F.P.	1
Complexe mère et enfant	1
Sureté urbaine	1
Poste	1
Hôtel	3
P.PME/PMI	1
C.A.	1
D.C.	1
École de formation JSK	1
Activité de service	6
Station de service	1
Tribunal administratif	1
Tribunal	1
Trésorier de Wilaya	1
CHU	1
Faculté de Médecine	1
S.APC	1
Bibliothèque	1
Salle de spectacle	1
Musé	1
Piscine olympique	1
Salle Omnisport	1
Grande Distribution	5
Place publique	15
Jardin résidentiel	13
Espace vert	14
Parking	2
Parc urbain	1
Gare routière	1
Hypermarché	1
Centre météorologique	1

Pour être plus méthodiques, on a affecté chaque lot ou bien structure d'un numéro pour s'y référer plus facilement, puis, on a procédé à un ilotage du site et une affectation de puissance comme c'est bien expliqué dans le tableau ci-dessous :

Tableau N°1

Ilot N°	Lot N°	Désignation des lots	Puissance installée(KVA)
I	01	Habitat MD	400
	02	Habitat MD	
	03	Habitat MD	400
	04	Habitat MD	
	05	Habitat MD	400
	07	Habitat MD	
	06	Cité universitaire	2MVA
	09	Habitat FD	400
	12	Habitat FD	
	10	C.E.M.	400
	11	Hotel	
	13	Habitat FD	400
	14	Habitat FD	
	17	Habitat FD	400
	18	Habitat MD	
	15	Protection civile	250
	16	D. des Douanes	250
	19	C.E.M.	400
	20	Habitat FD	
	22	Habitat MD	40
	21	École primaire	
	23	L. Professionnel	630
	25	Habitat FD	400
	26	Habitat FD	
	27	Habitat MD	400
	35	Habitat FD	
	29	CIOT	250
	30	ANEM	250
	31	CNRC	250
	32	C.C.	250
	33	P.PME/PMI	400
	34	CA	400
	37	L.Professionnel	630
	38	E.primaire	40
	39	Habitat FD	400
	40	Habitat FD	
	41	DC	400
	42	SONELGAZ	400
	43	Insp.T	400

I	44	D.emploi	400
	46	Habitat MD	400
	48	Habitat MD	
	47	E.Primaire	40
	49	E.Primaire	40
	50	C.S.P	250
	51	Habitat FD	400
	52	Habitat FD	
	53	AWGRFU	400
	54	OPGI	400
	55	DFP	400
	57	Habitat MD	400
	58	Habitat MD	
	59	Habitat MD	400
	60	Habitat FD	
	61	Lycée	630
	62	Habitat MD	400
	63	Habitat MD	
	64	Habitat MD	400
	65	Habitat FD	
	67	Habitat FD	400
	69	Habitat FD	
	70	Habitat MD	400
	72	Habitat MD	
	71	E. Primaire	40
	73	Habitat MD	400
	74	Habitat MD	
	75	Habitat MD	400
	82	Habitat FD	
	77	Hôpital	2.5MVA
	78	E. Primaire	40
	79	C.E.M	400
	81	DLEP	400
	83	DUC	400
	84	D. Culture	400
	86	Lycée	630
	87	Habitat FD	400
	88	Habitat FD	
	92	I.F.P	630
	76	Complexe mère et enfant	400
	94	Sureté urbaine	
	95	Poste	
	08	Parking	
	24	Place publique	
	28	Jardin résidentiel	
36	Place publique		
45	Jardin résidentiel		

	56	Jardin résidentiel	400
	66	Place publique	
	68	Place publique	
	80	Jardin résidentiel	
	85	Musé	
	90	Espace vert	
	91	Espace vert	
	93	Jardin résidentiel	
	89	Parking	
Puissance totale installée pour l'îlot I			25240KVA (25.24MVA)
Ilot N°	Lot N°	Désignation des lots	Puissance installée(KVA)
II	96	Habitat FD	400
	97	Habitat MD	400
	98	Habitat MD	
	101	Habitat MD	
	99	E. Primaire	40
	102	Habitat MD	400
	104	Habitat MD	400
	105	Habitat FD	
	106	Habitat FD	
	107	Habitat FD	400
	108	Habitat FD	400
	109	C.E.M.	
	110	E. Primaire	
	111	Habitat FD	400
	112	Habitat MD	400
	115	Habitat MD	
	116	Habitat MD	
	117	Habitat MD	400
	118	Habitat MD	400
	119	C.E.M.	
	120	Habitat MD	
	122	Habitat MD	400
	121	E. Primaire	
	123	Habitat MD	
	124	Habitat FD	400
	125	Habitat FD	
	126	Habitat FD	
	127	L. Professionnel	630
	128	Habitat FD	400
	129	Habitat FD	400
131	Habitat FD		
132	Habitat FD		
133	Habitat MD	400	
138	Habitat MD		

II	137	Habitat MD	400	
	139	Habitat MD		
	141	Habitat FD	400	
	142	Habitat FD		
	143	Habitat FD	400	
	144	Habitat FD		
	145	Habitat FD	400	
	146	Habitat FD		
	147	Habitat FD	400	
	148	Habitat FD		
	149	Habitat MD	400	
	150	Habitat MD		
	151	Habitat MD	400	
	152	Habitat FD		
	153	Habitat FD	400	
	155	Habitat FD		
	113	Place publique	400	
	114	Place publique		
	130	Place publique		
	134	Salle de spectacle		
135	Jardin résidentiel			
136	Jardin résidentiel			
140	Place publique			
154	Jardin résidentiel			
Puissance totale installée pour l'ilot II			10750KVA (10.750MVA)	
Ilot N°	N°	Lot	Désignation des ilots	Puissance installée(KVA)
III	159	Habitat MD	400	
	160	Habitat MD		
	161	Habitat MD	400	
	162	Habitat MD		
	163	Habitat MD	400	
	164	Habitat MD		
	165	Habitat FD	400	
	166	Habitat FD		
	167	Habitat FD	400	
	168	Habitat MD		
	169	Habitat MD	400	
	170	Habitat MD		
	171	Habitat MD	400	
	174	Habitat FD		
	172	C.E.M.	400	
	177	Habitat FD	400	
	179	Habitat FD		
	180	Habitat FD	400	
181	Habitat FD			
182	Habitat FD	400		

III	183	Habitat FD	
	184	Habitat MD	400
	187	Habitat FD	
	185	E. Primaire	40
	188	Habitat FD	400
	189	Habitat FD	
	190	Habitat MD	400
	191	Habitat FD	
	192	Habitat FD	400
	196	Habitat MD	
	195	Hôtel	400
	197	Habitat MD	400
	198	Habitat MD	
	199	Habitat MD	400
	200	Hypermarché	
	201	Centre météorologique	160
	156	Espace vert	400
	157	Parc urbain	
	158	Parc urbain	
	173	Place publique	
	175	Jardin résidentiel	
	176	Jardin résidentiel	
	178	Jardin résidentiel	
	186	Place publique	
	193	Parc urbain	
	194	Espace vert	
202	Espace vert		
203	Espace vert		
Puissance totale installée pour l'îlot III			7640KVA (7.64MVA)
Ilot N°	N°	Lot	Désignation des lots
			Puissance installée(KVA)
IV	204	E. de formation JSK	250
	205	Hôtel	400
	206	Habitat FD	400
	207	Habitat FD	
	208	Habitat FD	400
	212	Habitat FD	
	209	Activité de service	
	210	Activité de service	
	211	Activité de service	400
	213	Habitat FD	
	215	Habitat MD	
	217	Habitat FD	
	227	Habitat FD	
	218	Activité de service	400
	220	Activité de service	
221	Activité de service		

Chapitre IV : Application

IV	223	Station de service	160
	224	Habitat FD	400
	225	Habitat FD	
	226	Habitat MD	400
	227	Habitat FD	
	228	C.E.M.	400
	229	E. Primaire	40
	231	Habitat FD	400
	236	Habitat FD	
	232	Tribunal administratif	400
	234	Trésorerie de wilaya	400
	235	Tribunal	400
	237	Habitat FD	400
	247	Habitat FD	
	238	C.H.U.	2.5MVA
	239	Faculté de médecine	630
	241	Habitat FD	400
	244	Habitat FD	
	248	S. APC	400
	251	Habitat FD	400
	252	Habitat FD	
	255	Habitat FD	400
	257	Habitat FD	
	258	Habitat FD	400
	261	Habitat FD	
	260	Lycée	630
	263	C.E.M	400
	264	E. Primaire	40
	265	Habitat MD	400
	266	Habitat MD	
	267	Habitat MD	400
	269	Habitat MD	
	268	E. Primaire	40
	270	Habitat FD	400
	271	Habitat FD	
	274	E. Primaire	40
	275	Habitat MD	400
	277	Habitat FD	
	276	C.E.M	400
	214	Bibliothèque	400
	216	Place publique	
	230	Place publique	
	233	Place publique	
	240	Espace vert	
	242	Espace vert	
243	Place publique		
245	Espace vert		

IV	246	Espace vert	400
	249	Gare routière	
	250	Espace vert	
	253	Espace vert	
	254	Espace vert	
	256	Piscine olympique	250
	259	Place publique	400
	262	Salle omnisport	
	272	Jardin résidentiel	
	273	Jardin résidentiel	
	278	Grande distribution	
	280	Grande distribution	
	281	Grande distribution	
	282	Grande distribution	
	283	Grande distribution	
	279	Espace vert	
Puissance totale installée pour l'îlot IV			15380KVA (15.38MVA)

- **Section et nature des conducteurs :**

Le conducteur homologué par la SDC/DD-Tizi Ouzou pour l'alimentation du projet est de type aluminium de section 240 mm².

Les caractéristiques électriques sont données dans le tableau N°2 en annexe.

- **Longueurs des câbles :**

Après l'affectation des puissances, on a positionné les postes MT/MT et MT/BT qui sont des postes en cabines sur le même plan d'aménagement (en annexe) avec chacun son nom ou son numéro. Ceci fait, on a relevé les longueurs des câbles entre chaque poste et un autre. Il est à préciser que notre réseau sera souterrain, donc les longueurs sont mesurées le long des trottoirs :

Tableau N°3

Ilot N°I		Ilot N°II		Ilot N°III		Ilot N°IV	
Câble	Longueur (Km)	Câble	Longueur (Km)	Câble	Longueur	Câble	Longueur
PstMT/MT I→Pst1	0.08	PstMT/MTII→Pst 52	0.23	PstMT/M TIII→Pst 78	0.18	PstMT/MTIV→Pst97	0.02
Pst1→Pst2	0.1	Pst52→Pst53	0.21	Pst78→Pst79	0.27	Pst97→Pst98	0.22
Pst2→Pst3	0.15	Pst53→Pst54	0.03	Pst79→Pst80	0.36	Pst98→Pst99	0.09

Chapitre IV : Application

Pst3→Pst4	0.07	Pst54→Pst55	0.18	Pst80→Pst81	0.10	Pst99→Pst100	0.15
Pst4→Pst5	0.14	Pst55→Pst56	0.39	Pst81→Pst82	1.00	Pst100→Pst101	0.34
Pst5→Pst6	0.19	Pst56→Pst57	0.18	Pst82→Pst83	0.20	Pst101→Pst102	0.03
Pst6→Pst7	0.21	Pst57→Pst58	0.31	Pst83→Pst84	0.05	Pst102→Pst103	0.07
Pst7→Pst8	0.12	Pst58→Pst59	0.29	Pst84→Pst85	0.23	Pst103→Pst104	0.27
Pst8→Pst9	0.12	Pst59→Pst60	0.03	Pst85→Pst86	1.01	Pst104→Pst105	0.06
Pst9→Pst10	0.14	Pst60→Pst61	0.16	Pst86→Pst87	0.22	Pst105→Pst106	0.44
Pst10→Pst11	0.65	Pst61→Pst62	0.033	Pst87→Pst88	0.08	Pst106→Pst107	0.31
Pst11→Pst12	0.12	Pst62→Pst63	0.26	Pst88→Pst89	0.19	Pst107→Pst108	0.02
Pst12→Pst13	0.41	Pst63→Pst64	0.25	Pst89→Pst90	0.09	Pst108→Pst109	0.07
Pst13→Pst14	0.38	Pst64→Pst65	0.13	Pst90→Pst91	0.36	Pst109→Pst110	0.24
Pst14→Pst15	0.22	Pst65→Pst66	0.12	Pst91→Pst92	0.13	Pst110→Pst111	0.04
Pst15→Pst16	0.55	Pst66→Pst67	0.020	Pst92→Pst93	0.18	Pst111→Pst112	0.14
Pst16→Pst17	0.33	Pst67→Pst68	0.21	Pst93→Pst94	0.16	Pst112→Pst113	0.20
Pst17→Pst18	0.30	Pst68→Pst69	0.18	Pst94→Pst95	0.03	Pst113→Pst114	0.02
Pst18→Pst19	0.03	Pst69→Pst70	0.40	Pst95→Pst96	0.15	Pst114→Pst115	0.42
Pst19→Pst20	0.16	Pst70→Pst71	0.30	Pst96→PstMT/III	0.10	Pst115→Pst116	0.08
Pst20→Pst21	0.09	Pst71→Pst72	0.23			Pst116→Pst117	0.02
Pst21→Pst22	0.02	Pst72→Pst73	0.19			Pst117→Pst118	0.07
Pst22→Pst23	0.26	Pst73→Pst74	0.09			Pst118→Pst119	0.11
Pst23→Pst24	0.03	Pst74→Pst75	0.17			Pst119→Pst120	0.14
Pst24→Pst25	0.17	Pst75→Pst76	0.13			Pst120→PstMT/MT IV	0.29
Pst25→Pst26	0.06	Pst76→Pst77	0.03				

Pst26→Pst27	0.06	Pst77→PstM T/MT II	0.30		
Pst27→Pst28	0.02				
Pst28→Pst29	0.04				
Pst29→Pst30	0.04				
Pst30→Pst31	0.21				
Pst31→Pst32	0.02				
Pst32→Pst33	0.04				
Pst33→Pst34	0.04				
Pst34→Pst35	0.02				
Pst35t→Pst36	0.04				
Pst36→Pst37	0.04				
Pst37→Pst38	0.03				
Pst38→Pst39	0.05				
Pst39→Pst40	0.05				
Pst40→Pst41	0.28				
Pst41→Pst42	0.02				
Pst42→Pst43	0.36				
Pst43→Pst44	0.10				
Pst44→Pst45	0.10				
Pst45→Pst46	0.10				
Pst46→Pst47	0.18				
Pst47→Pst48	0.14				
Pst48→Pst49	0.12				
Pst49→Pst50	0.10				
Pst50→Pst51	0.08				
Pst51→PstMT/MTI	0.10				

- **Les charges :**

Les charges réelles sont proportionnellement liées à la charge installée

$$I_{\text{réel}} = \alpha I_{\text{installé}}$$

Et c'est la même chose en parlant en terme de puissance

$$P_{\text{réelle}} = \alpha P_{\text{installée}}$$

α étant le coefficient de foisonnement qu'on admet lié au coefficient de simultanéité « B » qui est un paramètre par m « nombre de Raccordement Clientèle Nouvelle(RCN) » qui correspond au nombre de postes MT/BT dans notre cas. Une fois que « B » est désigné, on le multiplie par 0.7 ,tel que pour :

$$1 \leq m \leq 4 \quad \rightarrow \quad B = 0.85$$

$$44 < m \leq 12 \quad \rightarrow \quad B = 0.6$$

$$m > 12 \quad \rightarrow \quad B = 0.4 ; 0.5$$

On admet $B = 0.5 \quad \rightarrow \quad \alpha = 0.5 \times 0.7 = \mathbf{0.35}$

On sait aussi que : $I(A) = S(MVA) \times \mathbf{19.24}$

On a bien noté, sur le tableau n°1, les puissances installées pour chaque ilot et leur appliquant le coefficient de foisonnement, on aura :

$$S_{\text{ilotI}} = 8.83 \text{ MVA} \quad \rightarrow \quad I_{\text{ilotI}} = 169.89 \text{ A}$$

$$S_{\text{ilotII}} = 3.76 \text{ MVA} \quad \rightarrow \quad I_{\text{ilotII}} = 72.34 \text{ A}$$

$$S_{\text{ilotIII}} = 2.67 \text{ MVA} \quad \rightarrow \quad I_{\text{ilotIII}} = 51.37 \text{ A}$$

$$S_{\text{ilotIV}} = 5.38 \text{ MVA} \quad \rightarrow \quad I_{\text{ilotIV}} = 103.51 \text{ A}$$

$$S_{\text{totale}} = 20.65 \text{ MVA} \quad \rightarrow \quad I_{\text{total}} = 397.30 \text{ A}$$

Donc, la puissance nécessaire pour l'alimentation du pôle d'excellence est approximativement égale à 21 MVA. D'où il va falloir chercher cette puissance à partir des postes sources 60/30KV.

Les seuls postes sources limitrophes existant qui peuvent alimenter le projet sont celui de DBK de 2×30 MVA ou le PS de Boukhalfa de 2×40 MVA.

Le poste source de DBK est actuellement en plein charge avec une puissance appelée de 46MVA et aussi le PS de Boukhalfa est actuellement en plein charge avec une puissance appelée de 25MVA.

Les conditions nécessaires valables pour pouvoir alimenter ce projet à partir des deux postes sources sont :

- Ne pas dépasser la puissance garantie ($\frac{1}{2}$ puissance installée)
- Disponibilité des départs HTA au nombre de six au maximum par demi jeux de barre
- Puissance installée $\geq 2 \times 40 \text{MVA}$ et cela avec tout calcul fait

Ces conditions ne sont pas vérifiées aux niveaux des postes 60/30KV BOUKHALFA et DBK, il va falloir créer un nouveau poste source 60/30KV limitrophe à ce projet.

À cet effet, les services techniques et de développement réseaux ont fait des prospections et une variante a été arrêtée pour la réalisation de ce nouveau poste de $2 \times 40 \text{MVA}$ et 12 départs disponibles au niveau de TASSADORT à 7KM du pôle d'excellence.

- **Poste 60/30KV TASSADORT (lieu dit lekseur):**
 - ✓ Alimenté avec une ligne HTB 60KV en coupure d'artère a partir du nouveau poste 220/60/30 kV projeté a sidi namane
 - ✓ Chaque ligne alimente un transfo 60/30KV
 - ✓ Puissance installée $2 \times 40 \text{MVA}$
 - ✓ Etage HTA(MT) composé de 12cellules de départs 30KV en deux trames 30KV
 - Chaque trame 30KV est alimentée à partir d'un transfo 60/30KV.
 - Les deux trames sont couplées par un disjoncteur 30KV ouvert à l'état saint .
 - ✓ Son schéma de principe :

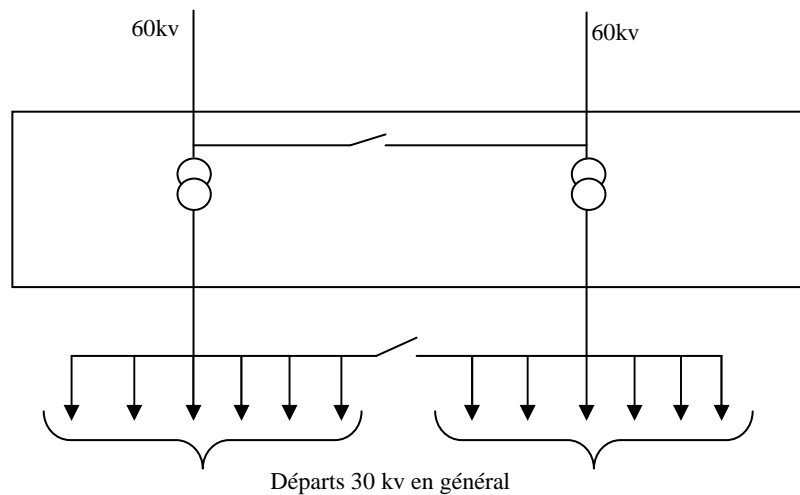


Fig. IV.1

IV.3.2 Évolution de la charge :

Un transformateur installé à une année donnée doit pouvoir débiter la puissance appelée pour les abonnés qu'il alimente pendant un certain nombre d'années.

La puissance débitée par un poste MT/BT croît d'année en année pour les deux raisons suivantes :

- Le nombre d'abonnés croît suite aux raccordements nouveaux, ce qu'on appelle l'accroissement en surface.
- La puissance appelée par chaque abonné existant croît aussi, suite à l'introduction des équipements électroménagers ou électriques, et c'est ce qu'on appelle l'accroissement en profondeur.

Par récurrence, la puissance débitée par les transformateurs MT/MT croît elle aussi d'année en année.

Ainsi, lorsqu'on dimensionne le transformateur, on tient compte de ces deux paramètres :

- L'accroissement en surface
- L'accroissement en profondeur.

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

$$P_n = P_0 (1+X)^n$$

$$X = (P_n/P_0)^{1/n} - 1$$

P_0 : puissance à l'année initiale

P_n : puissance après n années

X : taux d'évolution

On admet X =4% et cela a été arrêté par le service développement réseau de la SDC /DD -TIZI OUZOU après une étude statistique en collaboration avec les services techniques de la wilaya à savoir OPGI- DUCH- HYDROLIQUE- ADE- ETC.....

Tableau N°4

Année		2013	2014	2015	2016	2017	2018
N° poste	Départs	I_{app} (A)					
MT/MT1	Départ1	77 A	80,08	83,28	86,61	90,07	93,68
	Départ2	71 A	73,84	76,79	79,86	83,05	86,38
MT/MT2	Départ1	28 A	29,12	30,28	31,49	32,75	34,06
	Départ2	43 A	44,72	46,50	48,36	50,30	52,31
MT/MT3	Départ1	19(A)	19,76(A)	20,55	21,37	22,22	23,11
	Départ2	31(A)	32,24	33,52	34,87	36,26	37,71
MT/MT4	Départ1	58(A)	60,32	62,73	65,24	67,85	70,56
	Départ2	47(A)	48,88	50,83	52,86	54,98	57,18

Année		2019	2020	2021	2022	2023
N° poste	Départs	I _{app} (A)				
MT/MT1	Départ1	97,42	101,32	105,37	109,59	113,97
	Départ2	89,83	93,43	97,16	101,05	105,09
MT/MT2	Départ1	35,42	36,84	38,31	39,85	41,44
	Départ2	54,40	56,58	58,84	61,20	63,65
MT/MT3	Départ1	24,04	25,00	26,00	27,04	28,12
	Départ2	39,22	40,79	42,42	44,12	45,88
MT/MT4	Départ1	73,38	76,32	79,37	82,55	85,85
	Départ2	59,46	61,84	64,32	66,89	69,57

COMMENTAIRE

Après avoir appliqué le taux d'évolution de la charge sur les départs de tous les postes MT/MT, on constate, d'après les résultats de calcul, que sur les dix ans projetés, aucune contrainte ne survient sur les départs des postes tels que le courant appelé est, à chaque fois, inférieur aux limites admissibles relatives aux caractéristiques électriques des conducteurs utilisés. Par récurrence, les puissances garanties pour les postes existent toujours.

IV.3.3 Étude de l'état sain :

Model de calcul :

Les calculs sont faits par ordinateur en créant un fichier CARAT avec les données du réseau puis en exécutant celui-ci.

Les hypothèses de calcul prises en considération sont :

- La tension aux barres secondaires des injecteurs.
- $\cos\varphi=0.9$ et supposé uniforme dans tout le réseau.
- La chute de tension admissible dans le réseau MT souterrain
À l'état sain : 6%

À l'état incident : 10%

- Charges admissibles sur les équipements : 305 A
- Durée d'étude : 10 ans

Les résultats obtenus après exécution du fichier CARAT

- Le courant transité par le 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,

Sont résumés dans le tableau suivant :

État sain :
Tableau N°5

N° DU POSTE MT/MT	DÉPART	ILT(A)	IAP(A)	TAUX D'UTIL.(%)	Δu/u max		LONG(KM)
					VALEUR(%)	NOEUD	
Poste I	DÉPART I	305	77	25.25	1.48	P024-P025	6.183
	DÉPART II	305	71	23.28	1.34	P026-P027	2.305
Poste II	DÉPART I	305	28	9.18	0.52	P060-P061	2.01
	DÉPART II	305	43	14.10	0.54	P063-P062	2.69
Poste III	DÉPART I	305	19	6.23	0.36	P083-P084	3.623
	DÉPART II	305	31	10.16	0.37	P086-P087	1.393
Poste IV	DÉPART I	305	58	19.02	1.01	P112-P113	2.71
	DÉPART II	305	47	15.41	1.00	P115-P114	2.656

COMMENTAIRE

Les charges des départs n'atteignent pas leur limite thermique et les chutes de tension sont largement au dessous de la valeur admissible (6%) ce qui est largement satisfaisant.

IV.3.4 État incident

Le cas le plus défavorable est celui d'une atteinte sur un départ issu de poste source. Dans ce cas, il va falloir reprendre l'alimentation par un autre départ issus de même poste source ou bien d'un autre, et qui rentre dans une autre étude de calcul en amont du poste MT/MT ce qui ne concerne pas notre étude. Dans notre cas l'alimentation est souterraine en boucle (coupure d'artère), ce qui fait que la reprise est toujours assurée par l'autre câble d deuxième départ du poste.

Conclusion :

Ainsi on a achevé l'étude de l'alimentation en énergie électrique du pôle d'excellence avec un bon positionnement des postes, les valeurs des chutes tension sont admissibles et concernant les charges, sur les dix ans projetées, elles évoluent sans dépasser les capacités des transformateurs.



**CONCLUSION
GENERALE**

Avant tout, ce mémoire est une rétrospective de tout ce que nous avons étudié dans le domaine théorique à savoir toutes les connaissances accumulées durant ces années d'études, des différentes formes de production d'électricité à l'exploitation en passant par les réseaux de transport de l'énergie électrique.

L'alimentation en énergie électrique du projet qui se veut une mise en pratique réelle sur le chantier d'infrastructures en réalisation, à savoir le pôle d'excellence de Oued Falli, était l'objectif principal de notre étude. Une étude qui a abouti à des résultats assez satisfaisants tant sur le plan technique ou sur le plan économique.

Nous espérons, enfin, que ce travail soit suivi, amélioré et fera l'objet d'une réalisation concrète.

[1] Théodore WILDI et Gilbert SYBILLE, « Électrotechnique », 4^{ème} édition.2005

[2] Egdar GILLON, « cours d'électrotechnique, troisième partie : centrales, réseaux, applications diverse », CABAY LOUVIN LA NEUVE, 1981, CABAY, Libraire-Editeur.

[3] Jan-Claude SABONNADIÈRE, Nourdine HADJSAID « lignes et réseaux électriques2, méthodes d'analyse des réseaux électriques »(Tome2) .2007 .Hermès-science.

[4] Site web : www.adsprogress.com

[5] Guide technique de la SDC/DD-Tizi Ouzou

[6] Notice d'utilisation du programme CARAT de la SDC/DD-Tizi Ouzou

[7] Mourad RABIA, Youssef ISSAOUN « Restructuration du réseau moyenne tension 30kv de la région des OUADHIA » Mémoire d'ingénieur UMMTO, 2010 /2011

[8] M.ADIL et A.NAIT DJOUDI « Restructuration du réseau moyenne tension 30kv de TIGZIRT »

Mémoire d'ingénieur UMMTO 2009

[9] Merlin GERIN « Guide de la distribution haute tension, moyenne tension »

[10] mon petit web, enseignement des sciences physiques et informatiques, Bruno BROLIS,1997-2010.

[11] Françoise DENOYELLE, « Production d'énergie électrique par sources renouvelables », les sélections techniques de l'ingénieur, 10/05/2003.

[12] H.BUYSE, Université catholique de Louvain « Transport d'Énergie Électrique »



ANNEXES

Création du fichier CARAT

Nous allons vous décrire le format détaillé pour la création du fichier de donnée CARAT. Ce fichier est constitué de 04 cartes qui sont : 0,1,2et3

a-Carte titre, code = 0

0-0-0-----ÉTUDE DE L'ALIMENTATION DU PÔLE D'EXCELLENCE OUED FALLI

b-Carte paramètre code = 1

Format de carte

1 20132013 30000 94,00 94,00 30,00 30,00 500 8760 0,900 20 0,5 121

Description

Colonne 1 ; code1

Col.3-6 : année début

Col. 7-10 : année fin

Col.13-17 : tension nominale du réseau à étudier en volte : Ex 30000

Col. 19-23 : tension nominale (en %) admise a l'état sain : Ex 94%

Col. 25-29 : tension nominale (en %) admise en cas d'incident .Ce pourcentage doit être égal ou plus petit que le pourcentage à l'état sain : Ex 94%

Col. 31-35 : surcharge (en%)admise en cas d'incident : Ex 10%

Col. 37-41 : puissance minimale (en%) de la monotone stylisée de charge Ex, 10%

Col. 44-46 : temps au point de cassure, dans la monotone stylisée de charge en heures.

Col. 48-51 : utilisation moyenne du réseau ($0 < u < 8760$) en heures

Col. 53-57 : cosinus phi moyen ($0 < \cos \varphi \leq 1$) Ex : 0,9

Col. 59-62 : temps de calcul maximum pour la recherche de l'état sain, en secondes

Col. 64-66 : facteur de multiplication pour calculer un schéma de secours .Le temps de calcul max pour un schéma de secours sera égal à la valeur en Col. 59-62 multipliée par ce facteur.
Ex 0,5(valeur par défaut : 1)

Col. 68 : = 0 pas de recherche arborescente admise

=1 recherche arborescente admise.

Col. 69 : =0 impression des données

=1 suppression de l'impression des données de charge

=2 suppression de l'impression des données des branches et charges

Col. 70 : =0 suppression de l'impression des manœuvres pour obtenir le schéma de secours

c-Cartes branches code = 2

Format des cartes de branches

```
2 INJECT 00 441H4C1 0 0 0 0 0 500.0 0.000 0.000 0.000
2 441H4C1 00 441PMT1 0 0 0 0 0 305.0 0.140 0.103 8.500 0
```

Description

Col. 1 : Code 2

Col. 3-10 : nom du nœud amont

Col. 12 : =0 il n'y a pas de disjoncteur au nœud amont

=1 il ya un disjoncteur au nœud amont

Col. 13 : =0 il n'y a pas de disjoncteur au nœud aval

=1 il ya un disjoncteur au nœud aval

Col. 15-22 : nom du nœud aval

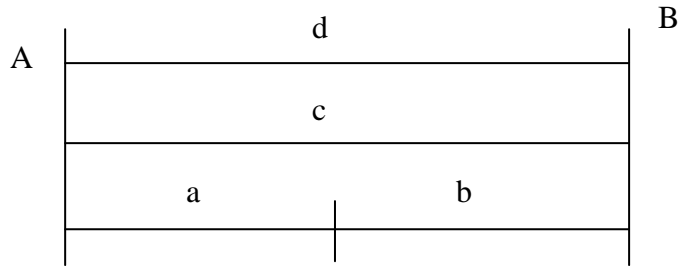
Col. 24 : numéro de ligne de l'élément entre les deux nœuds donnés. Plusieurs éléments avec le même numéro de série entre deux nœuds sont considérés comme des éléments en série.

Les éléments avec des numéros de série différents sont considérés en parallèle.

Exemple :

Node1	Node2	Ser	
A	B	1	Caractéristique a
A	B	1	Caractéristique b
A	B	2	Caractéristique c
A	B	3	Caractéristique d

Ceci représente la structure ci-dessus :



Et en calcule dans le programme des caractéristiques résultantes de l'arc A-B.

Note : les numéros de séries peuvent servir également à faire distinguer au programme des arcs en parallèle, au cas où l'on veut les déclencher séparément.

Col. 26-29 : année de renforcement. Après cette année –ci, l'arc est considéré comme ne faisant pas partie du réseau.

Col. 31-34 : année de suppression. L'arc est considéré comme ne faisant pas partie du réseau avant l'année spécifiée.

Si cette date est plus petite que l'année de début de calcul, l'arc ne sera pas retenu dans programme

Si cette date n'est pas fournie, l'arc sera présent dans le réseau jusqu'à la fin de l'étude.

Col. 38 : = 0 ou blanc (arc libre)

=1 arc prioritaire, cet arc doit être dans la solution.

= 2 arc prioritaire, seulement à l'étude à l'état sain.

Quand on étudie un schéma secours, l'arc est considéré comme libre.

= 3 arc défendu à l'état sain

Cet arc ne pourra pas être utilisé dans le schéma de l'état sain.

Col. 38 : = 0 ou blanc : arc à ne pas déclencher (un incident sur cet arc n'est pas à étudier)

=1 arc à déclencher

= 2 à 9 tous les arcs portant le même numéro de déclenchement seront déclenchés simultanément.

Col. 40- 44 : capacité de l'arc en ampères : Ex 305.0

Col. 46-50 : résistance linéique de l'arc Ω/km .

Col. 52-56 : réactance linéique de l'arc Ω/km

Col. 58-62 : longueur de l'arc en kilomètre

Les injecteurs seront représentés comme étant des arcs partant du nœud fictif INJECT, avec la capacité de l'injecteur en question, et avec résistance, impédance et longueur nulle. Le nœud INJECT sera donc le nom du nœud amont de tous les injecteurs.

d-Carte charges code 3

Ces cartes sont destinées à définir l'évolution de la charge en un nœud. Cette évolution sera décrite à l'aide d'une ou plusieurs composantes exponentielles.

Chaque composante est caractérisée par :

-Sa valeur initiale à une année déterminée.

-Son taux d'accroissement

En outre, chaque composante peut soit s'ajouter à la charge existant en un nœud, soit remplacer cette charge ou modifier son taux d'accroissement.

Exemple

A l'année initiale i_0 de l'étude, la charge en un nœud à la valeur V_0 évoluera avec un taux de t_0 .

A l'année i_1 une charge supplémentaire V_1 avec un taux d'accroissement t_1 s'ajoute à ce nœud .

A partir de l'année i_2 on estime que la charge totale existante en ce nœud continuera à évoluer avec un taux d'accroissement t_2 .

A l'année i_3 la charge au nœud sera remplacée par une charge V_3 avec un taux d'accroissement t_3 .

Chaque carte permet la description de quatre composants.

Format des cartes de charges

3 441PMT1 2013A0.000000 4 0A0.000000 0 0A0.000000 0

Col. 1 : Code carte 3

Col. 3-10 : nom du nœud de charge

Col .11-14 : année initiale de la composante (année de référence)

Col.15 : A ou blanc, la composante s'ajoute à la charge existante

R, la composante remplace la charge existante

C, la charge totale existante à l'année indiquée évoluera suivant le taux d'accroissement de cette composante.

Col. 16-23 : première composante de la charge en ampère

Col. 28 : taux d'accroissement de la composante

Col. 29-32 : l'année de la deuxième composante de la charge

Col. 33 : A, R, C, la même description de la colonne 15

Col. 34-41 : deuxièmes composantes de la charge

Col. 52-59 : troisièmes composantes de la charge

Col. 70-77 : quatrièmes composantes de la charge.

Tableau N°1 : Caractéristiques électriques des conducteurs nus :

NATURE	SECTION (mm ²)	r à 20° (Ω /km)	r+x tgφ (Ω /Km)	I _{LT} (A)
CUIVRE	17.8	1.010	1.185	118
	27.6	0.650	0.825	153
	38.2	0.472	0.647	200
	48.3	0.373	0.548	230
	74.9	0.240	0.416	280
	116.2	0.15	0.331	365
ALMELEC	34.4	0.958	1.133	140
	54.6	0.603	0.778	190
	75.6	0.438	0.613	240
	93.3	0.357	0.532	270
	148.1	0.224	0.399	365
	228	0.146	0.321	480
	288	0.116	0.291	550
ALU-ACIER	75.5	0.605	0.780	175
	116.2	0.303	0.481	300
	147.1	0.243	0.418	345
	228	0.157	0.332	460
	288	0.124	0.299	525

- Température de fonctionnement : 20°C
- Réactance = 0.35Ω/Km
- Facteur de puissance tel que cosφ = 0.9 (tgφ = 0.5)

Tableau N°2 Caractéristiques électriques des conducteurs isolés

NATURE	SECTION mm ²	r à 20°C (Ω/Km)	r à 50°C (Ω/Km)	r+x tgφ (Ω/Km)	I _{LT} (A)
CUIVRE	30	0.627	0.701	0.751	109
	50	0.379	0.424	0.474	180
	70	0.269	0.300	0.350	230
	95	0.194	0.217	0.267	250
	120	0.157	0.176	0.226	300
	146	0.126	0.141	0.191	340
	185	0.099	0.111	0.161	400
ALUMINIUM	25	1.200	1.345	1.395	78
	35	0.868	0.973	1.023	95
	50	0.641	0.918	0.768	114
	70	0.443	0.497	0.547	142
	95	0.320	0.359	0.409	172
	120	0.253	0.284	0.334	198
	150	0.206	0.231	0.281	225
	185	0.164	0.184	0.234	245
	240	0.125	0.140	0.190	305

- Température de fonctionnement : 50° C
- Réactance = 0.10Ω /Km
- Facteur de puissance tel que tgφ = 0.5 (cosφ= 0.9)

Tableau N°3 : Moments électriques M_1 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
	22870	0.91	3.01	27.11
	288.0	0.01	3.34	30.10

Tableau N°4 : Moments électriques M_1 des conducteurs isolés

NATURE	SECTION mm ²	M_1 (kw*KM)		
		5.5	10.0	30.0
CUIVRE	30.0	0.40	1.33	11.98
	50.0	0.64	2.11	18.99
	70.0	0.86	2.83	25.50
	95.0	1.13	3.75	33.71
	120.0	1.34	4.42	39.82
	146.0	1.58	5.25	47.12
	185.0	1.88	6.21	55.90
ALUMINIUM	25.0	0.22	0.72	6.45
	35.0	0.30	0.98	8.80
	50.0	0.39	1.30	11.72
	70.0	0.55	1.83	16.45
	95.0	0.74	2.44	22.00
	120.0	0.91	1.99	26.95
	150.0	1.08	3.56	32.03
	185.0	1.29	4.27	38.46
240.0	1.59	5.26	47.37	

1PROGRAM CEDRA1

DE D AIIMENTATION DU POLE D ECXELENCE OUED FALLI

PARAMETERS

PLANNING PERIOD FROM 2013 THRU 2013		MINIMAL POWER	
30.00 %		BREAKPOINT	500
NOMINAL VOLTAGE	30000.00	LOAD DURATION	8760
VOLTAGE DROP IN PERCENT	94.00 %	COS. FI	
VOLTAGE DROP % WHEN OUTAGE	94.00 %		
.900		MAX. RESEARCH TIME	
ALLOWED OVERLOAD WHEN OUTAGE	30.00 %	TIME MULTIPL. FACT.	
20.000		WRITE INPUT DATA	2
RESEARCH OPTION	1	TOTAL COMPUTING TIME	600.
.500		SWITCHING ACTIONS	1
TRACE	0		
FULL CEDRA	0		
SEC			
CEDRA WHEN OUTAGES	0		

ONETWORK STATISTICS

0 INJECTORS	1
0 LINES	55
0 ELEMENTS	55
0 NODES	55
FINAL LOAD/INIT.LOAD	1.00

1 *****
 *LOAD LEVEL AT YEAR : 2013 *

N O R M A L C O N D I T I O N

ONODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
441H4C1	-441PMT1	305.	148.	48.54	29628.	1.24	78.24
441PMT1	-441P001	305.	77.	25.10	29626.	1.25	.20
441P001	-441P002	305.	74.	24.22	29623.	1.26	.24
441P002	-441P003	305.	71.	23.33	29620.	1.27	.32
441P003	-441P004	305.	68.	22.45	29619.	1.27	.14
441P004	-441P005	305.	66.	21.57	29616.	1.28	.25
441P005	-441P006	305.	62.	20.18	29613.	1.29	.30
441P006	-441P007	305.	59.	19.30	29609.	1.30	.31
441P007	-441P008	305.	56.	18.42	29607.	1.31	.16
441P008	-441P009	305.	53.	17.53	29605.	1.32	.14
441P009	-441P010	305.	51.	16.65	29603.	1.32	.15
441P010	-441P011	305.	48.	15.77	29594.	1.35	.63

441P011	-441P012	305.	45.	14.89	29592.	1.36	.10
441P012	-441P013	305.	43.	14.01	29587.	1.38	.31
441P013	-441P014	305.	38.	12.62	29583.	1.39	.24
441P014	-441P015	305.	36.	11.73	29568.	1.44	.76
441P015	-441P016	305.	33.	10.85	29562.	1.46	.25
441P016	-441P017	305.	29.	9.46	29559.	1.47	.12
441P017	-441P018	305.	26.	8.58	29558.	1.47	.04
441P018	-441P019	305.	22.	7.19	29558.	1.47	.01
441P019	-441P020	305.	19.	6.31	29557.	1.48	.02
441P020	-441P021	305.	15.	4.92	29557.	1.48	.01
441P021	-441P022	305.	12.	4.04	29557.	1.48	.00
441P022	-441P023	305.	10.	3.15	29556.	1.48	.01
441P023	-441P024	305.	7.	2.27	29556.	1.48	.00
441P024	-441P025	305.	4.	1.39	29556.	1.48	.00
441PMT1	-441P051	305.	71.	23.44	29625.	1.25	.22
441P051	-441P050	305.	69.	22.56	29624.	1.25	.16
441P050	-441P049	305.	66.	21.68	29622.	1.26	.19
441P049	-441P048	305.	62.	20.29	29620.	1.27	.19
441P048	-441P047	305.	59.	19.40	29617.	1.28	.21
441P047	-441P046	305.	56.	18.52	29614.	1.29	.24
441P046	-441P045	305.	54.	17.64	29612.	1.29	.13
441P045	-441P044	305.	51.	16.76	29611.	1.30	.11
441P044	-441P043	305.	48.	15.88	29609.	1.30	.10
441P043	-441P042	305.	46.	14.99	29604.	1.32	.32
441P042	-441P041	305.	43.	14.11	29604.	1.32	.02
441P041	-441P040	305.	40.	13.23	29601.	1.33	.19
441P040	-441P039	305.	38.	12.35	29600.	1.33	.03
441P039	-441P038	305.	35.	11.47	29600.	1.33	.03
441P038	-441P037	305.	32.	10.58	29600.	1.33	.01
441P037	-441P036	305.	30.	9.70	29599.	1.34	.01
441P036	-441P035	305.	27.	8.82	29599.	1.34	.01
441P035	-441P034	305.	24.	7.94	29599.	1.34	.00
441P034	-441P033	305.	22.	7.06	29598.	1.34	.01
441P033	-441P032	305.	19.	6.17	29598.	1.34	.01
441P032	-441P031	305.	16.	5.29	29598.	1.34	.00
441P031	-441P030	305.	13.	4.41	29597.	1.34	.02
441P030	-441P029	305.	11.	3.53	29597.	1.34	.00
441P029	-441P028	305.	8.	2.65	29597.	1.34	.00
441P028	-441P027	305.	5.	1.76	29597.	1.34	.00
441P027	-441P026	305.	3.	.88	29597.	1.34	.00

LONGUEUR DU DEPART : 16.9780 Km

-LONGUEUR DE L'INJECTEUR : 16.9780 Km

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 6.923
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 60646.755
TOTAL LOSSES IN KW : 85. OR 1.23 %

DIMINUTION DES PERTES DUE A LA COMPENSATION .0 Kw

1 EMERGENCY CONDITION AT YEAR : 2013

* ETUDE DES DECLENCHEMENTS ET DE LA DEFAILLANCE POUR L ANNEE
2013

*

1PROGRAM CEDRA1

DE D ALIMENTATION DU POLE D ECXELENCE OUED FALLI

PARAMETERS

PLANNING PERIOD FROM 2013 THRU 2013 MINIMAL POWER
30.00 %
NOMINAL VOLTAGE 30000.00 BREAKPOINT 500
VOLTAGE DROP IN PERCENT 94.00 % LOAD DURATION 8760
VOLTAGE DROP % WHEN OUTAGE 94.00 % COS. FI .900
ALLOWED OVERLOAD WHEN OUTAGE 30.00 % MAX. RESEARCH TIME 2.000
RESEARCH OPTION 0 TIME MULTIPL. FACT. 1.000
TRACE 0 WRITE INPUT DATA 1
FULL CEDRA 0 TOTAL COMPUTING TIME 600. SEC
CEDRA WHEN OUTAGES 1 SWITCHING ACTIONS 2

OLINE DATA

d =DISJ AMONT D=DISJ AVAL S=No SERIE Y=PRIORITE
O=DECLENCHEMENT
AVRT= TEMPS MOY DE REALIM RPN2=TEMPS DE REPAR OG/Y=Nbr DECLENC
PAR AN

Table with columns: NODE1, NODE2, d, D, S, RENF, SUPR, Y, O, CAPACT, RESIS, REACT, LENGT, AVRT, RPN2. It lists various nodes and their associated parameters.

441P059	-441P060	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.0	.0	.00
.00														
441P060	-441P061	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.2	.0	.00
.00														
441P061	-441P062	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.0	.0	.00
.00														
441P062	-441P063	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.3	.0	.00
.00														
441P063	-441P064	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.3	.0	.00
.00														
441P064	-441P065	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.1	.0	.00
.00														
441P065	-441P066	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.1	.0	.00
.00														
441P066	-441P067	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.0	.0	.00
.00														
441P067	-441P068	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.2	.0	.00
.00														
441P068	-441P069	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.2	.0	.00
.00														
441P069	-441P070	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.4	.0	.00
.00														
441P070	-441P071	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.1	.0	.00
.00														
441P071	-441P072	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.2	.0	.00
.00														
441P072	-441P073	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.2	.0	.00
.00														
441P073	-441P074	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.1	.0	.00
.00														
441P074	-441P075	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.2	.0	.00
.00														
441P075	-441P076	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.1	.0	.00
.00														
441P076	-441P077	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.0	.0	.00
.00														

ONETWORK STATISTICS

0INJECTORS 1
 0LINES 30
 0ELEMENTS 30
 0NODES 30
 FINAL LOAD/INIT.LOAD 1.00

1*****
 *LOAD LEVEL AT YEAR : 2013 *

N O R M A L C O N D I T I O N

0NODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
-							

441H4C1	-441PMT2	305.	71.	23.44	29853.	.49	15.03
441PMT2	-441P052	305.	28.	9.33	29851.	.50	.08
441P052	-441P053	305.	26.	8.45	29849.	.50	.06
441P053	-441P054	305.	23.	7.56	29849.	.50	.01
441P054	-441P055	305.	20.	6.68	29848.	.51	.03
441P055	-441P056	305.	18.	5.80	29846.	.51	.05
441P056	-441P057	305.	15.	4.92	29845.	.52	.02
441P057	-441P058	305.	12.	4.04	29844.	.52	.02
441P058	-441P059	305.	10.	3.15	29843.	.52	.01
441P059	-441P060	305.	7.	2.27	29843.	.52	.00
441P060	-441P061	305.	4.	1.39	29843.	.52	.00
441PMT2	-441P077	305.	43.	14.11	29851.	.50	.11
441P077	-441P076	305.	40.	13.23	29851.	.50	.02
441P076	-441P075	305.	38.	12.35	29849.	.50	.08
441P075	-441P074	305.	35.	11.47	29848.	.51	.09
441P074	-441P073	305.	32.	10.58	29847.	.51	.04
441P073	-441P072	305.	30.	9.70	29845.	.52	.07
441P072	-441P071	305.	27.	8.82	29843.	.52	.07
441P071	-441P070	305.	24.	7.94	29842.	.53	.03
441P070	-441P069	305.	22.	7.06	29840.	.53	.08
441P069	-441P068	305.	19.	6.17	29839.	.54	.03
441P068	-441P067	305.	16.	5.29	29838.	.54	.02
441P067	-441P066	305.	13.	4.41	29838.	.54	.00
441P066	-441P065	305.	11.	3.53	29837.	.54	.01
441P065	-441P064	305.	8.	2.65	29837.	.54	.00
441P064	-441P063	305.					

27.	441P083	-441P084	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.1
.0	.00	.00											
28.	441P084	-441P085	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.2
.0	.00	.00											
29.	441P085	-441P086	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	1.0
.0	.00	.00											
30.	441P086	-441P087	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.2
.0	.00	.00											
31.	441P087	-441P088	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.1
.0	.00	.00											
32.	441P088	-441P089	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.2
.0	.00	.00											
33.	441P089	-441P090	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.1
.0	.00	.00											
34.	441P090	-441P091	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.4
.0	.00	.00											
35.	441P091	-441P092	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.1
.0	.00	.00											
36.	441P092	-441P093	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.2
.0	.00	.00											
37.	441P093	-441P094	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.2
.0	.00	.00											
38.	441P094	-441P095	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.0
.0	.00	.00											
39.	441P095	-441P096	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.100	.2
.0	.00	.00											

40. ONETWORK STATISTICS
 41. -----
 42. 0INJECTORS 1
 43. LINES 23
 44. ELEMENTS 23
 45. NODES 23
 46. FINAL LOAD/INIT.LOAD 1.00

47. 1*****
 48. *LOAD LEVEL AT YEAR : 2013 *
 49. *****

50. N O R M A L C O N D I T I O N

51.	ONODE1	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%
52.	LOSS (KW)						
	-----	-----	-----	-----	---	-----	---
53.	441H4C2	-441PMT3	305.	49.	16.23	29898.	.34
7.20							
54.	441PMT3	-441P078	305.	19.	6.17	29897.	.34
.03							
55.	441P078	-441P079	305.	16.	5.29	29896.	.35
.03							
56.	441P079	-441P080	305.	13.	4.41	29895.	.35
.03							

57.	441P080	-441P081	305.	11.	3.53	29894.	.35
.00							
58.	441P081	-441P082	305.	8.	2.65	29892.	.36
.03							
59.	441P082	-441P083	305.	5.	1.76	29892.	.36
.00							
60.	441P083	-441P084	305.	3.	.88	29892.	.36
.00							
61.	441PMT3	-441P096	305.	31.	10.05	29897.	.34
.04							
62.	441P096	-441P095	305.	28.	9.17	29896.	.35
.05							
63.	441P095	-441P094	305.	25.	8.29	29896.	.35
.01							
64.	441P094	-441P093	305.	23.	7.41	29895.	.35
.03							
65.	441P093	-441P092	305.	20.	6.52	29894.	.35
.03							
66.	441P092	-441P091	305.	17.	5.64	29893.	.36
.02							
67.	441P091	-441P090	305.	15.	4.76	29892.	.36
.03							
68.	441P090	-441P089	305.	12.	3.88	29891.	.36
.01							
69.	441P089	-441P088	305.	9.	3.00	29891.	.36
.01							
70.	441P088	-441P087	305.	6.	2.11	29891.	.36
.00							
71.	441P087	-441P086	305.	4.	1.23	29890.	.37
.00							
72.	441P086	-441P085	305.	1.	.35	29890.	

441P103	-441P104	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.3	.0	.00
.00														
441P104	-441P105	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.1	.0	.00
.00														
441P105	-441P106	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.4	.0	.00
.00														
441P106	-441P107	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.3	.0	.00
.00														
441P107	-441P108	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.0	.0	.00
.00														
441P108	-441P109	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.1	.0	.00
.00														
441P109	-441P110	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.2	.0	.00
.00														
441P110	-441P111	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.0	.0	.00
.00														
441P111	-441P112	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.1	.0	.00
.00														
441P112	-441P113	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.2	.0	.00
.00														
441P113	-441P114	0	0	0	0	0	3	0	305.0	.140	.103	.0	.0	.00
.00														
441P114	-441P115	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.4	.0	.00
.00														
441P115	-441P116	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.1	.0	.00
.00														
441P116	-441P117	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.0	.0	.00
.00														
441P117	-441P118	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.1	.0	.00
.00														
441P118	-441P119	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.1	.0	.00
.00														
441P119	-441P120	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.1	.0	.00
.00														
441P120	-441P121	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.3	.0	.00
.00														
441P121	-441P122	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.0	.0	.00
.00														
441P122	-441P123	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.1	.0	.00
.00														
441P123	-441P124	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.1	.0	.00
.00														
441P124	-441P125	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.1	.0	.00
.00														
441P125	-441P126	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.1	.0	.00
.00														
441P126	-441P127	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.1	.0	.00
.00														
441P127	-441P128	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.1	.0	.00
.00														
441P128	-441P129	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.1	.0	.00
.00														
441P129	-441P130	0	0	0	0	0	0	0	305.0	.140	.103	.2	.0	.00
.00														

ONETWORK STATISTICS

0 INJECTORS 1
 LINES 38
 ELEMENTS 38
 NODES 38
 FINAL LOAD/INIT.LOAD 1.00

1 *****
 *LOAD LEVEL AT YEAR : 2013 *

N O R M A L C O N D I T I O N

0 NODE1 (KW)	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS
-----	-----	-----	-----	---	-----	---	-----
-							
441H4C2	-441PMT4	305.	105.	34.49	29720.	.93	41.83
441PMT4	-441P097	305.	58.	18.99	29719.	.94	.03
441P097	-441P098	305.	55.	18.10	29716.	.95	.28
441P098	-441P099	305.	54.	17.55	29714.	.95	.11
441P099	-441P100	305.	51.	16.67	29712.	.96	.16
441P100	-441P101	305.	48.	15.79	29707.	.98	.33
441P101	-441P102	305.	44.	14.40	29707.	.98	.02
441P102	-441P103	305.	41.	13.52	29706.	.98	.05
441P103	-441P104	305.	24.	8.01	29704.	.99	.07
441P104	-441P105	305.	22.	7.13	29704.	.99	.01
441P105	-441P106	305.	21.	6.72	29701.	1.00	.08
441P106	-441P107	305.	18.	5.84	29699.	1.00	.04
441P107	-441P108	305.	15.	4.96	29699.	1.00	.00
441P108	-441P109	305.	12.	4.08	29699.	1.00	.00
441P109	-441P110	305.	11.	3.53	29698.	1.01	.01
441P110	-441P111	305.	8.	2.65	29698.	1.01	.00
441P111	-441P112	305.	5.	1.76	29698.	1.01	.00
441P112	-441P113	305.	3.	.88	29698.	1.01	.00
441PMT4	-441P130	305.	47.	15.50	29712.	.96	.51
441P130	-441P129	305.	43.	14.11	29710.	.97	.12
441P129	-441P128	305.	40.	13.23	29709.	.97	.07
441P128	-441P127	305.	38.	12.35	29708.	.97	.07
441P127	-441P126	305.	35.	11.47	29707.	.98	.05
441P126	-441P125	305.	32.	10.58	29705.	.98	.06
441P125	-441P124	305.	30.	9.70	29704.	.99	.04
441P124	-441P123	305.	27.	8.82	29703.	.99	.04
441P123	-441P122	305.	24.	7.94	29703.	.99	.03
441P122	-441P121	305.	22.	7.06	29702.	.99	.00
441P121	-441P120	305.	19.	6.17	29701.	1.00	.04
441P120	-441P119	305.	16.	5.29	29700.	1.00	.02