

*République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la recherche scientifique
Université Mouloud MAMMERI de TIZI-OUZOU
Faculté de Génie Electrique et de l'Informatique
Département d'Electrotechnique*



Mémoire



*De Fin D'études
En vue de l'obtention du diplôme
D'Ingénieur d'état en Electrotechnique
Option : Réseaux électriques*

Thème

*Restructuration du réseau moyenne tension
30kV de la région de BOUZEGUENE*

Propose par :

*Mr : NAIT IKENE .M
Sonelgaz AZAZGA*

Dirigé par :

Mr: OTMANE CHERIF.T

Etudié par :

M^{lle} ZEGHBIB Fazia

M^{lle} SALAH Nacera

PROMOTION 2010/2011

Remerciements

*On remercie DIEU pour nous avoir donné la santé et le
courage pour inspirer la connaissance et le savoir*

*Nous tenant à remercies nos familles, nos amis, notre
promoteur Mr OTMANE CHERIF, notre
co-promoteur Mr NAIT IKEN pour
leurs encouragements et leurs conseils*

*Tout le personnel de la SONELGAZ pour leur
accueil*

*Ainsi que les membres de jury d'avoir accepté juger
notre travail*

*L'ensemble du personnel du département
Electrotechnique de l'université Mouloud Mammeri de
TIZI-OUZOU*

Dédicaces

Je dédie ce travail

A

*Toi qui étais toujours présente pour moi, toi ma mère qui sans toi
je ne serai pas devenu*

La personne que je suis

Sans oublier mon père qui a toujours été là pour moi

A mes sœurs Samira et son mari, Doudou,

Mon frère Toufik et mon très cher amour

qui a toujours été présent pour moi

A tous mes amis

ZEGHBIB Fazia

Je dédie ce travail

A

*A mes très chers parents qui ont été toujours présents, sans eux je
ne serai pas devenue La personne que je suis*

A mes grands-mères Ounissa et Djouhra

A mon nouveau Abdelhak

A mes sœurs Samia et sa petite famille, Zohra,

Mes frères Youcef et Hichame

A toute la famille en général

A tous mes amies surtout Saliha et Naïma et leurs familles

A Saadi, merci pour tout ce que tu as fait pour moi

A notre promotion 2010-2011

SALAH Nacera

Résumé

Pour répondre aux besoins en énergie électrique, il est nécessaire de faire appel à plusieurs procédés techniques de production et de conversion de l'énergie ; comme les réseaux électriques dont leur fonction générale consiste à acheminer l'énergie électrique des centres de production jusqu'aux consommateurs et d'assurer la gestion dynamique et l'équilibre de l'ensemble production, transport, et consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

Le réseau électrique qui alimente la région de BOUZEGUENE, c'est-à-dire le départ de BOUZEGUENE issu du PS de FREHA, présente des chutes de tension excessives dues la surcharge et sa longueur importante; la Société de distribution de l'électricité et de gaz (SONELGAZ) a proposé la restructuration de ce dernier dans le but d'améliorer la qualité de service à savoir : la réduction du temps de coupure, diminution des chutes de tension et les pertes d'énergie électriques.

Pour cela on a mené une étude permettant d'examiner la situation actuelle du réseau MT 30 kV de la région de BOUZEGUENE, afin de proposer selon un développement à court terme (2012-2017) des solutions adéquates qui obéissent aux exigences du guide technique de distribution, de la qualité de service et d'un investissement minimal. Ceci nous amène à prendre plusieurs décisions, à savoir les solutions suivantes :

Première variante : Soulager le départ ; c'est une solution temporaire, elle consiste à faire basculer une partie du réseau actuel sur un autre départ accessible.

Deuxième variante : Création d'un nouveau départ ; la création d'un nouveau départ consiste à basculer une partie du réseau sur une autre injection pour soulager le départ principal.

Troisième variante : Création d'un PS est la solution envisagée afin de soulager le PS de FREHA et réduire la longueur de départ BOUZEGUENE. Elle consiste à créer un nouveau poste source afin de soulager le poste FREHA qui contiendra un nouveau départ BOUZEGUENE2.

Sommaire

Introduction générale.....	1
Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques	
Introduction	2
I.1- Fonction générale des réseaux	2
I.2- Structure générale des réseaux	2
I.2.1- Réseau de transport et d'interconnexion	2
I.2.2- Réseau de répartition	3
I.2.3- Réseau de Distribution	3
I.3.- Structures topologiques des réseaux de transport.....	4
I.3.1.- Structure maillée.....	4
I.3.2.- Structure radiale.....	6
I.3.2.1- Structure en antenne	7
I.3.2.2- Structure en coupure d'artère	7
I.4.- Réseaux moyenne tension	7
I.4.1- Structure des réseaux MT aériens.....	7
I.4.2- Structure des réseaux MT souterrain	8
I.5- Equipement en lignes et câbles.....	8
I.5.1- Câbles souterrains	8
I.5.2- Lignes aériennes	8
I.5.2.1- Types de lignes	9
I.5.2.2- Eléments constituant un réseau aérien.....	9
I.6- Les postes de transformation	11
I.6.1- Différents types de postes électriques	11
I.6.1.1- Selon les fonctions qu'ils assurent.....	11
I.6.2.2 – Selon les puissances transmises	12
I.6.2- Constitution d'un poste de transformation	14
I.6.2.1- Jeu de barres	14
I.6.2.2- Sectionneurs	15

I.6.2.3- Disjoncteurs	15
I.6.3- Les transformateurs	15
I.6.3.1- Transformateur de mesure	15
I.6.3.2- Transformateur d'isolement	17
Conclusion.....	17

Chapitre II : Défauts et protection des réseaux électriques

Introduction	18
II.1- Les défaut	18
II.1.1- Définition	18
II.1.2- Classification des défauts	18
II.1.2.1- Par leur durée	18
II.1.2.2- Par leurs origines	19
II.1.2.3- Par leurs natures	19
II.1.2.4- Par leurs localisations.....	19
II.1.2.5- Par la nature de la connexion	19
II.1.3- Conséquence des défauts.....	19
II.1.3.1- Le fonctionnement des réseaux	19
II.1.3.2- La tenue de matériel	20
II.1.3.3- Les chutes de tension.....	20
II.1.3.4- Les explosions des disjoncteurs	20
II.1.3.5- Les circuits de télécommunications	20
II.1.3.6- La sécurité des personnes	20
II.2- Etude des courants de court-circuit	21
II.2.1- Paramètres influençant sur la valeur du courant de court-circuit	21
II.2.2- Définition de l'intensité d'un courant de court-circuit	21
II.2.3- Décomposition d'un système en composantes symétriques	21
II.2.4- Principe de l'impédance des composantes	22
II.2.5- Analyse des courts-circuits	23

II.2.5.1- Défaut monophasé	23
II.2.5.2- Défaut biphasé sans contact avec la terre.....	25
II.2.5. 3- Défaut biphasé ayant contact avec la terre	27
II.2.5.4- Défaut triphasé	29
II. 3.- Protection des réseaux	30
II.3.1- Détection des défauts	30
II.3.2- Identification de l'ouvrage atteint	31
II.3.3- Commande des organes de coupure	31
II.3.4- Les qualités des protections	31
II.3.5- Protection des départs MT des postes HT/MT	32
II.3.5.1- Protection contre les défauts entre phases	32
II.3.5.2- Protection contre les défauts entre phases et la terre	33
II.3.6- Réenclenchement automatique	34
II.3.7- Protection des lignes	34
II.3.8- Appareillages des protections	35
II.3.8.1- Disjoncteurs	35
II.3.8.2- Sectionneurs	35
II.3.8.3- Interrupteurs	36
II.3.8.4- Parafoudres.....	36
II.3.8.5- Relais.....	36
II.3.8.6- Coupes circuits à fusible	37
II.4- Les régimes du neutre des réseaux MT	37
II.4.1- Neutre isolé	37
II.4.2- Mise à la terre du neutre par bobine d'extinction (dite de Petersen)	38
II.4.3- Neutre relié directement à la terre	39
II.4.4- Neutre relié à la terre par impédance	39
Conclusion.....	40

Chapitre III : Calcul de chute de tension dans les réseaux électriques

Introduction	41
III.1- Le plan de tension	41
III.3.1- L'écroulement de tension.....	41
III.1.2- Seuils des chutes de tension	41
III.2- Calcul de chute de tension	42
III.2.1- Méthode générale (Méthode des quadripôles).....	42
III.2.2- Méthodes de séparation des puissances actives et réactives	45
III.2.2.1- Méthode par approximations successives	45
III.2.2.2- Formules directes	48
III.2.2.3- Méthodes simplifiées -	49
III.2.3- Méthode des moments électriques	50
III.2.3.1- Chute de tension absolue	50
III.2.3.2- Chute de tension relative	50
III.2.3.3- Moment électrique d'une charge	51
III.2.3.4- Moment électrique d'une ligne	51
III.3.- Application de la méthode des moments	52
Conclusion.....	54

Chapitre IV : Calculs mécaniques

Introduction	55
IV.1- Préambule	55
IV.2- Conduite de l'étude mécanique	55
IV.2.1- Recherche de tracé	55
IV.2.2 - Dossier d'exécution	56
IV.2.3- Calcul mécaniques	56
IV.2.3.1 - Conducteurs	56

IV.2.3.2- Equation de changement d'état	56
IV.2.3.3- Les hypothèses climatiques. Coefficient de sécurité	57
IV.2.3.4- Portée maximale en fonction de l'écartement des conducteurs	58
IV.2.3.4.1- Longueur de chaîne, portée maximale	58
IV.2.3.4.2- Inclinaison des chaînes	59
IV.2.3.4.3- Retournement des chaînes	60
IV.2.3.5- Gamme des supports retenus	60
IV.2.3.5.1- Supports en alignement	61
IV.2.3.5.2- Supports d'ancrage avec angle	62
IV.2.3.5.3- Support d'étoilement	63
IV.2.3.5.4 - Support d'arrêt	63
IV.2.3.5.5- Support de dérivation	64
IV.2.3.5.6- Support de branchement	65
IV.2.3.6- Types de terrains	66
IV.2.3.7- Fondations retenues	67
IV.2.3.7.1- Formule utilisée	68
IV.2.3.7.2- Coefficient de stabilité S.....	68
IV.2.3.7.3- Encastrement pour les supports en béton	69
IV.2.3.7.4- Les surmassifs.....	69
IV.2.3.7.5- Béton de propreté	70
IV.2.3.7.6- Dimension des fondations	70
IV.2.3.8- Les armements	70
Application.....	71
Conclusion.....	73

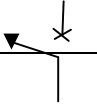
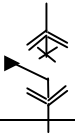
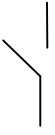
Chapitre V : Application

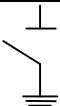
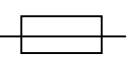
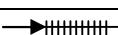
Introduction	76
V.1- Données globales	76
V.2- Consignes d'exploitation.....	79
V.3- Collecte des données.....	81
V.3.1- Caractéristiques physiques.....	81
V.3.2- Les départs HTA du poste FREHA 60/30 kV	82
V.4- Données dynamiques du réseau	83
V.4.1- Données de charge	84
V.4.2- Répartition de la charge	84
V.4.3- Evolution de la charge.....	86
V.5- Modèle de calcul	87
V.6- Hypothèse d'étude.....	89
V.6.1- Supports utilisés	89
V.6.2- Données économiques.....	89
V.7- Solutions proposes	89
V.7.1- Première variante	89
V.7.2- Deuxième variante	90
V.7.3- Troisième variante.....	90
Conclusion.....	90
Conclusion générale	91

NOMENCLATURE

$\left. \frac{\Delta U}{U} \right _{(seg1)}$	: Chute de tension relative de segment (1)
MW	: Mégawatt.
kW	: Kilowatt.
kV	: Kilovolt.
km	: Kilomètre.
Ω / km	: Ohm par kilomètre.
A	: Ampère.
KVA	: Kilovoltampère.
MVA	: Mégavoltampère.
THT	: Très haute tension.
HT (HTB)	: Haute tension
MT (HTA)	: Moyenne tension.
BT	: Basse tension
I ap	: Courant appelé
I lt	: Courant limite thermique.
T.u	: Taux d'utilisation des câbles.
T.ac	: Taux d'accroissement
PS	: Poste source.
JB	: Jeu de barres.
TR1 ; TR2	: Transformateur HT/MT 1et2.
Long	: Longueur
INJECT	: Injecteur
J...	: IACM sur carte.
D....	: Dérivation sur carte.
P....	: Poste sur carte
U....	: IACT sur carte
O....	: Ouverture (manœuvres à effectuer)
F.....	: Fermeture (manœuvres à effectuer)
KDA	: Kilodinars algérien

LEGENDE

Symbole	Indication abrégée	Description
	BHT	Barre haute tension
	BMT	Barre moyenne tension
	CA	Poste en cabine
	CP	Cellule de départ tension MT
	CS	Câble de secours
	CT	Câble de travail
	D	Dorsale
	De	Dérivation
	DA	Disjoncteur arrivée HT
	DC	Disjoncteur de couplage
	DD	Disjoncteur de départ
	DTR	Disjoncteur pour transformateur
	DDAT	Disjoncteur debrochable d'arrivée de transformateur
	DDC	Disjoncteur debrochable de couplage
	DDD	Disjoncteur debrochable de départ
	FD	Feeder
	I	Interrupteur
	IC	Interrupteur de couplage
	ID	Interrupteur de départ
	IA	Interrupteur automatique
	LHT	Ligne à haute tension
	LMT	Ligne à moyenne tension
	MV	Connexion vers maille voisine
	P	Poste MT/BT en coupure d'artère
	PA	Pont amovible
	PB	Poste tête de boucle
	PE	Poste tête d'épi
	PO	Poste sur poteau
	PR	Point de réflexion
	SM	Sectionneur
	SC	Sectionneur de couplage
	SD	Sous dérivation

Symbole	Indication abrégée	Description
	SMT	Sectionneur de ligne avec couteaux de mise à la terre
	TRH	Transformateur HT/MT
	TR	Transformateur MT/BT
	RM	Relais de phase
	RH	Relais homopolaire
	TC	Transformateur de courant
	TTO	Transformateur de courant toroïdal
	TRR	Temps de réenclenchement rapide
	TRL	Temps de réenclenchement lent
	TNE	Temps de neutralisation
	N	Conducteur de neutre
	F	Fusible
	CCF	Coupe-circuit à fusible
	DM	Disjoncteur magnétothermique
	C	Connecteur
	CR	Compteur
	CM	Fusible de colonne montante
	DF	Disjoncteur différentiel
	BR	Branchement
	/	Ligne moyenne tension (30kV)
	/	Câble moyenne tension (30kV)
	/	Boîte d'extrémité (tête de câble)
	/	Poste livraison (LIV), avec appareil de coupure en charge.
	/	Poste mixte (MXT), avec appareil de coupure en charge.
	/	Poste distribution publique (DP) ; avec appareil de coupure en charge.
	/	Poste mixte (MXT), sans appareil de coupure en charge.
	/	Poste distribution publique (DP), sans appareil de coupure en charge.
	/	Poste livraison (LIV), sans appareil de coupure en charge.

Introduction générale

Introduction générale :

L'électricité est devenue depuis la révolution industrielle une nécessité pour le développement de la quasi-totalité des pays. Or sa disponibilité ne dépend pas uniquement de sa production mais aussi des moyens de son transport et de sa distribution les quels sont les réseaux électriques, ces derniers son exposés aux agressions de la nature, à l'exploitation anarchique de l'homme et à l'accroissement de la consommation en énergie électrique

La région de BOUZEGUENE est desservie par un départ issu du PS (poste source) de FREHA comme le réseau électrique de cette région présente des chutes de tension importantes dues à la surcharge et à la longueur importante de ce réseau qui est de 189,516 km. SONELGAZ a proposé la restructuration de ce dernier dans le but d'améliorer la qualité de service à savoir :

- Constance de la tension.
- Continuité de service

Les réseaux de distribution d'énergie ont connu un fort développement, résultat de la réalisation des programmes d'électrification et des raccordements d'une nouvelle clientèle. Le raccordement des dérivations sur la dorsale, sans dispositif d'élimination automatique, fait que tout défaut permanent affectant une déviation provoque le déclenchement de tout le départ, privant ainsi d'électricité des abonnés.

L'objectif recherché par cette étude est de réduire le temps de coupure, de diminuer les chutes de tension et de minimiser les pertes d'énergie électriques.

Notre étude sera répartie en quatre chapitres :

- Généralités sur les réseaux électriques.
- Défauts et protection des réseaux électrique
- Calcul de chute de tension dans les réseaux électriques
- Calculs mécaniques
- Application

Enfin, nous terminons par une conclusion générale.

Chapitre I

Généralités sur les réseaux électriques

Introduction :

Pour répondre aux besoins en énergie électrique, il est nécessaire de faire appel à plusieurs procédés techniques de production et de conversion de l'énergie.

On appelle communément « système électrique » l'ensemble des installations électriquement interconnectées qui assure la livraison, à tous les utilisateurs d'électricité, des kilowattheures produits à partir de sources d'énergie primaire telles que l'hydraulique, les combustibles fossiles, la fission nucléaire, l'énergie éolienne et l'énergie solaire.

I.1. Fonction générale d'un réseau :

La fonction générale d'un réseau électrique est d'acheminer l'énergie électrique des centres de production jusqu'aux consommateurs et d'assurer la gestion dynamique et l'équilibre de l'ensemble production transport consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

De plus, le réseau a un rôle de transformation, puisqu'il doit permettre de livrer aux utilisateurs un bien de consommation adapté à leurs besoins, le produit électricité, caractérisé par :

- une puissance disponible, fonction des besoins quantitatifs du client ;
- une tension fixée, fonction de cette puissance et du type de clientèle ;
- une qualité traduisant la capacité à respecter les valeurs et la forme prévues de ces deux paramètres et à les maintenir dans le temps.

I.2. Structure générale d'un réseau :

Dans les pays dotés d'un système électrique élaboré, le réseau est structuré en plusieurs niveaux (figure I.1), assurant des fonctions spécifiques propres, et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions.

Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, raccordées à des nœuds appelés postes électriques. Ces derniers permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs avec des dispositifs de contrôle, de réglage et de protection. On distingue trois types de réseaux :

I.2.1 Réseau de transport et d'interconnexion :

Ce réseau est constitué de lignes à très haute tension 230 kV jusqu'à 750 kV [10] et a une double mission :

- Collecter l'énergie fournie par les centrales afin de l'acheminer vers les zones de consommation (fonction transport).
- Assurer les échanges d'énergie entre différentes régions et même avec les pays voisins (fonction interconnexion). La préparation des programmes, la surveillance du transport d'énergie, les ordres de réglage aux centrales et généralement la conduite du réseau sont confiés à un service des mouvements d'énergies plus souvent désigné sous le nom de « dispatching national ».

Les dispatchings sont des centres de décision qui ont pour mission d'assurer l'alimentation de la clientèle dans les meilleures conditions de qualité, de sécurité et de prix de revient. Ils doivent être renseignés à tout instant sur la puissance transportée, la tension et la fréquence en des points bien déterminés du réseau, sur la charge des transformateurs et la production des centrales.

I.2.2. Réseau de répartition :

Ce réseau qui comporte des lignes à haute tension (ligne HT entre 69kV à 230 kV) [10] joue le rôle d'intermédiaire entre le réseau de transport et le réseau de distribution. Il doit être en mesure de transiter plusieurs dizaines de (MW) sur quelques dizaines de kilomètres. Ce réseau doit être particulièrement fiable ; aussi ses mailles sont beaucoup plus serrées que celles du réseau du transit.

I.2.3. Réseau de distribution :

Ce sont les réseaux alimentation de l'ensemble de la clientèle, à l'exception de quelques gros clients industriels alimentés directement par les réseaux THT et HT. Ils peuvent être aériens ou souterrains. On distingue deux sous niveaux :

- Les réseaux à moyenne tension MT : 2.3kV à 69kV
- Les réseaux à basse tension BT : 110V à 600V

La liaison entre les sources d'énergie (centrales) et les centres de consommation est illustrée par le schéma ci-dessous (figure I.1). [1]

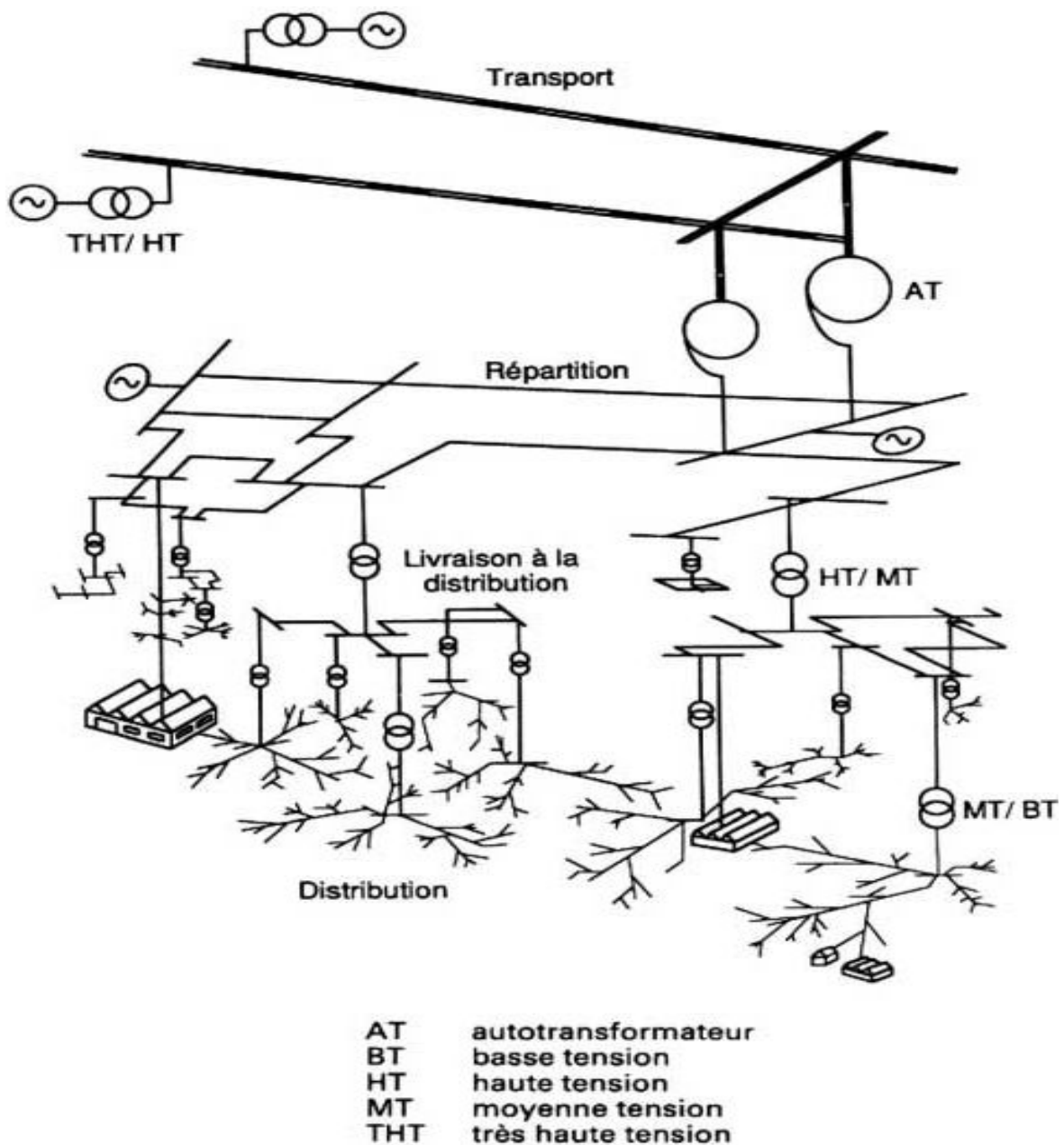


Figure I.1 : Hiérarchisation d'un réseau [1].

I.3. Structures topologiques des réseaux de transport :

I.3.1. Structure maillée :

Les réseaux en structure maillée sont des réseaux où les liaisons forment des boucles réalisant une structure aux mailles d'un filet. Cette structure nécessite que toutes les liaisons

soient capable de supporter des surcharges permanentes ou momentanées. Cette structure convient les réseaux de transport et d'interconnexion (Figure I.2).

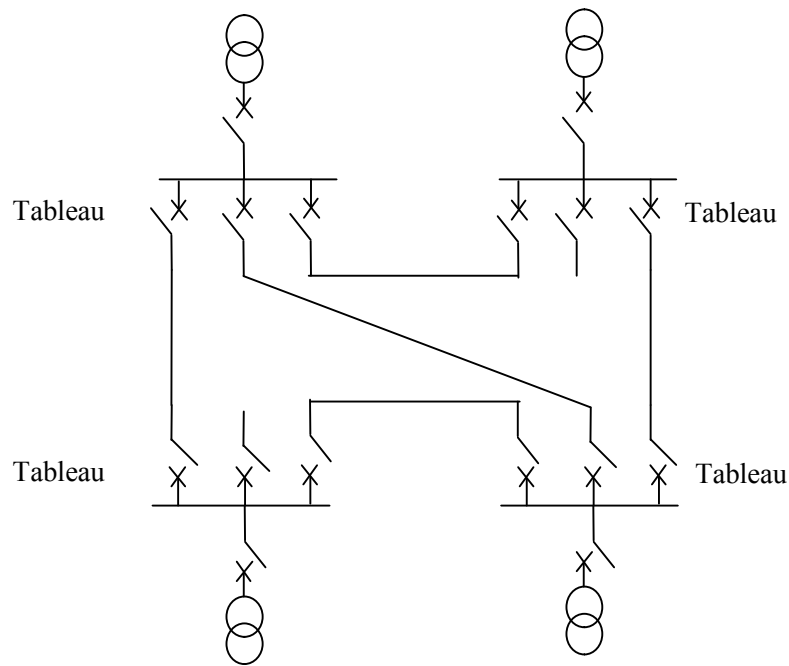


Figure I.2 : Structure d'un réseau de transport maillé

Structure bouclée :

C'est une structure maillée simplifiée, présentant un certains nombres de boucles fermées, chacune de ces boucles contient un nombre limité de sources. L'énergie peut donc transiter par des chemins différents (figure I.3). Cette structure convient les réseaux de répartition.

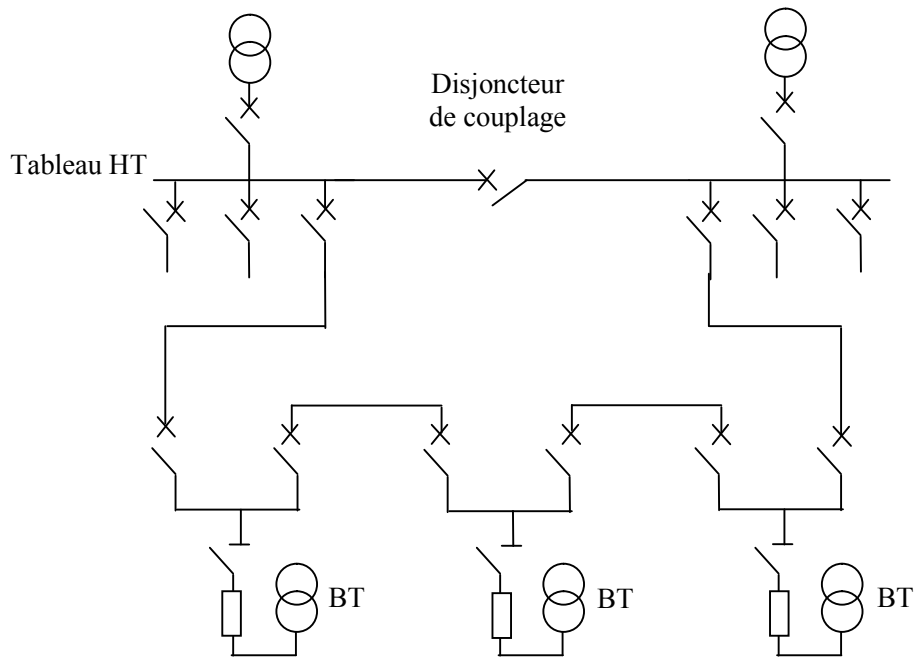


Figure I.3 : Structure d'un réseau bouclé

I.3.2. structure radiale:

Un réseau en structure radiale est un réseau dont le schéma unifilaire est arborescent. Chaque artère se séparant des autres à la manière des branches d'un arbre et ne présentant donc qu'un point commun avec une autre liaison, à l'origine se trouve le poste d'alimentation. Cette disposition permet en cas d'incident sur un arbre de réalimenter certain dérivation à l'aide d'artères voisines. Cette structure convient les réseaux de distribution.

I.3.2.1 Structure en antenne :

L'alimentation en antenne est un cas particulier et simplifié d'un réseau radial. Parfois utilisé dans les réseaux HT et THT. Un poste en antenne est alimenté par une ligne simple issue d'un poste source. Le secours peut être assuré, soit par une seconde liaison issue du même poste d'origine, soit par une ligne appuyée sur un autre poste source. Mais non bouclé électriquement. On distingue une alimentation simple antenne (figure I.4) et double antenne.

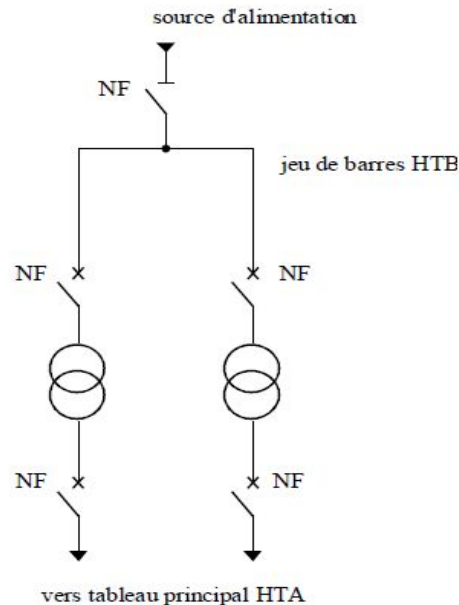


Figure I.4: Alimentation en simple antenne.

I.3.2.2 Structure en coupure d'artère :

L'alimentation en coupure d'artère est aussi un cas particulier du réseau radial, où il n'existe que le tronçon principal constitué par une ligne aérienne ou un câble souterrain sur lequel chaque poste raccordé.

On remarque que l'alimentation en coupure d'artère a l'avantage d'être alimentée d'un côté comme de l'autre (à condition que le réseau soit bouclé).

I.4. Réseau moyenne tension :

I.4.1 Structure des réseaux MT aériens :

La structure des réseaux est arborescente à deux ordres de lignes (Figure I.5): dorsales et dérivations. Des sous dérivations peuvent être utilisés pour alimenter des charges isolées ou pour grouper sous un même interrupteur aérien un ensemble de postes MT/BT. Cette structure est destinée à desservir des zones à faible densité de charge est exploitée en radial. D'une façon générale le bouclage entre réseaux voisins ne doit pas être recherché sauf pour des contraintes d'exploitation justifiées. Des interrupteurs automatiques seront installés à l'endroit de dérivation pour permettre l'élimination de la dérivation en défaut. Leur installation se fera suivant l'importance, et la probabilité d'incident sur la dérivation.

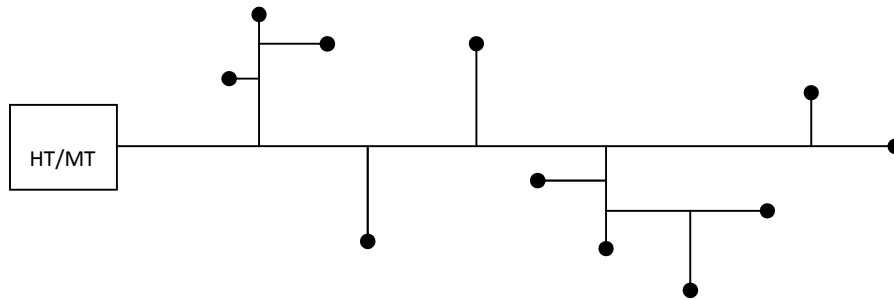


Figure I.5: Structure arborescente du réseau aérien.

I.4.2. Structure des réseaux MT souterrain :

La structure des réseaux souterrains est à un seul type de lignes : les dorsales. Ces réseaux, par leur constitution (faible longueur et forte section des conducteurs) sont le siège de chute de tension réduite. De ce fait, tenant compte de l'importance des incidents (charge coupée et durée d'interruption plus élevée qu'en réseau aérien), il sera prévu une réalimentation soit par les réseaux voisins, soit par un câble de secours.

I.5. Equipement en lignes et câbles :

Le transport de l'énergie électrique se fait par des conducteurs tels que les lignes aériennes et les câbles souterrains. Malgré leurs simplicités apparentes, les conducteurs cachent des propriétés importantes qui influent grandement sur le transport d'énergie électrique.

I.5.1. Câbles souterrains :

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

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

I.5.2. Lignes aériennes :

Les conducteurs actuellement utilisés en MT sont des conducteurs nus en alu-mélec de deux sections différentes : $34,4 \text{ mm}^2$ et $93,3 \text{ mm}^2$, dans le cas des lignes HT et la THT, on utilise des câbles en aluminium avec âme en acier [3].

Les conducteurs des lignes aériennes sont rarement massifs, on fait usage du conducteur unique seulement pour les petites surfaces (10 mm^2), pour les grandes surfaces on a recours aux câbles.

On utilise aussi les conducteurs creux, ainsi on augmente le rayon du conducteur dans le but de réduire l'effet couronne (on augmente le diamètre du conducteur sans accroître sa section conductrice ni son poids).

Pour des tensions supérieures ou égales à 220 kV, on constitue fréquemment chaque conducteur au moyen d'un faisceau de plusieurs conducteurs (câble) pour minimiser les pertes.

I.5.2.1. Types de lignes :

On distingue quatre types de lignes : [10]

1. Ligne de distribution BT : ce sont des lignes installées à l'intérieur des édifices usines et maisons. les lignes sont habituellement des câbles ou des barres omnibus fonctionnant à des tensions inférieures à 600V.
2. Lignes de distribution HTA (MT) : ce sont des lignes qui relient les clients aux postes de transformation principaux de la compagnie de l'électricité. Leur tension est comprise entre 2,4 kV et 69 kV.
3. Les lignes de transport HT : ce sont des lignes reliant les postes de transformation principaux aux centrales de génération ; fonctionnant généralement à des tensions inférieures à 230 kV.
4. Les lignes de transport THT : ce sont des lignes qui relient les centrales éloignées aux centres de consommation. Ces lignes peuvent atteindre des longueurs allant jusqu'à 1000 km et elles fonctionnent à des tensions allant jusqu'à 750kV.

I.5.2.2. Eléments constituant un réseau aérien :

Supports : Ce sont les éléments de réseau permettant de soutenir un conducteur aérien, sont de deux types [10] :

Les poteaux et les pylônes.

Ils sont implantés dans le sol, le premier type désigne des supports relativement simples de hauteur modérée, utilisés en BT et dans la gamme inférieure de la HT ; le second type est utilisé pour désigner les structures plus complexes auxquelles on a recours pour les lignes THT.

Conducteurs : Les conducteurs utilisés pour le transport de l'énergie électrique sont les conducteurs en cuivre et en l'aluminium, soit à l'état pratiquement pur, soit sous forme d'alliages.

L'armement : C'est un dispositif permettant de protéger le support en cas de rupture de conducteur. Les armements utilisés actuellement sont les nappes voûtes et les nappes horizontales (voir Figure (1.6)).

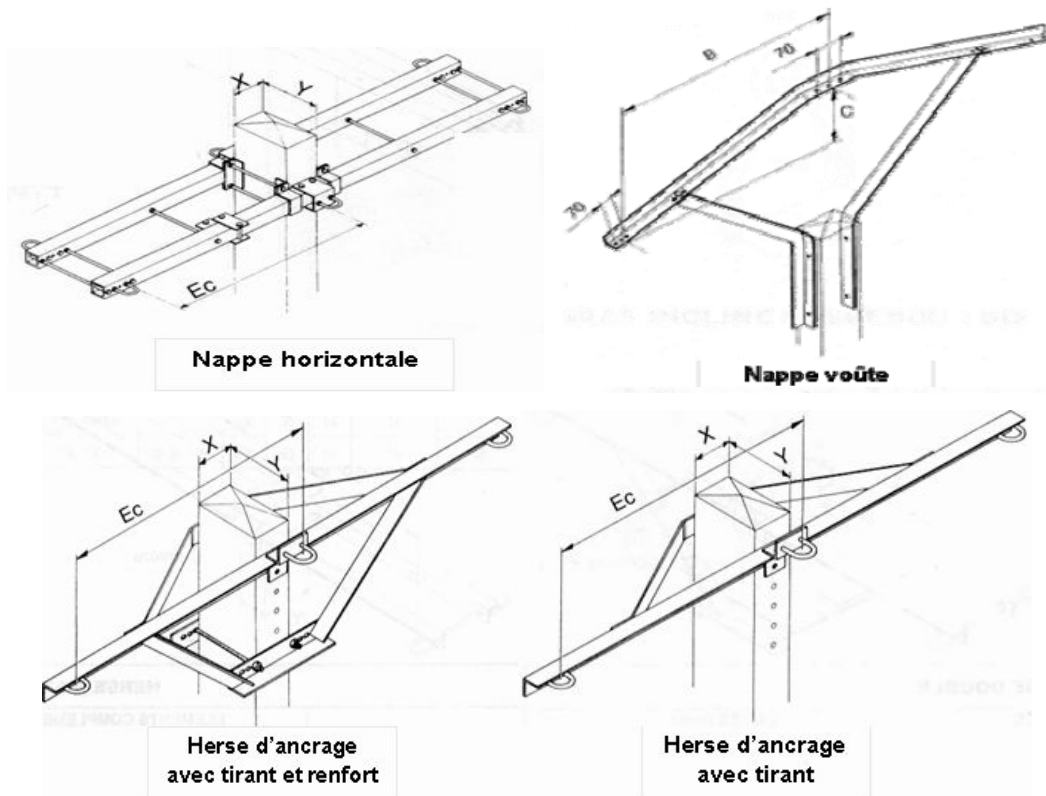


Figure 1.6 : Types d'armement [3]

Isolateurs :

L'isolateur sert à retenir mécaniquement les conducteurs aux supports et à assurer l'isolement électrique entre ces deux éléments. Il est constitué de deux parties : une partie isolante et des pièces métalliques scellées sur cette partie isolante [2]. Le scellement, généralement du moitié de ciment, assure la liaison mécanique des parties isolantes entre elles ou aux pièces métalliques (Figure 1.7).

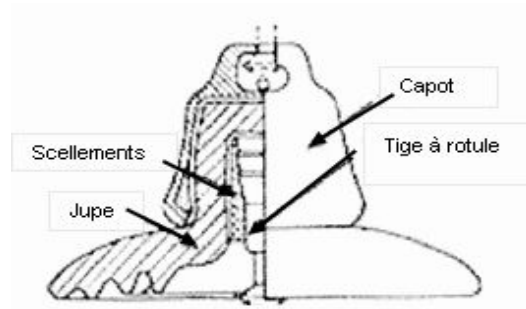


Figure 1.7: Isolateur

I.6. Les postes de transformation :

Un poste électrique est une partie d'un réseau électrique, située en un même lieu, comprenant principalement les extrémités des lignes de transport ou de distribution, de l'appareillage électrique, des bâtiments, et, éventuellement, des transformateurs. Un poste électrique est donc un élément du réseau électrique servant à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité. Il permet d'élever la tension électrique pour sa transmission, puis de la baisser en vue de sa consommation par les utilisateurs (particuliers ou industriels). Dans les autres langues, on parle généralement de substation (sous-station).

Pour la transmission de l'énergie électrique, il est économiquement intéressant d'augmenter la tension, car cela limite les déperditions d'énergie par effet Joule. En effet, à puissance délivrée constante, plus la tension est élevée et plus l'intensité passant dans les câbles est faible, donc moins d'échauffement, ce qui permet entre autres de réduire la section des câbles, d'où une économie considérable. Les niveaux utilisés pour les transmissions à grande distance sont généralement entre 400 kV et 800 kV, qualifiés de très haute tension (dénomination actuelle : haute tension B). La tension est ensuite réduite pour une consommation à un niveau de tension usuel, en Europe 230 V, en Amérique 110 V.

I.6.1. Différents types de postes électriques :

On distingue plusieurs types de postes selon :

I.6.1.1 Les fonctions qu'ils assurent :

a. Postes de distribution public (DP) : ce sont des postes de transformation appelés à desservir les utilisateurs du réseau de distribution sous la tension de raccordement, la basse tension [11].

On distingue deux catégories de poste :

- Les postes sur poteau. Ces postes de puissance limitée sont alimentés via un réseau HTA.
- Les postes en élévation préfabriqués, maçonnés ou en immeuble. Ces postes sont raccordés via une liaison souterraine ou aéro-souterraine HTA.

b. Postes livraisons (LIV) : Ce sont des postes de transformation alimentant des clients dont les puissances installées dépassent 40 kV.

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

I.6.1.2 Les puissances transmises :

a. Poste HT/HTA [5] :

En phase initiale, ce type de poste (figure I.8) est constitué d'un transformateur (T1) alimenté par une ligne HT (HT1). Avec l'augmentation des charges à desservir, on peut y adjoindre un deuxième (T2), puis, en stade final, un troisième (parfois plus) transformateur (T3) généralement en double attache.

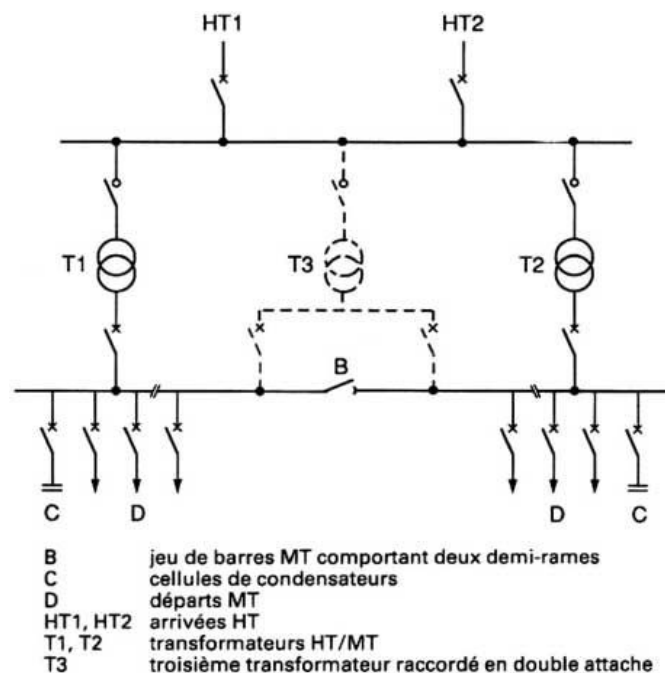


Figure I.8 : Schéma de poste HT/MT.

En même temps que le deuxième transformateur, on raccorde généralement une deuxième arrivée HT (HT2), dite *garantie ligne*, opérant en cas de défaut sur la première.

Le ou les transformateurs débitent sur un tableau MT qui forme un jeu de barres composé de rames. Chaque rame est un ensemble d'une dizaine de cellules environ, organisée en deux demi-rames reliées entre elles par un organe de couplage, en sectionnement de barre.

La demi-rame élémentaire comprend :

- ✓ une arrivée de transformateur ;
- ✓ plusieurs départs MT ;
- ✓ une cellule de condensateurs (compensation de l'énergie réactive) ;
- ✓ éventuellement, un disjoncteur shunt.

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

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

- un seul transformateur alimente l'ensemble des rames, le deuxième n'opérant qu'en cas de secours ;
- les alimentations des différentes rames sont réparties sur plusieurs transformateurs de manière prédéterminée (en général, les transformateurs ne sont jamais en parallèle sauf quelques instants pendant une manœuvre de changement de schéma d'exploitation).

Le choix de ces configurations dépend de la puissance à desservir au regard de la puissance installée à un moment donné, en recherchant les pertes minimales.

Les départs MT sont regroupés sur les différentes rames en fonction :

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

b. Poste HTA/ BT :

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

On peut citer trois types :

- ✓ Poste rural.

- ✓ Poste sur poteau.
- ✓ Poste urbain.

I.6.2. Constitution d'un poste de transformation

I.6.2.1. Jeu de barres :

Le terme officiel est barre omnibus, mais il n'est guère employé. Selon la définition donnée par la commission électrotechnique internationale, il s'agit d'un conducteur de faible impédance auquel peuvent être reliés plusieurs circuits électriques en des points séparés.

La section conductrice est un paramètre important pour déterminer le courant maximum qui peut traverser un jeu de barres. On trouve des jeux de barres de petites sections (10 mm^2), mais les postes à haute tension utilisent des tubes métalliques d'un diamètre allant jusqu'à 120 mm et d'une section allant jusqu'à $1\,000 \text{ mm}^2$ comme jeu de barres.

Les jeux de barres sont soit des barres planes, soit des tubes creux, car ces formes permettent de dissiper efficacement les pertes grâce à un bon ratio entre leur surface dissipatrice et leur surface conductrice. L'effet de peau rend inefficace les jeux de barres de plus de 8 ou 10 mm d'épaisseur à 50-60 Hz, les tubes creux épais ou les barres planes sont les plus courantes dans des applications à fort courant. Ces tubes ayant une rigidité meilleure que les barres ou tiges, on les utilise fréquemment dans des postes de grande dimension. [4]

Un jeu de barres peut être supporté par des isolateurs ou bien complètement entouré d'isolant.

On doit protéger les jeux de barres d'un contact accidentel soit en les plaçant dans une enceinte métallique fermée, soit en les plaçant à une hauteur hors d'atteinte.

✚ En HT, on utilise principalement deux technologies pour les jeux de barres :

- Jeux de barres dits posés, consistant en des tubes reposant sur des isolateurs.

- Jeux de barres dits tendus, consistant en des conducteurs flexibles suspendus par des chaînes d'isolateurs à des structures métalliques dites portiques.

✚ En MT, on utilise des barres rectangulaires. Soit les appareillages sont connectés directement sur les barres soit les appareillages sont raccordés au moyen de conducteurs électrique (câble ou file isolé). Pour effectuer le raccordement à l'appareillage ou au câble, les barres sont munies de dispositifs de connexion (trous, bornes, etc.).

I.6.2.2. Sectionneurs :

Les sectionneurs ne sont dotés d'aucun pouvoir de coupure. Ils ne permettent d'ouvrir un circuit qu'en absence de tout courant. Ils servent à séparer et à isoler par exemple, un ensemble de circuits, un appareil, une machine, une section de ligne ou de câble, afin de permettre au personnel d'exploitation d'y accéder sans danger.

La commande de ces derniers peut être manuelle directe, ou bien manuelle à distance par exemple une perche, il est muni d'un dispositif de verrouillage qui l'empêche de s'ouvrir sous l'action des forces électromagnétique intenses produites par les courants de court-circuit.

I.6.2.3. Disjoncteurs :

Appareil mécanique de connexion capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions anormales spécifiées du circuit telles qu'un court-circuit.

Les disjoncteurs les plus répandus sont :

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

I.6.3. Les transformateurs :

Un transformateur électrique est un convertisseur permettant de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant délivrées par une source d'énergie électrique alternative, en un système de tension et de courant de valeurs différentes, mais de même fréquence et de même forme. Il effectue cette transformation avec un excellent rendement.

I.6.3.1. Transformateur de mesure :**-Transformateur de courant TC**

Cet appareil comporte deux circuits, un primaire et un secondaire, et un circuit magnétique. Il délivre un signal secondaire de même nature que la grandeur primaire à mesurer ; c'est une source de courant. Bien qu'il ne soit pas linéaire et que sa plage d'utilisation soit limitée par les phénomènes de saturation magnétique, aujourd'hui c'est le type d'appareil le plus employé en THT.

Un transformateur de courant peut comporter plusieurs secondaires, chacun d'eux étant dédié à une fonction précise, mesure ou protection.

- Secondaire « mesure » : Sa plage de précision est étroite. Elle est généralement limitée à des courants inférieurs au courant primaire assigné.
- Secondaire « protection » : Dans ce cas la plage de précision est très large. Elle atteint très souvent une à vingt fois le courant primaire assigné.

Il existe deux types de transformateurs de courant :

- Les transformateurs de type primaire bobiné; utilisés pour les courants de faible intensité.
- Les transformateurs de type primaire à barres; utilisés pour les courants supérieurs à 100 A, le primaire ne comporte qu'un tour de câble où la barre conduisant le courant, le courant passe dans la fenêtre d'un circuit magnétique toroïdale, sur le tore l'enroulement secondaire est bobiné très soigneusement.

-Transformateur de tension TT :

Ce transformateur est l'un des moyens pour mesurer des tensions alternatives élevées. Il s'agit d'un transformateur qui a la particularité d'avoir un rapport de transformation étalonné avec précision, mais prévu pour ne délivrer qu'une très faible charge au secondaire, correspondant à un voltmètre. Le rapport de transformation permet de mesurer des tensions primaires s'exprimant en kilovolt (kV). Il est utilisé en MT et HT.

-Transformateur de puissance TP :

Le transformateur de puissance reçoit l'énergie électrique de l'alternateur et élève la tension en vue du transport, le bobinage primaire sera donc à la même tension que l'alternateur tandis que la tension du secondaire dépendra de la ligne utilisée pour le transport.

On trouve sur les réseaux électriques deux types de transformateurs de puissance :

- Les autotransformateurs qui n'ont pas d'isolement entre le primaire et le secondaire. Ils ont un rapport de transformation fixe quand ils sont en service, mais qui peut être changé si l'autotransformateur est mis hors service.
- Les transformateurs avec régleurs en charge sont capables de changer leur rapport de transformation quand ils sont en service. Ils sont utilisés pour maintenir une tension constante au secondaire (la tension la plus basse) et jouent un rôle important dans le maintien de la tension.

I.6.3.2. Transformateur d'isolement

Le transformateur d'isolement est uniquement destiné à créer un isolement électrique entre plusieurs circuits pour des raisons bien souvent de sécurité ou de résolution de problèmes techniques. Tous les transformateurs à enroulement primaire isolé du (des) secondaire(s) devraient être considérés comme des transformateurs d'isolement, toutefois, en pratique, ce nom désigne des transformateurs dont la tension de sortie a la même valeur efficace que celle de l'entrée.

Le transformateur d'isolement comporte deux enroulements presque identiques au primaire et au secondaire :

- Le nombre de spires du secondaire est souvent très légèrement supérieur au nombre de spires du primaire pour compenser la faible chute de tension en fonctionnement.
- Les sections des fils au primaire et au secondaire sont identiques car l'intensité des courants est la même.

Conclusion :

On a consacré ce chapitre aux généralités sur les réseaux électriques à savoir :

- Des notions sur la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique.
- Des rappels sur les différents éléments constituant un réseau électrique tels que les postes et leurs appareillages.

Chapitre II

Défauts et protection des réseaux électriques

Annexes

Bibliographie

Introduction :

Les réseaux électriques sont conçus pour supporter une intensité bien déterminée, mais parfois ils peuvent être le siège de perturbations accidentelles dues à des causes non prévisibles (coup de foudre, court circuit,...etc.). Ces perturbations ont un pouvoir de nuisance destructeur pour le matériel et parfois pour le personnel exploitant.

Les réseaux de distribution HTA ont de fortes chances d'être le siège de défaut ayant pour origine un corps étranger (branche, oiseau ...etc.).

II.1. Les défauts :**II.1.1. Définition :**

On appelle un défaut (court-circuit), la mise en connexion volontaire ou accidentelle de deux points ou plus d'un circuit électrique entre lesquels il existe une différence de potentielle, par un conducteur de faible résistance. Il donne naissance à un courant de court-circuit. Les électrotechniciens utilisent fréquemment le mot défaut comme synonyme de court-circuit car c'est un défaut de l'isolement électrique qui provoque l'apparition d'un arc électrique. Toutes ces perturbations engendrent des modifications sur les paramètres électriques des ouvrages.

II.1.2. Classification des défauts :

Sur un réseau de distribution électrique, les courts-circuits peuvent être Classés :

II.1.2.1 Par leurs durées :

Les durées de régimes de court-circuit sont très courts, ces régimes sont arrêtés par les protections, donc leurs durées sont donnés par la relation suivante :

$$t = t_{\text{prot}} + t_{\text{disj}} \quad (1)$$

t_{prot} : Le temps de fonctionnement de la protection

t_{disj} : Le temps de fonctionnement de disjoncteur

- **Auto-extincteur** : Si le défaut disparaît de lui-même en un temps très court (environ 50 ms), sans provoquer de déclenchement des organes de protection (fusible ou disjoncteur)
- **Fugitif** : Ce sont des défauts qui nécessitent une brève coupure du réseau d'alimentation d'environ 0,3 secondes, sans nécessité d'intervention, ils sont de l'ordre de 70-90 % des défauts.

- **Semi-permanent** : Si le défaut disparaît après une ou plusieurs coupures longues du réseau d'alimentation (quelque dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention ; ils sont de l'ordre de 5-15 % des défauts.
- **Permanent** : Si le défaut provoque un déclenchement définitif et nécessite l'intervention du personnel pour la reprise du service ; ils sont de l'ordre de 5-15 %.

II.1.2.2 Par leurs origines :

Selon leurs origines les défauts peuvent être classés comme suit :

- **Origine atmosphérique**: C'est le cas de la foudre qui frappe les pylônes, les conducteurs d'une ligne, ou d'un poste.
- **Origine interne** : Ce sont les défauts qui prennent naissance dans les réseaux eux-mêmes, c'est par exemple, le cas de l'ouverture ou la fermeture de circuit électrique en charge, ou le cas de surintensités qui peuvent être produites par un courant de surcharge.

II.1.2.3. Par leurs natures :

D'après l'ordre de la fréquence, on distingue quatre types de courts-circuits :

- **Monophasés** : Où une phase et le neutre ou la terre reliés ensemble, (75 % des cas)
- **Biphasés** : Ou deux phases sont raccordées ensembles, (15 % des cas).
- **Biphasés-terre** : Où deux phases et la terre sont reliées ensembles, (5 % des cas).
- **Triphasés** : Où les trois phases sont reliées ensembles, (5 % des cas)

II.2.2.4. Par leurs localisations :

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

II.2.2.5. Par la nature de la connexion :

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

II.2.3. Conséquences des défauts :

Les courts-circuits ont des effets néfastes sur [2] :

II.2.3.1. Le fonctionnement des réseaux :

Les courts circuits, surtout lorsqu'ils sont polyphasés et proches des centrales, entraînent une diminution de couple résistant des machines et donc une rupture de l'équilibre

entre celui-ci et le couple moteur, s'ils ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la perte de stabilité de groupes générateurs et à des fonctionnements hors synchronisme préjudiciable aux matériels.

II.2.3.2. La tenue de matériel :

Les courts-circuits provoquent des surintensités violentes qui, amènent deux types de contraintes, des contraintes thermiques dues au dégagement de chaleur par effet joule dans les conducteurs, et des contraintes mécaniques, dues aux contraintes électrodynamiques. De plus, l'arc électrique consécutif à un court-circuit met en jeu un important dégagement local d'énergie pouvant provoquer des dégâts importants au matériel et même être dangereux pour le personnel travaillant à proximité.

II.2.3.3. Les chutes de tension :

Les courants de court-circuit provoquent de brusques variations de tension, non seulement sur la ligne mauvaise, mais aussi sur les lignes adjacentes.

II.2.3.4. Les explosions des disjoncteurs :

La valeur importante atteinte par les courants de courts-circuits peut provoquer l'explosion des disjoncteurs, particulièrement s'ils sont d'un type ancien et sont placés sur des réseaux MT alimentés par des transformateurs HT/MT de grande puissance.

II.2.3.5. Les circuits de télécommunications :

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

II.2.3.6. La sécurité des personnes :

La mise sous tension accidentelle des masses, les élévations de potentiel liées à l'écoulement des courants de défauts à la terre, les conducteurs tombés au sol, ...etc.

Sont autant de situations pouvant présenter des risques pour la sécurité des personnes ; le mode de la mise à la terre des points neutres joue un rôle essentiel.

II.3. Etude des courants de court-circuit

II.3.1. Paramètres influençant sur la valeur du courant de court-circuit :

L'intensité du courant de court-circuit est une caractéristique importante, elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en défaut.

La valeur de l'intensité du courant de court-circuit en un point d'un réseau dépend de :

- La nature des éléments qui constituent le réseau : alternateur, transformateur, lignes, câbles ;
- La structure topologique du réseau, (radial, bouclé, maillé) ;
- Le mode d'exploitation du réseau : neutre isolé ou neutre mis à la terre ;
- La résistance du défaut ;
- Le type de défaut : triphasé, biphasé ou monophasé.

II.3.2. Définition de l'intensité d'un courant de court-circuit :

L'intensité I d'un courant de court-circuit dans un réseau monophasé se définit principalement par l'application de la loi d'ohm.

$I = V / Z$ avec : V : tension simple de la source.

Z : impédance totale du circuit y compris celle du défaut.

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

Par contre dans les réseaux triphasés déséquilibrés, le calcul de courant de court-circuit nécessite le retour aux composantes symétriques.

II.3.3. Décomposition d'un système en composantes symétriques :

Le calcul des courants de courts circuits avec la méthode générale faisant appelle aux lois d'ohm, de Kirchhoff est possible mais complexe et lourde. La méthode dite composantes symétriques, décrite ci-dessous simplifie les calculs.

Cette méthode appelée aussi de FORTESCUE repose sur le fait qu'un système déséquilibré de grandeurs sinusoïdales de tension $\overline{V}_1$, $\overline{V}_2$, $\overline{V}_3$ peut être considéré comme la superposition de trois systèmes équilibré :

L'un directe : si le décalage entre deux vecteurs successives est de $2\pi/3$.

L'autre inverse : si le décalage entre deux vecteurs successives est de $(-2\pi/3)$.

La troisième homopolaire : si le déphasage entre deux vecteurs successives est nul.

$$\overline{V}_1 = \overline{V}_d + \overline{V}_i + \overline{V}_0$$

$$\overline{V}_2 = a^2 \overline{V}_d + a \overline{V}_i + \overline{V}_0$$

$$\overline{V}_3 = a \overline{V}_d + a^2 \overline{V}_i + \overline{V}_0$$

Le système direct est : $\overline{V}_d, a^2 \overline{V}_d, a \overline{V}_d$

Le système inverse est : $\overline{V}_i, a^2 \overline{V}_i, a \overline{V}_i$

Le système homopolaire est : $\overline{V}_0, \overline{V}_0, \overline{V}_0$

Avec : $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$

opérateur de rotation, appliqué à un vecteur le fait tourner d'un angle de $2\pi/3$ dans le sens trigonométrique.

Les composantes symétriques sont définies par la transformation de FORTESCUE.

$$\overline{V}_d = \frac{1}{3}(\overline{V}_1 + a \overline{V}_2 + a^2 \overline{V}_3)$$

$$\overline{V}_i = \frac{1}{3}(\overline{V}_1 + a \overline{V}_2 + a^2 \overline{V}_3)$$

$$\overline{V}_0 = \frac{1}{3}(\overline{V}_1 + \overline{V}_2 + \overline{V}_3)$$

De la même manière, on peut décomposer un système de courants déséquilibrés.

$$\overline{I}_d = \frac{1}{3}(\overline{I}_1 + a \overline{I}_2 + a^2 \overline{I}_3)$$

$$\overline{I}_i = \frac{1}{3}(\overline{I}_1 + a \overline{I}_2 + a^2 \overline{I}_3)$$

$$\overline{I}_0 = \frac{1}{3}(\overline{I}_1 + \overline{I}_2 + \overline{I}_3)$$

II.3.4 Principe de l'impédance des composantes :

Pour tout élément de réseau de construction symétrique, la transformation de FORTESCUE rend indépendants les systèmes direct, inverse et homopolaire.

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

$$\overline{V}_d = \overline{E}_d - \overline{Z}_d \overline{I}_d$$

$$\overline{V}_i = \overline{E}_i - \overline{Z}_i \overline{I}_i$$

$$\overline{V}_0 = \overline{E}_0 - \overline{Z}_0 \overline{I}_0$$

Les trois grandeurs $\bar{Z}_d, \bar{Z}_i, \bar{Z}_0$ sont les impédances cycliques du circuit, respectivement direct, inverse et homopolaire.

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

En régime déséquilibré, on simplifie les écritures :

Par simplification du principe de superposition des états, c'est-à-dire :

$$\bar{E}_d = E, \bar{E}_i = \bar{E}_0 = 0$$

$$\bar{E}_d = \bar{Z}_d \bar{I}_d + \bar{V}_d \quad (1)$$

$$0 = \bar{Z}_i \bar{I}_i + \bar{V}_i \quad (2)$$

$$0 = \bar{Z}_0 \bar{I}_0 + \bar{V}_0 \quad (3)$$

II.2.5 Analyse des courts-circuits :

II.2.5.1. Défaut monophasé :

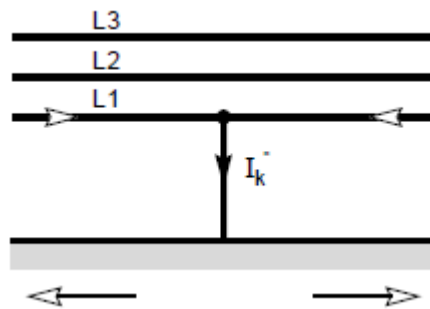


Figure II.1 : Court-circuit monophasé [5]

— courant de court circuit.

— courant de court-circuit partiel dans les conducteurs et la terre.

a) Application de principe de superposition :

$$\bar{E}_d = \bar{Z}_d \bar{I}_d + \bar{V}_d \quad (1)$$

$$0 = \bar{Z}_i \bar{I}_i + \bar{V}_i \quad (2)$$

$$0 = \bar{Z}_0 \bar{I}_0 + \bar{V}_0 \quad (3)$$

b) Equations caractérisant le défaut :

$$\bar{U}_1 = 0 \quad (4)$$

$$\bar{I}_2 = 0 \quad (5)$$

$$\bar{I}_3 = 0 \quad (6)$$

c) Composantes symétriques du courant :

$$\bar{I}_d = \frac{1}{3}(\bar{I}_1 + a\bar{I}_2 + a^2\bar{I}_3) \quad (7)$$

$$\bar{I}_i = \frac{1}{3}(\bar{I}_1 + a^2\bar{I}_2 + a\bar{I}_3) \quad (8)$$

$$\bar{I}_0 = \frac{1}{3}(\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3) \quad (9)$$

En remplaçant (5) et (6) dans (7) et (8) respectivement on aura :

$$\bar{I}_d = \bar{I}_i \quad (a)$$

De (5)+(6)=0 on le porte dans (9) on aura :

$$\bar{I}_d + \bar{I}_i = 2\bar{I}_0 \quad (b)$$

D'après les relations (a) et (b), on peut écrire :

$$\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_0$$

De (1)+(2)+(3) on aura :

$$\bar{E}_d = (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0)\bar{I}_d$$

D'où :

$$\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_0 = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0} \quad \text{La valeur du courant du défaut:}$$

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_0 = 3\bar{I}_d = \frac{3\bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0}$$

Des équations (1),(2) et (3) on aura composantes symétriques de la tension $\bar{V}_d$, $\bar{V}_i$ et $\bar{V}_0$ respectivement :

$$\bar{V}_d = \bar{E}_d - \bar{Z}_d \bar{I}_d = \bar{E}_d - \bar{E}_d \frac{\bar{Z}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0} = \bar{E}_d \frac{\bar{Z}_i + \bar{Z}_0}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0}$$

$$\bar{V}_i = -\bar{Z}_i \bar{I}_i = -\bar{E}_d \frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0}$$

$$\bar{V}_0 = -\bar{Z}_0 \bar{I}_0 = -\bar{E}_d \frac{\bar{Z}_0}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0}$$

Les tensions des trois phases sont données par les relations suivantes :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_0 = 0$$

$$\bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_0$$

$$\bar{V}_3 = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_0$$

II.2.5.2. défaut biphasé sans contact avec la terre

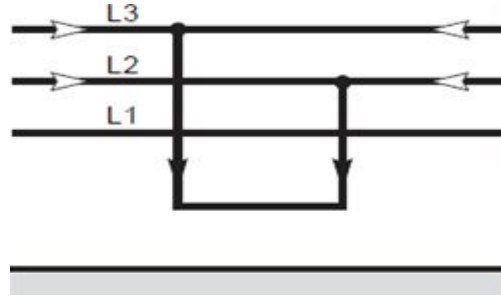


Figure II.2 : Défaut biphasé sans contact avec la terre.

a) Application de principe de superposition :

$$\bar{E}_d = \bar{Z}_d \bar{I}_d + \bar{V}_d \quad (1)$$

$$0 = \bar{Z}_i \bar{I}_i + \bar{V}_i \quad (2)$$

$$0 = \bar{Z}_0 \bar{I}_0 + \bar{V}_0 \quad (3)$$

b) Equations caractérisant le défaut :

$$\bar{I}_1 = 0 \quad (4)$$

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_3 \quad (5)$$

$$\text{Pas de contact avec la terre donc : } \bar{V}_0 = \bar{I}_0 = 0 \quad (6)$$

c) équations des courants et des tensions :

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_0 \quad (7)$$

$$\bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_0 \quad (8)$$

$$\bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_0 \quad (9)$$

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_0 \quad (10)$$

$$\bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_0 \quad (11)$$

$$\bar{V}_3 = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_0 \quad (12)$$

Calcul des composantes symétriques des courants et des tensions :

En portant (4) et (6) dans l'équation (7) on aura :

$$\bar{I}_d = -\bar{I}_i \quad (a)$$

D'après (5) on a (11)=(12) don on aura :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i \quad (b)$$

En remplaçant (a) et (b) dans l'équation (1) on aura :

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

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

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

$$\bar{I}_1 = 0$$

$$\bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i = (a^2 - a) \bar{I}_d = -j\sqrt{3} \bar{I}_d = -j \frac{\sqrt{3} \bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

$$\bar{I}_3 = (a^2 - a) \bar{I}_d = j \frac{\sqrt{3} \bar{E}_d}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

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

Sachant les composantes des tensions, on calcul les tensions :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i = 2\bar{V}_d = \bar{E}_d \frac{2\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

$$\bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i = (a^2 + a) \bar{V}_d = -\bar{E}_d \frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

$$\bar{V}_3 = \bar{V}_2 = -\bar{E}_d \frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

II.2.5.3. Défaut biphasé ayant contact avec la terre :

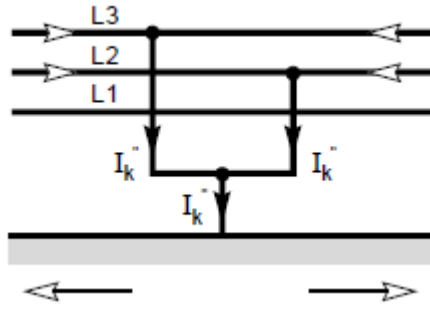


Figure II.3 : Défaut biphasé ayant contact avec la terre.

a) Application de principe de superposition :

$$\bar{E}_d = \bar{Z}_d \bar{I}_d + \bar{V}_d \quad (1)$$

$$0 = \bar{Z}_i \bar{I}_i + \bar{V}_i \quad (2)$$

$$0 = \bar{Z}_0 \bar{I}_0 + \bar{V}_0 \quad (3)$$

b) Equations caractérisant le défaut :

$$\bar{I}_1 = 0 \quad (4)$$

$$\bar{V}_2 = 0 \quad (5)$$

$$\bar{V}_3 = 0 \quad (6)$$

c) Les composantes symétriques des courants

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_0 \quad (7)$$

$$\bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_0 \quad (8)$$

$$\bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_0 \quad (9)$$

d) les composantes symétriques des tensions :

$$\bar{V}_d = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + a \bar{V}_2 + a^2 \bar{V}_3) \quad (11)$$

$$\bar{V}_i = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + a^2 \bar{V}_2 + a \bar{V}_3) \quad (12)$$

$$\bar{V}_0 = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3) \quad (13)$$

d'après l'équation (4), l'équation (7) s'écrit comme suit :

$$\bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_0 = 0 \quad (a)$$

On a aussi (5)=(6) si on les porte dans (11), (12) et (13) on aura :

$$\overline{V}_d = \overline{V}_i = \overline{V}_0 = \frac{1}{3} \overline{V}_1 \quad (b)$$

De l'équation (1) on tire : $\overline{I}_d = \frac{\overline{E}_d - \overline{V}_d}{\overline{Z}_d}$

De l'équation (2) on tire : $\overline{I}_i = \frac{-\overline{V}_i}{\overline{Z}_i}$

De l'équation (2) on tire : $\overline{I}_0 = \frac{-\overline{V}_0}{\overline{Z}_0}$

D'après les équations (a) et (b) on aura :

$$\begin{aligned} \frac{\overline{E}_d - \overline{V}_d}{\overline{Z}_d} - \frac{\overline{V}_i}{\overline{Z}_i} - \frac{\overline{V}_0}{\overline{Z}_0} &= 0 \\ \frac{\overline{E}_d}{\overline{Z}_d} &= \overline{V}_d \left(\frac{1}{\overline{Z}_d} + \frac{1}{\overline{Z}_i} + \frac{1}{\overline{Z}_0} \right) \\ \overline{V}_d &= \frac{\frac{\overline{E}_d}{\overline{Z}_d}}{\frac{1}{\overline{Z}_d} + \frac{1}{\overline{Z}_i} + \frac{1}{\overline{Z}_0}} = \frac{\overline{E}_d}{1 + \frac{\overline{Z}_d}{\overline{Z}_i} + \frac{\overline{Z}_d}{\overline{Z}_0}} \\ \overline{V}_d = \overline{V}_i = \overline{V}_0 &= \frac{\overline{E}_d}{1 + \frac{\overline{Z}_d}{\overline{Z}_i} + \frac{\overline{Z}_d}{\overline{Z}_0}} \end{aligned}$$

Sachant les composantes symétriques des tensions on calcule les tensions des phases :

$$\begin{aligned} \overline{V}_1 &= \overline{V}_d + \overline{V}_i + \overline{V}_0 = 3\overline{V}_d = \frac{3\overline{E}_d}{1 + \frac{\overline{Z}_d}{\overline{Z}_i} + \frac{\overline{Z}_d}{\overline{Z}_0}} \\ \overline{V}_2 &= a^2 \overline{V}_d + a \overline{V}_i + \overline{V}_0 = \overline{V}_d (a^2 + a + 1) = 0 \\ \overline{V}_3 &= 0 \end{aligned}$$

On calcule les composantes symétriques des courants :

$$\overline{I}_d = \frac{\overline{E}_d - \overline{V}_d}{\overline{Z}_d} = \frac{(\overline{Z}_i + \overline{Z}_0) \overline{E}_d}{(\overline{Z}_0 \overline{Z}_i + \overline{Z}_0 \overline{Z}_d + \overline{Z}_d \overline{Z}_i)}$$

$$\overline{I}_i = -\frac{\overline{V}_i}{\overline{Z}_i} = -\frac{\overline{Z}_0 \overline{E}_d}{(\overline{Z}_0 \overline{Z}_1 + \overline{Z}_0 \overline{Z}_d + \overline{Z}_d \overline{Z}_i)}$$

$$\overline{I}_0 = -\frac{\overline{V}_0}{\overline{Z}_0} = -\frac{\overline{Z}_i \overline{E}_d}{(\overline{Z}_0 \overline{Z}_1 + \overline{Z}_0 \overline{Z}_d + \overline{Z}_d \overline{Z}_i)}$$

En remplaçant ces composantes dans (8) et (9), les courants des phases sont donnés par les formules suivantes :

$$\overline{I}_2 = \frac{(a^2 - 1)\overline{Z}_i + (a^2 - a)\overline{Z}_0}{(\overline{Z}_0 \overline{Z}_1 + \overline{Z}_0 \overline{Z}_d + \overline{Z}_d \overline{Z}_i)} \overline{E}_d$$

$$\overline{I}_3 = \frac{(a^2 - 1)\overline{Z}_i + (a - a^2)\overline{Z}_0}{(\overline{Z}_0 \overline{Z}_1 + \overline{Z}_0 \overline{Z}_d + \overline{Z}_d \overline{Z}_i)} \overline{E}_d$$

II.2.5.4. Défaut triphasé :

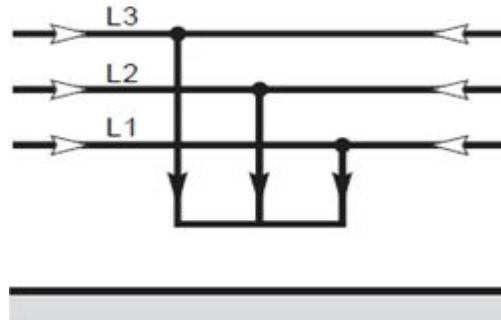


Figure II.4 : Court-circuit triphasé.

a) Equations caractérisant le défaut :

$$\overline{V}_1 = \overline{V}_2 = \overline{V}_3 = 0 \quad (1)$$

$$\overline{I}_1 + \overline{I}_2 + \overline{I}_3 = 0 \quad (2)$$

d) Equations des tensions des phases :

$$\overline{V}_1 = \overline{V}_d + \overline{V}_i + \overline{V}_0 \quad (3)$$

$$\overline{V}_2 = a^2 \overline{V}_d + a \overline{V}_i + \overline{V}_0 \quad (4)$$

$$\overline{V}_3 = a \overline{V}_d + a^2 \overline{V}_i + \overline{V}_0 \quad (5)$$

On remplace (1) dans (4) et (5).

$$\text{De (5)=(4)} \rightarrow \overline{V}_d = \overline{V}_i \quad (a)$$

$$(3)+(4)+(5) \rightarrow \overline{V}_0 = 0 \quad (b)$$

D'après (3), (a) et (b) on déduit que :

$$\overline{V}_d = \overline{V}_i = \overline{V}_0 = 0 \quad (c)$$

$$\overline{E}_d = \overline{Z}_d \overline{I}_d + \overline{V}_d \quad (6)$$

$$0 = \overline{Z}_i \overline{I}_i + \overline{V}_i \quad (7)$$

$$0 = \overline{Z}_0 \overline{I}_0 + \overline{V}_0 \quad (8)$$

d'après (c), (6),(7) et (8) on aura respectivement :

$$\overline{I}_d = \frac{\overline{E}_d}{\overline{Z}_d} \quad (c)$$

$$\overline{I}_i = \overline{I}_0 = 0 \quad (e)$$

En remplaçant (c) et (d) dans les équations des courants on aura :

$$\overline{I}_1 = \frac{\overline{E}_d}{\overline{Z}_d}$$

$$\overline{I}_2 = a^2 \overline{I}_1 = a^2 \frac{\overline{E}_d}{\overline{Z}_d}$$

$$\overline{I}_3 = a \overline{I}_1 = a \frac{\overline{E}_d}{\overline{Z}_d}$$

II.3 Protection des réseaux :

Comme il a été cité dans la première partie de ce chapitre, les réseaux sont exposés à plusieurs perturbations. Pour limiter l'imminence très présente du danger de ses perturbations, divers dispositifs de protection sont prévus dont l'intervention se limite dans la majorité des cas à la mise hors tension de l'organe défaillant pour préserver le reste de réseau. Pour remplir leur rôle, les protections doivent :

- Détecter la présence du défaut.
- Identifier l'ouvrage atteint.
- Commander les organes de coupure.

II.3.1. Détection des défauts :

Les détecteurs contrôlent en permanence l'état électrique du réseau en surveillant un certain nombre de paramètres électriques (courant, tension, fréquence, etc.) Elles peuvent également surveiller la pression d'un fluide ou une température. Les grandeurs électriques évoluent notamment dans un domaine fixé par les règles générales d'exploitation du réseau.

II.3.2. Identification de l'ouvrage atteint :

Le système de protection doit être capable d'identifier sans ambiguïté l'ouvrage atteint et commander l'ouverture des dispositifs de protection nécessaires à la mise hors tension de cet ouvrage et de lui seul.

Les différentes protections mises en œuvre pour satisfaire cette exigence sont :

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

La conception des réseaux MT répond à des considérations identiques à celles des réseaux THT et HT. La perte d'un seul ouvrage peut conduire à une interruption de fourniture d'énergie. La réalimentation de la clientèle nécessite alors des manœuvres manuelles ou automatiques. Néanmoins, pour limiter ces interruptions et faciliter l'identification de l'ouvrage atteint et par suite, permettre une reprise de service rapide, la sélectivité d'élimination des défauts est également une exigence très forte.

II.3.3. Commande des organes de coupure :

Après détection du défaut et identification de l'ouvrage atteint, la protection élabore un ordre de sortie qui sert à commander l'ouverture du disjoncteur « D » associé à cet ouvrage.

La protection est réalisée par trois éléments fondamentaux.

- Des capteurs réducteurs de mesure (TC, TT) fournissent des grandeurs électriques utilisables par les protections, qui sont l'image de celles sollicitant le réseau à protéger.
- Un équipement de protection, comportant des fonctions de mesure, des logiques de traitement et de décision.
- Un disjoncteur « D » qui commande l'ouverture et la fermeture du circuit.

II.3.4 Les qualités des protections :

Elles doivent répondre aux critères suivant :

- a. *Sensibilité*** : Qui est l'aptitude des protections à détecter les défauts.

Les détecteurs contrôlent en permanence l'état électrique du réseau en surveillant certains nombres de paramètres (courant, tension, fréquence...). Ils peuvent également surveiller la pression d'un fluide ou une température.

- b. *Sélectivité*** : Elle permet à l'appareil de n'éliminer que la partie en défaut.

Le système de protection doit être capable d'identifier sans ambiguïté l'ouvrage atteint et commander l'ouverture des dispositifs de protection nécessaire à la mise hors tension de cet ouvrage et de lui seul.

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

- Protection différentielle totalement sélective.
- Protection de distance.
- Protection à maximum de courant et à minimum de tension.
- c. **Sûreté** : la protection ne détecte le défaut qu'une fois il est sûr, et cela dépend de sa fiabilité.
- d. **La rapidité** : C'est le temps de réponse des appareils de coupure, il doit être le plus réduit possible. Ce paramètre permet de minimiser les conséquences des court-circuit

II.3.5 Protection des départs MT des postes HT/HTA :

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

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

II.3.5.1. Protection contre les défauts entre phases :

La protection contre les défauts entre phases est assurée par deux relais à maximum d'intensité, sensibles aux courants de deux phases. La protection contre les courants polyphasés sera à deux seuils de réglage et temporisation à temps constant. [8]

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

$$\text{Où: } I(r_1) \leq K \cdot I_{LT} \quad \text{si } 0,85 \cdot I(B) > K \cdot I_{LT}$$

$$I(r_1) \leq 0,85 \cdot I(B) \quad \text{si } 0,85 \cdot I(B) < K \cdot I_{LT}$$

Les termes utilisés ont les significations suivantes:

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

$I(B)$: courant de court-circuit biphasé à l'extrémité de la ligne.

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

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

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

$$I_{cc} = P_2 \cdot 100 / (1,73 \cdot V_{n2} \cdot V_{cc})$$

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

$$I(r_2) = 1,3 \cdot I_{cc}$$

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

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

V_{cc} : tension de court-circuit du transformateur MT/BT (en pour cent).

Dans tous les cas la valeur de réglage devra être :

$$I(r_1) \geq 2 \cdot I(r_1).$$

II.3.5.2. Protection contre les défauts entre phases et la terre :

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

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

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

Le courant de réglage à prendre en compte sera :

$$I(r_0) = K \cdot I(0) \quad \text{avec } K=1, 5$$

$I(0)$: courant monophasé (phase- terre).

Le coefficient « K » tient compte :

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

Le temps d'intervention de la protection sera de 0,3 seconde, identique à celui adopté pour la protection des défauts entre phases. Cette temporisation permet de plus l'auto-extinction de certains défauts à la terre.

II.3.6. Réenclenchement automatique [7] :

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

Ainsi le « rapide » permet de maintenir pratiquement en service l'alimentation des usagers par le cycle « déclenchement- réenclenchement » en des temps imperceptibles pour une grande partie des usagers (0,2 seconde). Quand au premier réenclenchement lent, bien qu'il donne lieu à des interruptions de service, il permet cependant de limiter la durée à quelques dizaines de secondes (20 secondes). Le réenclenchement lent est justifié lorsque des dispositifs de sélection automatique des tronçons de lignes en avarie sont disposés sur la dorsale et sur des dérivations.

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

II.2.7. Protection des lignes :

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

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

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

II.3.8 Appareillages des protections :

II.3.8.1 Disjoncteurs :

C'est un appareil capable d'interrompre des courants importants. Il peut être utilisé comme un grand interrupteur, commandé sur place par un bouton poussoir ou télécommandé. Le disjoncteur ouvre le circuit automatiquement dès que le courant qui le traverse dépasse une valeur prédéterminée.

Les disjoncteurs les plus répandus sont :

- Les disjoncteurs à l'huile.
- Les disjoncteurs à air comprimé (figure II.5).
- Les disjoncteurs au SF₆.
- Les disjoncteurs à vide.



Figure II.5 : Disjoncteur à air comprimé.

II.3.8.2 Sectionneurs :

Les sectionneurs ne sont dotés d'aucun pouvoir de coupure. Ils ne permettent d'ouvrir un circuit qu'en l'absence de courant. Ils servent à séparer et à isoler, par exemple, les lignes

et les disjoncteurs des autres parties du réseau. La commande des sectionneurs peut être manuelle directe, manuelle à distance. Leur ouverture est visible.

Les différents types de sectionneurs :

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

II.3.8.3 Interrupteurs :

Ce sont des appareils destinés à ouvrir ou à fermer un circuit électrique, plus perfectionné que les sectionneurs. Ils possèdent un certain pouvoir de coupure ; en général, ils peuvent couper sous la tension nominale un courant d'une intensité égale à l'intensité nominale.

Les différents types d'interrupteurs :

- Interrupteurs-sectionneurs.
- Interrupteurs aériens à ouverture automatique dans les creux de tension (IACT).
- Interrupteurs aériens à commande mécanique (IACM).
- Interrupteurs aériens télécommandés (IAT).

II.3.8.4 Parafoudres :

Ce sont des appareils destinés à limiter les surtensions imposées aux transformateurs ou autres dispositifs, instruments et machines électriques par la foudre et par les manœuvres de commutations des lignes et des transformateurs. La partie supérieure du parafoudre est reliée à un des fils de la ligne à protéger et la partie inférieure est connectée au sol par une mise à la terre de faible résistance, généralement de moins 1Ω .

Les différents types de parafoudre :

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

II.3.8.5 Relais :

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

II.3.8.6 Coupes circuits à fusible :

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

Différents types de court-circuit à fusible :

Coupe circuit à fusion libre.

Coupe circuit à expulsion

Coupe circuit à fusion enfermée.

II.4. Les régimes du neutre des réseaux MT :

Le choix du régime du neutre d'un réseau MT engage l'avenir, car chaque système entraîne l'installation de matériels spécifiques pour le niveau d'isolement, les conditions d'exploitation et d'entretien, les systèmes de protection contre les défauts.

Le système de neutre adopté doit être cohérent avec la structure du réseau MT (niveau de tension, longueur des départs, réseau souterrain ou aérien, densité de charge) et a une incidence sur les niveaux de sécurité et de qualité de service. [1]

II.4.1 Neutre isolé :

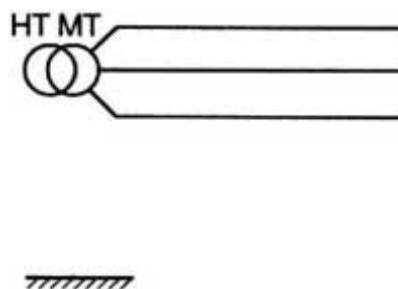


Figure II.6 : Neutre isolé

L'intérêt de ce système est de favoriser une bonne qualité de service. En cas de défauts entre phase et terre, il permet d'éviter des déclenchements, les courants de défauts étant limités à des valeurs très faibles (sauf lorsque les départs, surtout s'ils sont constitués de câbles souterrains, sont longs et la tension de desserte élevée, auquel cas le courant capacitif devient non négligeable).

Mais, pour bénéficier de cet avantage, une surveillance attentive est nécessaire de manière à éviter le maintien prolongé d'un défaut entre phase et terre ; sinon, on risquerait trop souvent l'apparition de court-circuit biphasé, en cas de nouveau défaut à la terre sur une des autres phases.

En revanche, la montée des phases saines à la tension composée nécessite l'utilisation d'un matériel sur isolé, ou bien d'un dispositif d'élimination des défauts associé à la surveillance de l'isolement entre phase et terre.

De plus, le système à neutre isolé a l'inconvénient de générer des surtensions importantes en régime transitoire (lors de manœuvres).

II.4.2 Mise à la terre du neutre par bobine d'extinction (dite de Petersen) :

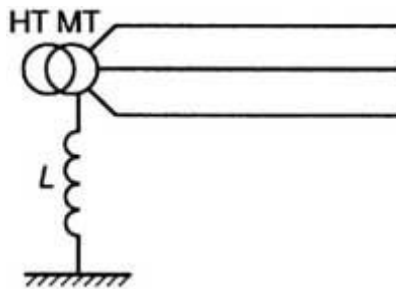


Figure II.7 : Bobine d'extinction dite de Petersen
L : compensation de la capacité du réseau

Le principe consiste à insérer, entre le point neutre du réseau et la terre, une bobine dont la réactance est telle qu'il y ait résonance, à la fréquence industrielle, avec la capacité homopolaire du réseau.

Le courant de défaut est donc nul lorsqu'un conducteur est relié accidentellement à la terre.

Ce système ne fait pas l'objet des limitations rencontrées avec le neutre isolé, mais nécessite une réadaptation de la valeur de la réactance de la bobine à chaque changement de configuration du réseau.

Il présente, sur le plan de la qualité de service, l'avantage, grâce à l'extinction spontanée des arcs engendrés sur défauts entre phase et terre, de ne pas perturber la distribution comme dans le cas du neutre isolé.

Il présente néanmoins les mêmes inconvénients, les surtensions transitoires au moment des manœuvres étant toutefois un peu moins élevées.

II.4.3 Neutre relié directement à la terre :

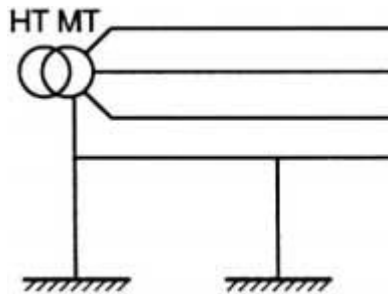
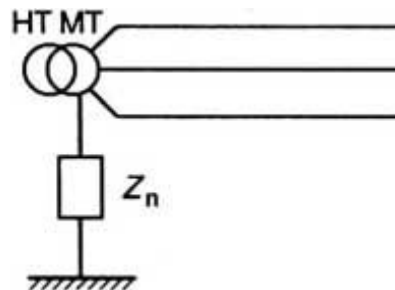


Figure II.8 : Neutre directement à la terre

Cette technique engendre des courants de défauts entre phase et terre très importants. C'est pourquoi, pour des raisons de sécurité, afin de limiter le retour du courant par le sol, on installe un conducteur de neutre relié à la terre de proche en proche et par lequel circule une part notable du courant de défaut.

Ce système présente l'avantage de minimiser les surtensions éventuelles. Il conduit à des déclenchements fréquents, mais permet une élimination sélective des défauts, en utilisant par exemple des fusibles adaptés en différents emplacements des départs. Les courants de court-circuit élevés entraînent des contraintes importantes sur les matériels. Ce système nécessite une surveillance de la continuité du conducteur de neutre. Une rupture de celui-ci serait dangereuse, entraînant de forts gradients de potentiel autour des connexions de terre, liés aux courants élevés d'écoulement à la terre.

II.4.4 Neutre relié à la terre par impédance :



*Figure II.9 : Neutre impédant
 Z_n : quelques dizaines d'ohms*

L'intérêt de cette impédance est de limiter les valeurs des courants de court-circuit sur défauts entre phase et terre, tout en ayant des surtensions modérées. Les valeurs relativement peu élevées des courants de défauts ne nécessitent pas l'ajout d'un conducteur de neutre.

Ce système est un compromis entre ceux décrits aux paragraphes (II.5.2) et (II.5.3), conduisant à des contraintes raisonnables de tenue des matériels aux courts-circuits et permettant un fonctionnement fiable des systèmes de protection aptes notamment à déceler les défauts résistants. Néanmoins, il conduit à des déclenchements en cas de défaut.

Conclusion :

Les courts circuits sont très dangereux et ont des conséquences néfastes aussi bien pour le producteur d'énergie que pour le consommateur. Pour se protéger contre tout dégât, le réseau doit être muni d'appareillages de protections convenablement choisis. Pour ce faire, il est nécessaire d'évaluer les valeurs des courants de défaut.

Chapitre III

Calculs des chutes de tension

Introduction :

La gestion du réseau électrique ne consiste pas seulement à faire en sorte que les transits soient inférieurs aux capacités de transport de chaque ouvrage du réseau.

Il faut également surveiller plusieurs paramètres techniques, dont le niveau de tension : la tension électrique doit rester dans une plage autorisée en tout point du réseau, dans toutes les situations de production et de consommation prévisibles. En effet, la tension peut localement être dégradée, par exemple les jours de forte consommation (dans ce cas, les transits à travers les lignes du réseau RTE sont importants, ce qui provoque une chute de tension dans ces lignes).

III.1. Le plan de tension :

Pour que la tension reste à chaque instant dans une plage acceptable pour le matériels, des dispositifs de réglage automatique de la tension sont répartis sur le réseau de transport. Ils agissent principalement sur les groupes de production, qui peuvent réguler la tension au point du réseau où ils sont raccordés. Ces dispositifs sont importants pour la sûreté de fonctionnement du système électrique, car ils évitent l'apparition de phénomènes tels que les écroulements de tension. Pour fournir une tension supérieure à la tension minimale autorisée en tout point du réseau, même en bout de ligne, les groupes de production élèvent la tension à un niveau supérieur à la tension nominale. Le plan de tension sur le réseau à 400 000 volts est dits « points pilotes », de manière à éviter les écroulements de tension. [4]

III.1.1. L'écroulement de tension

Lorsque la tension baisse, les dispositifs de régulation entrent automatiquement en action et agissent sur les groupes de production pour relever la tension. Ces dispositifs ont une action limitée, qui peut être insuffisante en cas d'avarie de groupes de production.

III.1.2. Seuils des chutes de tension

Pour les réseau à construire, les valeurs des chutes de tensions maximales par rapport à la tension nominale du réseau sont fixées lors de l'étude comme indiqué selon le (tableau III.1) suivant :[3]

Type de réseau	$\Delta U \%$
Réseaux souterrains	3
Réseaux éclairage public	
Réseaux aériens	5
Démarrage des moteurs (cas des pompes)	10

Tableau III.1 : les chutes de tension admissibles

III.2. Calcul de chute de tension par les méthodes classiques :

III.2.1. Méthode générale (Méthode des quadripôles) :

Cette méthode s'applique dans les cas des lignes ou la longueur est de l'ordre de 600 km. [4]

En souterrain, l'existence de la capacité crée un courant capacitif, qui modifie la valeur de la chute de tension. Considérons une ligne de distribution, représentée par un schéma unifilaire sur la figure (III.1).

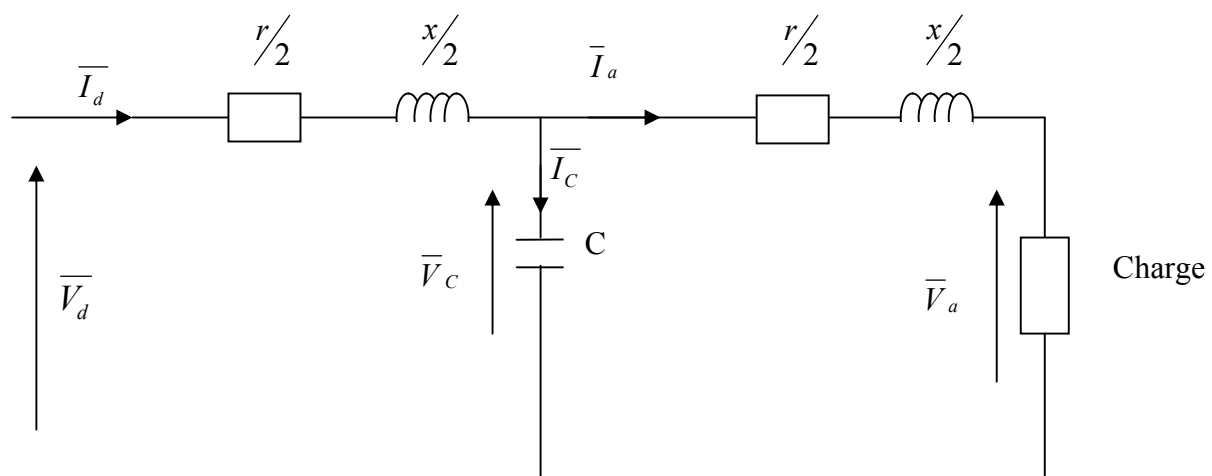


Figure III.1 : Schéma unifilaire de la ligne en T.

r : Résistance linéique (Ω/Km).

x : Réactance linéique (Ω/Km).

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

$\bar{V}_a$: Tension simple au niveau de la charge.

$\bar{V}_c$: Tension simple au niveau de la capacité.

On écrit les équations du quadripôle :

$$\begin{aligned}\bar{V}_c &= \bar{V}_a + l \left[\frac{r}{2} + j \frac{x}{2} \right] \bar{I}_a. \\ \bar{I}_d &= \bar{I}_c + \bar{I}_a. \\ \bar{V}_d &= \bar{V}_c + l \left[\frac{r}{2} + j \frac{x}{2} \right] \bar{I}_d.\end{aligned}\tag{III.1}$$

A partir de ces équations, on trace le diagramme de la ligne en T représenté par la figure (III.2) suivante :

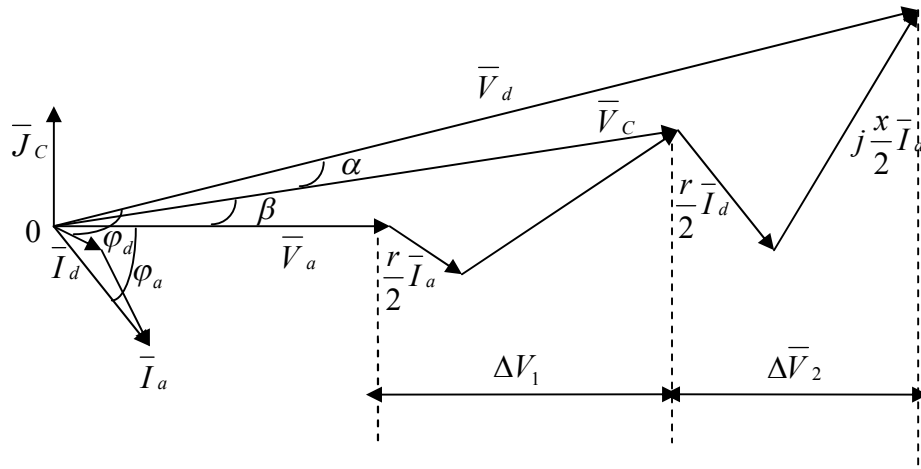


Figure III.2 : Diagramme de la ligne en T.

D'où les équations :

$$\begin{aligned}\bar{V}_c^{\angle\beta} &= \bar{V}_a^{\angle 0} + l \left[\frac{r}{2} + j \frac{x}{2} \right] \bar{I}_a^{\angle\varphi_a} \\ \bar{V}_d^{\angle\alpha+\beta} &= \bar{V}_c^{\angle\beta} + l \left[\frac{r}{2} + j \frac{x}{2} \right] \bar{I}_d^{\angle\varphi_d-(\alpha+\beta)} \\ \bar{I}_d^{\angle\varphi_d-(\alpha+\beta)} &= \bar{I}_c^{\angle\frac{\pi}{2}+\beta} + \bar{I}_a^{\angle\varphi_a}\end{aligned}\tag{III.2}$$

Avec :

φ_a et φ_d sont des angles négatifs, on aura les équations suivantes :

$$\bar{V}_c^{\angle\beta} = V_a + lX \left[\frac{r}{2} + \frac{jx}{2} \right] [I_a \cos \varphi_a + j I_a \sin \varphi_a]\tag{III.3}$$

$$= \left[V_a + l \frac{r}{2} I_a \cos \varphi_a - l \frac{x}{2} I_a \sin \varphi_a \right] + j \left[l \frac{x}{2} I_a \cos \varphi_a + l \frac{r}{2} I_a \sin \varphi_a \right]$$

- **Module de $\bar{V}_c$**

$$|\bar{V}_c| = \sqrt{\left(V_a + l \frac{r}{2} I_a \cos \varphi_a - l \frac{x}{2} I_a \sin \varphi_a \right)^2 + \left(l \frac{x}{2} I_a \cos \varphi_a + l \frac{r}{2} I_a \sin \varphi_a \right)^2} \quad (\text{III.4})$$

- **Déphasage de $\bar{V}_c$**

$$\beta = \arctg \frac{l \frac{x}{2} I_a \cos \varphi_a + l \frac{r}{2} I_a \sin \varphi_a}{V_a + l \frac{r}{2} I_a \cos \varphi_a - l \frac{x}{2} I_a \sin \varphi_a} \quad (\text{III.5})$$

- **Calcul de $\bar{I}_d$**

$$\bar{I}_d^{\angle \varphi_d - (\alpha + \beta)} = \bar{I}_c^{\angle \frac{\pi}{2} + \beta} + \bar{I}_a^{\angle \varphi_a} \quad (\text{III.6})$$

Si on néglige l'angle α on aura :

$$\begin{aligned} \bar{I}_d^{\angle \varphi_d - \beta} &= \bar{I}_c^{\angle \frac{\pi}{2} + \beta} + \bar{I}_a^{\angle \varphi_a} \\ &= j l C w \bar{V}_c^{\angle \beta} + \bar{I}_a^{\varphi_a} \\ &= j l C w [V_c \cos \beta + j V_c \sin \beta] + I_a [\cos \varphi_a + j \sin \varphi_a] \\ &= [I_a \cos \varphi_a - l C w V_c \sin \beta] + j [l C w V_c \cos \beta + I_a \sin \varphi_a] \end{aligned} \quad (\text{III.7})$$

- **Déphasage de $\bar{I}_d$**

$$\varphi_d = \text{Arctg} \frac{l C w V_c \cos \beta + I_a \sin \varphi_a}{I_a \cos \varphi_a - l C w V_c \sin \beta} + \beta \quad (\text{III.8})$$

- **Module de $\bar{I}_d$**

$$|\bar{I}_d| = \sqrt{(I_a \cos \varphi_a - l C w V_c \sin \beta)^2 + (l C w V_c \cos \beta + I_a \sin \varphi_a)^2} \quad (\text{III.9})$$

- La chute de tension en monophasé est donnée par

$$\Delta V = \Delta V_1 + \Delta V_2 \quad (\text{III.10})$$

$$\Delta V_1 = l \frac{r}{2} I_a \cos \varphi_a + l \frac{x}{2} I_a \sin \varphi_a$$

$$\Delta V_2 = l \frac{r}{2} I_d \cos \varphi_d + l \frac{x}{2} I_d \sin \varphi_d$$

$$\Delta V = I_a \left[\frac{r}{2} \cos \varphi_a + \frac{x}{2} \sin \varphi_a \right] + I_d \left[\frac{r}{2} \cos \varphi_d + \frac{x}{2} \sin \varphi_d \right] \quad \text{En triphasé, la chute de tension relative :}$$

$$\frac{\Delta U}{U} \left(\frac{\%}{0} \right) = \frac{\sqrt{3} l 100 \left[(I_a \cos \varphi_a + I_d \cos \varphi_d) \frac{r}{2} + (I_a \sin \varphi_d + I_d \sin \varphi_d) \frac{x}{2} \right]}{U} \quad (\text{III.11})$$

III.2.2. Méthodes de séparation des puissances actives et réactives :

Cette méthode est utile dans le cas où la longueur de la ligne est de quelques dizaines de Kilomètres.

On représente la ligne à étudier par son schéma équivalent en π (fig III.3).

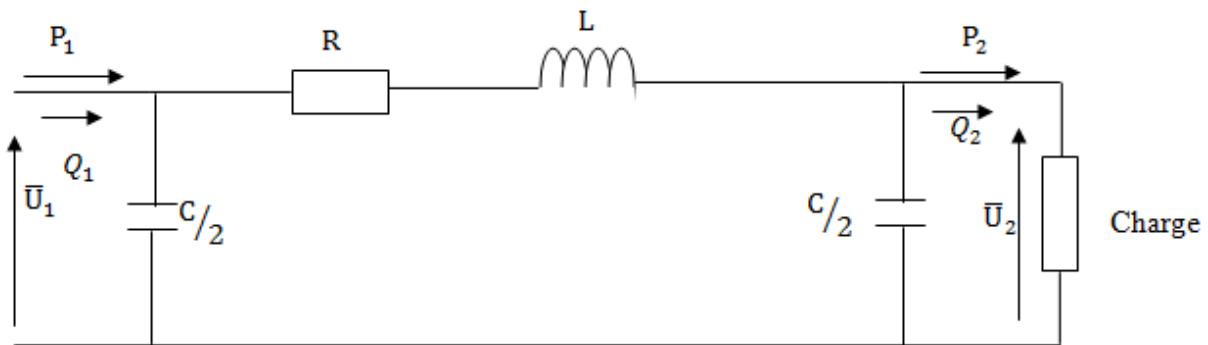


Figure III.3 : Schéma en π d'une ligne courte ou moyenne

III.2.2.1. Méthode par approximations successives :

Soit P_2 et Q_2 les puissances actives et réactives triphasées à l'extrémité réceptrice (2).

Soit $\bar{U}_2$ la tension composée de la ligne en (2) et φ_2 le déphasage entre $\bar{U}_2$ et $\bar{I}_2$

On a :

$$P_2 = \sqrt{3} U_2 I_2 \cos \varphi_2$$

$$Q_2 = \sqrt{3} U_2 I_2 \sin \varphi_2 \quad (\text{III.12})$$

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{3} U_2 I_2$$

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

$$P_1 = P_2 + P$$

$$Q_1 = Q_2 - q_2 - q_1 + q$$

Avec :

$$P = R \left[P_2^2 + (Q_2 - q_2)^2 \right] \frac{1}{U_2^2} \quad (\text{Pertes actives}) \quad (\text{III.13})$$

$$\begin{cases} q_2 = \frac{cw}{2} U_2^2 & (\text{Production réactives}) \\ q_1 = \frac{cw}{2} U_1^2 \end{cases} \quad (\text{III.14})$$

$$q = lw \left[P_2^2 + (Q_2 - q_2)^2 \right] \frac{1}{U_1^2} \quad (\text{Pertes réactives dans l'inductance}) \quad (\text{III.15})$$

Puisque U_1 est inconnue, on la remplace par U_2 dans l'expression de q_1 on calcule ensuite P_1 , Q_1 puis S_1 sachant que pour les câbles souterrains ou pour les lignes dépassant 200 à 300 Km où on considère la capacité et l'inductance on a :

$$\frac{U_1}{U_2} \approx \frac{S_1}{S_2} \frac{I_2}{I_1} \quad (\text{III.16})$$

$$\frac{S_1}{S_2} \approx \frac{U_1}{U_2} \frac{I_1}{I_2} \quad \text{On tire} \quad U_1 \approx \frac{S_1}{S_2} \frac{I_2}{I_1} U_2$$

On remplace l'expression de U_1 dans l'expression de q_1 pour avoir une valeur plus précise de Q_1 donc successivement de S_1 et de U_1 mais généralement ce n'est pas nécessaire.

Remarque :

Dans les cas où la conductance G est nulle et la capacité négligeable, on peut écrire :

$$\frac{S_1}{S_2} \approx \frac{U_1}{U_2} \quad (\text{III.17})$$

Le courant $\overline{I}_1$ est obtenu par la relation suivante :

$$\text{On écrit : } \overline{I}_1 = \overline{I}_2 + jcw\overline{V}_2 \quad (\text{III.18})$$

Par contre, si c'est l'état en (1) qui est connu.

On écrit

$$P_2 = P_1 - P$$

$$Q_2 = Q_1 + q_1 + q_2 - q$$

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

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

Avec :

$$P = R \left[P_1^2 + (Q_1 + q_1)^2 \right] \frac{1}{U_1^2} \quad (\text{Pertes actives}) \quad (\text{III.19})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} q_1 = \frac{cw}{2} U_1^2 \quad (\text{Pertes réactives dans les capacités}) \\ q_2 = \frac{cw}{2} U_2^2 \end{array} \right. \quad (\text{III.20})$$

$$q = lw \left[P_1^2 + (Q_1 + q_1)^2 \right] \frac{1}{U_2^2} \quad (\text{Pertes réactives dans l'inductance}) \quad (\text{III.21})$$

On calcule P_1 , Q_1 puis S_2 en remplaçant U_2 par U_1 dans l'expression q_2 puis on tire U_2 par :

$$\frac{U_1}{U_2} \approx \frac{S_1}{S_2} \frac{I_2}{I_1} \quad (\overline{I}_1 \neq \overline{I}_2)$$

Et dans le cas où $(\overline{I}_1 = \overline{I}_2)$ (c et G négligeable)

$$\frac{S_2}{S_1} \approx \frac{U_2}{U_1}$$

Le courant I_2 est donné par :

$$\overline{I}_2 = \overline{I}_1 - jcw\overline{V}_2 \quad (\text{III.22})$$

III.2.2.2. Formules directes :

La méthode précédente peut nécessiter un calcul supplémentaire dans le cas où la longueur de la ligne dépasse 100 km, on utilise alors la méthode suivante qui est valable aussi pour les lignes courtes.

Les équations du schéma monophasé équivalent en  sont présentées ci-dessous :

$$\overline{V}_2 = \overline{V}_1 \left[1 - \frac{LCW^2}{2} + j \frac{RCW}{2} \right] - \overline{I}_1 [R + jLW]$$

Avec : $\overline{I}_1 = I_1 \cos \varphi_1 - jI_1 \sin \varphi_1$

En module, on aura :

$$V_2^2 = \left[V_1 - V_1 \frac{LCW^2}{2} + RI_1 \cos \varphi_1 - LWI_1 \sin \varphi_1 \right]^2 + \left[\frac{RCW}{2} V_1 - LWI_1 \cos \varphi_1 + RI_1 \sin \varphi_1 \right]^2$$

En posant :

$$P_1 = 3V_1 I_1 \cos \varphi_1$$

$$Q_1 = 3V_1 I_1 \sin \varphi_1$$

$$P_1 = 3RI_1^2 \quad (\text{Pertes actives triphasées})$$

$$P_1 = 3LWI_1^2 \quad (\text{Pertes réactives triphasées})$$

$$q_1 = 3 \frac{CW}{2} I_1^2 \quad (\text{Pertes réactives triphasé})$$

On obtient :

$$U_2 = \sqrt{U_1^2 - R(2P_1 - p) - LW(2Q_1 + 2q_1 - q_1) + CW(R^2 + (LW)^2) \left(Q_1 + \frac{q_1}{2} \right)} \quad (\text{III.23})$$

De même à partir de l'équation de :

$$\overline{V}_1 = \overline{V}_2 \left[1 - \frac{LCW^2}{2} + j \frac{RCW}{2} \right] + \overline{I}_2 [R + jLW] \quad (\text{III.24})$$

On obtient :

$$U_1 = \sqrt{U_2^2 - R(2P_2 + p) + LW(2Q_2 - 2q_2 + q_2) + CW(R^2 + (LW)^2) \left(Q_2 + \frac{q_2}{2} \right)} \quad (\text{III.25})$$

Remarque :

On peut négliger CW pour des longueurs ne dépassant pas une certaine de kilomètres.

III.2.2.3. Méthodes simplifiées :

La méthode précédente est complexe ; pour avoir une valeur approchée de la chute de tension dans les lignes, on applique la méthode suivante :

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

$$Q_1 = Q_2 + LW \left[\frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} \right] - CWU^2 \quad (\text{III.26})$$

$$P_1 = P_2 + R \left[\frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} \right] \approx P_2$$

Cette dernière approximation est valable pour les lignes hautes tension où les pertes actives sont faibles.

Inversement on a :

$$Q_2 = Q_1 - LW \left[\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} \right] + CWU^2 \quad (\text{III.27})$$

$$P_2 = P_1 - R \left[\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} \right] \approx P_1$$

On calcule en suite:

$$Q_m = \frac{Q_1 + Q_2}{2} \quad (\text{III.28})$$

$$P_m = \frac{P_1 + P_2}{2}$$

Avec:

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

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{RP_m + LWQ_m}{U^2} \quad (\text{III.29})$$

III.2.3. Méthode des moments électriques [8]

III.2.3.1. Chute de tension absolue :

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

$$\Delta U = \sqrt{3} \int_0^L z \cdot i(l) dl$$

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

r : est la résistance linéique (Ω / km).

x : Réactance de la ligne (Ω / km).

φ est le déphasage entre la tension et le courant.

$i(l)$: est le courant qui varie le long de la ligne.

En particulier on peut exprimer la valeur de la chute de tension à l'extrémité d'une ligne en fonction de la valeur du courant I_0 en tête de départ, dans les cas plus intéressants de distribution, par la relation suivante :

$$\Delta U = K_v Z L I_0 \quad (a)$$

Avec :

$$K_v = \begin{cases} 1 & \text{Pour une charge concentrée à l'extrémité de la ligne.} \\ 1/2 & \text{Pour une charge uniformément répartie.} \\ 2/3 & \text{Pour une distribution triangulaire.} \end{cases}$$

L : Longueur de la ligne

I_0 : Courant en tête de départ

III.2.3.2. Chute de tension relative :

La chute de tension relative s'exprime en % de la tension nominale, on obtient donc :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{100 \sqrt{3} K Z L I_0}{U}$$

En remplace l'impédance z par son expression :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{100\sqrt{3}K_v LI_0}{U^2} U(r \cos \varphi + x \sin \varphi)$$

$$\frac{\Delta U}{U} = 100K_v \left(\frac{rP + xQ}{U^2} \right) L \quad (b)$$

Ou $P = \sqrt{3}UI \cos \varphi$ Puissance active

$Q = \sqrt{3}UI \sin \varphi$ Puissance réactive

Cette relation est peu utilisée parce qu'elle nécessite la connaissance de l'énergie réactive, grandeur non toujours disponible.

Si on remplace, dans l'expression (b) Q par $P \tan \varphi$, on aura :

$$\frac{\Delta U}{U} = 100K_v \frac{P}{U^2} (r + x \tan \varphi) L$$

III.2.3.3. Moment électrique d'une charge :

Le produit $M = K_v P L$ de la puissance active appelée par la longueur de la ligne est le moment électrique de la charge P.

Il s'exprime pour la MT en MW.Km et en kW.Km pour la BT.

Avec : $K_v = 1$ dans notre cas.

III.2.3.4. Moment électrique d'une ligne:

le moment électrique d'une ligne donnant une chute de tension relative $\Delta U/U = 1\%$ est noté M_1 . Il a pour expression :

- Pour les lignes MT :

$$M_1 = \frac{1}{100} \frac{U^2}{r + x \tan \varphi} \quad \text{en MW/Km} \quad (III.30)$$

- Pour les ligne BT :

$$M_1 = \frac{1}{10^5} \frac{U^2}{r + x \tan \varphi} \quad \text{en kW/Km}$$

" M_1 ", r , x et $\tan \varphi$ varient selon la section et la nature des conducteur. Leurs valeurs sont données dans les tableaux X voir l'annexe

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

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{M}{M_1} \quad (\text{III.31})$$

III.3. Application de la méthode des moments électriques :

En se référant aux données de la Sonelgaz on calculera la chute de tension sur chaque segment

Avec : $P = \sqrt{3}UI \cos \phi$

$U = 30 \text{ kV}$

$\cos \phi = 0.9$

Les moments spécifiques M_1 sont donnés dans le (tableau1) de (l'annexe 3).

Tronçon 001 :

Segment (1) : 444H1C12 -444E110

$$M = P \times l = \sqrt{3} \times 30 \times 229.87 \times 0.078 \\ = 0.83 \text{ MW.km}$$

$$\left. \frac{\Delta U}{U} \right|_{\text{seg1}} = \frac{M}{M_1} = \frac{0.83}{17.01} = 0.83\%$$

Segment (2) : 444E110-444E896

$$M = P \times l = \sqrt{3} \times 30 \times 229.87 \times 1.896 \\ = 20.38 \text{ MW.km}$$

$$\left. \frac{\Delta U}{U} \right|_{\text{seg2}} = \frac{M}{M_1} = \frac{20.38}{17.01} = 1.19\%$$

Segment (3) : 444E896-444J850

$$M = P \times l = \sqrt{3} \times 30 \times 220.4 \times 7.57 \\ = 77.97 \text{ MW.km}$$

$$\left. \frac{\Delta U}{U} \right|_{\text{seg3}} = \frac{M}{M_1} = \frac{77.97}{17.01} = 4.58\%$$

De la même façon on calcule la chute de tension pour les autres segments. Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Tronçon 001 :

Noeud1	Noeud2	I (A)	P (MW)	L (km)	M	S (mm ²)	M ₁	ΔU/U(%)
444H1C12	444E110	229.87	10.75	0.078	00.83	93.3	17.01	0.048
444E110	444E896	229.87	10.75	1.896	20.38	93.3	17.01	1.19
444E896	444J850	220.40	10.30	7.570	77.97	93.3	17.01	4.58
444E896	444P715	100.50	4.70	1.936	09.09	34.4	7.94	1.14

Tronçon 085

444J850	444E1	220.40	10.30	9.097	93.70	93.3	17.01	5.50
444E1	444E3	220.40	10.30	10.335	106.45	93.3	17.01	6.25
444E3	444J851	214.90	10.05	15.25	154.02	93.3	17.01	9.01
444J851	444E548	214.90	10.05	15.33	154.06	93.3	17.01	9.05

Tronçon 086

444E548	444E27	146.47	6.85	15.59	106.79	54.6	11.57	9.23
444E27	444E29	190.09	8.89	18.235	153.53	93.3	17.01	9.53
444E29	444E44	190.00	8.88	19.152	170.06	93.3	17.01	9.99
444E44	444J973	122.7	5.73	19.172	109.85	54.6	11.57	9.49

Tronçon 098

444J973	444E45	113.46	5.30	20.801	109.82	54.6	11.57	9.52
444E45	444E723	77.19	3.61	20.981	75.74	34.4	7.94	9.53
444E723	444E764	75.05	3.51	21.612	75.85	34.4	7.94	9.55
444E764	444J944	74.95	3.50	21.641	75.85	34.4	7.94	9.55
444J944	444E864	71.42	3.34	22.71	75.90	34.4	7.94	9.56
444E864	444P516	70.77	3.31	22.951	75.96	34.4	7.94	9.56
444E864	444P675	67.99	3.18	23.899	75.99	34.4	7.94	9.57
444E764	444P271	74.61	3.47	21.751	75.47	34.4	7.94	9.50

Tronçon 115

444E50	444E52	139.16	6.50	24.267	157.93	54.6	11.57	13.65
444E52	444J818	138.77	6.49	25.518	165.56	54.6	11.57	14.31
444E50	444J859	151.29	7.07	19.329	136.65	54.6	11.57	11.81
444J859	444E636	150.75	7.05	19.417	136.88	54.6	11.57	11.83
444E636	444E866	103.00	4.81	19.484	93.72	34.4	7.94	11.80
444E866	444P278	99.71	4.66	20.125	93.78	34.4	7.94	11.81
444E866	444P685	102.60	4.94	19.559	96.62	34.4	7.94	12.16
444E636	444E51	142.05	6.64	20.603	136.80	54.6	11.57	11.82
444E51	444P291	144.68	6.76	20.629	139.45	54.6	11.57	12.05
444E51	444P292	97.36	4.55	20.655	93.98	34.4	7.94	11.83

Tronçon 003

444J818	444E53	138.56	6.48	26.043	168.75	54.6	11.57	14.58
444E53	444J992	138.35	6.47	26.075	168.70	54.6	11.57	14.58
444E53	444E60	135.84	6.44	26.60	171.30	54.6	11.57	14.80
444E60	444E61	137.44	6.42	26.964	173.10	54.6	11.57	14.96
444E63	444J884	136.98	6.40	27.272	174.54	54.6	11.57	15.08

Conclusion :

La méthode des moments électriques donne un calcul rigoureux, mais elle est très longue. Nous l'avons appliqué sur quelques tronçons de départ MT BOUZGUENE (état actuel). Donc on a fait appel à un programme d'informatique <<CARAT>> pour le calcul des chutes de tension et les pertes de charge (c'est un logiciel propre à la Sonelgaz,

Voir l'annexe 2).

D'après les résultats obtenus, des chutes de tension relative pour chaque segment du départ MT BOUZGUENE, on constate qu'elles coïncident parfaitement avec les résultats déjà trouvés par le calcul CARAT. (Voir l'annexe1).

D'après les résultats qui sont illustrés dans le tableau précédent, nous remarquons que :

- Le départ MT BOUZEGUENE a de chute de tension excessive puisque celle-ci dépasse la limite fixée par la Sonelgaz qui est de 10% pour l'aérien.

Chapitre IV

Calculs mécaniques

Introduction :**IV.1. Préambule :**

La ligne aérienne doit être un ouvrage de technologie simple. Il doit être facile, rapide à étudier, à construire, aisé à modifier, s'accommodant aux contraintes du tracé et de l'environnement et permettant un accès commode à ces différentes parties pour les opérations d'exploitation. A ce titre, le risque d'indisponibilité doit être faible.

Le calcul mécanique des lignes aériennes consiste à étudier les variations des tensions mécaniques et des flèches dans le but principalement de :

- S'assurer que, dans les conditions de travail prévues, le facteur de sécurité est respecté.
- Vérifier les distances géométriques réglementaires à la flèche maximale.
- Déterminer les efforts exercés par les conducteurs sur les supports.

IV.2. Conduite de l'étude mécanique :

L'étude d'exécution d'une ligne est à conduire suivant les étapes ci-après :

- Recherche du tracé technique
- Levé topographique
- Calcul des tensions mécaniques aux hypothèses réglementaires (utilisation d'équation de changement d'état)
- Justificatif des supports et des massifs
- Elaboration des documents d'exécution.
 - Plan de masse ou profil en long
 - Carnet de piquetage
 - Tableau des flèches de pose
 - Plan de traversée de voie.

IV.2.1. Recherche de tracé :

C'est l'opération la plus importante qui conditionne par la suite l'étude et son coût, tout en respectant les contraintes imposées :

- Contraintes provenant de l'arrêté technique (respect de la garde au sol, distance réglementaires).
- Contraintes provenant également de l'environnement.

IV.2.2. Dossier d'exécution :

Le dossier d'exécution doit comprendre tous les documents nécessaires à la réalisation des travaux :

- Le plan de masse ou profil en long
- Le mémoire descriptif
- Le carnet de piquetage
- Le tableau de pose des flèches et des tensions mécanique
- Le dossier de traversée éventuellement.

IV.2.3. Calcul mécaniques :**IV.2.3.1. Conducteurs :**

Les conducteurs standardisés pour la moyenne tension (30 KV) sont de deux types de conducteurs nus en Almélec, de sections 34,4 et 93,3 mm^{2s}. Leurs caractéristiques sont données dans le tableau [VI.1] ci-dessous :

Nature	Almélec 34,4 mm ²	Almélec 93,3 mm ²
Section : S (mm ²)	34,4	93.3
Diamètre extérieur D (mm)	7 ,5	12.50
Poids linéique p (daN/m)	0,108	0.256
Module d'élasticité E (daN/mm ²)	6000	6000
Coefficient de dilatation (l/°C)	23x10 ⁻⁶	23x10 ⁻⁶
Charge de rupture (daN)	11 05	2605

Tableau IV.1 : caractéristiques des conducteurs nus en Almélec

IV.2.3.2. Equation de changement d'état :

Le calcul de la tension mécanique dans le conducteur se fait par l'application de l'équation de changement d'état :

$$T_2^3 + T_2^2 \left[\frac{a_e^2 m_1^2 p^2 ES}{24 T_1^2} - T_1 + \alpha ES (\theta_2 - \theta_1) \right] = \frac{a_e^2 m_2^2 p^2 ES}{24} \quad (\text{IV.1})$$

T_1 : tension dans le conducteur à l'état initial (daN /mm²)

T_2 : tension dans le conducteur à l'état final (daN /mm²)

E : module d'élasticité (daN /mm²)

a_e : portée équivalente (m)

m_1 : Le coefficient de surcharge à l'état initial

m_2 : Le coefficient de surcharge à l'état final

P : le poids linéique (daN/m)

α : Coefficient de dilatation linéaire ($^{\circ}\text{C}$)

θ_1 : température à l'état initiale ($^{\circ}\text{C}$)

θ_2 : température à l'état finale ($^{\circ}\text{C}$)

S : section (mm^2)

IV.2.3.3. Les hypothèses climatiques. Coefficient de sécurité :

Les hypothèses climatiques nécessaires au calcul de la tension mécanique dans les conducteurs, ainsi que les coefficients de sécurité adoptés pour les lignes électriques moyennes tensions sont résumés dans le tableau [IV.2] qui suit :

Zones	HYP.R Temp.Max vent	HYP.A Temp.Max vent	HYP.B Temp.Min vent	HYP.G Temp.Giv vent	HYP.EDS Temp.Moy vent
Littoral	+ 45°C 0 daN/m ²	+ 20°C 48 daN/m ²	- 5°C 18 daN/m ²		+ 20°C 0 daN/m ²
Hauts plateaux	+ 50°C 0 daN/m ²	+ 20°C 48 daN/m ²	- 10°C 18 daN/m ²	- 5°C +Giv 48 daN/m ²	+ 20°C 0 daN/m ²
Sahara	+ 55°C 0 daN/m ²	+ 25°C 48 daN/m ²	- 5°C 18 daN/m ²		+ 25°C 0 daN/m ²
Coefficient de sécurité		K = 3	K = 3	K = 1.75	K = 5

Tableau IV.2 : Les hypothèses climatiques et les Coefficient de sécurité

HYP.R : hypothèse de répartition

E.D.S (Every Day Stress) : afin de diminuer les vibrations des conducteurs à la température moyenne sans vent, la tension du conducteur ne devra pas dépasser les 20% de sa charge de rupture.

Givre : pour la zone des hauts plateaux, à la température de -5°C, une pression de 48 daN/m² est à appliquer sur le conducteur nu, lequel est surchargé de givre dont la valeur est donnée par la XNS2, qui fixe à 1g de givre/ml/mètre d'altitude (valeur à prendre à partir d'une altitude de 600m).

Distance de garde au sol : [12]

Afin d'éviter les incidents il faut bien respecter les distances de garde au sol qui prennent les Valeurs suivantes :

➤ **Terrains agricoles :**

En 60 kV : hauteur = 7 m

En 225 kV : hauteur = 7,50 m

En 400 kV : hauteur = 8,50 m

➤ **Distances aux maisons et immeubles**

En 60 kV : hauteur = 5 m

En 225 kV : hauteur = 6,50 m

En 400 kV : hauteur = 7,50 m

➤ **Hauteur au dessus des voies de circulation**

En 60 kV : hauteur = 8 m

En 225 kV : hauteur = 8,50 m

En 400 kV : hauteur = 9,50 m

➤ **Autoroutes**

Conformément au de l'ONE $d \geq 12$ m

IV.2.3.4. Portée maximale en fonction de l'écartement des conducteurs, balancement et retournement des chaînes :**IV.2.3.4.1. Longueur de chaîne, calcul de la portée maximale en fonction de l'écartement :**

En se basant sur deux longueurs de chaînes calculées (3 ou 4 isolateurs au pas de 110 mm) et en appliquant la formule suivante :

$$e_{\min} = K \left(\frac{U}{150} + K_z \sqrt{f + l} \right) \quad (\text{IV.2})$$

$e_{\min}$: écartement minimum entre conducteurs en m

$K = 0,8$ (armements nappe-horizontales, nappe-voutes et lignes sur isolateurs suspendus)

$K_z = 1$ (zone à vent fort)

U : tension de service de l'ouvrage en KV

f : flèche à 45° (ou à 50° ou 55° suivant les zones) sans vent

l : la longueur de la chaîne en m

VI.2.3.4.2. Inclinaison des chaînes : vérification de la distance à la masse

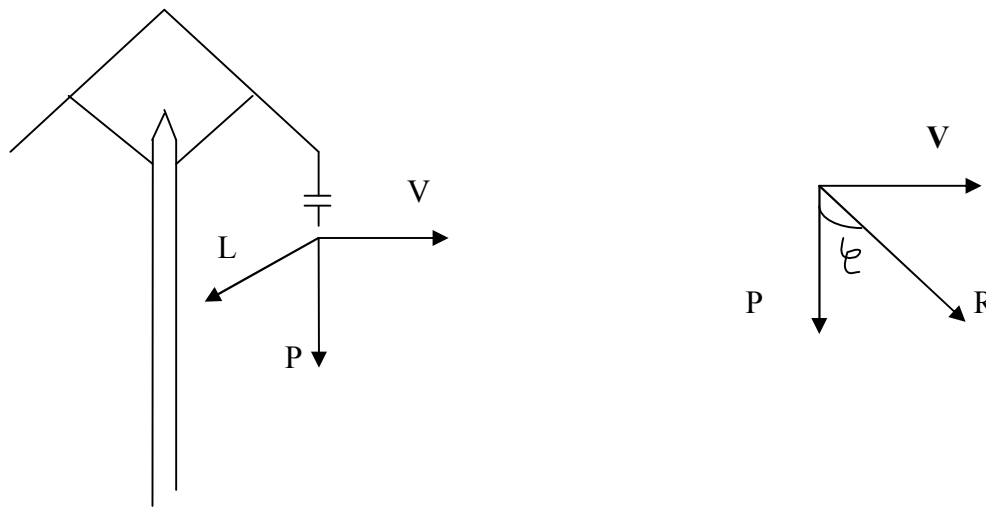


Figure IV.1 : Inclinaison des chaînes

Il faut vérifier que $\varphi < \theta$ soit $\operatorname{tg} \varphi = \frac{V}{P} < \operatorname{tg} \theta$

Avec :

$\theta = 60^\circ$: angle maximum possible d'inclinaison calculé en fonction de la longueur de la chaîne et de la géométrie de l'armement.

Les principales formules permettant cette vérification de la distance à la masse sont :

- **Effort longitudinal L** : (négligeable en général)
- **Effort vertical P** :

$$P = \frac{p(a_1 + a_2)}{2} + t \times s \left(\pm \frac{d_1}{a_1} \pm \frac{d_2}{a_2} \right) \quad (\text{IV.3})$$

p : poids linéique du conducteur en (daN/m)

a_1 : portée en (m) à gauche du support considéré

a_2 : portée en (m) à droite du support considéré

t : tension mécanique dans le conducteur (daN/mm²)

s : section du conducteur en (mm²)

d_1 : dénivellée en (m) à gauche du support considéré

d_2 : dénivellée en (m) à droite du support considéré

- **Effort horizontal V** :

$$V = \frac{v(a_1 + a_2)}{2} \times \cos^2 \frac{\alpha}{2} + 2 \times t \times s \times \sin \frac{\alpha}{2} \quad (\text{IV.4})$$

v : effort du vent sur le conducteur en (N/m²)

α : angle de la ligne

IV.2.3.4.3. Retournement des chaînes.

- **Alignement portées non dénivelées ($d/a = 0$) :**

Les conducteurs étant soumis aux efforts P vertical et V horizontal :

$$\text{Avec : } P = p \frac{(a_1 + a_2)}{2} \quad (\text{IV.5})$$

$$V = v \frac{(a_1 + a_2)}{2} \quad (\text{IV.6})$$

Il suffit de vérifier que $\varphi < \theta$

- **Alignement dénivelé (cas général où $d/a = 0,25$) :**

On doit effectuer le calcul lorsque le point d'ancrage du support considéré est situé en –dessous de la ligne de pentes des deux supports voisins.

$$P = \frac{p(a_1 + a_2)}{2} + t \times s \left(\pm \frac{d_1}{a_1} \pm \frac{d_2}{a_2} \right) \quad (\text{IV.7})$$

$$V = v \frac{(a_1 + a_2)}{2} \quad (\text{IV.8})$$

- **Angle non dénivelé (on négligeant l'effort longitudinal L) :**

$$P = p \frac{(a_1 + a_2)}{2} \quad (\text{IV.9})$$

$$V = \frac{v(a_1 + a_2)}{2} \times \cos^2 \frac{\alpha}{2} + 2 \times t \times s \times \sin \frac{\alpha}{2} \quad (\text{IV.10})$$

IV.2.3.5. Gamme des supports retenus :

Les supports des réseaux aériens, soumis à trois genres d'efforts s'exerçant dans le sens perpendiculaire, horizontal et vertical par rapport à la ligne.

Ces efforts sont dûs soit à la pression du vent sur les conducteurs et les supports, soit à la traction transmise par les conducteurs au support, soit au poids des conducteurs (avec ou sans givre) et des accessoires.

Le calcul des supports est un procédé ordinaire de la résistance des matériaux, la valeur de ces efforts à prendre en compte pour le calcul des supports est celle résultante de la plus défavorable des hypothèses.

IV.2.3.5.1. Supports en alignement :

En général, un support d'alignement est soumis à un effort horizontal exercé par le vent sur les conducteurs et un effort vertical dû au poids des conducteurs

✚ Effort dû au poids des conducteurs :

$$V_p = n \times p \times \frac{(a_1 + a_2)}{2} \quad (\text{IV.11})$$

P : Le poids de 1m de conducteur considéré.

n : Le nombre des conducteurs

➤ Alignement avec portées égales en rigide.

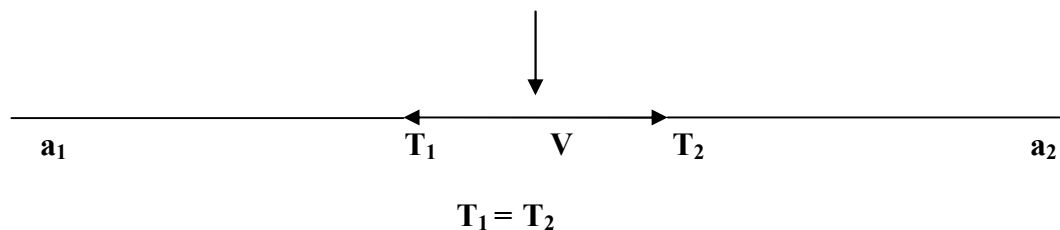


Figure IV.2

$$F = V48 \text{ ou } 18 \times n \times D \times \frac{(a_1 + a_2)}{2} \quad (\text{IV.12})$$

nD : Somme des diamètres des conducteurs en m.

a_1 et a_2 : Portées encadrant le support en m

$V(\text{dan})$: poussé du vent sur les conducteurs (dans l'hypothèse considérée).

$T(\text{dan})$: tension mécanique totale des conducteurs (dans l'hypothèse considérée).

$F(\text{dan})$: effort résultant appliqué au support (résultante graphique de la, ou des grandeurs considérées).

Alignement avec portées inégales en rigide :

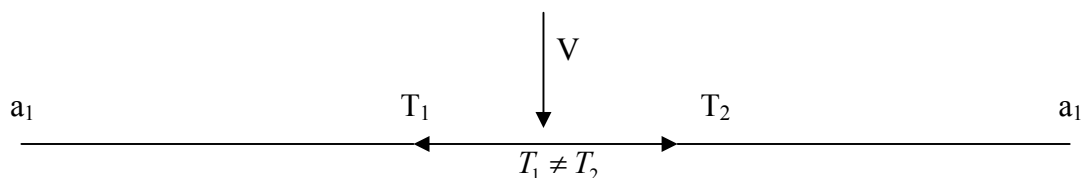


Figure IV.3

$$\vec{F} = \vec{V} + \vec{T} \quad (\text{IV.13})$$

IV.2.3.5.2. Supports d'ancrage avec angle.

➤ Angles avec portées égales en rigide.

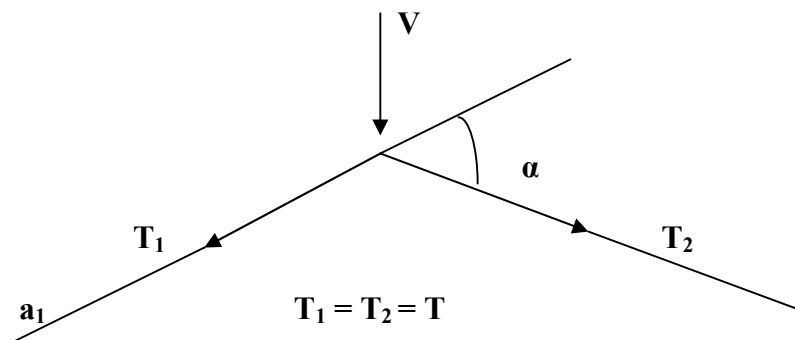


Figure IV.4

Les supports d'angle sont déterminés suivant l'effort résultant sur le support dans le sens horizontal, perpendiculaire à la ligne d'après la formule :

$$F = V \cos^2 \frac{\alpha}{2} + 2T \sin \frac{\alpha}{2} \quad (\text{IV.14})$$

Dans laquelle :

F : est l'effort résultant appliqué au support en daN

T : tension mécanique maximale de l'ensemble des conducteurs pour le canton considéré et reportée à 0,25 m en dessous de sommet en daN

V : l'effort du vent sur tous les conducteurs en daN

α : angle de ligne

➤ Angles avec portées inégales.

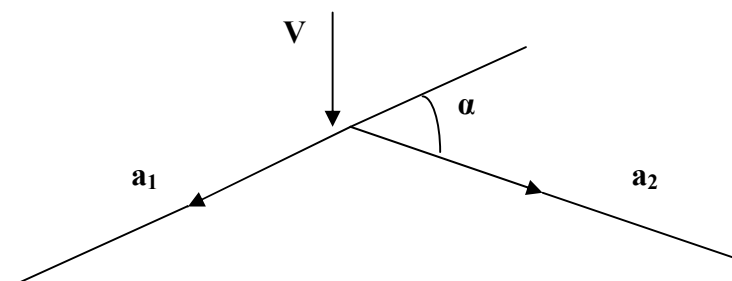


Figure IV.5

$$\vec{F} = \vec{V} + (\vec{T}_1 + \vec{T}_2) \quad (\text{IV.15})$$

IV.2.3.5.3. Support d'étoilement :

Les supports d'étoilement sur les quels sont fixés au moins trois lignes et dont les efforts de traction se compensent au moins en partie, sont déterminés tant en efforts nominaux, qu'en orientation en prenant comme effort les 2/3 de la résultante des efforts maximaux appliqués dans le sens de la ligne.

La norme NFC 11-200 préconise de ne pas utiliser des supports d'étoilement dont l'effort est inférieur à 300 daN.[9]

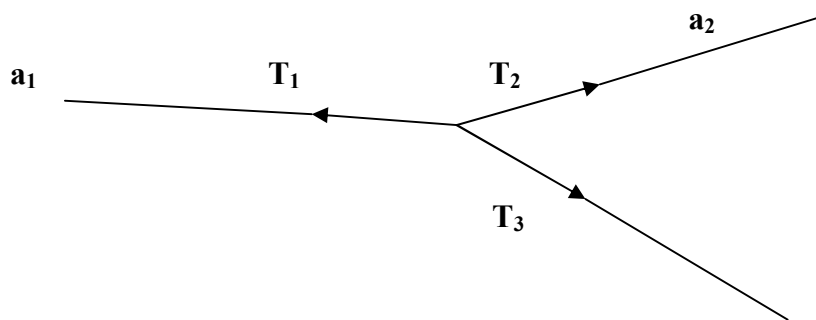


Figure IV.6

$$\vec{F} = \vec{V} + (\vec{T}_1 + \vec{T}_2 + \vec{T}_3) \quad (\text{IV.16})$$

Dans le sens de la résultante : $\vec{T} = (\vec{T}_1 + \vec{T}_2 + \vec{T}_3)$

IV.2.3.5.4. Support d'arrêt :

➤ Arrêt franc :

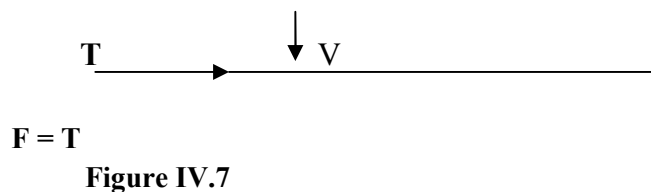


Figure IV.7

Le vent sur les conducteurs est compensé par le vent prévu sur le support dans le sens de T , il n'en sera pas tenu compte dans les calculs.

➤ **Ancrage sans angle :**

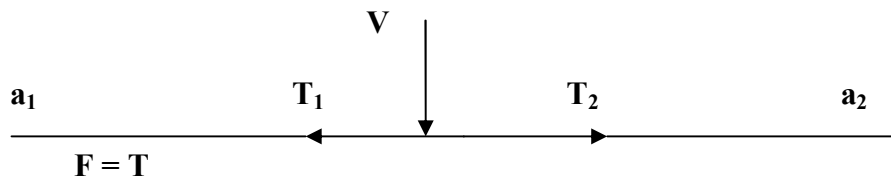


Figure IV.8

T est la valeur la plus grande entre T_1 et T_2

IV.2.3.5.5. Support de dérivation :

• **Dérivation sur angle :**

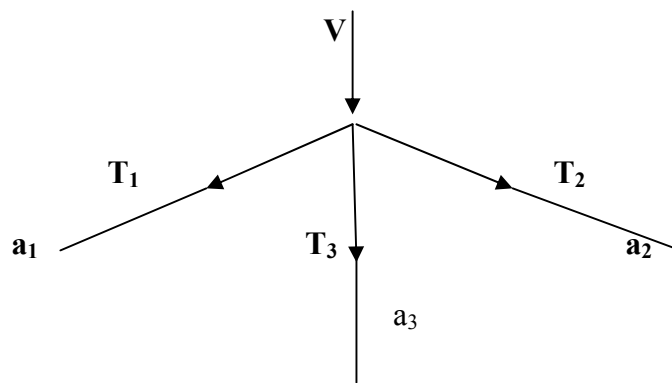


Figure IV.9

$$\vec{F} = \vec{V} + (\vec{T}_1 + \vec{T}_2) + \vec{T}_3 \quad (\text{IV.17})$$

• **Dérivation sur alignement :**

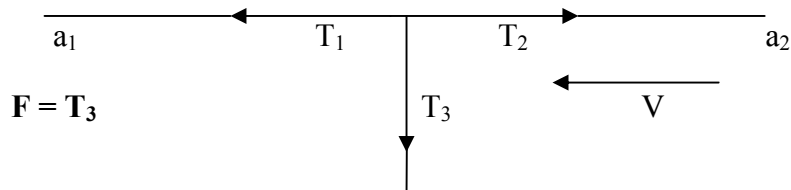


Figure IV.10

- **Quadruple drapeau :**

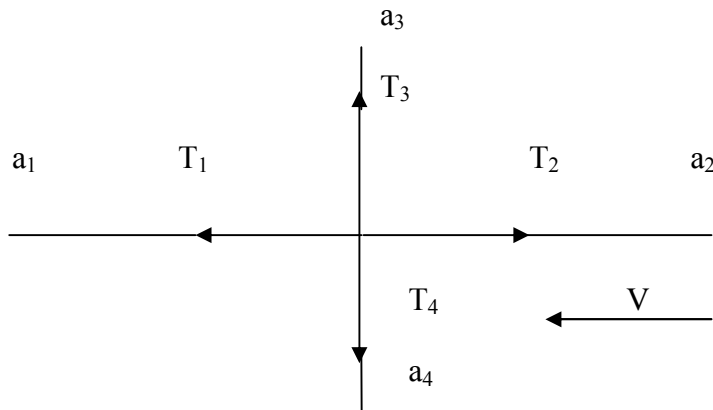


Figure IV.11

$$F = T_3 \text{ si } T_3 > T_4$$

$$F = T_4 \text{ si } T_4 > T_3$$

IV.2.3.5.6. Support de branchement :

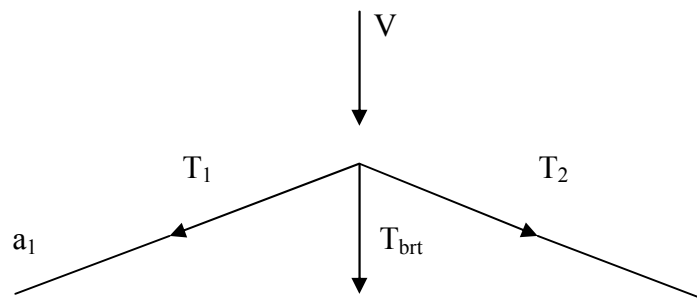


Figure IV.12

$$\vec{F} = \vec{V} + (\vec{T}_1 + \vec{T}_2) + \vec{T}_{brt} \quad (\text{IV.18})$$

Si l'effort de traction des conducteurs d'un branchement tend à augmenter la résultante des efforts appliqués au support, il est tenu compte pour le choix des supports correspondants, d'un effort supplémentaire pris forfaitairement égal à :

$T_{brt} = 50 \text{ daN}$ pour un branchement à 2 fils

$T_{brt} = 100 \text{ daN}$ pour un branchement à 3 ou 4 fils

La longueur de branchement étant comprise entre 20 et 30 m

IV.2.3.6. Types de terrains :

Afin d'uniformiser les études et la réalisation et permettre ainsi d'économiser du béton, quatre natures différentes de terrains ont été retenus : [Tableau IV.3]

Type	Nature	Pression à fond de fouille (daN /m ²)
Terrain marécageux	Vase, tourbes et argiles molles	5000
Terrain meuble	Sable argileux et terre vierge non humide	20000
Terrain ferme	Marne ou argile humide compacte	30000
Terrain rocheux	Tuf pierreux et roche compacte	60000

Tableau IV.3 : Types de terrains

IV.2.3.7. Fondations retenues :

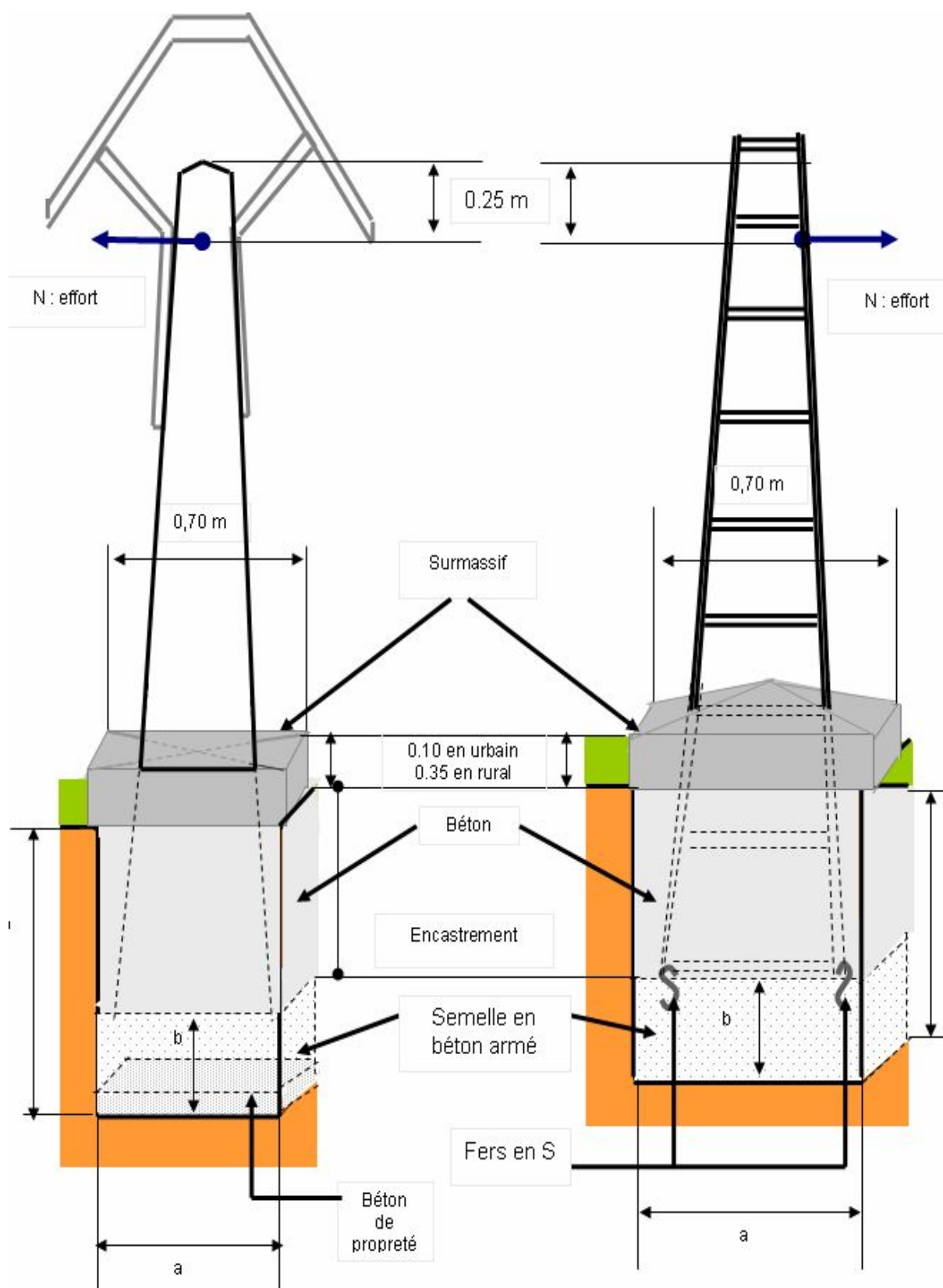


Figure IV.13

IV.2.3.7.1. Formule utilisée :

La formule utilisée pour le dimensionnement et la vérification des conditions est celle d'ANDREE-NORSA [A]

$$M_s = \frac{P \times a}{2} - \frac{2 \times P^2}{3 \times b \times q} + \frac{b^2 + q^2 + h^3}{82 \times p} \quad (\text{IV.19})$$

Où :

N : effort horizontal nominal en tête en daN

h : profondeur fondation en-dessous du sol en m

a : cote horizontale massif parallèle à N en m

b : cote horizontale massif perpendiculaire à N en m

q : pression max admissible (daN / m²)

p : somme des efforts verticaux dus au poids du conducteur (avec ou sans givre), au poids des accessoires, au poids des isolateurs, aux poids du poteau et poids du massif.(masse volumique du béton 2200 Kg /m³).

IV.2.3.7.2. Coefficient de stabilité S :

M_r : moment de renversement

$$M_r = N \times (H - 0.25 + h) + M_{rv} \quad (\text{IV.20})$$

H : hauteur support hors sol en m

h : profondeur fondation en-dessous du sol en m

M_{rv} : moment de renversement du au vent sur le support en (daN.m)

$$S = \frac{\text{moment de stabilité}}{\text{moment de renversement}}$$

Le coefficient de stabilité choisi est de 1 en conditions normales, ce qui donne des coefficients de stabilité inférieures à 1 en conditions exceptionnelles.

IV.2.3.7.3. Encastrement pour les supports en béton :

L'encastrement étant variable, puisque dépendant de la hauteur du support et du type d'armement, le tableau (IV.4) résume les différentes valeurs d'encastrement.

Type d'armement	
Nappe-voute	Nappe-Horizontale
$\frac{H+1}{10} + 0.5$	$\frac{H}{10} + 0.5$

Tableau IV.4 : différentes valeurs d'encastrement

IV.2.3.7.4. Les surmassifs :

Des surmassifs doivent être prévus pour tous les supports. Ils sont de 10 cm en zone urbaine et de 35 cm en zone rurale (terrains de labours)

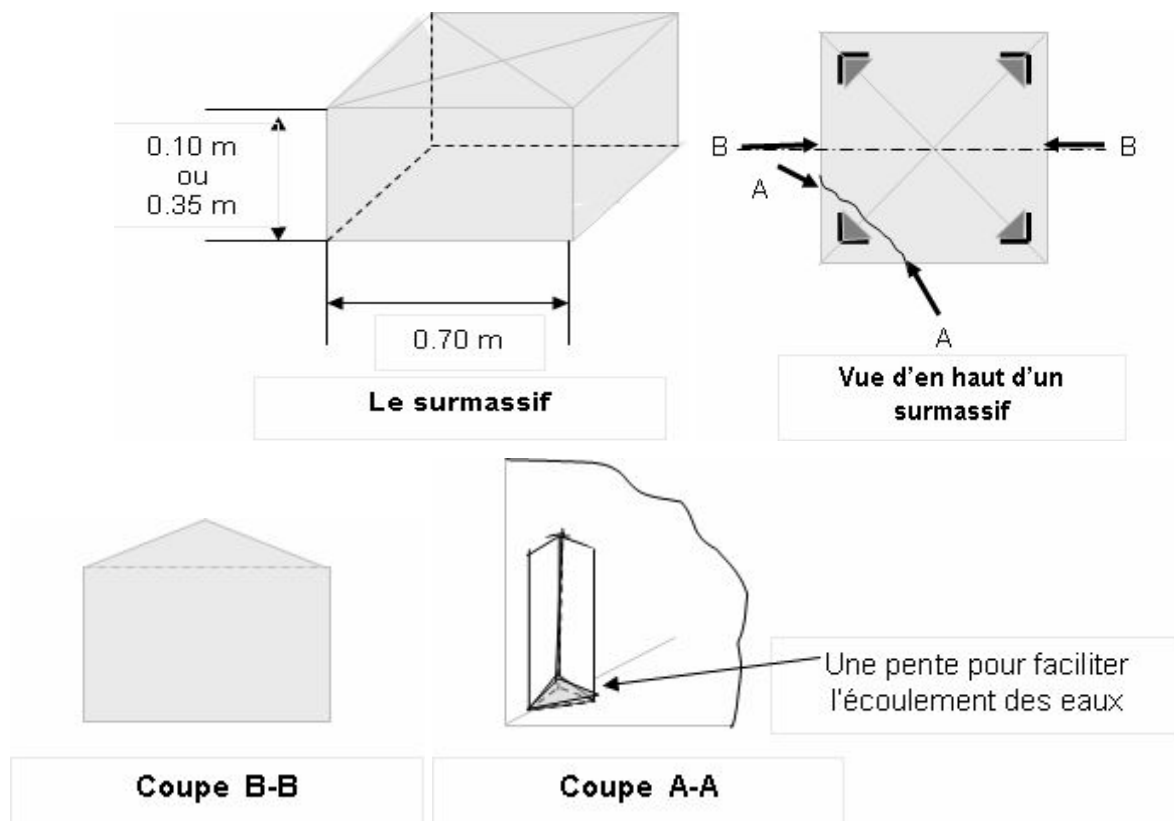


Figure IV.14

IV.2.3.7. 5. Béton de propreté :

Pour les supports métalliques, il n'a pas été prévu de béton de propreté par contre pour les supports en béton il faut prévoir 5 à 10 cm de propreté.

IV.2.3.7.6. Dimension des fondations

La plus petite dimension d'une fondation est de 0.70 m, permettant à un ouvrier de travailler aisément. Il y a lieu de prévoir quatre fers en (S) de diamètre minimum de 8 mm entre la semelle et le béton du massif (pour les supports métalliques) pour une bonne reprise de bétonnage quand la fouille dépasse 1,5 m

IV.2.3.5. Les armements :

Les armements utilisés actuellement sont les nappes voûtes et les nappes horizontales.
Types d'armement.

Types d'armement : **Alignement**

- NVS type 170
- NVS type 200
- NVS type 200 bord de mer type 1 (3 éléments)
- NVS type 200 bord de mer type 2 (4 éléments)
- NVRD type 200
- NVS type 250 (utilisation exceptionnelle)
- NSH type 250 sur portique
- NSH type 300 (utilisation exceptionnelle)

 Arrêt

- NSAH type 170 sur un seul support
- NSAH type 170 sur portique
- NSAH type 200 sur un seul support
- NSAH type 200 sur portique
- NSAH type 250 sur portique

- NSAH type 300 sur portique
- NSAH type 170 avec 02 supports jumelés (utilisation exceptionnelle)
- NSAH type 200 avec 02 supports jumelés (utilisation exceptionnelle)

Autres

- Herse d'ancrage 170 (pour poste ACC et éventuelle dérivation)
- I de dérivation ou bras de dérivation
- Potence (ou incline)

Application :

Dans notre projet on a appliqué la théorie de l'équation de changement d'état sur les cantons du profil en long qui a été réalisé pour l'une des solutions envisagées dans le chapitre V.

Canton N° 1

1. Calcul de la portée équivalente

$$a_e = \sqrt{\frac{\sum a^3}{\sum a}} \quad (\text{IV.21})$$

$$a_e = 75.54 \text{ m}$$

2. Calcul de T_1

$$T_1 = m_1 * p * P \quad (\text{IV.22})$$

p : Poids linéique

P : paramètre de répartition (900 m)

m_1 : Le coefficient de surcharge à 50°C sans vent (conditions initiales) vaut :

$$m_1 = \frac{\sqrt{p^2 + (P_v \cdot D_{ext})^2}}{p} \quad (\text{IV.23})$$

P_v : la poussée du vent

D_{ext} : le diamètre extérieur

On aura donc : $m_1 = 1$

$$T_1 = 1 * 0,250 * 900 = 230,4 \text{ daN}$$

3. Calcul de T_2

Calcul dans l'hypothèse A :

$$\theta_2 = 20^\circ\text{C}$$

$$P_v = 480 \text{ Pa} \quad (1\text{Pa} = 1\text{N/m}^2)$$

Le coefficient de surcharge dans cette hypothèse est :

$$m_2 = \frac{\sqrt{p^2 + (P_v \cdot D_{ext})^2}}{p} \quad (\text{IV.24})$$

$$m_2 = 2,548$$

D'après l'équation de changement d'état généralisée on a :

$$T_2^3 + T_2^2 \left[\frac{a_e^2 m_1^2 p^2 ES}{24 T_1^2} - T_1 + \alpha ES (\theta_2 - \theta_1) \right] = \frac{a_e^2 m_2^2 p^2 ES}{24} \quad (\text{IV.25})$$

Cette équation peut se mettre sous la forme :

$$T_2^2 (T_2 + A) = B \Rightarrow T_2 = \sqrt{B / (T_2 + A)} \quad (\text{IV.26})$$

$$\text{Avec :} \quad A = \left[\frac{a_e^2 m_1^2 p^2 ES}{24 T_1^2} - T_1 + \alpha ES (\theta_2 - \theta_1) \right] \quad (\text{IV.27})$$

$$B = \frac{a_e^2 m_2^2 p^2 ES}{24} \quad (\text{IV.28})$$

Pour résoudre l'équation du 3^{ème} degré :

$$T_2^2 (T_2 + A) = B \quad (\text{IV.29})$$

On utilise le **calcul par itération** dont le principe est le suivant :

$$y_1 = T_2 \quad (\text{IV.30})$$

$$Y_2 = \sqrt{B / (T_2 + A)} \quad (\text{IV.31})$$

On part d'une valeur $(T_2)^0 = m_2 T_1$

On aura donc :

$$A = (74,54)^2 \times (0,256)^2 \times 600 \times 93,3 - 230,4 + 23 \times 10^{-6} \times 600 \times 93,3 \times 30 = -451,77$$

$$24 \times (230,4)^2$$

$$B = (74,54)^2 \times (2,548)^2 \times (0,256)^2 \times 600 \times 93,3 = 5,66 \times 10^7$$

$$A = -451,77$$

$$B = 5,66 \times 10^7$$

Ce qui entraîne :

$$T_2 = \sqrt{\frac{5,66 \times 10^7}{T_2 - 451,77}}$$

$$(T_2)^0 = m_2 \times T_1 = 587,05 \text{ daN}$$

$$1^{\text{ère}} \text{ itération : } (T)^1 = \sqrt{\frac{5,66 \times 10^7}{587,05 - 451,77}} = 647,009 \text{ daN.}$$

Avec la même procédure on aura les résultats des autres cantons :

Canton N°	Effort en daN
1	647
2	645
3	648
4	646
5	634
6	635
7	641
8	645
9	644

Canton N°	Effort en daN
10	645
11	651
12	654
13	653
14	655
15	655
16	653
17	648
18	649

Après avoir calculé l'effort exercé sur le conducteur, on se réfère aux tableaux (IV.5) et (IV.6) pour déterminer le type du support, les dimensions des fouilles et les surmassifs.

Conclusion :

On a consacré ce chapitre pour montrer les différentes étapes des calculs mécaniques des lignes aériens à savoir :

- les variations des tensions mécaniques et les hypothèses des calculs.
- les fondations retenues.

Support			Effort (daN)		Dimensions des fouilles		Dimension des massifs	Encastr	Volumes de béton (m ³)			Coefficient de stabilité
Béton	Poids (kg)	Hauteur totale (m)	Effort H	Effort V	a × b × p (m)	Volume (m ³)	a × b × h (m)	mètre	Sans surmassif	Surmassif 70×70×10 cm	Surmassif 70×70×35 cm	Conditions normales
11-250	805	11	250	500	0.70×0.90×1.80	1.129	0.70×0.90×1.70	1.70	0.819	0.872	0.961	3.474
12-250	905	12	250	500	0.70×0.90×1.80	1.129	0.70×0.90×1.70	1.70	0.792	0.843	0.929	3.004
11-400	1035	11	400	600	0.70×0.70×1.80	0.882	0.70×0.70×1.70	1.70	0.596	0.650	0.741	1.620
12-400	1165	12	400	600	0.70×0.70×1.80	0.882	0.70×0.70×1.70	1.70	0.570	0.622	0.710	1.401
11-630	1545	11	630	800	0.75×0.75×1.80	1.013	0.75×0.95×1.70	1.70	0.666	0.716	0.800	1.028
12-630	1735	12	630	800	0.85×0.85×1.80	1.301	0.85×0.85×1.70	1.70	0.908	0.956	1.036	1.021
11-1000	1925	11	1000	800	1.15×1.15×1.80	2.380	0.15×0.15×1.70	1.70	1.866	1.912	1.984	1.041
12-1000	2170	12	1000	800	1.25×1.25×1.80	2.812	1.25×1.25×1.70	1.70	2.233	2.276	2.343	1.006

Tableau IV.5 : Support béton

Support			Effort (daN)		Dimensions des fouilles		Dimension des massifs	Encastr	Volumes de béton (m ³)			Coefficient de stabilité
	Poids (kg)	Hauteur totale (m)	Effort H	Effort V	a × b × p (m)	Volume (m ³)	a × b × h (m)	mètre	Sans surmassif	Surmassif 70×70×10 cm	Surmassif 70×70×35 cm	Conditions normales
Béton												
95bs66	317	11	450	600	0.70×0.70×1.50	0.735	0.70×0.90×1.50	1.40	0.735	0.801	0.923	1.194
106bs66	351	12	450	600	0.70×0.70×1.50	0.735	0.70×0.90×1.50	1.40	0.735	0.801	0.923	1.053
126bs77	551	14	590	1000	0.95×0.95×1.70	1.534	0.70×0.95×1.70	1.40	1.534	1.600	1.722	1.021
106bs88	572	12	950	800	1.15×1.15×1.70	2.248	1.15×1.15×1.70	1.40	2.248	2.314	2.436	1.018

Tableau IV .6 : Support métalliques

Chapitre V

Application

Introduction :

Le but de cette étude est d'examiner la situation actuelle du réseau MT 30 kV de la région de BOUZGUENE, afin de proposer selon un développement à court terme (2012-2017) des solutions adéquates qui obéissent aux exigences du guide technique de distribution, de la qualité de service et d'un investissement minimal. Ceci nous amène à prendre plusieurs décisions, à savoir :

- Renforcement des sections.
- Déplacement d'un point d'ouverture.
- Réfection ou création d'ouvrage.

V.1. Données globales :

Présentation du réseau actuel :

Pour une exploitation meilleure, le centre de TIZI OUZOU est subdivisé en six services techniques d'électricité (STE) suivants :

- Tizi ouzou.
- Tigzirt.
- Azazga.
- Larbaa Nath Irathen (LNI).
- Draa El Mizane (DEM).
- Ain El Hammam (AEH).

Le réseau électrique MT 30Kv de la direction de distribution de Tizi-Ouzou est desservi par six postes sources (PS) HT/MT :

- Poste THT Oued Aissi : 220/60/30kV.
- Poste Fréha : 60/30kV.
- Poste Tizi Medden : 60/30kV.
- Poste Boukhalfa : 60/30kV.
- Poste souk El Djemaa (SED) : 60/30 kV.
- Poste DBK : 60/30 kV.

Postes sources mis en service :

Poste source	Type	Niveau de tension (kV)	Puissance (MVA)
DRAA BEN KHDDA	HT/MT	60/30	2×30
OUAD AISSI	THT/HT/MT	220/60/30	2×40
FREHA	HT/MT	60/30	2×40
SOUK EL DJEMMAA	HT/MT	60/30	2×40
TIZI MEDDEN	HT/MT	60/30	2×40

*Tableau V.1 : Postes sources mis en service***a) Poste THT de Oued Aissi 220 /60 /30 kV :**

C'est un poste d'interconnexion et de transformation 220 /60/30 kV aérien alimenté par deux lignes THT issues des postes SI MUSTAPHA et EL KSER. L'étage MT possède deux transformateurs de puissances nominales 40 MVA chacun, connectés sur deux demi-jeux de barres avec un sectionneur de couplage. Le premier alimente quatre départs qui sont :

- Tizi-Ouzou
- AEP
- Sonitex
- Souk El Djemaa (SED)

L'autre alimente quatre départs qui sont :

- Sempac
- SNLB
- Zone industrielle (Zone1)
- Naftal

b) Poste source de FREHA 60/30 kV

Il est alimenté par le poste d'interconnexion et de transformation THT/ Oued Aissi 220/60/30 kV par deux lignes 60kV. Il possède deux transformateurs de puissances nominales

40 MVA chacun, connectés sur deux demi- jeux de barres avec un sectionneur de couplage.

Le premier alimente trois départs qui sont :

- Azeffoun
- Briqueterie
- Mekla

L'autre alimente trois départs qui sont :

- ENEL
- Bouzeguene
- Azazga

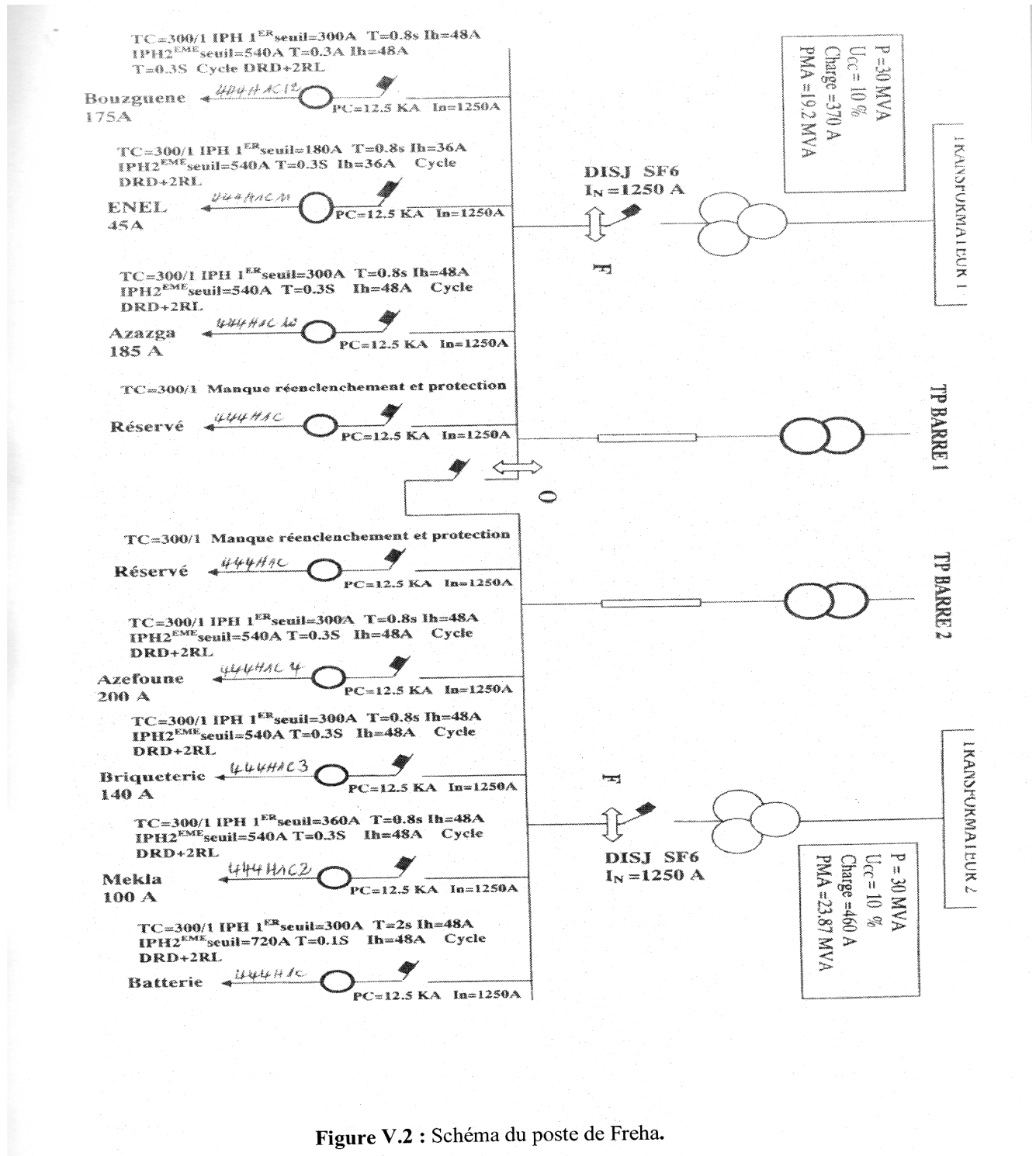


Figure V.2 : Schéma du poste de Freha.

V.2. Consignes d'exploitation :

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

Les départs issus du poste source FREHA 60/30 kV :**a) Départ 30 kV AZAZGA**

- Limite thermique du départ : 270 A.
- Le courant de pointe : 190 A.

Schéma normal d'exploitation

- Fermé au PS FREHA.
- Ouvert au poste 227 coté tr 090 avec départ AEH.
- Ouvert à l'IACM J989 avec départ AZAZGA.
- Ouvert à l'IACM J 999 avec départ AEH.

b) Départ 30kV BOUZGUENE

- Limite thermique du départ : 270 A.
- Le courant de pointe : 230 A.

Schéma normal d'exploitation

- Fermé au PS FREHA.
- Ouvert au poste 163 coté tronçon 001 avec départ ENEL.
- Ouvert au poste 227 coté tr .090 avec départ AEH.
- Ouvert à l'IACM J989 avec départ AZAZGA.
- Ouvert à l'IACM J999 avec départ AEH.

c) Départ 30 kV de MEKLA

- Limite thermique : 270 A
- Le courant de pointe : 145 A

Schéma normal d'exploitation

- Fermé au poste source FREHA.
- Ouvert à l'IACM J901 (Départ Briqueterie).
- Ouvert à l'IACM J971 Inter STE AEH départ AEH.

d) Départ 30kV ENEL

- Limite thermique : 270 A.
- Le courant de pointe : 145 A.

Schéma normal d'exploitation

- Fermé au PS FREHA.
- Ouvert au poste 163 coté tronçon 001.

e) Départ 30 kV AZEFFOUN

- Limite thermique : 270 A.
- Le courant de pointe : 190 A.

Schéma normal d'exploitation

- Fermé au PS FREHA.
- Ouvert au poste 122 coté tronçon 096 (avec départ Briqueterie).
- Ouvert au poste 67 coté tronçon 014 (avec départ Briqueterie).
- Ouvert à l'IACM J1011.
- Fermé aux IACM J 939 & J 995 (STE TIGZIRT).

f) Départ 30 kV BRIQUETRIE

- Limite thermique : 270 A.
- Le courant de pointe : 160 A.

Schéma normal d'exploitation

- Fermé au PS FREHA.
- Ouvert au poste 122 coté tronçon 096 avec départ 30 kV Azefoun.
- Ouvert au poste 18 coté tronçon 022 avec départ 30 kV Azazga.
- Ouvert au poste 50 coté tronçon 019 (STE TIGZIRT).
- Ouvert au poste 240 coté tronçon 020 (SNLB).
- Ouvert au poste 67 coté tronçon 014 (Départ AZEFOUNE).
- Ouvert à l'IACM J 901 (MEKLA).
- Ouvert au poste 579 coté tronçon 082.

V.3. Collecte des données :

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

V.3.1. Caractéristiques physique :

Les caractéristiques physiques consistent à relever (tableau 2 de l'annexe 4):

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

- Nombre de postes par type.

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

Les divers paramètres concernant les données physiques ont été relevés en nous conformant aux tableaux des caractéristiques électriques des conducteurs, fiches du réseau (voir l'annexe 3), et à la carte schématique mise à jour le 31 décembre 2010.

Le poste source de FREHA est alimenté par deux transformateurs dont les caractéristiques sont :

Transformateur 1

$P = 40 \text{ MVA}$

$U_{cc} = 10\%$

$I = 460 \text{ A}$

$P_{\max} = 23.87 \text{ MVA}$

Transformateur 2

$P = 40 \text{ MVA}$

$U_{cc} = 10\%$

$I = 370 \text{ A}$

$P_{\max} = 19.2 \text{ MVA}$

V.3.2. Les départs HTA de poste FREHA 60/30 kV :

Dans le (tableau V.2) qui suit en représente le nombre poste par type de chaque départ ainsi leurs longueurs.

Départs	Code GDO	Longueur (km)		Nombre de poste			Total
		MTA	MTS	DP	LIV	MX	
BOUZGUENE	444H1C12	189.516	0.182	183	36	04	223
AZAZGA	444H1C10	130.407	10.334	131	41	06	178
ENEL	444H1C11	0.490	0.045	0	02	0	02
BRIQUETTERIE	444H1C3	128.536	4.084	102	69	04	175
AZEFOUN	444H1C4	224.223	2.116	182	41	01	224
MEKLA	444H1C2	60.924	0.877	58	18	0	76

Tableau V.2 : Les départs HTA de poste FREHA 60/30 kV

- Nombre de poste MT/BT à distribution publique : 656
- Nombre de poste MT/BT livraison : 207
- Nombre de poste MT/BT mixtes : 15

V.4. Données dynamiques du réseau

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

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

V.4.1. Données de charge

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

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

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

Le courant maximum transité sur chaque départ nommé aussi courant appelé est résumé dans le (tableau V.3) ci-dessous :

Poste source		Départs	« courant appelé » [A]
F R E H A	J B ₁	BRIQUETTERIE	160
		AZEFOUN	190
		MEKLA	145
	J B ₂	BOUZGUENE	230
		AZAZGA	190
		ENEL	60

Tableau V.3 : Courant de pointe.

V.4.2 Répartition de la charge :

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

PMD : Puissance mise à disposition.

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi \quad (1)$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi}$$

PI : Puissance installée pour chaque poste DP.

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \quad (2)$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} U}$$

Poste source		Départs	P _{ins} [kVA]	PMD [kW]	Charge [A]
F R E H A	J B ₁	BRIQUETTERIE	10050	9736	401.59
		AZEFOUN	22033	7500	584.39
		MEKLA	8060	2990	219.04
	J B ₂	BOUZGUENE	23090	3930	528.39
		AZAZGA	26816	6470	654.42
		ENEL	0	4000	85.53

Tableau V.4 : Puissance de poste.

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

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

$$I_{app} = \alpha \cdot \sum I \quad (3)$$

$$\alpha = \frac{I_{app}}{\sum I}$$

I_{app} : Courant de pointe.

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

α : Coefficient de foisonnement.

Départs	I_{app} (A)	P_{app} (kVA)	I (A)	Coefficient de foisonnement α
BOUZGUENE	230	12210.95	574	0.40
AZAZGA	190	9872.68	654.42	0.30
ENEL	60	3117.69	85.53	0.78
BRIQUETTERIE	160	8313.84	401.59	0.42
AZEFOUN	190	9872.68	584.39	0.33
MEKLA	145	7534.42	219.04	0.68

Tableau V.5 : Charge des départs

V.4.3. Evolution de la charge :

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

Le taux d'évolution est déterminé après analyse des projets d'urbanisation et consultation des services responsables.

Les transformateurs MT/BT installés à une année donnée doivent pouvoir débiter la puissance appelée après l'accroissement de la charge.

On a deux types d'accroissement :

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

En général, on adopte l'approche suivante :

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

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

$$P_n = P_0(1+X)^n \quad (4)$$

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

P_0 : Puissance à l'année initiale.

P_n : Puissance après n années.

X : Taux d'évolution.

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

V.5. Modèle de calcul :

CARAT : Calcul Automatique d'un Réseau Arborescent

Le modèle CARAT a été conçu dans le but de faciliter tout calcul et de simuler les comportements d'un réseau électrique. Le programme vérifie si, pour un réseau maillable donné, il existe un schéma d'exploitation radial qui permettra d'alimenter toutes les charges indiquées en respectant toutes contraintes imposées. Ces contraintes portent sur les capacités de transit des lignes et la chute de tension maximum admissible aux nœuds.

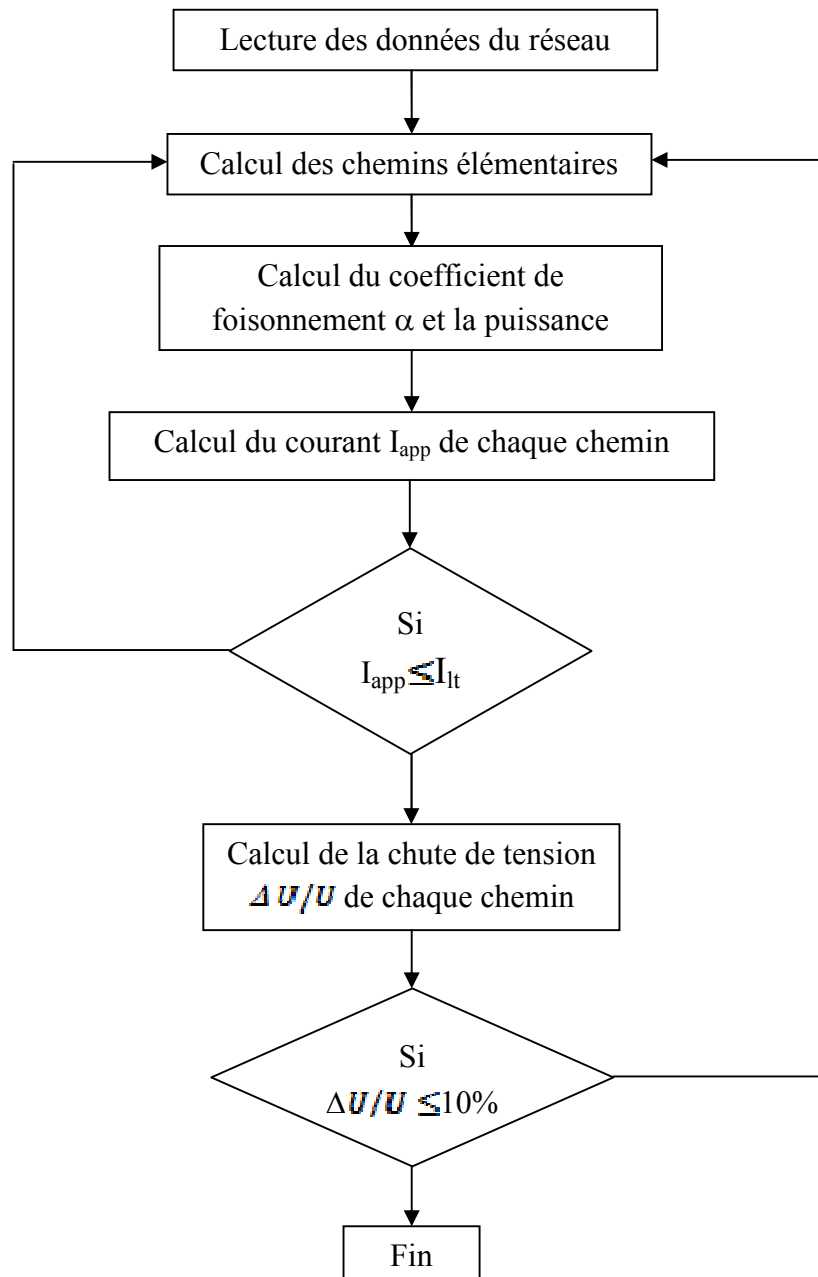
De plus si, un tel schéma existe, appelé aussi état sain, le modèle calcule une solution dite de « secours » pour les cas d'incidents demandés. Pour cette solution, le CARAT peut faire appel à des injections réservées aux cas d'incidents. Cette version permet en plus de calculer les espérances de l'énergie en défaillance à chaque nœud, suite aux probabilités de défaillance données pour certains ou pour tous les arcs. Lorsque le calcul est demandé pour tous les arcs, les schémas de secours correspondants aux déclenchements ne seront pas imprimés.

Après examen de tous les déclenchements demandés, le modèle vérifie l'année ultérieure avec un vecteur de consommation augmenté en tenant compte des renforcements éventuels dans le réseau.

Le programme se termine à l'année pour laquelle un schéma d'exploitation respectant les contraintes à l'état sain n'a pu être trouvé.

CARAT simule le comportement d'un réseau sur les évolutions qui puissent parvenir au cours de cette période à savoir un ajout de nouveaux clients (consommateurs), l'élimination d'une ligne tout en évitant de perturber les clients existants.

Organigramme de résolution



V.6. Hypothèses de l'étude

Les hypothèses prises en considération dans cette étude sont les suivantes [8]:

Chute de tension admissible état sain :

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

Chute de tension admissible état incident :

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

- Taux d'accroissement : 4% de 2011 à 2016 ; 03% après 2016.

- Facteur de puissance $\cos\phi=0.9$.

- Tension aux jeux de barres MT : 30kV.

Le fonctionnement du réseau est examiné en situation de pointes hiver. Les prévisions des charges sont établies sur la base des responsabilités de pointe réalisée en 2007 et tiennent compte des prévisions calculées (accroissement en profondeur et en surface).

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

V.6.1. Supports utilisés

- Cartes schématiques.
- Bases de données GDOMT mise à jour Mai 2010.
- Cartes d'état major de la DR.

V.6.2. Données économiques

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

V.7. Solutions proposées :

V.7.1. Première variante :

Soulager le départ : c'est une solution temporaire, elle consiste à faire basculer une partie du réseau actuel sur un autre départ accessible.

-Soulager le départ BOUZGUENE, en ouvrant appareil de coupure U860 sur le départ AZAZGA c'est-à-dire réaliser une liaison entre Idjeur et Yakouren.

-Prévoir un appareil de coupure entre les deux nœuds E27 et E29.

-Réaliser une boucle entre le tronçon 098 et le tronçon 015 et ouvrir l'appareil de coupure U934. La partie déchargée sera alimentée en bouclant le tronçon 069 de départ BOUZGUENE et le tronçon 087 de départ MEKLA (bouclage Illoula-Souamaa, environ 800 m).

D'après les résultats de la simulation (voir l'annexe 3), on remarque que les bouclages proposés permet de soulager le départ BOUZEGUENE de $I_{app}=235$ A à $I_{app}=126$ A et de réduire les chutes de tension de $\Delta U/U=16.98$ % à $\Delta U/U=7.09$ %.

V.7.2. Deuxième variante :

Création d'un nouveau départ :

La création d'un niveau départ consiste à basculer une partie du réseau sur une autre injection pour soulager le départ principal.

Afin d'éviter le problème de surcharge pour ce départ, on propose de partager la charge de ce dernier sur le poste source de la vallée de la Soummam tel qu'on crée un nouveau départ, environ 4 km, injecté entre les nœuds E640 et E713, pour alimenter à partir de la commun Beni Ziki la partie déchargée en ouvrant U818.

D'après les résultats on constate que les chutes de tension et le courant appelé ont diminué davantage à savoir une chute de tension maximale de 5.60 % et un courant appelé de 76 A. en outre la longueur de départ est diminuée de 189.105 km à 104.85km.

V.7.3. Troisième variante :

Création d'un PS est la solution envisagée afin de soulager le PS de FREHA et réduire la longueur de départ BOUZEGUENE. Elle consiste à créer un nouveau poste source afin de soulager le poste FREHA qui contiendra un nouveau départ BOUZEGUENE2 qui sera injecté entre E60 et E61 et ouvrir au niveau de J918.

Conclusion :

Dans ce chapitre on a étudié le réseau HTA 30 kV de BOUZEGUENE dans sa structure actuelle, ce qui nous a permis de relever les insuffisances de ce réseau à savoir :

- Les chutes de tension
- La longueur importante du départ.

Conclusion générale

Conclusion générale :

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

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

Dans cette étude, nous avons utilisé un logiciel nommé « CARAT » prévu pour les calculs électriques des vastes réseaux à savoir, les courants transités, calculs des chutes de tension et les pertes de charges sur chaque segment.

Nous avons d'abord fait un diagnostic de l'état actuel du réseau collectant les données nécessaires aux calculs de charge et de chute de tension. Cette étape nous a permis d'avoir une meilleure connaissance des problèmes qui touchent ce départ, tel que les chutes de tension importantes de 16,98 %, qui dépassent la limite fixée par la Sonelgaz.

Après ce la, nous avons retenus trois variantes en changeant la topologie de ce réseau :

1. **La première** : consiste à soulager le départ en créant des bouclages :
 - a) Bouclage avec le départ AZAZGA et ouvrir au niveau de U860.
 - b) Bouclage avec le départ MEKLA et ouvrir au niveau de U934.
 - c) Prévoir un appareil de coupure entre les nœuds E27 et E29.
2. **La deuxième** : consiste à créer un nouveau départ issu de poste source de la Vallée de la Soummam qui sera injecté entre E640 et E713 et ouvrir au niveau de J818.
3. **La troisième** : consiste à créer un nouveau poste source afin de soulager le poste FREHA qui contiendra un nouveau départ BOUZEGUENE 2 qui sera injecté entre E69 et E60 et ouvrir au niveau de J918.

Ces solutions ont permis de soulager le départ à savoir; la diminution des chutes de tension à 5.6% ainsi que la longueur de départ à 104.85km.

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

Bibliographie

Bibliographie

- [1] Philippe CARRIVE, Réseaux de distribution « Structure et planification »
Technique de l'ingénieur D4 210.
- [2] R. FERHANI « restructuration du réseau électrique MT du centre de Tizi-Ouzou »
Mémoire d'ingénieur UMMTO, année 1999.
- [3] Guide du surveillant des Travaux Electricité (2009) : SONELGAZ
- [4] SAIM Nabila « restructuration du réseau MT d'AZAZGA »
Mémoire d'ingénieur UMMTO, année 2010.
- [5] B. De Metz-Noblat, F.Dumas, G.Thomosset. « Calcul des courants de court-circuit »
Cahier technique N°158/ page 6, Schneider électrique
- [6] M.BOUDOUR. A.HELLAL, « Réseaux Electriques », éditions pages bleus, Alger 2010.
- [7] M.ADIL, A. NAIT-DJOUDI « Restructuration du réseau MT de TIGZIRT »
Mémoire d'ingénieur UMMTO, année 2009.
- [8] Guide technique de la SONELGAZ
- [9] Direction technique pour l'étude et la construction des lignes aériennes de distribution
N° 108 XD.
- [10] Theodore WILDI, Gilbert SYBILLE Electrotechnique 4ème edition, juin 2005.
- [11] Sécurité et qualité dans l'utilisation de l'électricité. Guide pratique, référence GP 06.
- [12] Med BOUTACHALI, «Calcul Mécanique des lignes Électriques »
Séminaire pour Cadres ONE, 2005.

Annexes

Annexe 1 : Présentation de logiciel *CARAT*

I. Introduction :

CARAT est l'abréviation de : « Calcul automatique d'un réseau arborescent ».

Le modèle CARAT a été conçu dans le but de faciliter tout calcul et de simuler les comportements d'un réseau électrique. Le programme vérifie si, pour un réseau maillable donné, il existe un schéma d'exploitation radial qui permettra d'alimenter toutes les charges indiquées en respectant toutes contraintes imposées. Ces contraintes portent sur les capacités de transit des lignes et la chute de tension maximum admissible aux nœuds.

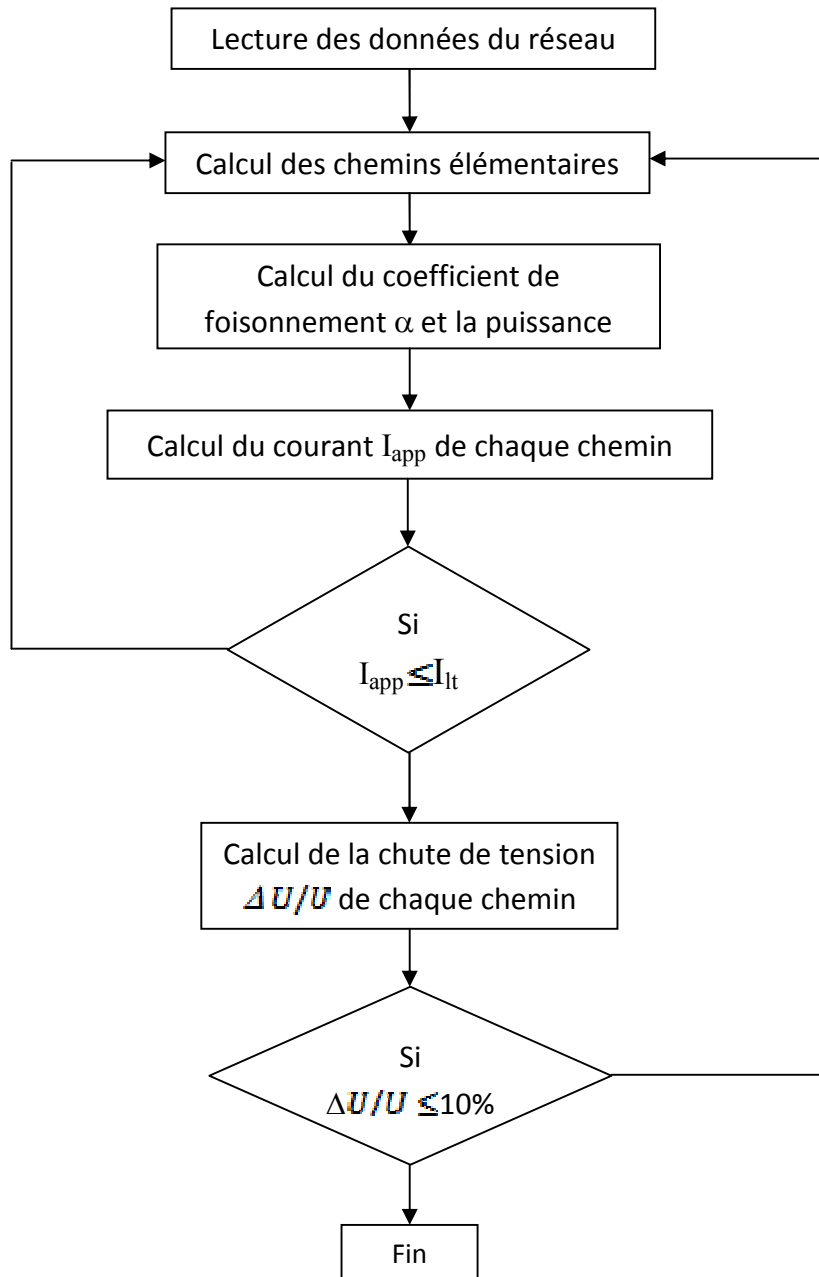
De plus si, un tel schéma existe, appelé aussi état sain, le modèle calcule une solution dite de « secours » pour les cas d'incidents demandés. Pour cette solution, le CARAT peut faire appel à des injections réservées aux cas d'incidents. Cette version permet en plus de calculer les espérances de l'énergie en défaillance à chaque nœud, suite aux probabilités de défaillance données pour certains ou pour tous les arcs. Lorsque le calcul est demandé pour tous les arcs, les schémas de secours correspondants aux déclenchements ne seront pas imprimés.

Après examen de tous les déclenchements demandés, le modèle vérifie l'année ultérieure avec un vecteur de consommation augmenté en tenant compte des renforcements éventuels dans le réseau.

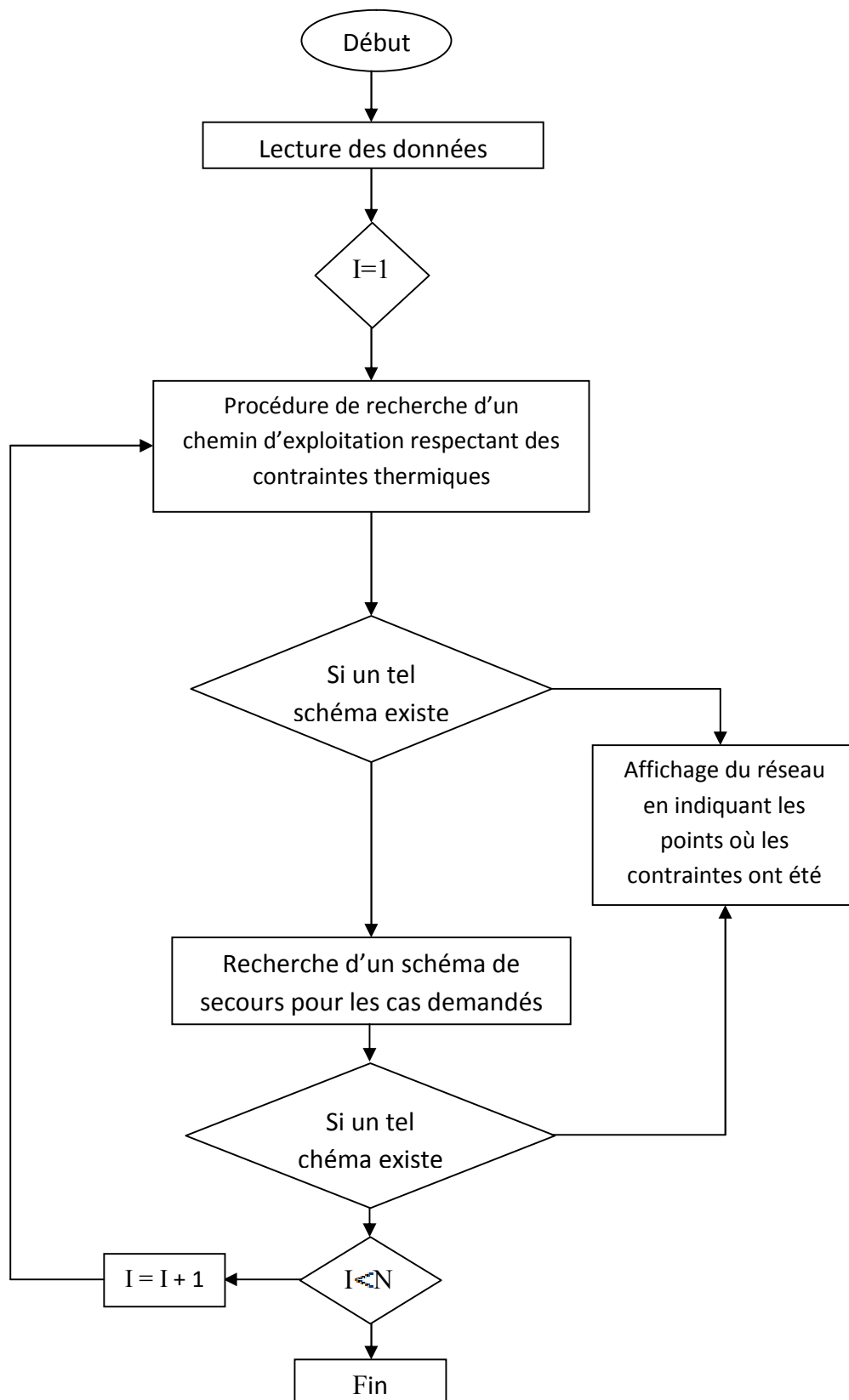
Le programme se termine à l'année pour laquelle un schéma d'exploitation respectant les contraintes à l'état sain n'a pu être trouvé.

CARAT simule le comportement d'un réseau sur les évolutions qui puissent parvenir au cours de cette période à savoir un ajout de nouveaux clients (consommateurs), l'élimination d'une ligne tout en évitant de perturber les clients existants.

II. Organigramme de résolution :



III. Organigramme du logiciel :



IV. Capacité du modèle :

Le modèle est doté de :

- 15 injecteurs
- 15 injecteurs de secours
- 20 paliers de charge
- 600 nœuds
- 800 branches ou arcs
- 1000 éléments
- 100 feuilles (départ injecteur)
- 15 connexions à un nœud

Ce modèle est équipé d'un menu convivial qui permet à l'utilisateur de :

- Faire une saisie selon un format précis
- Choisir le nœud où il souhaite installer les moyens de compensation
- Procéder à des délestages en automatique ou en manuel
- Faire le calcul de l'énergie en défaillance et la valorisation des filières d'investissement pour les lignes, les transformateurs et les batteries de condensateur.

V. Méthode de calcul :

Le réseau est représenté par un graphe où les nœuds représentent les jeux de barres tandis que les branches(ou arcs) représentent les lignes et les câbles.

V.1. Calculs préliminaires :

Après lecture et vérification des données, le programme construit une matrice topologique du réseau (max 15 connexions en un nœud) et vérifie si tous les nœuds sont connectés à au moins un injecteur (test de connexité).

V.2. Calcul d'un schéma radial à l'état sain :

Avant la recherche d'un schéma arborescent proprement dit, le programme affiche des priorités sur les arcs en antenne et interdit les arcs à capacité zéro. Partant des injections, le programme alimente les nœuds étape par étape. Parmi les différentes connexions possibles on choisira :

- Un arc prioritaire ou à défaut

-Un arc partant d'un nœud alimenté qui a la plus grande réserve de courant et de tension.

Cela signifie que pour chaque nouvelle alimentation possible, nous calculons la charge au nouveau nœud alimenté, nécessaire pour atteindre une contrainte. L'investissement pour lequel cette charge est la plus grande sera retenue comme arc suivant à ajouter au schéma d'exploitation. Si on ne trouve pas d'arc respectant les contraintes et si l'utilisateur l'admet, une ou plusieurs branches du schéma déjà construites seront retirées et l'on prend le processus de construction suivant le principe d'une recherche arborescente.

Ce processus se traduit jusqu'à:

- a) L'obtention d'une solution complète (tous les nœuds alimentés et contraintes respectées)

Ou

- b) L'équipement de toutes les possibilités de la recherche arborescente ou du temps calcul alloué. Dans ces cas, le programme essaie de compléter le meilleur schéma partiel déjà trouvé admettant des dépassements de contraintes éventuels. Nous obtiendrons alors un schéma exploitation ne respectant pas certaines contraintes ou présentant des nœuds non alimentés.

En suite, on imprime les branches du réseau radial trouvé, le transit sur les branches et les tensions aux nœuds. Ce schéma sera donc :

-Un schéma complet « surcharge » ou certaines contraintes ne sont pas respectées (elles sont indiquées par ***).

Ou

-Un schéma partiel présentant des îlots de nœuds non alimentés. Ces derniers seront imprimés séparément

V.3. Recherche d'un schéma secours :

Lorsque pour un palier de charge déterminé, un schéma radial a été trouvé à « l'état sain » (sous déclenchement), le modèle vérifie successivement les déclenchements pour ce même palier de charge. Un schéma de « secours », pour le déclenchement d'une branche se calcule comme suit :

- a) Du schéma obtenu à l'état sain, on retire la branche à déclencher ainsi que tous les arcs alimentés à travers cette branche.
- b) Le schéma d'exploitation partiel ainsi obtenu sera complété, sans faire usage à la branche à déclencher, suivant les principes exposés au paragraphe (V.5.3) ci-dessous.

- c) Par ailleurs, lors du calcul d'un schéma de secours, les contraintes de courant et de tension peuvent être moins sévères que pour l'état sain. Après examen de tous les déclenchements demandés, le programme cherche un schéma radial à l'état sain pour le palier de charge suivant si un tel schéma ne peut être trouvé, le programme s'arrête.

V.4. Calcul des transits et des tensions :

- Le programme s'applique à des réseaux à plan de tension unique.
- Les injecteurs (sauf injecteurs de secours) sont considérés comme des sources à capacités déterminées, sans résistance interne. Leur tension sera la tension nominale du réseau quelle que soit la puissance fournie.
- La chute de tension maximum admise est identique pour tous les nœuds (sauf pour les injecteurs de secours). Elle peut toute fois être différente pour l'état sain et pour le schéma de secours.
- Pour le calcul du schéma secours, on peut admettre un pourcentage de surcharge des arcs.
- Les unités employées sont :

- a- Pour les transits → Ampères.
- b- Pour les tensions →Volts.
- c- Pour les charges Ampères.
- d- Pour la résistance (R) et la réactance (X) des câbles et lignes →Ohms.

Le programme admet un $\cos\varphi$ moyen pour tout le réseau. A l'aide de cette valeur, une résistance équivalente sera calculée pour chaque branche suivant la formule :

$$R_{eq} = \sqrt{3}(R \cos \varphi + X \sin \varphi).$$

Les chutes de tension seront calculées comme suit :

$$\Delta V = I * R_{eq}.$$

Ou I : est le courant qui transite dans la branche.

R_{eq} : la résistance équivalente.

VI. Format des données :

La mise en œuvre du programme « CARAT » s'effectue en introduisant les données collectées et traitées dans le micro-ordinateur en tenant compte du format qui est le suivant :

VI.1. Carte titre « code 0 »

Ce titre sera imprimé en tête de listing de sortie.

VI.2. Carte à paramètres " code 1 "

- Année de début de l'étude.
- Tension nominale du réseau étudié.
- Tension nominale en % admise à l'état sain.
- Surcharge admise en cas d'incident.
- Cosinus phi (φ) moyen du réseau (facteur de puissance).

VI.3. Cartes branches (ou liaison) "Code

- Nom du nœud amont
- Nom du nœud aval
- Année de renforcement
- Année de suppression
- Déclenchement de l'arc
- Capacité linéique de l'arc en [Ampères]
- Résistance linéique de l'arc en [Ohm/km]
- Réactance linéique de l'arc en [Ohm/km]
- Longueur de l'arc en [km]
- Existence du disjoncteur au nœud amont
- Existence du disjoncteur au nœud aval
- Les injecteurs seront représentés comme étant des arcs partant du nœud fictif INJECT, avec la capacité de l'injecteur en question et avec résistance, impédance et longueur nulle. Le nœud INJECT donc le nom du nœud amont de tous les injecteurs.
- Les transformateurs HT/MT donc, sont codés par le nœud amont.
- Le nœud aval étant le jeu de barres MT alimenté par le transformateur. Seule la capacité de ce dernier est prise en compte.

VI.4 Cartes charge "Code 3"

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

- Sa valeur initiale à une année déterminée.
- Son taux d'accroissement.

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

-Année initiale (composante charge)

-Valeur de la composante charge.

V.5. Cartes charges: "Code 4"

Ces cartes permettent de décrire une charge en indiquant sa valeur année par année. Neuf valeurs annuelles successives de la charge en un nœud peuvent être décrites dans une carte. Plusieurs cartes de ce type peuvent être utilisées pour définir la charge en un nœud. Si plusieurs valeurs sont rencontrées dans la même année pour un nœud, ces charges sont cumulées.

Lorsque, pour un nœud dont les charges sont indiquées dans les cartes code 4, une description des charges a déjà été donnée dans les cartes du code 3, les valeurs annuelles de la carte code 4 s'ajoute à la charge existante donnée par les cartes code 3.

-Nom du nœud de charge

-Année de la première valeur de charge.

-Valeur de la charge sur neuf années.

VI.6. Cartes compensation "Code 6"

-Carte investissement condensateurs

-Nom du nœud

-Valeur de la composante. [KVAR]

-Année d'investissement

-Année de suppression

VI.7. Cartes cout unitaire et paramètres "Code 7"

- 1^{ère}** ligne :
- Cout poste source
 - Cout des lignes
 - Cout du compensateur dont la puissance
 - Cout de la défaillance
 - Cout du kW (perte)
 - Nombre d'heures d'utilisation des pertes
 - Taux d'actualisation
 - Consommation spécifique

- Cout en CDA de la thermie
- Durée de vie des postes et des compensateurs
- Durée de vie des lignes et des câbles
- Cout de maintenance exprimé en % du cout d'investissement

2^{ème} ligne : cout en k DA des postes de distribution publique.

VII. Lecture des données :

D'après la lecture des données, si celles-ci sont sans erreurs, le programme donne le schéma d'exploitation de l'année demandée tout en faisant ressortir pour chaque arc :

- Le nom du nœud amont et aval
- La capacité minimale de l'arc
- Le courant J en Ampère
- Le courant en [%] de la capacité minimale
- La tension au nœud aval
- La chute de tension au nœud aval en pourcentage (%) de la tension nominale
- Les pertes de puissance sur l'arc exprimée en KW
- Les pertes sont données par : $3RI^2$ avec, R : résistance de l'arc

Si les contraintes en courant et en tension ne sont pas respectées, l'attention de l'utilisateur est attirée par des (***) imprimées en marge du fichier résultat à droite.

VIII. Stylisation :

VIII.1 Définition :

La stylisation consiste à synthétiser le réseau de façon à faciliter la tâche Au programme de calcul et elle s'applique le plus souvent sur les réseaux les plus étendus. Pour permettre le calcul par un modèle mathématique sur ordinateur, il est généralement nécessaire de procéder à certaines simplifications dans la présentation du réseau afin d'en réduire la taille.

Si ces simplifications sont effectuées judicieusement, elles n'ont d'ailleurs aucune influence sur les résultats de l'étude de planification et facilite le travail. Il est donc conseillé de styliser le réseau même s'il n'existe aucune contrainte de taille du modèle utilisé.

VIII.2 Règles de bonne pratique pour la stylisation du réseau :

Les règles mentionnées ci-dessous donnent un aperçu général des différentes phases pour simplifier la présentation du réseau sans influence pour autant les résultats de l'étude de planification.

1. Elimination des antennes de moindre importance. Ces dernières sont ramenées à leurs points d'origine. Elimination des boucles locales sans importance, celles-ci aussi seront ramenées à leurs points d'origine, tout en maintenant le point d'ouverture. Nœuds qui comportent plus de deux liaisons seront maintenus.
2. Sur les liaisons entre les postes qui sont déjà maintenus, on retiendra encore un nœud supplémentaire, de référence situé dans le centre de gravité de la charge, ou l'endroit d'une modification de section. On fera attention de ne pas transférer la charge d'un départ sur un autre.
3. Les nœuds présentant un consommateur important, seront également maintenus dans la mesure qu'ils ne font pas un double emploi avec les déjà retenus.
4. On procédera à la distribution de la charge.
 - Comme mentionnée plus haut, les antennes et les boucles éliminées seront ramenées à leurs origines.
 - Les nœuds avec plus de deux liaisons n'auront que leurs charges propres plus la charge supplémentaire due à des antennes ou des boucles éliminées.
 - Sur les nœuds intermédiaires retenus, on concentrera toute la charge située entre les nœuds d'étoilement.
5. On effectuera le contrôle suivant :
 - Existe-t-il des nœuds avec une forte concentration de charge ? Si cela est le cas et s'il ne s'agit pas d'une charge locale individuelle, il y a lieu de scinder le nœud en deux nœuds judicieusement choisis.
 - Existe-t-il des nœuds intermédiaires (c'est-à-dire avec un nombre de liaisons égale à deux (2) avec une faible charge) ? Si oui, ces nœuds doivent être éliminés et la charge se répartie sur les nœuds voisins.

Annexes

Annexe 2 : résultats de la simulation de l'état actuel de départ BOUZEGUENE.

Noeud1	Noeud2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-noeud2	ΔV%	LOS	Pertes(KW)	
----	-----	-----	-----	---	-----	---	---	-----	
444H1C12	-444E110	270.	230.	85.1	9	30985.	.05	4.	42
444E110	-444E896	270.	230.	85.1	9	30642.	1.15	103.	0
444E896	-444J850	270.	229.	84.7	3	29577.	4.59	318.	3
444J850	-444E1	270.	229.	84.7	3	29290.	5.52	85.	59
444E1	-444E3	270.	229.	84.7	3	29058.	6.27	69.	39
444E3	-444J851	270.	217.	80.2	8	28183.	9.09	247.	31
444J851	-444E548	270.	217.	80.2	8	28169.	9.13	4.	3
444E548	-444E27	190.	212.	111.7	3	28102.	9.35	21.	20 ****
444E27	-444E29	270.	19.	6.9	9	28062.	9.48	1.	1
444E29	-444E44	270.	4.	1.3	7	28059.	9.49	.	1
444E44	-444J973	190.	4.	1.9	5	28059.	9.49	.	0
444J973	-444E45	190.	4.	1.9	5	28051.	9.51	.	4
444E45	-444E723	140.	3.	2.0	9	28050.	9.51	.	0
444E723	-444E764	140.	2.	1.6	5	28048.	9.52	.	1
444E764	-444J944	140.	2.	1.1	0	28048.	9.52	.	0
444J944	-444E864	140.	2.	1.1	0	28045.	9.53	.	1
444E864	-444P516	140.	1.	.5	5	28045.	9.53	.	0
444E864	-444P675	140.	1.	.5	5	28044.	9.54	.	0
444E764	-446P291	140.	1.	.5	5	28048.	9.52	.	0
444E723	-444P261	140.	1.	.4	4	28050.	9.52	.	0
444E45	-444P105	190.	1.	.4	1	28051.	9.51	.	0
444E29	-444J949	190.	15.	7.9	9	28061.	9.48	.	1
444J949	-444E30	190.	15.	7.9	9	28056.	9.50	.	11
444E30	-444E642	140.	14.	9.9	0	28042.	9.54	.	33
444E642	-444E31	140.	13.	9.4	6	28030.	9.58	.	24
444E31	-444E32	140.	12.	8.9	1	28007.	9.65	.	47
444E32	-444E33	140.	12.	8.3	6	27993.	9.70	.	27
444E33	-444E34	140.	11.	7.8	1	27990.	9.71	.	5
444E34	-444E818	140.	6.	4.5	1	27988.	9.71	.	2
444E818	-444E40	140.	6.	3.9	6	27984.	9.73	.	4
444E40	-444J899	140.	5.	3.4	1	27984.	9.73	.	0
444J899	-444E41	140.	5.	3.4	1	27977.	9.75	.	6
444E41	-444E42	140.	3.	1.9	8	27972.	9.77	.	2
444E42	-444E773	140.	2.	1.4	3	27970.	9.77	.	1
444E773	-444P424	140.	1.	.8	8	27970.	9.78	.	0
444E773	-444P611	140.	1.	.5	5	27970.	9.77	.	0
444E42	-444P423	140.	1.	.5	5	27972.	9.77	.	0
444E41	-444E43	140.	2.	1.4	3	27974.	9.76	.	1
444E43	-444P421	140.	1.	.8	8	27972.	9.77	.	0
444E43	-444P422	140.	1.	.5	5	27974.	9.76	.	0
444E40	-444P420	140.	1.	.5	5	27984.	9.73	.	0

Annexes

444E818 -444P613	140.	1.	.5	5	27988.	9.72	.		0
444E34 -444J902	140.	5.	3.3	0	27990.	9.71	.		0
444J902 -444E35	140.	5.	3.3	0	27990.	9.71	.		0
444E35 -444E36	140.	2.	1.1	0	27989.	9.71	.		0
444E36 -444P425	140.	1.	.5	5	27989.	9.71	.		0
444E36 -444P427	140.	1.	.5	5	27989.	9.71	.		0
444E35 -444E37	140.	3.	2.2	0	27987.	9.72	.		1
444E37 -444E38	140.	2.	1.6	5	27987.	9.72	.		0
444E38 -444E39	140.	2.	1.1	0	27985.	9.72	.		0
444E39 -444P429	140.	1.	.5	5	27985.	9.72	.		0
444E39 -444P430	140.	1.	.5	5	27985.	9.73	.		0
444E38 -444P428	140.	1.	.5	5	27987.	9.72	.		0
444E37 -444P426	140.	1.	.5	5	27987.	9.72	.		0
444E33 -444P419	140.	1.	.5	5	27993.	9.70	.		0
444E32 -444P418	140.	1.	.5	5	28007.	9.65	.		0
444E31 -444P417	140.	1.	.5	5	28030.	9.58	.		0
444E642 -444P103	140.	1.	.4	4	28041.	9.54	.		0
444E30 -444E905	190.	1.	.6	9	28056.	9.50	.		0
444E905 -444P108	190.	0.	.2	0	28056.	9.50	.		0
444E905 -444P707	140.	1.	.6	6	28056.	9.50	.		0
444E27 -444E634	270.	193.	71.6	3	27944.	9.86	40.		6
444E634 -444E5	270.	190.	70.3	2	27743.	10.50	49.	61	****
444E5 -444E46	270.	150.	55.5	4	27712.	10.61	6.	09	****
444E46 -444J920	270.	145.	53.7	5	27644.	10.83	12.	97	****
444J920 -444E47	270.	145.	53.7	5	27583.	11.02	11.	53	****
444E47 -444E48	270.	141.	52.0	9	27549.	11.13	6.	25	****
444E48 -444E49	190.	139.	73.0	1	27400.	11.61	31.	09	****
444E49 -444J1123	190.	138.	72.6	1	27339.	11.81	12.	50	****
444J1123 -444E50	190.	138.	72.6	1	27337.	11.82	.	52	****
444E50 -444E52	190.	135.	70.9	9	26771.	13.64	114.	75	****
444E52 -444J818	190.	134.	70.3	4	26569.	14.29	40.	42	****
444J818 -444E53	190.	134.	70.3	4	26484.	14.57	17.	16	****
444E53 -444E60	190.	113.	59.5	5	26405.	14.82	13.	36	****
444E60 -444E61	190.	111.	58.5	0	26357.	14.98	8.	13	****
444E61 -444E63	190.	105.	55.2	2	26319.	15.10	5.	93	**
444E63 -444J884	190.	41.	21.8	1	26318.	15.10	.	03	****
444J884 -444J934	190.	41.	21.8	1	26318.	15.10	.	03	****
444J934 -444E64	190.	41.	21.8	1	26303.	15.15	.	91	****
444E64 -444J1121	190.	40.	21.1	6	26298.	15.17	.	35	****
444J1121 -444E65	190.	40.	21.1	6	26293.	15.18	.	27	****
444E65 -444E660	190.	39.	20.5	1	26261.	15.29	1.	87	****
444E660 -444E678	190.	37.	19.4	6	26240.	15.35	1.	16	****
444E678 -444E66	190.	36.	19.0	5	26233.	15.38	.	40	****
444E66 -444E67	190.	35.	18.6	5	26223.	15.41	.	53	****
444E67 -444E659	190.	34.	18.0	0	26213.	15.44	.	48	****
444E659 -444E679	190.	33.	17.5	9	26196.	15.50	.	86	****

Annexes

Annexe 3 : Résultats de la simulation pour la 1^{ère} solution.

ONODE1	NODE2	CAPACITY	CURRENT	PCT	V-NODE2	DV%	LOSS (KW)
444H1C12	-444E110	270.	126.	46.79	29692.	.03	1.33
444E110	-444E896	270.	126.	46.79	29503.	.66	31.07
444E896	-444J850	270.	125.	46.33	28921.	2.62	95.09
444J850	-444E1	270.	125.	46.33	28764.	3.15	25.59
444E1	-444E3	270.	125.	46.33	28637.	3.58	20.75
444E3	-444J851	270.	113.	41.88	28181.	5.11	67.30
444J851	-444E548	270.	113.	41.88	28173.	5.14	1.10
444E548	-444E27	190.	109.	57.16	28139.	5.25	5.55
444E27	-444E29	270.	19.	6.99	28098.	5.39	1.01
444E29	-444E44	270.	4.	1.37	28096.	5.40	.01
444E44	-444J973	190.	4.	1.95	28096.	5.40	.00
444J973	-444E45	190.	4.	1.95	28088.	5.43	.04
444E45	-444E723	140.	3.	2.09	28087.	5.43	.00
444E723	-444E764	140.	2.	1.65	28085.	5.44	.01
444E764	-444J944	140.	2.	1.10	28085.	5.44	.00
444J944	-444E864	140.	2.	1.10	28082.	5.45	.01
444E864	-444P516	140.	1.	.55	28082.	5.45	.00
444E864	-444P675	140.	1.	.55	28081.	5.45	.00
444E764	-446P291	140.	1.	.55	28085.	5.44	.00
444E723	-444P261	140.	1.	.44	28087.	5.43	.00

Annexes

Annexe 4 : les moments spécifiques des conducteurs aériens nus.(tableau 1)

nature	Section mm ²	M ₁ (kW.km)		
		5.5 kV	10 kV	30 kV
ALMELEC	34.4	0.27	0.88	7.94
	54.6	0.39	1.29	11.57
	75.5	0.49	0.1.63	14.68
	93.3	0.57	01.89	17.01

Caractéristiques des conducteurs (tableau 2).

NATURE	SECTION (mm ²)	r à 20°C (Ω/km)	$r + x \tan \phi$ (Ω/km)	I lt (A)
ALMELEC	34.4	0.958	1.133	140
	54.6	0.603	0.778	190
	93.3	0.357	0.532	270
ALUMINIUM	70	0.269	0.267	250
	120	0.157	0.226	