

**République Algérienne Démocratique et Populaire**

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**

**Université Abderrahmane MIRA de Bejaia**



**Faculté de Technologie**

**Département de Génie Electrique**



# **Mémoire de fin d'étude**

**En vue de l'obtention du diplôme de Master**

**En Electrotechnique**

**Spécialité : Réseau électrique**

**THEME :**

**Planification du réseau électrique de la nouvelle ville Ighzer  
Azarif**

**Réalisé par:**

**BENCHADI SIHAM**

**KHIARI SYLIA**

**Proposé par :**

**SONELGAZ**

**Encadré par:**

**M<sup>me</sup> : ZIDANE**

**M<sup>r</sup> : KHIARI**

**Année Universitaire 2016/2017**

# Remerciements

*Tout d'abord on remercie Dieu qui nous a aidé et donner la force et la santé pour réaliser ce travail.*

*Ensuite, on tient à remercier vivement notre encadreur M<sup>me</sup> F. Zidane pour nous guidés tout le long de la réalisation de ce travail.*

*Nous adressons aussi nos remerciements les plus sincères à M<sup>r</sup> A. Bouzidi pour l'honneur qui il nous a fait de présider ce jury.*

*On remercie également M<sup>r</sup> Kasdi d'avoir accepté de faire partie du jury et d'examiner notre travail.*

*On remercie chaleureusement tout le corps enseignants du département Génie Electrique pour leurs contributions à cette formation.*

*On remercie notre Co-encadreur M<sup>r</sup> M. Khiari pour nous guidés tout le long de la réalisation de ce travail, et toute l'équipe de la Sonelgaz « O. Mesbah, K. lounis, M. Takka »*

*On remercie aussi toute l'équipe de l'OPGI « Ramtani Lotfi, Bouchebah Ahmed », et toute l'équipe de l'AADL, sans oublie La direction des Mines, et l'équipe de GRTE en particulier Nabil 60kV, et toute l'équipe de bureau d'étude de la Wilaya de Béjaia en particulier Yacine d'Adekar.*

*Nos remerciements s'adressent aussi à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail tout particulièrement à Mr A. Medjdoub.*

*On remercie chaleureusement nos familles et nos amis.*

*Par Siham et Syla.*

# *Dédicaces*

*Je dédie ce travail à mes chers parents, que j'aime et je respect.*

*A mes frères : Fayçal, Hakim.*

*A ma sœur Zoubida*

*A mon frère Hacem et son épouse.*

*A ma nièce Ritaj.*

*A ma grand-mère : Wardia.*

*A toute ma famille.*

*A tous mes amis en particulier Sofiane et Fouad.*

*A tous le groupe réseaux électrique.*

*A Mon chere binôme Sylia et sa famille.*

*Benchadi Siham*

# *Dédicaces*

*Je dédie ce travail à mes chers parents, qui m'ont guidé et soutenu tout au long des étapes de ma vie. Sans vous je ne serai pas là aujourd'hui.*

*A mes frères : Mouloud, Mohamed, Yanis. Les mots ne suffisent guère pour exprimer l'attachement, l'amour et l'affection que je vous porte.*

*A mes grand-mères : Halima et Wardia.*

*A Behloul M. oualid qui ma vraiment aidé et soutenu pendant la réalisation de mon travail.*

*A toute ma famille.*

*A mes amis sans exception.*

*A mes très chères sœurs que je n'ai pas « Ghania, Damia, Imen, ma Lyly » je vous aime.*

*A tous le groupe réseaux électrique en particulier Azwaw, Massi et Bachir.*

*A Mon chere binôme Siham et sa famille.*

*Khiari Syla*

---

# Sommaire

Introduction générale.....1

Présentation de l'entreprise .....3

## **Chapitre I :**

### **Les postes de transformation**

I.1.Introduction..... 9

I. 2. Introduction aux postes de transformation ..... 9

I. 3. Postes HTB/HTA (postes sources) ..... 10

I. 4. Postes HTA/BT (poste de distribution)..... 11

I. 4. 1. Fonction des postes HTA/BT..... 12

I. 4. 2. Types du poste HTA/BT ..... 13

I. 5. Equipements des postes électriques ..... 15

I. 6. Conclusion ..... 18

## **Chapitre II :**

### **Description des réseaux HTA et réglage de la tension**

II. 1. Introduction ..... 19

II. 2 .Les réseaux de distribution ..... 19

II. 2. 1. Caractéristiques des réseaux de distribution en Algérie ..... 19

II. 3. Les différentes structures des réseaux électriques HTA..... 20

II. 3. 1. Structure radiale (en antenne)..... 20

II. 3. 2. Structure bouclée ..... 20

II. 3. 3. Structure maillée..... 20

---

II. 4. Réseaux HTA aériens .....	21
II. 5. Réseaux HTA souterrains .....	22
II. 5. 1. Structure maillée .....	22
II. 5. 2. Structure à artère source à source .....	23
II. 5. 3. Structure en épi .....	24
II. 5. 4. Structure en fuseau .....	24
II. 6. Réseaux de distribution à moyenne tension.....	25
II. 6. 1. Différents modes d'alimentation .....	25
II. 6. 2. Type de ligne dans les réseaux HTA .....	26
II. 6. 3. Chute de tension maximale admise .....	28
II. 7. Câble de distribution.....	28
II. 7. 1. Constitution d'un conducteur .....	29
II. 8. Intensité maximale admissible.....	29
II. 9. Conclusion .....	30

### **Chapitre III**

#### **Qualité de service et description de l'outil informatique C.A.R.A**

III. 1. Introduction .....	31
III. 2. Continuité de service .....	31
III. 3. La chute de tension.....	32
III. 3. 1. Calcul de la chute de tension .....	32
III. 4. Qualité d'alimentation.....	35
III. 5. Amélioration de la qualité de la tension .....	35
III. 5. 1. Réglage de la tension en charge .....	36
III. 5. 2. Réglage en tension .....	36
III. 5. 3. Réglage à vide .....	36
III. 5. 4. Réglage par réduction de l'impédance .....	37

---

III. 5. 5. Réglage par compensation de l'énergie réactive .....	37
III. 6. Présentation de l'outil informatique C.A.R.A. ....	38
III. 6. 1. Description du programme .....	39
III. 6. 2. Capacité du modèle .....	39
III. 6. 3. Calcul des transits et des tensions .....	40
III. 7. Mise en oeuvre du programme CARA .....	40
III. 7. 1. Carte titre (code 0).....	40
III. 7. 2. Carte paramètres (code 1).....	41
III. 7. 3. Carte branche (code 2) .....	41
III. 7. 4. Carte charge (code 3) .....	41
III. 7. 5. Carte charge (code 4) .....	41
III. 8. Conclusion.....	42

## **Chapitre IV :**

### **Electrification de la nouvelle ville IGHZER AZARIF**

IV. 1. Introduction.....	43
IV. 2. Estimation de la puissance de la nouvelle ville.....	43
IV. 2. 1. Quelques Définitions.....	43
IV. 2. 2. Hypothèses de travail .....	45
IV. 2. 3. Puissance estimée pour chaque type de charge.....	45
IV. 2. 3. .1 Puissance estimée pour les logements et locaux commerciaux .....	45
IV. 2. 3. 2. Puissance estimée pour les équipements.....	46
IV. 2. 4. Calcul de la puissance estimée de la nouvelle ville .....	46
IV. 3. Etude de la possibilité d'alimenter la nouvelle ville à partir .....	
des postes voisins .....	48
IV. 3. 1. Poste EL KSEUR .....	48

---

IV. 3. 1. 1. Coefficient de charge du poste EL KSEUR.....	49
IV. 3. 2. Poste BIR SLEM.....	50
IV. 3. 2. 1. Coefficient de charge du poste BIR SLEM.....	51
IV. 3. 3. Poste BEJAIA (TOBAL) .....	52
IV.4. Etude de la possibilité d'extension des postes source voisins. ....	54
IV. 5. Création d'un nouveau poste source .....	54
IV. 5. 1. Le poste à créer à moyen terme.....	55
IV. 5. 1. 1. Calcul du nombre de postes HTA/BT .....	56
IV. 5. 2. Le poste à créer à long terme .....	57
IV. 5. 2. 1. Calcul du nombre de postes HTA/BT.....	57
IV. 6. Choix de la structure .....	58
IV. 6. 1. Avantages de la structure .....	59
IV. 6. 2. Inconvénients de la structure.....	59
IV. 6. 3. Le coût économique de la structure choisie .....	59
IV. 7. Simulation avec le CARA.....	60
IV. 7. 1. Introduction des données physiques du réseau .....	60
IV. 7. 2. Introduction des données dynamiques du réseau .....	62
IV. 7. 3. Résultats des simulations .....	63
IV. 7. 4. Interprétations des résultats.....	70
IV. 8. Conclusion .....	70
Conclusion générale.....	72



## Liste des figures

<b>Fig. I. 1.</b> Le cheminement de l'énergie électrique depuis la centrale jusqu'aux clients BT. ....	10
<b>Fig. I. 2.</b> Postes HTB/HTA (postes sources).....	11
<b>Fig. I. 3.</b> Poste HTA/BT (poste de distribution). ....	12
<b>Fig. I. 4.</b> types de poste HTA/BT.....	13
<b>Fig. I. 5.</b> Poste HTA/BT de type urbain raccordé en souterrain. ....	14
<b>Fig. I. 6.</b> Boite de dérivation. ....	15
<b>Fig. I. 7.</b> Disjoncteur HTA (30 kV). ....	15
<b>Fig. I. 8.</b> Parafoudre à moyenne tension. ....	16
<b>Fig. II. 1.</b> Structures des réseaux électriques. ....	21
<b>Fig. II. 2.</b> Schéma de structure maillé.....	23
<b>Fig. II. 3.</b> Schéma de structure source à source. ....	23
<b>Fig. II. 4.</b> Schéma de structure en épi. ....	24
<b>Fig. II. 5.</b> Schéma de structure en fuseau.....	25
<b>Fig. II. 6.</b> Différents modes d'alimentation d'un réseau HTA.....	26
<b>Fig. II. 7.</b> Type de ligne dans les réseaux. ....	28
<b>Fig. II. 8.</b> Câble de distribution multiconducteur. ....	29
<b>Fig. II. 9.</b> Conducteur électrique.....	29
<b>Fig. III. 1.</b> Schéma d'une ligne à moyenne tension.....	32
<b>Fig. III. 1.</b> Diagramme vectoriel des tensions. ....	33
<b>Fig. IV. 1.</b> Schéma unifilaire du poste El kseur. ....	49
<b>Fig. IV. 2.</b> Responsabilité de pointe d'été 2016 pour le poste EL-KSEUR. ....	49
<b>Fig. IV. 3.</b> Schéma unifilaire du poste Bir Slem.....	50
<b>Fig. IV. 4.</b> Responsabilité de pointe d'été 2016 pour le poste BIR SLEM. ....	51
<b>Fig. IV. 5.</b> Schéma unifilaire du poste BEJAIA (TOBAL). ....	52
<b>Fig. IV. 6.</b> Responsabilité de mesure de pointe d'été pour le poste BEJAIA (TOBAL). ....	53

<b>Fig. IV. 7.</b> Position géographique du Poste 60/30 kV Ighzer Azarif. ....	55
<b>Fig. IV. 8.</b> Schéma unifilaire du poste Ighzer Azarif à moyenne terme. ....	57
<b>Fig. IV. 9.</b> Schéma unifilaire du poste Ighzer Azarif à long terme. ....	58

## Liste des Tableaux

<b>Tableau. II. 1.</b> Nature et section des conducteurs utilisés en aérien... ..	27
<b>Tableau. II. 2.</b> Nature et section des conducteurs utilisés en souterrain... ..	27
<b>Tableau. IV. 1.</b> Coefficient de simultan��t�� en fonction du nombre d'abonnés.. ..	44
<b>Tableau. IV. 3.</b> Estimation de puissance de la nouvelle ville Ighzer Azarif... ..	47
<b>Tableau. IV. 4.</b> Nombre de poste HTA/BT à moyen terme... ..	56
<b>Tableau. IV. 5.</b> Nombre de poste HTA/BT à long terme... ..	56
<b>Tableau. IV. 6.</b> Cout de référence... ..	60
<b>Tableau. IV.7.</b> Longueurs et cout des départs. ....	60
<b>Tableau. IV. 8.</b> Résultats du départ 1 pour l'année 2017... ..	65
<b>Tableau. IV. 9.</b> Résultats du départ 1 pour l'année 2027... ..	67
<b>Tableau. IV. 10.</b> Résultats du départ 2 pour l'année 2017... ..	67
<b>Tableau. IV. 11.</b> Résultats du départ 2 pour l'année 2027... ..	68
<b>Tableau. IV. 12.</b> Résultats du départ 3 pour l'année 2017... ..	68
<b>Tableau. IV. 13.</b> Résultats du départ 3 pour l'année 2027... ..	68
<b>Tableau. IV. 14.</b> Résultats du départ 4 pour l'année 2017... ..	69
<b>Tableau. IV. 15.</b> Résultats du départ 4 pour l'année 2027... ..	69
<b>Tableau. IV. 16.</b> Résultats du départ 1 pour l'année 2017... ..	69
<b>Tableau. IV. 17.</b> Résultats du départ 1 pour l'année 2027... ..	70

# **INTRODUCTION**

## **GÉNÉRALE**

### Introduction générale

Un important programme de logements sera réalisé sur des terrains domaniaux, situés au lieu-dit IGHZER AZARIF dans la commune d'OUEDGHIR, une commune limitrophe du chef-lieu de ville de BEJAIA. Implantés sur un site de 250 hectares, 12 000 logements, seront réalisés à moyen terme et 18000 logements seront réalisés à long terme.

L'énergie électrique est au cœur de ce grand projet et pour répondre aux besoins d'énergie électrique de cette nouvelle ville, la SDE de BEJAIA nous a offert l'opportunité de participer à l'étude du projet d'électrification de la ville d'IGHZER AZARIF.

Dans ce contexte, nous avons organisé notre travail comme suit :

Nous commençons dans le Chapitre I par la présentation des différents types de postes électriques et leurs caractéristiques, en particulier les postes sources (HTB/HTA) et les postes de distribution (HTA/BT), ensuite nous citerons les différents équipements composant un poste électrique.

Dans le deuxième chapitre nous étudierons les réseaux de distribution à moyenne tension, nous décrirons les différents éléments qui le composent (structure topologique, type de réseaux, lignes, câble, etc.) et les différents modes d'alimentation. On donne aussi un aperçu sur l'intensité de courant admissible et sur la chute de tension.

Dans le Chapitre III nous posons le problème de la qualité de service, tout en citant les moyens qui permettent de l'améliorer, ensuite nous décrierons l'outil informatique CARA utilisé pour la simulation des réseaux de distribution.

Le chapitre IV présente le contexte de notre étude qui porte sur l'électrification de la ville IGHZER AZARIF. Pour cela nous allons d'abord estimer la puissance totale demandée par ce site, ensuite nous allons proposer une structure optimale pour le nouveau réseau HTA et enfin nous allons nous assurer, en faisant des simulations numériques avec le logiciel CARA, que le nouveau réseau HTA fonctionnera bien les dix années à venir,

Et nous achevons notre travail avec une conclusion générale qui résumera les principaux résultats de l'étude.

**PRESENTATION**

**DE**

**L'ENTREPRISE**

Nous allons présenter l'entreprise de Sonelgaz, précisément la société de distribution de l'électricité et du gaz de l'est (S.D.E), qui est responsable de l'installation et de la planification des réseaux électriques et du gaz.

### 1. Présentation de l'entreprise

La société nationale de l'électricité et du gaz (Sonelgaz), est une (SPA) exerce pour sont compte les activités suivantes :

- production, transport et distribution de l'électricité.
- Transport et distribution du gaz.

Elle a pour obligations :

- De satisfaire dans des conditions requises de qualité, de continuité de service, toute demande d'alimentation en électricité et en gaz, là ou des réseaux existent.
- D'assurer la maîtrise d'œuvre des programmes de développement de l'infrastructure électrique et gazière et en particulier des programme et une distribution publique de gaz.
- D'appliquer, à condition identique, une stricte égalité de traitement à tous les clients, notamment par :
  - Une tarification faisant l'objet d'un décret.
  - Un cahier des clauses générales définissant la condition de raccordement et de fourniture d'énergie.

Elle a été créée en 1969, sous le nom d'Electricité et du Gaz d'Algérie (EGA), devenu un établissement public en 1991. Puis elle fut convertit en une société par action (SPA) en 2002 et en 2010, on parle de groupe Sonelgaz.

### 2. Organisation de Sonelgaz

Sonelgaz est aujourd'hui organisé en groupe industriel composé de 39 filiales et 5 sociétés en participation exerçant des métiers de bases, travaux et périphérique présentent comme suite :

➤ Ces filiales :

- La Société de Production de l'Electricité (SPE).
- Sharikat Kahraba wa takat moutadjadida (SKTM).
- La Société de l'Engineering de l'électricité et du gaz (CEEG).
- La Société de Gestion du Réseau de transport de l'Electricité (GRTE).



- La Société de Gestion du Réseau de transport Gaz (GRTG).
- L'Opérateur Système électrique (OS), chargée de la conduite du système Production/Transport de l'électricité.
- La Société de Distribution de l'électricité et du gaz d'Alger (SDA).
- La Société de Distribution de l'électricité et du gaz du centre (SDC).
- La Société de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Est (SDE).
- La Société de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Ouest (SDO).

Il y a aussi « Kahrif, Kahraba, Etterkib, Inerga et Kanaghaz », qui sont spécialisées dans le domaine de la réalisation des infrastructures énergétiques (engineering, montage industriel, réalisation de réseaux...).

### **2. 1. Présentation de la Société de Distribution de l'électricité et du gaz de l'Est (SDE)**

La société par action SDE (SPA) a été créée en 2006 avec un capital social de 24 milliards de Dinars, la société de Distribution de l'électricité et du gaz de l'est, par abréviation « SDE », filiales du groupe Sonelgaz.

Son siège se situe au 2 rue Raymonde Peschard à Constantine, et réunit 16 wilayas de l'Est avec ses dix-neuf (19) Directions de Distribution. Elle compte 95 agences commerciales, 60 districts électricité et 30 districts gaz.

La SDE a entre autre pour mission :

- L'exploitation, l'entretien et le développement des réseaux de distribution de l'électricité et gaz situé dans la zone de desserte.
- Le développement du réseau de façon à permettre le raccordement des clients et des producteurs qui le demandent.
- La commercialisation de l'électricité et du gaz.
- L'assurance d'une continuité et qualité de service au moindre cout, etc.

### **2. 2. Présentation de la Direction de Distribution de Béjaia**

La Direction de Distribution de Béjaia alimente en énergie électrique et gazière les clients résidant sur le territoire de la wilaya.

Siège social : cité Tobal – Béjaia.

Nombre de clients Electricité (BT/MT/HT) : 264163 clients.

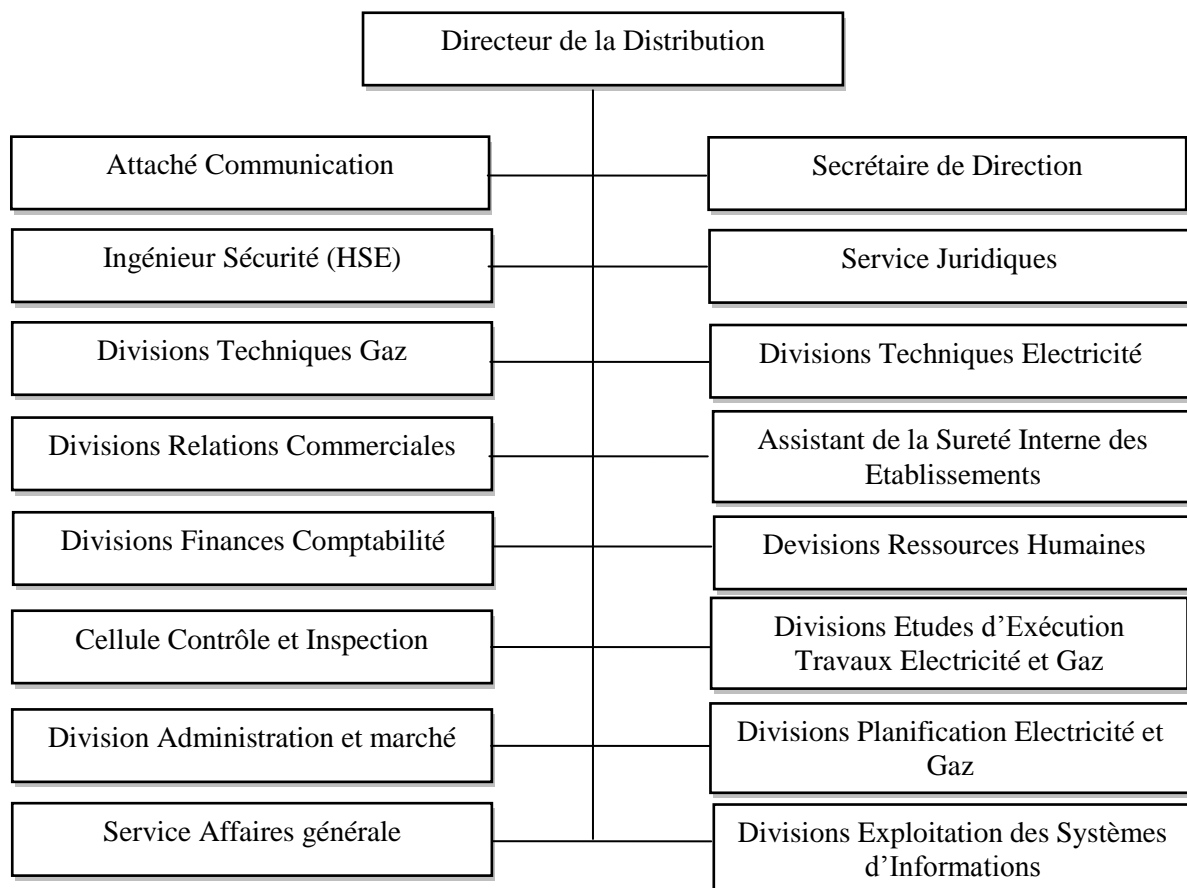
Nombre de clients Gaz (BP/MP/HP) : 77446 clients.

Ses agences commerciales :

- Béjaia (communes rattachées : Bejaia, Tichy, Aokas, Tala Hamza, Boukhlifa, Tizi N Berber et Oued Ghir).
- Seddouk (communes rattachées : Sidi Saïd, Amalou, Seddouk, Bouhamza et Beni Maouche).
- Kharata (communes rattachées : Souk El Tenine, Darguina, Taskriout, Melbou, Kherrata, Draa El Gaid, Tamridjet et Ait Smail).
- Amizour (communes rattachées : Amizour, Ferraoun, Semaoun, Kendira, Toudja, Beni Djellil, Barbacha et El-kseur).
- Sidi-Aich (communes rattachées : Taourirt Ghil, Tifra, Adekar, Beni Ksila, Akfadou, Timzirt, Thinbdher, Fenaia Elmathen, Sidi Ayad, Chemini, Souk Oufella, Tibane, Sidi Aich et Elflaye).
- Akbou (communes rattachées : Chelata, Tamokra, Ighrem, Ighil Ali, Akbou, Tazmalt, Ait Rzine, Ouzellaguen, Beni Melkeche et Boudjllil).

Longueur du réseau Electricité : 6266,823 km.

Longueur du réseau Gaz : 1437,415 km.



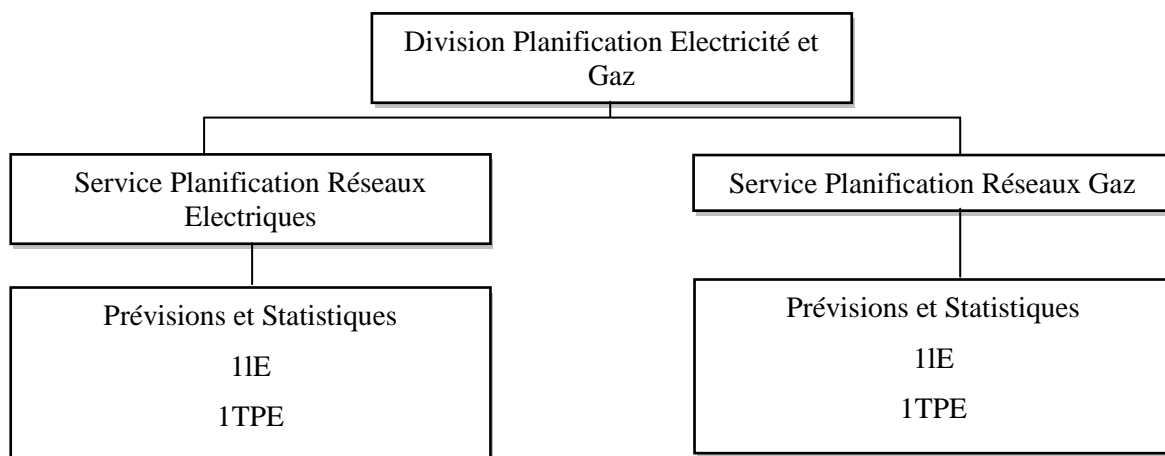
**Fig. 1. 1.** Organigramme de la Direction de Distribution de Bejaia.

La Direction de la Distribution de Béjaia a pour attribution les points suivants :

- Participer à l'élaboration de la politique de la distribution (en matière de présentation rendus aux clients, développement des ventes, recouvrement des créances,...).
- Mettre en œuvre la politique commerciale de l'entreprise et en contrôle l'application.
- Satisfaire aux meilleures conditions de couts et de délais la demande de raccordement des clients MT/BT, MP/BP et leur apporte conseil et assistance.
- Assurer la gestion (conduite, exploitation, et maintenance) et le développement des réseaux MT/BT et MP/BP et des installations annexes.
- Elaborer et mettre en œuvre le développement de la construction, la maintenance et l'exploitation des ouvrages.
- Etablir les programmes travaux qui se rapportent à ses missions et en assurer la maitrise d'œuvre.
- Assurer la gestion et le développement des ressources humaines et des moyens matériels nécessaires au fonctionnement du centre.
- Assurer la sécurité des personnes et des biens en rapport avec les activités de la distribution.
- Assurer la représentation de Sonelgaz au niveau local.

### 2. 3. Présentation de la division Planification Electricité et Gaz

Cette division a pour rôle de la création, la réhabilitation et le remplacement des réseaux électrique et gazière et elle est organisée en deux services comme la montre la figure :



**Fig. 1. 2.** Organigramme de la Division Planification Electricité et Gaz.

Attribution de DPREG :

- La conception des études de développement des réseaux.
- L'établissement des plans de développement retenus à court et moyen terme.
- Veiller à une exploitation optimale des réseaux dans le cadre des règles et des objectifs de qualité et de continuité de service.
- Restructuration des réseaux des grandes agglomérations.
- Calcul des protections.
- Assiste des distributions au BT.

### 3. Présentation de la ville d'Ighzer Azarif

La ville d'Ighzer Azarif se présente comme l'un des plus grands projets d'extension de la ville de Béjaia et comme toutes les villes, elle a besoin d'une alimentation en énergie électrique.

#### 3. 1. Position géographique

La nouvelle ville d'Oued Ghir intitulé Ighzer Azarif est située au Nord de la commune d'Oued Ghir au Sud Ouest du chef lieu de la ville de Béjaia.



**Fig. 1.3.** Position géographique d'Ighzer Azarif.

### 3. 2. Plan d'aménagement

Le site est d'une superficie totale de 250 HA prévu pour 12000 logements, 59 équipements publics et 13 réserves foncières répartis comme suit :

**Première tranche** : d'une superficie de 38 HA

- Nombre de logements implantés : 3480 logements **LPL**
- Nombre d'équipements publics prévus : 15

Soit : 05 Ecoles primaires, 02 CEM, 01 Lycée ,01 Bibliothèque, 01 Sureté urbaine, 01 Mosquée, 01 Salle polyvalente, 01 Crèche, 01 Salle de soins et 01 Centre commercial.

**Deuxième tranche** : d'une superficie de 14 HA : (POS OG20)

- Nombre de logements implantés : 1000 logements **LPA**

Soit : 02 Ecoles primaires, 01 CEM ,01 Bloc administratif

**Troisième tranche** : d'une superficie de 198 HA

- Nombre de logements prévisionnels : 7520 logements (LPP, LV, LPL)
- Nombre d'équipements publics prévisionnels : 40

Soit : 02 Grands équipements, 18 Equipements d'accompagnements et 20 Equipements de proximité et de quartiers.

# **CHAPITRE I**

---

## **Les postes de transformation**

## I. 1. Introduction

Dans le présent chapitre, nous allons décrire les postes sources (HTB/HTA) et les postes de distributions (HTA/BT) ainsi que les équipements de ces postes.

## I. 2. Introduction aux postes de transformation

Un poste de transformation est un élément du réseau électrique servant à la transformation de la tension, il permet d'élever la tension électrique pour sa transmission, ou de l'abaisser en vue de sa consommation par les utilisateurs (particuliers ou industriels). Les postes électriques se trouvent aux extrémités des lignes de transmission ou de distribution. On parle généralement de sous-station [1].

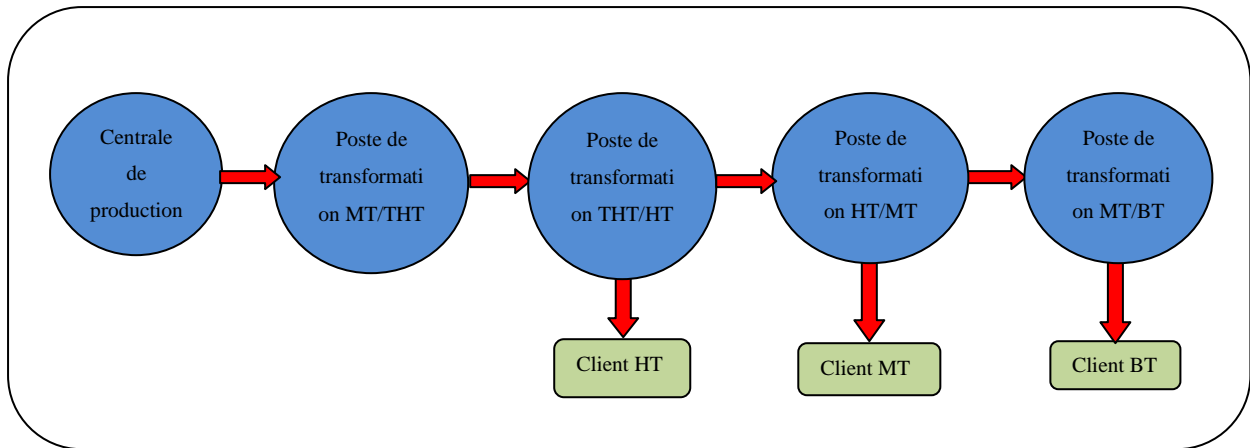
Il existe plusieurs types de postes électriques :

- **Postes de sortie de centrales** dont le but est de raccorder des centrales de production d'énergie électrique au réseau,
- **Postes d'interconnexion** dont le but est d'interconnecter plusieurs lignes électriques HTB,
- **Postes de distribution** dont le but est d'abaisser le niveau de tension pour distribuer l'énergie électrique aux clients résidentiels ou industriels.

On trouve en allant de l'amont vers l'aval :

- des postes THT /HTB,
- des réseaux HTB,
- des postes sources HTB/HTA,
- des réseaux HTA,
- des postes HTA/BT,
- des réseaux BT,
- des consommateurs BT,

Le schéma ci-dessous illustre le cheminement de l'énergie électrique depuis les centrales de production jusqu'aux clients BT.



**Fig. I. 1.** Le cheminement de l'énergie électrique depuis la centrale jusqu'aux clients BT.

### I. 3. Postes HTB/HTA (postes sources)

A la sortie des centrales, les postes de transformation augmentent la moyenne tension produite en très haute tension, pour assurer un transport économique d'énergie électrique.

La tension élevée utilisée pour le transport doit être abaissée dans d'autres postes de transformation HTB/HTA, situés près des grands centres de consommation, donc ces postes sont l'interface entre les réseaux de transport et les réseaux de distribution (Fig. I.2) [2].

Les postes HTB/HTA doivent pouvoir débiter la puissance maximale appelée prévue, même dans le cas d'un simple incident dans les transformateurs. On admet que les transformateurs peuvent être surchargés de 120% pendant 15 min et de 150% pendant 3 min à une température ambiante de 40°C.

Les postes sources HTB/HTA sont constitués de différents équipements à savoir :

- une ou plusieurs travées de lignes HTA [3].
- un ou plusieurs transformateurs.
- des résistances ou des bobines destinées à la mise à la terre (HTA) du neutre de transformateur.
- Des condensateurs de compensation d'énergie réactive et des interrupteurs destinés à mettre en ou hors service les condensateurs.
- Eventuellement des bobines de limitation de courant de court-circuit.
- Un ou plusieurs transformateurs HTA/BT servant à l'alimentation des services auxiliaires à courant alternatif [4].



- Une ou plusieurs sources de courant continu.
- Un équipement pour la téléconduite (capteurs + CCN + convertisseurs + radios + RTU).
- Des circuits BT de commande, de contrôle et de protection.

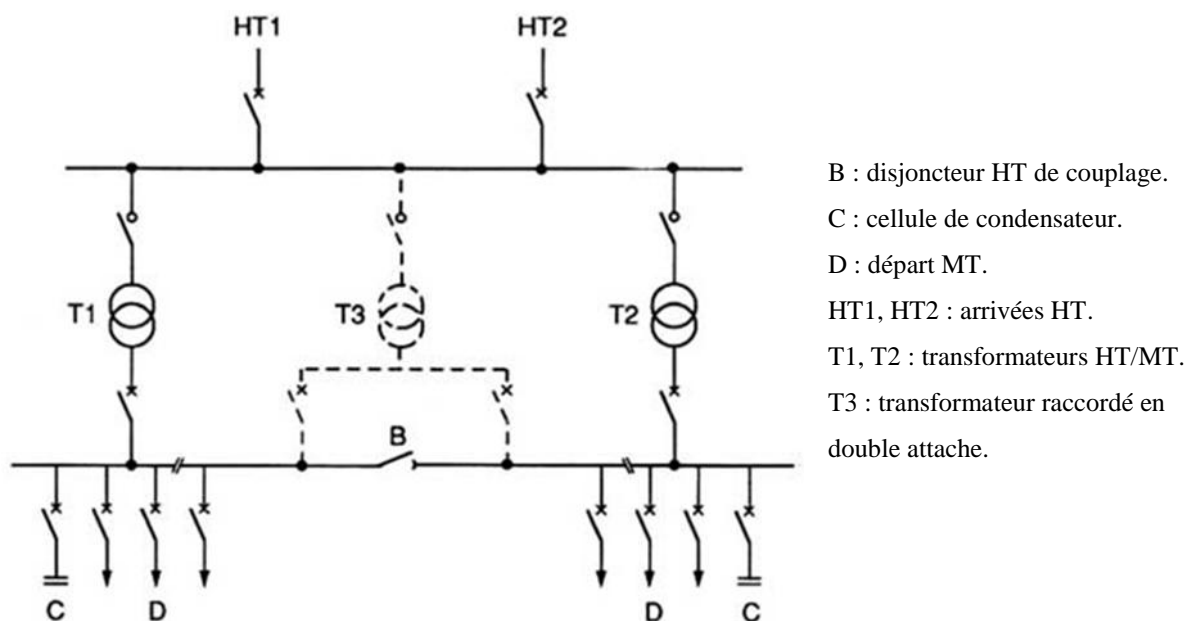


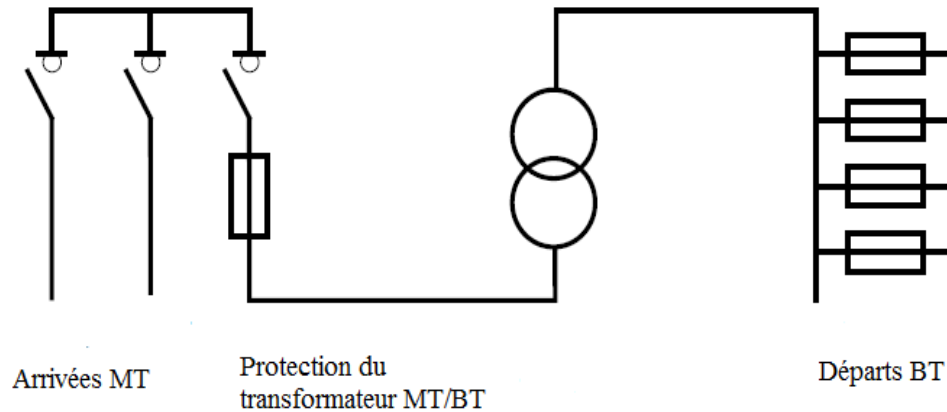
Fig. I. 2. Schéma d'un poste HTB/HTA

#### I. 4. Postes de distribution HTA/BT

Les postes de distribution **HTA/BT** sont situés dans le voisinage des groupes d'abonnés BT, ils abaissent la tension à une valeur appropriée aux appareils domestiques et industriels, ces postes sont localisés entre le réseau de distribution HTA et le réseau de distribution BT, ils sont caractérisés par [5] :

- Les tensions d'entrées sont : 10 ou 30 kV.
- Le réseau de BEJAIA utilise 30 kV.
- Les tensions de sorties (utilisation) sont : 230/400 V.
- Puissance :  $S = 100, 150, 250, 400, 630 \text{ kVA}$ .
- Mode d'alimentation :
  - Souterrain : coupure d'artère.
  - Aérien : dérivation.

- Une cellule de protection générale par disjoncteur HTA.
- Une cellule de comptage de l'énergie (tension et courant).
- Protection des transformateurs par fusible HTA.
- Tableau Général Basse Tension (TGBT).



**Fig. I. 3.** Poste de distribution HTA/BT.

#### I. 4. 1. Fonction des postes HTA/BT

On distingue trois types de poste HTA/BT :

➤ **Poste de distribution public (DP)**

Il est au service de plusieurs abonnés, l'énergie est délivrée en moyenne tension, il est placé soit dans un bâtiment, soit sur un support.

➤ **Poste de livraison ou d'abonné (L)**

Il est au service d'un seul utilisateur, l'énergie est délivrée en moyenne tension, il est placé soit dans un bâtiment soit sur un support.

➤ **Poste mixte (DP/L)**

Dans le même bâtiment (ou sur poteau on trouve une installation DP et une installation pour un seul abonné.

### I. 4. 2. Types de postes HTA/BT

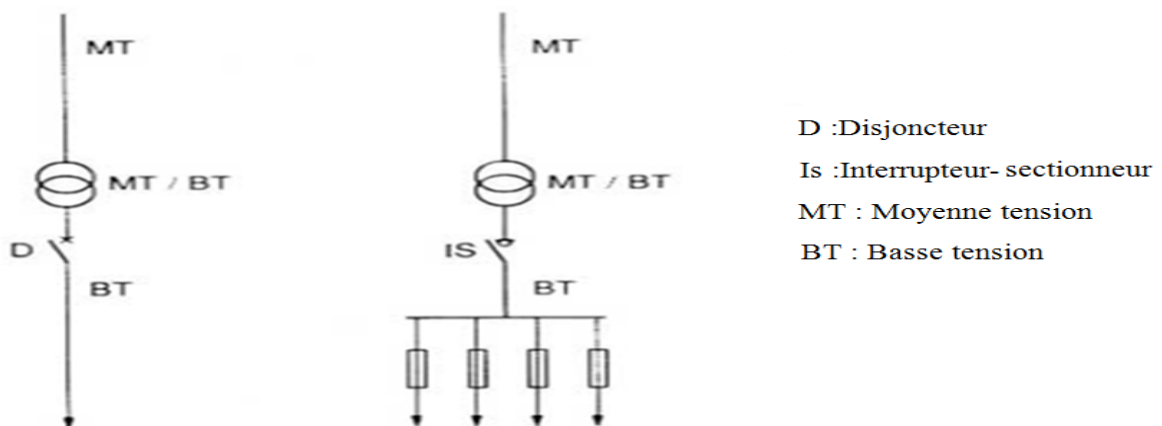
#### a) Poste sur poteau dit H61

C'est le poste le plus simple, utilisé dans un réseau aérien. Apparu dans les années 50, son principe de conception est de considérer qu'il fait partie intégrante de la ligne. Sur le même poteau sont supportés l'arrivée HTA (du type à simple dérivation sans organe de coupure), un transformateur apparent et une sortie BT avec un disjoncteur BT en milieu de poteau (Fig. I.4.a), ce disjoncteur a un rôle de protection contre les surintensités. Ce type de poste est simple et peu coûteux. Les puissances normalisées du transformateur sont : 63, 100 et 160 kVA [5].

#### b) Poste bas simplifié sous capot

Généralement préfabriqué, raccordé exclusivement sur des réseaux aériens HTA, ce type de poste (relativement simplifié et compact, 3 m<sup>2</sup> et 1,50 m de hauteur), permet de délivrer des puissances (160 ; 250 ; 400 kVA) supérieures à celles du H61, dans des conditions encore économiques (Fig. I.4.b).

La liaison avec le réseau HTA s'effectue par descente aéro-souterraine en câble sec sans organe de coupure, le raccordement au transformateur étant réalisé par prise embrochable. L'énergie BT peut être répartie par un ensemble comportant un organe de coupure et jusqu'à quatre départs protégés par fusibles. Ce type de poste remplace les conceptions plus anciennes en maçonnerie traditionnelle (cabines basses), coûteuses et aujourd'hui abandonnées [5].



a) poste sur Poteau H61

b) poste bas simplifié sous capot

**Fig. I. 4.** Types de postes HTA/BT.

### c) Postes de type urbain raccordés en souterrain

Suivant les contraintes d'environnement rencontrées, diverses solutions sont utilisées pour l'enveloppe du poste : enterrée dans le domaine public, local en immeuble, cabine en maçonnerie traditionnelle ou préfabriquée manœuvrable soit de l'extérieur, soit de l'intérieur.

Du fait des structures de réseau HTA en coupure d'artère ou en double dérivation, ils comportent un appareillage HTA composé en général de deux arrivées MT ( $MT_1$ ,  $MT_2$ ) avec cellules interrupteurs en technique protégée, et une cellule de protection du transformateur avec fusible et éventuellement un interrupteur (Fig. I.5). Le poste est prévu en général pour un seul transformateur, mais dans certains cas, il peut y en avoir plusieurs pour faire face à des charges ponctuelles importantes. Les puissances normalisées de transformateur sont : 250, 400, 630 et 1 000 kVA [5].

En basse tension, la répartition de l'énergie se fait par l'intermédiaire d'un tableau BT comportant, en aval d'un disjoncteur ou d'un interrupteur, quatre ou huit départs protégés par fusibles. Les transformateurs installés dans ces différents postes sont équipés de trois prises de réglage de la tension BT à vide (0 %,  $\pm 2,5$  %).

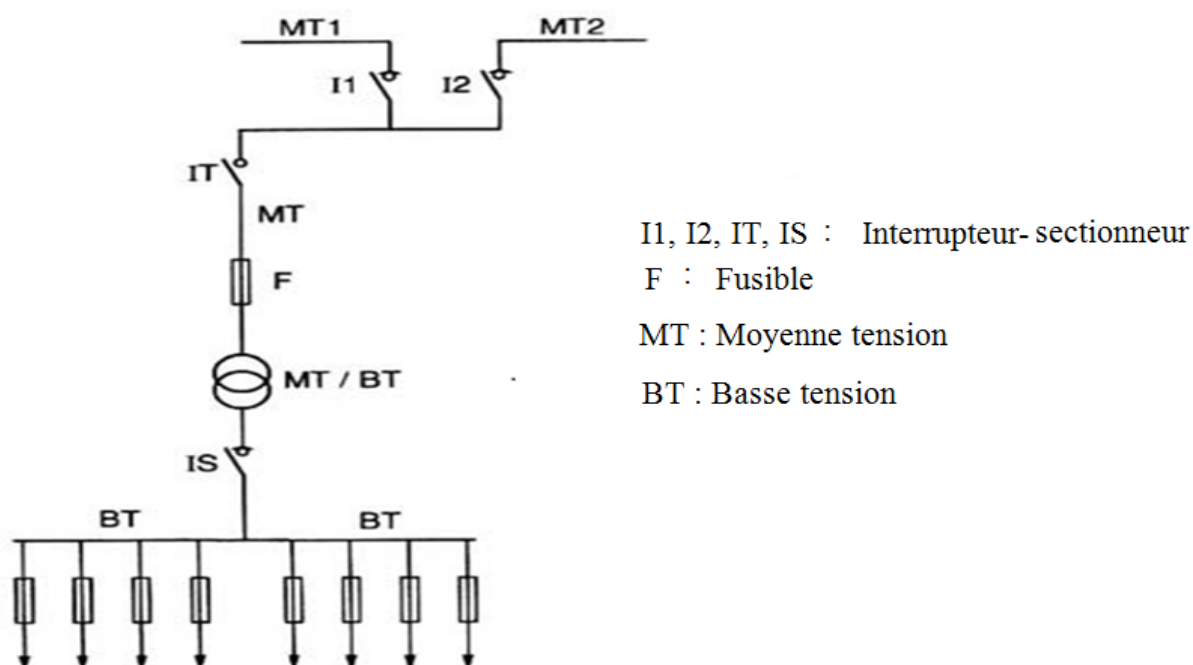


Fig. I. 5. Poste HTA/BT de type urbain raccordé en souterrain.

### I. 5. Equipements des postes électriques

- **Départ** : c'est un ensemble d'appareils de connexion reliant électriquement une ligne, un câble ou un transformateur aux jeux de barres [6].
- **Câble** : c'est un élément essentiel du réseau, sa fonction est le transit de l'énergie électrique. Sa durée de vie dépend des conditions auxquelles il est soumis [6].
- **Boite de dérivation** : c'est une carcasse métallique destinée à réaliser la jonction des câbles HTA souterrains. Le réseau de Bejaia a en moyenne une boite de dérivation par 300m de câble.



Fig. I. 6. Boite de dérivation.

- **Disjoncteur** : c'est un appareil de protection qui assure l'élimination des défauts survenant dans les circuits qu'ils protègent.



Fig. I. 7. Disjoncteur HTA (30 kV).

- **Sectionneur** : il est utilisé pour effectuer à vide des manœuvres d'isolement des lignes ou des réseaux pour entretien, visite, réparation. Il comporte souvent un dispositif de mise à la terre de la ligne à isoler.
- **Interrupteur** : c'est un appareil destiné à ouvrir ou à fermer un circuit électrique plus perfectionné que le sectionneur. Il possède un certain pouvoir de coupure, en général il peut couper sous tension nominale un courant d'une intensité nominale. Certains interrupteurs sont susceptibles de remplir également des fonctions de sectionnement (interrupteur-sectionneur).
- **Parafoudre** : Le parafoudre est installé sur les pylônes d'arrivées ligne. Son rôle est de limiter les surtensions en écoulant à la terre le courant de foudre.



**Fig. I. 8.** Parafoudre à moyenne tension.

- **Eclateur** : c'est le plus simple dispositif de protection et le moins coûteux et le plus ancien des moyens de protection, il est constitué essentiellement de deux électrodes séparées par un intervalle d'air, l'une reliée au conducteur ou à l'appareil à protéger et l'autre reliée à la terre.

- **Fusible HTA :** Il doit satisfaire aux conditions :  $1.4 I_t < I_n < I_c/6$   
Avec :  $I_n$  : courant nominal du fusible.  
 $I_t$  : courant nominal au primaire du transformateur.  
 $I_c$  : courant primaire du transformateur pour un court-circuit aux bornes de l'enroulement secondaire [7].
  
- **Transformateurs de puissance :** Ils sont en général à refroidissement naturel, comportant des enroulements en cuivre, le diélectrique utilisé est l'huile (immergé), ils sont munis sur l'enroulement primaire de prises de réglage permettant une variation de 2,5% ou 5% du rapport de transformateur (le commutateur doit être manœuvré à vide) [7].
  
- **Jeu de barre :** sont des éléments importants pour l'exploitation d'un réseau. Ce sont les points où se réalisent une concentration d'énergie électrique et l'organisation de l'écoulement de puissance vers diverses lignes.
  
- **Tableau basse tension :** Les tableaux BT des postes HTA/BT de distribution publique sont destinés à répartir la charge du transformateur suivant un certain nombre de départs BT, ils permettent d'assurer la coupure générale BT, ou de couper et d'isoler individuellement chacun des départs du transformateur.
  
- **Le tableau HTA :** il est divisé en parties élémentaires appelées unités fonctionnelles. Les principales unités fonctionnelles sont :
  - L'unité fonctionnelle d'arrivée qui assure la liaison entre le transformateur HTB/HTA et le jeu de barre du tableau.
  - L'unité fonctionnelle du départ assurant la liaison entre le jeu de barre du tableau et le réseau de distribution aérien, souterrain ou mixte.
  - L'unité fonctionnelle condensateur assure la liaison entre le jeu de barre du tableau et une batterie de condensateurs.
  - L'unité fonctionnelle tronçonnement de barres et l'unité fonctionnelle pont de barres permettent de relier deux tronçons de jeu de barres entre eux.

- L'unité fonctionnelle transformateur de tension permet de disposer des réducteurs de tension sur le jeu de barre HTA.

## **I. 6. Conclusion**

A travers ce chapitre nous avons décrit les postes sources (HTB/HTA) et les postes de distributions (HTA/BT) qui sont l'interface entre les réseaux de distribution HTA et BT et sont au cœur de la distribution électrique de puissance, au plus près des utilisateurs de l'énergie électrique en basse tension. Comme on a présenté les différents équipements de ces postes.



# **CHAPITRE II**

---

## **Description des réseaux HTA et réglage de la tension**

### II. 1. Introduction

La continuité d'alimentation en tension, en courant et en qualité de service relèvent de la conception des réseaux de distribution, de la qualité de leurs matériels et des bonnes pratiques de maintenance et des investissements réalisés pour assurer l'alimentation d'un point particulier ou d'une zone donnée, il est donc nécessaire de définir la structure du réseau électrique ainsi que les différents éléments qui la composent.

Dans la première partie de ce chapitre nous ferons une description générale des réseaux de distribution et dans la deuxième partie, nous allons étudier les différentes structures utilisées dans les réseaux de distribution HTA, les différents modes d'alimentation et les critères électriques qui doivent être respectés.

### II. 2 .Les réseaux de distribution

Les réseaux de distribution permettent d'acheminer l'électricité des réseaux de transport vers le consommateur final. Au niveau du réseau de distribution, on distingue les réseaux de distribution à moyenne tension (HTA) et les réseaux de distribution à basse tension (BT) situé en aval du réseau de distribution HTA.

#### II. 2. 1. Caractéristiques des réseaux de distribution en Algérie

- Les réseaux de distribution à moyenne tension [7] :
  - Tensions nominales 10 ou 30 kV
  - Neutre mis à la terre par une résistance
  - Limitation de courant de défaut à 300 A pour les réseaux aériens
  - Limitation de courant de défaut à 1000 A pour les réseaux souterrains
  - Réseaux souterrains en boucle ouverte
  
- Les réseaux de distribution à basse tension
  - Tensions nominales 230 phase-neutre ou 400V phase-phase
  - Neutre directement mis à la terre
  - Réseau de type radial, maillé ou bouclé

## **II. 3. Les différentes structures des réseaux électriques MT**

### **II. 3. 1. Structure radiale (en antenne)**

Une structure radiale est celle dont le schéma unifilaire est « arborescent », dans toute artère ou branche, l'énergie circule dans un sens bien défini, ce qui permet de protéger et de commander celle-ci d'une façon particulièrement simple (Fig. II.1.d).

En contre partie, ce type de réseau ne peut pas assurer une bonne continuité de service, du fait qu'un incident ou une coupure entraîne la mise hors tension de celui-ci sans aucune possibilité de réalimentation en secours [8, 9].

### **II. 3. 2. Structure bouclée**

Une structure bouclée se distingue par l'existence d'un certain nombre de boucles fermées, contenant un nombre limité de sources (Fig. II.1.b). L'énergie peut ainsi transiter par des trajets différents et l'avarie d'un élément n'entraîne généralement pas d'interruption. La mise hors tension d'un tronçon ne doit pas entraîner des surcharges inadmissibles pour les autres tronçons, du fait du report de charges. Les tronçons de lignes sont donc de fortes sections.

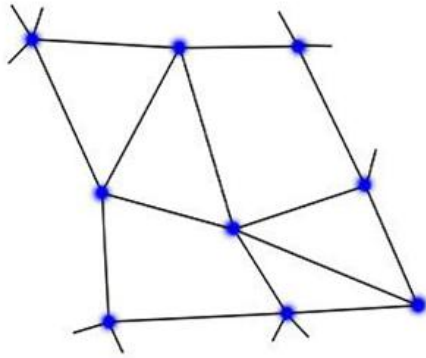
Ce type de structure offre par rapport à la précédente une meilleure continuité de service, mais avec un matériel de protection plus onéreux [8, 9].

### **II. 3. 3. Structure maillée**

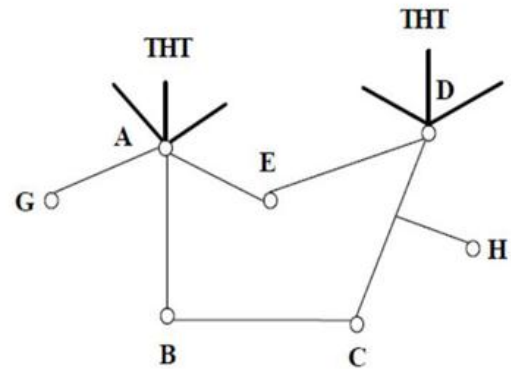
Une structure maillée est celle où les liaisons forment des boucles, réalisant ainsi une structure semblable aux mailles d'un filet (Fig. II.1.a).

Le type de réseau ayant une structure maillée offre une très grande sécurité d'alimentation. Un incident sur une liaison se limite au non alimentation du tronçon compris entre deux nœuds consécutifs, par contre son étude est plus complexe et sa réalisation est beaucoup plus coûteuse que les types précédents.

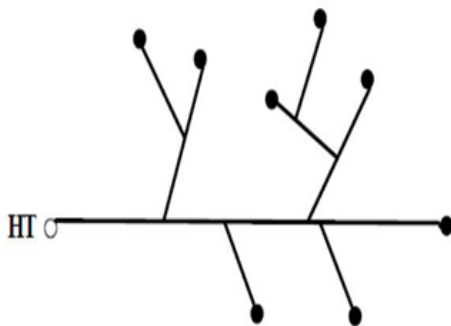
Cette structure nécessite que toutes les liaisons soient capables de surcharges permanentes ou momentanées [8, 9].



a) Exemple de structure Maillée



b) Exemple de structure Bouclée



c) Exemple de structure Arborescente



d) Exemple de structure Radiale

- Poste d'interconnexion
- Poste de répartition
- Poste de distribution

**Fig. II. 1.** Structures de réseaux électriques.

### Remarque

Le choix entre les différentes structures ne peut se faire qu'après une étude technico-économique tenant compte non seulement du prix de revient du réseau, mais aussi de la qualité du service qui pourra être assurée, comme il faut aussi tenir compte des possibilités d'extension du réseau.

## II. 4. Réseaux HTA aériens

Ces réseaux ont une structure arborescente à deux ordres de lignes, dorsale et dérivation. Des sous-dérivations peuvent être utilisées pour alimenter des charges isolées ou pour grouper sous un même interrupteur à commande manuelle un ensemble de postes

HTA/BT. Ces réseaux exploités en radial, sont destinés à desservir des zones de faibles densités de charge.

Des interrupteurs automatiques sont installés à l'endroit des dérivations pour permettre l'élimination de la dérivation en défaut. Leur installation est faite suivant l'importance et la probabilité d'incidents sur la dérivation. Les sous-dérivations doivent être équipées d'interrupteurs manuels, au point de raccordement à la dérivation. La nature et la section des conducteurs utilisés sont données dans les tableaux (Annexe A). Les sections des conducteurs se justifient par l'aptitude de ces derniers à alimenter les charges de ce type de réseaux en regard des différents critères (tenue au court-circuit, capacité de transit, chute de tension, tenue mécanique).

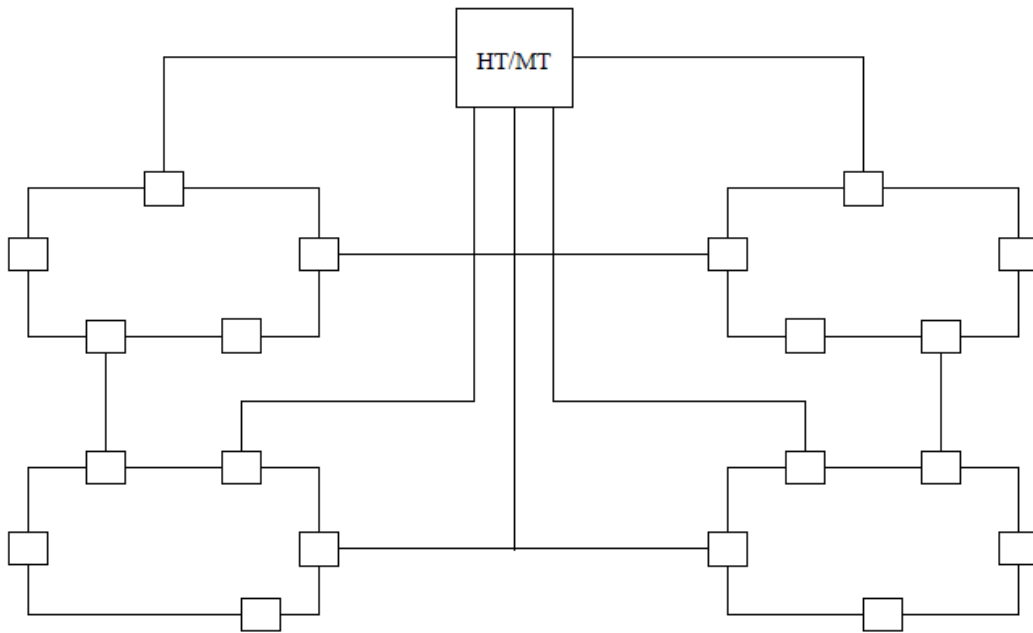
### **II. 5. Réseaux HTA souterrains**

Leur structure est à un seul type de lignes : les dorsales de faibles longueurs et avec des conducteurs de fortes sections, cela fait que les chute de tension sont réduites. De ce fait, et tenant compte de l'importance des incidents (charge coupée et durée d'interruption plus élevées qu'en réseaux aériens) il faut prévoir pour ces réseaux une réalimentation soit par les réseaux voisins soit par un câble de secours.

Les contraintes liées à l'environnement urbain font que les réseaux HTA sont le plus souvent réalisés en canalisation souterraine, en général, en coupure d'artère, en boucle ouverte et parfois en double dérivation [8].

#### **II. 5. 1. Structure maillée**

Elle permet la réalimentation en cas d'indisponibilité d'un tronçon ou d'un poste HTA/BT après élimination de l'élément défectueux mais présente l'inconvénient de n'utiliser les câbles que partiellement par rapport à leur capacité de transit. En plus, elle exige un point commun par paire de câbles et demande une surveillance continue du réseau en fonction de l'accroissement de la charge. Cette structure est à abandonner compte tenu de ses inconvénients.

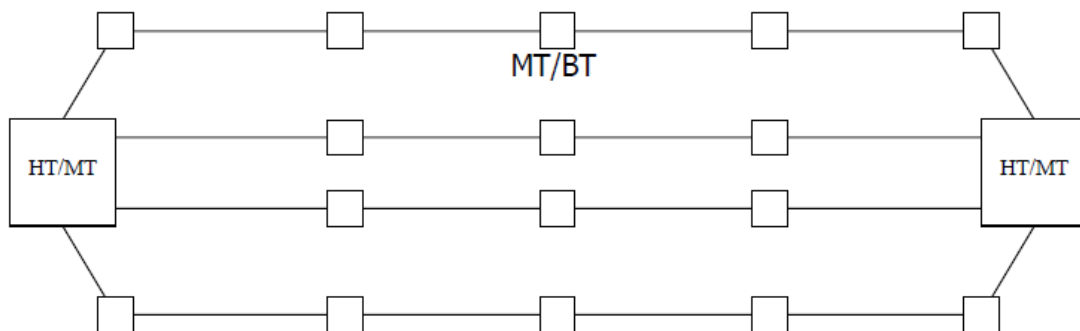


**Fig. II. 2.** Schéma de structure maillée.

### II. 5. 2. Structure à artère source à source

Elle est utilisée dans le cas des postes HTB/HTA où la puissance ne peut être garantie. Les câbles sont issus de deux sources, cette solution limite la charge à la moitié de la capacité des câbles de distribution. Le secours est assuré par les câbles contigus durant leur première exploitation.

Dés que la charge croit, cette structure peut se développer vers un cas particulier de la structure fuseau avec une liaison entre les différents points d'ouverture et un câble de secours qui limite les courants à des seuils très inférieurs aux capacités thermiques de conducteurs.



**Fig. II. 3.** Schéma de structure source à source.

### II. 5. 3. Structure en épi

Dans cette structure, chaque câble de distribution est rabattu à son extrémité au câble de secours. Le 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 par rapport à la structure maillée et structure à artère source à source.

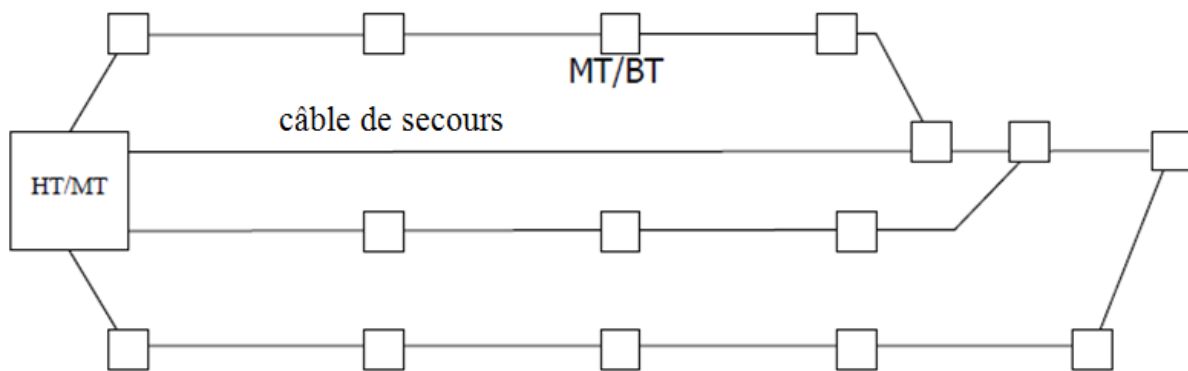
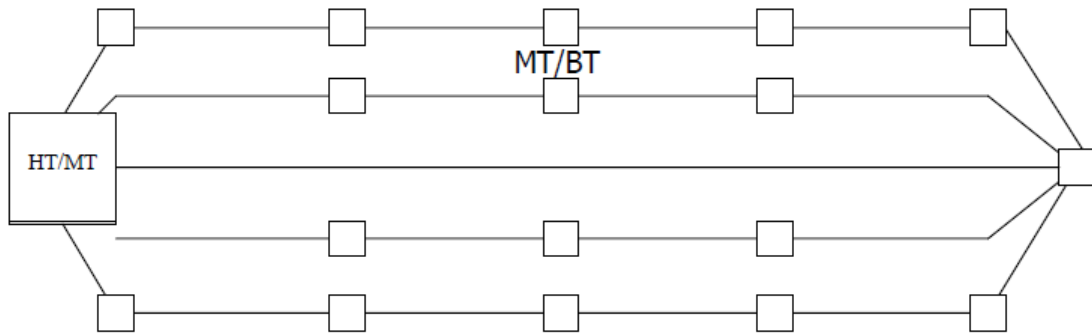


Fig. II. 4. Schéma de structure en épi.

### II. 5. 4. Structure en fuseau

Cette structure est considérée comme l'aboutissement de l'évolution de la structure en épi pour laquelle tous les câbles de distribution aboutissent en un point unique qui permet de secourir chacun de ces dernières et contribuer à une reprise rapide de service par la diminution des durées d'interruption (localisation précise du point de reprise).

Elle s'intègre bien dans les réseaux existants et permet une pose progressive des câbles en particulier celle du câble de secours, elle convient aux postes HTB/HTA fonctionnant à puissance garantie. En général on prévoira d'utiliser au maximum 4 câbles de secours en fonction de la configuration du réseau et indépendamment du nombre de départs.



**Fig. II. 5.** Schéma de structure en fuseau.

## II. 6. Réseaux de distribution à moyenne tension

Les réseaux HTA sont composés d'un ensemble de lignes aériennes et souterraines conçues pour distribuer aux postes des abonnés et au poste de distribution public HTA/BT de l'énergie provenant d'un poste HTB/HTA ils sont en triphasé pour une exploitation soit à 30kV (réseaux aériens), soit à 10kV (réseaux souterrains) [11].

### II. 6. 1. Différents modes d'alimentation [6]

On distingue Trois types d'alimentation pour le raccordement des postes HTA/BT au réseau HTA.

#### a) Alimentation en simple dérivation ou antenne

C'est le schéma le plus simple, généralement utilisé pour les postes ruraux et quelquefois pour les postes urbains (installations provisoires, postes de chantier). Un seul câble ou ligne aérienne alimente le poste (Fig. II.2.a). Une intervention sur le câble ou la ligne nécessite dans la majorité des cas (le bouclage en basse tension n'étant généralement pas possible) d'interrompre l'alimentation de la clientèle.

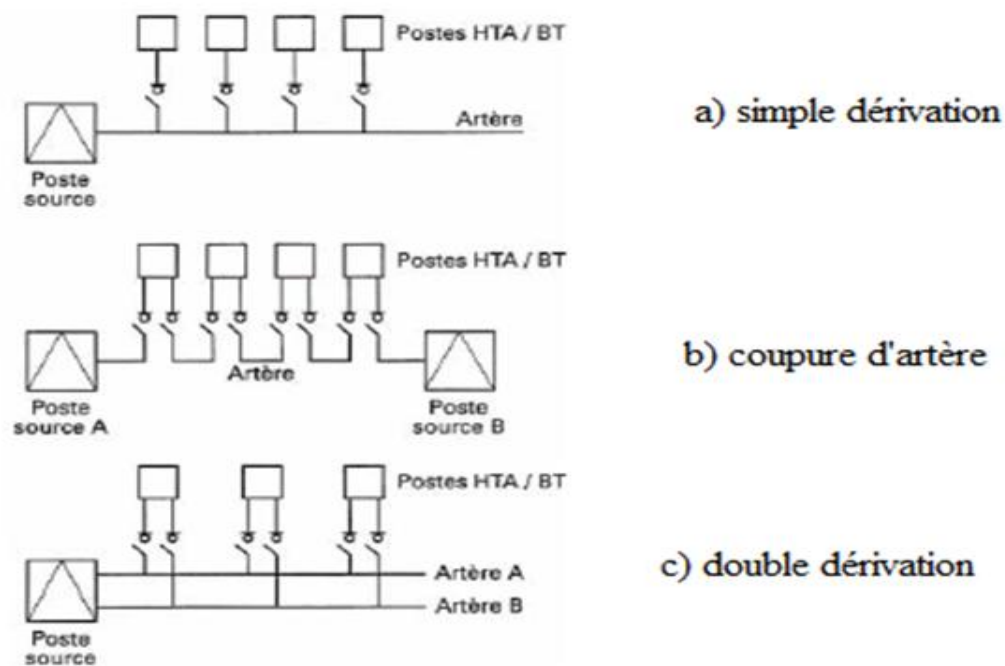
#### b) Alimentation en coupure d'artère ou boucle

C'est le système de distribution le plus répandu en zone urbaine. Chaque poste est alimenté par deux câbles issus d'un même poste source (éventuellement de deux postes sources), l'ensemble des deux câbles forment une boucle (Fig. II.2.b). Ce système permet d'isoler un tronçon de câble pour travaux, tout en continuant à alimenter tous les postes. Seule une défaillance de la source elle-même peut priver de courant les postes de la boucle. Ces réseaux sont exploités en boucle ouverte.



**c) Alimentation en double dérivation**

C'est le système de distribution qui offre la plus grande continuité de service. Il est utilisé dans des zones urbaines où la clientèle ne peut pas supporter des coupures de longue durée. Chaque poste est raccordé à deux câbles (Fig. II.2.c). L'un des câbles alimente normalement le poste, l'autre étant en réserve pour réalimenter le poste en cas de défaut sur le premier. Actuellement, cette réalimentation est parfois assurée automatiquement dans certaines grandes agglomérations.



**Fig. II. 6.** Différents modes d'alimentation d'un réseau HTA.

**II. 6. 2. Type de ligne dans les réseaux HTA**

➤ **Lignes aériennes**

La structure des réseaux HTA aériens est arborescente à deux ordres de lignes : dorsales (de forte section et de grande fiabilité) et dérivations (de section et de fiabilité plus faible), des sous-dérivations peuvent être utilisées pour alimenter des charges isolées, ils sont utilisés souvent dans les zones rurales [11].

Le tableau suivant présente la nature et la section des conducteurs utilisée en aérien

**Tableau. II. 1.** Nature et section des conducteurs utilisée en aérien.

Lignes	Nature	Sections (mm <sup>2</sup> )	Limite thermique (A) (1)	Limite thermique (A) (2)
Dorsale	Alliage Al	93,3	270	184
Dérivation	Alliage Al	34,4	140	101

(1) Valeurs rapportées à la température ambiante de 40° C et température de conducteur de phase de 70° C.

(2) Distribution triangulaire de la charge avec maximum à l'extrémité la plus éloignée.

### ➤ Lignes souterraines

Elles sont utilisées dans les zones urbaines, leur structure est à un seul type de ligne (les dorsales).

En tenant compte de l'importance des indices (charge coupée et durée d'interruption plus élevée qu'en aérien) il faut prévoir pour ces réseaux une réalimentation soit par les réseaux voisins soit par un câble de secours. Les contraintes liées à l'environnement urbain font que les réseaux MT sont les plus souvent réalisés en canalisation souterraine, en général : en coupure d'artère, en boucle ouverte et parfois en double dérivation [11].

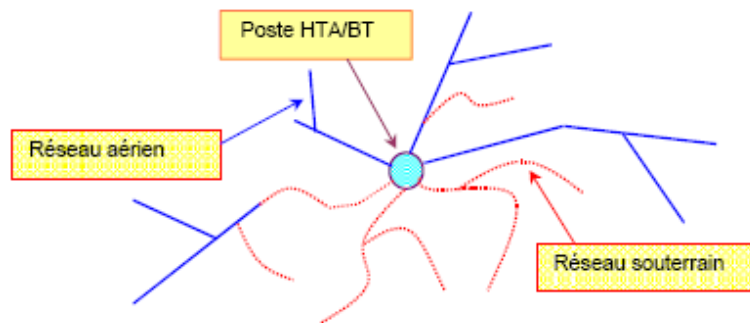
**Tableau. II. 2.** Nature et section des conducteurs en souterrain.

Réseau (kV)	Conducteur	Section (mm <sup>2</sup> )	Limite thermique (A) (1)
10	Cuivre	120	300
	Aluminium	180	
30	Cuivre	70	230

(1) : Valeurs pour câble tripolaire individuel à champ radial directement enterrée dans les conditions suivantes :

- Température du sol : 20°C
- Résistance thermique du sol : 100°C cm/w
- Température des conducteurs :  
Câble en papier-huile: 75°C

Câble en caoutchouc : 90°C



**Fig. II. 7.** Type de ligne dans les réseaux.

### II. 6. 3. Chute de tension maximale admise

L'impédance d'un câble est faible mais non nulle : lorsqu'il est traversé par le courant de service, il y a chute de tension entre son origine et son extrémité.

Les chutes de tension à l'état sain ou perturbé du réseau devront être maintenues dans les limites conduiront à augmenter ou à anticiper des investissements. Dans le but de garantir un minimum de qualité de la distribution, il a été jugé nécessaire de fixer des limites d'écart de tension à ne pas dépasser au point d'utilisation.

Les limites maximales admissibles de la tension autour de la valeur nominale en service normal sont de [7] :

- Réseaux aériens :  $\pm 10\%$
- Réseaux souterrains :  $\pm 6\%$

Les limites maximales admissibles de la tension à l'état incident sont de :

- 10% pour le réseau HTA souterrain.
- 12% pour le réseau HTA aérien.

### II. 7. Câble de distribution

Un câble électrique est constitué de plusieurs conducteurs électriquement distincts et mécaniquement solidaires. Un câble est au minimum constitué d'un conducteur, d'une gaine de bourrage et d'une enveloppe isolante. On distingue des câbles unipolaires et multipolaires :

- Câble mono conducteur : il possède un seul conducteur.
- Câble multiconducteur : il possède plusieurs conducteurs isolés.

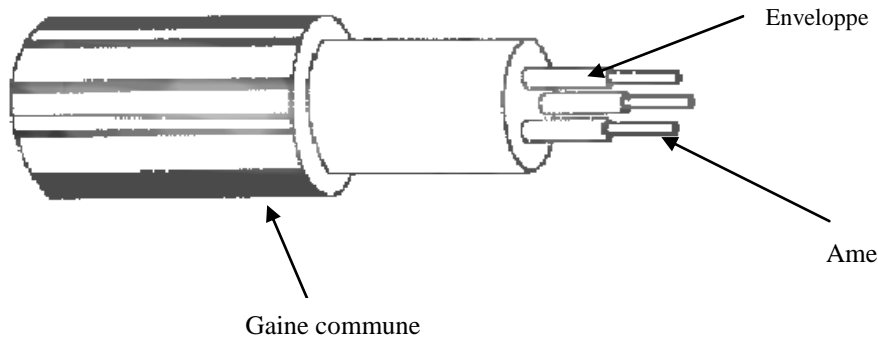


Fig. II. 8. Câble de distribution multiconducteur.

### II. 7. 1. Constitution d'un conducteur

Un conducteur est constitué :

- D'une âme conductrice dont le rôle est de conduire le courant. Le cuivre et l'aluminium sont généralement utilisés.
- Une enveloppe isolante qui doit présenter une très grande résistivité.

On emploie généralement du PVC ou PRC.

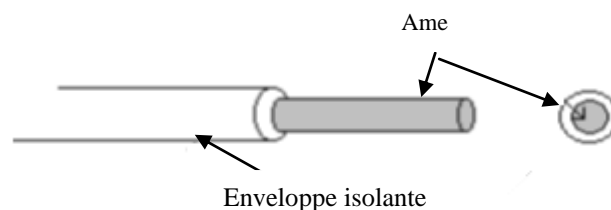


Fig. II. 9. Conducteur électrique.

### II. 8. Intensité maximale admissible

Le courant (permanent) admissible dans un conducteur est la valeur maximale de l'intensité du courant pouvant parcourir en permanence ce conducteur sans que sa température de régime permanent soit supérieure à sa température spécifiée.

L'intensité maximale de courant limite ( $I_{LT}$ ) des différents conducteurs selon les matériaux et les sections sont donnés par les fabricants, pour les lignes en Almélec et Aluminium-acier ; celle des lignes en cuivre est calculée à l'aide de la formule [12] :

$$I_{LT} = 21.S^{0.6}$$

Avec : S est la section du conducteur en (mm<sup>2</sup>).

La formule ci-après donne le courant admissible d'un conducteur en fonction de la température et de la résistance du conducteur.

$$I_{ad} = \left[ \frac{K \times S(T_{ad} + T_{am})}{R} \right]^{\frac{1}{2}}$$

**Avec :**

$I_{ad}$  : Courant maximal admissible de longue durée [A].

K : Coefficient de transmission de la chaleur [W/cm<sup>2</sup> °C].

S : Surface de refroidissement du conducteur [cm<sup>2</sup>].

$T_{ad}$  : Température admissible [°C].

$T_{am}$  : Température ambiante [°C].

R : Résistance du conducteur [ $\Omega$ ].

### **Paramètres desquels dépend l'intensité admissible dans une canalisation**

Le courant admissible dans une canalisation dépend essentiellement :

- de la nature des âmes des conducteurs (cuivre, aluminium, etc.),
- de la section des âmes des conducteurs,
- du mode de pose, de la méthode de référence,
- des éléments constitutifs de la canalisation,

## **II. 9. Conclusion**

Dans ce chapitre nous avons fait une description détaillée des réseaux de distribution MT, ou on donne une description des différents éléments qui le composent (structure topologique, type de réseaux, lignes, câble ...) et les différents modes d'alimentation. Nous avons donné aussi un aperçu sur les critères électriques qui doivent être respectés, telles que l'intensité maximale admissible et la chute de tension.

# **CHAPITRE III**

---

**Qualité de service et description de  
l'outil informatique C.A.R.A**

### III. 1. Introduction

Il est souhaitable que la tension fournie par le distributeur à ses clients présente des alternances régulières, selon une sinusoïde parfaite et une amplitude et une fréquence constantes, c'est le cas d'une qualité idéale, mais la réalité technique fait qu'en pratique, cette situation n'est pas possible, en deux axes:

- ✓ la continuité de service,
- ✓ la qualité de service.

Dans ce chapitre nous allons étudier la continuité et les méthodes d'amélioration de la qualité de service ainsi que les différents moyens de réglage de la tension.

Nous allons aussi présenter l'outil informatique C.A.R.A qui permet de nous signaler toute anomalies sur notre réseau se qui nous permet de trouver des solutions adéquates.

### III. 2. Continuité de service

La continuité de l'alimentation en tension et en courant relève de la conception des réseaux publics et industriels, de la qualité de leurs matériels et des bonnes pratiques de maintenance et des investissements réalisés pour assurer l'alimentation d'un point particulier ou d'une zone donnée, c'est donc le résultat d'un compromis technico-économique.

La continuité de l'alimentation est l'un des éléments importants de la qualité de la fourniture perçue par les clients, un client doit pouvoir compter sur son alimentation avec la puissance et aux instants prévus par son contrat.

La continuité de l'alimentation se mesure par le nombre de coupures d'alimentation d'un point donné, on parle simplement de coupures par unité de temps, dans les normes trois types de coupures sont définies [6] :

- **Les microcoupures ( $t < 1$  s) :**

Occasionnées par exemple par un réenclenchement rapide sur défaut fugitif.

- **Les coupures brèves ( $1$  s  $< t < 3$  min) :**

En général dues à des fonctionnements soit de protections telle que les réenclenchements lents sur défauts semi-permanents, soit d'automatismes de reprise de service.

- **Les coupures longues ( $t > 3 \text{ min}$ ) :**

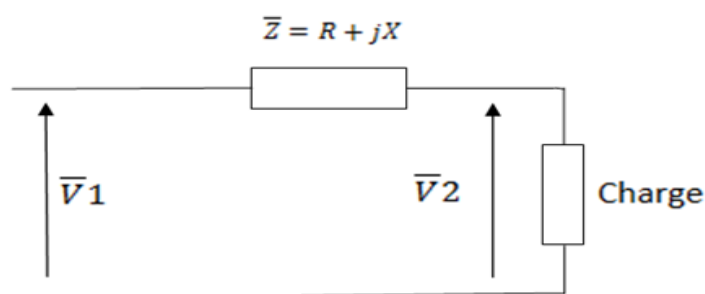
Qui peuvent durer jusqu'à quelques heures, voire plus en cas d'incidents généralisés, elles peuvent être dues à un incident ou bien à des travaux programmés, auquel cas la clientèle est en principe préalablement informé et peut s'organiser en conséquence.

### III. 3. Chute de tension

La chute de tension d'une ligne est la différence entre les tensions à ses extrémités, pour veiller à la bonne marche des appareils alimentés, il faut que la chute de tension ne dépasse pas des limites préalablement fixées.

#### III. 3. 1. Calcul de la chute de tension

Le circuit équivalent des lignes moyennes, se compose seulement d'une résistance (R), et d'une réactance (X), on représente donc une ligne comme un dipôle parcouru par un courant (I) [13].



**Fig. III. 1.** Schéma d'une ligne moyenne tension.

La tension  $\bar{V}_1$  de départ est :

$$\bar{V}_1 = R \cdot \bar{I} + jX \cdot \bar{I} + \bar{V}_2 \quad \text{(III.1)}$$

Cette équation se traduit par le diagramme vectoriel suivant :



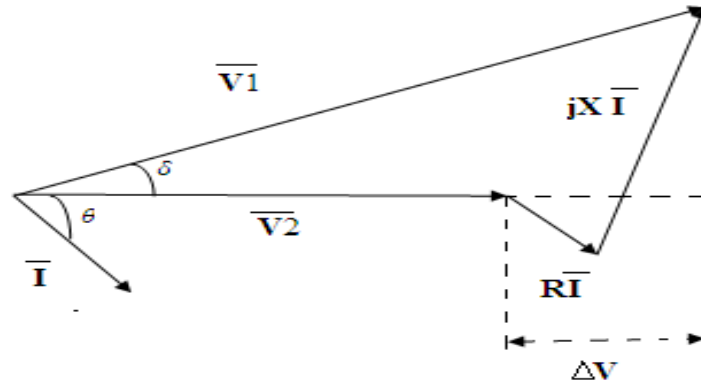


Fig. III. 2. Diagramme vectoriel des tensions.

La chute de tension  $\Delta\bar{V}$  est la différence entre la tension de départ et la tension d'arrivée.

$$\Delta\bar{V} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 \quad \text{(III. 2)}$$

En projetant sur la direction de  $V_2$  tous les autres vecteurs, on aura :

$$V_1 \cdot \cos \delta = V_2 + R \cdot I \cdot \cos \theta + X \cdot I \cdot \sin \theta \quad \text{(III. 3)}$$

L'angle  $\delta$  est très faible, donc  $\cos \delta \approx 1$ , l'équation (3) devient :

$$\Delta V = R \cdot I \cdot \cos \theta + X \cdot I \cdot \sin \theta \quad \text{(III. 4)}$$

Soit en introduisant la tension composée :

$$\Delta U = \sqrt{3} (R \cdot I \cdot \cos \theta + X \cdot I \cdot \sin \theta) \quad \text{(III. 5)}$$

En divisant les deux membres par  $U_1$  et en les multipliant par 100, on aura :

$$\frac{\Delta U}{U_1} \% = \sqrt{3} (R \cdot I \cdot \cos \theta + X \cdot I \cdot \sin \theta) \cdot \frac{100}{U_1} \quad \text{(III. 6)}$$

En multipliant et en divisant le deuxième membre par  $U_2$  on aura :

$$\frac{\Delta U}{U_1} \% = \sqrt{3} \cdot I \cdot U_2 \cdot \cos \theta (R + X \cdot \operatorname{tg} \theta) \cdot \frac{100}{U_1 \cdot U_2} \quad \text{(III.7)}$$

En introduisant la résistance linéique  $r$  et la réactance inductive linéique  $x$ , on aura :

$$R = r \cdot l \text{ [}\Omega\text{]} ; r \text{ en [}\Omega/\text{km]}.$$

$$X = x \cdot l \text{ [}\Omega/\text{km]}.$$

L'équation (7) devient :

$$\frac{\Delta U}{U_1} \% = P \cdot l (r + x \cdot \operatorname{tg} \theta) \cdot \frac{100}{U_1 \cdot U_2} \quad \text{(III. 8)}$$

Le produit ( $P \cdot l$ ) s'appelle le moment électrique, on l'écrit « M » et on l'exprime en [kW.km].

$$\frac{\Delta U}{U_1} \% = M (r + x \cdot \operatorname{tg} \theta) \cdot \frac{100}{U_1 \cdot U_2} \quad \text{(III. 9)}$$

$$\text{Si on suppose que } U_1 \cdot U_2 = U_1^2$$

D'où

$$\frac{\Delta U}{U_1} \% = M (r + x \cdot \operatorname{tg} \theta) \cdot \frac{100}{U_1^2}$$

### Remarque :

On définit le moment électrique « M » comme étant le moment transporté par une ligne, donne une chute de tension de 1%.

$$M = \frac{1}{100} \cdot \frac{U_1^2}{r + x \cdot \operatorname{tg} \theta} \text{ [kW.km]} \quad \text{(III. 10)}$$

Pour le calcul des lignes HTA :

- $x = 0.35 \Omega/\text{km}$  pour les lignes aériennes.
- $x = 0.10 \Omega/\text{km}$  pour les câbles souterrains et les lignes aériennes isolées.

Les réseaux de distribution sont généralement calculés à  $\cos \theta = 0.9$  auquel correspond  $\operatorname{tg} \theta = 0.5$ .

### III. 4. Qualité d’alimentation

La clientèle ne demande pas seulement d’être raccordée au réseau. Le produit “électricité” doit avoir certaines qualités. Tout d’abord les “interruptions de courant” doivent être aussi rares que possibles. Il faut à tout prix éviter les coupures longues, ou portantes sur un vaste territoire. On conçoit que, dans ce domaine comme dans les autres, la perfection ne puisse exister, on ne peut jamais avoir la garantie qu’une coupure ne se produira pas, car la conduite de l’alimentation électrique dépend globalement d’une part de la disponibilité de l’ensemble des éléments composant le système production-transport-distribution (centrales, transformateurs, lignes, disjoncteurs, protections ...etc.) et d’autre part, de la superposition plus ou moins aléatoire des consommations individuelles, influencées elles-mêmes par les facteurs climatiques, conjoncturels ...etc.

Une autre dimension de la qualité du service est la tenue de la tension “aux bornes” des récepteurs, car le fonctionnement des appareils d’utilisation est, d’une manière générale, d’autant plus perturbé que la tension du réseau, au point de raccordement, s’écarte de sa valeur nominale. La tenue de la tension, comme critère de qualité du service rendu est surtout à prendre en compte dans la planification des réseaux de distribution et de répartition, car c’est là essentiellement que se trouve la clientèle [1].

### III. 5. Amélioration de la qualité de la tension

La qualité de service est liée, au maintien de la valeur de la tension et de sa fréquence entre des limites prédéfinies, et d’autre part, à l’absence de perturbation des phénomènes plus ou moins permanents regroupant l’ensemble des anomalies de la forme d’onde de paramètre de signal électrique [14].

Les perturbations pouvant affectées la qualité de la tension sont [15]

- Les variations rapides de tension, des creux de coupure de tension.
- Des surtensions brèves, susceptible de détériorer les appareils.
- Des tensions trop hautes ou trop basses.
- Des déséquilibres des tensions triphasées : un système triphasés est déséquilibré lorsque les trois intensités ne sont pas égales en amplitudes et /ou ne sont pas déphasées les unes par rapport aux autres de  $120^\circ$ .

On donne ci après quelques méthodes pour l’amélioration de la qualité de la tension.

### III. 5. 1. Réglage de la tension en charge

Le réglage de la tension dans les réseaux de distribution revêt une importance considérable car il conditionne à la fois la qualité de service et le renforcement des réseaux.

Cette importance est clairement mise en évidence par le fait que la capacité de desserte de la plupart des réseaux est limitée par les chutes de tension. Un réglage correct permet donc de promouvoir les ventes d'énergie et de retarder de quelques années les investissements destinés à faire face à l'accroissement continu de la charge.

### III. 5. 2. Réglage en tension

La tension au jeu de barres HTA du poste source HTB/HTA doit être ajustée afin de minimiser, pendant une certaine période, l'irrégularité de tension sur le réseau due :

- Aux variations de tension qui affectent le réseau amont (réseau HTB).
- Aux chutes de tension qui se produisent sur les réseaux raccordés au jeu de barre HTA.

L'organe de réglage de la tension est le régleur en charge du transformateur HTB/HTA auquel est associé un régulateur de tension. Ce dernier a pour rôle de donner l'ordre au régleur en charge d'augmenter ou de diminuer la tension à l'étage HTA suivant la puissance débitée par le transformateur HTB/HTA.

### III. 5. 3. Réglage à vide

Le réglage de la tension des réseaux HTA ayant été réalisé selon la méthode qui vient d'être présenté, il s'agit maintenant de poursuivre le réglage des réseaux BT en utilisant les prises à vide des transformateurs dans une plage déterminée.

Le réglage des prises des transformateurs HTA/BT à vide, dépend de la valeur de la chute de tension existante entre le jeu de barre HTA et le point de raccordement des transformateurs HTA/BT et de la chute de tension maximale admissible en ligne sur le réseau BT.

### III. 5. 4. Réglage par réduction de l'impédance

Une ligne HTA est caractérisée par une résistance « R » et une réactance « X », son impédance sera :

$$Z = R + jX \quad (\Omega)$$

Deux méthodes de réglage peuvent se présenter :

#### a) Réduction de la longueur de la ligne

$$R = r \cdot l \quad (\Omega)$$

$$X = x \cdot l \quad (\Omega)$$

Avec :

l : longueur de la ligne en (km).

r : résistance linéique de la ligne en ( $\Omega/\text{km}$ ).

x : réactance linéique de la ligne en ( $\Omega/\text{km}$ ).

Il serait bon de rapprocher les sources d'énergie par implantation de nouveaux postes.

#### b) Réduction de l'impédance par la mise en parallèle de plusieurs lignes

Cette solution peut s'obtenir par la mise en parallèle de plusieurs lignes pour la limitation de chute de tension, soit suivant le même tracé, soit suivant des tracés différents, c'est le moyen général de renforcement des réseaux pour faire face aux augmentations de transit.

### III. 5. 5. Réglage par compensation de l'énergie réactive

C'est l'installation des condensateurs qui agissent sur la circulation de la puissance réactive en diminuant les chutes de tension, il peut se faire à proximité du récepteur, à l'origine de l'installation ou en compromis par groupe de circuits.

La puissance à mettre en service est celle qui permet de compenser une partie de l'énergie réactive appelée par la charge à la pointe, la mise en ou hors service des gradins se fait par l'action de relais sensible à la tension telle que les relais volumétrique ou à énergie réactive.

On peut calculer la chute de tension d'après la relation suivante.

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + X(Q - Q_c)}{U}$$

$$\frac{\Delta U}{U} \% = \frac{P \cdot R + X(Q - Q_c)}{U^2} \times 100$$

On peut écrire

$$\frac{\Delta U}{U} \% (ap.c) = \frac{\Delta U}{U} \% (av.c) - \frac{X \cdot Q_c}{U^2} \cdot 100$$

Avec

$$\frac{\Delta U}{U} \% (ap.c) \quad \text{Chute de tension relative après compensation}$$

$$\frac{\Delta U}{U} \% (av.c) \quad \text{Chute de tension relative avant compensation}$$

Le gain est défini comme la différence entre la chute de tension après compensation et avant compensation comme le montre la formule suivante :

$$\frac{\Delta U}{U} \% = \frac{X \cdot Q_c}{U^2} \cdot 100 = \frac{x \cdot l \cdot Q_c}{U^2} \cdot 100$$

En résumé, on peut dire que la chute de tension est conditionnée par :

- La tension nominale  $U_n$ .
- La longueur des lignes  $l$ .
- La valeur de la puissance réactive restituée par les condensateurs «  $Q_C$  ».

### III. 6. Présentation de l'outil informatique C.A.R.A

L'outil de calcul destiné aux études des réseaux de distribution, devrait répondre aux exigences ci après, afin de dégager les conditions d'exploitation recherchées :

- L'évolution des charges en réseau est souvent brusquée par l'apparition de nouveaux clients, le modèle devra donc être rapide et prévu pour un usage intensif [16].

- Les réseaux de distribution font intervenir des éléments dont les caractéristiques sont fréquemment disparates (câbles et lignes, faibles et fortes sections), il interdit l’utilisation de la méthode de calcul basée sur une approximation insuffisante.
- Prise en compte des chutes de tension maximales admises (en régime normal et en cas d’incident) ainsi que de la limite de tenue thermique des équipements.
- La recherche de plusieurs politiques de renforcement nécessite un nombre de passages à l’ordinateur souvent importants, une grande rapidité des calculs est donc indispensable pour limiter leur coût.

Le modèle **C.A.R.A.** (Calcul Automatique des Réseaux Arborescents) complété par la version CEDRA (Calcul de l’Energie en Défaillance dans un Réseau Arborescent) mise au point par le département de recherche et développement de traction et d’électricité.

### III. 6. 1. Description du programme

Le programme vérifie si pour un réseau maillé donné, il existe un schéma d’exploitation radial qui permettra d’alimenter toutes les charges indiquées en respectant les contraintes imposées. Ces contraintes portant sur les capacités de transit des lignes et la chute de tension maximale admissible aux nœuds, de plus le modèle recherché pour les cas d’incidents demande un schéma de secours.

La limite de tension imposée peut être différente pour la structure en exploitation normale de celle pour les cas d’incidents.

Le modèle refait les mêmes calculs (exploitation normale et incident) pour l’année ultérieure en tenant compte des renforcements éventuellement introduits dans le réseau.

### III. 6. 2. Capacité du modèle

- 15 injecteurs
- 20 paliers de charge
- 600 nœuds
- 800 branches ou arcs
- 15 connexions à un nœud

Le modèle est équipé d’un menu convivial qui permet à l’utilisateur :

- De faire une saisie selon un format précis
- De choisir le nœud où il souhaite installer les moyens de compensation
- De simuler des délestages automatiques ou en manuel
- De faire le calcul de l'énergie en défaillance et la valorisation des filières d'investissement pour les lignes, les transformateurs et les batteries de compensateurs.

### III. 6. 3. Calcul des transits et des tensions

Le programme s'applique à des réseaux à plan de tension unique et les injecteurs sont considérés comme des sources à capacité déterminée, sans résistance interne. Leur tension sera donc la tension nominale du réseau quelle que soit la puissance fournie.

Pour la chute de tension maximale admise elle est identique pour tous les nœuds, elle peut toutefois être différente pour l'état sain et pour le schéma de secours.

Et pour le calcul des schémas de secours, on peut admettre un pourcentage de surcharge des arcs.

Les unités employées sont :

- a) Pour la tension : Volts
- b) Pour les transits : Ampère
- c) Pour les charges : Ampère
- d) Pour la résistance (R) et la réactance (X) des câbles et ligne : Ohms

### III. 7. Fonctionnement du programme CARA

Le programme contient quatre cartes qu'il faut introduire dans la machine en vue de les utiliser dans le programme.

#### III. 7. 1. Carte titre (code 0)

Contiens le titre de l'étude, dans notre cas Alimentation du réseau de la ville d'IGHZER AZARIF.



### III. 7. 2. Carte paramètres (code 1)

Elle contient :

- année de début de l'étude
- année fin de l'étude
- tension nominale du réseau à étudier en volte : Ex. 30000
- tension minimale (en%) admise à l'état sain: Ex. 90%
- tension minimale (en%) admise en cas d'incident Ex 88%
- surcharge (en%) admise en cas d'incident: Ex. 20%
- $\cos\phi$  moyen du réseau (0.9)

### III. 7. 3. Carte branche (code 2)

Elle contient :

- nom du nœud amont
- nom du nœud aval
- possibilité de mettre des éléments en série ou en parallèle
- priorité de l'arc
- capacité de l'arc
- résistance et réactance linéique de l'arc en ( $\Omega/\text{km}$ )
- longueur de l'arc

### III. 7. 4. Carte charge (code 3)

Ces cartes sont destinées à définir l'évolution de la charge en un nœud. Cette évolution sera décrite par une ou plusieurs composantes, chaque composante est caractérisée par :

- sa valeur initiale à une année déterminée
- son taux d'évolution

### III. 7. 5. Carte charge (code 4)

La carte charge (code 4) est destinée à définir l'évolution de la charge durant 10 ans de l'année initiale jusqu'à l'année finale.

L'impression du schéma d'exploitation à l'année considérée par le programme ressorti pour chaque arc :

- les noms des nœuds amont et aval
- la capacité nominale de l'arc en (A)
- le courant transitant dans l'arc en (A)
- le taux d'utilisation de l'arc « PCT » en (%)
- la tension au nœud aval en (V)
- la chute de tension en (%)
- les pertes de puissance sur l'arc en (kW)

### Remarque

Si les contraintes en courant et en tension ne sont pas respectées, l'attention de l'utilisateur du modèle CARA est attiré par des « \*\*\*\* » imprimées en marge des résultats

### III. 8. Conclusion

A travers ce chapitre nous avons étudié la continuité et les méthodes d'amélioration de la qualité de service ainsi que les différents moyens de réglage de la tension.

Nous avons aussi présenté l'outil informatique C.A.R.A qui nous permet un calcul rapide du réseau, comme il signale toute anomalies ce qui nous permet de trouver des solutions adéquates.

# **CHAPITRE IV**

---

**Electrification de la nouvelle  
ville IGHZER AZARIF**

## **IV. 1. Introduction**

La nouvelle ville IGHZER AZARIF située dans la commune d'OUED-GHIR, wilaya de BEJAÏA, compte 18000 logements, 1508 locaux commerciaux et 59 équipements.

Le but de ce chapitre est de trouver la solution la plus appropriée pour alimenter la charge de cette ville, en se basant sur le calcul du bilan de puissance.

On va d'abord étudier la possibilité d'alimenter ce projet à partir des postes voisins qui sont EL KSEUR, BIR SLEM et BEJAIA, si cette solution n'est pas possible on va proposer une autre solution adéquate, ensuite on va utiliser le logiciel C.A.R.A pour vérifier l'état du notre réseau (chute de tension, le courant transit dans le tronçon).

## **IV. 2. Estimation de la puissance de la nouvelle ville**

### **IV. 2. 1. Quelques Définitions**

L'estimation de la puissance est la base de tout projet, elle permet de déterminer la configuration d'alimentation et les paramètres de tous les éléments du réseau, à savoir les transformateurs, les lignes, l'appareillage ... etc.

Les définitions suivantes sont utiles pour l'estimation de la puissance de la nouvelle ville.

#### **a) Puissance installée**

La puissance installée est la somme des puissances de tous les récepteurs, y compris l'éclairage. Cette puissance est beaucoup plus élevée que la puissance réellement consommée [17].

#### **b) Puissance souscrite**

C'est une caractéristique du contrat de fourniture d'électricité entre l'abonné et le distributeur. Il s'agit d'une indication de puissance maximale qui ne doit pas être franchie ou dont les dépassements seront facturés avec des pénalités.

#### **c) Puissance consommée**

C'est la puissance de pointe réellement consommée, elle dépend du fonctionnement de chaque récepteur pris individuellement et de tous les récepteurs pris ensemble, d'où la notion du coefficient d'utilisation maximale et du coefficient de simultanéité.

**d) Facteur d'utilisation**

Le régime de fonctionnement normal d'un récepteur peut être tel que sa puissance utilisée soit inférieure à sa puissance nominale installée, d'où la notion de facteur d'utilisation.

Le facteur d'utilisation s'applique individuellement à chaque récepteur.

**e) Coefficient de simultanéité**

La variation du régime de fonctionnement d'un récepteur dans le temps entraîne la non superposition des pointes de consommation maximale d'un groupe de récepteurs, d'où la notion de coefficient de simultanéité, en d'autres termes il exprime avec quelle probabilité un certain nombre de récepteurs fonctionneraient en même temps.

Le tableau. IV. 1 donne le coefficient de simultanéité en fonction du nombre d'abonnés.

**Tableau. IV. 1.** Coefficient de simultanéité en fonction du nombre d'abonnés [17]

Nombre d'abonnés	Coefficient de simultanéité
2 à 4	1
5 à 9	0,78
10 à 14	0,63
15 à 19	0,53
20 à 24	0,49
25 à 29	0,46
30 à 34	0,44
35 à 39	0,42
40 à 49	0,41
50 et au- dessus	0,40

**Remarque**

Ce tableau est utilisable pour un immeuble avec abonnés domestiques alimentés en triphasé 4 fils 230/400 V. Dans le cas d'abonnés utilisant le chauffage électrique, le coefficient conseillé est de 0,8 quelque soit le nombre d'abonnés.

**f) Coefficient d'évolution de la charge**

Le coefficient d'évolution de la charge est une valeur qui permet d'évaluer avec plus ou moins d'exactitude, la valeur de la charge d'une région, au bout d'un certain temps.

Le but de la détermination de ce coefficient est de pouvoir prendre des précautions pour pallier aux éventuelles carences de tension dues à l'augmentation de la charge.

Dans le domaine pratique on distingue deux coefficients d'évolution de la charge :

➤ **Coefficient d'évolution de la charge en profondeur**

Ce coefficient permet d'estimer la manière avec laquelle évoluent les charges existantes (domestiques ou industrielles) dans le réseau.

➤ **Coefficient d'évolution de la charge en surface**

Ce coefficient permet d'estimer la manière avec laquelle évoluent le réseau par rapport au réseau existant.

### **IV. 2. 2. Hypothèses de travail**

Les charges de la nouvelle ville sont de trois types :

- les logements
- les locaux commerciaux
- les équipements.

Ces charges vérifient les conditions suivantes :

- La puissance estimée pour chaque logement est 4 kVA.
- Les rez-de chaussés sont considérés comme étant des locaux commerciaux, la charge estimée pour chaque local est 6 kVA.
- Un poste HTA/BT, pour des conditions de sécurité doit fonctionner entre 50% et 80% de sa puissance nominale.
- Pour un bon fonctionnement du poste sur une période de 10 ans, SONEGAS estime une hausse de 5% durant les cinq premières années et de 3% durant les 5 dernières années de la charge totale à consommer.

### **IV. 2. 3. La puissance estimée pour chaque type de charge**

#### **IV. 2. 3. .1 Puissance estimée pour les logements et locaux commerciaux**

- a) Formule de calcul de la puissance pour les logements

$$P_{\log} = N_{\log} \cdot 4 \cdot c$$

- b) Formule de calcul de la puissance pour les locaux commerciaux

$$P_{loc} = N_{loc} \cdot 6 \cdot c$$

Avec

$c$  : facteur de simultanéité  $\Rightarrow c = 0,4$

$N_{log}$  : nombre de logement  $N_{loc}$  : nombre de locaux

#### IV. 2. 3. 2. Puissance estimée pour les équipements

Selon le type d'équipement, on utilise des transformateurs de 250 et de 400 kVA, comme le montre le tableau suivant :

Equipements	Transformateur utilisée (kVA)
- Maison de jeune	250
- Bibliothèque	250
- Sureté urbaine	250
- Bloc administratif	250
- Jardin public	250
- Station multimodal	250
- Complexe sportif	250
- Polyclinique	250
- Hôtel	250
- Lycée	250
- Salle polyvalente	250
- Centre culturel	250
- Centre touristique	250
- Médiathèque	250
- Mosquée	250
- Maternité	400
- grand équipement	400
- centre commercial	400

#### Remarque :

La puissance estimée d'une   cole primaire est 6 KVA.

#### IV. 2. 4. Calcul de la puissance estimée de la nouvelle ville

En se basant sur les données ci-dessus, on a calculé la puissance estimée de la nouvelle ville IGHZER AZARIF. Les résultats de calcul sont présentés dans le tableau IV. 3.

**Tableau. IV. 3.** Estimation de la puissance de la nouvelle ville IGHZER AZARIF.

Nature de la charge	Nombre	Puissance estimée (MVA)
<b>3480 logts LPL</b>	3480	5,57
Ecole primaires	7	0,02
CEM	3	0,75
Lycée	2	0,50
Crèche	2	0,50
Maison de jeune	1	0,25
Complexe sportif	1	0,25
Bibliothèque	1	0,25
Sureté urbaine	1	0,25
Mosquée	1	0,25
Bloc administratif	1	0,25
Polyclinique	1	0,25
Maternité	1	0,40
Hôtel	1	0,25
Jardin Public	4	1
Centre commercial	2	0,80
<b>1000 logts LPL</b>	1000	1,60
Ecole primaires	6	0,01
Mosquée	1	0,25
Salle polyvalente	1	0,25
Maison de jeune	1	0,25
Complexe sportif	1	0,25
Jardin Public	2	0,5
Centre commercial	2	0,40
Bloc administratif	1	0,25
<b>7520 logts LPL</b>	7520	12,03
Grands �quipements	2	0,80
Bibliothèque	1	0,25
Mosquée	1	0,25
Centre commercial	2	0,80
Complexe sportif	1	0,25
Complexe Touristique	1	0,25
Médiathèque	1	0,25
Jardin Public	2	0,5
Station multimodale	1	0,25
Parking à étage	1	0,25
Centre de formation	1	0,4
Centre culturel	1	0,25
les locaux	1002	2,40
<b>6000 logts LPL</b>	6000	9,60
Les locaux	506	1,21
<b>TOTAL</b>		<b>45,45</b>



**Résultat de calcul**

La puissance totale estimée de la charge est de **45,45 MVA**.

**IV. 3. Etude de la possibilité d'alimenter la nouvelle ville à partir des postes voisins**

Les postes sources avoisinant la région à étudier sont :

- le poste d'El-KSEUR
- le poste de BIR SLEM
- et le poste BEJAIA

Pour étudier la possibilité d'alimenter la charge à partir de ces postes, la SDE (Société de Distribution de l'Est) nous a confié les mesures de pointe de courant et de puissance des différents départs durant la journée du 09/08/2016 au 10/08/2016 (voir annexe B)

Dans ce but, on va calculer le coefficient de charge  $C_f$  de chaque poste ainsi que le taux d'évolution de la puissance sur une période de dix ans.

Pour la sécurité d'alimentation, on va respecter la condition :  $50\% < C_f < 80\%$

**IV. 3. 1. Poste EL KSEUR**

Le poste EL-KSEUR est un poste d'interconnexion, formé de deux étages. Le premier étage est constitué de trois transformateurs 220/60kV, de puissance installée totale (2x80+120) MVA. Les arrivées sont la ligne de DARGUINA, JIJEL, TIZI OUAZOU et TAGOUBA.

Le deuxième étage (Fig. IV. 1) est formé de trois transformateurs 60/30kV, de puissance installée totale (2x30+40) MVA, il dispose de 14 départs dont deux sont des départs de réserve.

Le premier transformateur alimente les départs UNIVERSITE, ADEKAR et ECE, le deuxième alimente les départs AMIZOUR, SIDI-AICH1, ZAC, ZONE INDUSTRIELLE, STS et COJEK), et le troisième alimente les départs BEJAIA, SIDI-AICH2 et SONITEX).

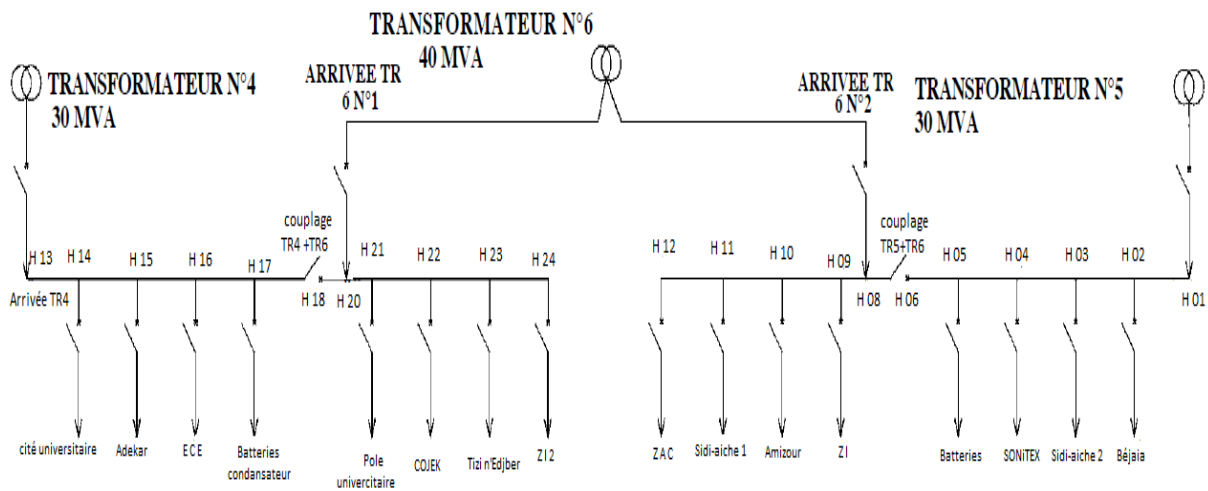


Fig. IV. 1. Schéma unifilaire du poste EL KSEUR.

La figure suivante représente la responsabilité de pointe du poste EL KSEUR

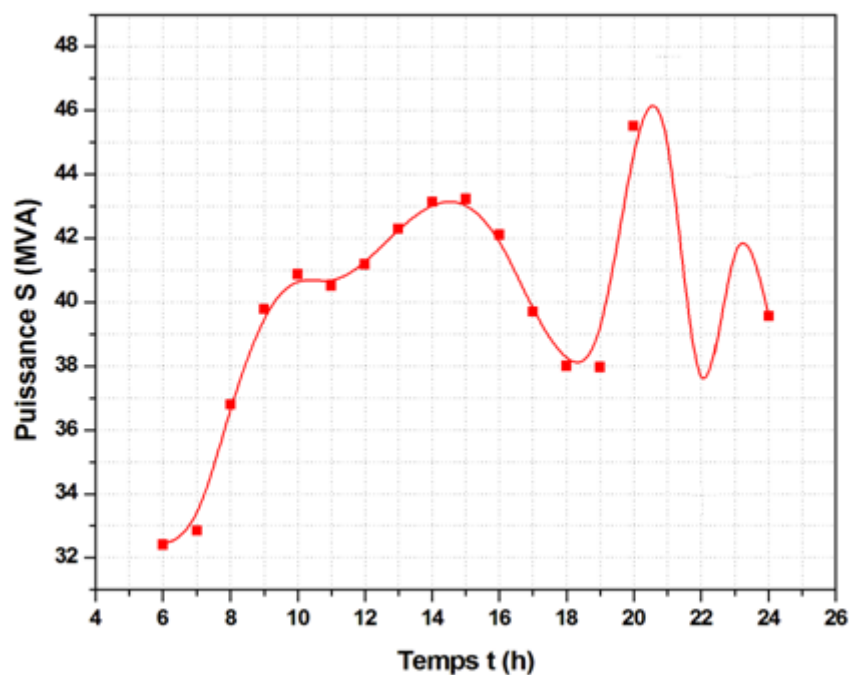


Fig. IV. 2. Responsabilité de pointe d'été 2016 du poste EL KSEUR

**IV. 3. 1. 1. Coefficient de charge du poste EL KSEUR**

Le coefficient de charge en pourcent est calculé à partir de l'équation suivante :

$$C_f \% = \frac{P_{pointe}}{P_{installée}} . 100\%$$

a) Coefficient de charge actuel du poste EL KSEUR

$$C_f = \frac{47,63}{100} \cdot 100\% = 47,63 \%$$

b) Coefficient de charge du poste EL KSEUR avec la nouvelle charge

Si on suppose que la nouvelle charge sera alimentée à partir du poste EL KSEUR, la puissance totale appelée sera :

$$47,63 + 45,45 = 93,08 \text{ MVA}$$

Le coefficient de charge sera dans ce cas :

$$C_f = \frac{93,08}{100} \cdot 100\% = 93,08 \%$$

Le coefficient de charge dépasse largement la valeur critique 80%, ce qui permet de conclure que la charge de la nouvelle ville ne peut pas être alimentée à partir du poste El KSEUR.

IV. 3. 2. Poste BIR SLEM

Le Poste BIR SLEM est un poste source formé de deux transformateurs 60/30kV de puissance installée totale 2x40 MVA, ses arrivées sont la ligne d'EL KSEUR et TAGOUBA. Il dispose de **neuf** départs dont trois sont des départs de réserve.

Les différents départs sont : IHADDADENE, BEJAIA, **BMT (TALA HAMZA)**, SIDI ALI LEBHAR (1 et 2), EDIMCO, ELKSEUR, TIZI et SEALINE.

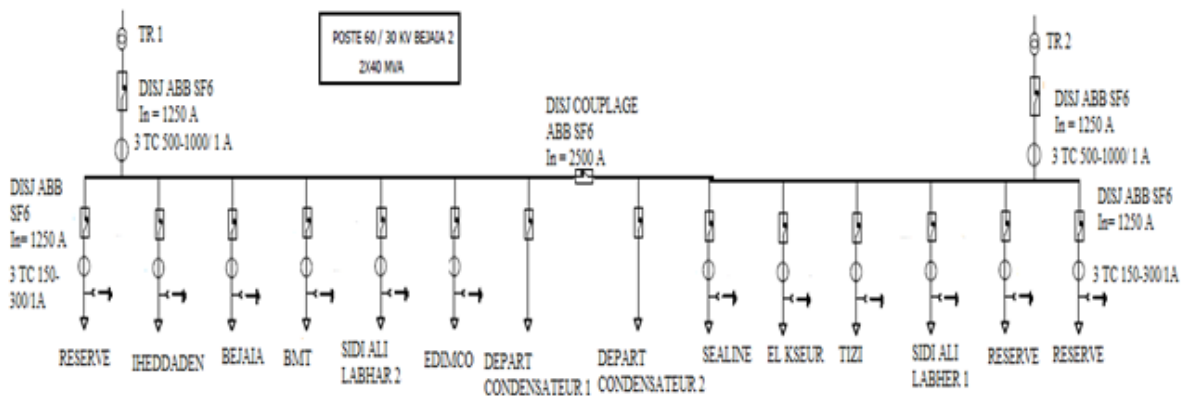


Fig. IV. 3. Schéma unifilaire du poste BIR SLEM.

La figure suivante représente la responsabilité de pointe du poste BIR SLEM

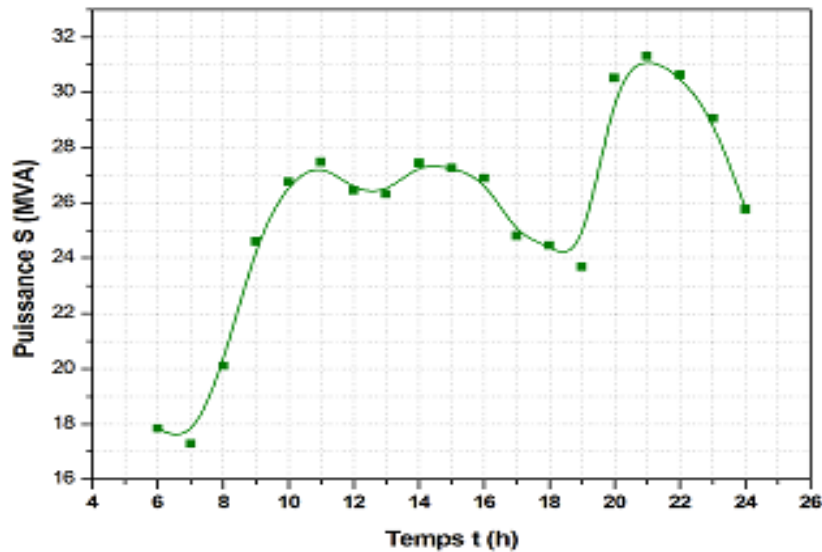


Fig. IV. 4. Responsabilité de pointe d'été 2016 du poste BIR SLEM.

#### IV. 3. 2. 1. Coefficient de charge du poste BIR SLEM

##### a) Coefficient de charge actuel du poste BIR SLEM

$$C_f = \frac{31,31}{80} \cdot 100\% = 39,14\%$$

##### b) Coefficient de charge du poste BIR SLEM avec la nouvelle charge

Supposons que la nouvelle charge sera alimentée à partir de ce poste, la puissance totale appelée sera :

$$31,31 + 45,45 = 76,76 \text{ MVA}$$

Le coefficient de charge sera donc :

$$C_f = \frac{76,76}{80} \cdot 100\% = 95,95\%$$

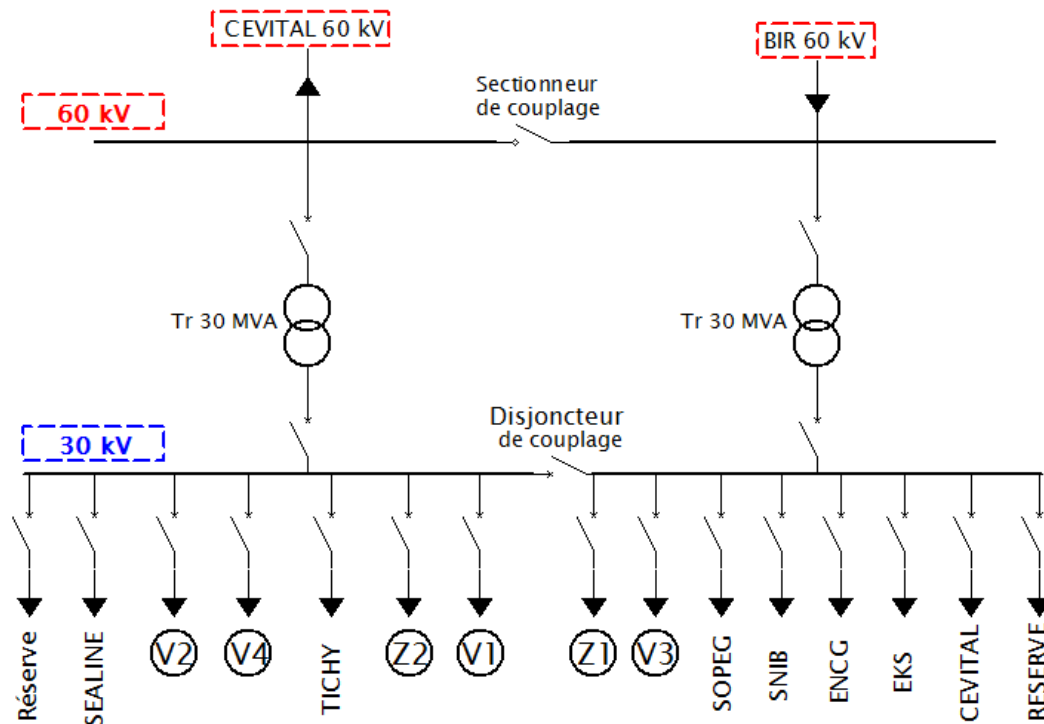
Le coefficient de charge dépasse largement la valeur critique 80%, ce qui permet de conclure que la puissance de réserve du poste BIR SLEM ne permet pas d'alimenter la charge de la nouvelle ville.

### IV. 3. 3. Poste BEJAIA (TOBAL)

Le poste source TOBAL est constitué de deux transformateur 60/30 kV, sa puissance installée est de 2x30 MVA, ses arrivées sont en souterrains depuis le poste BIR SLEM (Fig. IV.5). Ce poste alimente 14 départs répartis sur deux demi-jeux de barre comme suit :

Jdb1: VILLE1, ZONE2, TICHY, VILLE4, VILLE2, SEALINE.

Jdb2 : ZONE1, VILLE3, SINB, ENCG, CEVITAL, ZONE3, SOPEG, EKS.



**Fig. IV. 5.** Schéma unifilaire du poste BEJAIA (TOBAL).

La figure suivante représente la responsabilité de pointe du poste BEJAIA

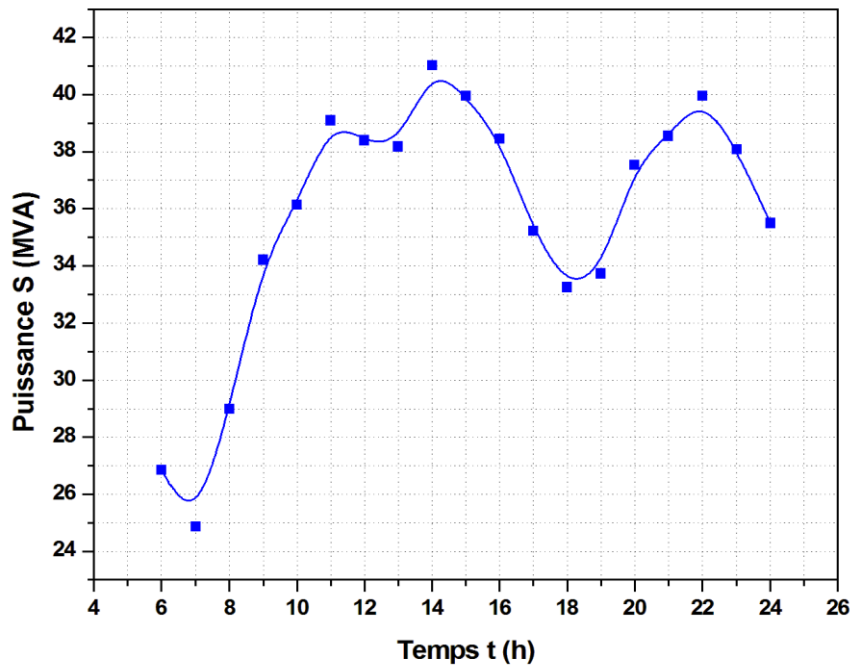


Fig. IV. 6. Responsabilité de pointe d'été du poste BEJAIA.

a) **Le Coefficient de charge actuel du poste BEJAIA**

$$C_f = \frac{41,02}{60} \cdot 100\% = 68,37\%$$

b) **Coefficient de charge du poste BEJAIA avec la nouvelle charge**

Si on suppose que la nouvelle charge sera alimentée à partir de ce poste, la puissance totale appelée sera :

$$41,02 + 45,45 = 86,47 \text{ MVA}$$

Le coefficient de charge sera dans ce cas :

$$C_f = \frac{86,47}{60} \cdot 100\% = 144,12\%$$

Il est clair que le coefficient de charge dépasse largement la valeur critique 80%, ce qui permet de conclure que ce poste ne permet pas d'alimenter la charge de la nouvelle ville IGHZER AZARIF.

**En conclusion**

Les trois postes sources El KSEUR, BIR SLEM et BEJAIA proches de la nouvelle ville ne peuvent pas accueillir sa puissance demandée et les autres postes existants sont trop éloignés pour pouvoir alimenter cette charge.

Il existe deux possibilités pour alimenter cette nouvelle charge :

- La première possibilité c'est faire une extension des postes existants
- et la deuxième est de créer un nouveau poste source HTB/HTA et des liaisons pour le raccorder au réseau.

**Remarque**

Si on suppose que le projet d'aménagement de la nouvelle ville IGHZER AZARIF se terminera au delà de l'année 2017, pendant ce temps les charge des postes sources étudiés vont évoluer ce qui fait augmenter d'avantage le coefficient de charge de ces postes et diminuer leurs capacités d'accueillir de nouvelles charges.

**IV. 4. Etude de la possibilité d'extension des postes source voisins.**

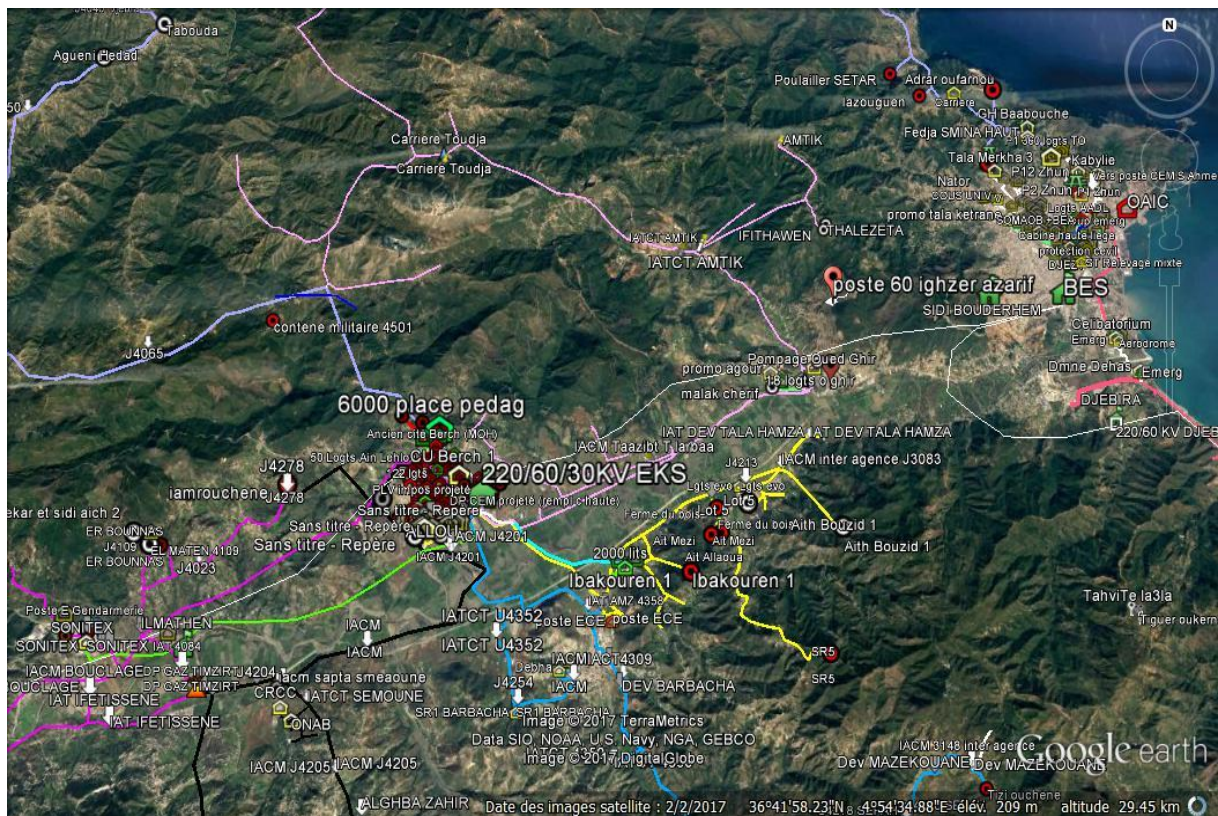
D'après notre visite au poste de BEJAIA et BIR SLEM, nous avons remarqué que les deux postes sont placés dans un endroit enclavé et enserré d'où l'extension de ces deux postes est impossible. En ce qui concerne le poste d'El KSEUR, il y a une insuffisance de puissance de sorte que l'arrivé de BOUIRA a été déplacée pour alimenter le poste TAHARACHT (AKBOU), d'où l'extension du poste d'El- KSEUR n'est pas envisageable.

**IV. 5. Création d'un nouveau poste source**

Etant donné que les postes source proches de la nouvelle ville ne peuvent pas accueillir la puissance demandée, il a été jugé nécessaire de créer un nouveau poste source HTB/HTA et le raccorder au réseau.

La SONELGAZ a envisagé d'implanter le nouveau poste source dans la nouvelle ville au voisinage du parc Urbain, sur une superficie de six Hectares. Ce nouveau poste sera alimenté par la ligne 60kV (EL KSEUR-BEJAIA).

**Remarque :** Le poste source d'Ighzer Azarif sera alimenté à partir de la ligne 60 kV issu du poste d'El-kseur et qui passe par la commune d'Oued Ghir, le problème actuel de cette ligne c'est que cette dernière est surchargée, mais un autre poste source est en cours de réalisation à Djbira (prévu pour la fin 2019) qui va alimenter le poste de Bir Slem. Donc la charge de la ligne d'El-kseur/Bir Slem sera réduite.



**Fig. IV. 7.** Position géographique du poste source 60/30 kV IGHZER AZARIF.

#### IV. 5. 1. Le poste à créer à moyen terme

A moyen terme la charge sera constituée de 12000 logements (y compris les locaux) et 59 équipements de puissance égale à 34,64 MVA. Ce poste sera donc formé de deux transformateurs 60/30 kV, de puissance installée totale (2x40) MVA



**IV. 5. 1. 1. Calcul du nombre de postes HTA/BT**

La SONELGAZ estime pour chaque soixante dix (70) logements un poste de 400 KVA, et pour chaque équipement un poste de (250 KVA ou 400 KVA) selon le type d'équipement. Ces postes seront implantés à la bordure d'une voie publique avec un accès permanent et direct pour le personnel de la SDE (Société de distribution de l'est).

**Tableau. IV. 4** Le nombre des postes HTA/BT à moyen terme.

Les logts	Nb de postes	Les équipements	Nb de postes	Total de postes
12000	172	59	46	218

- **Nombre de départs à moyen terme**

La puissance estimée à moyen terme étant : 34,64 MVA et le nombre total de postes est 218. Pour SONELGAZ la charge d'un départ ne doit pas dépasser 7 MVA pour réduire les pertes Joule.

D'où  $34,64/7 = 5$  départs

Ce nouveau poste aura donc 5 départs (Fig. IV. 8).

- **Nombre de postes à moyen terme pour chaque départ**

$218/5 = 44$  postes HTA/BT pour chaque départ.

On a estimé pour chaque départ HTA 44 postes HTA/BT

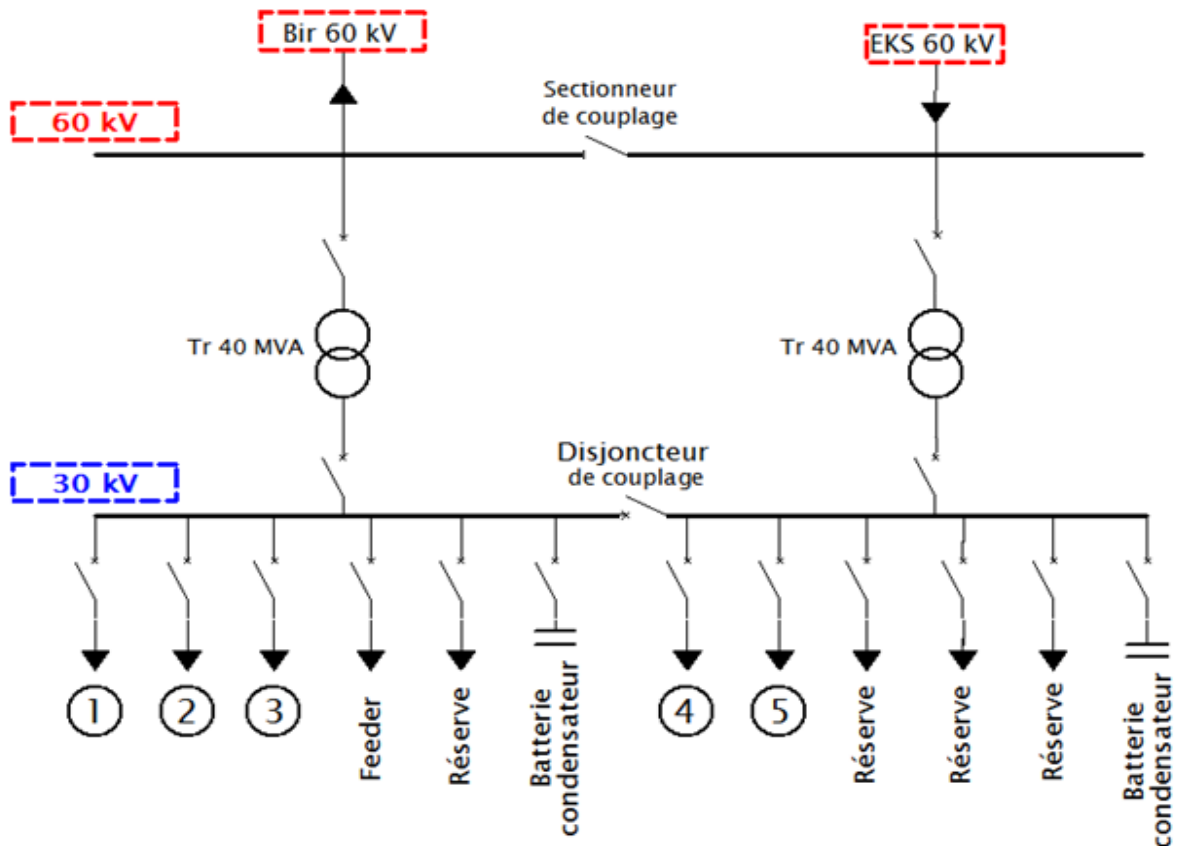


Fig. IV. 8. Schéma unifilaire du poste HTB/HTA du poste IGHZER AZARIF à moyen terme.

**IV. 5. 2. Le poste à créer à long terme**

D’après nos études et notre calcul de la puissance totale demandée par la charge formée par 18000 logements et 59 équipements, le poste de transformation (Fig. IV. 9.) à créer à long terme sera constitué de trois transformateurs 60/30kV, et de puissance installée totale (3x40MVA). Ce nouveau poste sera alimenté par la ligne 60kV (EL KSEUR-BEJAIA).

**IV. 5. 2. 1. Calcul du nombre de postes HTA/BT**

Etant donné que la puissance estimée pour les 18000 logements et 59 équipements est de : 45,45 MVA, le nombre postes HTA/BT à long terme, sera calculé comme au paragraphe IV. 4. 3. 1. Les résultats de calcul sont présentés dans le tableau. IV. 5

**Tableau. IV. 5.** Le nombre des postes HTA/BT à long terme.

Les logts	Nb de poste	Les équipements	Nb de poste	Total de postes
18000	257	59	46	303

- **Nombre du départ à long terme**

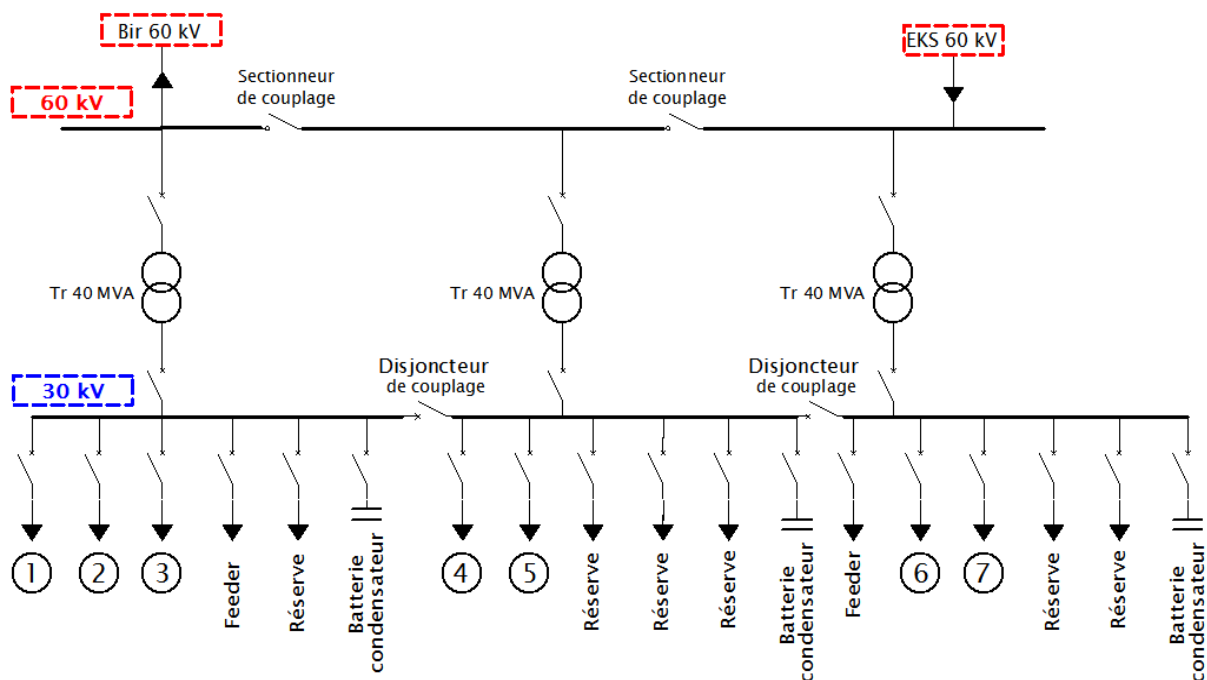
La SONELGAZ envisage de charger le départ à 70% de sa puissance soit 7 MVA

$$45,45/7 = 7 \text{ départs}$$

Donc ce poste aura 7 départs (Fig. IV. 9).

- **Nombre de postes à long terme pour chaque départ**

303/7 départs = 44 HTA/BT postes pour chaque départ.



**Fig. IV. 9.** Schéma unifilaire du poste HTB/HTA D'IGHZER AZARIF à long terme.

## IV. 6. Choix de la structure

Le choix d'une structure de réseau électrique dépend de certains critères technico-économiques.

On n'a pas choisi la structure source à source, en s'appuyant sur le côté technique, il ya un manque de postes au voisinage du site d'IGHZER AZARIF.

On n'a pas choisi la structure bouclée, en s'appuyant sur le côté économique, le coût des éléments de la structure bouclée (câblage et protection) est élevé.

La structure la mieux adapté à nos besoins est la structure en fuseau (voir Fig. IV.10). Dans le cas de cette structure, tous les câbles issus d'un même poste convergent vers un même point

appelé point de réflexion (PR), ce point pourra constituer le lieu privilégié pour la création future d'un poste source HTB/HTA, lorsqu'il s'agit d'un point de réflexion alors il est intéressant de mettre un câble de secours, dans ce cas la structure est dite à secours.

Les départs de cette structure sont chargés à leur capacité maximale et sont secourus par un câble spécialisé maintenu sous tension à vide. Un câble de secours est posé pour 4 à 6 câbles d'alimentation.

Le coefficient d'utilisation associé à la structure peut dépasser 80 %. En pratique, pour réduire les pertes Joule, on limite la charge à 70 % sur chaque départ.

#### **IV. 6. 1. Avantages de la structure**

- Simplicité de réalisation et facilité d'exploitation.
- Bonne qualité de fourniture.
- Continuité de service.
- Coût relativement bas.
- Localisation précise du point de défauts.

#### **IV. 6. 2. Inconvénients de la structure**

- Défaut de possibilité de prendre en compte plusieurs pannes simultanées sur un départ ou plusieurs départs.

#### **IV. 6. 3. Le coût économique de la structure choisie**

Le tableau 6 donne le coût de référence de la structure en fuseau.

**Tableau. IV.6.** Coût de référence de la structure en fuseau.

Désignation	Physique	Prix unitaire (kDA)
ALM 93 mm <sup>2</sup>	1 km	3150,00
ALU 120 mm <sup>2</sup>	1 km	5775,00
CU 120 mm <sup>2</sup>	1 km	7000,00

Le tableau 7 donne les longueurs et les coûts des départs.

**Tableau. IV.7.** Les longueurs et les coûts des départs.

Départs	Distance (km)	Coût (kDA)
Départ 1 (rouge)	6,38	36844,5
Départ 2 (rose)	5,44	31416
Départ 3 (jaune)	4,91	28355,25
Départ 4 (bleu ciel)	7,38	42619,5
Départ 5 (vert)	7,18	41464,5
Feeder (bleu)	1,4	9800

Le coût total de câblage est de **190499,75 kDA**.

## IV. 7. Simulation avec le CARA

Nous allons faire une simulation pour chaque départ sur une période de 10 ans. Nous prenons le départ 1 comme exemple, et on de même pour les autres départs.

### IV. 7. 1. Introduction des données physiques du réseau

Nous allons introduire dans le logiciel CARA les différentes longueurs des arcs, la résistance et la réactance linéiques et la capacité thermique des conducteurs, ces paramètres sont présentés dans l'annexe C.

- Carte branche (code2)

Nœud Amant	Nœud Aval		capacité de câble	r ( $\Omega$ /Km)	x ( $\Omega$ /Km)	L (Km)
INJECT	DEP1	00 00 0 0	230.0	0.00	0.00	0.00
DEP1	P01	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.85
P01	P02	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.02
P02	P03	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.12
P03	P04	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.06
P04	P05	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.09
P05	P06	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.04
P06	P07	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.09
P07	P08	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.05
P08	P09	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.02
P09	P10	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.04
P10	P11	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.09
P11	P12	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.07
P12	P13	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.05
P13	P14	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.03
P14	P15	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.09
P15	P16	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.06
P16	P17	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.05
P17	P18	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.05
P18	P19	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.05
P19	P20	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.14
P20	P21	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.09
P21	P22	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.04
P22	P23	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.08
P23	P24	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.11
P24	P25	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.19
P25	P26	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.14
P26	P27	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.05
P27	P28	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.10
P28	P29	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.11
P29	P30	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.08
P30	P31	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.16
P31	P32	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.55
P32	P33	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.08
P33	P34	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.08
P34	P35	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.09
P35	P36	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.16
P36	P37	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.11
P37	P38	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.15
P38	P39	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.10
P39	P40	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.14
P40	P41	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.06
P41	P42	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.24
P42	P43	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.10
P43	P44	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	0.12
P44	PRE	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01	1.19

### IV. 7. 2. Introduction des données dynamiques du réseau

Après avoir introduit les données physique nous allons introduire les données dynamiques qui sont les courants aux différents postes. Ces courants sont calculés à partir de la formule suivante :

$$I_{DP-injecté} = \frac{P_I}{U_n \cdot \sqrt{3}} \cdot \alpha$$

$$I_{LV-injecté} = \frac{P_I}{U_n \cdot \sqrt{3}} \cdot \beta$$

$P_I$  : puissance installée du poste

$U_n$  : tension nominale du poste

$\alpha$  et  $\beta$  : coefficients de simultanités

$\alpha = 0,4$  pour les postes de distribution publique

$\beta = 0,5$  pour les postes de livraison

La carte charge du logiciel est présentée dans le tableau suivant

- Carte charge (code3)

Nœud	Année	I(A)	X(%)
P01	17	3.08	4.00
P02	17	3.08	4.00
P03	17	3.08	4.00
P04	17	3.08	4.00
P05	17	3.08	4.00
P06	17	3.08	4.00
P07	17	3.08	4.00
P08	17	3.08	4.00
P09	17	3.08	4.00
P10	17	3.08	4.00
P11	17	3.08	4.00
P12	17	3.08	4.00
P13	17	3.08	4.00
P14	17	3.08	4.00
P15	17	2.41	4.00
P16	17	3.08	4.00
P17	17	3.08	4.00
P18	17	3.08	4.00
P19	17	3.08	4.00
P20	17	3.08	4.00
P21	17	2.41	4.00
P22	17	2.41	4.00
P23	17	3.08	4.00
P24	17	3.08	4.00
P25	17	3.08	4.00
P26	17	3.08	4.00
P27	17	2.41	4.00

P28	17	3.08	4.00
P29	17	3.08	4.00
P30	17	3.08	4.00
P31	17	2.41	4.00
P32	17	2.41	4.00
P33	17	3.08	4.00
P34	17	3.08	4.00
P35	17	3.08	4.00
P36	17	3.08	4.00
P37	17	2.41	4.00
P38	17	3.08	4.00
P39	17	3.08	4.00
P40	17	3.08	4.00
P41	17	3.08	4.00
P42	17	3.08	4.00
P43	17	3.08	4.00
P44	17	3.08	4.00
PRE	17	0.00	4.00

### IV. 7. 3. Résultats des simulations

Après exécution, le programme CARA génère le fichier Listing où on peut visualiser et exploiter les résultats de calcul année par année sur toute la période d'étude, pour chaque départ, d'après les résultats obtenus on peut tirer ce qui suit :

- $I_T$  : Le courant transité par le tronçon de tête de départ en (A).
- $I_{LT}$  : Le taux de charge par rapport à la limite thermique en (A).
- PCT : Le taux d'utilisation du tronçon de tête de départ en (%).
- $\Delta U/U$  : La chute de tension la plus importante en (%).
- $P_j$  : Les pertes par effet Joule cumulé de départ en (KW).
- L : longueur cumulé du départ en (Km).



Le tableau ci-après résume les résultats de calcul obtenus :

Départ	I <sub>LT</sub> (A)	I <sub>T</sub> (A)	PCT (%)	ΔU/U		Pj (KW)	L (KM)
				Valeur(%)	Nœud		

**a) Départ 1**

Les résultats de simulation du départ 1 pour l'année 2017 sont les suivants :

```

-*****TOTAL STRUCTURE FOUND IN .00 SECONDS**
ONODE1  NODE2  CAPACITY  CURRENT  PCT  V-NODE2  DV%  LOSS (kw)
-----  -----  -
INJECT -  DEP1      230.     131.    56.88  30000.    .00    .00
DEP1 -   P01      230.     131.    56.88  29956.    .15   11.35
P01 -   P02      230.     128.    55.54  29955.    .15    .25
P02 -   P03      230.     125.    54.20  29950.    .17    1.45
P03 -   P04      230.     122.    52.87  29947.    .18    .69
P04 -   P05      230.     119.    51.53  29943.    .19    .99
P05 -   P06      230.     115.    50.19  29941.    .20    .42
P06 -   P07      230.     112.    48.85  29937.    .21    .89
P07 -   P08      230.     109.    47.51  29935.    .22    .47
P08 -   P09      230.     106.    46.17  29934.    .22    .18
P09 -   P10      230.     103.    44.83  29932.    .23    .33
P10 -   P11      230.     100.    43.49  29929.    .24    .70
P11 -   P12      230.      97.    42.15  29926.    .25    .51
P12 -   P13      230.      94.    40.81  29924.    .25    .34
P13 -   P14      230.      91.    39.47  29923.    .26    .19
P14 -   P15      230.      88.    38.13  29920.    .27    .54
P15 -   P16      230.      85.    37.09  29918.    .27    .34
P16 -   P17      230.      82.    35.75  29916.    .28    .26
P17 -   P18      230.      79.    34.41  29915.    .28    .24
P18 -   P19      230.      76.    33.07  29913.    .29    .23
P19 -   P20      230.      73.    31.73  29909.    .30    .58
P20 -   P21      230.      70.    30.39  29907.    .31    .34
P21 -   P22      230.      67.    29.34  29906.    .31    .14
P22 -   P23      230.      65.    28.30  29904.    .32    .26
P23 -   P24      230.      62.    26.96  29901.    .33    .33
P24 -   P25      230.      59.    25.62  29897.    .34    .51
P25 -   P26      230.      56.    24.28  29894.    .35    .34
P26 -   P27      230.      53.    22.94  29893.    .36    .11
P27 -   P28      230.      50.    21.89  29891.    .36    .20
P28 -   P29      230.      47.    20.55  29889.    .37    .19
P29 -   P30      230.      44.    19.21  29887.    .38    .12
P30 -   P31      230.      41.    17.87  29885.    .38    .21
P31 -   P32      230.      39.    16.83  29876.    .41    .64
P32 -   P33      230.      36.    15.78  29875.    .42    .08
P33 -   P34      230.      33.    14.44  29874.    .42    .07
P34 -   P35      230.      30.    13.10  29873.    .42    .06
P35 -   P36      230.      27.    11.76  29871.    .43    .09
P36 -   P37      230.      24.    10.42  29870.    .43    .05
P37 -   P38      230.      22.     9.37  29869.    .44    .05
P38 -   P39      230.      18.     8.03  29868.    .44    .03
P39 -   P40      230.      15.     6.70  29867.    .44    .03
P40 -   P41      230.      12.     5.36  29867.    .44    .01
P41 -   P42      230.       9.     4.02  29866.    .45    .02
P42 -   P43      230.       6.     2.68  29866.    .45    .00
P43 -   P44      230.       3.     1.34  29866.    .45    .00
    
```

➤ **Interprétation des résultats pour le départ 1 à l'année 2017**

Le logiciel n'a rien signalé pour l'année 2017, étant donné que les valeurs ne dépassent pas les critères imposés : ce qui nous permet de faire les simulations pour les années prochaines.

Pendant les années (2018 jusqu'à 2027 le logiciel n'a rien signalé, les résultats de simulation pour ces années figurent dans l'annexe C).

Le tableau suivant représente les valeurs de pointe mesuré au cours 2017 dans le départ 1.

**Tableau. IV. 8.** Résultats du départ 1 pour l'année 2017.

Départ	$I_{LT}$ (A)	$I_T$ (A)	PCT (%)	$\Delta U/U$		Pj (KW)	L (KM)
				Valeur(%)	Nœud		
DEPART 1	230	131	56.96	0.45	P42 P43 P44	11.35	6.19

Les résultats de simulation du départ 1 pour l'année 2027 sont les suivants :

-*****TOTAL STRUCTURE FOUND IN .00 SECONDS**							
ONODE1	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS (kw) :
----	----	-----	-----	---	-----	---	-----
INJECT -	DEP1	230.	194.	84.20	30000.	.00	.00
DEP1 -	P01	230.	194.	84.20	29935.	.22	24.87
P01 -	P02	230.	189.	82.22	29934.	.22	.56
P02 -	P03	230.	185.	80.24	29925.	.25	3.19
P03 -	P04	230.	180.	78.25	29921.	.26	1.52
P04 -	P05	230.	175.	76.27	29915.	.28	2.16
P05 -	P06	230.	171.	74.29	29912.	.29	.91
P06 -	P07	230.	166.	72.31	29906.	.31	1.94
P07 -	P08	230.	162.	70.32	29903.	.32	1.02
P08 -	P09	230.	157.	68.34	29902.	.33	.39
P09 -	P10	230.	153.	66.36	29900.	.33	.73
P10 -	P11	230.	148.	64.38	29894.	.35	1.54
P11 -	P12	230.	144.	62.40	29890.	.37	1.12
P12 -	P13	230.	139.	60.41	29888.	.37	.75
P13 -	P14	230.	134.	58.43	29886.	.38	.42
P14 -	P15	230.	130.	56.45	29882.	.39	1.18
P15 -	P16	230.	126.	54.90	29879.	.40	.75
P16 -	P17	230.	122.	52.92	29876.	.41	.58
P17 -	P18	230.	117.	50.93	29874.	.42	.54
P18 -	P19	230.	113.	48.95	29872.	.43	.49
P19 -	P20	230.	108.	46.97	29866.	.45	1.27
P20 -	P21	230.	103.	44.99	29862.	.46	.75
P21 -	P22	230.	100.	43.44	29861.	.46	.31
P22 -	P23	230.	96.	41.88	29858.	.47	.58
P23 -	P24	230.	92.	39.90	29854.	.49	.72
P24 -	P25	230.	87.	37.92	29847.	.51	1.13
P25 -	P26	230.	83.	35.94	29843.	.52	.75
P26 -	P27	230.	78.	33.96	29841.	.53	.24
P27 -	P28	230.	75.	32.40	29838.	.54	.43
P28 -	P29	230.	70.	30.42	29835.	.55	.42
P29 -	P30	230.	65.	28.44	29833.	.56	.27
P30 -	P31	230.	61.	26.46	29829.	.57	.46
P31 -	P32	230.	57.	24.91	29817.	.61	1.41
P32 -	P33	230.	54.	23.36	29815.	.62	.18
P33 -	P34	230.	49.	21.37	29814.	.62	.15
P34 -	P35	230.	45.	19.39	29812.	.63	.14
P35 -	P36	230.	40.	17.41	29810.	.63	.20
P36 -	P37	230.	35.	15.43	29808.	.64	.11
P37 -	P38	230.	32.	13.88	29806.	.65	.12
P38 -	P39	230.	27.	11.89	29805.	.65	.06
P39 -	P40	230.	23.	9.91	29804.	.65	.06
P40 -	P41	230.	18.	7.93	29803.	.66	.02
P41 -	P42	230.	14.	5.95	29802.	.66	.04
P42 -	P43	230.	9.	3.96	29802.	.66	.01
P43 -	P44	230.	5.	1.98	29802.	.66	.00

Le tableau suivant représente les valeurs de pointe mesuré au cours de l'année 2027 dans le départ 1.

**Tableau. IV. 9.** Résultats du départ 1 pour l'année 2027.

Départ	$I_{LT}$ (A)	$I_T$ (A)	PCT (%)	$\Delta U/U$		Pj (KW)	L (KM)
				Valeur(%)	Nœud		
DEPART 1	230	194	84.35	0.66	P41 P42 P43 P44	24.87	6.19

En conclu que les résultats de simulation obtenues pour le départ 1 ne dépassent pas les valeurs limites (230 A, et 6%) de courant et de chute de tension respectivement.

- De la même manière nous avons étudié les autres départs du nouveau poste, et le logiciel n'a rien signalé pour les 10 ans d'étude se qui nous a permet de conclure que le nouveau réseau HTA se portera bien durant les 10 prochaine années.

#### b) Départ 2

Le tableau suivant montre les valeurs de pointe du départ 2 pour l'année 2017

**Tableau. IV. 10.** Résultats du départ 2 pour l'année 2017.

Départ	$I_{LT}$ (A)	$I_T$ (A)	PCT (%)	$\Delta U/U$		Pj (KW)	L (KM)
				Valeur(%)	Nœud		
DEPART 2	230	133	57.83	0.47	P40 P41 P42 P43 P44	5.80	6.27

Le tableau suivant montre les valeurs de pointe du départ 2 pour l'année 2027

**Tableau. IV. 11.** Résultats du départ 2 pour l'année 2027.

Départ	$I_{LT}$ (A)	$I_T$ (A)	PCT (%)	$\Delta U/U$		Pj (KW)	L (KM)
				Valeur(%)	Nœud		
DEPART 2	230	197	85.65	0.7	P44	12.70	6.27

### c) Départ 3

Le tableau suivant montre les valeurs de pointe du départ 3 pour l'année 2017

**Tableau. IV. 12.** Résultats du départ 3 pour l'année 2017

Départ	$I_{LT}$ (A)	$I_T$ (A)	PCT (%)	$\Delta U/U$		Pj (KW)	L (KM)
				Valeur(%)	Nœud		
DEPART 3	230	135	58.70	0.39	P39 P40 P41 P42 P43 P44	2.72	5.84

Le tableau suivant montre les valeurs de pointe du départ 3 pour l'année 2027

**Tableau. IV. 13.** Résultats du départ 3 pour l'année 2027.

Départ	$I_{LT}$ (A)	$I_T$ (A)	PCT (%)	$\Delta U/U$		Pj (KW)	L (KM)
				Valeur(%)	Nœud		
DEPART 3	230	193	83.91	0.58	P40 P41 P42 P43 P44	5.50	5.84

**d) Départ 4**

Le tableau suivant montre les valeurs de pointe du départ 4 pour l'année 2017

**Tableau. IV. 14.** Résultats du départ 4 pour l'année 2017.

Départ	$I_{LT}$ (A)	$I_T$ (A)	PCT (%)	$\Delta U/U$		Pj (KW)	L (KM)
				Valeur(%)	Nœud		
DEPART 4	230	131	56.96	0.77	P41 P42 P43 P44	21.06	8.24

Le tableau suivant montre les valeurs de pointe du départ 4 pour l'année 2027

**Tableau. IV. 15.** Résultats du départ 4 pour l'année 2027

Départ	$I_{LT}$ (A)	$I_T$ (A)	PCT (%)	$\Delta U/U$		Pj (KW)	L (KM)
				Valeur(%)	Nœud		
DEPART 4	230	194	84.35	1.14	P42 P43 P44	46.14	8.24

**e) Départ 5**

Le tableau suivant montre les valeurs de pointe du départ 5 pour l'année 2017

**Tableau. IV. 16.** Résultats du départ 5 pour l'année 2017

Départ	$I_{LT}$ (A)	$I_T$ (A)	PCT (%)	$\Delta U/U$		Pj (KW)	L (KM)
				Valeur(%)	Nœud		
DEPART 5	230	129	56.09	0.71	P39 P40 P41 P42 P43	25.03	7.89

Le tableau suivant montre les valeurs de pointe du départ 5 pour l'année 2027

**Tableau. IV. 17.** Résultats du départ 5 pour l'année 2027.

Départ	$I_{LT}$ (A)	$I_T$ (A)	PCT (%)	$\Delta U/U$		$P_j$ (KW)	L (KM)
				Valeur(%)	Nœud		
DEPART 5	230	191	83.04	1.05	P39 P40 P41 P42 P43	54.85	7.89

#### IV. 7. 4. Interprétations des résultats

Après avoir étudié le réseau HTA de la ville Ighzer Azarif sur un horizon de 10 ans (de l'année 2017 jusqu'à l'année 2027) à l'aide du logiciel C.A.R.A on a obtenu les résultats suivants pour l'année 2027 :

- La section des câbles souterrains S (120 mm<sup>2</sup>) choisi, peut supporter les courants de charge ( $I_{2027}$ ) des départs : départ1, départ2, départ3, départ4 et départ5 avec un taux d'utilisation PCT (84.35%, 85.65%, 83.91%, 84.35%, 83.04%) respectivement, ce qui signifie que cette section de câble peut servir plus de 10 ans.
- Les chutes de tension les plus importantes des départs : départs1, départ2, départ3, départ4 et départ5 sont (0.66%, 0.7%, 0.58%, 1.14%, 1.05%) respectivement, ne dépasse pas la limite (6%).

Donc le réseau qu'on a construit est fiable pendant 10 ans.

#### IV. 8. Conclusion

Dans ce chapitre le problème de l'électrification de la nouvelle ville IGHZER AZARIF est posé. Après avoir fait un bilan de puissances de cette dernière, nous avons d'abord étudié la possibilité d'alimenter ce site à partir des postes voisins et nous avons démontré que ces postes n'ont pas assez de réserve de puissance pour accueillir la nouvelle charge, ensuite nous avons étudié la possibilité d'extension de ces postes et on a trouvé que cela n'est pas possible, ce qui nous a mené à conclure que la seule solution possible est de créer un nouveau poste source à proximité du site.

Le poste à créer à moyen terme sera constitué de deux transformateurs 60/30kV de puissance totale 2x40 MVA et comportera 5 départs.

Le poste à créer à long terme sera constitué de trois transformateurs 60/30kV de puissance totale 3x40 MVA et comportera 7 départs.

La structure la mieux adapté à nos besoins est la structure en fuseau.

Après ces étapes nous avons effectuée des simulations avec le logiciel C.A.R.A pour les différents départs du nouveau poste, les résultats obtenus montrent que le nouveau réseau se portera bien pendant les 10 années à venir.



# **CONCLUSION**

---

# **GÉNÉRALE**

### Conclusion générale

L'objectif de ce travail était de planifier un réseau électrique pour la nouvelle ville IGHZER AZARIF. Pour aboutir aux résultats, il faut d'abord avoir quelque notion de base à savoir, les équipements électriques HTB/HTA et les postes de distributions HTA/BT. Ensuite, nous avons fait une description détaillée du réseau de distribution HTA, ou on donne une description des différents éléments qui le compose (structure topologique, type de réseau, ligne.....) et les différents modes d'alimentation.

Nous avons étudié la continuité et la méthode d'amélioration de la qualité de service ainsi que les différents moyens de réglage de la tension.

Pour réaliser ce travail nous avons procédé de la manière suivante :

- Elaboré le bilan de puissance en faisant l'estimation de la consommation de la charge (logements, équipements, locaux)
- Étudié la possibilité d'alimenter ce projet à partir des postes voisins (EL-KSEUR, BIR SLEM et BEJAIA).
- Proposé une solution optimale.

Après l'étude nous avons trouvé que les postes existants ne peuvent pas accueillir la puissance demandé par la nouvelle ville.

Dans ce cas, on a deux possibilités pour alimenter cette nouvelle charge :

- L'extension des postes voisins
- Création d'un nouveau poste source HTB/HTA et ces liaisons de raccordement au réseau.

Nous avons éliminé l'extension car les postes BIR SLEM et BEJAIA sont enclavés et pour le poste d'EL-KSEUR il y a une insuffisance de puissance et pour cela nous avons opté pour la création d'un nouveau poste HTB/HTA.

Pour la création du nouveau poste on a fait deux études, à moyen terme et à long terme; à moyen terme la charge est constituée de 12000 logts et 59 équipements et de puissance demandée 34,64 MVA. Ce poste sera formé de deux transformateurs 60/30 kV, de puissance installée totale (2x40) MVA, 5 départs et 218 postes HTA/BT. À long terme la charge sera constitué de 18000 logts et 59 équipements de puissance demandée 45,45 MVA. Ce poste sera constitué de trois transformateurs 60/30 kV, de puissance installée (3x40MVA), 7 départs et 303 postes HTA/BT.

Le choix d'une structure de réseau électrique dépend de certains critères technico-économiques. La structure la mieux adaptée à nos besoins est la structure en fuseau.

Après avoir étudié le réseau HTA de la ville IGHZER AZARIF sur un horizon de 10 ans (de l'année 2017 jusqu'à l'année 2027) à l'aide du logiciel C.A.R.A on a obtenu les résultats suivants :

- ✓ La section des câbles souterrains ( $120 \text{ mm}^2$ ) peut supporter le courant de charges le plus grand (197 A) avec un PCT de 85,65% jusqu' à l'année 2027.
- ✓ La chute de tension  $\Delta u/u(\%)$  la plus importante des départs souterrains est de 1.14%, qui ne dépasse pas la limite admissible de la variation de la tension des réseaux souterrains qui est de  $\pm 6\%$ .

Les résultats obtenus montrent que le nouveau réseau structuré va fonctionner dans les conditions normales et sans aucun problème dans les 10 ans à venir.

En fin ce projet nous a permis d'évaluer notre développement personnel et de nous familiariser avec les études de développement des réseaux HTA. En effet il mérite une étude approfondie.

**Référence**

---

**bibliographique**

## Référence bibliographique

- [1] M.ZELLAGUI, « Etude des protection des réseaux électriques MT (30 et 10 kV), Mémoire de magistère, Université Mentouri Constantine, 01/07/2010.
- [2] CREOS, Critères de planification à long terme des réseaux électrique à haute tension, 01/2014.
- [3] Z.BENNOUR et O.BONAZIZ, « Approche de planification de la nouvelle ville de Ighzer Ouzarif », Mémoire de fin d'étude, Université de Béjaia, 2016.
- [4] Technique de l'ingénieur, 1990.
- [5] Philippe CARRIVE, « Réseaux de distribution, structure de planification », technique de l'ingénieur traité génie électrique, D 4210 ,2006.
- [6] Technique de l'ingénieur, D 4600.
- [7] SONELGAZ, Guide Technique, Poste de distribution, 1984.
- [8] CHRISTIAN PURET, les réseaux de distribution publique MT dans le monde, Cahier technique 155, Edition 09/1991.
- [9] Guillaume Rami, « Contrôle de tension auto adaptatif pour les production décentralisées », thèse de doctorat, 06/07/2007.
- [10] Schneider électrique, Architecture de réseau de distribution HAL, archives-ouvertes.fr
- [11] SONELGAZ, Guide technique option fondamentales, 1992.
- [12] Jean-Marie BEAUSSY : Intensité admissible dans les canalisations, 02/12/2007.
- [13] SONELGAZ, Guide Technique, les réseaux torsadé 1993.
- [14] B. Gattal, K. Chikhi et C. Fetha, « Amélioration de la qualité de l'énergie électrique: Identification des creux de tension », Revue des Energies Renouvelables Vol. 17 N°4 (2014) 651 – 661.
- [15] A. Doulet, « Réseaux de distribution », Exploitation technique d'ingénieur.
- [16] Sonelgaz, Manuel d'utilisation de programme C.A.R.A.T, Février 1995.

[17] A. Hamrani et R. Boudissa, « Etude des réseaux a haute et basse tension alimentation une cité », mémoire de fin d'étude, Université d'Alger, juin 1982.

# **Annexe**

## A. Intensités nominales admissibles

### A. 1. Lignes aériennes en conducteur nus

Les intensités du courant limité  $I_{lt}$  indiqué dans le tableau 1.1, conduisant à un échauffement des conducteurs de 30°C sont données par les fabricants pour les lignes en almélec et aluminium-acier, celles des lignes en cuivre sont calculées à l'aide de la formule :

$$I_{lt} = 21 * S^{0,6}$$

Nature	Section mm <sup>2</sup>	R20°	r+x tgφ (Ω/km)	I <sub>lt</sub> (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	0,156	0,331	365
Almélec	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	0,391	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

**Tableau. A. 1.** Caractéristiques électriques des conducteurs nus.

#### Remarque :

$I_{lt}$  = intensité du courant conduisant à un échauffement des conducteurs de 30C°.



**Hypothèses :**

- Températures ambiante 20°C
- Réactance 0,35Ω/km
- Facteur de puissance  $\cos\varphi = 0,9$  ( $\text{tg}\varphi=0,5$ )

**A. 1. 1. Lignes aériennes**

Nature	S [mm <sup>2</sup> ]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	I [A]	M <sub>1</sub> [KW/km]
Cuivre	17,8	1,010	0,35	118	7,64
	27,6	0,650	0,35	153	11,00
	38,2	0,472	0,35	200	14,06
	48,3	0,373	0,35	230	16,63
	74,9	0,240	0,35	280	22,05
	116,2	0,156	0,35	365	27,77
Almélec	34,4	0,958	0,35	140	7,99
	54,6	0,603	0,35	190	11,67
	75,6	0,438	0,35	240	15,73
	93,3	0,357	0,35	270	17,14
	148,1	0,224	0,35	365	22,95
	228,0	0,146	0,35	480	28,66
	228,0	0,116	0,35	550	31,69

**Tableau. A. 2.** Caractéristiques électriques des conducteurs nus.**A. 1. 2. Câbles souterraines**

Nature	S [mm <sup>2</sup> ]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	I [A]	M <sub>1</sub> [kW/km]
Cuivre	30	0,701	0,1	109	12,01
	50	0,424	0,1	180	19,06
	70	0,300	0,1	210	25,86
	95	0,217	0,1	250	33,96
	120	0,176	0,1	300	40,17
	146	0,141	0,1	340	47,61

	185	0,140	0,1	400	47,87
--	-----	-------	-----	-----	-------

**Tableau. A. 3.** Caractéristiques électriques des conducteurs isolés.

I : courant admissible en ampère à la température ambiante 20°C

$\cos\varphi = 0,90$

S : section des conducteurs [mm<sup>2</sup>].

r : résistance linéique [Ω/km].

x : réactance linéique [Ω/km].

### A. 2. Caractéristiques électriques des conducteurs isolés

Nature	Section mm	R à 20° (Ω/km)	R à 50° (Ω/km)	R+x tgφ (Ω/km)	I <sub>lt</sub> (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	210
	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	0,99	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

**Tableau. A. 4.** Caractéristiques électriques des conducteurs isolés.

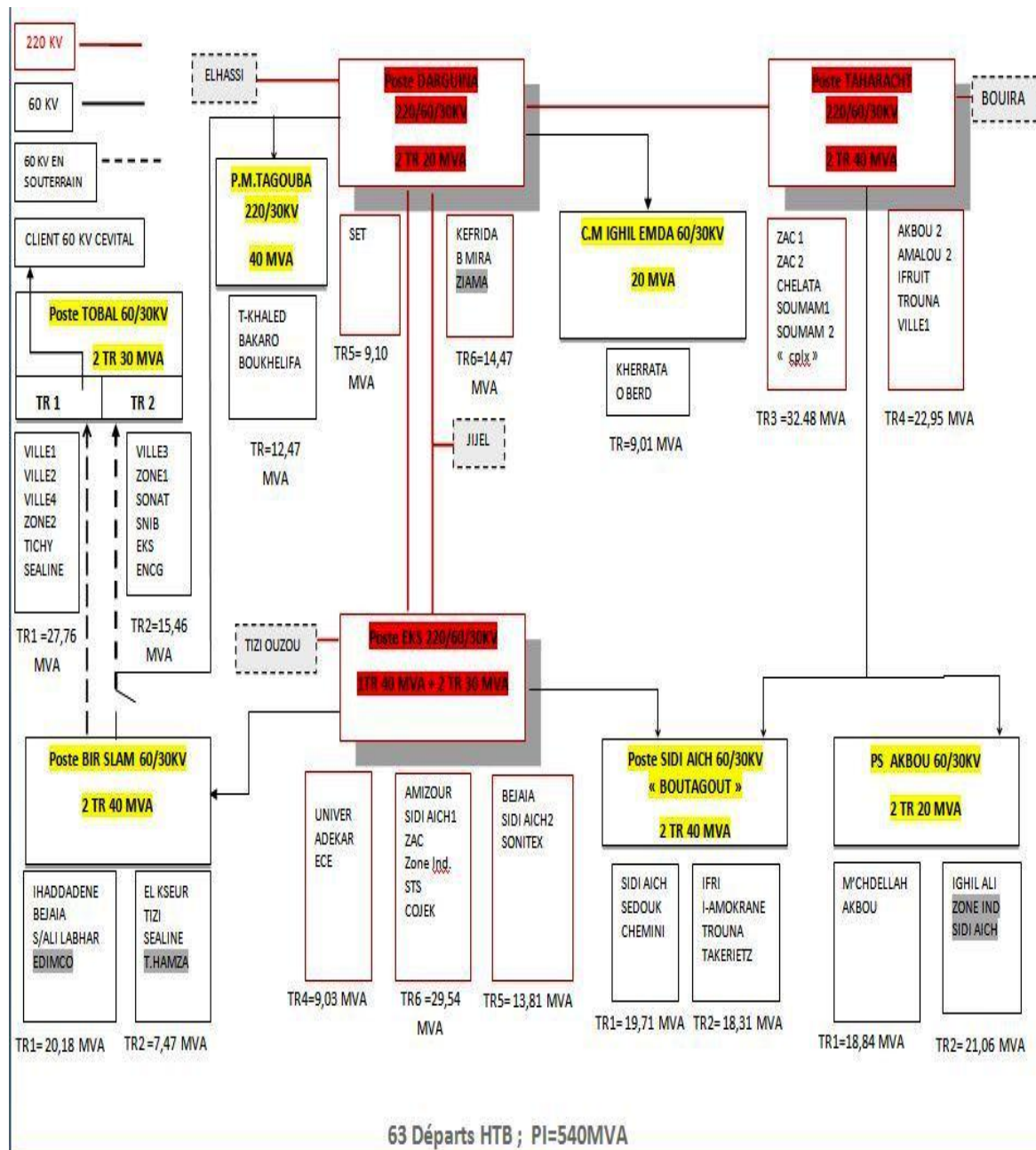


Fig. B. 1. Caractéristiques des postes existant dans la wilaya de Béjaia.

Départ MT	Stade	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	24h	2h	4h	6h
	Dlest.																						
Tension KV	kV	31,42	31,45	31,17	30,82	30,94	30,86	31,07	31,07	30,86	30,78	30,98	31,38	31,61	31,58	31,01	31,54	31,51	31,61	31,58	31,26	31,3	31,58
BEJAIA	I(A)	59,58	59,58	73,82	100,54	107,41	106,54	81,90	84,89	97,55	108,12	94,56	79,79	72,94	75,22	96,14	99,13	77,51	93,86	79,79	81,90	81,90	70,83
	MVA	3,24	3,25	3,99	5,37	5,76	5,69	4,41	4,57	5,21	5,76	5,07	4,34	3,99	4,11	5,16	5,42	4,23	5,14	4,36	4,43	4,44	3,87
SIDI AICH 2	I(A)	87,18	100,54	107,41	103,13	92,45	91,57	106,54	106,54	105,50	117,08	113,39	107,41	96,85	100,54	126,75	137,12	84,89	120,07	102,84	88,58	83,49	91,57
	MVA	4,74	5,48	5,80	5,51	4,95	4,89	5,73	5,73	5,64	6,24	6,08	5,84	5,30	5,50	6,81	7,49	4,63	6,57	5,62	4,80	4,53	5,01
SONITEX	I(A)	5,79	5,79	5,79	5,09	6,67	5,09	6,67	8,78	7,37	8,08	7,67	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,09
	MVA	0,32	0,32	0,31	0,27	0,36	0,27	0,36	0,47	0,39	0,43	0,41	0,31	0,32	0,32	0,31	0,32	0,32	0,32	0,32	0,31	0,31	0,28
TOTAL - TR5	I(A)	152,55	165,9	187	208,8	206,5	203,2	195,11	200,21	210,4	233,3	215,6	193	175,6	181,6	228,7	242	168,2	219,7	188,4	176,3	171,2	167,5
	MVA	8,30	9,037	10,1	11,14	11,07	10,86	10,5	10,77	11,25	12,44	11,57	10,49	9,613	9,93	12,28	13,22	9,179	12,03	10,31	9,544	9,28	9,161
Tension KV	kV	31,98	32,05	31,7	31,38	31,35	31,3	32,45	31,45	31,3	31,35	31,51	31,82	32,1	31,38	31,04	31,66	31,7	31,7	31,7	31,79	31,89	32,1
ZONE-1	I(A)	90,17	87,18	108,1	108,1	125,2	111,8	115,5	108,8	109,5	90,87	90,87	78,92	69,95	74,52	78,92	66,96	69,4	73,82	72,94	68,54	72,94	86,47
	MVA	4,99	4,84	5,94	5,88	6,80	6,06	6,49	5,93	5,94	4,93	4,96	4,35	3,89	4,05	4,24	3,67	3,81	4,05	4,00	3,77	4,03	4,81
AMIZOUR	I(A)	86,58	86,47	98,43	104,4	114,8	117,1	111,1	113,4	120,8	120,1	121,5	114,8	112,5	115,5	141	149,1	102,1	130,4	120,1	111,1	103,6	98,43
	MVA	4,79	4,79	5,40	5,67	6,23	6,34	6,24	6,17	6,54	6,51	6,62	6,32	6,25	6,27	7,57	8,17	5,60	7,15	6,58	6,11	5,71	5,47
SIDI AICH 1	I(A)	106,5	104,4	125,2	130,4	146,1	138,7	142,4	147,4	141,7	142,4	138,7	135,7	133,4	135	158,8	167,7	105,8	146,8	129,7	118,5	110,4	115,5
	MVA	5,90	5,80	6,87	7,09	7,93	7,52	8,00	8,03	7,68	7,73	7,57	7,48	7,42	7,34	8,53	9,20	5,81	8,06	7,12	6,52	6,10	6,42
ZAC	I(A)	60,99	57,29	66,96	74,52	85,77	91,57	96,14	96,84	102,1	99,83	94,56	89,46	86,47	81,9	94,56	97,13	69,25	93,86	87,88	73,82	68,54	65,5
	MVA	3,38	3,18	3,68	4,05	4,66	4,96	5,40	5,28	5,54	5,42	5,16	4,93	4,81	4,45	5,08	5,33	3,80	5,15	4,82	4,06	3,79	3,64
ZONE-2	I(A)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COJEK	I(A)	11,77	8,08	8,78	13,35	8,08	11,06	11,77	8,78	9,66	8,78	7,37	8,08	7,37	9,66	12,65	7,35	7,37	10,36	10,36	11,77	11,77	12,65
	MVA	0,65	0,45	0,48	0,73	0,44	0,60	0,66	0,48	0,52	0,48	0,40	0,45	0,41	0,53	0,68	0,40	0,40	0,57	0,57	0,65	0,65	0,70
TOTAL TR 6	I(A)	356	343,5	407,5	430,9	479,9	470,2	476,9	475,2	483,8	462	453	427	409,7	416,6	485,9	488,2	354	455,3	421	383,7	367,2	378,6
	MVA	19,71	19,06	22,37	23,41	26,05	25,48	26,80	25,88	26,22	25,08	24,71	23,52	22,77	22,63	26,11	26,76	19,43	24,99	23,11	21,12	20,28	21,04
Tension KV	kV	31,61	31,7	31,45	31,17	30,91	31,42	31,07	31,91	30,75	30,75	30,91	31,17	31,38	32,23	31,54	31,35	31,3	31,3	31,35	31,45	31,51	31,79
ADEKAR	I(A)	51,32	60,61	51,32	63,25	65,56	72,94	67,84	66,26	69,95	68,65	72,24	70,83	65,56	62,57	87,88	97,55	58	84,19	73,82	61,86	60,99	56,59
	MVA	2,81	3,33	2,80	3,41	3,51	3,97	3,65	3,66	3,73	3,66	3,87	3,82	3,56	3,49	4,80	5,30	3,14	4,56	4,01	3,37	3,33	3,12
ECE	I(A)	28,99	26,01	28,29	33,39	4,38	3,68	4,38	35,67	36,38	38,66	36,38	34,25	37,96	34,27	42,35	43,23	34,97	43,93	39,36	36,38	36,38	32,68
	MVA	1,59	1,43	1,54	1,80	0,23	0,20	0,24	1,97	1,94	2,06	1,95	1,85	2,06	1,91	2,31	2,35	1,90	2,38	2,14	1,98	1,99	1,80
cite universitaire	I(A)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	MVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL TR4	I(A)	80,31	86,62	79,61	96,64	69,94	76,62	72,22	101,9	106,3	107,3	108,6	105,1	103,5	96,84	130,2	140,8	92,97	128,1	113,2	98,24	97,37	89,27
	MVA	4,40	4,76	4,34	5,22	3,74	4,17	3,89	5,63	5,66	5,72	5,82	5,67	5,63	5,41	7,11	7,64	5,04	6,95	6,15	5,35	5,31	4,92
TOTAL POSTE	I(A)	588,9	596	674,1	736,3	756,4	750	744,3	777,3	800,5	802,5	777,2	725,1	688,8	695	844,8	871,1	615,1	803,1	722,6	658,2	635,8	635,3
	MVA	32,41	32,85	36,8	39,77	40,86	40,51	41,18	42,29	43,13	43,23	42,1	39,69	38,01	37,97	45,51	47,63	33,65	43,96	39,56	36,02	34,87	35,12

Tableau. B. 1. Mesure de responsabilité de pointe été 2016 (09/08/2016 au 10/08/2016).

Poste El kseur

Départ MT	Stade	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	24h	2h	4h	6h
	Dlest.	Mesures																					
Tension KV	kV	31,5	31,5	31,46	31,31	31,23	31,38	31,59	31,16	31,45	31,38	31,59	31,64	31,55	31,55	31,43	31,74	31,38	31,33	31,35	31,4	31,23	31,23
IHADAD EN	I(A)	39,50	39,50	43,50	57,50	61,50	65,50	65,50	66,50	68,50	70,50	68,50	63,50	60,50	51,50	73,50	73,50	75,55	72,50	64,50	54,50	51,50	46,50
	MVA	2,16	2,16	2,37	3,12	3,33	3,56	3,58	3,59	3,73	3,83	3,75	3,48	3,31	2,81	4,00	4,04	4,11	3,93	3,50	2,96	2,79	2,52
BEJAIA	I(A)	68,50	64,50	83,50	101,50	114,50	114,50	108,50	107,50	111,50	108,50	106,50	95,50	93,50	85,50	106,50	105,50	105,50	104,50	95,50	86,50	86,50	76,50
	MVA	3,74	3,52	4,55	5,50	6,19	6,22	5,94	5,80	6,07	5,90	5,83	5,23	5,11	4,67	5,80	5,80	5,73	5,67	5,19	4,70	4,68	4,14
S A L	I(A)	8,50	7,50	9,50	9,50	10,50	12,50	13,50	12,50	13,50	14,50	13,50	12,50	12,50	13,50	20,50	21,50	20,50	19,50	17,50	14,50	13,50	10,50
	MVA	0,46	0,41	0,52	0,52	0,57	0,68	0,74	0,67	0,74	0,79	0,74	0,69	0,68	0,74	1,12	1,18	1,11	1,06	0,95	0,79	0,73	0,57
EDIMCO	I(A)	74,50	73,50	83,50	96,50	108,50	107,50	102,50	103,50	108,50	103,50	102,50	94,50	95,50	93,50	109,50	107,50	106,50	100,50	84,50	82,50	78,50	78,50
	MVA	4,06	4,01	4,55	5,23	5,87	5,84	5,61	5,59	5,91	5,63	5,61	5,18	5,22	5,11	5,96	5,91	5,79	5,45	4,59	4,49	4,25	4,25
BMT	I(A)	3,50	4,50	4,50	8,50	8,50	8,50	4,50	4,50	4,50	4,50	3,50	2,50	2,50	1,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50
	MVA	0,19	0,25	0,25	0,46	0,46	0,46	0,25	0,24	0,25	0,24	0,19	0,14	0,14	0,08	0,24	0,25	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Total TR1	I(A)	194,50	189,50	224,50	273,50	303,50	308,50	294,50	294,50	306,50	301,50	294,50	268,50	264,50	245,50	314,50	312,50	312,50	301,50	266,50	242,50	234,50	216,50
	MVA	10,61	10,34	12,25	14,92	16,56	16,83	16,07	16,07	16,72	16,45	16,07	14,65	14,43	13,39	17,16	17,05	17,05	16,45	14,54	13,23	12,79	11,81
EKS	I(A)	50,50	50,50	56,50	73,50	78,50	78,50	72,50	75,50	77,50	79,50	79,50	68,50	67,50	69,50	89,50	94,50	92,50	87,50	81,50	75,50	70,50	56,50
	MVA	2,76	2,76	3,08	3,99	4,25	4,27	3,97	49,00	4,22	4,32	4,35	3,75	3,69	3,80	4,87	5,20	5,03	4,75	4,43	4,11	3,81	3,06
SEALINE	I(A)	0,00	0,00	0,00	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
	MVA	0,00	0,00	0,00	0,14	0,14	0,14	0,14	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
TIZI	I(A)	62,50	59,50	64,50	76,50	80,50	83,50	85,50	86,50	87,50	87,50	86,50	87,50	89,50	90,50	114,50	120,50	116,50	108,50	93,50	79,50	74,50	68,50
	MVA	3,41	3,25	3,51	4,15	4,35	4,54	4,68	4,67	4,77	4,76	4,73	4,80	4,89	4,95	6,23	6,62	6,33	5,89	5,08	4,32	4,03	3,71
TALAHAMZA	I(A)	19,50	17,50	23,50	27,50	29,50	32,50	28,50	28,50	29,50	30,50	28,50	25,50	23,50	25,50	39,50	39,50	39,50	35,50	30,50	26,50	24,50	20,50
	MVA	1,06	0,95	1,28	1,49	1,60	1,77	1,56	1,54	1,61	1,66	1,56	1,40	1,28	1,39	2,15	2,17	2,15	1,93	1,66	1,44	1,33	1,11
Total TR2	I(A)	132,50	127,50	144,50	180,00	191,00	197,00	189,00	193,00	197,00	200,00	197,00	184,00	183,00	188,00	246,00	257,00	251,00	234,00	208,00	184,00	172,00	148,00
	MVA	7,23	6,96	7,88	9,82	10,42	10,75	10,31	10,53	10,75	10,91	10,75	10,04	9,98	10,26	13,42	14,02	13,69	12,77	11,35	10,04	9,38	8,07
TOTAL POSTE	I(A)	327,00	317,00	369,00	453,50	494,50	505,50	483,50	487,50	503,50	501,50	491,50	452,50	447,50	433,50	560,50	569,50	563,50	535,50	474,50	426,50	406,50	364,50
	MVA	17,84	17,29	20,11	24,59	26,75	27,47	26,45	26,31	27,43	27,26	26,89	24,80	24,45	23,69	30,51	31,31	30,63	29,06	25,76	23,20	21,99	19,72

Tableau. B. 2. Mesure de responsabilité de pointe été 2016 (09/08/2016 au 10/08/2016).

Poste Bir-Slem

Départ MT	Stade	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	24h	2h	4h	6h
	Dlest.																						
Tension KV	KV	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
VILLE 1	I(A)	79,00	74,00	89,00	89,00	89,00	100,00	100,00	90,00	100,00	95,00	100,00	97,00	97,00	100,00	119,00	135,00	137,00	128,00	118,00	101,00	93,00	79,00
	MVA	4,24	3,97	4,78	4,78	4,78	5,37	5,37	4,83	5,37	5,10	5,37	5,21	5,21	5,37	6,39	7,25	7,36	6,87	6,34	5,42	4,99	4,24
ZONE 2	I(A)	63,00	54,00	63,00	85,00	96,00	103,00	105,00	106,00	111,00	113,00	108,00	98,00	93,00	91,00	98,00	100,00	100,00	96,00	87,00	74,00	68,00	63,00
	MVA	3,38	2,90	3,38	4,56	5,15	5,53	5,64	5,69	5,96	6,07	5,80	5,26	4,99	4,89	5,26	5,37	5,37	5,15	4,67	3,97	3,65	3,38
TICHY	I(A)	89,00	82,00	99,00	105,00	112,00	113,00	107,00	113,00	113,00	113,00	107,00	103,00	98,00	111,00	135,00	143,00	141,00	133,00	122,00	109,00	99,00	89,00
	MVA	4,78	4,40	5,32	5,64	6,01	6,07	5,75	6,07	6,07	6,07	5,75	5,53	5,26	5,96	7,25	7,68	7,57	7,14	6,55	5,85	5,32	4,78
VILLE 4	I(A)	29,00	24,00	34,00	37,00	39,00	40,00	36,00	37,00	40,00	39,00	37,00	31,00	27,00	26,00	31,00	32,00	35,00	36,00	35,00	34,00	33,00	29,00
	MVA	1,56	1,29	1,83	1,99	2,09	2,15	1,93	1,99	2,15	2,09	1,99	1,66	1,45	1,40	1,66	1,72	1,88	1,93	1,88	1,83	1,77	1,56
VILLE 2	I(A)	32,00	31,00	37,00	49,00	55,00	58,00	58,00	63,00	68,00	63,00	61,00	55,00	51,00	50,00	55,00	61,00	57,00	54,00	49,00	40,00	38,00	32,00
	MVA	1,72	1,66	1,99	2,63	2,95	3,11	3,11	3,38	3,65	3,38	3,28	2,95	2,74	2,68	2,95	3,28	3,06	2,90	2,63	2,15	2,04	1,72
sealine	I(A)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	MVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total TR1	I(A)	292,00	265,00	322,00	365,00	391,00	414,00	406,00	409,00	432,00	423,00	413,00	384,00	366,00	378,00	438,00	471,00	470,00	447,00	411,00	358,00	331,00	292,00
	MVA	15,68	14,23	17,29	19,60	20,99	22,23	21,80	21,96	23,19	22,71	22,17	20,62	19,65	20,30	23,52	25,29	25,24	24,00	22,07	19,22	17,77	15,68
ZONE1	I(A)	66,00	52,00	55,00	75,00	79,00	85,00	85,00	85,00	94,00	82,00	87,00	77,00	72,00	71,00	83,00	88,00	98,00	93,00	89,00	76,00	73,00	66,00
	MVA	3,54	2,79	2,95	4,03	4,24	4,56	4,56	4,56	5,05	4,40	4,67	4,13	3,87	3,81	4,46	4,72	5,26	4,99	4,78	4,08	3,92	3,54
VILLE 3	I(A)	39,00	33,00	35,00	46,00	54,00	63,00	60,00	65,00	65,00	60,00	68,00	57,00	52,00	50,00	50,00	50,00	53,00	50,00	50,00	44,00	43,00	39,00
	MVA	2,09	1,77	1,88	2,47	2,90	3,38	3,22	3,49	3,49	3,22	3,65	3,06	2,79	2,68	2,68	2,68	2,85	2,68	2,68	2,36	2,31	2,09
SOPEG	I(A)	0,00	0,00	0,00	6,00	7,00	6,00	6,00	0,00	0,00	7,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	MVA	0,00	0,00	0,00	0,32	0,38	0,32	0,32	0,00	0,00	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SINB	I(A)	24,00	39,00	40,00	55,00	52,00	53,00	50,00	47,00	57,00	63,00	47,00	42,00	37,00	39,00	37,00	27,00	27,00	27,00	28,00	24,00	22,00	24,00
	MVA	1,29	2,09	2,15	2,95	2,79	2,85	2,68	2,52	3,06	3,38	2,52	2,26	1,99	2,09	1,99	1,45	1,45	1,45	1,50	1,29	1,18	1,29
ENCG	I(A)	50,00	43,00	48,00	48,00	46,00	53,00	61,00	57,00	60,00	58,00	56,00	56,00	53,00	51,00	52,00	43,00	48,00	52,00	48,00	48,00	53,00	50,00
	MVA	2,68	2,31	2,58	2,58	2,47	2,85	3,28	3,06	3,22	3,11	3,01	3,01	2,85	2,74	2,79	2,31	2,58	2,79	2,58	2,58	2,85	2,68
EKS	I(A)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	MVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CEVITAL	I(A)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	MVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ZONE 3	I(A)	29,00	31,00	40,00	42,00	44,00	54,00	47,00	48,00	56,00	51,00	45,00	40,00	39,00	39,00	39,00	39,00	48,00	40,00	35,00	33,00	29,00	29,00
	MVA	0,24	0,24	0,37	0,41	0,46	0,57	0,47	0,50	0,59	0,54	0,45	0,38	0,36	0,40	0,49	0,52	0,63	0,49	0,40	0,33	0,27	0,24
Total TR2	I(A)	208,00	198,00	218,00	272,00	282,00	314,00	309,00	302,00	332,00	321,00	303,00	272,00	253,00	250,00	261,00	247,00	274,00	262,00	250,00	225,00	220,00	208,00
	MVA	11,17	10,63	11,70	14,60	15,14	16,86	16,59	16,21	17,83	17,24	16,27	14,60	13,58	13,42	14,01	13,26	14,71	14,07	13,42	12,08	11,81	11,17
TOTAL POSTE	I(A)	500,00	463,00	540,00	637,00	673,00	728,00	715,00	711,00	764,00	744,00	716,00	656,00	619,00	628,00	699,00	718,00	744,00	709,00	661,00	583,00	551,00	500,00
	MVA	26,85	24,86	28,99	34,20	36,13	39,09	38,39	38,18	41,02	39,95	38,44	35,22	33,24	33,72	37,53	38,55	39,95	38,07	35,49	31,30	29,58	26,85

Tableau. B. 3. Mesure de responsabilité de pointe été 2016 (09/08/2016 au 10/08/2016).

Poste TOBAL

### C. 1. Les valeurs introduite pour les calculs

Nature	Section	Résistance	Réactance	$I_{Th}$ (A)
Aluminium	120	0,26	0,1	230
Cuivre	120	0,18	0,1	300

### C. 2. Introduction des données pour le logiciel C.A.R.A

#### ➤ Donnée de départ 2

Toutes les données du départ sont regroupées dans le programme suivant :

- Carte titre (code0)

```
0 0 ETUDE DES DEPARTS MT DDBejaia 07/06/2017 FICHER DEPART2.DAT
```

- Carte paramètre (code1)

```
1 17 27 30000. 90.00 60.00 10.0 25.0 1000 4200 0.85 10. 1. 0 0
```

- Carte branche (code2)

Nœud Amant	Nœud Aval	capacité de câble	r ( $\Omega$ /Km)	x ( $\Omega$ /Km)	L (Km)
INJECT	DEP1	00 00 0 0	230.0	0.00	0.00
DEP1	P01	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P01	P02	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P02	P03	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P03	P04	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P04	P05	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P05	P06	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P06	P07	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P07	P08	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P08	P09	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P09	P10	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P10	P11	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P11	P12	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P12	P13	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P13	P14	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P14	P15	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P15	P16	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P16	P17	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P17	P18	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P18	P19	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P19	P20	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P20	P21	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P21	P22	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P22	P23	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P23	P24	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P24	P25	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P25	P26	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P26	P27	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P27	P28	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01



P28	P29	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.09
P29	P30	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.07
P30	P31	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.08
P31	P32	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.12
P32	P33	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.06
P33	P34	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.04
P34	P35	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.07
P35	P36	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.06
P36	P37	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.07
P37	P38	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.17
P38	P39	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.10
P39	P40	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.05
P40	P41	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.06
P41	P42	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.05
P42	P43	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.07
P43	P44	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.75
P44	PRE	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.17

- Carte charge (code3)

Nœud	Année	I(A)	X(%)
P01	17	3.08	4.00
P02	17	3.08	4.00
P03	17	3.08	4.00
P04	17	2.41	4.00
P05	17	3.08	4.00
P06	17	3.08	4.00
P07	17	3.08	4.00
P08	17	3.08	4.00
P09	17	3.08	4.00
P10	17	3.08	4.00
P11	17	3.08	4.00
P12	17	3.08	4.00
P13	17	3.08	4.00
P14	17	3.08	4.00
P15	17	3.08	4.00
P16	17	2.41	4.00
P17	17	3.08	4.00
P18	17	3.08	4.00
P19	17	3.08	4.00
P20	17	3.08	4.00
P21	17	3.85	4.00
P22	17	2.41	4.00
P23	17	2.41	4.00
P24	17	3.08	4.00
P25	17	3.08	4.00
P26	17	3.08	4.00
P27	17	3.08	4.00
P28	17	3.08	4.00
P29	17	3.08	4.00
P30	17	3.08	4.00
P31	17	3.08	4.00
P32	17	3.08	4.00
P33	17	3.08	4.00
P34	17	3.08	4.00
P35	17	3.08	4.00

P36	17	3.85	4.00
P37	17	3.08	4.00
P38	17	2.41	4.00
P39	17	3.08	4.00
P40	17	3.08	4.00
P41	17	3.08	4.00
P42	17	3.08	4.00
P43	17	3.08	4.00
P44	17	2.41	4.00
PRE	17	0.00	4.00

### ➤ Donnée de départ 3

Toutes les données du départ sont regroupées dans le programme suivant :

- Carte titre (code0)

```
0 0 ETUDE DES DEPARTS MT DDBejaia 07/06/2017 FICHIER DEPART3.DAT
```

- Carte paramètre (code1)

```
1 17 27 30000. 90.00 60.00 10.0 25.0 1000 4200 0.85 10. 1. 0 0
```

- Carte branche (code2)

Nœud Amant	Nœud Aval	capacité de câble	r ( $\Omega$ /Km)	x ( $\Omega$ /Km)	L (Km)
INJECT	DEP1	00 00 0 0	230.0	0.00	0.00
DEP1	P01	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P01	P02	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P02	P03	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P03	P04	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P04	P05	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P05	P06	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P06	P07	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P07	P08	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P08	P09	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P09	P10	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P10	P11	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P11	P12	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P12	P13	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P13	P14	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P14	P15	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P15	P16	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P16	P17	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P17	P18	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P18	P19	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P19	P20	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P20	P21	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P21	P22	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P22	P23	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P23	P24	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01

P24	P25	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.03
P25	P26	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.11
P26	P27	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.06
P27	P28	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.09
P28	P29	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.07
P29	P30	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.06
P30	P31	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.15
P31	P32	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.10
P32	P33	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.04
P33	P34	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.12
P34	P35	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.10
P35	P36	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.14
P36	P37	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.01
P37	P38	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.14
P38	P39	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.24
P39	P40	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.11
P40	P41	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.11
P41	P42	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.20
P42	P43	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.05
P43	P44	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.33
P44	PRE	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.07

- Carte charge (code3)

Nœud	Année	I(A)	X(%)
P01	17	2.41	4.00
P02	17	3.08	4.00
P03	17	3.08	4.00
P04	17	2.41	4.00
P05	17	3.08	4.00
P06	17	3.08	4.00
P07	17	3.08	4.00
P08	17	3.08	4.00
P09	17	3.08	4.00
P10	17	3.08	4.00
P11	17	3.08	4.00
P12	17	3.08	4.00
P13	17	3.08	4.00
P14	17	2.41	4.00
P15	17	3.08	4.00
P16	17	3.08	4.00
P17	17	3.08	4.00
P18	17	3.08	4.00
P19	17	3.08	4.00
P20	17	3.08	4.00
P21	17	3.08	4.00
P22	17	2.41	4.00
P23	17	2.41	4.00
P24	17	3.08	4.00
P25	17	3.08	4.00
P26	17	3.08	4.00
P27	17	3.08	4.00
P28	17	3.08	4.00
P29	17	3.08	4.00
P30	17	3.08	4.00
P31	17	2.41	4.00

P32	17	3.08	4.00
P33	17	3.08	4.00
P34	17	3.08	4.00
P35	17	3.08	4.00
P36	17	2.41	4.00
P37	17	2.41	4.00
P38	17	3.08	4.00
P39	17	3.08	4.00
P40	17	3.08	4.00
P41	17	3.08	4.00
P42	17	3.08	4.00
P43	17	3.08	4.00
P44	17	3.08	4.00
PRE	17	0.00	4.00

#### ➤ Donnée de départ 4

Toutes les données du départ sont regroupées dans le programme suivant :

- Carte titre (code0)

```
0 0 ETUDE DES DEPARTS MT DDBejaia 07/06/2017 FICHIER DEPART4.DAT
```

- Carte paramètre (code1)

```
1 17 27 30000. 90.00 60.00 10.0 25.0 1000 4200 0.85 10. 1. 0 0
```

- Carte branche (code2)

Nœud Amant	Nœud Aval	capacité de câble	r ( $\Omega$ /Km)	x ( $\Omega$ /Km)	L (Km)
INJECT	DEP1	00 00 0 0	230.0	0.00	0.00
DEP1	P01	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P01	P02	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P02	P03	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P03	P04	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P04	P05	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P05	P06	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P06	P07	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P07	P08	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P08	P09	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P09	P10	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P10	P11	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P11	P12	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P12	P13	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P13	P14	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P14	P15	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P15	P16	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P16	P17	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P17	P18	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P18	P19	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P19	P20	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P20	P21	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01

P21	P22	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.42
P22	P23	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.05
P23	P24	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.07
P24	P25	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.07
P25	P26	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.12
P26	P27	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.15
P27	P28	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.34
P28	P29	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.15
P29	P30	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.08
P30	P31	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.14
P31	P32	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.05
P32	P33	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.08
P33	P34	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.33
P34	P35	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.05
P35	P36	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.14
P36	P37	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.25
P37	P38	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.08
P38	P39	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.10
P39	P40	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.09
P40	P41	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.10
P41	P42	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.10
P42	P43	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.09
P43	P44	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.08
P44	PRE	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.14

- Carte charge (code3)

Nœud	Année	I(A)	X(%)
P01	17	3.08	4.00
P02	17	3.08	4.00
P03	17	3.08	4.00
P04	17	3.08	4.00
P05	17	3.08	4.00
P06	17	3.08	4.00
P07	17	2.41	4.00
P08	17	2.41	4.00
P09	17	2.41	4.00
P10	17	2.41	4.00
P11	17	3.08	4.00
P12	17	2.41	4.00
P13	17	2.41	4.00
P14	17	3.08	4.00
P15	17	3.08	4.00
P16	17	3.08	4.00
P17	17	3.85	4.00
P18	17	3.08	4.00
P19	17	3.08	4.00
P20	17	3.08	4.00
P21	17	2.41	4.00
P22	17	3.08	4.00
P23	17	3.08	4.00
P24	17	3.08	4.00
P25	17	3.85	4.00
P26	17	3.08	4.00
P27	17	3.08	4.00
P28	17	3.08	4.00

P29	17	2.41	4.00
P30	17	2.41	4.00
P31	17	3.08	4.00
P32	17	3.08	4.00
P33	17	3.08	4.00
P34	17	3.85	4.00
P35	17	3.08	4.00
P36	17	3.08	4.00
P37	17	2.41	4.00
P38	17	3.08	4.00
P39	17	3.08	4.00
P40	17	3.08	4.00
P41	17	3.08	4.00
P42	17	3.08	4.00
P43	17	3.08	4.00
P44	17	3.08	4.00
PRE	17	0.00	4.00

### ➤ Donnée de départ 5

Toutes les données du départ sont regroupées dans le programme suivant :

- Carte titre (code0)

```
0 0 ETUDE DES DEPARTS MT DDBejaia 07/06/2017 FICHER DEPART5.DAT
```

- Carte paramètre (code1)

```
1 17 27 30000. 90.00 60.00 10.0 25.0 1000 4200 0.85 10. 1. 0 0
```

- Carte branche (code2)

Nœud Amant	Nœud Aval	capacité de câble	r ( $\Omega$ /Km)	x ( $\Omega$ /Km)	L (Km)
INJECT	DEP1	00 00 0 0	230.0	0.00	0.00
DEP1	P01	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P01	P02	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P02	P03	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P03	P04	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P04	P05	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P05	P06	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P06	P07	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P07	P08	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P08	P09	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P09	P10	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P10	P11	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P11	P12	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P12	P13	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P13	P14	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P14	P15	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P15	P16	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P16	P17	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01
P17	P18	00 00 0 0	230.0	0.26	0.01

P18	P19	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.09
P19	P20	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.07
P20	P21	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.05
P21	P22	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.11
P22	P23	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.07
P23	P24	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.04
P24	P25	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.07
P25	P26	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.10
P26	P27	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.64
P27	P28	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.11
P28	P29	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.22
P29	P30	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.03
P30	P31	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.21
P31	P32	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.08
P32	P33	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.08
P33	P34	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.13
P34	P35	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.09
P35	P36	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.07
P36	P37	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.06
P37	P38	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.06
P38	P39	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.10
P39	P40	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.09
P40	P41	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.08
P41	P42	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.25
P42	P43	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.28
P43	PRE	00	00	0	0	230.0	0.26	0.01	0.29

- Carte charge (code3)

Nœud	Année	I(A)	X(%)
P01	17	3.08	4.00
P02	17	3.08	4.00
P03	17	3.08	4.00
P04	17	3.08	4.00
P05	17	3.08	4.00
P06	17	3.08	4.00
P07	17	2.41	4.00
P08	17	2.41	4.00
P09	17	3.08	4.00
P10	17	3.08	4.00
P11	17	3.08	4.00
P12	17	3.08	4.00
P13	17	3.08	4.00
P14	17	3.08	4.00
P15	17	3.08	4.00
P16	17	3.08	4.00
P17	17	3.08	4.00
P18	17	3.08	4.00
P19	17	3.08	4.00
P20	17	3.08	4.00
P21	17	3.08	4.00
P22	17	3.85	4.00
P23	17	3.08	4.00
P24	17	3.08	4.00
P25	17	3.08	4.00
P26	17	3.08	4.00

P27	17	3.08	4.00
P28	17	3.08	4.00
P29	17	3.08	4.00
P30	17	2.41	4.00
P31	17	2.41	4.00
P32	17	3.08	4.00
P33	17	3.08	4.00
P34	17	3.08	4.00
P35	17	3.08	4.00
P36	17	3.08	4.00
P37	17	3.08	4.00
P38	17	3.08	4.00
P39	17	2.41	4.00
P40	17	3.08	4.00
P41	17	2.41	4.00
P42	17	3.85	4.00
P43	17	2.41	4.00
PRE	17	0.00	4.00

### C. 3. 1. Formule de calcul pour la carte charge (code 3)

$$P_l = \sqrt{3} \times U \times I$$

$$P_{dp} = \frac{P \times I}{U \times \sqrt{3}}$$

$$PMD = \sqrt{3} \times U \times I \times \cos \varphi$$

$$I_{dp} = \frac{P_l}{U \times \sqrt{3}}$$

$$I_{dp-injecté} = I_{dp} \times \alpha$$

$$I_{lv} = \frac{PMD}{U \times \sqrt{3} \times \cos \varphi}$$

$$I_{lv-injecté} = I_{lv} \times \beta$$

Tel que:

$$\alpha + \beta \leq 1$$

Up : Tension de pointe

PMD : Puissance mise en disposition



$I_{dp}$  : Courant de distribution public

$I_{lv}$  : Courant de livraison

$\alpha$  : Coefficient de simultanéité (distribution public)

$\beta$  : Coefficient de simultanéité (poste de livraison)

**Résultats de**

---

**simulation pour le**

**départ 1**

1PROGRAM CEDRA1  
 DEPARTS MT DDBejaia 07/06/2017 FICHER DEPART1.DAT

-----  
 - PARAMETERS  
 -----

PLANNING PERIOD	FROM 17 THRU 27	MINIMAL POWER	25.00 %
NOMINAL VOLTAGE	30000.00	BREAKPOINT	1000
MINIMAL VOLTAGE SANE STATE	90.00 %	LOAD DURATION	4200
MINIMAL VOLTAGE BY OUTAGE	60.00 %	COS. FI	.850
ALLOWED OVERLOAD BY OUTAGE	10.00 %	MAX. RESEARCH TIME	10.000
RESEARCH OPTION	0	TIME MULTIPL. FACT.	1.000
TRACE	0	WRITE INPUT DATA	0
FULL CEDRA	0	TOTAL COMPUTING TIME	600. SEC
CEDRA WHEN OUTAGES	0	WRITE SWITCHINGS	1

OLINE DATA  
 -----

NODE1	NODE2	B1	B2	SER	REINF	SUPPR	PRTY	OUTG	CAPACITY	RESIST.	REACTANCE	LENGT	AV.REP.T	REPT.ND2	OUTG/YEAR
INJECT -	DEP1	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
DEP1 -	P01	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.85	.00	.00	.00
P01 -	P02	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.02	.00	.00	.00
P02 -	P03	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.12	.00	.00	.00
P03 -	P04	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.06	.00	.00	.00
P04 -	P05	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.09	.00	.00	.00
P05 -	P06	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.04	.00	.00	.00
P06 -	P07	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.09	.00	.00	.00
P07 -	P08	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.05	.00	.00	.00
P08 -	P09	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.02	.00	.00	.00
P09 -	P10	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.04	.00	.00	.00
P10 -	P11	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.09	.00	.00	.00
P11 -	P12	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.07	.00	.00	.00
P12 -	P13	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.05	.00	.00	.00
P13 -	P14	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.03	.00	.00	.00
P14 -	P15	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.09	.00	.00	.00
P15 -	P16	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.06	.00	.00	.00
P16 -	P17	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.05	.00	.00	.00
P17 -	P18	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.05	.00	.00	.00
P18 -	P19	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.05	.00	.00	.00
P19 -	P20	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.14	.00	.00	.00
P20 -	P21	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.09	.00	.00	.00
P21 -	P22	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.04	.00	.00	.00
P22 -	P23	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.08	.00	.00	.00
P23 -	P24	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.11	.00	.00	.00
P24 -	P25	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.19	.00	.00	.00
P25 -	P26	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.14	.00	.00	.00
P26 -	P27	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.05	.00	.00	.00
P27 -	P28	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.10	.00	.00	.00
P28 -	P29	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.11	.00	.00	.00
P29 -	P30	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.08	.00	.00	.00
P30 -	P31	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.16	.00	.00	.00
P31 -	P32	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.55	.00	.00	.00
P32 -	P33	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.08	.00	.00	.00
P33 -	P34	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.08	.00	.00	.00
P34 -	P35	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.09	.00	.00	.00
P35 -	P36	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.16	.00	.00	.00

P36 -	P37	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.11	.00	.00	.00
P37 -	P38	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.15	.00	.00	.00
P38 -	P39	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.10	.00	.00	.00
P39 -	P40	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.14	.00	.00	.00
P40 -	P41	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.06	.00	.00	.00
P41 -	P42	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.24	.00	.00	.00
P42 -	P43	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.10	.00	.00	.00
P43 -	P44	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	.12	.00	.00	.00
P44 -	PRE	0	0	0	0	0	0	0	230.00	.26	.01	1.19	.00	.00	.00

LOAD CARDS (CODE 3)

NODE	YEAR	A/C/R	VALUE	INCR	YEAR	A/C/R	VALUE	INCR	YEAR	A/C/R	VALUE	INCR	YEAR	A/C/R	VALUE	INCR
P01	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P02	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P03	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P04	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P05	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P06	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P07	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P08	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P09	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P10	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P11	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P12	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P13	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P14	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P15	17		2.41	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P16	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P17	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P18	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P19	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P20	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P21	17		2.41	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P22	17		2.41	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P23	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P24	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P25	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P26	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P27	17		2.41	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P28	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P29	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P30	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P31	17		2.41	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P32	17		2.41	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P33	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P34	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P35	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P36	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P37	17		2.41	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P38	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P39	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P40	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P41	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P42	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P43	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
P44	17		3.08	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00
PRE	17		.00	4.00	0		.00	.00	0		.00	.00	0		.00	.00

LOAD EVOLUTION

NODE	YEAR : 17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
P01	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P02	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P03	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P04	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P05	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P06	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P07	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P08	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P09	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P10	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P11	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P12	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P13	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P14	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P15	2.41	2.51	2.61	2.71	2.82	2.93	3.05	3.17	3.30	3.43	3.57	
P16	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P17	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P18	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P19	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P20	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P21	2.41	2.51	2.61	2.71	2.82	2.93	3.05	3.17	3.30	3.43	3.57	
P22	2.41	2.51	2.61	2.71	2.82	2.93	3.05	3.17	3.30	3.43	3.57	
P23	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P24	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P25	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P26	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P27	2.41	2.51	2.61	2.71	2.82	2.93	3.05	3.17	3.30	3.43	3.57	
P28	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P29	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P30	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P31	2.41	2.51	2.61	2.71	2.82	2.93	3.05	3.17	3.30	3.43	3.57	
P32	2.41	2.51	2.61	2.71	2.82	2.93	3.05	3.17	3.30	3.43	3.57	
P33	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P34	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P35	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P36	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P37	2.41	2.51	2.61	2.71	2.82	2.93	3.05	3.17	3.30	3.43	3.57	
P38	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P39	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P40	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P41	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P42	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P43	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
P44	3.08	3.20	3.33	3.46	3.60	3.75	3.90	4.05	4.22	4.38	4.56	
-	TOTAL	130.83	136.06	141.51	147.17	153.05	159.17	165.54	172.16	179.05	186.21	193.66

0NETWORK STATISTICS

0INJECTORS 1  
 LINES 47  
 ELEMENTS 47  
 NODES 48  
 FINAL LOAD/INIT.LOAD 1.48

1\*\*\*\*\*  
 \*LOAD LEVEL AT YEAR : 17 \*  
 \*\*\*\*\*

S A F E S T A T E

-*****TOTAL STRUCTURE FOUND IN .00 SECONDS**											
ONODE1	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS (KW)	SURCHARGE	PERT.CUMUL.	LG-ARC(KM)	LG-ARC CUM
----	----	-----	-----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
INJECT -	DEP1	230.	131.	56.88	30000.	.00	.00		.000	1.000	1.000
DEP1 -	P01	230.	131.	56.88	29956.	.15	11.35		11.348	.850	1.850
P01 -	P02	230.	128.	55.54	29955.	.15	.25		11.603	.020	1.870
P02 -	P03	230.	125.	54.20	29950.	.17	1.45		13.058	.120	1.990
P03 -	P04	230.	122.	52.87	29947.	.18	.69		13.750	.060	2.050
P04 -	P05	230.	119.	51.53	29943.	.19	.99		14.735	.090	2.140
P05 -	P06	230.	115.	50.19	29941.	.20	.42		15.151	.040	2.180
P06 -	P07	230.	112.	48.85	29937.	.21	.89		16.037	.090	2.270
P07 -	P08	230.	109.	47.51	29935.	.22	.47		16.503	.050	2.320
P08 -	P09	230.	106.	46.17	29934.	.22	.18		16.679	.020	2.340
P09 -	P10	230.	103.	44.83	29932.	.23	.33		17.011	.040	2.380
P10 -	P11	230.	100.	43.49	29929.	.24	.70		17.713	.090	2.470
P11 -	P12	230.	97.	42.15	29926.	.25	.51		18.226	.070	2.540
P12 -	P13	230.	94.	40.81	29924.	.25	.34		18.570	.050	2.590
P13 -	P14	230.	91.	39.47	29923.	.26	.19		18.763	.030	2.620
P14 -	P15	230.	88.	38.13	29920.	.27	.54		19.303	.090	2.710
P15 -	P16	230.	85.	37.09	29918.	.27	.34		19.643	.060	2.770
P16 -	P17	230.	82.	35.75	29916.	.28	.26		19.907	.050	2.820
P17 -	P18	230.	79.	34.41	29915.	.28	.24		20.151	.050	2.870
P18 -	P19	230.	76.	33.07	29913.	.29	.23		20.377	.050	2.920
P19 -	P20	230.	73.	31.73	29909.	.30	.58		20.958	.140	3.060
P20 -	P21	230.	70.	30.39	29907.	.31	.34		21.301	.090	3.150
P21 -	P22	230.	67.	29.34	29906.	.31	.14		21.444	.040	3.190
P22 -	P23	230.	65.	28.30	29904.	.32	.26		21.708	.080	3.270
P23 -	P24	230.	62.	26.96	29901.	.33	.33		22.038	.110	3.380
P24 -	P25	230.	59.	25.62	29897.	.34	.51		22.552	.190	3.570
P25 -	P26	230.	56.	24.28	29894.	.35	.34		22.893	.140	3.710
P26 -	P27	230.	53.	22.94	29893.	.36	.11		23.001	.050	3.760
P27 -	P28	230.	50.	21.89	29891.	.36	.20		23.199	.100	3.860
P28 -	P29	230.	47.	20.55	29889.	.37	.19		23.391	.110	3.970
P29 -	P30	230.	44.	19.21	29887.	.38	.12		23.512	.080	4.050
P30 -	P31	230.	41.	17.87	29885.	.38	.21		23.723	.160	4.210
P31 -	P32	230.	39.	16.83	29876.	.41	.64		24.366	.550	4.760
P32 -	P33	230.	36.	15.78	29875.	.42	.08		24.448	.080	4.840
P33 -	P34	230.	33.	14.44	29874.	.42	.07		24.517	.080	4.920
P34 -	P35	230.	30.	13.10	29873.	.42	.06		24.581	.090	5.010
P35 -	P36	230.	27.	11.76	29871.	.43	.09		24.672	.160	5.170
P36 -	P37	230.	24.	10.42	29870.	.43	.05		24.721	.110	5.280
P37 -	P38	230.	22.	9.37	29869.	.44	.05		24.776	.150	5.430
P38 -	P39	230.	18.	8.03	29868.	.44	.03		24.802	.100	5.530
P39 -	P40	230.	15.	6.70	29867.	.44	.03		24.828	.140	5.670
P40 -	P41	230.	12.	5.36	29867.	.44	.01		24.835	.060	5.730
P41 -	P42	230.	9.	4.02	29866.	.45	.02		24.851	.240	5.970
P42 -	P43	230.	6.	2.68	29866.	.45	.00		24.854	.100	6.070
P43 -	P44	230.	3.	1.34	29866.	.45	.00		24.855	.120	6.190

\*\*PERTES CUMULEES DU DEPART EN KW : 24.855

\*\*LONGUEUR DEVELOPPEE DU DEPART EN KM : 6.190

-  
-

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 5.778  
 OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 24269.311  
 TOTAL LOSSES IN KW : 25. OR .43 %  
 1 OUTAGE STUDY AT YEAR : 17

1\*\*\*\*\*  
 \*LOAD LEVEL AT YEAR : 18 \*  
 \*\*\*\*\*

S A F E S T A T E

*****TOTAL		STRUCTURE FOUND IN	.00 SECONDS**								
ONODE1	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS (KW)	SURCHARGE	PERT.CUMUL.	LG-ARC(KM)	LG-ARC CUM
----	----	-----	-----	---	-----	---	-----	-----	-----	-----	-----
INJECT -	DEP1	230.	136.	59.16	30000.	.00	.00		.000	1.000	1.000
DEP1 -	P01	230.	136.	59.16	29955.	.15	12.27		12.274	.850	1.850
P01 -	P02	230.	133.	57.77	29954.	.15	.28		12.550	.020	1.870
P02 -	P03	230.	130.	56.37	29948.	.17	1.57		14.123	.120	1.990
P03 -	P04	230.	126.	54.98	29945.	.18	.75		14.871	.060	2.050
P04 -	P05	230.	123.	53.59	29940.	.20	1.07		15.938	.090	2.140
P05 -	P06	230.	120.	52.19	29938.	.21	.45		16.387	.040	2.180
P06 -	P07	230.	117.	50.80	29934.	.22	.96		17.346	.090	2.270
P07 -	P08	230.	114.	49.41	29932.	.23	.50		17.850	.050	2.320
P08 -	P09	230.	110.	48.02	29931.	.23	.19		18.040	.020	2.340
P09 -	P10	230.	107.	46.62	29929.	.24	.36		18.399	.040	2.380
P10 -	P11	230.	104.	45.23	29926.	.25	.76		19.158	.090	2.470
P11 -	P12	230.	101.	43.84	29923.	.26	.56		19.713	.070	2.540
P12 -	P13	230.	98.	42.45	29921.	.26	.37		20.085	.050	2.590
P13 -	P14	230.	94.	41.05	29920.	.27	.21		20.294	.030	2.620
P14 -	P15	230.	91.	39.66	29917.	.28	.58		20.878	.090	2.710
P15 -	P16	230.	89.	38.57	29915.	.28	.37		21.246	.060	2.770
P16 -	P17	230.	86.	37.18	29913.	.29	.29		21.531	.050	2.820
P17 -	P18	230.	82.	35.79	29911.	.30	.26		21.796	.050	2.870
P18 -	P19	230.	79.	34.39	29910.	.30	.24		22.040	.050	2.920
P19 -	P20	230.	76.	33.00	29906.	.31	.63		22.669	.140	3.060
P20 -	P21	230.	73.	31.61	29903.	.32	.37		23.040	.090	3.150
P21 -	P22	230.	70.	30.52	29902.	.33	.15		23.193	.040	3.190
P22 -	P23	230.	68.	29.43	29900.	.33	.29		23.479	.080	3.270
P23 -	P24	230.	64.	28.03	29897.	.34	.36		23.836	.110	3.380
P24 -	P25	230.	61.	26.64	29893.	.36	.56		24.392	.190	3.570
P25 -	P26	230.	58.	25.25	29889.	.37	.37		24.761	.140	3.710
P26 -	P27	230.	55.	23.86	29888.	.37	.12		24.878	.050	3.760
P27 -	P28	230.	52.	22.77	29886.	.38	.21		25.092	.100	3.860
P28 -	P29	230.	49.	21.37	29884.	.39	.21		25.299	.110	3.970
P29 -	P30	230.	46.	19.98	29883.	.39	.13		25.431	.080	4.050
P30 -	P31	230.	43.	18.59	29880.	.40	.23		25.659	.160	4.210
P31 -	P32	230.	40.	17.50	29871.	.43	.69		26.354	.550	4.760
P32 -	P33	230.	38.	16.41	29870.	.43	.09		26.443	.080	4.840
P33 -	P34	230.	35.	15.02	29869.	.44	.07		26.517	.080	4.920
P34 -	P35	230.	31.	13.62	29868.	.44	.07		26.586	.090	5.010
P35 -	P36	230.	28.	12.23	29866.	.45	.10		26.685	.160	5.170
P36 -	P37	230.	25.	10.84	29865.	.45	.05		26.738	.110	5.280
P37 -	P38	230.	22.	9.75	29864.	.45	.06		26.797	.150	5.430
P38 -	P39	230.	19.	8.36	29863.	.46	.03		26.826	.100	5.530
P39 -	P40	230.	16.	6.96	29862.	.46	.03		26.854	.140	5.670
P40 -	P41	230.	13.	5.57	29862.	.46	.01		26.862	.060	5.730
P41 -	P42	230.	10.	4.18	29861.	.46	.02		26.879	.240	5.970
P42 -	P43	230.	6.	2.79	29861.	.46	.00		26.882	.100	6.070

P43 - P44 230. 3. 1.39 29861. .46 .00 26.883 .120 6.190

\*\*PERTES CUMULEES DU DEPART EN KW : 26.883

\*\*LONGUEUR DEVELOPEE DU DEPART EN KM : 6.190

-  
-  
0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 6.010  
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 25240.083  
TOTAL LOSSES IN KW : 27. OR .45 %

1 OUTAGE STUDY AT YEAR : 18

1\*\*\*\*\*  
\*LOAD LEVEL AT YEAR : 19 \*  
\*\*\*\*\*

S A F E S T A T E

-*****TOTAL STRUCTURE FOUND IN .00 SECONDS**											
ONODE1	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS (KW)	SURCHARGE	PERT.CUMUL.	LG-ARC(KM)	LG-ARC CUM
----	----	-----	-----	---	-----	---	-----	-----	-----	-----	-----
INJECT -	DEP1	230.	142.	61.52	30000.	.00	.00		.000	1.000	1.000
DEP1 -	P01	230.	142.	61.52	29953.	.16	13.28		13.276	.850	1.850
P01 -	P02	230.	138.	60.08	29952.	.16	.30		13.574	.020	1.870
P02 -	P03	230.	135.	58.63	29945.	.18	1.70		15.276	.120	1.990
P03 -	P04	230.	132.	57.18	29942.	.19	.81		16.085	.060	2.050
P04 -	P05	230.	128.	55.73	29938.	.21	1.15		17.238	.090	2.140
P05 -	P06	230.	125.	54.28	29936.	.21	.49		17.725	.040	2.180
P06 -	P07	230.	122.	52.83	29932.	.23	1.04		18.761	.090	2.270
P07 -	P08	230.	118.	51.39	29929.	.24	.54		19.306	.050	2.320
P08 -	P09	230.	115.	49.94	29928.	.24	.21		19.512	.020	2.340
P09 -	P10	230.	112.	48.49	29927.	.24	.39		19.900	.040	2.380
P10 -	P11	230.	108.	47.04	29923.	.26	.82		20.722	.090	2.470
P11 -	P12	230.	105.	45.59	29920.	.27	.60		21.322	.070	2.540
P12 -	P13	230.	102.	44.14	29918.	.27	.40		21.724	.050	2.590
P13 -	P14	230.	98.	42.69	29917.	.28	.23		21.950	.030	2.620
P14 -	P15	230.	95.	41.25	29913.	.29	.63		22.581	.090	2.710
P15 -	P16	230.	92.	40.11	29911.	.30	.40		22.980	.060	2.770
P16 -	P17	230.	89.	38.66	29910.	.30	.31		23.288	.050	2.820
P17 -	P18	230.	86.	37.22	29908.	.31	.29		23.574	.050	2.870
P18 -	P19	230.	82.	35.77	29906.	.31	.26		23.838	.050	2.920
P19 -	P20	230.	79.	34.32	29902.	.33	.68		24.518	.140	3.060
P20 -	P21	230.	76.	32.87	29899.	.34	.40		24.920	.090	3.150
P21 -	P22	230.	73.	31.74	29898.	.34	.17		25.086	.040	3.190
P22 -	P23	230.	70.	30.60	29896.	.35	.31		25.395	.080	3.270
P23 -	P24	230.	67.	29.16	29893.	.36	.39		25.781	.110	3.380
P24 -	P25	230.	64.	27.71	29888.	.37	.60		26.383	.190	3.570
P25 -	P26	230.	60.	26.26	29885.	.38	.40		26.781	.140	3.710
P26 -	P27	230.	57.	24.81	29884.	.39	.13		26.908	.050	3.760
P27 -	P28	230.	54.	23.68	29882.	.39	.23		27.139	.100	3.860
P28 -	P29	230.	51.	22.23	29879.	.40	.22		27.364	.110	3.970
P29 -	P30	230.	48.	20.78	29878.	.41	.14		27.506	.080	4.050
P30 -	P31	230.	44.	19.33	29875.	.42	.25		27.753	.160	4.210
P31 -	P32	230.	42.	18.20	29866.	.45	.75		28.505	.550	4.760
P32 -	P33	230.	39.	17.07	29865.	.45	.10		28.601	.080	4.840
P33 -	P34	230.	36.	15.62	29864.	.45	.08		28.681	.080	4.920
P34 -	P35	230.	33.	14.17	29863.	.46	.07		28.756	.090	5.010



P35 -	P36	230.	29.	12.72	29861.	.46	.11	28.863	.160	5.170
P36 -	P37	230.	26.	11.27	29860.	.47	.06	28.920	.110	5.280
P37 -	P38	230.	23.	10.14	29858.	.47	.06	28.984	.150	5.430
P38 -	P39	230.	20.	8.69	29858.	.47	.03	29.015	.100	5.530
P39 -	P40	230.	17.	7.24	29857.	.48	.03	29.045	.140	5.670
P40 -	P41	230.	13.	5.79	29856.	.48	.01	29.054	.060	5.730
P41 -	P42	230.	10.	4.35	29855.	.48	.02	29.072	.240	5.970
P42 -	P43	230.	7.	2.90	29855.	.48	.00	29.076	.100	6.070
P43 -	P44	230.	3.	1.45	29855.	.48	.00	29.077	.120	6.190

\*\*PERTES CUMULEES DU DEPART EN KW : 29.077

\*\*LONGUEUR DEVELOPPEE DU DEPART EN KM : 6.190

-  
-  
0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 6.250  
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 26249.685  
TOTAL LOSSES IN KW : 29. OR .47 %

1 OUTAGE STUDY AT YEAR : 19

-----  
1 \*\*\*\*\*

\*LOAD LEVEL AT YEAR : 20 \*  
\*\*\*\*\*

S A F E S T A T E

-\*\*\*\*\*TOTAL STRUCTURE FOUND IN .00 SECONDS\*\*

ONODE1	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS (KW)	SURCHARGE	PERT.CUMUL.	LG-ARC(KM)	LG-ARC CUM
INJECT -	DEP1	230.	147.	63.99	30000.	.00	.00		.000	1.000	1.000
DEP1 -	P01	230.	147.	63.99	29951.	.16	14.36		14.359	.850	1.850
P01 -	P02	230.	144.	62.48	29950.	.17	.32		14.681	.020	1.870
P02 -	P03	230.	140.	60.97	29943.	.19	1.84		16.522	.120	1.990
P03 -	P04	230.	137.	59.47	29940.	.20	.88		17.398	.060	2.050
P04 -	P05	230.	133.	57.96	29935.	.22	1.25		18.645	.090	2.140
P05 -	P06	230.	130.	56.45	29933.	.22	.53		19.171	.040	2.180
P06 -	P07	230.	126.	54.95	29929.	.24	1.12		20.292	.090	2.270
P07 -	P08	230.	123.	53.44	29926.	.25	.59		20.881	.050	2.320
P08 -	P09	230.	119.	51.93	29926.	.25	.22		21.104	.020	2.340
P09 -	P10	230.	116.	50.43	29924.	.25	.42		21.524	.040	2.380
P10 -	P11	230.	113.	48.92	29920.	.27	.89		22.413	.090	2.470
P11 -	P12	230.	109.	47.42	29917.	.28	.65		23.062	.070	2.540
P12 -	P13	230.	106.	45.91	29915.	.28	.43		23.497	.050	2.590
P13 -	P14	230.	102.	44.40	29913.	.29	.24		23.741	.030	2.620
P14 -	P15	230.	99.	42.90	29910.	.30	.68		24.424	.090	2.710
P15 -	P16	230.	96.	41.72	29908.	.31	.43		24.855	.060	2.770
P16 -	P17	230.	92.	40.21	29906.	.31	.33		25.189	.050	2.820
P17 -	P18	230.	89.	38.71	29904.	.32	.31		25.498	.050	2.870
P18 -	P19	230.	86.	37.20	29902.	.33	.29		25.783	.050	2.920
P19 -	P20	230.	82.	35.69	29898.	.34	.74		26.519	.140	3.060
P20 -	P21	230.	79.	34.19	29895.	.35	.43		26.953	.090	3.150
P21 -	P22	230.	76.	33.01	29894.	.35	.18		27.133	.040	3.190
P22 -	P23	230.	73.	31.83	29892.	.36	.33		27.467	.080	3.270
P23 -	P24	230.	70.	30.32	29889.	.37	.42		27.885	.110	3.380
P24 -	P25	230.	66.	28.82	29884.	.39	.65		28.536	.190	3.570
P25 -	P26	230.	63.	27.31	29880.	.40	.43		28.966	.140	3.710
P26 -	P27	230.	59.	25.80	29879.	.40	.14		29.104	.050	3.760

P27 -	P28	230.	57.	24.62	29877.	.41	.25	29.354	.100	3.860
P28 -	P29	230.	53.	23.12	29875.	.42	.24	29.597	.110	3.970
P29 -	P30	230.	50.	21.61	29873.	.42	.15	29.751	.080	4.050
P30 -	P31	230.	46.	20.11	29870.	.43	.27	30.018	.160	4.210
P31 -	P32	230.	44.	18.93	29861.	.46	.81	30.831	.550	4.760
P32 -	P33	230.	41.	17.75	29860.	.47	.10	30.935	.080	4.840
P33 -	P34	230.	37.	16.24	29858.	.47	.09	31.022	.080	4.920
P34 -	P35	230.	34.	14.74	29857.	.48	.08	31.102	.090	5.010
P35 -	P36	230.	30.	13.23	29855.	.48	.12	31.218	.160	5.170
P36 -	P37	230.	27.	11.72	29854.	.49	.06	31.280	.110	5.280
P37 -	P38	230.	24.	10.54	29853.	.49	.07	31.349	.150	5.430
P38 -	P39	230.	21.	9.04	29852.	.49	.03	31.383	.100	5.530
P39 -	P40	230.	17.	7.53	29851.	.50	.03	31.416	.140	5.670
P40 -	P41	230.	14.	6.03	29851.	.50	.01	31.425	.060	5.730
P41 -	P42	230.	10.	4.52	29850.	.50	.02	31.445	.240	5.970
P42 -	P43	230.	7.	3.01	29849.	.50	.00	31.449	.100	6.070
P43 -	P44	230.	3.	1.51	29849.	.50	.00	31.450	.120	6.190

\*\*PERTES CUMULEES DU DEPART EN KW : 31.450

\*\*LONGUEUR DEVELOPPEE DU DEPART EN KM : 6.190

-  
-  
0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 6.500  
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 27299.672  
TOTAL LOSSES IN KW : 31. OR .48 %  
1 OUTAGE STUDY AT YEAR : 20

1\*\*\*\*\*  
\*LOAD LEVEL AT YEAR : 21 \*  
\*\*\*\*\*

S A F E S T A T E

-*****TOTAL STRUCTURE FOUND IN .00 SECONDS**												
0	NODE1	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS (KW)	SURCHARGE	PERT.CUMUL.	LG-ARC(KM)	LG-ARC CUM
----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----
INJECT -	DEP1		230.	153.	66.54	30000.	.00	.00		.000	1.000	1.000
DEP1 -	P01		230.	153.	66.54	29949.	.17	15.53		15.531	.850	1.850
P01 -	P02		230.	149.	64.98	29948.	.17	.35		15.879	.020	1.870
P02 -	P03		230.	146.	63.41	29941.	.20	1.99		17.870	.120	1.990
P03 -	P04		230.	142.	61.84	29938.	.21	.95		18.817	.060	2.050
P04 -	P05		230.	139.	60.28	29933.	.22	1.35		20.166	.090	2.140
P05 -	P06		230.	135.	58.71	29931.	.23	.57		20.735	.040	2.180
P06 -	P07		230.	131.	57.15	29926.	.25	1.21		21.948	.090	2.270
P07 -	P08		230.	128.	55.58	29923.	.26	.64		22.585	.050	2.320
P08 -	P09		230.	124.	54.01	29923.	.26	.24		22.826	.020	2.340
P09 -	P10		230.	121.	52.45	29921.	.26	.45		23.280	.040	2.380
P10 -	P11		230.	117.	50.88	29916.	.28	.96		24.241	.090	2.470
P11 -	P12		230.	113.	49.31	29913.	.29	.70		24.944	.070	2.540
P12 -	P13		230.	110.	47.75	29911.	.30	.47		25.414	.050	2.590
P13 -	P14		230.	106.	46.18	29910.	.30	.26		25.678	.030	2.620
P14 -	P15		230.	103.	44.61	29906.	.31	.74		26.417	.090	2.710
P15 -	P16		230.	100.	43.39	29904.	.32	.47		26.883	.060	2.770
P16 -	P17		230.	96.	41.82	29902.	.33	.36		27.244	.050	2.820
P17 -	P18		230.	93.	40.25	29900.	.33	.33		27.578	.050	2.870
P18 -	P19		230.	89.	38.69	29899.	.34	.31		27.887	.050	2.920

P19 -	P20	230.	85.	37.12	29894.	.35	.80	28.683	.140	3.060
P20 -	P21	230.	82.	35.55	29891.	.36	.47	29.152	.090	3.150
P21 -	P22	230.	79.	34.33	29890.	.37	.19	29.347	.040	3.190
P22 -	P23	230.	76.	33.10	29887.	.38	.36	29.709	.080	3.270
P23 -	P24	230.	73.	31.54	29884.	.39	.45	30.160	.110	3.380
P24 -	P25	230.	69.	29.97	29879.	.40	.70	30.864	.190	3.570
P25 -	P26	230.	65.	28.40	29876.	.41	.47	31.330	.140	3.710
P26 -	P27	230.	62.	26.84	29874.	.42	.15	31.479	.050	3.760
P27 -	P28	230.	59.	25.61	29872.	.43	.27	31.749	.100	3.860
P28 -	P29	230.	55.	24.04	29870.	.43	.26	32.012	.110	3.970
P29 -	P30	230.	52.	22.48	29868.	.44	.17	32.178	.080	4.050
P30 -	P31	230.	48.	20.91	29865.	.45	.29	32.467	.160	4.210
P31 -	P32	230.	45.	19.68	29855.	.48	.88	33.346	.550	4.760
P32 -	P33	230.	42.	18.46	29854.	.49	.11	33.459	.080	4.840
P33 -	P34	230.	39.	16.89	29853.	.49	.09	33.553	.080	4.920
P34 -	P35	230.	35.	15.33	29851.	.50	.09	33.640	.090	5.010
P35 -	P36	230.	32.	13.76	29849.	.50	.12	33.765	.160	5.170
P36 -	P37	230.	28.	12.19	29848.	.51	.07	33.833	.110	5.280
P37 -	P38	230.	25.	10.97	29847.	.51	.07	33.907	.150	5.430
P38 -	P39	230.	22.	9.40	29846.	.51	.04	33.944	.100	5.530
P39 -	P40	230.	18.	7.83	29845.	.52	.04	33.979	.140	5.670
P40 -	P41	230.	14.	6.27	29845.	.52	.01	33.989	.060	5.730
P41 -	P42	230.	11.	4.70	29844.	.52	.02	34.011	.240	5.970
P42 -	P43	230.	7.	3.13	29843.	.52	.00	34.015	.100	6.070
P43 -	P44	230.	4.	1.57	29843.	.52	.00	34.016	.120	6.190

\*\*PERTES CUMULEES DU DEPART EN KW : 34.016

\*\*LONGUEUR DEVELOPEE DU DEPART EN KM : 6.190

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 6.760  
 OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 28391.659  
 TOTAL LOSSES IN KW : 34. OR .50 %

1 OUTAGE STUDY AT YEAR : 21

1\*\*\*\*\*  
 \*LOAD LEVEL AT YEAR : 22 \*  
 \*\*\*\*\*

S A F E S T A T E

-\*\*\*\*\*TOTAL STRUCTURE FOUND IN .00 SECONDS\*\*

ONODE1	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS (KW)	SURCHARGE	PERT.CUMUL.	LG-ARC(KM)	LG-ARC CUM
INJECT -	DEP1	230.	159.	69.21	30000.	.00	.00		.000	1.000	1.000
DEP1 -	P01	230.	159.	69.21	29947.	.18	16.80		16.798	.850	1.850
P01 -	P02	230.	155.	67.58	29946.	.18	.38		17.175	.020	1.870
P02 -	P03	230.	152.	65.95	29939.	.20	2.15		19.328	.120	1.990
P03 -	P04	230.	148.	64.32	29935.	.22	1.02		20.353	.060	2.050
P04 -	P05	230.	144.	62.69	29930.	.23	1.46		21.812	.090	2.140
P05 -	P06	230.	140.	61.06	29928.	.24	.62		22.427	.040	2.180
P06 -	P07	230.	137.	59.43	29923.	.26	1.31		23.739	.090	2.270
P07 -	P08	230.	133.	57.80	29920.	.27	.69		24.428	.050	2.320
P08 -	P09	230.	129.	56.17	29919.	.27	.26		24.689	.020	2.340
P09 -	P10	230.	125.	54.54	29917.	.28	.49		25.180	.040	2.380
P10 -	P11	230.	122.	52.91	29913.	.29	1.04		26.219	.090	2.470

P11 - P12	230.	118.	51.28	29910.	.30	.76	26.979	.070	2.540
P12 - P13	230.	114.	49.66	29908.	.31	.51	27.488	.050	2.590
P13 - P14	230.	110.	48.03	29906.	.31	.29	27.773	.030	2.620
P14 - P15	230.	107.	46.40	29903.	.32	.80	28.573	.090	2.710
P15 - P16	230.	104.	45.12	29900.	.33	.50	29.077	.060	2.770
P16 - P17	230.	100.	43.49	29898.	.34	.39	29.467	.050	2.820
P17 - P18	230.	96.	41.86	29896.	.35	.36	29.829	.050	2.870
P18 - P19	230.	93.	40.23	29895.	.35	.33	30.163	.050	2.920
P19 - P20	230.	89.	38.60	29890.	.37	.86	31.024	.140	3.060
P20 - P21	230.	85.	36.98	29887.	.38	.51	31.531	.090	3.150
P21 - P22	230.	82.	35.70	29885.	.38	.21	31.742	.040	3.190
P22 - P23	230.	79.	34.43	29883.	.39	.39	32.133	.080	3.270
P23 - P24	230.	75.	32.80	29880.	.40	.49	32.621	.110	3.380
P24 - P25	230.	72.	31.17	29874.	.42	.76	33.383	.190	3.570
P25 - P26	230.	68.	29.54	29871.	.43	.50	33.887	.140	3.710
P26 - P27	230.	64.	27.91	29869.	.44	.16	34.047	.050	3.760
P27 - P28	230.	61.	26.63	29867.	.44	.29	34.340	.100	3.860
P28 - P29	230.	58.	25.00	29864.	.45	.28	34.624	.110	3.970
P29 - P30	230.	54.	23.38	29863.	.46	.18	34.804	.080	4.050
P30 - P31	230.	50.	21.75	29860.	.47	.31	35.116	.160	4.210
P31 - P32	230.	47.	20.47	29849.	.50	.95	36.067	.550	4.760
P32 - P33	230.	44.	19.20	29848.	.51	.12	36.189	.080	4.840
P33 - P34	230.	40.	17.57	29847.	.51	.10	36.291	.080	4.920
P34 - P35	230.	37.	15.94	29846.	.51	.09	36.385	.090	5.010
P35 - P36	230.	33.	14.31	29843.	.52	.14	36.520	.160	5.170
P36 - P37	230.	29.	12.68	29842.	.53	.07	36.593	.110	5.280
P37 - P38	230.	26.	11.40	29841.	.53	.08	36.674	.150	5.430
P38 - P39	230.	22.	9.78	29840.	.53	.04	36.713	.100	5.530
P39 - P40	230.	19.	8.15	29839.	.54	.04	36.752	.140	5.670
P40 - P41	230.	15.	6.52	29838.	.54	.01	36.762	.060	5.730
P41 - P42	230.	11.	4.89	29837.	.54	.02	36.786	.240	5.970
P42 - P43	230.	7.	3.26	29837.	.54	.00	36.790	.100	6.070
P43 - P44	230.	4.	1.63	29837.	.54	.00	36.792	.120	6.190

\*\*PERTES CUMULEES DU DEPART EN KW : 36.792

\*\*LONGUEUR DEVELOPPEE DU DEPART EN KM : 6.190

-  
-  
0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 7.030  
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 29527.324  
TOTAL LOSSES IN KW : 37. OR .52 %

1 OUTAGE STUDY AT YEAR : 22

1\*\*\*\*\*  
\*LOAD LEVEL AT YEAR : 23 \*  
\*\*\*\*\*

S A F E S T A T E

-*****TOTAL STRUCTURE FOUND IN .00 SECONDS**											
ONODE1	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS (KW)	SURCHARGE	PERT.CUMUL.	LG-ARC(KM)	LG-ARC CUM
----	----	-----	-----	---	-----	----	-----	-----	-----	-----	-----
INJECT -	DEP1	230.	166.	71.97	30000.	.00	.00		.000	1.000	1.000
	P01	230.	166.	71.97	29945.	.18	18.17		18.169	.850	1.850
	P02	230.	162.	70.28	29944.	.19	.41		18.576	.020	1.870
	P03	230.	158.	68.59	29936.	.21	2.33		20.906	.120	1.990

P03 -	P04	230.	154.	66.89	29933.	.22	1.11	22.013	.060	2.050
P04 -	P05	230.	150.	65.20	29927.	.24	1.58	23.592	.090	2.140
P05 -	P06	230.	146.	63.50	29925.	.25	.67	24.257	.040	2.180
P06 -	P07	230.	142.	61.81	29920.	.27	1.42	25.676	.090	2.270
P07 -	P08	230.	138.	60.11	29917.	.28	.75	26.422	.050	2.320
P08 -	P09	230.	134.	58.42	29916.	.28	.28	26.703	.020	2.340
P09 -	P10	230.	130.	56.72	29914.	.29	.53	27.234	.040	2.380
P10 -	P11	230.	127.	55.03	29910.	.30	1.12	28.359	.090	2.470
P11 -	P12	230.	123.	53.34	29906.	.31	.82	29.181	.070	2.540
P12 -	P13	230.	119.	51.64	29904.	.32	.55	29.731	.050	2.590
P13 -	P14	230.	115.	49.95	29903.	.32	.31	30.040	.030	2.620
P14 -	P15	230.	111.	48.25	29899.	.34	.86	30.904	.090	2.710
P15 -	P16	230.	108.	46.93	29896.	.35	.55	31.449	.060	2.770
P16 -	P17	230.	104.	45.23	29894.	.35	.42	31.872	.050	2.820
P17 -	P18	230.	100.	43.54	29892.	.36	.39	32.263	.050	2.870
P18 -	P19	230.	96.	41.84	29890.	.37	.36	32.624	.050	2.920
P19 -	P20	230.	92.	40.15	29885.	.38	.93	33.555	.140	3.060
P20 -	P21	230.	88.	38.45	29882.	.39	.55	34.104	.090	3.150
P21 -	P22	230.	85.	37.13	29881.	.40	.23	34.332	.040	3.190
P22 -	P23	230.	82.	35.80	29878.	.41	.42	34.755	.080	3.270
P23 -	P24	230.	78.	34.11	29875.	.42	.53	35.283	.110	3.380
P24 -	P25	230.	75.	32.41	29869.	.44	.82	36.107	.190	3.570
P25 -	P26	230.	71.	30.72	29865.	.45	.55	36.652	.140	3.710
P26 -	P27	230.	67.	29.03	29864.	.45	.17	36.826	.050	3.760
P27 -	P28	230.	64.	27.70	29862.	.46	.32	37.142	.100	3.860
P28 -	P29	230.	60.	26.01	29859.	.47	.31	37.449	.110	3.970
P29 -	P30	230.	56.	24.31	29857.	.48	.20	37.644	.080	4.050
P30 -	P31	230.	52.	22.62	29854.	.49	.34	37.982	.160	4.210
P31 -	P32	230.	49.	21.29	29843.	.52	1.03	39.011	.550	4.760
P32 -	P33	230.	46.	19.96	29842.	.53	.13	39.142	.080	4.840
P33 -	P34	230.	42.	18.27	29841.	.53	.11	39.252	.080	4.920
P34 -	P35	230.	38.	16.58	29839.	.54	.10	39.354	.090	5.010
P35 -	P36	230.	34.	14.88	29837.	.54	.15	39.501	.160	5.170
P36 -	P37	230.	30.	13.19	29836.	.55	.08	39.579	.110	5.280
P37 -	P38	230.	27.	11.86	29834.	.55	.09	39.667	.150	5.430
P38 -	P39	230.	23.	10.17	29833.	.56	.04	39.709	.100	5.530
P39 -	P40	230.	19.	8.47	29832.	.56	.04	39.751	.140	5.670
P40 -	P41	230.	16.	6.78	29832.	.56	.01	39.762	.060	5.730
P41 -	P42	230.	12.	5.08	29831.	.56	.03	39.788	.240	5.970
P42 -	P43	230.	8.	3.39	29831.	.56	.00	39.792	.100	6.070
P43 -	P44	230.	4.	1.69	29830.	.57	.00	39.794	.120	6.190

\*\*PERTES CUMULEES DU DEPART EN KW : 39.794

\*\*LONGUEUR DEVELOPPEE DU DEPART EN KM : 6.190

-

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 7.312

OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 30708.415

TOTAL LOSSES IN KW : 40. OR .54 %

1 OUTAGE STUDY AT YEAR : 23

1\*\*\*\*\*

\*LOAD LEVEL AT YEAR : 24 \*

\*\*\*\*\*

S A F E S T A T E

-*****TOTAL STRUCTURE FOUND IN .00 SECONDS**											
ONODE1	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS (KW)	SURCHARGE	PERT.CUMUL.	LG-ARC(KM)	LG-ARC CUM
INJECT -	DEP1	230.	172.	74.85	30000.	.00	.00		.000	1.000	1.000
DEP1 -	P01	230.	172.	74.85	29943.	.19	19.65		19.651	.850	1.850
P01 -	P02	230.	168.	73.09	29941.	.20	.44		20.092	.020	1.870
P02 -	P03	230.	164.	71.33	29934.	.22	2.52		22.612	.120	1.990
P03 -	P04	230.	160.	69.57	29930.	.23	1.20		23.810	.060	2.050
P04 -	P05	230.	156.	67.80	29924.	.25	1.71		25.517	.090	2.140
P05 -	P06	230.	152.	66.04	29922.	.26	.72		26.237	.040	2.180
P06 -	P07	230.	148.	64.28	29917.	.28	1.53		27.771	.090	2.270
P07 -	P08	230.	144.	62.52	29914.	.29	.81		28.578	.050	2.320
P08 -	P09	230.	140.	60.76	29913.	.29	.30		28.882	.020	2.340
P09 -	P10	230.	136.	58.99	29911.	.30	.57		29.457	.040	2.380
P10 -	P11	230.	132.	57.23	29906.	.31	1.22		30.673	.090	2.470
P11 -	P12	230.	128.	55.47	29903.	.32	.89		31.562	.070	2.540
P12 -	P13	230.	124.	53.71	29900.	.33	.60		32.157	.050	2.590
P13 -	P14	230.	119.	51.94	29899.	.34	.33		32.491	.030	2.620
P14 -	P15	230.	115.	50.18	29895.	.35	.94		33.426	.090	2.710
P15 -	P16	230.	112.	48.80	29892.	.36	.59		34.016	.060	2.770
P16 -	P17	230.	108.	47.04	29890.	.37	.46		34.472	.050	2.820
P17 -	P18	230.	104.	45.28	29888.	.37	.42		34.895	.050	2.870
P18 -	P19	230.	100.	43.52	29886.	.38	.39		35.286	.050	2.920
P19 -	P20	230.	96.	41.76	29881.	.40	1.01		36.293	.140	3.060
P20 -	P21	230.	92.	39.99	29877.	.41	.59		36.887	.090	3.150
P21 -	P22	230.	89.	38.61	29876.	.41	.25		37.133	.040	3.190
P22 -	P23	230.	86.	37.24	29873.	.42	.46		37.591	.080	3.270
P23 -	P24	230.	82.	35.47	29870.	.43	.57		38.162	.110	3.380
P24 -	P25	230.	78.	33.71	29864.	.45	.89		39.053	.190	3.570
P25 -	P26	230.	73.	31.95	29860.	.47	.59		39.643	.140	3.710
P26 -	P27	230.	69.	30.19	29859.	.47	.19		39.831	.050	3.760
P27 -	P28	230.	66.	28.81	29856.	.48	.34		40.173	.100	3.860
P28 -	P29	230.	62.	27.05	29853.	.49	.33		40.505	.110	3.970
P29 -	P30	230.	58.	25.28	29852.	.49	.21		40.716	.080	4.050
P30 -	P31	230.	54.	23.52	29848.	.51	.37		41.081	.160	4.210
P31 -	P32	230.	51.	22.14	29837.	.54	1.11		42.194	.550	4.760
P32 -	P33	230.	48.	20.76	29836.	.55	.14		42.336	.080	4.840
P33 -	P34	230.	44.	19.00	29834.	.55	.12		42.455	.080	4.920
P34 -	P35	230.	40.	17.24	29833.	.56	.11		42.566	.090	5.010
P35 -	P36	230.	36.	15.48	29831.	.56	.16		42.724	.160	5.170
P36 -	P37	230.	32.	13.71	29829.	.57	.09		42.809	.110	5.280
P37 -	P38	230.	28.	12.34	29828.	.57	.09		42.903	.150	5.430
P38 -	P39	230.	24.	10.57	29827.	.58	.05		42.949	.100	5.530
P39 -	P40	230.	20.	8.81	29826.	.58	.04		42.994	.140	5.670
P40 -	P41	230.	16.	7.05	29825.	.58	.01		43.007	.060	5.730
P41 -	P42	230.	12.	5.29	29824.	.59	.03		43.034	.240	5.970
P42 -	P43	230.	8.	3.52	29824.	.59	.01		43.039	.100	6.070
P43 -	P44	230.	4.	1.76	29824.	.59	.00		43.041	.120	6.190

\*\*PERTES CUMULEES DU DEPART EN KW : 43.041

\*\*LONGUEUR DEVELOPEE DU DEPART EN KM : 6.190

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 7.604  
OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 31936.749  
TOTAL LOSSES IN KW : 43. OR .57 %  
1 OUTAGE STUDY AT YEAR : 24

1\*\*\*\*\*  
 \*LOAD LEVEL AT YEAR : 25 \*  
 \*\*\*\*\*

S A F E S T A T E

-*****TOTAL		STRUCTURE FOUND	IN	.00	SECONDS**						
ONODE1	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS (KW)	SURCHARGE	PERT.CUMUL.	LG-ARC(KM)	LG-ARC CUM
----	----	-----	-----	---	-----	---	-----	-----	-----	-----	-----
INJECT -	DEP1	230.	179.	77.85	30000.	.00	.00		.000	1.000	1.000
DEP1 -	P01	230.	179.	77.85	29940.	.20	21.26		21.255	.850	1.850
P01 -	P02	230.	175.	76.02	29939.	.20	.48		21.732	.020	1.870
P02 -	P03	230.	171.	74.18	29931.	.23	2.72		24.457	.120	1.990
P03 -	P04	230.	166.	72.35	29927.	.24	1.30		25.753	.060	2.050
P04 -	P05	230.	162.	70.52	29921.	.26	1.85		27.599	.090	2.140
P05 -	P06	230.	158.	68.68	29919.	.27	.78		28.378	.040	2.180
P06 -	P07	230.	154.	66.85	29913.	.29	1.66		30.037	.090	2.270
P07 -	P08	230.	150.	65.02	29910.	.30	.87		30.910	.050	2.320
P08 -	P09	230.	145.	63.19	29909.	.30	.33		31.239	.020	2.340
P09 -	P10	230.	141.	61.35	29907.	.31	.62		31.860	.040	2.380
P10 -	P11	230.	137.	59.52	29902.	.33	1.32		33.176	.090	2.470
P11 -	P12	230.	133.	57.69	29899.	.34	.96		34.137	.070	2.540
P12 -	P13	230.	128.	55.86	29896.	.35	.64		34.781	.050	2.590
P13 -	P14	230.	124.	54.02	29895.	.35	.36		35.142	.030	2.620
P14 -	P15	230.	120.	52.19	29890.	.37	1.01		36.154	.090	2.710
P15 -	P16	230.	117.	50.76	29888.	.37	.64		36.791	.060	2.770
P16 -	P17	230.	113.	48.92	29886.	.38	.49		37.285	.050	2.820
P17 -	P18	230.	108.	47.09	29883.	.39	.46		37.743	.050	2.870
P18 -	P19	230.	104.	45.26	29881.	.40	.42		38.165	.050	2.920
P19 -	P20	230.	100.	43.43	29876.	.41	1.09		39.255	.140	3.060
P20 -	P21	230.	96.	41.59	29872.	.43	.64		39.897	.090	3.150
P21 -	P22	230.	92.	40.16	29871.	.43	.27		40.163	.040	3.190
P22 -	P23	230.	89.	38.72	29868.	.44	.50		40.658	.080	3.270
P23 -	P24	230.	85.	36.89	29865.	.45	.62		41.276	.110	3.380
P24 -	P25	230.	81.	35.06	29859.	.47	.96		42.240	.190	3.570
P25 -	P26	230.	76.	33.23	29854.	.49	.64		42.877	.140	3.710
P26 -	P27	230.	72.	31.39	29853.	.49	.20		43.081	.050	3.760
P27 -	P28	230.	69.	29.96	29850.	.50	.37		43.451	.100	3.860
P28 -	P29	230.	65.	28.13	29847.	.51	.36		43.810	.110	3.970
P29 -	P30	230.	60.	26.29	29846.	.51	.23		44.038	.080	4.050
P30 -	P31	230.	56.	24.46	29842.	.53	.40		44.433	.160	4.210
P31 -	P32	230.	53.	23.03	29831.	.56	1.20		45.637	.550	4.760
P32 -	P33	230.	50.	21.59	29829.	.57	.15		45.791	.080	4.840
P33 -	P34	230.	45.	19.76	29828.	.57	.13		45.920	.080	4.920
P34 -	P35	230.	41.	17.93	29826.	.58	.12		46.039	.090	5.010
P35 -	P36	230.	37.	16.10	29824.	.59	.17		46.210	.160	5.170
P36 -	P37	230.	33.	14.26	29822.	.59	.09		46.302	.110	5.280
P37 -	P38	230.	30.	12.83	29821.	.60	.10		46.404	.150	5.430
P38 -	P39	230.	25.	11.00	29820.	.60	.05		46.454	.100	5.530
P39 -	P40	230.	21.	9.16	29819.	.60	.05		46.503	.140	5.670
P40 -	P41	230.	17.	7.33	29818.	.61	.01		46.516	.060	5.730
P41 -	P42	230.	13.	5.50	29817.	.61	.03		46.546	.240	5.970
P42 -	P43	230.	8.	3.67	29817.	.61	.01		46.551	.100	6.070
P43 -	P44	230.	4.	1.83	29816.	.61	.00		46.553	.120	6.190

\*\*PERTES CUMULEES DU DEPART EN KW : 46.553

\*\*LONGUEUR DEVELOPEE DU DEPART EN KM : 6.190

-  
 -  
 0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 7.908  
 OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 33214.219  
 TOTAL LOSSES IN KW : 47. OR .59 %  
 1 OUTAGE STUDY AT YEAR : 25  
 -----  
 1 \*\*\*\*\*  
 \*LOAD LEVEL AT YEAR : 26 \*  
 \*\*\*\*\*

S A F E S T A T E

-*****TOTAL		STRUCTURE FOUND IN		.00 SECONDS**							
ONODE1	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS (KW)	SURCHARGE	PERT.CUMUL.	LG-ARC(KM)	LG-ARC CUM
----	----	-----	-----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
INJECT -	DEP1	230.	186.	80.96	30000.	.00	.00		.000	1.000	1.000
DEP1 -	P01	230.	186.	80.96	29938.	.21	22.99		.850	.850	1.850
P01 -	P02	230.	182.	79.06	29937.	.21	.52		.020	.020	1.870
P02 -	P03	230.	177.	77.15	29928.	.24	2.95		.120	.120	1.990
P03 -	P04	230.	173.	75.24	29924.	.25	1.40		.060	.060	2.050
P04 -	P05	230.	169.	73.34	29918.	.27	2.00		.090	.090	2.140
P05 -	P06	230.	164.	71.43	29916.	.28	.84		.040	.040	2.180
P06 -	P07	230.	160.	69.53	29910.	.30	1.80		.090	.090	2.270
P07 -	P08	230.	156.	67.62	29907.	.31	.94		.050	.050	2.320
P08 -	P09	230.	151.	65.71	29906.	.31	.36		.020	.020	2.340
P09 -	P10	230.	147.	63.81	29903.	.32	.67		.040	.040	2.380
P10 -	P11	230.	142.	61.90	29898.	.34	1.42		.090	.090	2.470
P11 -	P12	230.	138.	60.00	29895.	.35	1.04		.070	.070	2.540
P12 -	P13	230.	134.	58.09	29892.	.36	.70		.050	.050	2.590
P13 -	P14	230.	129.	56.18	29890.	.37	.39		.030	.030	2.620
P14 -	P15	230.	125.	54.28	29886.	.38	1.09		.090	.090	2.710
P15 -	P16	230.	121.	52.79	29883.	.39	.69		.060	.060	2.770
P16 -	P17	230.	117.	50.88	29881.	.40	.53		.050	.050	2.820
P17 -	P18	230.	113.	48.97	29879.	.40	.49		.050	.050	2.870
P18 -	P19	230.	108.	47.07	29877.	.41	.46		.050	.050	2.920
P19 -	P20	230.	104.	45.16	29871.	.43	1.18		.140	.140	3.060
P20 -	P21	230.	99.	43.26	29867.	.44	.69		.090	.090	3.150
P21 -	P22	230.	96.	41.76	29866.	.45	.29		.040	.040	3.190
P22 -	P23	230.	93.	40.27	29863.	.46	.54		.080	.080	3.270
P23 -	P24	230.	88.	38.37	29859.	.47	.67		.110	.110	3.380
P24 -	P25	230.	84.	36.46	29853.	.49	1.04		.190	.190	3.570
P25 -	P26	230.	79.	34.56	29849.	.50	.69		.140	.140	3.710
P26 -	P27	230.	75.	32.65	29847.	.51	.22		.050	.050	3.760
P27 -	P28	230.	72.	31.16	29844.	.52	.40		.100	.100	3.860
P28 -	P29	230.	67.	29.25	29841.	.53	.39		.110	.110	3.970
P29 -	P30	230.	63.	27.35	29839.	.54	.25		.080	.080	4.050
P30 -	P31	230.	59.	25.44	29836.	.55	.43		.160	.160	4.210
P31 -	P32	230.	55.	23.95	29824.	.59	1.30		.550	.550	4.760
P32 -	P33	230.	52.	22.46	29822.	.59	.17		.080	.080	4.840
P33 -	P34	230.	47.	20.55	29821.	.60	.14		.080	.080	4.920
P34 -	P35	230.	43.	18.65	29819.	.60	.13		.090	.090	5.010
P35 -	P36	230.	39.	16.74	29817.	.61	.18		.160	.160	5.170
P36 -	P37	230.	34.	14.83	29815.	.62	.10		.110	.110	5.280
P37 -	P38	230.	31.	13.34	29814.	.62	.11		.150	.150	5.430
P38 -	P39	230.	26.	11.44	29813.	.62	.05		.100	.100	5.530



P39 -	P40	230.	22.	9.53	29811.	.63	.05	50.297	.140	5.670
P40 -	P41	230.	18.	7.62	29811.	.63	.01	50.312	.060	5.730
P41 -	P42	230.	13.	5.72	29810.	.63	.03	50.344	.240	5.970
P42 -	P43	230.	9.	3.81	29809.	.64	.01	50.350	.100	6.070
P43 -	P44	230.	4.	1.91	29809.	.64	.00	50.352	.120	6.190

\*\*PERTES CUMULEES DU DEPART EN KW : 50.352

\*\*LONGUEUR DEVELOPEE DU DEPART EN KM : 6.190

0 OVERALL REQUESTED POWER (MW) : 8.224  
 OVERALL CONSUMED ENERGY (MWH) : 34542.788  
 TOTAL LOSSES IN KW : 50. OR .61 %  
 1 OUTAGE STUDY AT YEAR : 26

1\*\*\*\*\*  
 \*LOAD LEVEL AT YEAR : 27 \*  
 \*\*\*\*\*

S A F E S T A T E

-*****TOTAL STRUCTURE FOUND IN .00 SECONDS**											
ONODE1	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS (KW)	SURCHARGE	PERT.CUMUL.	LG-ARC(KM)	LG-ARC CUM
----	----	-----	-----	---	-----	---	-----	-----	-----	-----	-----
INJECT -	DEP1	230.	194.	84.20	30000.	.00	.00		.000	1.000	1.000
DEP1 -	P01	230.	194.	84.20	29935.	.22	24.87		24.865	.850	1.850
P01 -	P02	230.	189.	82.22	29934.	.22	.56		25.423	.020	1.870
P02 -	P03	230.	185.	80.24	29925.	.25	3.19		28.611	.120	1.990
P03 -	P04	230.	180.	78.25	29921.	.26	1.52		30.127	.060	2.050
P04 -	P05	230.	175.	76.27	29915.	.28	2.16		32.287	.090	2.140
P05 -	P06	230.	171.	74.29	29912.	.29	.91		33.198	.040	2.180
P06 -	P07	230.	166.	72.31	29906.	.31	1.94		35.140	.090	2.270
P07 -	P08	230.	162.	70.32	29903.	.32	1.02		36.160	.050	2.320
P08 -	P09	230.	157.	68.34	29902.	.33	.39		36.545	.020	2.340
P09 -	P10	230.	153.	66.36	29900.	.33	.73		37.272	.040	2.380
P10 -	P11	230.	148.	64.38	29894.	.35	1.54		38.811	.090	2.470
P11 -	P12	230.	144.	62.40	29890.	.37	1.12		39.936	.070	2.540
P12 -	P13	230.	139.	60.41	29888.	.37	.75		40.689	.050	2.590
P13 -	P14	230.	134.	58.43	29886.	.38	.42		41.111	.030	2.620
P14 -	P15	230.	130.	56.45	29882.	.39	1.18		42.295	.090	2.710
P15 -	P16	230.	126.	54.90	29879.	.40	.75		43.041	.060	2.770
P16 -	P17	230.	122.	52.92	29876.	.41	.58		43.618	.050	2.820
P17 -	P18	230.	117.	50.93	29874.	.42	.54		44.154	.050	2.870
P18 -	P19	230.	113.	48.95	29872.	.43	.49		44.648	.050	2.920
P19 -	P20	230.	108.	46.97	29866.	.45	1.27		45.922	.140	3.060
P20 -	P21	230.	103.	44.99	29862.	.46	.75		46.674	.090	3.150
P21 -	P22	230.	100.	43.44	29861.	.46	.31		46.985	.040	3.190
P22 -	P23	230.	96.	41.88	29858.	.47	.58		47.564	.080	3.270
P23 -	P24	230.	92.	39.90	29854.	.49	.72		48.287	.110	3.380
P24 -	P25	230.	87.	37.92	29847.	.51	1.13		49.414	.190	3.570
P25 -	P26	230.	83.	35.94	29843.	.52	.75		50.160	.140	3.710
P26 -	P27	230.	78.	33.96	29841.	.53	.24		50.398	.050	3.760
P27 -	P28	230.	75.	32.40	29838.	.54	.43		50.832	.100	3.860
P28 -	P29	230.	70.	30.42	29835.	.55	.42		51.252	.110	3.970
P29 -	P30	230.	65.	28.44	29833.	.56	.27		51.519	.080	4.050
P30 -	P31	230.	61.	26.46	29829.	.57	.46		51.981	.160	4.210

