

N° Ordre...../FHC /UMBB/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par

Behloul Aicha

Khatir Nahla

Filière : Hydrocarbure

Option : Génie Electrique : Electricité industrielle

Thème

Dimensionnement et Protection de la ligne
Tiguentourine-Edjeleh

Du Champ Pétrolier d'In Amenas

Devant le jury :

Tadjer	sid ahmed.....MAA	UMBB	Président
Khelifi	Fateh MAA	UMBB	Examinateur
Chelah	samira..... MAB	UMBB	Examinateur
Bendjeghaba	Omar MCA	UMBB	Encadreur

Année Universitaire : 2015/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département : Automatisation et Electrification
Filière : Hydrocarbure
Option : Génie Electrique : Electricité industrielle

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

**Dimensionnement et Protection de la Ligne
Tiguentourine-Edjeleh du Champ Pétrolier de In
Amenas**

Présenté par :
Behloul aicha
Khatir nahla

Avis favorable de l'encadreur :

Nom Prénom signature
Bendjehaba.O

Avis favorable du Président du jury

Nom Prénom Signature

Tadjer sid ahmed

Cachet et signature

REMERCIEMENT

Tout d'abord, nous remercions Dieu notre créateur, de nous avoir donné la patience et le courage de réaliser ce modeste travail. Nous adressons nos sincères remerciements et notre profonde gratitude à notre promoteur «Bendjehaba Omar» pour son aide durant le déroulement de notre préparation de ce mémoire, ses conseils inestimables et sa contribution perpétué, car ce mémoire n'aurait jamais eu sans ses encouragements pour ses conseils et ses précieuses orientations.

Nous tenons à remercier notamment monsieur :

Notre père Mr : BRADA ABDALLAH

Mr : Mehanni Rachid/ Division maintenance

Mr: Djezzar El hadi/ Division maintenance

Mr :Bezzeghoud Abderahim / division maintenance

Mr :Mazi Ali /division maintenance

Mr : Chellali Fathi/division maintenance

Sans oublier de remercier l'ensemble du personnels de la région DP

In-Amenas de leurs accueille généreux et spécialement les personnels de l'unité RGTE et de champ Edjelleh, pour leurs encouragements

Notre profond respect aux membres de jury qui nous ferons l'honneur d'examiner ce modeste travail.

Nous tenons aussi à exprimer notre reconnaissance à qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

MERCI

Dédicaces

Je dédie ce modeste mémoire de master à:

*A ma très chère mère et mon très cher père et mes grands-
parents*

*A ceux qui m'ont toujours encouragé pour que j'y réussisse dans
mes études*

A ceux qui ont veillé pour mon bien être

A ceux que j'aime et je respecte infiniment

Le jour est venu pour leur dire Merci

Mes sœurs : Fatima zohra. Karima

A mes frères : Brahim, Mohamed, Abdallah

A mes nouveaux : Meriem, Mohamed, Chahin

Ma chère copine Bouikni hanane

Ma chère binôme et copine: Khater Nahla

A tous mes proches de la famille Behloul, et plus

Particulièrement, mes oncles, mes tantes, mes cousins

*Et à tous mes chers amis et mes collègues de l'Institut
d'hydrocarbure et chimie*

Et à tous ce qui ont enseigné moi au long de ma vie scolaire

Behloul Aicha

Dédicace

*Je m'incline devant dieu tout puissant qui m'a ouvert la porte du savoir
et m'a aidé à la franchir ; Je dédie ce modeste travail ;*

*A ma chère et tendre mère, source d'affectation de courage et
d'inspiration qui a autant sacrifié pour me voir atteindre ce jour.*

*A mon père source de respect, en témoignage de ma profonde
reconnaissance pour tout l'effort et le soutien incessant qui m'a toujours
apporté.*

*A mes grands-parents pour leur soutien sans oublier mes chers
grands-parents paternels qui nous ont déjà quittés*

A mes sœurs : Numidia ; Rihab ; Hadjer.

*Particulièrement ; mes oncles ; mes tantes ; mes cousines ; mes cousins
et a toute la famille Khatir et la famille Khair.*

*Dédiassse spéciale a Kabiache Youssouf qui ma boucaud aider dans
ce travaille.*

*A ma copine Hanane et ma binôme Aicha ; et a tous mes
collègues de l'institut des hydrocarbures et chimie.*

A tous ceux que je porte dans mon cœur.

KHATIR NAHLA

SOMMAIRE

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE.....	1
-----------------------------------	----------

Chapitre 1

Représentation générale de la région In Amenas SH-DP-INAS

I.1. Introduction.....	4
I.2. Présentation générale de l'entreprise SONATRACH	4
I.2.1. Historique.....	4
I.2.2. SONATRACH Division Production IN- AMENAS.....	5
I.2.3. Situation géographique d'in amenas	5
I.2.4. Importance de la région In Amenas	5
I.2.5. Les champs pétroliers In Amenas	6
I.3. Présentation des divisions de In amenas	7
I.3.1. Présentation de la division maintenance	8
a. Service électricité	9
b. Service méthode	9
c. Service mécanique	10
d. service instrumentation et télécommunication	10
I.4. La centrale électrique (CE)	10
I.4.1. Description générale de la centrale	10
I.4.2. Structure de la centrale	11
I.4.3. Description des machines.....	12
I.4.4. La partie mécanique	12
I.4.4.1. La turbine	12
I.4.4.2. Le compresseur	12
I.4.4.3. Les chambres de combustion	12
I.4.4.4. Le moteur de lancement	13
I.4.4.5. Le moteur vireur.....	14
I.4.4.6. La pompe à huile principale.....	14
I.4.4.7. La pompe à huile auxiliaire.....	14
I.4.4.8. La pompe à huile secours.....	14

I.4.4.9. Le réducteur de vitesse.....	14
I.4.4.10. L'embrayage	14
I.4.5. Partie électrique.....	14
I.4.5.1. L'alternateur.....	15
I.5. Conclusions.....	15

Chapitre II

Les réseaux électriques

II.1. Introduction.....	17
II.2. Différents types de réseaux électriques	17
II.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion HTB.....	17
II.2.2. Réseaux de répartition HTB et HTA	18
II.2.3. Réseaux de distribution.....	18
II.2.3.1. Réseaux de distribution à moyenne tension HTA.....	18
II.2.3.2. Réseaux de distribution à basse tension BTA.....	19
II.3. Gamme des tensions utilisées en l'Algérie	19
II.4. Lignes et câbles électriques haute tension	20
II.4.1. Contraintes de concepts	20
II.4.2. Matériels entrants dans la constitution d'une ligne aérienne	20
II.4.2.1. conducteur.....	21
a.le cable du garde	22
II.4.2.2. Les isolateurs	23
a. Les isolateurs rigides	23
b. Les isolateurs suspendus.....	23
II.4.2.3. Les supports	24
a. Armement en triangle	24
b. Armement en drapeau.....	25
c. Armement en nappe.....	25
II.4.3.les differentes types des lignes aeriennes.....	26
II.4.3.1. Lignes de grand transport	26
II.4.3.2. Lignes d'interconnexion	26
II.4.3.3. Lignes de répartition	26
II.4.3.4. Lignes de distribution	26
II.5. Topologie des réseaux	26

II.6. Conclusion	28
------------------------	----

Chapitre III

Dimensionnement de la future ligne TG-DL

III.1 Introduction	30
III.2. Choix de section du conducteur	30
III.2.1. Critère de courant nominal	30
III.2.2. Critère du courant de court-circuit	31
III.2.3. Critère de la chute de tension	32
III.2.3.1. Expression mathématique et diagramme vectoriel	33
III.3. Détermination de la longueur de la chaîne de suspension	34
III.3.1. Méthode pratique pour calculer le nombre d'assiettes	34
III.3.2. Méthode pour calculer le nombre d'assiettes	35
III.4. Dimensionnement de la future ligne TG-DL	35
III.4.1. Détermination de la puissance installée et la puissance utilisée	36
III.4.1.1. Calcul de la puissance transportée par les lignes électriques	37
III.4.2. Choix de la section technique du conducteur	37
III.4.2.1. Critère de courant nominal	37
III.4.2.2. Critère du courant de court-circuit	38
III.4.2.3. Calcul de la section :	38
III.4.3. Critère de la chute de tension	38
III.4.3.1. Régime normale :	38
III.4.3.2. Régime avarie :	39
III.4.4. Calcul de courant admissible	39
III.4.4.1. Calcul de courant admissible pour 75 [Km]	39
III.4.5. Calcul de la chute de tension pour 82,5 [Km]	40
III.4.5.1. Régime normale	40
III.4.5.2. Régime avarie	40
III.4.6. Calcul des pertes joules	41
III.4.6.1. Calcul de courant	41
III.4.6.2. Pertes joules par la première méthode	41
III.4.6.3. Pertes joules par la deuxième méthode	41
III.4.7. Calcul du nombre d'assiettes	41

III.4.7.1.calcul L_f	41
III.5.Résultat générale :	42
III.6.Conclusion.....	44

Chapitre IV

La protection de la nouvelle ligne TG-DL

IV.1. Introduction	46
IV.2.Système de protection	46
IV.2.1.Définition	46
IV.3. Qualités principales d'un système de protection	46
IV.3.1.Rapidité	46
IV.3.2.Sélectivité	46
IV.3.2.1.Sélectivité ampèremétrique	47
IV.3.2.2- Sélectivité chronométrique	47
IV.3.3.Sensibilité	48
IV.3.4. Fiabilité	49
IV.4.Chaîne générale d'un système de protection.....	50
IV.5. Philosophie de protection dans les réseaux nationaux	50
IV.5.1.Les différents types de protection	51
IV.5.2.La technologie des protections.....	51
IV.6. Les anomalies dans un réseau électrique.....	51
IV.6.1 Les courts-circuits	51
IV.6.2 Les surtensions	51
IV.6.3 Les surcharges	51
IV.6.4 Les oscillations:.....	52
IV.6.5 Les déséquilibres	52
IV.7. La protection de ligne HTB.....	52
IV.7.1 la protection principale de distance	52
IV.7.1.1 Réglage de démarrage	54
IV.7.1.2 Technique de réglage des zones de mesure.....	55
IV.7.2.La vérification de synchronisation	57
IV.7.3 Dispositif de réenclenchement automatique.....	57
IV.7.4 .protection de secoure des lignes.....	57

IV.7.5. Protection défaillance disjoncteur	57
IV.7.6. dispositif de localisation de défaut	58
IV.8. Conclusion.....	58
Conclusion générale.....	60
BIBLIOGRAPHIE.....	62
ANNEXE.....	64

Liste des figures

Fig. I.1. Situation géographique d'in amenas.....	05
Fig. I.2. Les régions pétrolières en Algérie.....	06
Fig. I.3.Les champ pétroliers de in amenas.....	07
Fig. I.4.Organigramme de la division de in amenas.....	08
Fig. I.5.Organigramme de la division maintenance.....	09
Fig. I.6.Fiche technique de la centrale électrique.....	11
Fig. I.7.Les bruleurs.....	13
Fig. I.8.Moteur de lancement.....	13
Fig. I.9.L'embrayage.....	14
Fig. I.10.Alternateur.....	15
Fig. II.1.Schéma descriptive des réseaux électriques.....	19
Fig. II.2.Les gammes de tension en Algérie.....	19
Fig. II.3.Conducteurs usuelles.....	21
Fig. II.4.Isolateur de suspension en verre.....	23
Fig. II.5.Armement en triangle.....	24
Fig. II.6.Armement en drapeau.....	25
Fig. II.7.Armement en nappe.....	25
Fig. II.8.Topologie des réseaux.....	27
Fig. III.1.Critères de chute de tension.....	32
Fig. III.2.Schéma électrique.....	33
Fig. III.3.Diagramme vectoriel de la chute de tension dans un réseau.....	34
Fig. III.4.Structure du futur réseau électrique SH-INAS.....	36
Fig. III.5.Représentation entre les deux postes électriques.....	37
Fig. III.6.Réseau en boucle ouverte.....	39
Fig. IV.1. Fonctionnement d'une sélectivité ampérométrique.....	47
Fig. IV.2.Principe de la sélectivité chronométrique.....	48
Fig. IV.3.Fiabilité d'une protection.....	49
Fig. IV.4.Association de protection.....	49
Fig. IV.5.Principe de base du fonctionnement.....	53
Fig. IV.6.Schéma du principe de la sélection des zones de mesures.....	53
Fig. IV.7.Les zones de réglage de protection.....	54
Fig. IV.8. Les zones de réglage de protection.....	54
Fig. IV.9. Les zones de réglage de protection.....	55
Fig. IV.10. Les zones de réglage de protection.....	55
Fig. IV.11. Les zones de réglage de protection.....	56

Liste des tableaux

Tableau .II.1. Domaine des tensions.....	20
Tableau .III.1. Puissance et courant de court-circuit.....	31
Tableau .III.2. Les normes de la chute de tension.....	34
Tableau .III.3. Choix du nombre d'assiette en fonction du niveau de tension.....	34
Tableau .III.4. Les donnés sur les réseaux.....	35
Tableau .III.5. Données électriques.....	36
Tableau .III.6. Résultat général.....	44

INTRODUCTION GENERALE

Les réseaux électriques sont considérés comme des infrastructures hautement critiques pour notre société. Ces réseaux sont conçus d'une manière à assurer la continuité du service en toute sécurité. A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Ainsi, les transits de puissances circulent de l'amont depuis les productions d'énergie électrique vers l'aval représenté par les consommateurs. Le « système » réseau électrique met donc en œuvre des milliers de kilomètres de ligne, des milliers de poste de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage.

Dans les réseaux actuels, suite à la demande qui peut être grande en des moments de pointe, on fait appelle à l'interconnexion des réseaux de production afin d'assurer la compensation en énergie demandée. Cependant le réseau peut être soumis à des perturbations se propageant vite et sur une partie étendue, et qui peuvent avoir un impact critique pour tout le système électrique. Ces perturbations peuvent être, entre autres, accentuées par des productions locales ajoutées sur le réseau transport ou de distribution. Parmi ces problèmes, la fragilité incontestable du réseau de transport d'énergie.

Au sein de notre lieu de stage pratique, nous avons constaté que les réseaux de transport utilisés dans les deux centrales INA et ALRAR sont à haute tension (HTB) (de 60 kV) et ont pour but d'acheminer de grande énergie vers les installations consommatrices d'électricité [1]. Les grandes puissances transitées imposent des lignes électriques de forte capacité de transit, ainsi qu'une structure maillée (ou interconnectée). A cet effet, il y a lieu de prendre en considération que :

1- Le secteur Ouest (TG-EAL-UDA) est raccordé par une seule ligne 60kv d'une consistance de 58Km provenant d'INA vers poste TG et acheminé vers l'EAL et l'UDA à travers un réseau 30Kv depuis le Poste de TG.

2- Le site de DL est raccordé à travers une seule ligne et qui transite par le poste GSS indépendamment de la centrale électrique INA.

De ce qui précède, on peut clairement observer une fragilité incontestable du transport d'énergie car en cas de problème survenu sur les différents équipements HT à n'importe quel point de la ligne, l'installation en aval sera privée d'électricité jusqu'à la remise en état normale du défaut qui peut prendre parfois plusieurs jours suivant la nature du problème et la

disponibilité des moyens humains et matériels. Donc, l'objet principal de notre projet de fin d'étude c'est l'étude et dimensionnement de la nouvelle ligne de transport TG-DL afin d'assurer une meilleure alimentation de la zone d'Edjelle. Notre travail est structuré comme suit :

- Le premier chapitre donne une représentation générale de la région in amenas
- Le deuxième chapitre donne une vision globale sur les réseaux électriques
- Le troisième chapitre étudie le dimensionnement de la future ligne TG-DL
- Dans le dernier chapitre, traite les différents types des protections électriques de la future ligne TG-DL
- Enfin, le travail se termine par une conclusion générale.

CHAPITRE I

Présentation générale de la région In Amenas

SH-DP-INAS

I.1. Introduction

I.2. Présentation générale de l'entreprise SONATRACH

I.2.1. Historique

Afin d'assurer le contrôle et la gestion du secteur naissant dans les années 1950 des hydrocarbures, une direction de l'énergie des carburants a été mise en place en Algérie. Des indicateurs significatifs d'une évolution peu probable du secteur des hydrocarbures ont été constatés.

Pour l'Algérie, qui sort de la guerre à l'indépendance, une telle situation ne pouvait nullement convenir à sa stratégie de développement. Pour cela, l'État Algérienne se dota d'un instrument permettant la mise en œuvre d'une politique énergétique en créant le 31-12-1963 par décret n 63 / 491 la société nationale pour le transport et canalisation des hydrocarbures.

Cette société a changé les stratégies selon le statut le 22-07-1966 décret n 66/292, pour devenir transformation et commercialisation des hydrocarbures.

Après la nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971 la volonté de l'Algérie de récupérer ses richesses naturelles et d'assurer pleinement le contrôle de leurs exploitation, amena à nationaliser la production des hydrocarbures le 24-02 1971 par la signature d'une ordonnance définissant le cadre d'activité des sociétés étrangères en Algérie.

Grâce à cette nationalisation, l'entreprise SONATRACH est passée d'une petite entreprise de 33 agents en 1963 à un effectif de 103000 employés à lister de toutes les sociétés nationales et sur la base d'orientation politique en 1982 l'entreprise SONATRACH a fait l'objet d'un découpage qui a donné naissance à 17 entreprises :

- NAFTAL pour le raffinage et la distribution des hydrocarbures
- NAFTEC pour le raffinage
- ENIP pour l'industrie pétrochimie
- ENPC pour l'industrie du plastique et caoutchouc
- Trois entreprises de réalisation :
- ENGTP. Pour les grands travaux pétroliers
- ENGCB. Pour le génie civil et bâtiment ENAC.

Pour les canalisations Six entreprise de service :

- ENAGEO pour la géophysique
- ENAFOR et ENTP pour le forage
- ENSP pour les services au puits
- ENEP pour l'engineering pétrolier
- CERHYD pour le cette de recherche des hydrocarbures

I.2.2. SONATRACH Division Production IN- AMENAS

SONATRACH est une société nationale de transport par canalisation des hydrocarbures a été crée en 1963.elle intervient également dans d'autres secteurs, tels que la génération électrique, les énergies nouvelles est renouvelables ainsi que le dessalement de l'eau de mer, ce que fait d'elle :

- La première société en Afrique et la 12^{ème} au niveau mondiale.
- Deuxième exportateur de GNL et GPL.
- Troisième exportateur du gaz naturel.

Son potentiel humain est d'environ de 120 000 personnes dans l'ensemble de ses branche

I.2.3. Situation géographique d'in amenas

In amenas est située dans le sud Algérien à 1600[km] d'Alger, à 730 [km] au sud de Hassi Massoud à la frontière Libyenne, au centre de ce qu'on appelle le bassin d'Illizi (voir figure I.1)



Fig. I.1.Situation géographique d'in amenas [1]

I.2.4. Importance de la région In Amenas

Elle représente le deuxième champ d'exploitation pétrolière en Algérie avec une capacité de production de 5000[m³/jour] environ. L'exploitation du champ, situé dans une zone géographique particulièrement défavorisée, a nécessité l'implantation d'un certain nombre d'équipement. C'est ainsi qu'à IN AMENAS, dans un rayon ne dépassant pas 5 [km], on dénombre trois groupes d'installations majeures :

- Des centres de stockage.
- Des bases de vie.
- Des bases industrielles.

I.2.5. Les champs pétroliers In Amenas

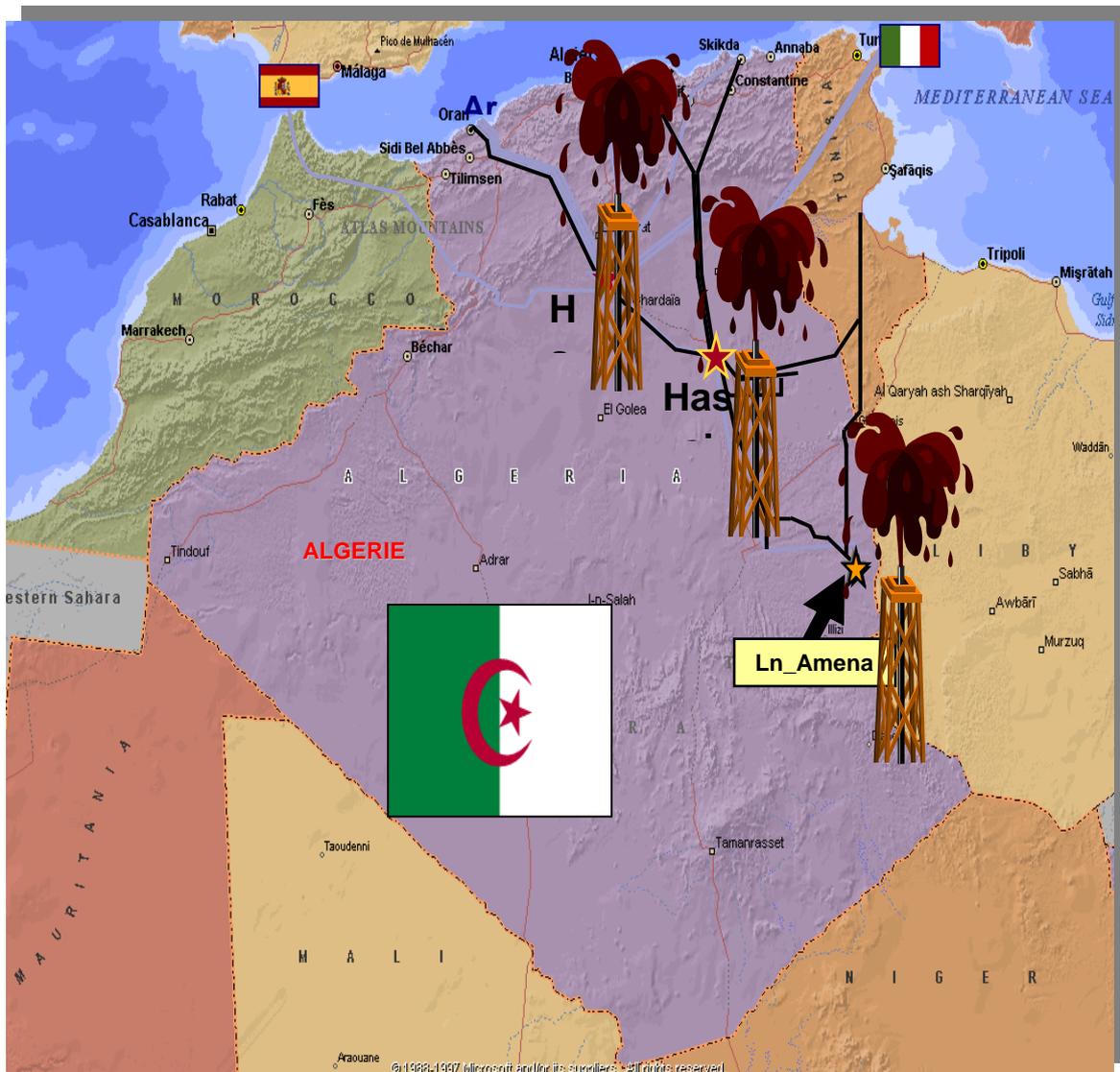


Fig. I.2. Les régions pétrolières en ALGERIE [1]

Cette région pétrolière est constituée de trois secteurs, à savoir :

- Le secteur Nord (ZARZATINE) à 30 [km] d'IN AMENAS.
- Le secteur Est (EDJELLEH) à 60 [km] D'IN AMENAS.
- Le secteur Ouest (TIGUENTOURINE, AL EBD LARACH, ASSIKIEFAP...)

Ces trois secteurs sont des champs de production de pétrole et de gaz appartenant à la SONATRACH direction régional D'IN AMENAS (voir figure I.3)



Fig. I.3. Les champs pétroliers d'in amenas [3]

I.2.6. Présentation des divisions de In amenas

La structure de la direction régionale d'In Amena est donnée par l'organigramme de la figure suivant :

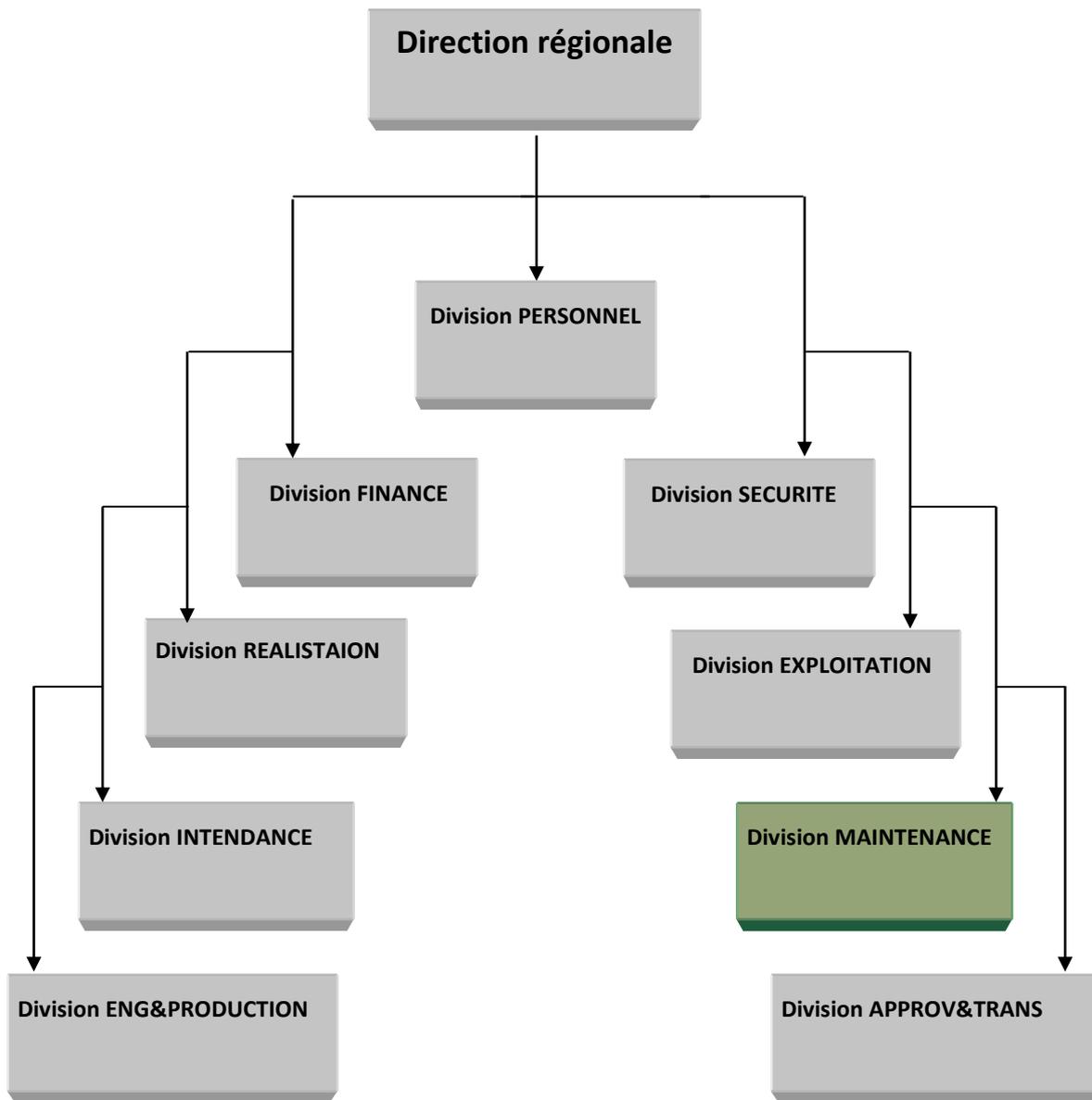


Fig. I.4. Organigramme de la division d'in amenas [3]

I.2.6.1. Présentation de la division maintenance

C'est une structure technique composée d'un ensemble de service, les taches de maintenance sont repartie en fonction des spécialités, cordonnées et préparées par le service méthode. Le rôle de la division maintenance est de maintenir les équipements en bon état de fonctionnement et d'assure la capacité normale de production d'équipement. La division de maintenance et charger de l'entretien de la ligne, elle est constituée de 4 services (voir fig. I.5)

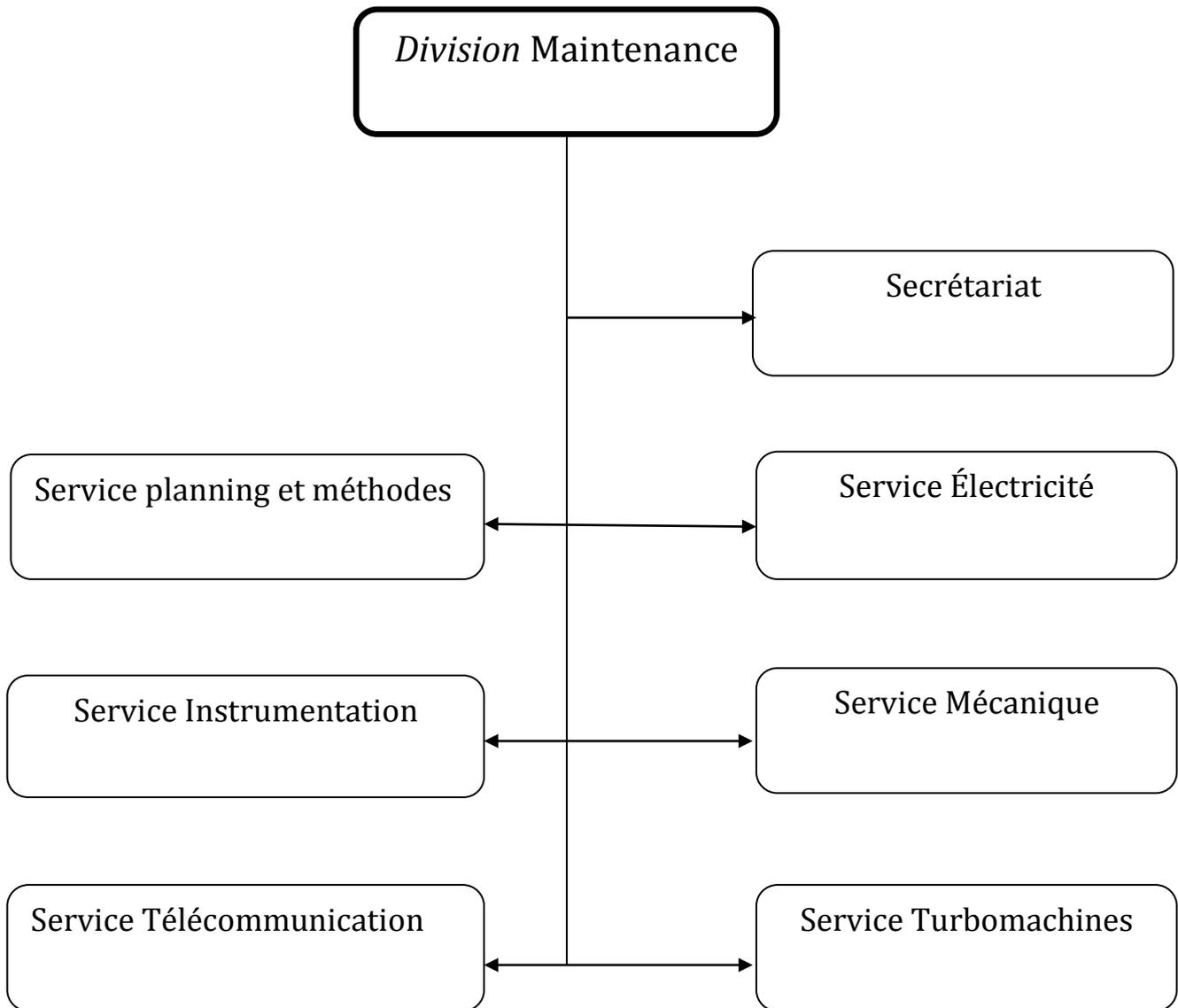


Fig. I.5. Organigramme de Division Maintenance [3]

a. Service électricité

Se service s'occupe de trois types d'équipements :

- équipements industriels
- équipements électromécaniques
- équipements de conditionnements

b. Service méthode

C'est un service de coordination entre les autres services, ses fonctions principales sont

- suit des approvisionnements en matière première (pièce de rechange)

- établissement de plans de production
- élaboration des rapports d'incidents
- analyse des dossiers technique et historiques des équipements
- établissement des mis a jours des catalogues constatant des dossiers équipements

c. Service mécanique

Ce service s'occupe essentiellement de la maintenance des parties mécaniques des équipements principaux des stations de pompage, il est constitué d'un atelier de réparation, doté de toutes les machines nécessaire, dépannage et modification.

d. service instrumentation et télécommunication

Ce service s'occupe de quatre types d'équipements :

- appareils de mesures
- radio HT fixe, HT mobile
- réseau téléphonique
- réseau télégraphique

Pendant notre visite a la direction INA AMENAS nous avons visités

I.3. La centrale électrique (CE)

I.3.1. Description générale de la centrale

Cette centrale est une centrale à turbine à gaz, mise en marche en 1959 par la CREPS avec une production de 35 [MW], destinée à l'électrification des secteurs d'IN AMENAS (ZARZAITINE, EDJELEH et la MAISON ROUGE.) (Voir figure I.6)

La surface totale occupée par le hall des machines, le bâtiment de commande et les installations annexes est de 26.000 [m²]. Elle comprend le Hall des machines, de dimension 63 x 19,20 [m], à 7 travées de 9 [m] de largeur chacune dont 5 sont occupées par les groupes, composé de

- le rez-de-chaussée : groupes électrogènes de secours, compresseurs d'air, centrale de climatisation, pompes fuel, local batteries, et atelier mécanique.
- 1° étage : salles des armoires électriques.
- 2° étage : salle de contrôle.
- un poste électrique.
- un poste de détente de gaz.
- un réservoir de pétrole.

<u>Fiche technique de la Centrale Électrique</u>	
Date de mise en service	1960
Puissance totale installée.....	35[MW]
Nombre de turbo-alternateurs.....	5
Production d'énergie cumulée.....	1.857[KWh]
Principaux abonnés	-SONATRACH
Réseau de transport d'énergie :	
-lignes aériennes : 30[KV].....	83[Km]
-lignes aériennes : 63[KV].....	115[Km]

Fig. I.6. Fiche technique de la centrale électrique [2]

I.3.2. Structure de la centrale [3]

La centrale électrique d'In Amenas fournit l'énergie électrique nécessaire pour

- le pompage et les utilités
- les champs de Zarzaitine, Tiguentourine et La Reculée.
- SONELGAZ.

Des lignes aériennes de 60 [KV], 30 [KV] et 5,5 [KV] transportent cette énergie aux différents champs, centres de séparation, bases de vie et puits producteurs d'eau équipés de pompes de fonds électriques. La centrale se compose des équipements suivants

- 3 groupes turboalternateurs SFAC (licence Westinghouse) de puissance nominale 6,4 [MW] chacun
- 1 groupe turboalternateur SFAC (licence Westinghouse) de puissance nominale 8 [MW]
- 1 groupe turboalternateur FIAT TG7 (licence Westinghouse) de puissance nominale 8.2 [MW]
- 2 groupes électrogènes de secours de 500[KW] chacun
- 2 compresseurs airs instruments
- 2 transformateurs 5,5/60[KV] de puissance nominale 7 [MVA] chacun

- 3 transformateurs 5,5/30[KV] de puissance nominale 4 [MVA] chacun (nouvelle installation)
- 3 transformateurs 5,5/15[KV]de puissance nominale 3[MVA] chacun
- 38 disjoncteurs MT et HT.

I.4.3. Description des machines

Les turbines SFAC type W81 et FIAT TG7 sont à simple cycle et circuit ouvert. Elles comprennent essentiellement :

- un compresseur axial à 16 étages.
- une turbine à 5 étages.
- 6 chambres de combustion disposées en barillet conique entre le compresseur et la turbine, dans le vaste carter de refoulement.
- un alternateur 5.5[KV] et une excitatrice de 130[V]et 210[A]

I.4.4.La partie mécanique

Chaque groupe turbo-alternateur est constitué de :

- une Turbine a 6 chambres de combustion
- un compresseur.
- un moteur de lancement.
- un moteur vireur.
- un réducteur de vitesse.
- une pompe à huile principale.
- une pompe à huile auxiliaire.
- une pompe à huile de secours
- tour de filtration
- partie échappement

I.4.4.1. La turbine

La turbine a 5 étages de puissance nominale 6400[KW] (550 [m] d'altitude et 15[°C]) et 4200[KW] (a 50[°C]).la vitesse de rotation est de 5700 [tr/min]

Cette turbine est prévue pour fonctionner au gaz naturel et au pétrole brut, avec passage manuel d'un combustible à l'autre par changement des bruleurs.

I.4.4.2. Le compresseur : axial a 16 étages, avec un taux de compression : 6

I.4.4.3. Les chambres de combustion

IL y a 6 chambres de combustion avec 6 bougies d'allumage, une enveloppe de pression, un jeu d'injecteurs à combustible liquide, un jeu d'injecteurs à combustible gazeux, et une interconnexion entre les chambres de combustions. Les chambres ont une surface annulaire permettant le passage d'air relativement frais venant du compresseur.(voir figure I.7)



Fig. I.7. Les bruleurs [1]

I.4.4.5. Le moteur de lancement

Le moteur de lancement a une puissance de 315 [KW] d'une vitesse nominale de 1500 [tr/min] et une alimentation de 380 [V] triphasé, 50 [Hz]. Il est de type protégé, auto ventilée assure le démarrage du groupe par l'intermédiaire d'un embrayage pneumatique placé entre le palier indépendant de l'excitatrice et le moteur de lancement lui-même muni de deux paliers flasque à roulement (Voir figure. I.8)



Fig .I.8 . Moteur de lancement [1]

I.4.4.5. Le moteur vireur

Le moteur vireur a une vitesse de rotation 1500 [tr/min] et une alimentation de 380[V] triphasé, et il permet de réduire la vitesse de rotation de l'arbre de la turbine de 9[tr/min]. Il est utilisé pour faire tourner le rotor du groupe turbo compresseur à une vitesse réduite lorsque la turbine s'arrête afin de réduire au minimum les déformations de l'arbre.

I.4.4.6. La pompe à huile principale

La pompe à huile principale un débit de 40 [m³/h], une pression de refoulement de 5[kg/cm²], et une vitesse de rotation de 3000[tr/min].

I.4.4.7. La pompe à huile auxiliaire

La pompe à huile auxiliaire a un débit de 40[m³/h], une pression de refoulement de 3 [kg/cm²] une puissance du moteur 10[Ch], une vitesse de rotation du moteur de 2930[tr/min], et une alimentation de 380[v] triphasé.

I.4.4.8. La pompe à huile secours

La pompe à huile secours a un débit de 18[m³/h], une pression de refoulement de 1 [kg/cm²], une puissance du moteur 3[Ch], une vitesse de rotation du moteur de 2900[tr/min], et une alimentation de 125[V] continu.

I.4.4.9. Le réducteur de vitesse

Le réducteur de vitesse c'est une roue et un pignon est compose d'une roue a double denture hélicoïdale d'un rapport de 1,9.

I.4.4.10. L'embrayage

C'est un embrayage pneumatique FAWICKAIRFLEX type 14CBX400, son alimentation est assurée par l'air comprimé a 7 [Kg/cm²] qui est admis a l'embrayage par un forage. (voir fig. I.9)



Fig. I .9 . L'embrayage [1]

I.5. Partie électrique

I.5.1. L'alternateur

L'alternateur est caractérisé par : une puissance de 9000 [kW], une vitesse de rotation de 3000 [tr/min] ,une tension de 5,5 [Kv] et un $\cos \varphi=0.8$. Il est de type fermé comporte un seul palier flasque disposé du côté opposé à la turbine, le rotor était accouplé directement à l'arbre secondaire du réducteur de la turbine. (Voire fig. I.10)



Fig. I.10. Alternateur [1]

I.6. Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'historique de l'Enterprise, son organisation, son fonctionnement ainsi que des détails sur la centrale électrique existante au niveau de champs d'in Amenas. Il est à signaler que pendant notre stage, nous avons constaté que le site DL, est alimenté à travers une seule ligne ce qui met la sécurité d'alimentation du site en péril. Pour cela la direction régionale a pris une décision d'assurer l'alimentation d'Edjeleh à travers une deuxième nouvelle ligne d'alimentation en vue d'augmenter la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique d'Edjeleh. ;Donc l'objet de notre travail c'est l'étude et la modélisation de cette ligne en vue de la dimensionner et de la protéger et ceci afin d'assurer une meilleure alimentation d'Edjeleh.

CHAPITRE II

Les réseaux électriques

II.1. Introduction

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Ainsi, les transits de puissances circulent de l'amont depuis les productions d'énergie électrique de type grosses centrales thermiques, hydraulique ou nucléaire, vers l'aval représenté par les consommateurs.

Le «système » réseau électrique met donc en œuvre des milliers de kilomètres de ligne, des milliers de poste de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage, dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique. Ainsi, des contrôles hiérarchisés assurent la tenue en tension et en fréquence ; ceux-ci couplés aux divers automates, ont la charge de garantir la continuité de service du système.

Cependant le réseau peut être soumis à des perturbations se propageant vite et sur une partie étendue, et qui peuvent avoir un impact critique pour tout le système électrique. Ces perturbations peuvent être, entre autres, accentuées par des productions locales ajoutées sur le réseau transport ou de distribution.

On assiste donc à une prolifération de système de production décentralisée connectée pour l'essentiel à un système électrique non prévu pour les accueillir.

II.2. Différents types de réseaux électriques [4]

Le réseau électrique est constitué de (voir figure II.1)

II.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion HTB

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement pour mission

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport).
- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion).
- Leur tension est supérieure à 63[kV] selon les régions 90[kV], 150 [kV], 220[kV] et dernièrement 420[kV].

- Neutre directement mis à la terre.
- Réseau maillé.

II.2.2. Réseaux de répartition HTB et HTA

Les réseaux de répartition ou réseaux à Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport.

Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 [MVA] sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation.

En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres.

Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HTB/HTA et, d'autre part, les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 60[MVA]) nécessite un raccordement à cette tension.

- La tension est 90[KV] ou 63 [KV].
- Neutre à la terre par réactance ou transformateur de point neutre.
- Limitation courant neutre à 1500 [A] pour le 90 [KV].
- Limitation courant neutre à 1000 [A] pour le 63 [KV].
- Réseaux en boucle ouverte ou fermée.

II.2.3. Réseaux de distribution

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 [kV] et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA.

Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique.

II.2.3.1. Réseaux de distribution à moyenne tension HTA

Caractérisé par :

- HTA (5,5[kV]. 10 [kV] et 30 [kV] le plus répandu).
- Neutre à la terre par une résistance.
- Limitation à 300 [A] pour les réseaux aériens.
- Limitation à 1000 [A] pour les réseaux souterrains.

- Réseaux souterrains en boucle ouverte.

II.2.3.2. Réseaux de distribution à basse tension BTA

- BTA (230 / 400 [V]).
- Neutre directement à la terre.
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés.

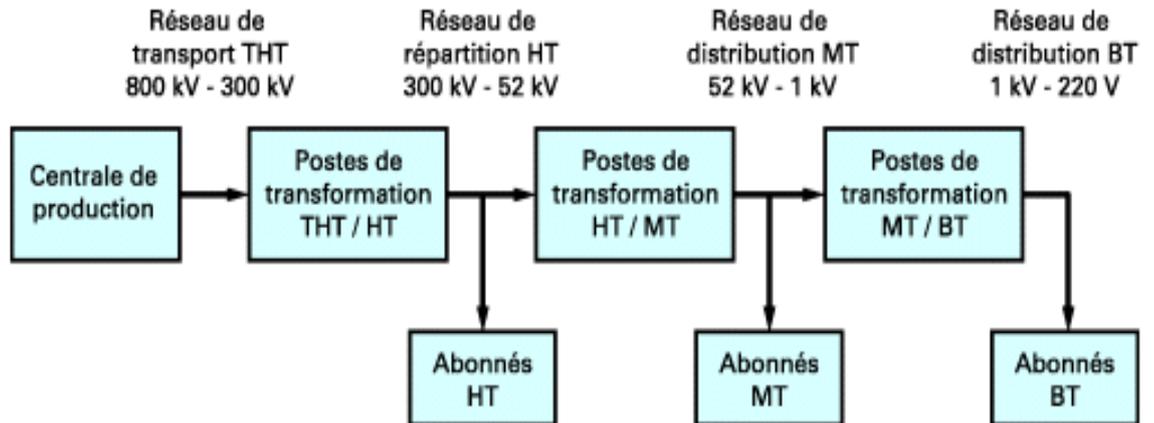


Fig. II.1. Schéma de description des réseaux électriques [16]

II.3. Gamme des tensions utilisées en l'Algérie

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

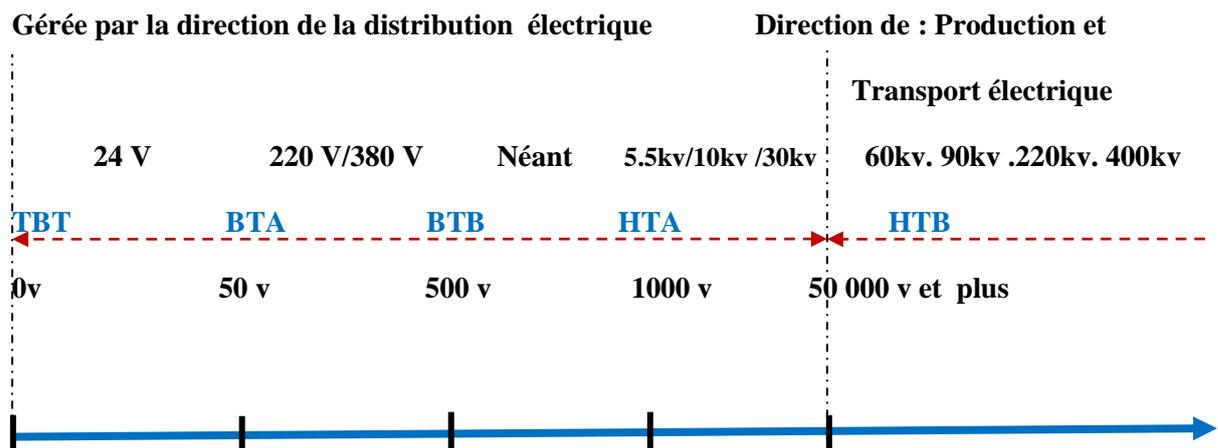


Fig.II.2 : Les gammes de tension en Algérie. [16]

Domaines de Tension		Valeur de la tension composée nominal (U_n en volts)	
		Courant alternatif	Courant continu
Très Basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse tension BT	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1\,000$	$750 < U_n \leq 1\,500$
Haut tension HT	HTA	$1\,000 < U_n \leq 50\,000$	$1\,500 < U_n \leq 75\,000$
	HTB	$U_n > 50\,000$	$U_n > 75\,000$

Tableau II.1. domaines de tension

II.4. Lignes et câbles électriques haute tension [5]

Une ligne aérienne HT est constituée d'un ensemble de conducteurs assurant avant tout la continuité électrique et réalisant une connexion entre deux nœuds (postes) d'un réseau électrique.

Dans cette partie, nous allons décrire brièvement, les contraintes de conception d'une ligne aérienne HT et les différents matériels la constituant. Nous présenterons également le modèle des lignes HT.

II.4.1. Contraintes de concepts

- Des contraintes diélectriques créées par la tension des conducteurs ;
- Des contraintes internes créées par le courant de transit dans les conducteurs (en régime normal ou en cas de court-circuit) ;
- Contraintes créées par l'implantation des ouvrages (gênes visuelles, des perturbations dans les circuits de télécommunication et des canalisations enterrées et des phénomènes de conduction dans le sol en cas de défaut à la terre) ;
- Des contraintes mécaniques (flèches, tension mécanique ...) principalement créées par les conditions météorologiques (givres).

II.4.2. Matériels entrants dans la constitution d'une ligne aérienne [6]

Les principaux composants des lignes aériennes sont

- Les conducteurs (Phases + câble(s) de garde).
- Les isolateurs.
- Les pylônes (supports)

II.4.2.1. conducteur

Les conducteurs utilisés dans la construction des lignes aériennes sont, d'une façon générale, des câbles et, exceptionnellement, des fils ronds uniques, mais seulement en fils de cuivre de diamètre inférieur ou égal à 5 [mm]. Nous pouvons trouver des conducteurs en :

- Cuivre : ce matériau n'est plus utilisé pour les lignes à haute tension ;
- Aluminium – Acier : les câbles sont une combinaison de fils d'acier galvanisé formant l'âme du conducteur, sur laquelle est câblé un nombre convenable de couches de fils d'aluminium ;
- Alliage d'aluminium (Almélec) : c'est le matériel le plus fréquemment utilisé ; c'est un alliage comprenant du magnésium et du silicium. L'avantage de cet alliage est la contrainte de rupture en traction qui permet de l'utiliser en câble homogène, même pour des portées de longueur importante.

Les câbles sont normalement formés de couches successives de brins ronds à sens d'enroulement alternés, de façon à limiter le plus possible les réactions de torsion. Lorsque tous les brins ont le même diamètre, le câble est dit **équilibrin**. (Voir figure II.3)

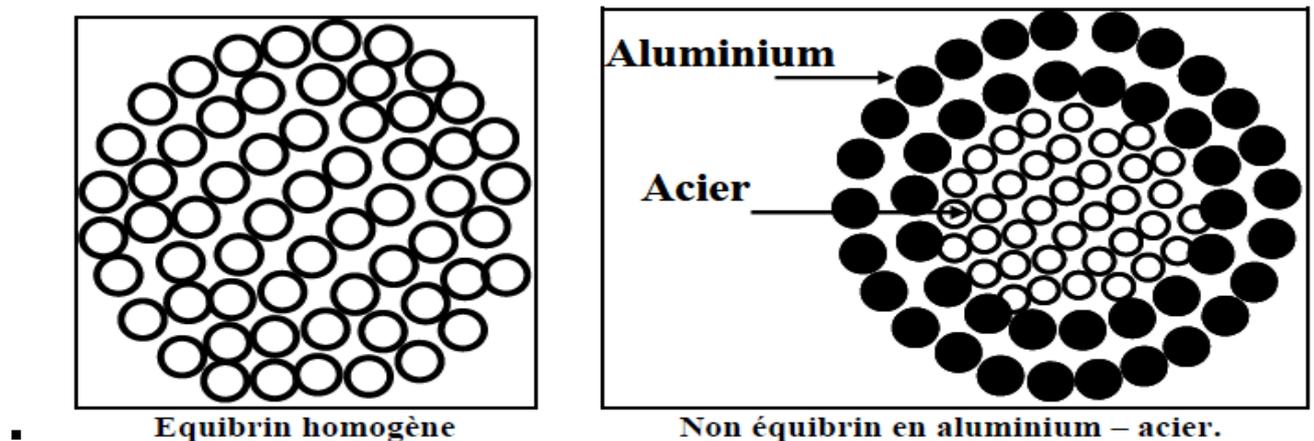


Figure II.3 : Conducteur usuels [13]

Lorsqu'on aborde les très hautes tensions, le phénomène d'effet couronne peut exister pour des câbles ayant une section conductrice suffisante au point vue résistance électrique et pertes actives. On est alors conduit à augmenter le diamètre extérieur du conducteur et à laisser un vide à l'intérieur. Pour cela, on utilise des conducteurs en faisceau.

Les inconvénients de cette solution sont d'ordre mécanique (nécessité de maintenir l'écartement des conducteurs entre toises rapprochées, surtout dans des zones où il y a le givre ou le vent violent).

a. Câbles de garde

Sur une ligne aérienne, on trouve des câbles de gardes dont le rôle est multiple

- Protection contre les coups de foudre directs : on admet généralement que le nombre de déclenchement provoqué par la foudre, en 400[kV] par exemple, est divisé par six lorsque la ligne est équipée de câble de garde ; il en résulte une amélioration de la qualité du service et une diminution des contraintes supportées par le matériel.
- Diminution de l'induction dans les circuits de télécommunication ou les conduits enterrés : les câbles de garde constituent un écran et réduisent les phénomènes d'induction dans les circuits ou conduits voisins qui sont parallèles à la ligne.
- Interconnexion des mises à la terre des supports.

Les avantages et les inconvénients

Que procurent les câbles de garde sont les suivants

Les avantages

- Dans les zones où les résistances des mises à la terre de certains supports sont élevées, la résistance d'un défaut monophasé se produisant sur la ligne est réduite par la mise en parallèle des mises à la terre. Il en résulte une amélioration du fonctionnement des protections (les courants de défauts sont suffisamment élevés pour être perçus par les protections) ;
- Dans les zones où les courants de court-circuit sont importants, la présence de câbles de garde diminue l'élévation du potentiel du support au moment du défaut et, par conséquent, les tensions de pas et les risques d'amorçage aux objets proches du défaut (clôtures, par exemple).

Les inconvénients

- Augmentation du coût d'installation d'une ligne
- Dans les zones à givre lourd, ils sont fréquemment la cause d'avaries (télescopage entre fils de garde et conducteurs de phase)

- A des niveaux de tensions élevées, les pertes d'énergie dues à la circulation des courants parasites induits dans les câbles de garde (cas de deux câbles de garde) peuvent atteindre une fraction non négligeable des pertes par effet Joule dans les conducteurs de la ligne.
- Utilisation en télécommunication : certains câbles de garde comportent des circuits de télécommunication permettant la transmission d'ordres et de données entre deux postes reliés par une ligne à haute tension. Ces câbles de garde de la famille Thym (câble coaxial, Thym C, quartes téléphonique, Thym Q, et fibres optiques, Thym F)

II.4.2.2. Les isolateurs [7]

La fixation et l'isolation entre les conducteurs et l'armement d'un support est assurée par des isolateurs ; ils ont un rôle à la fois mécanique et électrique. Ceux-ci sont réalisés en verre, en céramique, ou encore en porcelaine qui actuellement est en voie de disparition. Les isolateurs en verre ou en céramique, ont en général la forme d'un empilement d'assiettes. (Voir figure II.4)

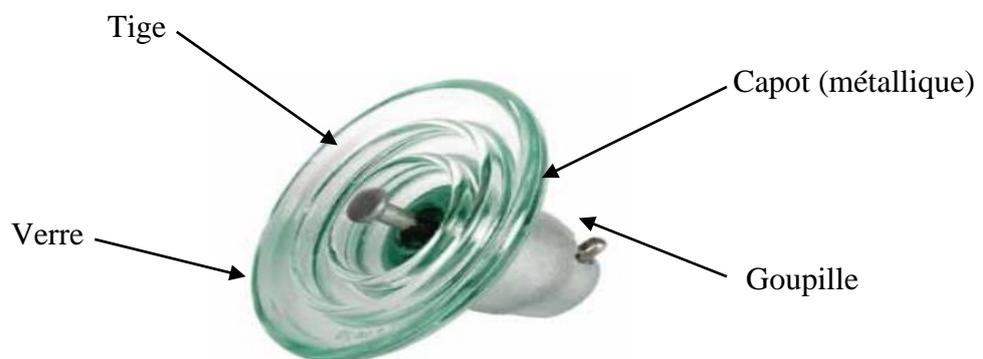


Fig II.4 : Isolateur (CTV) HT de suspension en verre. [7]

Les isolateurs sont classés en deux catégories qui sont

a. Les isolateurs rigides

Qui sont constitués d'assiettes colées, ils peuvent être utilisés en position verticale, horizontale ou oblique.

b. Les isolateurs suspendus

Les chaînes d'isolateurs sont constituées d'assiettes emboîtées. Ils offrent l'avantage d'établir une liaison souple entre les conducteurs et leurs supports, permettant de mieux

repartir les efforts entre les portées. Ils sont généralement utilisés dans les cas des ossatures principales où les conducteurs sont suspendus. On choisit l'isolateur d'après :

- De la tension de service de la ligne ;
- Des efforts mécaniques auxquels ils sont soumis (poids des conducteurs et du givre, action du vent...);
- Du prix de revient de la ligne et de son importance ; ce critère permet de choisir la nature des isolateurs : rigides ou suspendus.
- De la pollution du site.

II.4.2.3. Les supports (pylônes)

Les différentes dispositions des conducteurs (ou armement de la ligne) sont

a. Armement en triangle

Cet armement exige des dimensions transversales réduites, donc permet d'obtenir assez facilement une bonne tenue du support aux efforts de torsion, mais la hauteur est nécessairement élevée. (voir figure II.5)

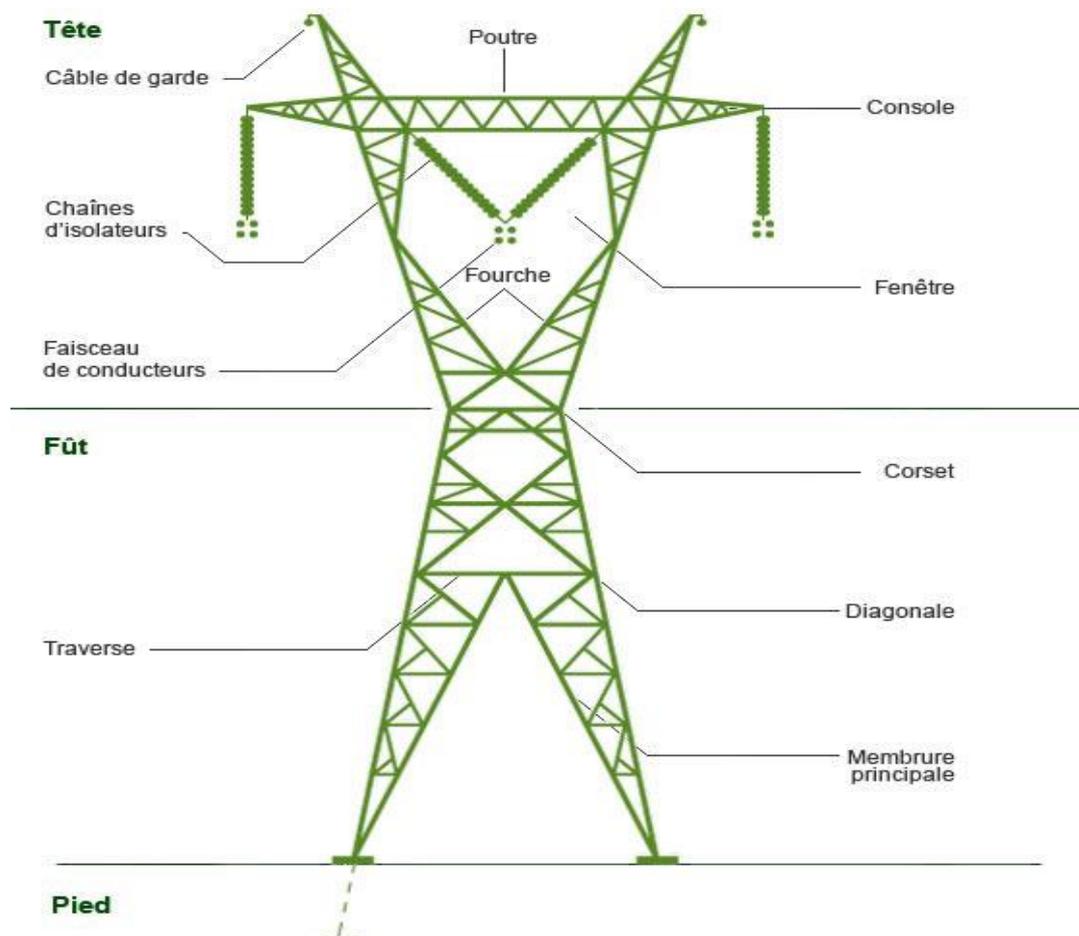


Fig. II.5 : armement en triangle [8]

b. Armement en drapeau

Ce type de support est peu fréquent pour les lignes HT et THT à un seul circuit. Cet armement est pratiquement imposé en zones fortement urbanisées. (Voir fig II.6)



Fig. II.6 : armement en drapeau [8]

c. Armement en nappe

Cet armement en nappe exige des supports plus larges mais moins élevés que pour les autres armements et donne une plus grande sécurité en cas de décharge de givre et d'oscillations verticales des conducteurs. Il permet, par installation de deux câbles de garde, de protéger la ligne contre les coups de foudre et il est bien adapté aux lignes de montagne. (voir fig. II.7)



Fig. II.7 : armement en nappe [8]

II.4.3. Les différents types des lignes

Les lignes assurent la continuité électrique entre deux nœuds du réseau et peuvent être classées selon les types suivants [9]

II.4.3.1. Lignes de grand transport

Les lignes de grand transport entre un centre de production et un centre de consommation ou un grand poste d'interconnexion.

II.4.3.2. Lignes d'interconnexion

Les lignes d'interconnexion entre plusieurs régions ou plusieurs pays (secours mutuel).

II.4.3.3. Lignes de répartition

Elles dirigent l'énergie depuis les grands postes d'interconnexion vers les postes alimentant les réseaux de distribution ou ceux des grands clients nationaux.

II.4.3.4. Lignes de distribution

Entre un centre de transformation HTA / BTA et les consommateurs BT, ou postes de transformation HTB/HTA et les utilisateurs industriels.

II.5. Topologie des réseaux [10]

Les réseaux de transport d'énergie et d'interconnexion sont, par nature, constitués d'ouvrages capables de forts transits et maillés. Les liaisons forment des boucles, réalisant ainsi une structure semblable aux mailles d'un filet. (Voir fig. II.8)

Les réseaux de répartition qu'ils alimentent ont fréquemment une structure bouclée et peuvent alors être exploités soit en boucle fermée, le réseau est dit bouclé, soit en boucle

ouverte, le réseau est alors dit débouclé. Certaines alimentations se font aussi en antenne ou encore en piquage en prélevant une partie de l'énergie circulant sur une ligne reliant deux postes

Ces réseaux de répartition à caractère régional fournissent l'énergie aux réseaux de distribution qui sont des réseaux à moyenne tension assurant l'alimentation d'un grand nombre d'utilisateurs soit directement, soit après transformation en basse tension. Leur configuration et leur mode d'exploitation sont variables.

On peut trouver, selon les pays, des réseaux maillés exploités débouclés, des réseaux à structure radiale ou des réseaux à structure arborescente.

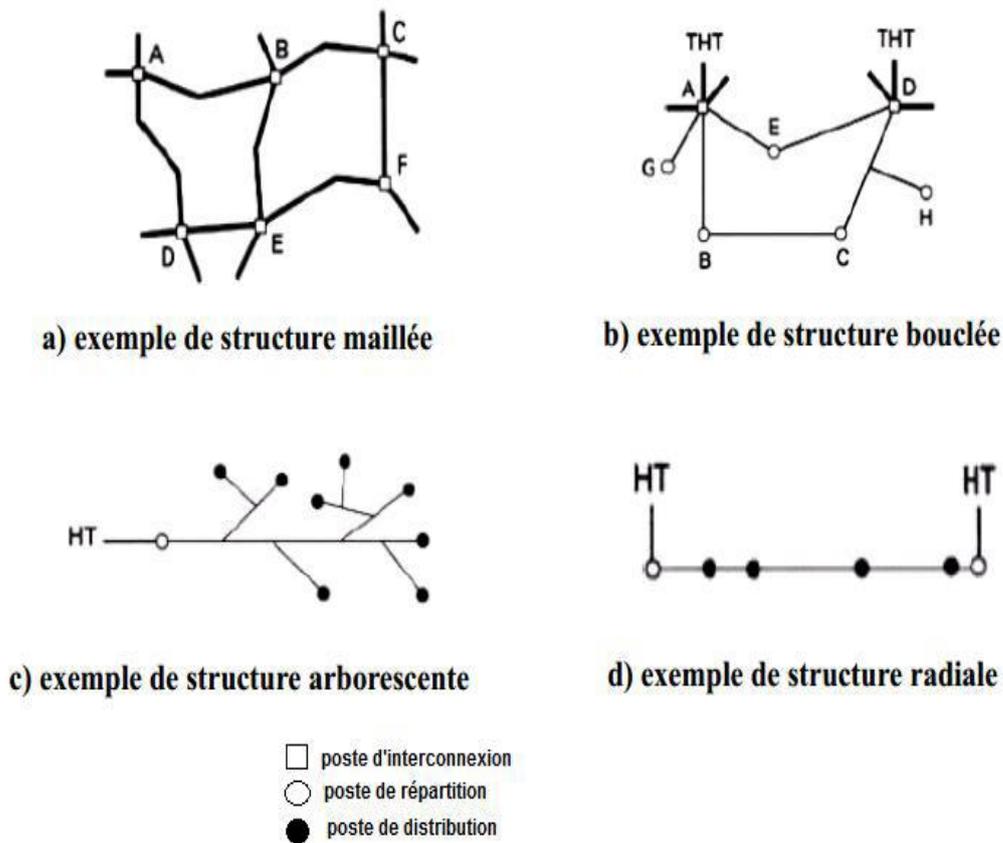


Fig. II.8 : topologie des réseaux électriques [8]

II.6. L'utilité de transporter l'énergie électrique en haute tension

L'énergie électrique sort des centrales avec une tension de quelques kv (5 à tension 63 [kV] .90 [kV] .220 [kV] et plus) pour minimiser les pertes Joule dans la ligne et de pouvoir transiter de grandes puissances.

Transformateur idéal :

$$P_{\text{entré}} = P_{\text{sortie}} \Rightarrow U_1 I_1 = U_2 I_2 \Rightarrow I_2 = I_1 \frac{U_1}{U_2}$$

D'après l'expression ci-dessus, l'élévation de la tension ($U_2 > U_1$) permet de limiter les pertes en diminuant le courant, et aussi de faire transiter de plus grandes puissances.

Les conducteurs qui transportent l'énergie électrique présentent naturellement une résistance. C'est la résistance des lignes qui est responsable de pertes par effet Joule et qu'il conviendra de minimiser. Ces pertes sont proportionnelles au carré du courant et, à puissance distribuée donnée, inversement proportionnelles au carré de la tension de service. A ce titre, il est intéressant d'utiliser une tension élevée pour le transport. Cela permet de diminuer les pertes Joules ainsi que la section des conducteurs.

II.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné un aperçu générale sur l'architecture des différents réseaux électrique adopter en Algérie et comme étant donné qu' on s'intéressent au réseau de transport de type HTB ; nous avons donné aussi quelques notions sur le matériels entrants dans la constitution d'une ligne de transport aérienne qui seront d' utilité pour développer une méthodologie de dimensionnement d' une ligne de transport de l'énergie électrique dans le prochain chapitre .

CHAPITRE III

Dimensionnement de la nouvelle ligne TG-DL

III.1 Introduction

Durant une intervention sur la ligne ALRAR-ZR en mois de mai 2015, le champ de TG a été alimenté par centrale électrique INA tandis que DL a été privé d'électricité pendant deux jours ce qui a provoqué un manque à gagner sur la production du pétrole. Notre choix de la ligne à réaliser est relatif aux données relatives aux charges qui seront alimentées par cette ligne.

Le choix de la section du conducteur dépend de considérations techniques et économiques tandis que le choix du gabarit des pylônes fait intervenir plutôt les aspects mécaniques.

Afin de choisir la section du câble, nous devons vérifier trois choses :

- Quel est le courant nominal qui circule dans le câble ?
- Supporte-t-il la puissance de court-circuit ?
- La chute de tension est-elle bien inférieure à la limite ?

A partir d'un certain niveau de tension, nous devons aussi vérifier que l'effet couronne ne devient pas très important. Nous aboutissons ainsi à une section techniquement optimale mais non normalisée. Il faut décider donc de prendre une section normalisée supérieure.

III.2. Choix de section du conducteur [10]

Au niveau mécanique, le calcul de la résistance des conducteurs est soumis aux réglementations internationales.

Les conditions climatiques doivent être connues (givre, températures, intensité du vent,...).

Ce paragraphe explicite les critères électriques permettant le dimensionnement de la section des conducteurs des lignes aériennes.

III.2.1. Critère de courant nominal

Ce critère permet de vérifier que le conducteur supportera sans difficulté le courant nominal sur sa durée de vie.

On commence par la détermination de la puissance active circulant dans le câble après les **T** années d'utilisation selon la relation suivante :

$$P_T = P_{\text{départ}} \cdot (1 + \alpha)^T \quad [\text{MW}] \quad (\text{III.1})$$

Où : $P_{\text{départ}}$: puissance de départ.

α : Pourcentage d'augmentation annuelle de la puissance consommée.

Le courant en régime permanent qui circule dans chaque sous conducteurs est calculé en utilisant la formule suivante :

$$I_{N,T} = \frac{P_T}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad [\text{A}] \quad (\text{III.2})$$

Avec

- U : tension de service.
- $\cos(\varphi)$: facteur de puissance.
- n : le nombre de sous conducteurs dans le cas d'un conducteur en faisceau ($n > 1$).

Une fois que le courant dû au régime permanent est déterminé, on déduit la section correspondante à ce courant après avoir choisi le type de matériaux de conducteur à partir des catalogues donnés par le constructeur.

III.2.2. Critère du courant de court-circuit

Nous déduisons directement ce courant de la formule donnant la puissance de court-circuit :

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} U} \quad [\text{A}] \quad (\text{III.3})$$

Où : S_{cc} : est la puissance de court-circuit.

La puissance de court-circuit S_{cc} est fonction du réseau environnant la ligne étudiée, mais du point de vue dimensionnement, il retient souvent les valeurs suivantes en fonction des principales tensions caractéristiques

Tension phase/phase U [kV]	Puissance de court-circuit S _{cc} [MVA]	Courant de court-circuit I _{cc} [kA]
150	8000	30,8
70	2500	20,6
15	350	13,5
6	120	11,6

Tableau III.1. Puissance et courant de court-circuit. (Référence [2] en bibliographie).

Afin de trouver la section minimum permettant de supporter ce courant durant le temps de court-circuit ; nous disposons de la formule suivante :

$$S = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t_{cc}}}{a} \quad (\forall t < 5 \text{ sec}) \text{ [mm}^2\text{]} \quad (\text{III.4})$$

Où :

- t_{cc} : Le temps de court-circuit.
- a : est un facteur dépendant du type de matériau constituant le câble.
- Cette nouvelle valeur du courant conduit alors au choix d'une nouvelle section normalisée (celle qui lui est juste supérieure).

Remarque :

- le cuivre est toujours supérieur à l'aluminium pour une même section, étant donné sa meilleure capacité à évacuer la chaleur.
- les valeurs du paramètre a sont les suivantes :
- $a = 105,3$ pour le cuivre.
- $a = 55,07$ pour l'aluminium.
- $a = 61,98$ pour l'AMS.

III.2.3. Critère de la chute de tension

Un rapide calcul nous donne la formule de la chute de tension :

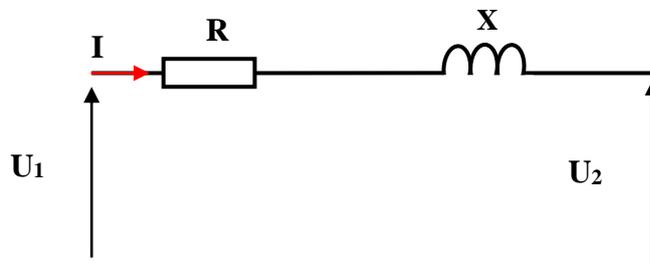


Fig. III.1. Critère de chute de tension. [11]

Un simple calcul nous donne la relation de la chute de tension :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{P.R+Q.X}{U_N^2} = \frac{P.r.l+Q.x.l}{U_N^2} \quad [\%] \quad (\text{II.5})$$

On a:

$$P = \sqrt{3} \cdot I_N \cdot U \cdot \cos\varphi \quad [\text{W}] \quad (\text{III.6})$$

$$Q = \sqrt{3} \cdot I_N \cdot U \cdot \sin\varphi \quad [\text{VAR}] \quad (\text{III.7})$$

Où :

- P : puissance active transmise par la ligne.

- Q : puissance réactive transportée par la ligne.
- φ : Déphasage entre le courant et la tension.
- U_N : tension de service en [V].
- r : résistance linéique de la ligne à 20°C [Ω/km].
- x : réactance inductive linéique de la ligne [Ω/km].

Donc on trouve :

$$\frac{\Delta U}{U} = \sqrt{3} \cdot \frac{I_N}{U_N} (R_{20^\circ\text{C}} \cdot l \cdot \cos \varphi + X \cdot l \cdot \sin \varphi) \quad (\text{III.8})$$

Où Autrement dit la chute de tension peut s'exprimer comme suit

$$\Delta U = |U_2| - |U_1| \neq |U_2 - U_1| \quad (\text{III.9})$$

De la formule (III.8) on détermine la résistance R à 70°C puis on la transforme à 20°C qui donne la chute de tension donnée dans le cahier de charge. En utilisant des abaques on se fixe sur la section correspondante à cette résistance. La chute de tension dans un réseau peut se calculer par l'expression :

$$\Delta V = r \cdot l \cdot \cos \varphi + x \cdot l \cdot \sin \varphi \quad (\text{III.10})$$

III.2.3.1. Expression mathématique et diagramme vectoriel

Le schéma électrique et le diagramme vectoriel correspondant à cette équation sont donnés par la fig (III.2.).

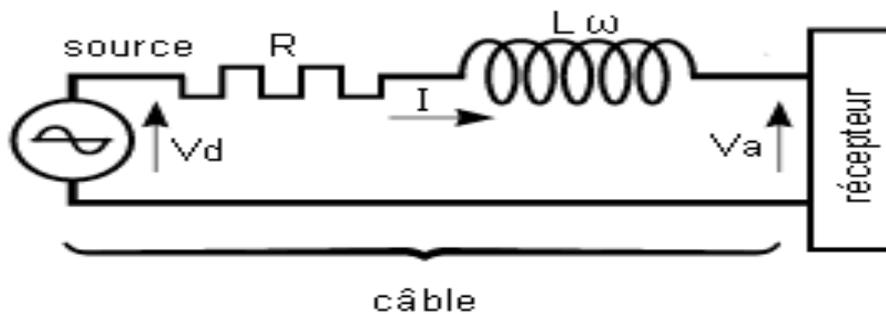


Fig. III.2. Schéma électrique [11]

Le diagramme vectoriel de la chute de tension dans un réseau

- $AD = R I \cos \varphi$
- $DE = BC \sin \varphi + CF \sin \varphi$
- $DE = BF \sin \varphi = XI \sin \varphi$

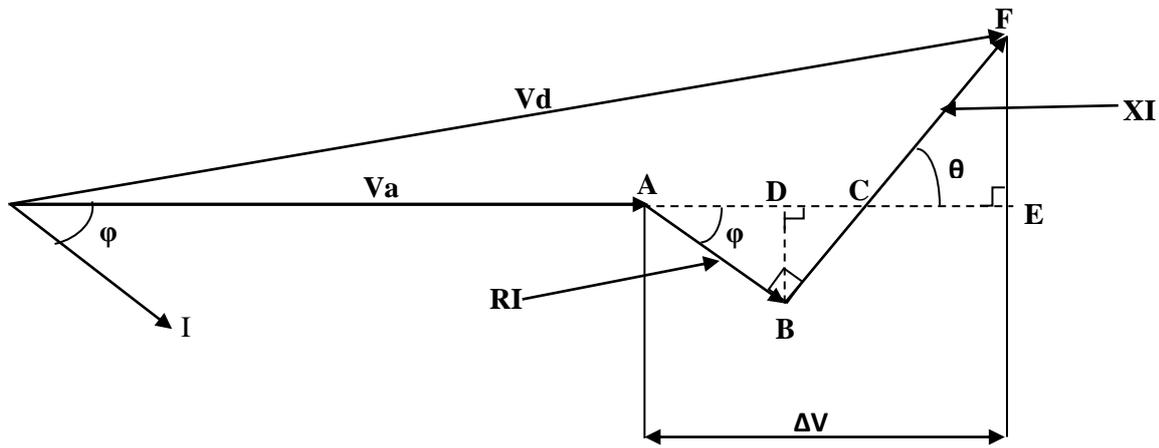


Fig. III.3. Diagramme vectoriel de la chute de tension dans un réseau. [10]

Remarque: on doit calculer le chute de tension dans les deux régimes normale et avarie d'après tableau suivant:

Type de ligne	Régime normale	Régime avarie
Aérienne	$\Delta U \leq 8\%$	$\Delta U \leq 12\%$
Souterraine	$\Delta U \leq 6\%$	$\Delta U \leq 8\%$

Tableau III.2 Les normes de la chute de tension

III.3. Détermination de la longueur de la chaîne de suspension

III.3.1. Méthode pratique pour calculer le nombre d'assiettes

Nous devons calculer le nombre d'assiettes nécessaires au maintien de la distance de contournement. Pour une approche rapide, nous utilisons le tableau suivant :

Tension (Un)	Nombre d'assiettes
15	1 à 2
90	5 à 6
120	6 à 7
150	7 à 8

Tableau III.3. Choix du nombre d'assiettes en fonction du niveau de tension.

Nous obtenons, par cette méthode empirique, un nombre d'assiettes égal à 5.

III.3.2.Méthode pour calculer le nombre d'assiettes

On détermine d'abord le degré de salinité, ensuite la tension de tenue aux chocs de foudre **BIL** et finalement la longueur de fuite L_f qui devra être respectée par la chaîne de façon à protéger la ligne d'une manière correcte. La ligne de fuite est proportionnelle à la tension et au degré de salinité, elle se calcule en utilisant la formule suivante :

$$L_f = 1,1 \cdot U_M \cdot \beta \quad [\text{mm}] \quad (\text{III.11})$$

Le nombre d'assiettes est calculé par la formule suivante :

$$N = \frac{L_f}{\text{longueur de fuite d'une assiette}} \quad (\text{III.12})$$

En fonction de la zone de pollution retenue, nous allons pouvoir fixer la tension de contournement « β » [cm/kV $_{\phi\phi}$]. Le **BIL** (**B**asic **I**nsulation **L**evel) est proportionnel à la tension de service (Tableau 10 et 11 en annexe).

III.4.Dimensionnement de la future ligne TG-DL

Le dimensionnement de la ligne à réaliser est fortement conditionné par les données relatives aux charges qui seront alimentées par cette ligne (voire annexe schéma synoptique). Ces données sont récapitulées dans le Tableau III.4

Sites	Puissance apparent installé (MVA)	Coefficient D'utilisation maximale K_u	Puissance apparent utilisée max (MVA)	Puissance active utilisée max (MW)	Puissance réactive utilisée max (MVAR)	Courant max I (A)
In Amenas (INAS)	7.5	0.8	6	4.8	3.6	49.48
Champ de Tiguentourine (TG)	4	0.8	3.2	2.56	1.92	26.39
Champ d'Edjelleh (DL)	10	0.8	8	6.4	4.8	65.68
Total	21.5		17.2	13.76	10.32	141.55

Tableau III.4. Les données sur le réseau [2]

Les grandeurs	Les valeurs
Puissance apparente totale	17.2 MVA
Puissance active totale	13.76 MW
Puissance réactive totale	10.32 MVAR
Tension nominale (Un)	70 kV
Facteur de puissance ($\cos\alpha$)	0.8
Longueur (l)	75 Km
Puissance de court-circuit maximale (Scc)	2500 MVA
Temps de court-circuit	0.7 s
Augmentation annuelle de la puissance (%) (a)	3 %
Nombre d'année d'utilisation (T)	20 ans

Tableau III.5. les données électriques sur le réseau

III.4.1. Détermination de la puissance installée et la puissance utilisée

Puissance installée: c'est la puissance apparente en (MVA).

Puissance utilisée : c'est la puissance maximale réellement utilisée en tenant compte des coefficients:

K_u : Coefficient d'utilisation maximale.

K_s : Coefficient de simultanéité. ($K_s = 1$).

En appliquant le calcul du réseau fermé, on observe les grandeurs suivantes

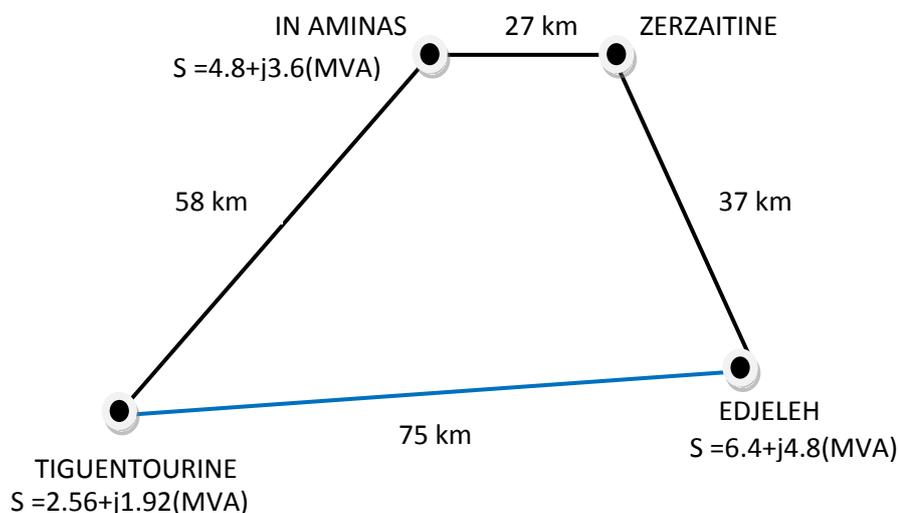


Fig. III.5. Structure du futur réseau électrique SH -INAS en boucle fermée. [3]

III.4.1.1. Calcul de la puissance transportée par les lignes électriques

$$P_A = \frac{\sum P_i \cdot l_{Ai}}{l_{AA}} \quad Q_A = \frac{\sum Q_i \cdot l_{Ai}}{l_{AA}}$$

$$P_{\dot{A}} = \frac{\sum P_i \cdot l_{Ai}}{l_{AA}} \quad Q_{\dot{A}} = \frac{\sum Q_i \cdot l_{Ai}}{l_{AA}}$$

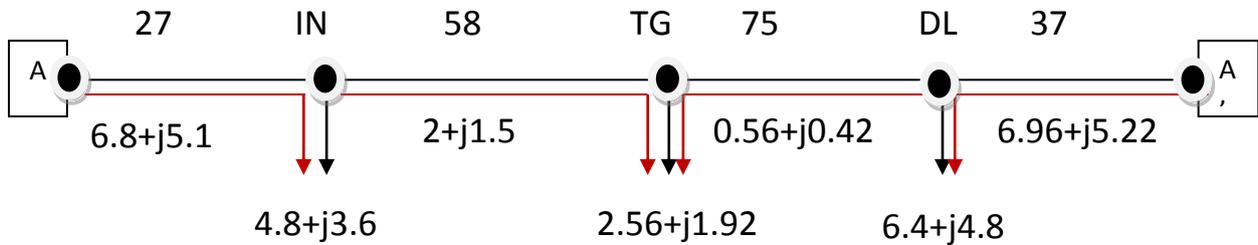


Fig. III.6.Représentation entre les deux postes électriques [3]

A` : représente le poste blindé installé à ZARZAITINE appartenant au groupement G.S.S. Dans ce poste aucune transformation d'énergie.

On doit vérifier nos calculs avec les données sur le tableau (III.5)

Vérification :

$$P_A + P_{\dot{A}} = \sum_{i=1}^n P_i$$

$$6,8 + 6,96 = 4,8 + 2,56 + 6,4$$

$$13,76 = 13,76 \rightarrow \text{Vérfifié.}$$

$$Q_A + Q_{\dot{A}} = \sum_{i=1}^n Q_i$$

$$5,1 + 5,22 = 3,6 + 1,92 + 4,8$$

$$10,32 = 10,32 \rightarrow \text{Vérfifié.}$$

III.4.2.Choix de la section technique du conducteur

III.4.2.1.Critère de courant nominal

- Puissance max. à transiter (après 20 ans)

$$P_T = P_{\text{départ.}} (1 + \alpha)^T$$

$$P_{\text{départ.}} = 13,76 \text{ [MW]}$$

$$P_T = 13,76 \cdot (1 + 0,03)^{20} = 24,85 \text{ [MW]}$$

$$S_T = 31,06 \text{ [MVA]}$$

$$Q_T = 18,64 \text{ [MVAR]}$$

- **Intensité maximale du courant (après 20 ans) :**

$$I_{N,T} = \frac{P_T}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}$$

$$I_{N,T} = \frac{24,85 \cdot 10^6}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 70 \cdot 10^3 \cdot 0,8} = 256,2 \text{ [A]}$$

III.4.2.2. Critère du courant de court-circuit

- $I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} U_N}$ ou S_{cc} : C'est la puissance de court circuit déjà calculé

Un: c'est la tension nominal supporte par la ligne

- $I_{cc} = \frac{2500 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 70 \cdot 10^3} = 20,61 \text{ [KA]}$

III.4.2.3. Calcule de la section :

$$S = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t_{cc}}}{a}$$

- on utilise comme matériel pour ce câble l'AMS de $t_{cc} = 0,7s$ ANNEX (tableau5)
/a = 61,98
- $S = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t_{cc}}}{a}$
- $S = \frac{20,61 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{0,7}}{61,98} = 278,21 \text{ [mm}^2\text{]}$

Donc La section minimale supportant ce critère vaut de 288 mm². Annexe (tableau1)

III.4.3. Critère de la chute de tension

- $\frac{\Delta U}{U} = \frac{P.R+Q.X}{U_N^2} = \frac{P.r.l+Q.x.l}{U_N^2} = \Delta U$
- $x = 0,4 \text{ [}\Omega/\text{km]}$.
- $r = 0,115 \text{ [}\Omega/\text{km]}$ D'après la section minimal annex(TABLEAU 1)

III.4.3.1 Régime normale :

- Pour trouver la chute de tension de régime normale il faut couper le réseau au point division et prendre la portion plus longue. FIGURÉ

$$\frac{P.r.l+Q.x.l}{U_N^2} = \frac{\Delta U\%}{R.N(A'_DL)} = 2,18\% \quad (1)$$

$$\frac{P.r.l+Q.x.l}{U_N^2} = \frac{\Delta U\%}{R.N(DL_TG)} = 0,35\% \quad (2)$$

La somme des équations (1) et (2), membre a membre donne :

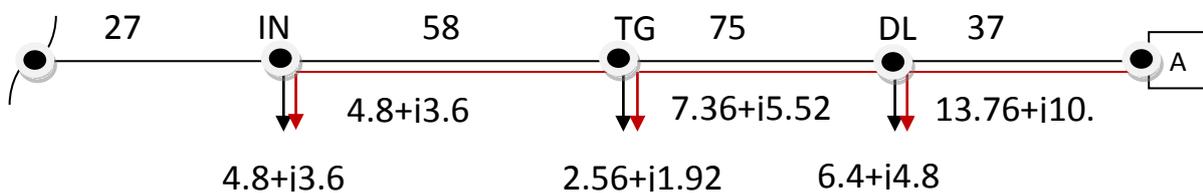
$$R.N(A'_{DL_TG}) = \Delta U\% = 0,35 + 2,18 = 2,53\%$$

Donc si on vérifie d'après le tableau (III.2), nous trouvons que :

- $08\% \geq 2,53\%$ vérifié

III.4.3.2. Régime avarie :

Pour trouver la chute de tension du régime avarie, il faut couper la portion la plus chargée (Réseau en boucle ouvert). D'après la figure ci-dessus



FigIII.7. réseau en boucle [3]

$$\bullet \frac{P.r.l + Q.x.l}{U_N^2} = \frac{\Delta U\%}{R.AV(INA - TG)} = 2,35\% \quad (1)$$

$$\bullet \frac{P.r.l + Q.x.l}{U_N^2} = \frac{\Delta U\%}{R.AV(TG - DL)} = 4,67\% \quad (2)$$

$$\bullet \frac{P.r.l + Q.x.l}{U_N^2} = \frac{\Delta U\%}{R.AV(DL - A')} = 4,31\% \quad (3)$$

La somme des équations (1) et (2) et (3) membre a membre donne :

$$R.AV(INA - TG - DL - A') = \Delta U\% = 2,35 + 4,67 + 4,31 = 11,33\%$$

D'après le tableau (III.2) qu'on a $12\% \geq 11,3$ vérifié

III.4.4. Calcul de courant admissible

III.4.4.1. calcul de courant admissible pour 75 [Km]

a. Calcul de l'impédance de ligne

- $R = r.l = 0,115 \times 75 = 8,625 \Omega$
- $X = x.l = 0,4 \times 75 = 30 \Omega$
- $Z = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{8,625^2 + 30^2} = 31,21[\Omega]$

Donc le courant

$$I = \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{70 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 31,21} = 1294,92 \text{ A} = 1,29492 \text{ [KA]}$$

b. Le courant admissible pour 82,5 [Km]

On ajoute 10% de distance entre postes électriques TG et DL:

- $L = 75\text{km} + 10\%.L = 82,5 \text{ [km]}$
- $R = r.l = 0,115 \times 82,5 = 9,487 \text{ [\Omega]}$
- $X = x.l = 0,4 \times 82,5 = 33 \text{ [\Omega]}$
- $Z = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{(9,487)^2 + (33)^2} = 34,34 \text{ [\Omega]}$

$$I = \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{70 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 34,34} = 1176,89 \text{ A} = 1,17689 \text{ [KA]} \text{ pour } 82,5 \text{ [Km]}$$

III .4.5. Calcul de la chute de tension pour 82,5 [Km]

III.4.5.1. Régime normale

$$\bullet \frac{P.r.l+Q.x.l}{U_N^2} = \frac{\Delta U\%}{R.N(A'_{DL})} = 2,18\% \quad (1)$$

$$\bullet \frac{P.r.l+Q.x.l}{U_N^2} = \frac{\Delta U\%}{R.N(DL_{TG})} = 0,39\% \quad (2)$$

La somme des équation (1) et (2) membre a membre donne:

$$\bullet \frac{\Delta U\%}{R.N(A_{DL_{TG}})} = 0,39+2,18=2,57\%$$

$08\% \geq 2,57\% \longrightarrow$ vérifié on vérifie d'après notre tableau (III.2)

III.4.5.2. Régime avarie

$$\bullet \frac{P.r.l+Q.x.l}{U_N^2} = \frac{\Delta U\%}{R.N(INA_{TG})} = 2,35\% \quad (1)$$

$$\bullet \frac{P.r.l+Q.x.l}{U_N^2} = \frac{\Delta U\%}{R.N(TG_{DL})} = 5,14\% \quad (2)$$

$$\bullet \frac{P.r.l+Q.x.l}{U_N^2} = \frac{\Delta U\%}{R.N(DL_{A'})} = 4,31\% \quad (3)$$

La somme des équations (1) et (2) et (3) membre a membre donne :

$$\frac{\Delta U\%}{R.N(INA_{TG_{DL_{A'}}})} = 4,31 + 5,14 + 2,35 = 11,8\%$$

$12\% \geq 11,8\% \longrightarrow$ vérifié TABLEAU (III.2)

III.4.6. Calcule Les pertes joule

III.4.6.1. Calcule de courant

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}U \cdot \cos\varphi} = \frac{7,36 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 70 \cdot 10^3 \cdot 0,8} = 75,88 \text{ [A]}$$

III.4.6.2. Pertes joules par la première méthode

a. Pour 75 [Km]

- $P_{J75} = R \cdot I^2 = 8,62 \cdot 75,88^2 = 49,63 \text{ [KW]}$

b. Pour 82,5 [Km]

- $P_{J82,5} = R \cdot I^2 = 9,487 \cdot 75,88^2 = 54,62 \text{ [KW]}$

III.4.6.3. Pertes joules par la deuxième méthode

- $P_J = R \cdot I^2 = \rho \cdot \frac{l}{s} \cdot I^2$
- Sachant que la résistivité linéique $\rho_{\text{almelec}} = 3,26 \cdot 10^{-8} \text{ [\Omega.m]}$ ANNEX (tableau5)

a. Pour la longueur 75 [Km]

- $P_J = \rho \cdot \frac{l}{s} \cdot I^2$
- $P_J = 3,26 \cdot 10^{-8} \times \frac{75 \cdot 10^3}{288 \cdot 10^{-6}} \times (75,88)^2 = 48,88 \text{ [KW]}$
- $P_{J75} = 48,88 \text{ KW}$

b. Pour la nouvelle longueur 82,5 [Km]

- $P_J = \rho \cdot \frac{l}{s} \cdot I^2$
- $P_J = 3,26 \cdot 10^{-8} \times \frac{82,5 \cdot 10^3}{288 \cdot 10^{-6}} \times (75,88)^2$
- $P_{J82,5} = 53,75 \text{ [KW]}$

III.4.7. Calcule du nombre d'assiettes

D'après la formule (III.11) on a :

$$N = \frac{L_f}{\text{longueur de fuite d'une assiette}}$$

III.4.7.1. calcule L_f

- $L_f = 1,1 \cdot U_M \cdot \beta$ / (voir annexe Tableau .10. et 11.).
- $L_f = 1,1 \cdot 72,5 \cdot 1,48 = 1180,3 \text{ [mm]}$

Puisque on a opte pour le Type d'assiette CTV254 donc $\sigma=254$ [mm]

- $N = \frac{\mathbf{Lf}}{\text{longueur de fuite d une assiette}}$
- $N = \frac{1180.3.10^{-3}}{254.10^{-3}} = 4,65 \approx 5$ assiettes
- La distance minimale à la masse des parties sous tension est de 0,70 m. (Voir annexe Tableau 13).
- Le point le plus bas des conducteurs au dessus du sol est à 6,5 m (La distance minimale). (Voir annexe Tableau 11. 12)

III.6.Résultat générale :

Relativement aux calculs effectués précédemment, on peut conclure les données suivantes :

Ligne d'interconnexion DL- TG		Unité	
Courant nominale max I		75,88	A
puissance active nominale max P		7,36	MW
puissance réactive nominale max Q		5,52	MVA R
puissance apparent nominale max S		9,04	MVA
$\cos\varphi$		0,8	
Longueur L		75 /+10% (82,5)	km
Chute de tension ΔU	Régime normale	0,35 / 0,39	%
	Régime avarie	4,67 / 5,14	%
Résistance de ligne R		8,625 / 9,487	Ω
Réactance de ligne X		30 / 33	Ω
Impédance de ligne Z		31,21 / 34,34	Ω
Intensité du courant admissible max I		1294,92/1176,89	A
Pertes joule P_J		49,63 / 54,62	KW
Section de conducteur utilisé		288	mm ²
Longueur de ligne de fuite		1180,3	mm
Nombre d'assiettes dans la chaine d'isolateur CTV254		5	
La distance minimale à la masse des parties sous tension		0,70	m
Le point le plus bas des conducteurs au dessus du sol		6,5	m

Tableau III. 6. Résultat générale

III.6.Conclusion

Dans ce chapitre nous avons développé une méthodologie de dimensionnement de la nouvelle ligne TG-DL. Cette méthodologie est basée principalement sur les données des charges actuelles. Le prochain chapitre sera entièrement consacré à quelques rappels théorique en liaison avec la protection des réseaux électrique ainsi qu'à la proposition d'un plan de protection de la future ligne TG-DL afin d'augmenter la sécurité et la disponibilité de celle-ci.

Conclusion générale

A l'issue de notre stage pratique, nous avons constaté que la majorité des équipements installés au niveau de nos champs pétroliers à In Amenas (pompes de production, appareillage de protection et de mesure, voire même le matériel lutte incendie) utilisent l'énergie électrique pour fonctionner. De ce fait toutes coupures de courant électrique aura un impact négatif sur la production des hydrocarbures ou pire, empêchera en cas de sinistre la détection et la lutte d'éventuel incendies.

Sachant que le réseau en boucle ouverte fournira les avantages suivants :

- Continuité de service en cas d'incident. Bonne disponibilité dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité du réseau par deux voies d'alimentation.

- Maintenance possible du jeu de barres, avec un fonctionnement partiel de celui-ci, et assure les meilleures conditions d'exploitations plus faciles.

Donc, notre projet de fin d'étude porte sur l'étude d'une part l'utilité de réaliser une ligne entre TG et DL. Et d'autre part, élaborer une méthodologie de dimensionnement et proposer un plan de protection pour cette future ligne.

Les objectifs du présent travail ont été assignés et pris en charge à travers quatre chapitres constituant ce mémoire.

Etant donné que la ligne TG-DL est un futur projet qui n'est pas encore été réalisé. Donc, tous les calculs de dimensionnement présentés dans notre projet de fin d'étude seront considérés comme une recommandation pour le constructeur ceci et d'un part. D'autre part, nous avons proposé un plan de protection pour la future ligne à réaliser. Reste à signaler que nous n'avons pas pu donner assez de calcules dans la partie de protection car cette dernière nécessite une ligne en état de marche et cela n'était pas possible durant notre stage.

Bibliographie

- [1] *construction d'une ligne éleclitique aérienne HT 63 [kv].* Document de contrat SONATRACH/DP - KAHRIF *In Amenas-Tiguentourine*
- [2] Cahier des charges général lignes aériennes HTB (CCG - LA) RTE.
- [3] Référentiel Technique Chapitre 6-Catalogue Matériels RTE 30 juin 2005.
- [4] Professeur Jean-Louis LILIEN *.Transport et distribution de l'énergie électrique .Manuel de travaux pratiques destiné au cours du. Université de Liège Faculté des Sciences Appliquées .1999/2000.*
- [5] André CHANAL Ingénieur en chef honoraire d'Électricité de France et Jean-Pierre LÉVÊQUE Ingénieur de l'École spéciale des travaux publics Techniques de l'Ingénieur, *Lignes aériennes : matériels. "Conducteurs et câbles de garde . 17/09/2008*
- [6] Mr MEREDDEF Mohammed & BELAZIZ Noureddine *. Techniques de maintenance des postes électriques HTA/BT et protection contre les risques électriques. Mémoire d'ingénieur d'état en électrotechnique . 2011.*
- [7] Cours d'Amar TILMATINE *Isolateurs des lignes aériennes haute tension . Université DJILLALI LIABES.*
- [8] Wikipédia « *Ligne à haute tension* ».
- [9] Description physique du réseau ",*Référentiel technique NOPRES_46E, EDF, 2005.*
- [10] P. Bornard, M. Pavard. *Réseaux d'interconnexion et de transport: réglage et fonctionnement.* Techniques de l'Ingénieur. traite Génie Electrique D 4 090.1993.
- [11] André CHANAL Ingénieur en chef honoraire d'Électricité de France. Techniques de l'Ingénieur. *Lignes aériennes "Dimensionnement.*
- [12] Mr.Zeliegui Mohamed. *Étude des protection des réseau MT (30 et 10 KV).* mémoire du magister en électrotechnique Option modalisation et commende des machines électriques 2010
- [13] M.Abbac Mohamed M.KHous Ahmed. «*Etudes les différentes types de protection des lignes HT*». MÉMOIRE DE PROJET FIN D'ETUDE «*MASTER EN GENIE ELECTRIQUE*» RESEAU ELECTRIQUE 2013-2014
- [14] Mr CHERIF M^{ed} Foudhil & CHERIF Khayr Eddine. *Calcul des protections d'une ligne de transport électrique HTB-220KV . Mémoire MASTER ACADEMIQUE ..*

[15] M. AICHOUNE & N. BOUZEGUI. *Localisation des Défaits sur les Lignes Aériennes dans la Protection Numérique*. mémoire d'ingénieur d'état en électrotechnique. U.S.T.H.B. octobre 2003.

[16] Mr.Labed Djmel .*PRODUCTION DECENTRALISEE ET COUPLAGE AU RESEAU*. Thèse doctorat d'état en électrotechnique option réseau électrique. 2008

ANNEXE

Les valeurs selon les normes françaises :

Tableau 1 – Caractéristiques des câbles homogènes en alliage d'aluminium les plus utilisés									
Désignation	Section (mm ²)	Composition		Diamètre extérieur (mm)	Charge de rupture assignée (daN)	Résistance linéique électrique à 20 °C (Ω/km)	Masse linéique sans graisse (kg/km)	Module d'élasticité (MPa)	Coefficient de dilatation linéaire (10 ⁻⁶ K ⁻¹)
		Nombre de fils	Diamètre nominal des fils (mm)						
Aster 34,4	34,36	7	2,5	7,5	1 175	0,958	94	62 000	23
Aster 54,6	54,55	7	3,15	9,45	1 775	0,603	149	62 000	23
Aster 75,5	75,54	19	2,25	11,25	2 455	0,438	208	60 000	23
Aster 148	148,01	19	3,15	15,75	4 810	0,224	407	60 000	23
Aster 228	227,83	37	2,8	19,6	7 405	0,146	627	57 000	23
Aster 288	288,34	37	3,15	22,05	9 370	0,115	794	57 000	23
Aster 366	366,22	37	3,55	24,85	11 535	0,0905	1 009	57 000	23
Aster 570	570,22	61	3,45	31,05	18 530	0,0583	1 574	54 000	23
Aster 1 144	1 143,51	91	4,0	44	36 020	0,0292	3 164	52 500	23
Aster 1 600	1 595,93	127	4,0	52	50 270	0,0206	4 425	50 500	23

TABLEAU 1

Tableau 2 Câbles de garde almélec-acier usuels pour les lignes HTB (d'après NF EN 50182)										
Désignation.....	Câbles à une couche d'almélec							Câbles à deux couches d'almélec		
	Phlox 376	Phlox 288	Phlox 228	Phlox 181,6	Phlox 147,1	Phlox 116,2	Phlox 94,1	Pastel 228	Pastel 147,1	
Résistance linéique en continu à 20 °C (Ω/km)	0,226	0,238	0,300	0,378	0,467	0,590	0,642	0,180	0,279	
Sections	almélec (mm ²)	147,78	140,28	110,83	88,36	71,57	56,55	51,95	184,72	119,28
	acier (mm ²)	227,83	148,07	116,99	93,27	75,54	59,69	42,12	43,10	27,83
Composition	almélec(mm)	24 × 2,8	18 × 3,15	18 × 2,8	18 × 2,5	18 × 2,25	18 × 2	15 × 2,10	30 × 2,8	30 × 2,25
	acier(mm)	37 × 2,8	19 × 3,15	19 × 2,8	19 × 2,5	19 × 2,25	19 × 2	19 × 1,68	7 × 2,8	7 × 2,25
Diamètre extérieur (mm)	25,20	22,05	19,60	17,50	15,75	14,00	12,60	19,60	15,75	
Masse linéique sans graisse.....(kg/m)	2,200	1,550	1,225	0,975	0,790	0,624	0,481	0,848	0,547	
Charge de rupture assignée (daN)	36 930	24 990	20 100	16 020	13 280	10 490	7 795	12 080	7 910	
Module d'élasticité.....(MPa)	130 000	124 000	124 000	124 000	124 000	124 000	112 000	84 000	84 000	
Coefficient de dilatation linéaire.....(10 ⁻⁶ K ⁻¹)	13,5	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,7	18,1	18,1	

TABLEAU 2

Les DISJONCTEURS des Postes 63 kV, 90 kV, 225 kV et 400 kV						
Tension Assignée (kV)	72,5		100		245	420
Intensité de Court-Circuit (kA)	20	31,5	20	31,5	31,5	40 ou 63
Intensité Nominale (A)	1250 ou 2000	3150	1250 ou 2000	3150	3150	3150 ou 4000 (futur)

TABLEAU 3

SECTIONNEURS			
	2 colonnes	Pantographe ou semi-pantographe	Terre
420 kV	4000 A 40 kA	3150 ou 4000 A 63 kA	200 A 63 kA
245 kV	2000 ou 3150 A 31,5 kA	-	-
100 kV	1250 ou 2000 A 20 ou 31,5 kA	1250 ou 2000 A 20 ou 31,5 kA	50 A 20-31,5 kA
72,5 kV	1250 ou 2000 ou 2500 A 20 ou 31,5 kA	1250 ou 2000 A 20 ou 31,5 kA	-

TABLEAU 4

TEMPS THERMIQUE EQUIVALENT DE DEFAUT				
STRUCTURE	COURANT DE DEFAUT A LA TERRE MAXIMAL	TEMPS D'ELIMINATION THERMIQUE (STATIQUE)		TEMPS D'ELIMINATION THERMIQUE (ELECTRO-MECANIQUE)
400 kV-63 kA 400 kV-40 kA	63 kA 40 kA	0,25 s 0,25 s		
		Sans protection différentielle de barres	Avec protection différentielle de barres	
225 kV-31,5 kA 90 kV-31,5 kA 90 kV-20 kA 63 kV-31,5 kA 63 kV-20 kA	31,5 kA 11,7 kA 10,3 kA 8,8 kA 8 kA	0,8 s 0,7 s 0,7 s 0,7 s 0,7 s	0,5 s 0,7 s 0,7 s 0,7 s 0,7 s	1,2 s - 2 s - 2 s

TABLEAU 5

Tableau 6 Caractéristiques comparées des matériaux utilisés				
Caractéristique	Cuivre (1)	Almélec	Aluminium	Acier
Résistivité à 20 °C.....($10^{-8} \Omega m$)	1,72	3,26	2,82	~ 15
Coefficient de température($10^{-3} K^{-1}$)	4,1	3,6	4	
Masse volumique ($kg.m^{-3}$)	8 890	2 700	2 700	7 800
Contrainte à la rupture en traction (2) (MPa)	380 à 450	320 à 380	150 à 190	1 410 à 1 450 (2)
Module d'élasticité (MPa)	câble : 105 000 fil : 120 000	câble : 60 000	câble : 60 000 fil : 65 000	câble : 185 000 fil : 200 000
Coefficient de dilatation linéique ($10^{-6} K^{-1}$)	17	23	23	11,5

(1) pour mémoire.
(2) acier à très haute résistance mécanique ; contrainte minimale à 1 % d'allongement.

TABLEAU 6

Tableau 7 Longueur minimale de la ligne de fuite des chaînes d'isolateurs pour des lignes HTB						
Classe de pollution	Tenue au brouillard (kg de sel/m ³)	Ligne de fuite spécifique entre phases (mm/kV)	Tension nominale du réseau (kV)			
			63	90	225	400
			Tension la plus élevée pour le matériel (kV)			
			73	100	245	420
			Ligne de fuite minimale (mm)			
1	< 7	16	1 170	1 600	3 920	6 720
2	< 20	20	1 460	2 000	4 900	8 400
3	< 80	25	1 830	2 500	6 130	10 500

Nota : pour les lignes HTA, une chaîne de 2 éléments U 40 correspond à une classe de pollution 1 et une chaîne de 3 éléments U 40 à une classe de pollution 3.

TABLEAU 7

Tableau 08 - Isolateurs ou chaînes d'isolateurs couramment utilisés sur les lignes HTA et HTB

Tension (kV)	Isolateurs rigides	Isolateurs suspendus à capot et tige
20	Série HT 20 en verre trempé	2 éléments U 40 de 100 mm de pas
	Série HT 22 en verre trempé (1)	3 éléments U 40 de 100 mm de pas
63	non utilisés	5 éléments U 100 de 130 mm de pas
90	non utilisés	6 éléments U 100 de 130 mm de pas
225	non utilisés	14 éléments U 100 de 130 mm de pas ou 13 éléments U 160 de 145 mm de pas
400	non utilisés	19 éléments U 160 de 145 mm de pas

(1) Utilisés aux angles et traversées (augmentation de l'isolement exigé par l'Arrêté interministériel).

TABLEAU 8

		CONDUCTEURS					Câbles de Garde		
APPELLATION COURANTES		ASTER 288	ASTER 570	ASTER 851	ASTER 1144	ASTER 1600	PHLOX 94,1	PASTEL 147,1	
DESIGNATION SUIVANT LA NORME NF EN 50 182		288- AL4	570- AL4	851- AL4	1144- AL4	1596-AL 4	52-AL4/ 42-ST6C	119-AL4/ 28-ST6C	
Section	Almélec	mm ²	288,4	570,22	850,66	1143,51	1595,9	51,95	119,26
	Acier	mm	-	-	-	-	-	42,12	27,83
Diamètre extérieure Ø _e		mm	22,05	31,05	37,95	44,00	52,00	12,60	15,75
Masse linéique (câble non graissé)		kg/m	0,794	1,574	2,354	3,164	4,427	0,481	0,547

TABLEAU 9

	Zones de pollution			
	I	II	III	
Salinité	7	20	80	[kg/m ³]
Niveau	faiblement polluée	moyennement polluée	fortement polluée	
Localisation	majeure partie du territoire	zones éloignées de quelques kilomètres du bord de mer ou des industries	bord de mer et proximité d'industries	
β	1,48	1,83	2,34	[cm/kV _{φφ}]

TABLEAU 10

	Hauteurs en mètres au dessus des sols			
	Portée courante			Grande portée (***)
	63 ou 90 kV	225 kV	400 kV	avec f = flèche médiane
Terrains ordinaires	6,50	7,00	7,50	$3 + 0,6\sqrt{f} + t1$
Terrains agricoles	7,00	7,50	8,50	$3 + 0,6\sqrt{f} + t2$
Aire d'évolution ou de passage d'engins agricoles ou industriels de grande hauteur (*)	$h + 2,0$	$h + 2,5$	$h + 3,5$	$h - 2 + 0,6\sqrt{f} + t2$
Proximité de silo (**)	$H + 5,5$	$H + 6,0$	$H + 6,5$	$H + 2 + 0,6\sqrt{f} + t1$

TABLEAU 11

4 - 2.5.2 Routes (voies de circulation publique et itinéraires pour transports de grande hauteur)

A la "répartition", les distances minimales à respecter sont les suivantes :

	Hauteurs en mètres au-dessus des voies de circulation			
	Portée courante			Grande portée (*)
	63 ou 90 kV	225 kV	400 kV	avec f = flèche médiane
Voies de circulation	8,50	8,50	9,50	$3 + 0,6\sqrt{f} + t3$
Itinéraire pour véhicules de grande hauteur (h hauteur du véhicule)	$h + 2,0$	$h + 2,5$	$h + 3,5$	$h - 2 + 0,6\sqrt{f} + t2$

Hauteur au-dessus des voies routières à la "répartition"

(*) Les formules de calcul des distances applicables aux grandes portées ne sont retenues que si elles donnent des résultats supérieurs aux distances indiquées pour les portées courantes

TABLEAU 12

TABLEAU 13

Tableau 10 – Distances à la masse (en mètres) fonction de la tension entre phases <i>U</i>						
Conditions de vérification	20 kV	63 ou 90 kV			225 kV	400 kV
		6 isolateurs U 100 ou équivalent	8 isolateurs U 100 ou équivalent	9 isolateurs U 100 ou équivalent		
+ 15 °C ; sans vent	0,20	0,70	1,00	1,10	1,70	3,00
+ 15 °C ; vent réduit	0,12	0,50	0,70	0,80	1,10	2,00
+ 15 °C ; vent extrême	–	0,15	0,15	0,15	0,4	0,7
Pour mémoire : distance entre pièces de protection pour les chaînes usuelles		0,58	0,84	0,97	1,5	2,5

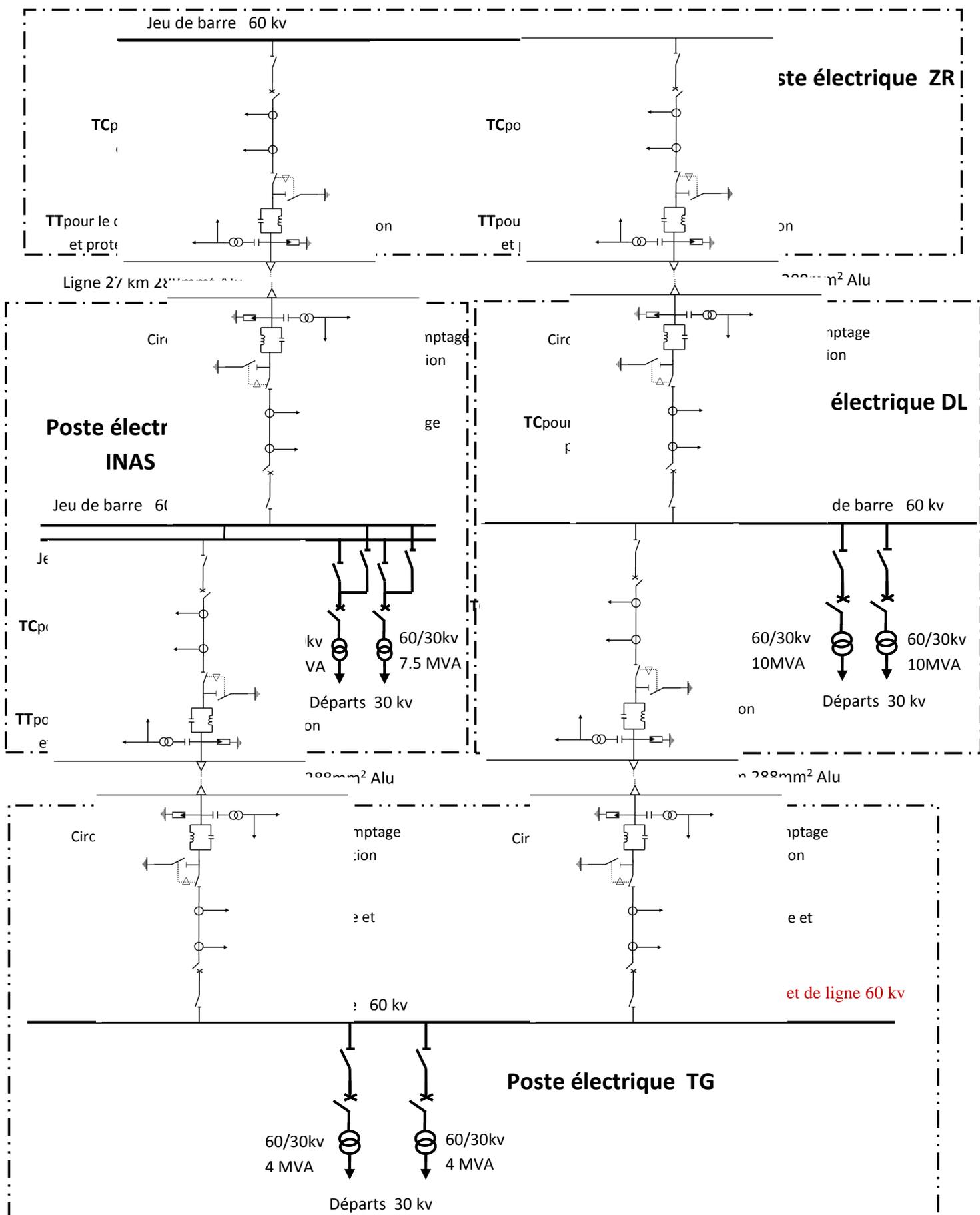


Schéma synoptique du réseau HTB 60 KV entre les postes électriques ZR-INAS-TG- DL