

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université de SAAD DAHLEB



Projet de Fin d'Etudes

Pour l'Obtention du Diplôme de MASTER II

Option : Machines Electriques

Compensation Optimale de l'Energie Réactive dans les Réseaux de Distribution

Promoteur :

Mr. : M.BELAZZOUG

Présenté par :

NOURANI Faiza
&
HADJ MOHAMED Nassima

Promotion 2014

REMERCIEMENTS

Nos remerciements les plus vifs, vont à notre encadreur monsieur

M.BELAZZOUG, pour son aide, son orientation judicieuse et sa disponibilité, aussi pour la confiance, la patience et la compréhension qu'il nous a toujours manifesté...

Nous voulons aussi exprimer notre vive reconnaissance envers tous les enseignants du master II de machines électriques.

*« Une personne qui n'a jamais commis d'erreur...
...n'a jamais tenté d'innover »*

Albert Einstein

DEDICACE

Je dédie ce travail à :

Ma Mère ;

A mon Père ;

A mon Mari ;

A mes frères et mes sœurs ;

Et à tous mes Amis.

FAIZA

DEDICACE

*J'ai pu grâce à la volonté du bon DIEU de vous
présenter ce modeste travail que je dédie :*

*A ma très chère maman qui représente toujours ma
source d'espoir ;*

A ma tante ;

A ma sœur et mon frère ;

*A Mr BENCHERHALI qui je remercie très fort
pour son aide.*

NASSIMA

ملخص

الشركات المنتجة للطاقة الكهربائية تطمح للتكنولوجيات الجديدة ومصادر الطاقة من أجل تقليص تكاليف العملية ورفع فعالية الشبكة تعرض هذه المذكرة المساهمة في حساب تدفق الطاقة والتقليص الطاقة الضائعة الفعالة والغير فعالة.

لحد من خسائر الطاقة بسبب تيارات الفروع القوية و التحسين لتوتر شبكات التوزيع. الوسيلة

الأكثر استعمالا هي وضع مكثفات، لهذا السبب تم أعضاء حل متاهورستية باستعمال برنامج NSGAI

Résumé

Le domaine de l'énergie est en pleine mutation. Les sociétés d'énergie souhaitent tirer partie des nouvelles technologies et sources d'énergie afin de réduire les coûts d'opération et augmenter l'efficacité et la fiabilité de leur réseau. Ce mémoire présente une contribution au calcul de l'écoulement de puissance et à la solution permettant de réduire les pertes de puissance actives et réactive.

Afin de réduire les pertes de puissance dues au transit de forts courants réactifs et améliorer le profil de la tension des lignes de distribution, le placement de batteries de condensateurs shunts est indiqué. Le problème est donc de trouver les puissances et les emplacements optimaux de ces batteries de sorte à maximiser la réduction du coût. Cette fonction objective est construite autour des réductions des pertes actives et réactives de puissance et de l'investissement consenti pour l'installation des batteries. La méthode méta heuristique est appliquée en utilisant l'algorithme NSGAI.

Abstract

The Power System field is going through a lot of changes. Utilities are willing to take advantage of new energy sources and technologies with the aim of reducing operating costs and increasing efficiency and reliability of their network. This thesis presents a contribution to

To reduce power losses due to the high level of the reactive currents transit and improve the voltage profile in distribution systems, shunt capacitor banks are widely used. The problem to be solved is to find the capacitors optimal number, sizes and locations so that they maximize the cost reduction. The later is constructed as a function of active and reactive power loss. methods based meta-heuristics: Genetic algorithms NSGAI.

Liste de figures

Chapitre I :

Figure I-1 : Le réseau électrique.....	3
Figure I-2 : Architecture générale du réseau de distribution HTA.....	4
Figure I-3 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA.....	5
Figure I-4 : Le schéma réel d'un départ du réseau de distribution.....	6
Figure I-5 : Simple dérivation.....	7
Figure I-6 : Double dérivation.....	8
Figure I-7 : Coupure d'artère.....	8
Figure I-8 : Niveaux de tension normalisés.....	9
Figure I-9 : Classification des tensions en Algérie et en Europe.....	10
Figure I-10 : Déséquilibre de tension.....	11
Figure I-11 : Ligne électrique alimentant une charge.....	12

Chapitre II :

Figure II-1 : Schéma unifilaire d'une branche.....	18
Figure II-2 : Schéma unifilaire de la ligne de 10 jeux de barres.....	20
Figure II-3 : Schéma équivalent d'une branche.....	20
Figure II-4 : Schéma unifilaire de la ligne de 33 jeux de barres.....	22

Chapitre III :

Figure III-1 : Principe de l'algorithme <i>NSGA-II</i>	37
Figure III-2 : La notion de dominance.....	39
Figure III-3 : Le rang dans <i>Nsga-II</i>	40
Figure III-4 : La distance d'encombrement.....	40

Chapitre IV :

Figure IV-1 : Variation des pertes actives en fonction du coût des SVC(\$), 10 JB	49
Figure IV-2 : Variation des pertes actives en fonction du coût des SVC(\$), 10 JB	50
Figure IV-3 : Variation des pertes actives en fonction du coût des SVC(\$), 10 JB	50

Liste de tableaux

Chapitre I :

Tableau I-1 : Caractéristiques de la tension HTA et BT.....8

Chapitre II :

Tableau II-1 : Solution de l'écoulement de puissance ; Réseau de 10 jeux de barres.....29

Tableau II-2: Solution de l'écoulement de puissance ; Réseau de 33 jeux de barres.....30

Tableau II-3 : Solution de l'écoulement de puissance ; Réseau de 69 jeux de barres.....31

Chapitre IV :

Tableau IV-1 : Prix des batteries selon les tailles.....45

Tableau IV-2 : Batteries standards possibles pour la ligne de 10 nœuds.....45

Tableau IV-3 : Batterie standards possibles pour la ligne de 33 nœuds.....46

Tableau IV-4 : Batteries standards possibles pour la ligne de 69 nœuds.....46

Tableau IV-5 : Résultats ; Réseau de 10 jeux de barres.....46

Tableau IV-6 : Résultats ; Réseau de 32 jeux de barres.....47

Tableau IV-7 : Résultats ; Réseau de 69 jeux de barres.....48

Tableau IV-8 : Emplacement des batteries dans les réseaux de 10, 33 et 69 jeux de barre...48

Nomenclature

Symboles	Définition
<i>HTB</i>	Haute Tension classe B
<i>HTA</i>	Haute Tension classe A
<i>BTA</i>	Basse Tension classe A
<i>BTB</i>	Basse Tension classe B
<i>BT</i>	Basse Tension
<i>TBT</i>	Très Basse Tension
<i>MT</i>	Moyenne Tension
<i>T</i>	Transformateur
<i>CT</i>	Câble de Travail
<i>CS</i>	Câble de Secours
<i>G.R.D</i>	Gestionnaire du Réseau de Distribution
R_i et X_i	Résistance de et réactance de la branche « i »
Z_i	Impédance de la branche « i »
P_{0i} et Q_{0i}	Puissances actives et réactives nominales
V_0	Tension nominale
P_i et Q_i	Puissance active et réactive à la fin de branche « i »
P_{Li} et Q_{Li}	Puissances actives et réactives de la charge de la branche « i »
Q_{Ci}	Puissance de la batterie branchée au nœud « i »
P_{di} et Q_{di}	Puissance active et réactive en début de la branche « i »
P_{lossi} et Q_{lossi}	Pertes de puissance active et réactive de la branche « i »
\bar{I}_i	Courant complexe circulant dans une branche « i »
\bar{S}_{di}^*	Conjugué de la puissance apparente complexe en début de branche « i »
V_i	Tension à l'origine au nœud « i »
njr_k	Nombre de jeux de barres de chaque ramification k
$m(i,j)$	Matrice de la configuration des lignes de ramification
I_{ai} et I_{ri}	Composantes active et réactive du courant dans la branche « i »
n	Le nombre de variables de décision
P_m	la probabilité de la mutation
P_c	La probabilité de croisement
η_c	L'indice de distribution pour l'opération de croisement

η_m	L'indice de distribution pour l'opération de mutation
$C_{i,k}$	L' $i^{\text{ème}}$ enfant avec $k^{\text{ème}}$ composant (gène).
$p_{i,k}$	Le parent sélectionné
β_k	Echantillon
V	Le nombre de variable de décision
δ_k	La variation
JB	Jeux de barre

Sommaire

REMERCIEMENT

DEDICACE

RESUME

LISTE DES FIGURES

LISTE DE TABLEAUX

NOMENCLATURE

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE.....1

Chapitre I : Généralités Sur Les Réseaux Electriques

I.1	INTRODUCTION.....	2
I.2	LE RESEAU ELECTRIQUE.....	2
I.2.1	Le réseau électrique et son rôle.....	2
I.2.2	Le réseau de distribution HTA.....	4
I.2.3	Architecture du réseau de distribution HTA.....	4
I.2.4	Schémas d'exploitation.....	5
❖	Les postes sources HTB/HTA.....	5
❖	Les lignes HTA.....	7
a.	Réseau HTA aérien.....	7
b.	Réseau HTA souterrain.....	7
I.3	LA TENSION.....	9
I.3.1	Niveau de tension.....	9
I.3.2	Chute de tension dans une ligne.....	10
I.4	LA COMPENSATION.....	11
I.5	PUISSANCE.....	12

I.5.1	Puissance transmise par une ligne électrique.....	12
I.5.2	Pertes de puissance dans la ligne.....	13
I.6	RENDEMENT DE LA LIGNE.....	13
I.7	REGULATION DE TENSION DE LA LIGNE.....	13
I.8	LES CONDENSATEURS.....	14

Chapitre II : Calcul de l'écoulement de puissance

II.1	INTRODUCTION.....	15
II.2	REVUE DE LITTERATURE.....	15
II.3	UNITE RELATIVE.....	18
II.4	MODELISATION DES BRANCHES ET DES CHARGES.....	18
II.4.1	Modélisation des branches.....	18
II.4.2	Modélisation des charges.....	19
II.5	MODELISATION DE L'ECOULEMENT DE PUISSANCE.....	19
II.5.1	Réseaux en échelle.....	19
II.5.1.1	Puissance dans les branches.....	20
a.	<i>Puissance en fin de branche</i>	20
b.	<i>Pertes de puissances dans une branche</i>	21
c.	<i>Puissances en début de branche</i>	21
II.5.1.2	Courants dans les branches.....	21
II.5.1.3	Tension d'un nœud.....	22
II.5.2	Ligne avec ramifications.....	22
II.5.2.1	Recherche de la configuration de la ligne.....	23
II.5.2.2	Puissances dans les branches.....	23
a.	<i>Puissance et courant dans les branches</i>	24
II.5.2.3	Tension d'un nœud.....	24
II.6	METHODE DE SOLUTION.....	25
II.7	ORGANIGRAMME DE METHODE.....	25
II.7.1	Ligne en échelle.....	25
II.7.2	Ligne avec ramifications.....	27
II.8	TEST ET VALIDATION.....	28
II.9	DISCUSION DES RESULTATS.....	31
a-	<i>Réseau de 10 jeux de barres (Tableau II.1)</i>	31

b- Réseau de 33 jeux de barres (Tableau II-2).....	32
c- Réseau de 69 jeux de barres (Tableau II-3).....	32
II.10 CONCLUSION.....	32

Chapitre III : Optimisation de la Compensation de l'Energie Réactive

III.1 INTRODUCTION.....	33
III.2 ALGORITHMES GENETIQUES.....	35
III.2.1 Programmation évolutive.....	35
III.2.2 Stratégies d'évolution.....	36
III.3 ALGORITHME DE NON-DOMINATED SORTING GENETIC ALGORITHM-II (NSGA-II).....	36
III.3.1 Initialisation de la population.....	38
III.3.2 Evaluation des fonctions objectifs.....	39
III.3.3 Classification de la population initiale.....	39
a. La notion de dominance.....	39
b. Le rang.....	40
c. La distance d'encombrement.....	40
III.3.4 La sélection.....	40
III.3.5 Les opérateurs génétiques.....	41
III.3.6 Le croisement.....	41
III.3.7 La mutation.....	42
III.3.8 Création de la génération suivante et critères d'arrêt.....	43
III.4 CONCLUSION.....	43

Chapitre IV : Application de la Méthode Métaheuristique et Interprétation

des Résultats

IV.1 INTRODUCTION.....	44
IV.2 STRATEGIE DE SOLUTION.....	44
IV.3 TEST ET VALIDATION DE LA METHODE.....	45
IV.3.1 Tableau des résultats des valeurs de tension.....	46
IV.3.2 Emplacement des batteries dans les trois différents réseaux.....	48
❖ <i>Interprétation</i>	48

IV.4 DISCUSSION DES VALEURS APRES COMPENSATION.....	49
<i>a. Réseau de 10 nœuds</i>	49
<i>b. Réseau de 33 nœuds</i>	49
<i>c. Réseau de 69 nœuds</i>	49
IV.5 CONCLUSION.....	51
CONCLUSION GENERALE	52

INTRODUCTION GENERALE

Le mécanisme de gestion des systèmes énergétiques de puissance devient de plus en plus compliqué à cause de la croissance continue de la demande de l'électricité d'une part vu l'augmentation quotidienne de nos villes et agglomérations urbaines et la mauvaise adaptation d'autre part de quelques grandeurs électriques (à titre d'exemple mauvais profil de tension aux niveaux de jeux de barres de contrôle).

Le problème de planification de la puissance réactive occupe une place importante dans la gestion des réseaux électriques et ce pour procurer un approvisionnement efficace en matière d'électricité.

Dans ce mémoire contribution au calcul de l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution nous nous intéressons pour une configuration radial et ramifiée d'une ligne avec charge constante aux méthodes algorithmique en utilisant Matlab d'autre part nous nous intéressons à l'optimisation de la puissance réactive en présence des dispositifs de compensation en appliquant les algorithmes méta-heuristiques à la dite optimisation.

Les techniques d'optimisation stochastiques comme les algorithmes génétiques (AG), algorithmes d'essaims de particules (PSO), et les colonies de Fourmies (CAO) sont actuellement considérées comme alternatif et démontrent leurs efficacités pour résoudre ce genre de problèmes. [1]

Le but est de minimiser les pertes de puissances et les chutes de tension.

Le premier chapitre représente des généralités sur les notions de bases dans un réseau électrique

- ✓ Le deuxième chapitre concerne la modélisation de l'écoulement de puissance ;
- ✓ Le troisième chapitre expose d'une manière détaillée la solution de l'écoulement de puissance dans les lignes de distribution.

- ✓ Le quatrième chapitre est l'utilisation de l'algorithme NSGA II pour l'optimisation de puissance et tension.

Et enfin nous terminons le présent mémoire par une conclusion générale.

Chapitre I

Généralités Sur Les Réseaux Electriques

I.1 INTRODUCTION

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Ainsi, les transits de puissances circulent de l'amont depuis les productions d'énergie électrique de type grosses centrales thermiques, hydraulique ou nucléaire, vers l'aval représenté par les consommateurs [2]. Le « système » réseau électrique met donc en œuvre des milliers de kilomètres de ligne, des milliers de postes de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage, dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique. Ainsi, des contrôles hiérarchisés assurent la tenue en tension et en fréquence ; ceux-ci couplés aux divers automates, ont la charge de garantir la continuité de service du système [3].

Aussi, nous allons parler de l'évolution des réseaux HTA. Le domaine d'application, leurs architectures et exploitation, ainsi leur rôle dans le système électrique. Cependant il peut y'avoir un déséquilibre au niveau du réseau dû à des chutes de tension pour cela on calcul l'écoulement de puissance dans différents réseaux, afin de procéder à l'emplacement des batteries de condensateur dans les différents nœuds.

I.2 LE RESEAU ELECTRIQUE

I.2.1 LE RESEAU ELECTRIQUE ET SON ROLE

Les premières centrales électriques ont été construites par des industries pour s'autoalimenter en courant continu. L'usage public de l'électricité n'a réellement débuté qu'après l'Exposition Universelle de 1881. Les premières concessions municipales de production et de distribution d'électricité sont alors faites à des entreprises privées ou à des régies municipales pour l'éclairage public et l'alimentation de particuliers.

Le courant alternatif s'est généralisé avec l'évolution technologique qui a permis d'adapter les tensions à des puissances importantes grâce aux transformateurs. [4]

Le réseau électrique est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution.

Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs Figure (I-1). [2]

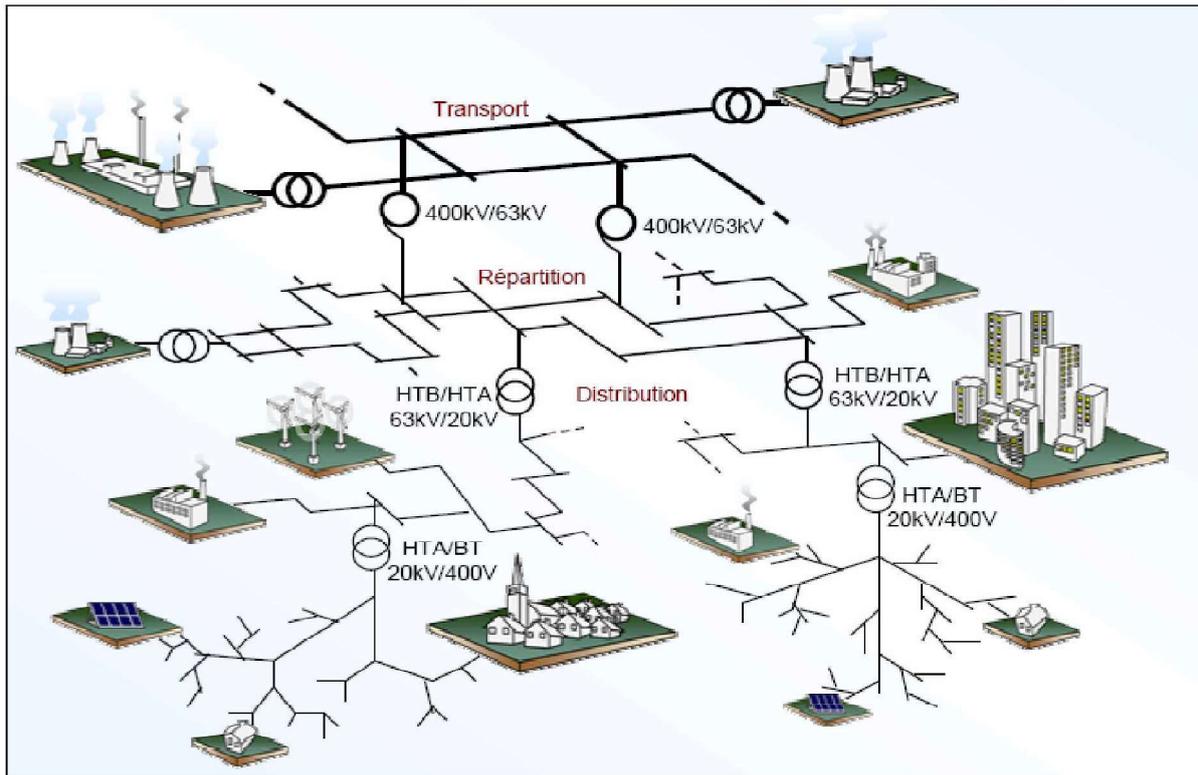


Figure I-1 : Le réseau électrique.

Le réseau électrique est exploité de manière à assurer trois principaux objectifs :

- La distribution d'électricité doit pouvoir être garantie et ce malgré les aléas du réseau. En effet, celle-ci est un enjeu à la fois financier et de sécurité pour les biens matériels et des personnes. Ainsi l'opérateur du réseau doit être capable de faire face à ces aléas et d'éviter les dégâts potentiels ainsi que leurs propagations. Cet enjeu de sûreté de fonctionnement en régime normal et en régime perturbé est un des premiers objectifs. [3]
- L'onde de tension fait l'objet d'engagement contractuel que l'opérateur se doit de tenir en respectant une règle d'égalité c'est-à-dire une impartialité entre clients en conservant une continuité de service maximale. [3].
- Le dernier objectif d'exploitation est un objectif économique, l'exploitation doit être menée de manière optimale dans le but de réduire les pertes ainsi que les coûts de

maintenance et d'investissement. D'autre part l'exploitation doit favoriser l'ouverture du marché de l'électricité. [3]

I.2.2 LE RESEAU DE DISTRIBUTION HTA

La troisième et dernière subdivision est le réseau de distribution **MT**. Ce réseau a pour fonction d'alimenter l'ensemble de la clientèle principalement connectée à ce réseau. Son exploitation est gérée par un Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD). Pour des raisons de coût et de simplicité technique, Les réseaux de distribution ont principalement une structure radiale. A la différence d'une structure maillée une structure radiale est une structure arborescente. Ainsi, le flux de puissance n'a qu'un trajet possible pour transiter du poste de transformation HTB/HTA ou HTA/BT vers le point de consommation considérée. Ceci permet notamment la localisation et l'élimination rapide de défauts, ainsi que le comptage de l'énergie aux postes sources. Cette structure est donc parfaitement adaptée à un système verticalement intègre dans lequel la production est centralisée et la consommation distribuée.[2]

I.2.3 ARCHITECTURE DU RESEAU DE DISTRIBUTION HTA

Les réseaux de distribution sont en général conçus de façon hiérarchisée dans le sens des transits de puissance. L'architecture générale du réseau de distribution HTA est représentée sur la figure (I-2). [5]

A partir d'un point de connexion au réseau HTB, un jeu de barres alimente deux transformateurs HTB/HTA. Leur puissance est dimensionnée afin qu'un seul transformateur puisse alimenter l'ensemble de la charge du réseau au cours d'une période de maintenance sur l'une des deux branches du poste (redondance au niveau des branches du poste).

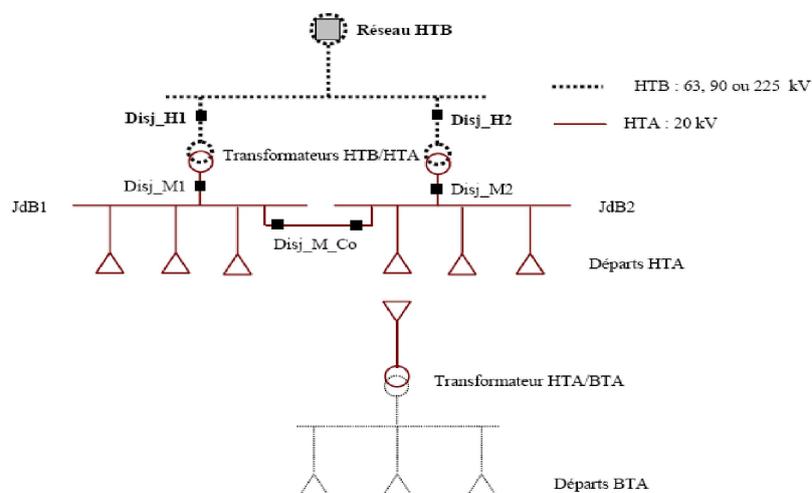


Figure I-2 : Architecture générale du réseau de distribution HTA

I.2.4 SCHEMAS D'EXPLOITATION

❖ LES POSTES SOURCES HTB/HTA

Les postes sources, en général alimentés par le réseau de répartition à 63 ou 90 kV (quelquefois directement par le réseau de transport à 225 kV) constituent l'interface entre les réseaux de transport/répartition et les réseaux de distribution.

Ils sont constitués en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB (HT1) et alimentant lui-même une ou deux rames, ou jeux de barres (Figure I-3.a). En seconde phase, avec l'augmentation des charges à desservir, un second transformateur est ajouté (Figure I-3.b), et le poste est généralement raccorde à une deuxième arrivée HTB (HT2) appelée "garantie ligne". En phase finale, un troisième (et quelquefois plus) transformateur est ajouté en double attaché (Figure I-3.c). [4]

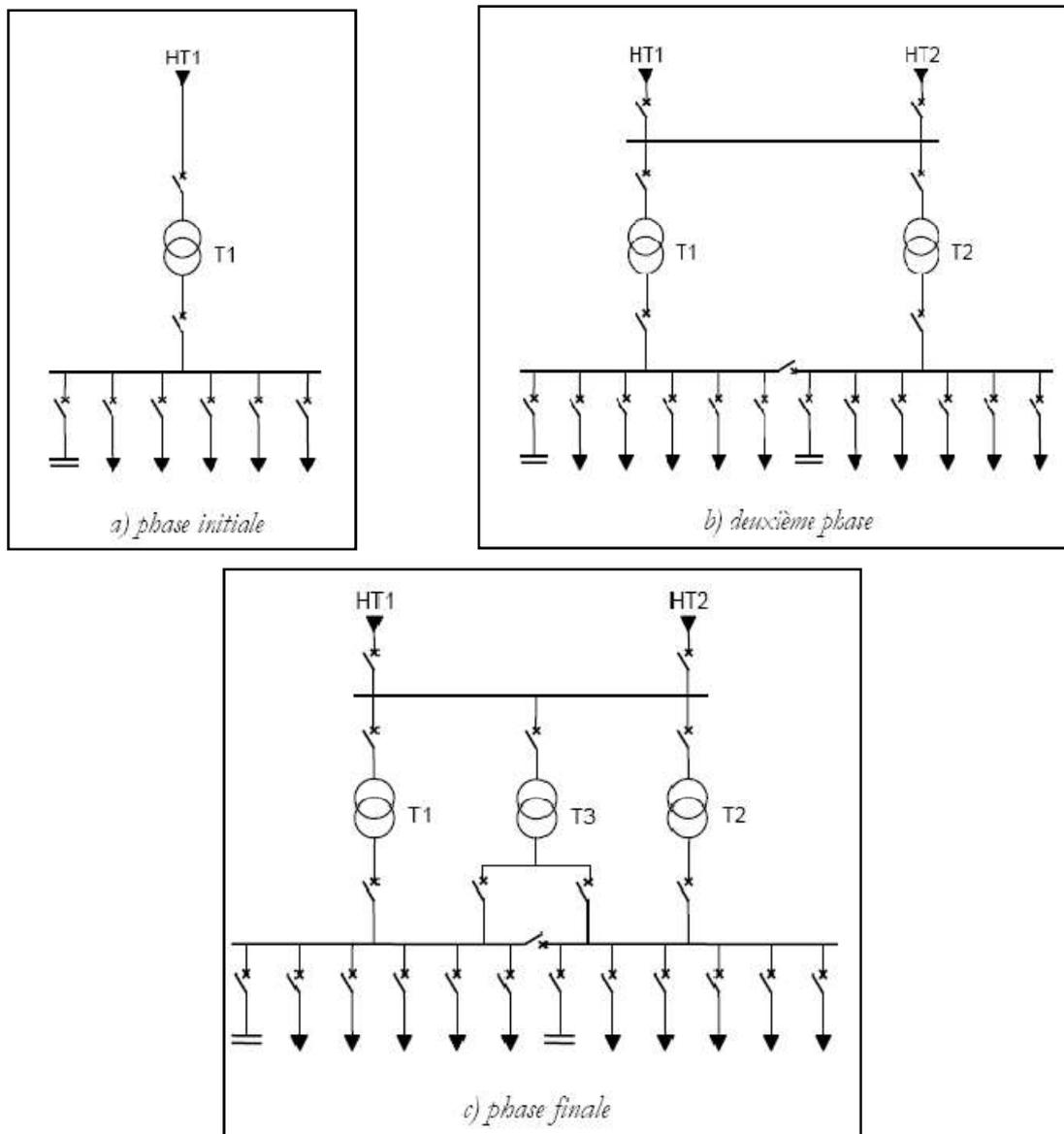


Figure I-3 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA

On a dans la (Figure I-4) le schéma réel d'un départ du réseau de distribution.

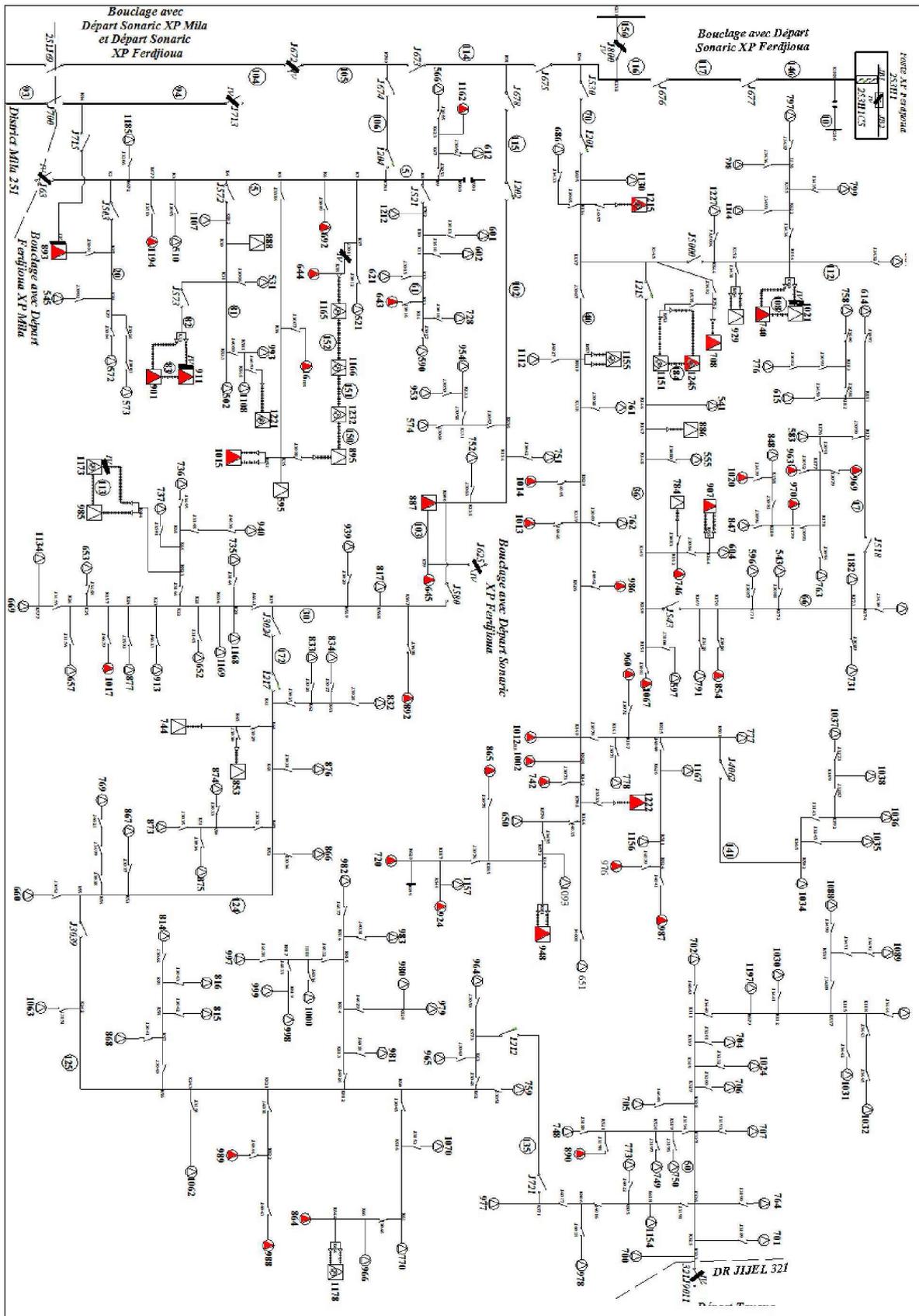


Figure I-4 : Le schéma réel d'un départ du réseau de distribution.

En exploitation normale, un transformateur peut alimenter plusieurs rames, le second étant en secours; ou bien chaque transformateur alimente une rame ou une demi-rame. Les transformateurs ne sont jamais en parallèle, sauf de courts instants pendant un changement de schéma d'exploitation du poste. [4]

Les départs HTA sont regroupés par demi-rame en fonction de leur nature (aérienne ou souterraine) et de la similarité de leur courbe de charge, c'est-à-dire du type de clients raccordés. [4]

❖ LES LIGNES HTA

Le réseau HTA a une structure arborescente radiale le plus souvent bouclé par une autre demi-rame ou un autre poste source pour la sécurité d'exploitation. Il est en général constitué d'une artère ou ossature principale et de dérivations. Selon la densité des charges à desservir, le réseau de distribution sera réalisé soit en lignes aériennes, soit en câbles souterrains. [3]

a. Réseau HTA aérien

Les zones rurales à faible densité de charge sont alimentées par des lignes HTA aériennes en simple dérivation (Figure I-5), traditionnellement moins coûteuses que les câbles enterrés.

Le dimensionnement de ces ouvrages est lié aux chutes de tension maximales admissibles en raison de l'éloignement des charges à desservir. [3]

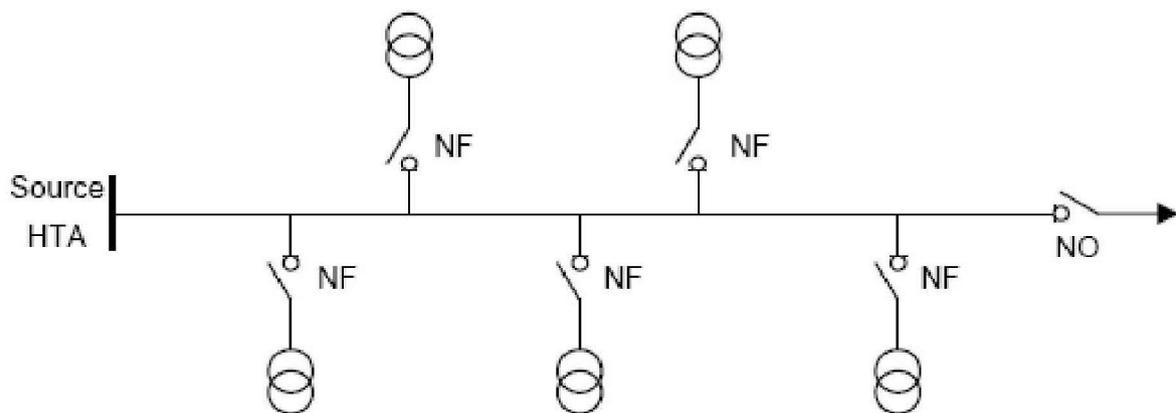


Figure I-5 : Simple dérivation.

b. Réseau HTA souterrain

Les zones urbaines ou mixtes à forte densité de charge sont alimentées par des câbles HTA enterrés en coupure d'artère (Figure I-6) ou en double dérivation (Figure I-7). En double dérivation, les postes HTA/BT sont normalement alimentés par le câble de travail (CT), le câble de secours (CS) permet de garantir une bonne continuité de service en cas de

défaut. La technique en coupure d'artère est moins coûteuse que la précédente et permet une isolation rapide des défauts, mais nécessite un temps d'intervention plus long. Le dimensionnement des ouvrages souterrains est principalement lié aux courants admissibles dans les câbles en raison de la densité des charges à desservir. Les ouvrages de distribution neufs ou les rénovations en zones rurales sont également réalisés en câble enterré depuis les années 1990, en raison de la baisse notoire du surcoût lié à cette technique. De plus, une volonté politique croissante de qualité environnementale tend à la réduction de l'impact visuel des ouvrages.[6]

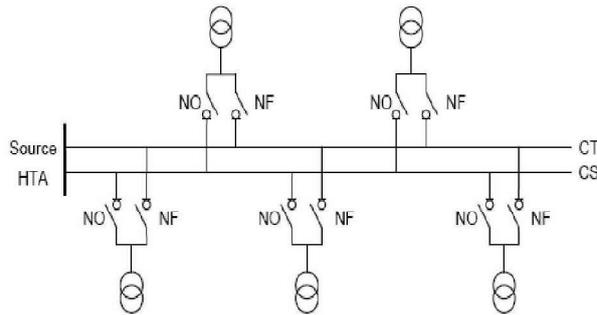


Figure I-6 : Double dérivation

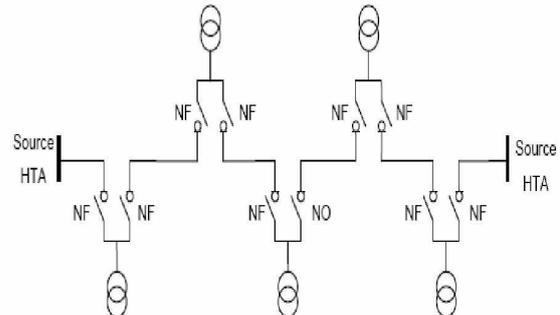


Figure I-7 : Coupure d'artère

Le réseau de distribution a pour rôle de fournir l'énergie électrique aux clients raccordés en HTA ou en BT en assurant une continuité de service et une qualité de l'onde électrique, dans les meilleures conditions de sécurité et au meilleur coût. Pour cela, le Gestionnaire du Réseau de Distribution (G.R.D) peut agir sur la conception (structure, nombre, dimensionnement,...) et sur les règles d'exploitation.

La qualité de l'onde de tension délivrée par le distributeur doit répondre à des caractéristiques définies par la norme européenne EN 50610 (NF C02-160) de mai 2000.[7]

Les éléments principaux en sont reportés dans le tableau I-1.

Caractéristiques	Valeurs admises
Fréquences	50 HZ \pm 1% pendant 99,5 % du temps sur une année.
	50 HZ \pm 4%/-6% pendant 100 % du temps.
Tension	230 V \pm 10% pendant 95% du temps sur une semaine.
	20 kV \pm 10% pendant 95% du temps sur une semaine.
Harmoniques	Taux global de distorsion harmonique $\leq 8\% U_n$
Déséquilibre de la tension	$U_{inverse} \leq 2\%$ de U_{direct} pendant 95% du temps sur une semaine

Tableau I-1 : Caractéristiques de la tension HTA et BT.

Au-delà de cette norme européenne, l'arrêté ministériel de la Sonelgaz, fixe la tension réglementaire de distribution BT à 230/400 V avec des seuils de tolérance de +10 % et -10% de la tension nominale. De plus, le distributeur s'engage contractuellement à délivrer en tout point du réseau une tension HTA ne sortant pas d'une plage de $\pm 5\%$ autour d'une valeur contractuelle U_c elle-même fixée dans une plage de $\pm 5\%$ autour de la tension nominale (en général 20 kV). [6]

I.3 LA TENSION

I.3.1 NIVEAU DE TENSION

Les tensions normalisées selon la CEI :

La nouvelle norme CEI (ainsi que les textes législatifs en vigueur en Algérie depuis juin 2002) définissent les niveaux de tension alternative comme suit (Figures I-8. et I-9) :

HTB : pour une tension composée supérieure à 50 kV.

HTA : pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV.

BTB : pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV.

BTA : pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V.

TBT : pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V.

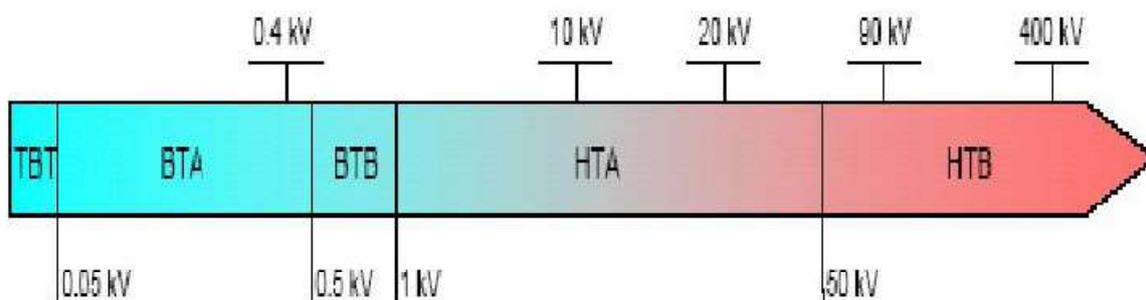


Figure I-8 : Niveaux de tension normalisés

Nous prendrons par convention dans ce qui suit :

- HTB désignera la Haute Tension HT.
- HTA désignera la Moyenne Tension MT.
- BTB et BTA désignerons le domaine de la Basse Tension BT.

	Usage	Tensions Normalisées	Noms (standard Européen)	Aspect visuel des lignes
H T B	Grand transport national et Interconnexion	 220 kV / 400 kV (THT) 90 kV / 60 kV (HT)	 HTB (50 kV à 400 kV) HTB 3 : 400 kV HTB 2 : 225 kV HTB 1 : 90 et 63 kV	 Ligne 225 kV
H T A	Lignes inter-régionales, Répartition régionale	30 kV / 10 kV (MT)	HTA (1 kV à 50 kV)	 Poste de répartition 90 kV
B T	Répartition Locale, Distribution et Consommation	400 V 230 V Mono (BT)	BT < 1 kV	 Pylône 230/400 V 4 fils

Figure I-9 : Classification des tensions en Algérie et en Europe.

I.3.2 CHUTE DE TENSION DANS UNE LIGNE

Pour diminuer la chute de tension produite dans une ligne, nous devons penser à diminuer l'impédance de la ligne [8]. Pour ce faire, la résistance de la ligne peut être réduite en installant une ligne plus lourde avec des conducteurs plus gros ou par un arrangement de conducteurs (solution adoptée en pratique). Cependant, cela doit être rentable par rapport à l'économie réalisée par la diminution de la chute de tension dans la ligne. Aussi, nous savons que la réactance inductive de la ligne est proportionnelle à l'inductance des conducteurs. Alors en diminuant l'espacement entre les conducteurs, nous nous trouvons par le fait même à diminuer la réactance inductive de la ligne. Une fois que la section des conducteurs est choisie et que l'arrangement des conducteurs est déterminé, il nous reste à tenir compte de l'effet de la charge sur la chute de tension produite dans la ligne.

Nous savons qu'une charge qui possède un facteur de puissance en arrière augmente la chute de tension dans la ligne. Pour une telle charge, nous proposons sans détails les techniques employées pour diminuer cette chute de tension et, par le fait même, améliorer l'exploitation de la ligne. [6]

Un récepteur électrique triphasé, qui n'est pas équilibré et que l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau (figure 1-10). Ceci est fréquent pour les réceptrices monophasées basses tensions. Mais cela peut également être engendré, à des tensions plus élevées, par des machines à souder, des fours à arc ou par la traction ferroviaire.

Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trios tensions ne sont pas égaux en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes des autres de 120° .

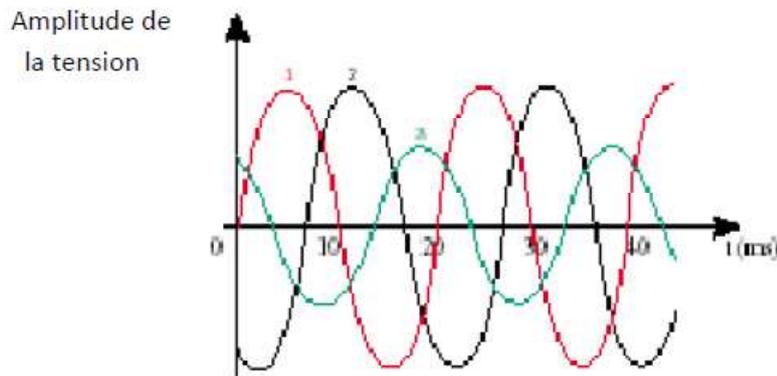


Figure I-10 : Déséquilibre de tension [11].

I.4 LA COMPENSATION

Le réseau électrique a pour but de véhiculer de la puissance depuis la source jusqu'aux centres de consommation dans un réseau à courant alternatif. La puissance apparente S a deux composantes : la puissance P et la puissance Q liées par le déphasage.

$$S=P+JQ \quad (I.1)$$

En général, l'écart de tension entre deux extrémités d'une ligne est lié au transit de la puissance réactive consommée par la charge. Pour obtenir une tension identique (ou proche) aux deux bouts de la ligne, il faut donc pouvoir produire localement de la puissance réactive.

La répartition des moyens de production d'énergie réactive (alternateurs, bancs de condensateurs ou compensateurs statiques) à proximité des zones de consommation contribue donc à maintenir la tension constante sur le réseau. Il est à noter que les solutions peuvent reposer sur des moyens de compensation de puissance réactive statiques (bancs de condensateurs, bancs de bobines) ou dynamiques (alternateurs, FACTS) [2].

I.5 PUISSANCE

I.5.1 PUISSANCE TRANSMISE PAR UNE LIGNE ELECTRIQUE

L'énergie électrique est transportée par des lignes électriques de capacités limitées à cause des limites thermiques des câbles, des tensions appliquées aux bornes et de l'angle de charge δ . [9]

Les puissances transmises par une électrique radiale sont données par les formule qui suivent:

Considérant la figure (I-11) qui représente une ligne électrique alimentant une charge ($P + jQ$) en admettant que la résistance de la ligne est très faible vis-à-vis sa la réactance l'impédance donc:

$$Z_s = jX_s \quad (I-2)$$

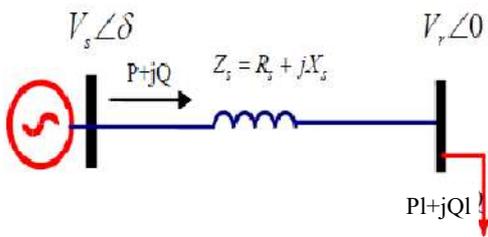


Figure I-11.a : Schéma d'une ligne de transport.

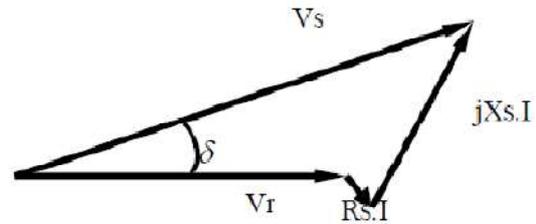


Figure I-11.b : diagramme vectorielle des tensions.

Figure I-11 : Ligne électrique alimentant une charge. [9]

En prenant la tension aux bornes de la charge comme référence des phases (figure I-11.b) et en négligeant la résistance R_s , le courant sera en phase avec V_r , La puissance demandée par la charge sera donnée par les équations qui suivent:

$$S_r = P + jQ = V_r I_r^* \quad \text{avec} \quad I_r = \frac{V_s - V_r}{Z_s} \quad (I-3)$$

$$P = \frac{V_s \cdot V_r}{X_s} \sin \delta \quad (I-4)$$

$$Q = \frac{V_s \cdot V_r}{X_s} \cos \delta - \frac{V_r^2}{X_s} \quad (I-5)$$

I.5.2 PERTES DE PUISSANCE DANS LA LIGNE

Connaissant la puissance active triphasée à la source ($P_{S3\Phi}$) ainsi qu'à la réception ($P_{R3\Phi}$), nous sommes alors en mesure de calculer les pertes par effet Joule dans les conducteurs. [6]

Nous déterminons les pertes par effet Joule à l'aide de la relation suivante:

$$\Delta P_{L3\Phi} = 3(P_S - P_R) \text{ (W)}$$

Ou (I-6)

$$\Delta P_{L3\Phi} = P_{S3\Phi} - P_{R3\Phi} \text{ (W)}$$

De même, connaissant la puissance réactive triphasée a la source ($Q_{S3\Phi}$) ainsi qu'à la réception ($Q_{R3\Phi}$) [6], nous pouvons déterminer la puissance réactive inductive absorbée par l'inductance de la ligne, à l'aide de la relation suivante:

$$\Delta Q_{L3\Phi} = 3(Q_S - Q_R) \text{ (VAr)}$$

Ou (I-7)

$$\Delta Q_{L3\Phi} = Q_{S3\Phi} - Q_{R3\Phi} \text{ (VAr)}$$

I.6 RENDEMENT DE LA LIGNE

Un autre facteur important dans l'exploitation d'une ligne est le rendement de la ligne. [6] Nous définissons le rendement d'une ligne comme étant le rapport entre la puissance active demandée à la réception et la puissance active fournie par la source. Le rendement d'une ligne triphasée est donné par la formule suivante:

$$\eta = \frac{P_{R3\Phi}}{P_{S3\Phi}} = \frac{P_{R3\Phi}}{P_{R3\Phi} - \Delta P_{L3\Phi}} \text{ (I-8)}$$

I.7 REGULATION DE TENSION DE LA LIGNE

Pour une tension demandée à la charge, il peut arriver que la tension que doit générer la source soit très élevée (dépendant de la charge). Ceci à pour conséquence de causer une chute de tension élevée dans la ligne. Il est préférable que cette chute de tension ne varie pas plus que +10% de la tension normale d'opération pour que l'isolement de l'équipement dans le réseau ne soit pas soumis à des tensions excessives [10].

Les causes principales de la chute de tension le long de la ligne sont l'impédance de la ligne et une charge ayant un facteur de puissance en arrière.

Nous définissons la régulation de tension d'une ligne comme suit:

$$\text{Regulation}(\%) = \frac{|V_{RCO}| - |V_R|}{|V_R|} * 100 \text{ (I-9)}$$

I.8 LES BATTERIES DE CONDENSATEURS DANS LE RESEAU

Ils ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive consommée par les charges dans le réseau. On distingue deux types :

a. Des batteries de condensateurs HT, raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT. Elles sont essentiellement destinées à compenser les pertes réactives sur les réseaux HT et THT. [11]

b. Des batteries de condensateurs MT, raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/ MT ou THT/MT. Ces batteries servent à compenser l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport. Elles sont localisées et dimensionnées individuellement en fonction du réglage de tension. [11]

Chapitre II

Calcul de l'écoulement de puissance

II.1 INTRODUCTION

Le calcul de l'écoulement de puissance a concerné dans un premier temps les réseaux de transport où de transmission. Des méthodes dites newtoniennes ont alors été mises au point pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance dans ces derniers. Parmi ces méthodes, on peut citer la méthode de Newton-Raphson [12] et la méthode de Newton-Raphson découplée rapide [13].

Des tentatives ont été menées pour appliquer ces méthodes aux réseaux de distribution mais, avec un échec du fait qu'elles divergent dans la majorité des cas et ce du fait des caractéristiques de ces réseaux dont la configuration est radiale un grand nombre de nœuds et de branches, et surtout vu que les rapports R/X de ces derniers est très élevé. La topologie des réseaux de distribution a été exploitée pour certains auteurs pour développer la technique du double balayage de la ligne (backward/forward sweep technique). Ces dernières décennies un intérêt particulier a été accordé aux réseaux de distribution et au calcul de l'écoulement de puissance qui s'y produit une revue de littérature des méthodes développées dans ce but sera donnée dans le paragraphe qui suit.

II.2 REVUE DE LITTERATURE

Durant ces dernières décennies, un nombre non-négligeable de méthodes de solution du problème de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution ont été mises au point. Du fait qu'il n'est pas possible de donner tous les travaux réalisés dans ce sens, on se contentera de décrire certaines d'entré eux seulement. Parmi les auteurs ayant traité ce problème on trouve Goswami [14] en 1991 a donné une solution de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution radiaux et faiblement maillés. Lorsque le réseau est maillé, les mailles sont brisées et des nœuds fictifs sont créés, ces nœuds dont les nombre des boucles et la puissance qui y circulant est négatif. Le modèle de charge considéré est le modèle à impédance constante. Dans [15] Das en 1995 a proposé une méthode permettant de résoudre des relations récursives, fonction des tensions basée sur le balayage en montée et en

descente de la ligne. Abdul Rahman [16] en 1995 a proposé aussi une méthode itérative. Il utilise les principes fondamentaux de la théorie des circuits équivalents de Thévenin, pour déterminer les facteurs de stabilité de la tension dont la détermination nécessite la connaissance des tensions des nœuds donc la solution de l'écoulement de charge. Haque dans [17] en 1996 a proposé une méthode itérative qui s'applique aussi bien aux réseaux radiaux qu'aux réseaux faiblement maillés. Il convertit alors le réseau s'il est maillé, en un réseau radial en brisant les mailles créant ainsi des nœuds fictifs dont le nombre est égale à celui des boucles et où les puissances qui y circulent sont négatives.

Ensuite, il détermine les tensions des nœuds et leurs phases à l'origine en balayant la ligne en montée et en descente.

Tout comme Ghosh il initialise les tensions de tous les nœuds à celle de la source dont la valeur relative est égale à un. Dans [18] Thukaram en 1999 a présenté une nouvelle formulation et un algorithme pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance, pour des lignes triphasés de grandes tailles. La technique de solution est basée sur le balayage en montée et en descente de la ligne. Gosh [19] en 1999 qui va donner une méthode impliquant l'évaluation d'expression algébrique simple. La méthode qu'il propose est itérative et où à la première itération les tensions des nœuds sont initialisées à 1 en valeur relative. Il calcule alors les courants de charge et les courants de branche suite à quoi il détermine les tensions des nœuds. Mok dans [20] en 2000 a examiné les effets des différents modèles de charge la convergence de la méthode de l'écoulement de puissance. La technique sur qu'il a développé a été mise en œuvre et présentée comme un logiciel nommé « *distriflow* » capable d'effectuer l'analyse des flux de puissance pour un réseau de distribution radial de n'importe quel nombre de jeux de barres. Haque [21] en 2000 a développé une méthode de calcul de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution où agissant plusieurs sources. La méthode de solution est identique à celle qu'il a donnée dans la référence [17].

Il considère, pour la solution, de problème, que le réseau est à source unique. Le reste des sources est simulé par une injection de puissance aux points de leurs raccordements (puissances négatives).

Aravindhababu [22] en 2001 a aussi proposé une méthode itérative dans laquelle les tensions des nœuds sont supposées égales à celle de la source de tension (1 pu). Il a d'abord donné la forme de la matrice d'incidence branches-à-nœuds ensuite, il a calculé les courants des branches et les tensions des nœuds. Comme critère de convergence, il a proposé la différence entre les tensions de deux itérations successives. Augugliaro et Dusonchet [23] en 2001 ont utilisés une méthode itérative de balayage de la ligne en montée et en descente avec

de convergence de l'algorithme de calcul de l'écoulement de charge. Pour accélérer la convergence, ils choisissent des valeurs pour les tensions initiales des valeurs proches des leurs valeurs finales. Ce choix permet de réduire le nombre d'itérations et par là le temps de calcul pour atteindre la solution. De plus, les auteurs en question déterminent la topologie du réseau en utilisant la matrice d'incidence branches à nœuds dont les éléments génériques sont égaux à zéro et un. Mekhamer dans [24] en 2002 a utilisé les équations développées par Baran et Wu [25] pour chaque nœud de la ligne mais avec des procédures différentes. Dans cette méthode, les branches latérales sont considérées comme des charges concentrées sur la ligne principale.

Après quoi, il calcule les tensions des nœuds de cette dernière qu'il utilise pour calculer les tensions des nœuds des branches latérales. Afsari [26] en 2002, a utilisé une méthode de balayage de la ligne en montée. Il évalue d'abord les tensions des nœuds terminaux, qu'il prend comme tensions initiales à la première itération. Comme critère de convergence, il considère la différence entre les tensions obtenues lors de deux itérations successives. Ranjan et Das [27,28] en 2002 et 2003 ont utilisé les principes fondamentaux de la théorie des circuits électriques et ont développé un algorithme pour déterminer les nœuds après chaque branche de manière automatique. Cependant, dans leurs méthodes, seules les valeurs efficaces des tensions des nœuds sont déterminées en se basant sur des équations algébriques qu'ils ont données. Comme critère de convergence ils ont considérés la différence entre les puissances active et réactive qui calculer lors de deux itération successives.

Ranjan et Das [29] en 2003, dans leur méthode d'optimisation de la configuration des réseaux de distribution et la détermination de l'emplacement optimal d'un post de transformation, ont donné une solution du problème de l'écoulement de puissance similaire à celle de la référence [27]. Cette méthode, basée sur la théorie des circuits électriques, a été modifiée pour incorporer différents modèles de la charge. Hamouda [30] en 2011, a présenté une méthode itérative fondée sur les lois des circuits électriques et qui permet l'évaluation des tensions et leurs phases à l'origine. Aussi, il propose un algorithme pour déterminer les nœuds après chaque branche, connaissant les nœuds source et receveur de chaque branche de la ligne. La vitesse de convergence a été accrue par un choix approprié des tensions initiales.

Du fait que notre préoccupation est l'optimisation de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution qui ne peut être menée sans avoir au préalable résolu le problème de l'écoulement de charge, nous allons dans le présent chapitre nous pencher sur la solution de ce problème. Nous commencerons par modéliser le problème et donner une méthode de

reconnaissance de la configuration de la ligne pour enfin tester et valider le programme mis au point dans ce but.

II.3. UNITE RELATIVE

La normalisation de la résistance de la ligne est obtenue en la rapportant à une résistance de base calculée moyennant la tension (V_{Base}) et la puissance (S_{Base}). Si la tension de base est donnée en kV et la puissance en kVA alors, [31] cette résistance est donnée par :

$$R_B = \frac{10^3 V_{Base}^2}{S_{Base}} \quad (II-1)$$

La résistance normalisée est alors obtenue par :

$$R = \frac{r}{R_B} \quad (II-2)$$

Les puissances de charge normalisées sont obtenue par :

$$Pl = \frac{Pl}{S_{Base}} \quad (II-3)$$

$$Ql = \frac{Ql}{S_{Base}}$$

II.4. MODELISATION DES BRANCHES ET DES CHARGES

II.4.1. MODELISATION DES BRANCHES

Les réseaux de distribution ont une configuration radiale et sont constitués d'un ensemble de branches. Chaque branche de ce réseau est modélisée comme une résistance en série avec une inductance pure. L'impédance d'une branche « i » quelconque de ce réseau (voir Figure II-1) [31] s'écrit :

$$\bar{Z}_i = R_i + jX_i \quad (II.4)$$

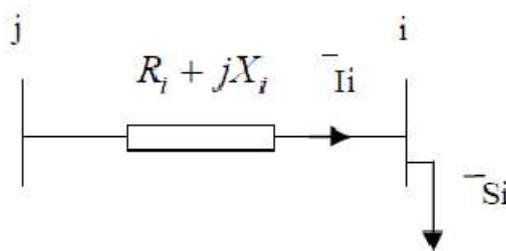


Figure II-1 : Schéma unifilaire d'une branche.

Les admittances shunts sont négligeables du fait que la ligne est de moyenne tension.

II.4.2. MODELISATION DES CHARGES

Les charges sont en général modélisées comme étant dépendantes de la tension. On écrit alors pour les puissances actives et réactives d'une charge placée au nœud « i » les expressions suivantes [31] :

$$P_i = P_{0i} \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^\alpha$$

$$Q_i = Q_{0i} \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^\beta$$
(II.5)

Où :

- P_{i0} et Q_{i0} sont les puissances actives et réactives nominales.
- V_0 est la tension nominale.
- P_i et Q_i sont la puissance active et réactive de la charge au nœud « i » pour une tension égale à V_i .
- Les coefficients α et β déterminent le caractère de la charge.

Si les coefficients α et β sont tous les deux nuls, la charge est considérée à puissance constante. Si par contre α et β sont égaux à 1, la charge est considérée à courant constant. Lorsqu'ils sont égaux à 2 la charge est considérée à impédance constante. Dans la suite de notre travail, α et β seront nuls c'est-à-dire que nous considérons les charges à puissance constantes.

La puissance apparente de la charge branchée au nœud i est dans ce cas :

$$\overline{S}_i = P_i + jQ_i$$
(II-6)

II.5. MODELISATION DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE

Notre étude portera sur les réseaux de distribution qui sont caractérisées par une configuration radiale. Deux types de réseaux de distribution peuvent être considérés. Il s'agit des réseaux en échelle et des réseaux présentant des ramifications.

II.5.1. RESEAUX EN ECHELLE

On considère le cas simple d'une branche principale radiale constituée de « n » tronçons ou branches dont le réseau de la figure Figure II-2 est un parfait exemple.

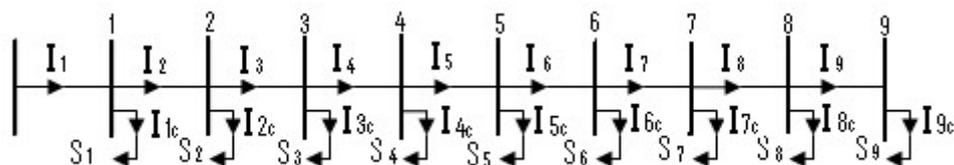


Figure II-2 : Schéma unifilaire de la ligne de 10 jeux de barres

Modélisé l'écoulement de puissance revient à déterminer l'expression des puissances en fin et en début de branches, les pertes de puissance dans ces derniers, les courants qui y circulent ainsi que les tensions des nœuds et leurs phases à l'origine.

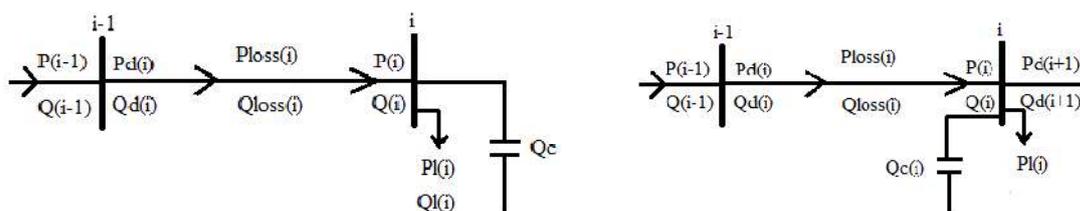
Les puissances à la fin au début de chacune des différentes branches de la ligne, les pertes de puissance dans ces dernières, les courants qui y circulent aussi que les tensions au niveau des différents nœuds et leurs phases à l'origine.

II.5.1.1. PUISSANCE DANS LES BRANCHES

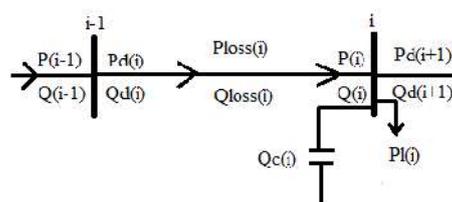
Le calcul des puissances est un préalable à la détermination des tensions des nœuds. Ces puissances sont les puissances en fin de branches, les pertes de puissance dans ces dernières et les puissances en début de branches. [31]

a-Puissance en fin de branche

Deux types de branches sont possibles. Les branches terminales et les branches non terminales (voir Figure II-3).



a- Branche Terminale



b- Branche Non Terminale

Figure II-3 : Schéma équivalent d'une branche.

Si la branche est une branche terminale alors les puissances active et réactive en fin de branche sont données par :

$$P_n = P_{Ln} \tag{II-7}$$

$$Q_n = Q_{Ln} - Q_{Cn}$$

Où :

P_{Ln} et Q_{Ln} sont les puissances actives et réactives de la charge au nœud terminal.
 Q_{Cn} est la puissance de la batterie branchée au nœud terminal si elle existe.

Si la branche est non-terminale notée « i », la puissance active et réactive en fin de branche sont, pour une branche quelconque notée « i », données par :

$$\begin{aligned} P_i &= P_{L_i} + P_{di+1} \\ Q_i &= Q_{L_i} + Q_{di+1} - Q_{Ci} \end{aligned} \quad (\text{II-8})$$

Où :

- P_{di+1} et Q_{di+1} sont les puissances actives et réactives en début de branche de la branche sortant de la branche « i ».

b- Pertes de puissances dans une branche

Si R_i et X_i sont respectivement la résistance et la réactance de la branche « i », les pertes de puissances active et réactive sont, quel que soit le type de branche, données par :

$$\begin{aligned} P_{loss\ i} &= R_i * \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \\ Q_{loss\ i} &= X_i * \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \end{aligned} \quad (\text{II-9})$$

c- Puissances en début de branche

Pour une branche quelconque notée « i », les puissances actives et réactives en début de branche sont données par les expressions suivantes :

$$\begin{aligned} P_{di} &= P_i + P_{loss\ i} \\ Q_{di} &= Q_i + Q_{loss\ i} \end{aligned} \quad (\text{II-10})$$

II.5.1.2 COURANTS DANS LES BRANCHES

Le courant complexe circulant dans une branche « i » quelconque est obtenu moyennant l'expression suivante :

$$\bar{I}_i = \frac{\bar{S}_{di}^*}{\bar{V}_{i-1}^*} \quad (\text{II-11})$$

Où :

\bar{S}_{di}^* est le conjugué de la puissance apparente complexe en début de branche. Elle est donnée par l'expression suivante :

$$\bar{S}_{di} = \bar{P}_{di} + j\bar{Q}_{di} \tag{II-12}$$

- V_{i-1} est la tension complexe du nœud source de la branche « i ».

II.5.1.3. TENSION D'UN NŒUD

Les courants dans les différentes branches de la ligne étant déterminés, les tensions complexes des différents nœuds de la ligne sont données par :

$$\bar{V}_i = \bar{V}_{i-1} - \bar{Z}_i * \bar{I}_i \tag{II-13}$$

II.5.2 LIGNE AVEC RAMIFICATIONS

Les réseaux de distribution les plus fréquents sont les réseaux ramifiés. Ils sont constitués d'une ligne principale à laquelle viennent se greffer des ramifications ayant chacune plusieurs nœuds. La ligne de 33 jeux de barres donnée par la figure (Figure II-4) en est un parfait exemple.

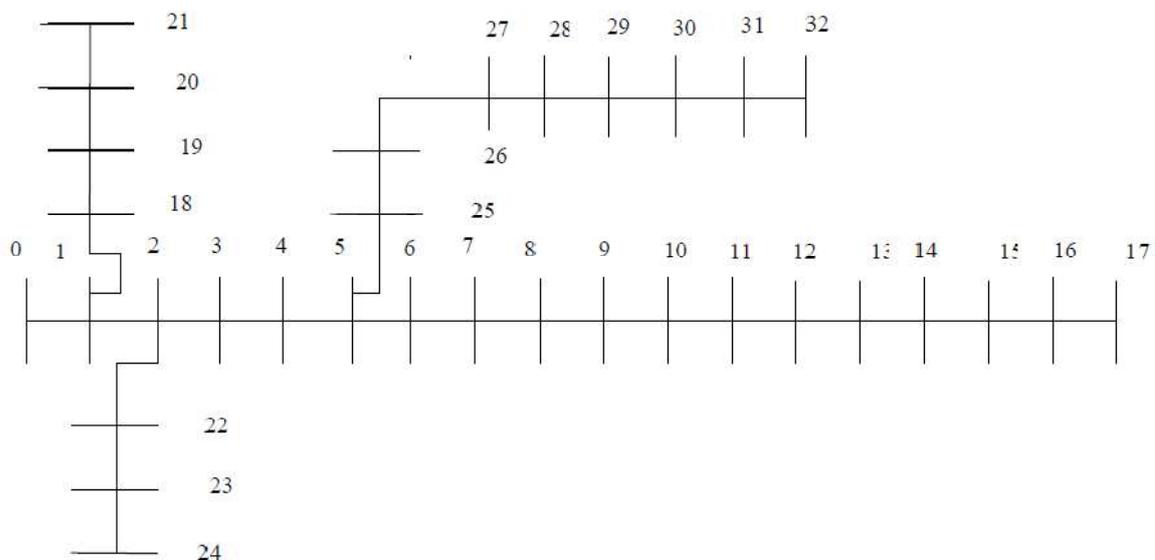


Figure II-4 : Schéma unifilaire de la ligne de 33 jeux de barres.

Pour pouvoir calculer l'écoulement de puissance qui se produit dans ce type de lignes, il faut d'abord en déterminer la configuration.

II.5.2.1 RECHERCHE DE LA CONFIGURATION DE LA LIGNE

Pour automatiser la reconnaissance de la configuration de toute ligne radiale ramifiée, on construit une matrice notée « m » qui facilite le calcul des différentes puissances dans toute branche du réseau. Pour cela, on doit connaître les éléments suivants dont les valeurs ont été données pour le cas de la ligne de 33 jeux de barres pour en faciliter la compréhension.

$R_{fp}=17$ (est le numéro du nœud terminal de la branche principale).

$R_a = [1\ 2\ 5]$ (est l'ensemble des nœuds d'où partent les ramifications).

$R_d = [18\ 22\ 25]$ (est l'ensemble des nœuds têtes des ramifications).

$R_f = [21\ 24\ 32]$ (est l'ensemble des nœuds terminaux des ramifications).

$n_{mr} = 3$ (est le nombre de ramification).

Le nombre de jeux de barres de chaque ramification, nœud de connexion compris, noté « n_{jr} » est calculé comme il suit :

$$n_{jr_i} = R_{f_i} - R_{d_i} + 2 \text{ avec } i = (1 \dots n_{mr}). \quad (\text{II-14})$$

Pour l'exemple de 33 jeux de barres le nombre de jeux de barres de la première ramification est :

$$n_{jr_1} = 21 - 18 + 2 = 5$$

La matrice « m » est une matrice contenant les numéros des nœuds de chaque ramification. Le nombre de ligne de cette matrice est donc égal au nombre de ramification « n_{mr} » et le nombre de colonnes est égale au nombre n_{jr} de la plus longue ramification. Les éléments de la matrice « m » sont donnés par :

$$m(i, j) = \begin{cases} R_a(i) \dots \dots \dots i = 1, \dots, n_{mr} \\ R_d(i) + j - 2 \dots \dots \dots i = 1, \dots, n_{mr} \text{ pour } j = 2, \dots, n_{jr_i} \end{cases} \quad (\text{II-15})$$

Pour l'exemple de 33 jeux de barres on obtient pour m la matrice suivante :

$$m = \begin{matrix} 1 & 18 & 19 & 20 & 21 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 2 & 22 & 23 & 24 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 5 & 25 & 26 & 27 & 28 & 29 & 30 & 31 & 32 \end{matrix}$$

L'organigramme permettant la construction de la matrice m est donné en annexe (voir annexe 2)

II.5.2.2 PUISSANCES DANS LES BRANCHES

Les puissances à déterminer sont les puissances en fin de branche, les pertes de puissance dans ces dernières et les puissances en début de branches. [31]

a-Puissance et courant dans les branches.

Dans un réseau de distribution on rencontre deux types de branches. Il s'agit des branches terminales et les branches non-terminales. Dans l'ensemble des branches non-terminales, on rencontre les branches liées aux nœuds de connexion des ramifications et celles non liées à ces dernières.

Le calcul des puissances actives et réactives des branches terminales se déterminent selon (II.8)

Pour une branche non-terminales non connectée à un nœud de ramification, le calcul des puissances actives et réactives en fin de branche se déterminent selon les formules (II.9).

Pour une branche alimentant des ramifications, les puissances actives et réactives en fin de branche sont, pour une branche notée « i », déterminées comme il suit :

$$P_i = P_{L_i} + P_{di+1} + \sum_{k \in R_a(i)} P_d(R_{dk}) \quad (II.16)$$

$$Q_i = Q_{L_i} + Q_{di+1} + \sum_{k \in R_a(i)} Q_d(R_{dk}) - Q_{Ci}$$

Où :

$\sum_{k \in R_a(i)} P_d(R_{dk})$ et $\sum_{k \in R_a(i)} Q_d(R_{dk})$ sont les puissances actives et réactives en début des premières branches des ramifications et nmr est le nombre de ramification.

Les pertes de puissance active et réactive sont données selon l'expression (II.10).

Les puissances actives et réactives en début de branche sont données par les expressions (II.10).

Le calcul des courants de branche se déterminent selon la formule (II.11).

II.5.2.3 TENSION D'UN NŒUD

Les tensions complexes des nœuds de la ligne principale se calculent en utilisant l'expression (II.13)

Les nœuds de ramifications, on utilise l'expression (2.16) suivante pour déterminer les tensions.

$$V(m(i, j)) = V(m(i, j-1)) - Z(m(i, j)) * I(m(i, j)) \quad (II.17)$$

Où :

- « i » est le numéro de ligne de la matrice m dont la valeur varie de 1 à nmr et « j » le nombre de colonne de la matrice m prenant des valeurs allant de 2 à njr.

II.6 METHODE DE SOLUTION

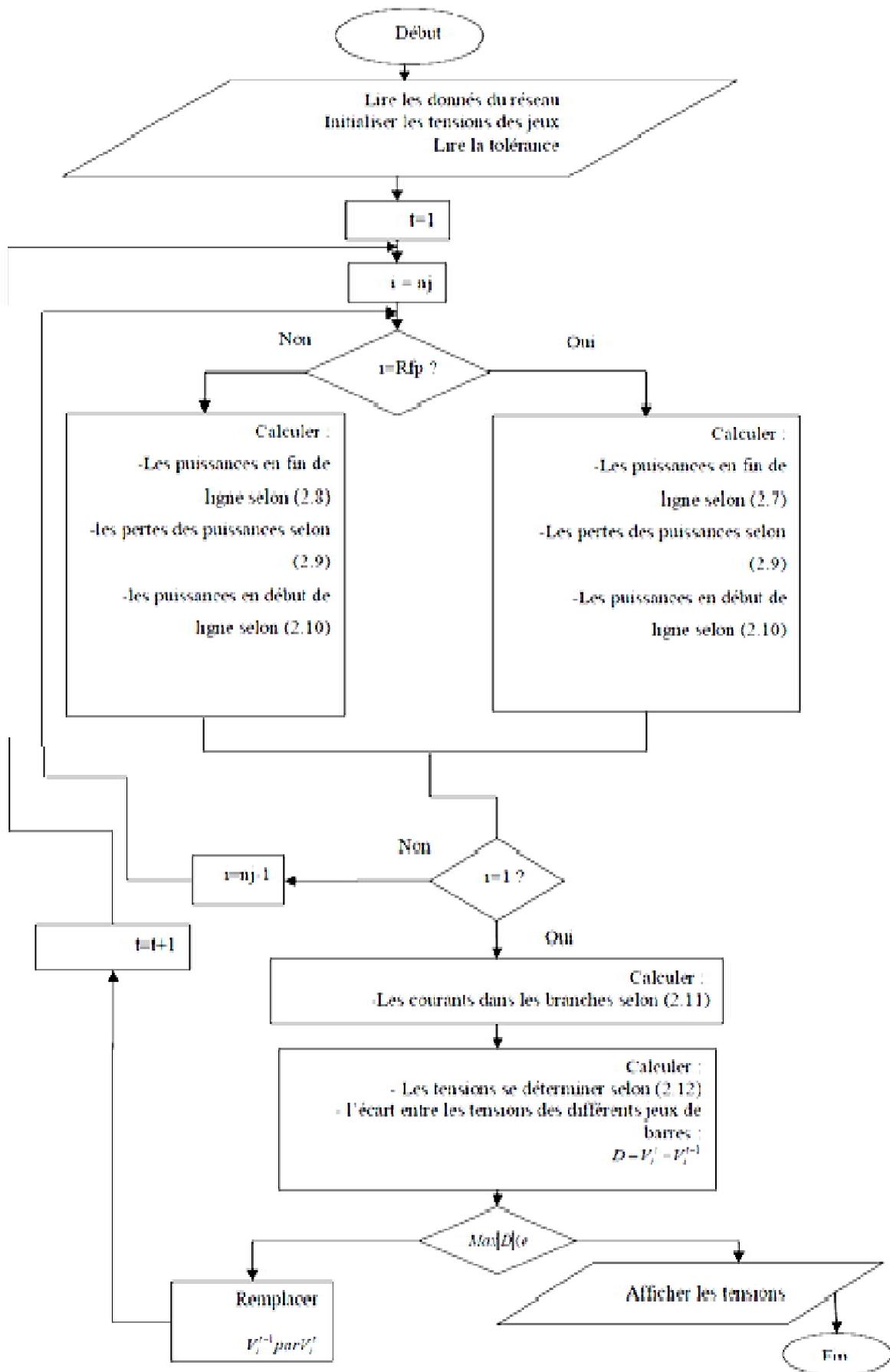
La méthode de chute de tension est une méthode itérative. Son principe consiste à calculer en premier lieu et pour chaque tronçon de la ligne, les puissances en fin de branche, les pertes de puissances actives et réactives et les puissances en début de branche. De ces dernières, on détermine les courants des branches en remontant la ligne jusqu'à la source. Ces courants sont calculés à partir des valeurs estimées des tensions, des puissances en début de branche et des valeurs des impédances de chaque tronçon de ligne entre deux jeux de barres successifs. Les courants ainsi calculés vont nous servir pour déterminer les nouvelles valeurs des tensions aux différents nœuds qui à leur tour, vont être utilisées pour le calcul des courants et des puissances lors de la deuxième itération et ainsi de suite. Ce processus se déroulera jusqu'au moment où on obtient des tensions qui ne varient d'une itération à une autre que d'une petite différence fixée au préalable et qu'on appelle la précision ou la tolérance. A la différence de certains auteurs [50], [60], dans notre étude on considérera dans le calcul de l'écoulement de charge, les pertes des puissances actives et réactives dans les différentes branches du réseau.

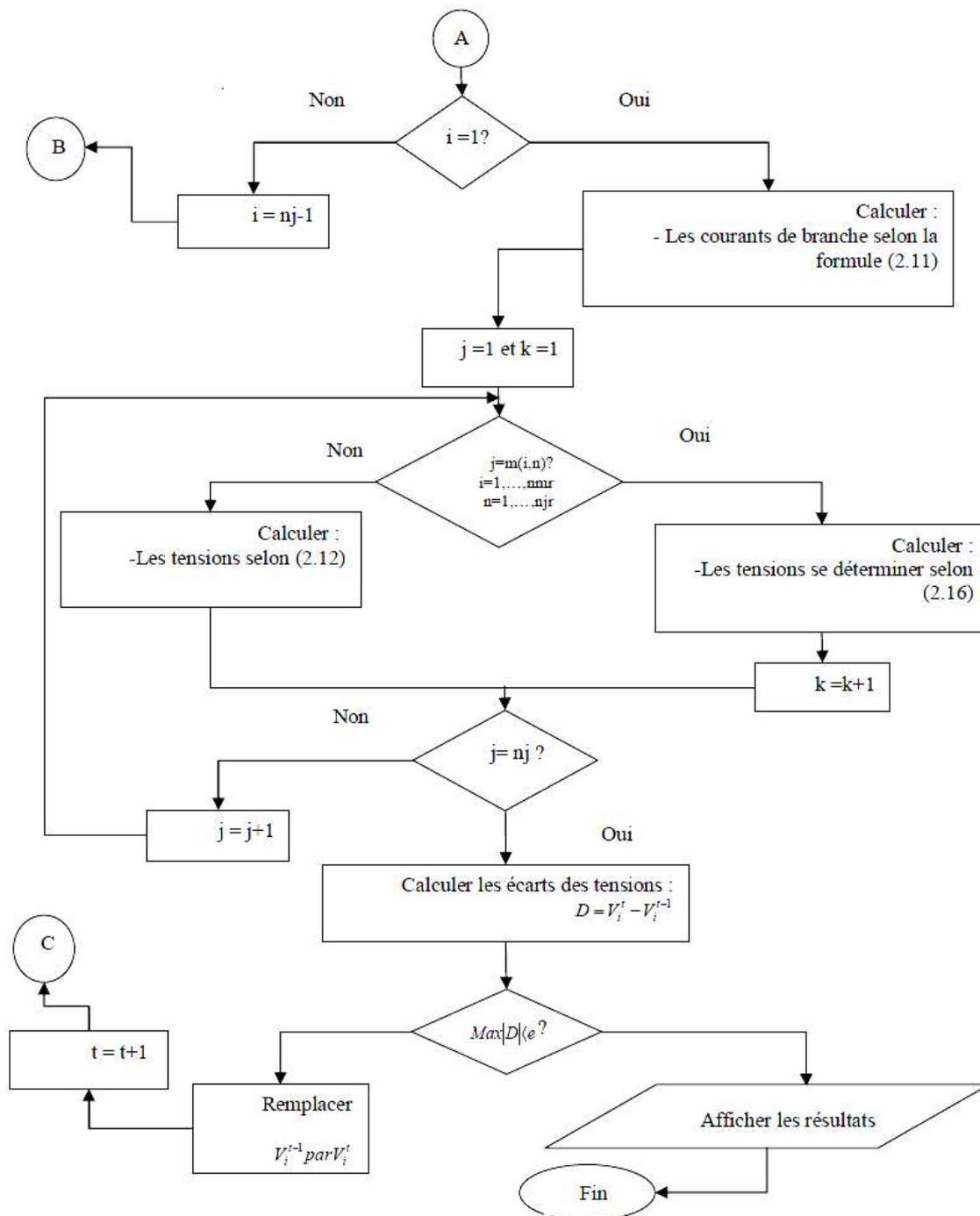
II.7 ORGANIGRAMME DE METHODE

Du fait qu'il existe deux types de ligne à savoir, les lignes en échelle et les lignes ramifiées, nous avons alors prévu un organigramme pour chacune d'elles

II.7.1 LIGNE EN ECHELLE

L'organigramme de solution de l'écoulement de puissance dans une ligne en échelle est le suivant :





II.8 TEST ET VALIDATION

Pour tester la méthode que nous avons développée et implémentée sous matlab, plusieurs réseaux radiaux ont été utilisés parmi lesquels on ne présentera dans ce mémoire que trois d'entre eux. Il s'agit de la ligne en échelle de 10 nœuds [32] donnée par la Figure II-2, de la ligne de 33 jeux de barres présentant trois ramification montrée par la Figure II-4 [18, 19, 26] et en fin la ligne de 69 nœuds ayant 7 ramifications donnée par la Figure II-5 [19, 26]. Les données de ces lignes sont consignées dans les tableaux A1, A2 et A3 de l'annexe 1.

Le travail est fait en unités relatives et par conséquent on choisit les tensions estimées de tous les jeux de barres avec un module égal à 1 et un argument égale à 0. Les tensions de base et les puissances de base sont respectivement de 23kV et 4186kVA pour la première ligne, 12.66 kV et 2300 kVA pour la deuxième ligne et de 12.66 kV et 2667.8 kVA pour la troisième ligne. Pour chacun des trois systèmes une tolérance de 0.0001 pu a été considérée. Les résultats obtenus dans chacun des trois cas sont présentés dans les tableaux : 1, 2 et 3 ci-dessus données.

Nœuds	La tension V (pu)	La phase φ (rad)	Les pertes totales
0	1.0000	0.0000	Active 861.0900 kW Réactive 1049.7 kVAr
1	0.9929	-0.0092	
2	0.9823	-0.0203	
3	0.9582	-0.0390	
4	0.9427	-0.0447	
5	0.9116	-0.0636	
6	0.9015	-0.0709	
7	0.8832	-0.0794	
8	0.8527	-0.0933	
9	0.8314	-0.1037	
Nombre d'itération	14		
Temps de calcul	0.24776 secondes		

Tableau II-1 : Solution de l'écoulement de puissance ; Réseau de 10 jeux de barres

JB	Tension V (pu)	Phase φ (rad)	JB	Tension V (pu)	Phase φ (rad)	JB	Tension V (pu)	Phase φ (rad)
0	1.0000	0.0000	11	0.9271	0.0077	22	0.9805	-0.0005
1	0.9970	-0.0003	12	0.9239	0.0085	23	0.9767	0.0004
2	0.9844	-0.0016	13	0.9181	0.0121	24	0.9766	0.0004
3	0.9766	-0.0028	14	0.9157	0.0128	25	0.9441	-0.0015
4	0.9673	0.0046	15	0.9153	0.0130	26	0.9415	-0.0024
5	0.9553	0.0007	16	0.9128	0.0139	27	0.9300	-0.0039
6	0.9471	0.0023	17	0.9124	0.0141	28	0.9217	-0.0053
7	0.9459	0.0021	18	0.9949	-0.0003	29	0.9182	-0.0071

8	0.9436	0.0018	19	0.9905	0.0020	30	0.9140	-0.0056
9	0.9339	0.0043	20	0.9886	0.0023	31	0.9131	-0.0052
10	0.9300	0.0065	21	0.9853	0.0030	32	0.9128	-0.0051
Les pertes de puissance totales	Active : 193.4007 kW et Réactive : 141.9288 kVAr							
Nombre d'itération	18							
Temps de calcul	0.130219							

Tableau II-2: Solution de l'écoulement de puissance ; Réseau de 33 jeux de barres

JB	Tension V (pu)	Phase φ (rad)	JB	Tension V (pu)	Phase φ (rad)	JB	Tension V (pu)	Phase φ (rad)
0	1.0000	0.0000	23	0.9437	-0.0145	46	0.9997	0.0001
1	0.9999	0.0000	24	0.9435	-0.0146	47	0.9996	0.0000
2	0.9999	0.0001	25	0.9433	-0.0147	48	0.9996	0.0000
3	0.9905	-0.0010	26	0.9999	0.0001	49	0.9671	-0.0075
4	0.9893	-0.0012	27	0.9987	-0.0003	50	0.9671	-0.0076
5	0.9714	-0.0063	28	0.9987	-0.0003	51	0.9372	-0.0166
6	0.9674	-0.0075	29	0.9986	-0.0003	52	0.9326	-0.0172
7	0.9531	-0.0117	30	0.9985	-0.0003	53	0.9088	-0.0248
8	0.9489	-0.0129	31	0.9985	-0.0002	54	0.8970	-0.0287
9	0.9482	-0.0132	32	0.9985	-0.0002	55	0.8925	-0.0302
10	0.9471	-0.0135	33	0.9985	-0.0002	56	0.8872	-0.0322
11	0.9464	-0.0137	34	0.9969	-0.0004	57	0.8793	-0.0335
12	0.9457	-0.0140	35	0.9934	0.0004	58	0.8790	-0.0336
13	0.9457	-0.0140	36	0.9929	0.0006	59	0.8785	-0.0337

14	0.9455	-0.0140	37	0.9928	0.0006	60	0.8763	-0.0341
15	0.9451	-0.0141	38	0.9915	0.0010	61	0.8753	-0.0342
16	0.9444	-0.0144	39	0.9915	0.0010	62	0.8753	-0.0342
17	0.9441	-0.0145	40	0.9915	0.0010	63	0.8753	-0.0342
18	0.9440	-0.0145	41	0.9902	0.0018	64	0.9482	-0.0132
19	0.9440	-0.0145	42	0.9861	0.0044	65	0.9480	-0.0132
20	0.9439	-0.0145	43	0.9855	0.0048	66	0.9471	-0.0135
21	0.9438	-0.0145	44	0.9854	0.0048	67	0.9471	-0.0135
22	0.9438	-0.0145	45	0.9998	0.0001	68	0.9471	-0.0135
Les pertes de puissance totales	Active : 338.1889 kW et Réactive : 133.2202 kVAr							
Nombre d'itération	27							
Temps de calcul	0.298713 secondes							

Tableau II-3 : Solution de l'écoulement de puissance ; Réseau de 69 jeux de barres

II.9 DISCUSION DES RESULTTATS

Les réseaux obtenus sont discutés réseau par réseau.

a- Réseau de 10 jeux de barres (Tableau II.1)

Le tableau 1 montre que les pertes de puissance active sont de l'ordre de 861.0900 kW et les pertes de puissance réactive sont 1049.700 kVAr, la méthode converge vers la solution à l'itération numéro 14

• Preuve de la convergence:

Il est mathématiquement établi la convergence.

En effet, la tension qui est calculée lors de l'itération en cours dépend de la tension et de la chute de tension calculée à l'itération précédente. La chute de tension dans n'importe quelle branche est également en fonction de la tension de l'itération précédente.

La plus grande valeur de puissance réactive se trouve dans la branche 1 ($V_{\max}=1.0000$ pu) et la plus petite valeur est dans la branche 9 ($V_{\min}=0.8314$ pu) cela est justifiée par les valeurs des résistances et les réactances des branches.

b- Réseau de 33 jeux de barres (Tableau II-2)

Les pertes active et réactive de puissance sont respectivement 193.4007 kW et 141.9288 kVAr la plus grande valeur de pertes de puissance active est celles de la branche 24 et la plus petite est de la branche 10 les valeurs des tensions maximale et minimale sont respectivement égales à $V_{\max}=1.0000$ pu et $V_{\min}=0.9128$ pu.

Les composantes actives et réactives du courant dans les branches montrent que les plus grandes pertes de puissance active se passent dans 2287,662 kW.

c- Réseau de 69 jeux de barres (Tableau II-3)

Le tableau II.3 montre que la tension maximale 1.0000 pu et la tension minimale est 0.8753 pu.

Les pertes de puissances actives et réactives sont 338.1889 kW et 133.2202 kVAr on remarque que la plus grande valeur de pertes de puissance réactive se trouve dans la branche 54

II.10 CONCLUSION

Dans le présent chapitre, consacré à la solution de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution, une méthode itérative a été présentée. Cette méthode est exécutée en deux phases. Un balayage en montée, pour calculer les puissances, les pertes de puissance et les courants dans les branches de la ligne, et un balayage en descente, pour déterminer les tensions des nœuds et leurs phases à l'origine. Cette méthode simple à mettre en œuvre et rapide, converge systématiquement dans le cas des réseaux de distribution.

Elle a été testée sur une ligne en échelle et deux lignes ramifiées.

Chapitre III

Optimisation de la Compensation de l'Energie Réactive

III.1 INTRODUCTION

Malheureusement, les situations rencontrées en pratique comportent souvent une ou plusieurs complications, qui mettent en défaut les méthodes classiques (vues dans le chapitre précédent) : par exemple, la fonction objective ou les contraintes peuvent être fortement non linéaires, ou même ne pas s'exprimer analytiquement en fonction des paramètres ; ou encore, le problème peut exiger la considération simultanée de plusieurs objectifs contradictoires.

La solution classique d'un problème d'optimisation multi-objectif consiste à la conversion de tous les objectifs en une seule fonction objective pondérée. La solution optimale de cette fonction reflète un compromis entre tous les objectifs. La conversion de plusieurs objectifs en un seul objectif, est habituellement faite en agrégeant tous les objectifs dans une fonction pondérée, ou en optimisant une fonction objective et considérant les autres comme contraintes. Cette approche possède plusieurs limitations résumées dans les points suivants :

- Elle exige la connaissance, à priori, au sujet de l'importance relative des objectifs, et les limites sur les objectives qui sont convertis en contraintes.
- La fonction singulière pondérée mène à une seule solution.
- Le compromis entre les objectifs ne peut pas être évalué facilement.
- L'espace de recherche doit être convexe.

Comparés aux problèmes d'optimisation mono-objectif, les problèmes d'optimisation multi-objectif sont plus difficiles à résoudre, car ils ne possèdent pas une seule solution, mais un ensemble de solutions situé sur la frontière du Pareto. La génération de cette dernière donne plusieurs avantages :

- Elle contient plusieurs solutions optimales à la différence de l'optimisation mono-objectif qui ignore cette solution de compromis.

- L'ensemble de la frontière du Pareto permet aux décideurs de choisir la solution optimale suivant la situation rencontrée.

L'arrivée d'une nouvelle classe de méthodes, nommées métaheuristiques, marque une réconciliation des deux domaines : difficiles et multi-objectifs. En effet, celles-ci s'appliquent à toutes sortes de problèmes combinatoires, et elles peuvent également s'adapter aux problèmes continus. Ces méthodes, qui comprennent notamment la méthode du recuit simulé, les algorithmes génétiques, la méthode de recherche tabou, les algorithmes de colonies de fourmis, etc. sont apparues, à partir des années 1980, avec une ambition commune : résoudre au mieux les problèmes d'optimisation difficile. Elles ont en commun, en outre, les caractéristiques suivantes :

- Elles sont, au moins pour partie, stochastiques : cette approche permet de faire face à l'explosion combinatoire des possibilités ;
- Elles sont d'origine combinatoire : elles ont l'avantage, décisif dans le cas continu, d'être directes, c'est-à-dire qu'elles ne recourent pas au calcul, souvent problématique, des gradients de la fonction objectif ;
- Elles sont inspirées par des analogies : avec la physique (recuit simulé, diffusion simulée, etc.), avec la biologie (algorithmes génétiques, recherche tabou, etc.) ou avec l'éthologie (colonies de fourmis, essaims de particules, etc.) ;
- Elles sont capables de guider, dans une tâche particulière, une autre méthode de recherche spécialisée (par exemple, une autre heuristique, ou une méthode d'exploration locale) ;
- Elles partagent aussi les mêmes inconvénients : les difficultés de réglage des paramètres mêmes de la méthode, et le temps de calcul élevé.

Les métaheuristiques ne s'excluent pas mutuellement : en effet, dans l'état actuel de la recherche, il est le plus souvent impossible de prévoir avec certitude l'efficacité d'une méthode donnée, quand elle est appliquée à un problème donné. De plus, la tendance actuelle est l'émergence de méthodes hybrides, qui s'efforcent de tirer parti des avantages spécifiques d'approches différentes en les combinant.

Le but de ce chapitre est de fournir des connaissances de base sur l'optimisation multiobjectif, de présenter la méthode utilisée dans notre problème avec quelques résultats

appliqués sur le réseau 10,33 et 69 nœuds. Cette méthode est: Ellitist Non Dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-II),

III.2 ALGORITHMES GENETIQUES

Le principe fondamental de ces algorithmes a été exposé par Holland en 1975 [33]. Ils s'inspirent du fonctionnement de l'évolution naturelle, notamment la sélection de Darwin et la procréation selon les règles de Mendel. La sélection naturelle que Darwin appelle l'élément 'propulseur' de l'évolution, favorise les individus d'une population qui sont les mieux adaptés à un environnement [33]. La sélection est suivie de la procréation, réalisée à l'aide de croisements et de mutations au niveau du patrimoine génétique des individus (ou *génotype*), constitué d'un ensemble de gènes. Ainsi deux individus '*parents*', qui se croisent, transmettent une partie de leur patrimoine génétique à leurs descendants. Le génotype de l'enfant fait que celui-ci est plus au moins bien adapté à l'environnement. S'il est bien adapté, il a une plus grande chance de procréer dans la génération future. Au fur et à mesure des générations, on sélectionne les individus les mieux adaptés et l'augmentation du nombre des individus bien adaptés fait évoluer la population entière. Dans les algorithmes génétiques, on essaie de simuler le processus d'évolution d'une population, en partant d'une population de n solutions du problème représentées par des individus. Cette population choisie aléatoirement est appelée population parent et le degré d'*adaptation* d'un individu à l'environnement est exprimé par la valeur de la fonction objectif (dans un problème de maximisation) que l'individu représente. Dans ce cas, un individu est d'autant mieux adapté à son environnement, que la fonction objectif de la solution qu'il représente est plus grande. Au sein de cette population, intervient alors la *sélection* au hasard d'un ou deux parents, qui produisent une nouvelle solution, à travers les *opérateurs génétiques*, tels que le *croisement* et la *mutation* [33]. La nouvelle population, obtenue par le choix de n individus parmi les populations parent et enfant, représente la nouvelle génération. En itérant ce processus, on produit une population de plus en plus riche en individus mieux adaptés.

III.2.1 PROGRAMMATION EVOLUTIVE

La programmation évolutive a été initialement introduite pour simuler l'intelligence qui est définie sur l'hypothèse suivante : la caractéristique principale de l'intelligence est la capacité d'adaptation comportementale d'un organisme à son environnement [33]. Elle s'appuie sur un codage approprié du problème à résoudre et sur les

opérations de mutation adaptées au codage [34]. Le codage d'un tel algorithme dépend du problème à résoudre. Dans le cas d'un problème d'optimisation dans le domaine des réels par exemple, les individus d'une population seraient des vecteurs de réels. A partir d'un codage donné des paramètres à optimiser d'un problème, une mutation (ou un opérateur d'évolution spécifique) sera définie. Ainsi, l'analogie est forte avec les méthodes de voisinage : une mutation correspond à un mouvement dans un algorithme de voisinage. Un cycle d'évolution typique d'une programmation évolutive est le suivant : chaque configuration de la population courante est copiée dans une nouvelle population [34]; les configurations sont ensuite mutées, conduisant à de nouvelles configurations. L'ensemble des configurations entre ensuite dans une étape de compétition pour survivre dans la génération suivante.

III.2.2 STRATEGIES D'EVOLUTION

Les stratégies d'évolution (*SE*) sont conçues au départ pour résoudre des problèmes d'optimisation définis sur des espaces continus [33]. Dans un algorithme de type (*SE*), les individus sont des vecteurs de réels. Comme la programmation évolutive, les stratégies d'évolution n'utilisent que la mutation et la sélection. L'algorithme le plus simple, noté (1+1)-*SE*, manipule un seul individu. A chaque génération (itération), l'algorithme génère par mutation un individu enfant à partir de l'individu parent et sélectionne l'un ou l'autre pour le conserver dans la population (selon l'adaptation ou la performance de chaque individu). Le processus s'arrête quand la condition d'arrêt est vérifiée, définie souvent par le nombre d'itérations, le temps de calcul et/ou l'écart entre la performance des deux individus meilleurs de deux itérations successives. La mutation dans un tel algorithme est aléatoirement appliquée à tous les composants de l'individu pour produire un enfant de telle sorte qu'un enfant ressemble plus au moins à ses parents. Cet algorithme (1+1)-*SE* se généralise en un algorithme (*m+l*)-*SE* qui signifie que *m* parents génèrent *l* enfants à chaque génération et qu'une sélection ramène ensuite la population de *m+l* individus à *m* individus [33].

III.3 ALGORITHME DE NON-DOMINATED SORTING GENETIC ALGORITHM-II (NSGA-II)

Deb *et al.* [33] ont proposé une nouvelle version de l'algorithme NSGA le NSGA-II, qui est considéré comme étant plus efficace que son prédécesseur car:

- 1- Il utilise une approche élitiste qui permet de sauvegarder les meilleures solutions

trouvées lors des générations précédentes.

2- Il utilise une procédure de tri basée sur la non-dominance, plus rapide.

3- Il ne nécessite aucun réglage de paramètre.

4- Il utilise un opérateur de comparaison basé sur un calcul de la distance de surpeuplement (ou d'encombrement).

Dans cet algorithme, une population de parents (P_t) de taille (N) et une population d'enfants (Q_t) de taille (N) sont assemblées pour former une population ($R_t = P_t \cup Q_t$), comme le montre la figure III-1. Cet assemblage permet d'assurer l'élitisme. La population de taille ($2N$) est ensuite triée selon un critère de non-dominance pour identifier les différents fronts F_1, F_2 , etc. Les meilleurs individus vont se retrouver dans le ou les premiers fronts. Une nouvelle population parent (P_{t+1}) est formée en ajoutant les fronts au complet (premier front F_1 , second front F_2 , etc.) tant que ceux-ci ne dépassent pas N . Si le nombre d'individus présents dans (P_{t+1}) est inférieur à (N), une procédure d'encombrement est appliquée sur le premier front suivant, (F_i), non inclus dans (P_{t+1}).

Le but de cet opérateur est d'insérer les ($N - |P_{t+1}|$) meilleurs individus qui manquent dans la population (P_{t+1}). Les individus de ce front sont utilisés pour calculer la distance d'encombrement entre deux solutions voisines.

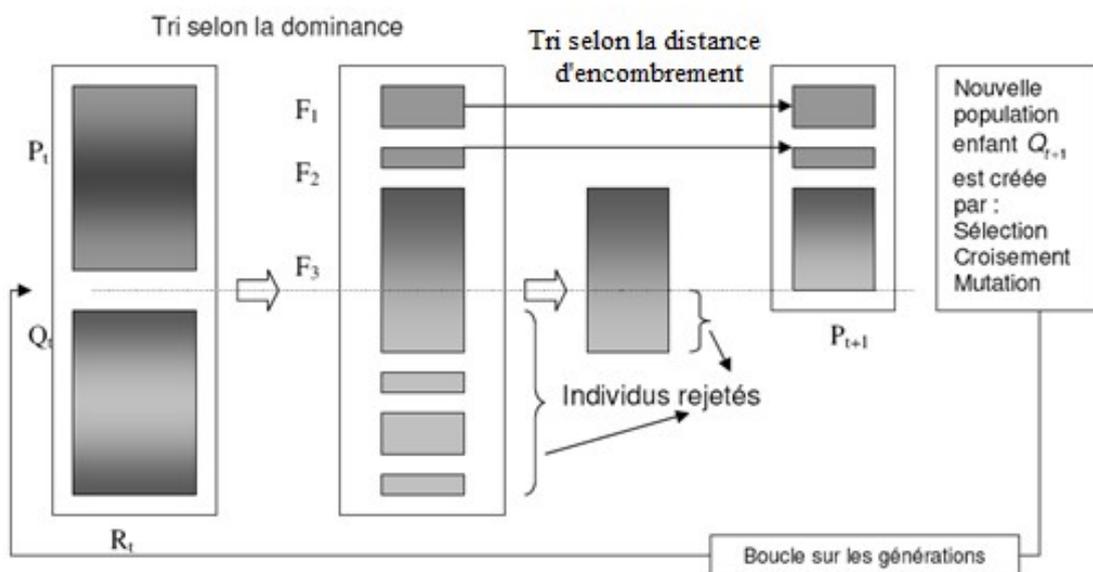


Figure III-1 : Principe de l'algorithme NSGA-II

Le pseudo code de NSGA-II est décrit comme suit [33] :

```

Initialisation de la population initiale P0 de taille N
Evaluer les solutions de P0
Trier les solutions de P0
WHILE critère d'arrêt n'est pas satisfait DO
    Créer Qt à partir de Pt (en utilisant des opérateurs de sélection, de
    croisement et de mutation), Evaluer toutes les solutions
    Réunir les populations des parents et des enfants Rt=Pt∪ Qt,
    Trier les solutions de Rt en sous-ensemble Fi par la dominance de Pareto
    Pt+1=0
    i=1
    WHILE |Pt+1|+|Fi|<N DO
        Pt+1← Pt+1∪ Fi
        i=i+1
    END WHILE
    Ordonner le sous-ensemble Fi selon les « distances de surpeuplement
    Ajouter N-|Pt+1| solutions ayant les valeurs de distance les plus grandes dans
    Pt+1
END WHILE

```

III.3.1 INITIALISATION DE LA POPULATION

La population est initialisée aléatoirement en basant sur la gamme et les contraintes du système.

On utilise un facteur K prélevé aléatoirement entre zéro et un, l'initialisation se fait comme suit :

$$U^i(j) = U^i(j)_{min} + K * (U^i(j)_{max} - U^i(j)_{min}) \quad i = 1, \dots, N \quad (III-1)$$

$$j = 1, \dots, V$$

Avec : N est le nombre des individus de la population et V le nombre des variables de décisions du chromosome.

Nous avons proposé une présélection de la population initiale. En exécutant deux programmes optimisant séparément les fonctions objectifs, nous espérons définir les deux points extrêmes dans le front de Pareto. En plus, nous limitons au départ le nombre de FACTS à installer pour tous les autres (N-2) individus de la population.

III.3.2 EVALUATION DES FONCTIONS OBJECTIFS

L'évaluation de fonctions objectives consiste à calculer les deux fonctions objectifs pour tous les individus de la population, pour cela on procède de la manière suivante :

Pour chaque individu U^i de la population N, nous exécutons un écoulement de puissance optimisé (OPF) mono-objectif minimisant une des fonctions objectifs (généralement les pertes). Si le programme de l'OPF ne converge pas, alors on pénalise ces fonctions en les renvoyant à l'infini.

III.3.3 Classification de la population initiale :

Classifie la population en utilisant la non-dominance. Ceci renvoie deux colonnes pour chaque chromosome qui sont le rang et la distance d'encombrement correspondant à leur position dans le front qu'ils appartiennent.

A- La notion de dominance

Au sens de Pareto :

U_1 domine U_2 si :

$$\forall i \in [1, M], F_i(U_1) \leq F_i(U_2)$$

$$\text{Et : } \exists i \in [1, M] F_i(U_1) < F_i(U_2)$$

M : Le nombre des fonctions objectifs.

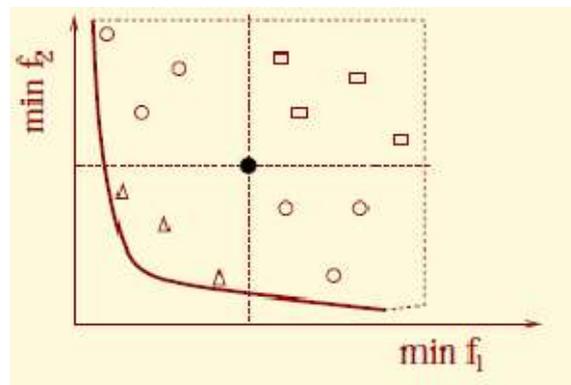


Figure III-2 La notion de dominance

Ex :

- Domine les carrés est dominé par les triangles et n'est pas comparable avec les cercles.

B- Le rang

- Non-dominés → rang 1
- Dominés sauf par rang1 → rang2
- ...

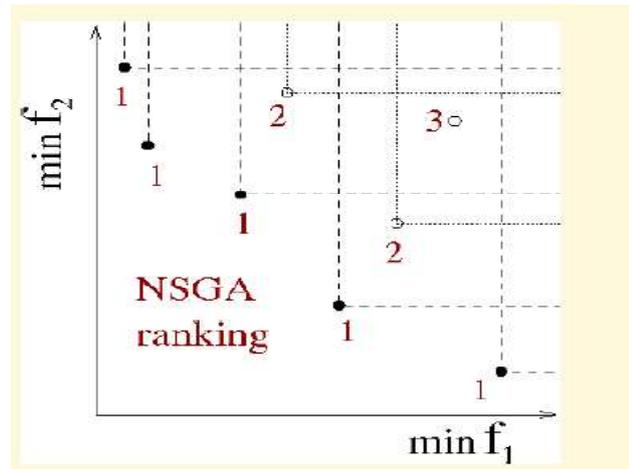


Figure III-3 Le rang dans Nsga-II

C- La distance d'encombrement

L'idée de base est de trouver la distance euclidienne entre chaque individu dans un front basé sur leurs m objectifs dans les m dimensions de l'espace. Les individus dans les frontières sont toujours choisis puisqu'ils ont assignées d'une distance infinie.

Pour chaque individu :

$$d_c(U_i) = d(U_i, U_{i-1}) + d(U_i, U_{i+1}) \quad (\text{III-2})$$

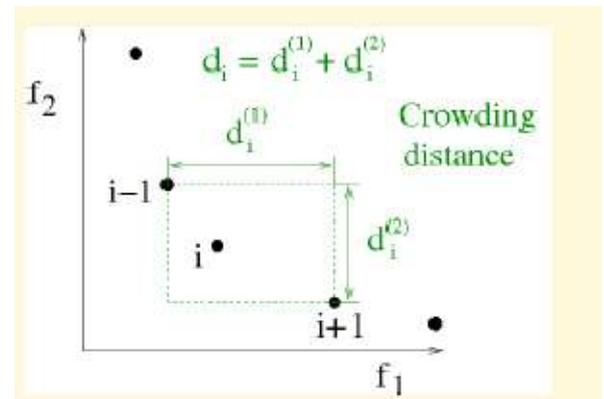


Figure III-4 La distance

d'encombrement

III.3.4 LA SELECTION

Cet opérateur est peut être le plus important puisqu'il permet aux individus d'une population de survivre, de se reproduire ou de mourir. En règle générale, la probabilité de survie d'un individu sera directement reliée à son efficacité relative au sein de la population.

Une population dite parents est alors formée par les individus sélectionnés.

Il existe plusieurs méthodes de sélection [33]. La méthode utilisée dans ce programme est la méthode du tournoi.

Dans le procédé de la méthode de tournois n des individus sont choisis au hasard, où n est égal au « tour size » (tour size égale à deux dans notre cas). De ces individus seulement un est sélectionné et additionné à la population parents, où la taille de population parents égal à un demi de la population initiale. Le choix est effectué en basant sur deux

critères. En premier lieu le rang ou le front dans lesquels les solutions résident. L'individu avec le rang inférieur est sélectionné. Deuxièmement si les rangs des deux individus sont les mêmes alors, la distance d'encombrement est comparé. L'individu avec une plus grande distance d'encombrement est sélectionné.

III.3.5 LES OPERATEURS GENETIQUES

Cette fonction est utilisée pour produire des progénitures à partir des chromosomes parent. Les opérateurs génétiques à savoir le croisement et la mutation effectuent de légères modifications à la conception originale.

L'algorithme original NSGA-II emploie le croisement binaire simulé (SBX) et la mutation polynômiale. La probabilité de croisement est : $P_c = 90\%$ et la probabilité de la mutation est : $P_m = 1/n$ où n est le nombre de variables de décision. Dans ce programme, seulement le codage réel est considéré. Les indices de distribution pour les opérations de croisement et de mutation sont respectivement : $\eta_c = 20$ et $\eta_m = 20$.

III.3.6 LE CROISEMENT

Dans les AGs, le croisement est considéré comme le principal opérateur pour produire des nouveaux chromosomes. Comme son homologue dans la nature, le croisement produit de nouveaux individus en leur transférant quelques parties de la matière génétique de leurs parents. L'objectif du croisement est donc d'enrichir la diversité de la population en manipulant la structure des chromosomes [30]

Le croisement binaire simulé (SBX) [33] :

$$C_{1,k} = \frac{1}{2}[(1 - \beta_k)p_{1,k} + (1 + \beta_k)p_{2,k}] \quad (\text{III-3})$$

$$C_{2,k} = \frac{1}{2}[(1 + \beta_k)p_{1,k} + (1 - \beta_k)p_{2,k}] \quad (\text{III-4})$$

où :

$C_{i,k}$: Est l' $i^{\text{ème}}$ enfant avec $k^{\text{ème}}$ composent (gène).

$p_{i,k}$: Est le parent sélectionné.

$\beta_k (\geq 0)$: Est un échantillon peut être obtenu à partir d'un nombre u aléatoire uniformément prélevé entre (0 et 1).

$$\beta_k = (2u)^{\frac{1}{(\eta_c+1)}} \quad \text{si } u \leq \frac{1}{2} \quad (\text{III-5})$$

$$\beta_k = \frac{1}{[2(1-u)]^{\frac{1}{(\eta_c+1)}}} \quad \text{si } \frac{1}{2} < u \leq 1 \quad (\text{III-6})$$

$$k = 1, \dots, V,$$

Avec V : le nombre de variable de décision.

III.3.7 LA MUTATION

A la suite des opérateurs de sélection et de croisement, on mime à nouveau un phénomène biologique, celui de la mutation. Au niveau biologique, une mutation est une modification de l'information génétique par dégradation ou substitution locale de paire de base : ceci permet de produire une nouvelle structure génétique. L'opérateur de mutation dans le cas des AGs possède la propriété d'ergodicité du parcours de l'espace de recherche : cette propriété indique que l'AG sera susceptible d'atteindre tous les points de l'espace, sans pour autant les parcourir tous dans le processus de résolution [33].

La mutation polynômiale [33]:

$$c_k = p_k + (p_k^{max} - p_k^{min})\delta_k \quad (\text{III-7})$$

Où : c_k : c'est l'enfant et p_k : le parent

δ_k : est une petite variation qui est calculée à partir d'une distribution polynomial en employant nombre r aléatoire uniformément prélevé entre (0 et 1):

$$\delta_k = (2r)^{\frac{1}{(\eta_m+1)}} - 1 \quad \text{si } r < \frac{1}{2} \quad (\text{III-8})$$

$$\delta_k = 1 - [2(1-r)]^{\frac{1}{(\eta_m+1)}} \quad \text{si } r \geq \frac{1}{2} \quad (\text{III-9})$$

$$k = 1 \dots V,$$

Avec :

V : Le nombre de variables de décision.

η_m : L'index de distribution de la mutation.

III.3.8 CREATION DE LA GENERATION SUIVANTE ET CRITERES D'ARRET

Pour réaliser une boucle d'une itération de l'AG, ce dernier doit d'abord combiner les individus de la population progéniture (enfants) et les individus de la population courante dans une nouvelle population dite population intermédiaire. Ensuite, l'AG va calculer les fonctions objectives pour chaque nouvel individu et lui associe un rang et une distance d'encombrement en se basant sur le non dominance. Enfin, si le critère d'arrêt de l'algorithme n'est pas encore atteint, une sélection doit être effectuée pour former la nouvelle population à partir de la population intermédiaire qui remplace la population actuelle et une nouvelle boucle sera ainsi lancée.

Puisque les AGs sont des méthodes de recherches stochastiques, il est difficile de spécifier de façon rigoureuse des critères de convergence. Par exemple, la performance d'une population peut rester stable pour un certain nombre de générations avant qu'un individu supérieur puisse apparaître. Ainsi, l'application d'un critère d'arrêt devient une vraie problématique. Une pratique commode est d'arrêter l'AG après un certain nombre de générations et d'examiner ensuite la qualité de la solution trouvée par rapport à la définition du problème.

Un nombre typique de générations peut aller de 50 jusqu'à 5000 générations.

Par ailleurs, d'autres critères peuvent être appliqués pour déterminer l'arrêt de l'AG tels que :

- L'amélioration de la solution ne dépasse plus un certain seuil.
- La fonction objective du problème atteint une valeur donnée.
- Le temps de calcul atteint une valeur prédéterminée.

III.4 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons d'abord parlé des méthodes métaheuristiques et leur efficacité par rapport aux méthodes déterministes

Dans ce chapitre, une approche basée sur la méthode de Nsga-II a été présentée au problème multiobjectif de compensation réactive dans un réseau électrique.

Le problème a été traité comme un problème multiobjectifs, visant à minimiser des pertes de puissance actives.

Chapitre IV

Application de la Méthode Métaheuristique et Interprétation des Résultats

IV.1 INTRODUCTION

La demande de puissance active étant incompressible, la réduction des pertes de puissance ne peut être réalisée qu'en agissant sur la composante réactive du courant transitant dans les lignes de distribution. Un des moyens les plus indiqués sont les batteries de condensateurs shunts. Cependant, il ne suffit pas d'installer des batteries de condensateurs pour dire qu'on est arrivé à bout du problème de l'important transit des courants réactives dans les branches de ces lignes. Le choix des puissances des batteries et leurs emplacements et même leurs temps de mise en service doit être fait de sorte que le retour économique attendu soit positif ou en d'autres termes, il faut que le coût de l'investissement réalisé soit inférieur aussi bénéfiques tirés de l'opération de compensation. Ce concept de la compensation économique de l'énergie réactive est donc un problème type d'optimisation avec contraintes. Dans notre travail dans le cadre de ce mémoire nous nous occuperons que du cas de la compensation par batteries permanentes. Aussi, notre intérêt portera sur les méthodes dites métaheuristiques.

IV.2 STRATEGIE DE SOLUTION

En compensant de manière optimale l'énergie réactive nous nous attendons à ce que les emplacements des batteries soient des jeux de barres du réseau et que les puissances optimales des batteries soient disponibles dans le commerce ou bien des multiples de ces batteries. Aussi, nous nous attendons à ce que la réduction du coût et la réduction des pertes de puissance active soient positives et qu'elles ne produisent aucune surcompensation. De plus, le choix de la batterie standard de substitution de la taille optimale calculée doit être fait en fonction de la réduction du coût qu'elle produit et non pas la plus à cette dernière. La batterie standard choisie doit être dans les limites des batteries standards autorisées pour la ligne étudiée.

Pour cela nous avons la méthode qui est basée sur l'optimisation multiobjectif, en utilisant l'algorithme génétique NSGA-II appliquée sur trois réseaux 10,33 et 69 nœuds.

IV.3 TEST ET VALIDATION DE LA METHODE.

Pour valider la méthode d'optimisation de la compensation de l'énergie réactive. On a travaillé sur la ligne en échelle de 10 nœuds et de la ligne de 33 nœuds présentant trois ramifications et la ligne 69.

Les tailles standards disponibles dans le commerce sont celles proposées par Makhamer. [24]

Les tailles standards disponibles dans le commerce sont données dans les tableaux suivants :

Tailles KVA	150	300	450	600	900	1200
Prix \$	750	975	1140	1320	1650	2040

Tableau IV-1 : Prix des batteries selon les tailles.

Pour les lignes étudiées, le prix du kVAr à installer en considérant que la durée de vie d'une Batterie est de dix années et les choix possible des tailles des batteries sont consignés dans les Tableaux ci-dessous :

Nombre	1	2	3	4	5	6	7	8
Tailles	150	300	450	600	750	900	1050	1200
Prix\$/KVA	0.500	0.350	0.253	0.220	0.276	0.183	0.228	0.170
Nombre	9	10	11	12	13	14	15	16
Tailles	1350	1500	1650	1800	1950	2100	2250	2400
Prix\$/KVA	0.207	0.201	0.193	0.187	0.211	0.176	0.197	0.180
Nombre	17	18	19	20	21	22	23	24
Tailles	2550	2700	2850	3000	3150	3300	3450	3600
Prix\$/KVA	0.189	0.187	0.183	0.180	0.195	0.174	0.188	0.170
Nombre	25	26	27					
Tailles	3750	3900	4050					
Prix\$/KVA	0.183	0.112	0.179					

Tableau IV-2 : Batteries standards possibles pour la ligne de 10 nœuds.

Nombre	1	2	3	4	5	6	7	8
Tailles	150	300	450	600	750	900	1050	1200
Prix\$/KVA _r	0.500	0.350	0.253	0.220	0.276	0.183	0.228	0.170
Nombre	9	10	11	12	13	14	15	
Tailles	1350	1500	1650	1800	1950	2100	2250	
Prix\$/KVA _r	0.207	0.201	0.193	0.187	0.211	0.176	0.197	

Tableau IV-3 : Batterie standards possibles pour la ligne de 33 nœuds.

Nombre	1	2	3	4	5	6	7	8	
Tailles	150	300	450	600	750	900	1050	1200	
Prix\$/KVA _r	0.500	0.350	0.253	0.220	0.276	0.183	0.228	0.170	
Nombre	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Tailles	1350	1500	1650	1800	1950	2100	2250	2400	2550
Prix\$/KVA _r	0.207	0.201	0.193	0.187	0.211	0.176	0.197	0.180	0.189

Tableau IV-4 : Batteries standards possibles pour la ligne de 69 nœuds.

IV.3.1 TABLEAU DES RESULTAS DES VALEURS DE TENSION

Les résultats obtenus dans chacun des trois cas des lignes après compensation sont présentés dans les tableaux : 1, 2 et 3 ci-dessus :

Nœuds	La tension V (pu)	Les pertes totales
0	1.0000	
1	0.9999	
2	0.9992	Actives
3	0.9897	761.9600 kW
4	0.9808	
5	0.9605	Réactives
6	0.9533	932.7170 kVA _r
7	0.9393	
8	0.9150	
9	0.9000	

Tableau IV-5 : Résultats ; Réseau de 10 jeux de barres

JB	Tension V (pu)	JB	Tension V (pu)	JB	Tension V (pu)
0	1.0000	11	0.9487	22	0.9845
1	0.9977	12	0.9467	23	0.9807
2	0.9884	13	0.9444	24	0.9806
3	0.9831	14	0.9432	25	0.9639
4	0.9794	15	0.9431	26	0.9624
5	0.9698	16	0.9433	27	0.9577
6	0.9632	17	0.9429	28	0.9546
7	0.9621	18	0.9956	29	0.9511
8	0.9601	19	0.9912	30	0.9471
9	0.9529	20	0.9892	31	0.9459
10	0.9505	21	0.9859	32	0.9459
Pertes de puissances totales	Active : 128.0585 KW et Réactive : 94.0669 kVAr				

Tableau IV-6 : Résultats ; Réseau de 32 jeux de barres.

JB	Tension V (pu)	JB	Tension V (pu)	JB	Tension V (pu)
0	1.0000	23	0.9532	47	0.9736
1	1.0000	24	0.9530	48	0.9735
2	1.0000	25	0.9999	49	0.9501
3	0.9999	26	0.9987	50	0.9469
4	0.9927	27	0.9987	51	0.9287
5	0.9918	28	0.9986	52	0.9198
6	0.9771	29	0.9986	53	0.9198
7	0.9738	30	0.9986	54	0.9163
8	0.9622	31	0.9985	55	0.9163
9	0.9578	32	0.9978	56	0.9122
10	0.9567	33	0.9960	57	0.9070
11	0.9561	34	0.9958	58	0.9071
12	0.9553	35	0.9957	59	0.9067
13	0.9553	36	0.9951	60	0.9067

14	0.9551	37	0.9951	61	0.9050
15	0.9547	38	0.9951	62	0.9046
16	0.9541	39	0.9948	63	0.9045
17	0.9538	40	0.9940	64	0.9545
18	0.9536	41	0.9944	65	0.9578
19	0.9536	42	0.9944	66	0.9576
20	0.9536	43	0.9998	67	0.9567
21	0.9535	45	0.9997	68	0.99567
22	0.9535	46	0.9997		
Pertes de puissance s totales	Active : 217.617 kW et Réactive : 86.3581 kVAr				

Tableau IV-7 : Résultats ; Réseau de 69 jeux de barres

IV.3.2 EMBLACEMENT DES BATTERIES DANS LES TROIS DIFFERENTS RESEAUX

Réseau	10 jeux de barre	33 jeux de barre	69 jeux de barre
Emplacement des batteries	1, 2, 3, 4, 5, 6,7 et 9	3,16 et 28	10, 44,59 et 62
Taille de batteries (kVAr)	450, 2400, 900,2400, 1200, 1500,600 et 750	600,300 et 1050	150, 750, 1200 et 150
Total (kVAr)	10200	1950	2250

Tableau IV-8 : Emplacement des batteries dans les réseaux de 10, 33 et 69 jeux de barre.

❖ *Interprétation*

Comparant les résultats eus dans les trois réseaux 10, 33 et 69 jeux de barre, on remarque qu'à chaque fois le nombre de ramification augmente les pertes de puissances diminue ou autrement dit les chutes de tension décroissent.

IV.4 DISCUSSION DES VALEURS APRES COMPENSATION

a. Réseau de 10 nœuds

Les tensions relatives minimale et maximale passent de leurs valeurs de 0.8314 et 1.0000 à 0.9000 et 1.0000 pu.

Les pertes de puissance réactive quant à elles passent de 1049.7 kVA à 932.7170 kVAr pour les composantes actives et de 861.0900 kW à 761.9600 kW

b. Réseau de 33 nœuds

On a une amélioration de la tension dont les valeurs minimale et maximale deviennent respectivement 0.9429 pu et 1.000 pu.

Les pertes de puissance réactive quant à elles passent de 141.9288 kVAr à 94.0669 kVAr pour les composantes actives et de 193.4007 kW à 128.0585 KW.

c. Réseau de 69 nœuds

Les tensions minimales et maximale 0.8748 et 1.000 passe à 0.9045 et 1.0000 le profil de la tension est amélioré.

Les pertes de puissance réactive quant à elles passent de 133.2202 kVAr à 86.3581 kVAr pour les composantes actives et de 338.1889kW à 217.617 kW. On a nettement une réduction des pertes.

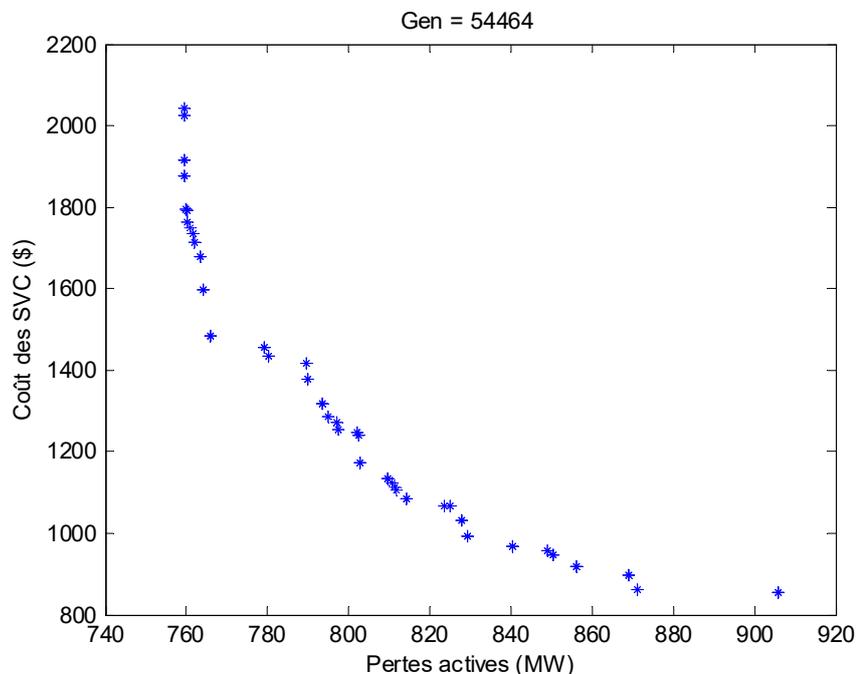


Figure IV-1 : Variation des pertes actives en fonction du coût des SVC(\$), 10 JB

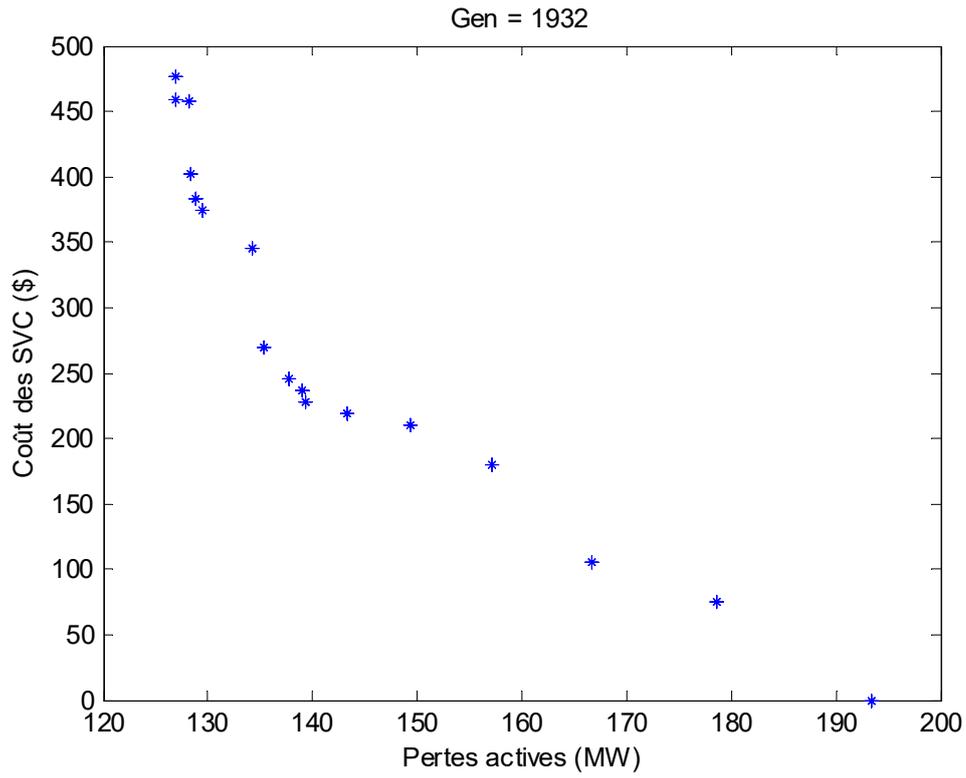


Figure IV-2 : Variation des pertes actives en fonction du coût des SVC(\$), 33 JB

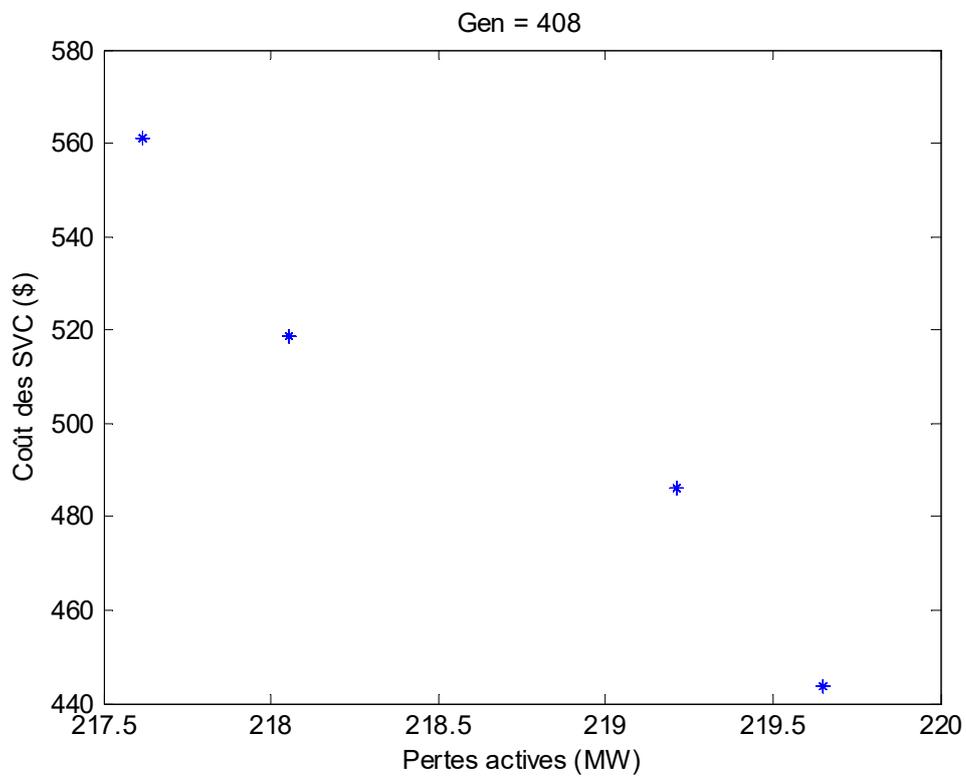


Figure IV-3 : Variation des pertes actives en fonction du coût des SVC(\$), 69 JB

Pour les 3 lignes et d'après les courbes obtenues en diminuant les pertes actives le coût des batteries augmente pour une meilleure compensation.

IV.5 CONCLUSION

Dans le présent chapitre une nouvelle méthode d'optimisation de la compensation de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution a été présentée.

Des pertes réactives de la puissance. En effet, lorsqu'on place des batteries de condensateurs, on a amélioration de la tension d'où non seulement une réduction des pertes de puissance active mais aussi, une réduction des pertes de puissance réactive.

La méthode que nous avons présentée dans ce chapitre, classée parmi les méthodes métaheuristiques,

Sur le plan de l'efficacité de la méthode, les résultats auxquels on est arrivé montrent, qu'elle conduit à des solutions faisables sur le plan pratique en un temps très petit.

CONCLUSION GENERALE

Dans notre travail dans le cadre de ce mémoire, nous avons présenté une solution pour le problème de la circulation des forts courants réactifs dans les réseaux de distribution équilibrés. Une technique métaheuristique de solution a été proposée pour réduire les pertes de puissance a été proposée en utilisant l'algorithme génétique NSGAI. Dans cette méthode, on a réussi à diminuer les pertes actives et réactives calculés dans l'écoulement de puissance avant la compensation.

Le choix des nœuds candidats pour recevoir les batteries de condensateurs est arbitré par la sensibilité des pertes de puissance de l'ensemble du système électrique étudié au courant réactif de charge de chaque nœud. Le nœud le plus sensible est donc celui dont le courant réactif de charge produit le plus de réduction des pertes.

Les tailles optimales des batteries sont quant à elles sont déterminées de sorte qu'elles rendent la fonction coût ou retour économique maximale comme le montre les courbes couts en fonction des pertes lorsque le cout est maximal les pertes sont minimums et lorsque les pertes sont importantes le cout est nulle cela veut dire qu'on n'a pas placé de batteries.

Dans cette fonction objectif, on a introduit la réduction des pertes réactives de puissance du fait que, l'installation des batteries réduit, non seulement les pertes actives de puissance mais aussi, les pertes réactives. Du fait que les batteries sont installées l'un à la suite de l'autre.

Durant ce travail, on s'est aussi occupé de la résolution du problème de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution qui est un préalable à la conduite de la compensation de l'énergie réactive, le calcul de l'écoulement de puissance est impératif. Une méthode itérative a été développée dans ce but où une technique propre à nous a été donnée pour reconnaître la configuration du réseau.

Annexes

Annexes 1 :

Les données du réseau radial avec une seule branche à 10 jeux de barres sont consignées dans le tableau.1. La tension de base est égale à 23 kV, la puissance de base est égale 4186 kVA.

Numéro de la branche	Nœuds de départ	Nœuds d'arrivée	r (Ω)	x (Ω)	Pl (kW)	Ql (kVAr)
1	1	2	0.1233	0.4127	1840	460
2	2	3	0.2466	0.6051	980	340
3	3	4	0.7463	1.2050	1790	446
4	4	5	0.6984	0.6084	1598	1840
5	5	6	1.9831	1.7276	1610	600
6	6	7	0.9053	0.7886	780	110
7	7	8	2.0552	1.1640	1150	60
8	8	9	2.7160	2.7160	980	130
9	9	10	5.3434	3.0264	1640	200

Tableau. A.1 : Données de la ligne de 10 jeux de barres

Les données du réseau de distribution radial à branche principale avec des ramifications contiennent 33 jeux de barres sont consignées dans le tableau.2 : La tension de base à 12.66 kV, la puissance de base est de 2300 MVA.

Numéro de la branche	Nœuds de départ	Nœuds d'arrivée	r (Ω)	x (Ω)	Pl (kW)	Ql (kVAr)
1	0	1	0.092200	0.047000	100.000000	60.000000
2	1	2	0.493000	0.251100	90.000000	40.000000

3	1	18	0.366000	0.186400	120.000000	80.000000
4	2	3	0.381100	0.194100	60.000000	30.000000
5	2	22	0.819000	0.707000	60.000000	20.000000
6	3	4	0.187200	0.618800	200.000000	100.000000
7	4	5	0.711400	0.235100	200.000000	100.000000
8	5	6	1.030000	0.740000	60.000000	20.000000
9	5	22	1.044000	0.740000	60.000000	20.000000
10	6	7	0.196600	0.065000	45.000000	30.000000
11	7	8	0.374400	0.123800	60.000000	35.000000
12	8	9	1.468000	1.155000	60.000000	35.000000
13	9	10	0.541600	0.712900	120.000000	80.000000
14	10	11	0.591000	0.526000	60.000000	10.000000
15	11	12	0.746300	0.545000	60.000000	20.000000
16	12	13	1.289000	1.721000	60.000000	20.000000
17	13	14	0.732000	0.574000	90.000000	40.000000
18	14	15	0.164000	0.156500	90.000000	40.000000
19	15	16	1.504200	1.355400	90.000000	40.000000
20	16	17	0.409500	0.478400	90.000000	40.000000
21	18	19	0.708900	0.937300	90.000000	40.000000
22	19	20	0.451200	0.308300	90.000000	50.000000
23	20	21	0.898000	0.709100	420.000000	200.000000
24	22	23	0.896000	0.701100	420.000000	200.000000
25	23	24	0.203000	0.103400	60.000000	25.000000
26	25	26	0.284200	0.144700	60.000000	25.000000
27	26	27	1.059000	0.933700	60.000000	20.000000
28	27	28	0.804200	0.700600	120.000000	70.000000
29	28	29	0.507500	0.258500	200.000000	600.000000
30	29	30	0.974400	0.963000	150.000000	70.000000
31	30	31	0.310500	0.361900	210.000000	100.000000
32	31	32	0.341000	0.530200	60.000000	40.000000

Tableau. A.2 : Données de la ligne de 33 jeux de barres

Les données du réseau de distribution radial à branche principale avec des ramifications contiennent 69 jeux de barres sont consignées dans le tableau.3, avec une tension de base est égale à 12.66 kV, la puissance de base est égale à 2667.8 MVA.

Numéro de la branche	Nœuds de départ	Nœuds d'arrivée	r (Ω)	x (Ω)	PI (kW)	QI (kVAr)
0	0	1	0.000500	0.001200	0.000000	0.000000
2	1	2	0.000500	0.001200	0.000000	0.000000
3	2	3	0.001500	0.003600	0.000000	0.000000
4	2	27	0.025100	0.029400	0.000000	0.000000
5	2	35	0.366000	0.186400	2.600000	2.200000
6	3	4	0.381100	0.194100	40.40000	30.00000
7	3	46	0.092200	0.047000	75.00000	54.00000
8	4	5	0.049300	0.025100	30.00000	22.00000
9	5	6	0.819000	0.270700	28.00000	19.00000
10	6	7	0.187200	0.061900	145.00000	104.000000
11	7	8	0.711400	0.235100	145.000000	104.000000
12	7	50	1.030000	0.340000	8.000000	5.500000
13	8	9	1.044000	0.345000	8.000000	5.500000
14	8	52	1.058000	0.349600	0.000000	0.000000
15	9	10	0.196600	0.065000	45.50000	30.00000
16	10	11	0.374400	0.123800	60.00000	35.00000
17	10	65	0.004700	0.001600	60.00000	35.00000
18	11	12	0.327600	0.108300	0.000000	0.000000
19	11	67	0.210600	0.069600	1.000000	0.600000
20	12	13	0.341600	0.112900	114.00000	81.00000
21	13	14	0.014000	0.004600	5.300000	3.500000
22	14	15	0.159100	0.052600	0.000000	0.000000
23	15	16	0.346300	0.114500	28.000000	20.000000
24	16	17	0.748800 0	0.247500	0.000000	0.000000
25	17	18	0.308900	0.102100	14.000000	10.000000

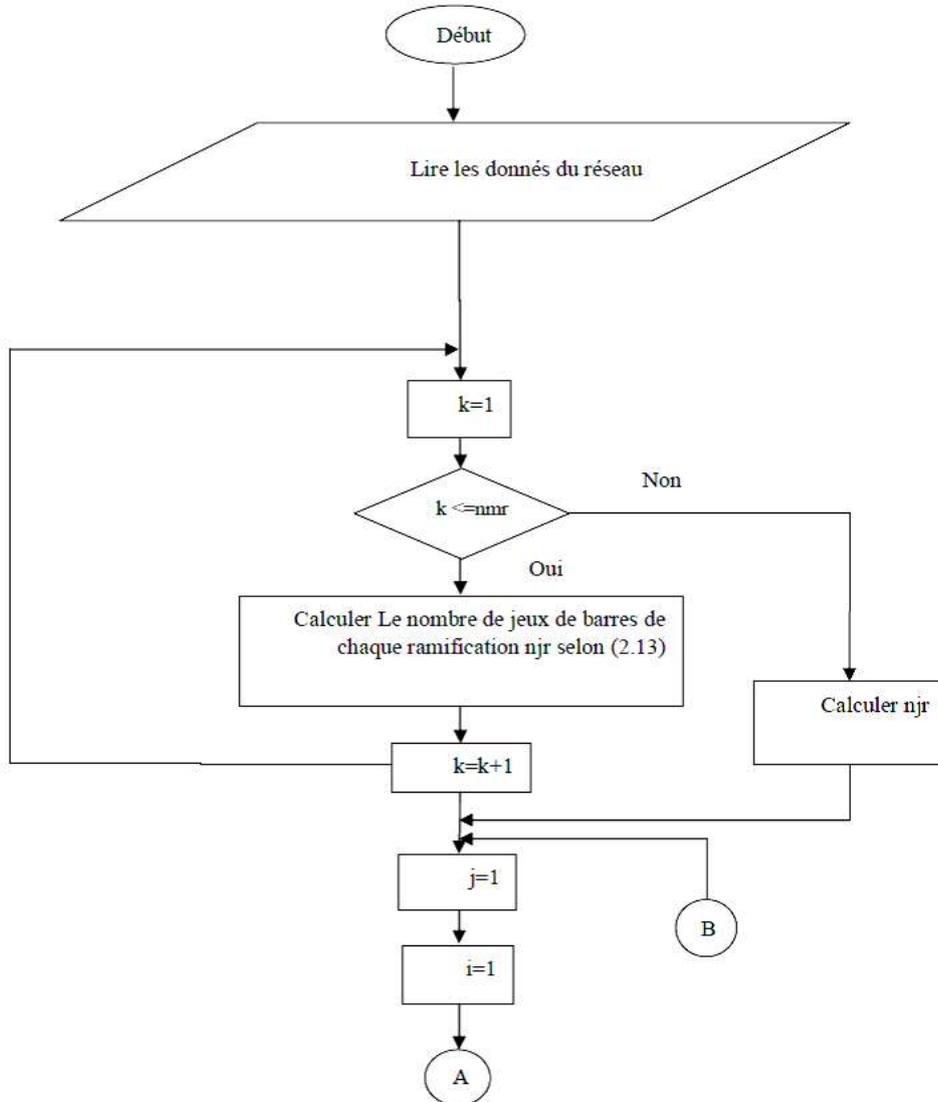
26	18	19	0.173200	0.057200	14.000000	10.000000
27	19	20	0.004400	0.010800	26.000000	18.600000
28	20	21	0.064000	0.156500	26.000000	18.600000
29	21	22	0.397800	0.131500	0.000000	0.000000
30	22	23	0.070200	0.0.023200	0.000000	0.000000
31	23	24	0.351000	0.116000	0.000000	0.000000
32	24	25	0.839000	0.281600	14.000000	10.000000
33	25	26	1.708000	0.564600	19.500000	14.000000
34	27	28	1.474000	0.487300	6.000000	4.000000
35	28	29	0.004400	0.010800	26.000000	18.550000
36	29	30	0.064000	0.156500	26.000000	18.550000
37	30	31	0.105300	0.123000	0.000000	0.000000
38	31	32	0.030400	0.035500	24.000000	17.000000
39	32	33	0.001800	0.002100	24.000000	17.000000
40	33	34	0.728300	0.850900	1.2000000	1.000000
41	35	36	0.310000	0.362300	0.000000	0.000000
42	36	37	0.041000	0.047800	6.000000	4.300000
43	37	38	0.009200	0.011600	0.000000	0.000000
44	38	39	0.108900	0.137300	39.220000	26.300000
45	39	40	0.000900	0.001200	39.220000	26.300000
46	40	41	0.003400	0.008400	0.000000	0.000000
47	41	42	0.085100	0.208300	79.000000	56.400000
48	42	43	0.289800	0.709100	384.700000	274.500000
49	43	44	0.082200	0.201100	384.700000	274.500000
50	44	45	0.092800	0.047300	40.500000	28.300000
51	46	47	0.331900	0.111400	3.600000	2.700000
52	47	48	0.174000	0.088600	4.350000	3.500000
53	48	49	0.203000	0.103400	26.400000	19.000000
54	50	51	0.284200	0.144700	24.000000	17.200000
55	52	53	0.281300	0.143300	0.000000	0.000000
56	53	54	1.590000	0.533700	0.000000	0.000000
57	54	55	0.783700	0.263000	0.000000	0.000000
58	55	56	0.304200	0.100600	100.00000	72.000000

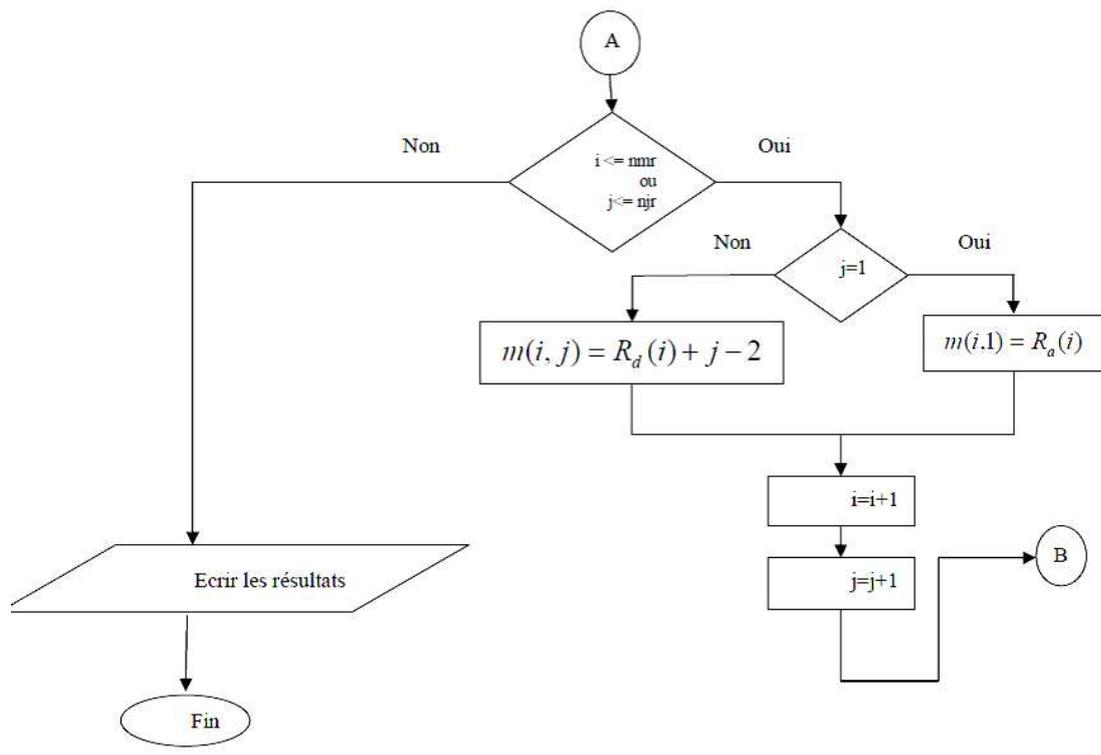
59	56	57	0.386100	0.117200	0.000000	0.000000
60	57	58	0.507500	0.258500	1244.000000	888.000000
61	58	59	0.097400	0.049600	32.000000	23.000000
62	59	60	0.145000	0.073800	0.000000	0.000000
63	60	61	0.710500	0.361900	227.000000	162.000000
64	61	62	1.041000	0.530200	59.000000	42.000000
65	62	63	0.201200	0.061100	18.000000	13.000000
66	63	64	0.004700	0.001400	28.000000	20.000000
67	65	66	0.739400	0.244400	28.000000	20.000000
68	67	68	0.004700	0.001600	28.000000	20.000000

Tableau. A.3 : Données de la ligne de 69 jeux de barres.

Annexe.2 :

L'organigramme permettant de former la matrice « m » expression de la configuration des lignes de ramification est le suivant :





Bibliographie

- [1] Nabil MANCER : « Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS) » Thèse de Magister, 2012.
- [2] GUILLAUME RAMI : « contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution » Thèse de doctorat INPG, 2006.
- [3] KOUADRA Foued : « Etude des Variations Rapides de Tension pour le Raccordement d'une Production Décentralisée dans un Réseau MT » Thèse de Magister, Université Mentouri de Constantine.
- [4] Olivier RICHARDOT : « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée » Thèse de doctorat INPG, 2000.
- [5] Cong Duc PHAM : « Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée » Thèse de doctorat INPG, 2005.
- [6] LABED Djamel : « Production Décentralisée et Couplage au Réseau » Thèse de Doctorat, Université Mentouri de Constantine.
- [7] « EN 50610 (NF C02-160) : Caractéristiques de la Tension Fournie par les Réseaux Publics de Distribution », Union Technique de l'Electricité et de la communication (UTE), France, 2000.
- [8] C.A Gross : « Power System Analysis », John Wiley & Sons, Inc., New York, 1979.
- [9] Abdelaali Alibi : « Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS: (Flexible AC Transmission Systems) » Thèse de Magister en Electrotechnique, université de BATNA, 2009.
- [10] B. M Weedy : « Electric Power Systems », 3rd éd., John Wiley & Sons Ltd., London, 1979.
- [11] Oussama MAMMARI : « Différentes Méthodes de Calcul de la Puissance Réactive dans un Nœud à Charge non Linéaire en Présence d'un Système De Compensation de l'énergie » Thèse de Magister, université de Batna, 2012.
- [12] W.G. Tinney and C.E. Hart : « Power flow solution by Newton's method ». IEEE Trans on Power Apparatus and systems, vol. PAS-86, N° 11, November 1967, pp.1449-1460.

- [13] B. Stott and O. Alsac : « Fast decoupled load flow ». IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, vol.2, N° 7, July 1974, pp.859-869.
- [14] S.K. Gsowami : « Direct solution of distribution systems ». IEEE Proceeding-c, vol.138, N° 1, January 1991.
- [15] D. Das, D.P. Kothari, A. Kalam : « Simple and Efficient Method for Load Flow Solution Radial Distribution Network ». Electrical Power Energy System 17(5), pp.335-346. 1995.
- [16] T.K. Abdul-Rahman, G.B. Jasmon : « A New Technique for Voltage Stability Analysis in a Power System and Improved Load Flow Algorithm for Distribution Network ». IEEE catalogue N° 95TH8130, pp.714-719, 1995.
- [17] M.H. Haque : “Efficient Load Flow Method for Distribution Systems with Radial or Mesh Configuration”. IEEE Proc. Gener. Trans. Distrib. 143(1) (1996), pp.33-38.
- [18] D. Thurkaram, H.M. Wijekoon Banda, J. Jerome : « A robust three phase power flow Algorithm for Radial Distribution Systems ». Electric Power Systems Research 50 (1999), pp.227-236.
- [19] S. Gosh and D. Das : « Method for Load Flow Solution of Radial Distribution Networks ». IEEE Proc. Gene. Trans. Distrib, vol.146, N° 61, pp.641-648, 1999.
- [20]- S. Mok, Cao.L.M. Salama : « A New Approach for Power Flow Analysis of Balanced Radial Distribution Systems ». Electric Machines and Power Systems, vol.28, pp.325-340, 2000.
- [21] M.H. Haque : « A General Load Flow Method for Distribution Systems ». Electric Power Systems Research, vol.54, pp.47-54, 2000.
- [22] P. Aravindhababu, S. Ganapathy, K.R. Nayar : « A Novel Technique for the Analysis of Radial Distribution Systems ». Electrical Power and Energy Systems 23 (2001), pp.167-171.
- [23] A. Augugliaro, L. Dusouchet, M.G. Ippolito, E. Riva : « En Efficient Iterative Method for Load-Flow Solution in Radial Distribution Networks ». IEEE Porto Power Tech. Conference 2001; 10-13 Sept. Porto Portugal.
- [24] S.F. Mekhamer, S.A. Soliman, M.A, M.E : « Load flow solution of radial distribution feeders: a new contribution ». Electrical Power and Energy Systems 24 (2002), pp.701-707.
- [25] M.E. Baran and F.F. Wu : « Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing ». IEEE Trans. On Power Delivery, vol.4 N° 2, 1989, pp.1401-1407.
- [26] M. Afsari, S.P. Singh, G.S. Raju : « A Fast Power Flow Solution of Radial Distribution Networks » Electric Power Components and Systems 30 (2002), pp.1065-1074.

- [27]- R. Ranjan and D. Das : « Simple and Efficient Computer Algorithm to Solve Radial Distribution Networks ». Electric Power Components and Systems, vol.31, 2003, pp.95-107.
- [28]- R. Ranjan, B. Venkatesh, D, Das : « A New Algorithm for Power Distribution System Planning ». Electric Power Systems Research vol.62 (2002), pp.55-65.
- [29] R. Ranjan, B. Venkatesh, D. Das : « A New Algorithm for Power Distribution System Planning ». Electric Power Components and Systems, vol.31, 2003, pp.501-511.
- [30] Abdelatif Hamouda, Khaled Zehar : « Improved Algorithm for Radial Distribution Networks Load Flow Solution » Electrical Power & Energy Systems, vol.33, pp.508-514, 2011.
- [31] TEBANI Wissame : « Compensation optimale de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution » Thèse de Magister, université Ferhat Abbas – Sétif, 2012.
- [32] Abdelatif Hamouda : « Contribution à l'étude de l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive », Thèse Doctorat.
- [33] BELAZZOUG Messaoud : « Optimisation multi-objectif de la Compensation de l'Energie Réactive dans les Réseaux Electriques par les Algorithmes Evolutionnaires», Thèse de doctorat, université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene, 2011.
- [34] M.FATAH Amir : « Etude du fonctionnement des centres de production dans un système de marché libre de l'énergie électrique », Thèse de Magister, 2012.