REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DR. YAHIA FARES DE MEDEA

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



Mémoire de Projet de Fin d'Etude

Présenté pour l'obtention du diplôme

de Master en Génie Electrique

***Spécialité* : Réseaux électriques**

Thème

placement optimal de batterie de condensateur sur réseau MT 30KV

Proposé et dirigé par :

PROF : SBAA KARIM

Préparé et présenté :

- GHERABA BILLEL
- BELHACHMI AYOUB

Année universitaire 2018_2019

Remerciements

Tout d'abord, nous remercions Dieu de nous avoir donné courage et patience pendant toutes ces années d'études.

Après cela, nous voudrions remercier tous ceux qui nous ont aidés et guidés tout au long de ce travail, et nous sommes reconnaissants pour tous les conseils, les orientations et la patience.

Nous remercions tous les enseignants du département de génie électrique de l'Université de Médéa pendant les années d'études.

Nous remercions toutes les personnes qui ont contribué directement ou indirectement au développement de ce travail.

Nous remercions chaleureusement nos familles et amis

Par Billel

Dédicaces

Je dédie ce travail :

A ma très chère Mère et mon très chère Père

A mes chers frères et mes chères soeurs

A ceux qui m'ont toujours encouragé pour que je réussisse dans mes études

A ceux qui ont veillé pour mon bien être

Le jour est venu pour les remercier

A tous mes ami(e)s qui ont toujours été présents pour moi,

Et a tous le groupe Réseau électrique

AYOUB

Dédicaces

Je dédie ce travail

A ma Mère et mon A mes chers frères et mes chères sœurs

A ceux qui m'ont toujours encouragé pour que je réussisse dans mes études

A ceux qui ont veillé pour mon bien être

Le jour est venu pour les remercier

A toute la famille

A tous mes ami(e)s qui ont toujours été présents pour moi,

Et a tous le groupe Réseau électrique

BILLEL

Sommaire

Liste des Figures
Liste des Tableaux
Introduction générale ……..…01

Chapitre 1: Géneraliter sur le réseau electrique

I.1. Introduction …….…….03

I .2 .Fonctionnement des systèmes électriques……..……...03
1.2.1 Production ……...05
1.2.2 Transport…….…..……..….05
I.2.3 Distribution …….……06
1.3-Architecture du réseau de distribution HTA…….....07
1.3.1.Les poste de transformation HTB/HTA …….……..……..07
1.3.2-Les lignes ou départs HTA…….……..08
1.4.Les réglages de tension……..…….11
1.6 Conclusion ……..…….……..12

Chapitre 2 : Calcul de L'écoulement de puissance

2.1. Introduction…….13

2.2.Unite relative…….…..…..……...…14

2.3.Modélisation des branche et des charges……...……...…14

2.3.1.Modélisation disbranches…….…..…..14

2.3.2.Modélisation des charges……..…….……..…15

2.4.Modélisation de l'ecoulement de puissance……..…….……..…15

2.4.1.Réseaux en échelle……..…16

2.4.1.1. Puissance dans les branches……..……...16

2.4.1.2 Courant dans Les branches……...18

2.4.1.3.Tension d'un nœud…….…….19

2.4.2. Ligne avec ramifications…….19

2.4.2.1. Recherche de la configuration de la ligne……..…….…….…20

2.4.2.2 Puissances dans les branches……....…….21

2.4.2.3. Tension d'un nœud…….……..22

2.5.Méthode de solution……..…….....22

2.6. Organigramme de methode……...……..22

2.6.1. Ligne en échelle…….…….....22

2.7.Test et validation……...…….24

2.8. Discusion des resultants…….……..28

2.8.1.Réseau de 33 nœud (Tableau.2.1)……...28

2.8.2.Réseau de 118 jeux de barres(Tableau..2.2)……...…29

.9.Conclusion……....31

Chapitre 3: Algorithme génétique

3.1.Introduction ……..…….……..32

3.2. Définition ……....…32

3.3. Terminologie ……..……..…..32

3.4. Principe ……...32

3.5.Présentation des algorithmes génétiques …….……33

3.5.1.Fonction d'evaluation et fonction fitness ……..……33

3.5.2.Codage et Décodage des Variables …….……...….34

3.5.3. Sélection des individus pour la reproduction ……..34

3.5.3.1.Les différentes séthodes de sélection ……..…..34

3.5.4.La recombinaison génétique …….36

3.5.4.1 .Croisement ……...…36

3.5.4.2 .Mutation …….…...…...37

3.6 .Les avantages des algorithmes génétiques …….…..…..…38

3.7. Conclusion ……..……..39

Chapitre 4 : Simulation et Résultat

4.1.Introduction……..…40

4.2. Definition logiciel……..……..…….40

4.3.Formulation du probleme……...40

4.4.Reduction des pertes de puissannce……..….41

4.4.1.Pertes de puissance active…….....41

4.5. Réduction des pertes de puissance réactive…….……43

4.5.1Pertes de puissance réactive……...……43

4.6. Puissanse et emplacement optimal des batteries……44

4.6.1.Problème général……....44

4.7. Emplacement optimaux des batteries……..…...44

4.8.Determination des tailles optimales……..…….45

4.9. Strategie de solution…….…….…...46

4.10.Alghorithme de calcul…….47

4.11.Teste et validation de la méthode……...48

4.12.Resultats et discussion……...….48

4.12.1. Réseau de 33nœuds……48

4.12.2.Réseau de 118nœuds…….……..……52

4.13 Conclusion……..…....57

Conclusion générale …….……..…....58

Référence Bibliographiques

ANNEXES

Liste des figures

Fig 1.1 : Architecture générale du réseau d'énergie électrique en Algérie……..….04

Fig 1.2 : Appellations normalisées des différents niveaux de tension……..…06

Fig 1.3 : Schéma général d'un poste source HTB/HTA ……..08

Fig I.4: Simple dérivation…….….09

Fig 1.5. Réseau HTA souterrains en double derivation……...…….…….10

Fig.2.1 : Schema unifilaire d'une branche……..14

Fig.2.2 : schéma unifilaire de la ligne de 10 nœud……..…16

Fig.2.3 : Schéma équivalent d'une branche……..…..17

Fig.2.4 : schéma unifilaire de la ligne de 33 nœud……..…….….19

Fig.5 : schéma unifilaire de la ligne de 118 nœud……..……..…25

Fig.2.6 : Tension avant compensation de Ligne de 33 nœuds…….28

Fig.2.7 : Pertes de puissance active et réactive avant compensation dans les branches de Ligne de 33 ……....29

Fig.2.8 : Tension avant compensation de Ligne de 118 nœuds……..…30

Fig.2.9: Pertes de puissance active de branche avant compensation de ligne de 118 nœud……..…….……30

Fig.2.10: Pertes de puissance réactive de branche avants compensation de ligne de 118 nœud……..31

Fig 3.1 : codage et décodage des variables……..34

Fig 3.2 :Exemple de sélection par roulette……35

Fig 3.3:Représentation schématique du croisement en un point……37

Fig 3.4: Représentation schématique du croisement en deux points……37

Fig3.5: Représentation schématique de la mutation simple……37

Fig 3.6: Organigramme d'un algorithme génétique……39

Fig 4.1 : Réseaux ramifie avec une batterie au nœud k=6……....42

Fig 4.2 : Tension après compensation de cinq placements de Ligne de 33 nœuds ...49

Fig 4.3 : les pertes actives et réactive de cinq placements de Ligne de 33 nœuds…..49

Fig 4.4 : tensions après compensation de trios placement de Ligne de 33 nœuds……51

Fig 4.5 : les pertes actives et réactives de trois placements de Ligne de 33 nœuds…...51

Fig 4.6 : tensions après compensation de six placement de Ligne de 33 nœuds…….53

Fig 4.7 : es pertes active et réactive de six placements de Ligne de 33 nœuds……53

Fig 4.8 : Tension après compensation de cinq placement de Ligne de 118 nœuds……55

Fig 4.9 : les pertes actives de cinq placements de Ligne de 118 nœuds…….55

Fig 4.10 : les pertes réactives de cinq placements de Ligne de 118 nœuds……56

Liste des Tableaux

Tableau 1.1 : Tableau des domaines de tension……..…06

Tableau 1.2: Limites de fonctionnement du réseau de distribution……..…12

Tableau.2.1: Solution de l'écoulement de puissance de 33 nœud……..26

Tableau.2.2 : Solution de l'écoulement de puissance de 118 nœud……..26

Tableau.IV.1 : Comparaison des résultats de réseaux de 33 nœuds……...48

Tableau.IV.2: Comparaison des résultats de trois placement de réseaux de 33 nœuds.....50

Tableau.IV.3: Comparaison des résultats de six placement de réseaux de 33 nœuds……...52

Tableau.IV.4 : Comparaison des résultats de réseaux de 33 nœuds……..….54

Introduction général

Les condensateurs ont été très couramment utilisés pour fournir une compensation de puissance réactive dans les systèmes de distribution. Ils sont utilisés pour réduire les pertes de puissance et maintenir un profil de tension dans des limites acceptables. Les avantages de la compensation dépendent grandement de la manière dont les condensateurs sont placés sur le système, notamment de l'emplacement et de la taille des condensateurs ajoutés. Dans le problème de l'optimisation combinatoire, le grand nombre de combinaisons dans l'espace de solution rend le processus de recherche de solution un lourd fardeau. Dans cette thèse, nous présentons une méthode optimale de placement de condensateur qui applique des algorithmes génétiques et des facteurs de sensibilité à la sélection optimale de condensateurs pour différents noeuds d'alimentation à un modèle de charge donné.

À partir des facteurs de sensibilité et de la liste de priorités obtenus, nous pouvons déterminer les nœuds sensibles. Les nœuds sensibles sont les nœuds auxquels s'ajoutent des condensateurs qui auront un effet plus important sur la réduction des pertes de puissance et l'amélioration du profil de tension. Par conséquent, ces nœuds sensibles peuvent servir d'emplacements candidats initialement pour le placement de condensateurs. En conséquence, les combinaisons dans l'espace de solution peuvent être considérablement réduites.

L'AG est un mécanisme de recherche basé sur le principe du choix naturel et de la génétique des populations. Les variables de conception demandées sont codées dans une chaîne sous forme d'un ensemble de gènes correspondant aux chromosomes dans les systèmes biologiques. Le concept d'adaptation sélective et de survie du plus apte est utilisé pour parcourir l'espace des paramètres afin de déterminer la chaîne optimale au moyen d'un échange d'informations aléatoire. Au cours de chaque procédure itérative appelée génération, un nouvel ensemble de chaînes est produit à l'aide de règles d'évolution avec performance améliorée. GA a été utilisé avec succès pour résoudre le problème de placement de condensateur dans lequel les variables de conception sont les tailles de condensateur aux emplacements candidats lors de niveaux de charge discrétisés finis. La valeur de fitness de chaque chaîne est composée de la perte de puissance totale et du coût des condensateurs ajoutés à la configuration correspondante des départs [1].

Dans cette formulation, les tailles de condensateur et les paramètres de contrôle sont traités comme des variables discrètes. Il convient de noter que la fonction de coût du placement de condensateur n'est en réalité pas différenciable, ce qui rend difficile l'application de la plupart des techniques d'optimisation non linéaires.

En conséquence, la formulation actuelle du problème de placement de condensateur dans la programmation non linéaire consiste à estimer la fonction de coût par une fonction différentiable. La disponibilité d'une technique d'optimisation polyvalente nous permet de considérer la fonction de coût réaliste malgré sa non-différentiabilité [2].

La nouvelle formulation du problème général de placement de condensateur représente un problème d'optimisation combinatoire avec une fonction objective non différentiable. Dans cette thèse, une méthodologie de solution a été développée et basée sur une optimisation par algorithme génétique afin de déterminer (i) les emplacements d'installation des condensateurs, (ii) les types et les tailles du condensateur à installer.

En fin, une conclusion générale, qui parle sur l'objectif principal de ce mémoire qui est la recherche le meilleur emplacement et la taille optimal de batterie de condensateur. Pour attendre cet Object nous avons utilisé le logiciel de l'écoulement de puissance Matpower en traduisent des paramètres qui définissent de remplacement le meilleur nœud de batterie de condensateur.

Chapitre 1: Géneraliter sur le réseau electrique

I.1. Introduction :[1]

La fonction principale des réseaux de distribution et de transport est d'assurer la mise en commun de tous les moyens de production pour fournir l'énergie électrique aux différents utilisateurs.

Les points de production sont des centrales qui produisent l'énergie électrique provenant de diverses sources d'énergie primaire : nucléaire, hydro-électrique, charbon..., et naturellement les énergies renouvelables : éolienne, PV...

Traditionnellement, les réseaux électriques sont décomposés en trois sous-systèmes : la production, le transport et la distribution. Chaque sous-système est relié par des postes chargés de l'adaptation des niveaux de tension. Ces réseaux utilisent des courants alternatifs à basse fréquence (50Hz ou 60Hz).

Nous distinguons trois types de réseaux électriques:

- Les réseaux de transport et d'interconnexion,
- Les réseaux de répartition,
- Les réseaux de distribution.

I .2 .Fonctionnement des systèmes électriques

Physiquement, le réseau électrique est organisé en différents niveaux de tension : le réseau de transport et de répartition, auxquels sont connectés les grands groupes de productioncentralisée, et le réseau de distribution alimentant la plupart des consommateurs. La figure (1.1) illustre l'architecture ou l'organisation physique générale des réseaux électriques en Algérie.

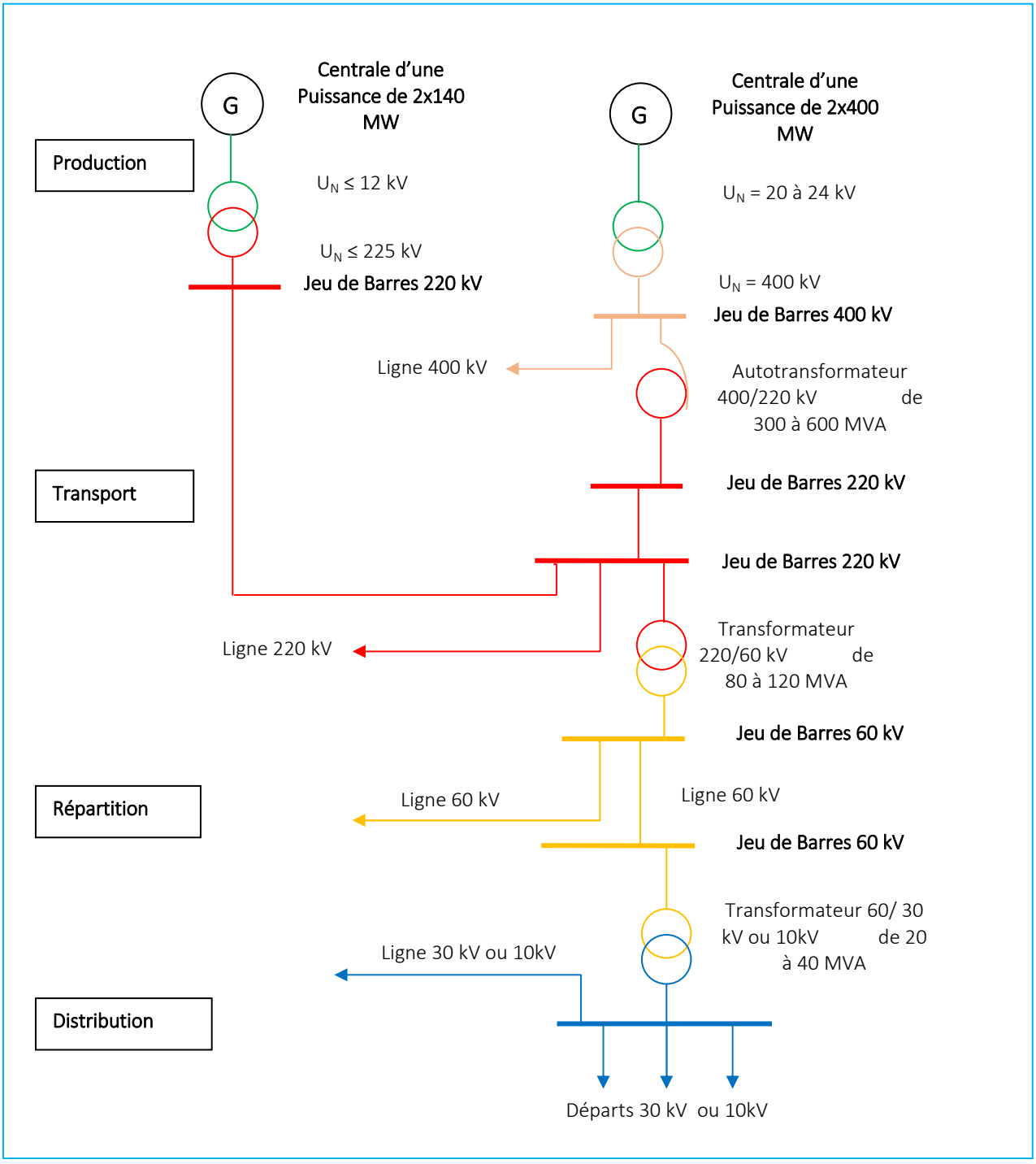


Fig 1.1 : Architecture générale du réseau d'énergie électrique en Algérie

1.2.1 Production :

Les grands groupes de production d'énergie électrique sont en général basés sur des alternateurs synchrones de grandes tailles entraînés par des turbines à vapeur, à gaz ou hydrauliques. Ils sont connectés sur le réseau de transport via un transformateur de groupe. L'ordre de grandeur de la puissance active produite par ces groupes est compris entre 100MW pour les centrales thermiques de faibles puissances et 1650MW pour les plus puissantes
tranches des centrales nucléaires [3]. La production peut être classée suivant le type d'énergie primaire utilisée pour générer de l'électricité.

1.2.2 Transport :

Les réseaux de transport assurent le transport de l'énergie électrique sur de grandes distances. Afin de minimiser, entre autre, les pertes joules sur les lignes ces réseaux sont à très haute tension (de 63 kV à 400 kV). Du point de vue topographique, pour des raisons de sécurité de fonctionnement, les réseaux de transport sont des réseaux maillés ou interconnectés afin de collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport), et de permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion). La structure de ces réseaux est essentiellement de type aérien. Les protections de ces réseaux doivent être très performantes car ces lignes sont vitales pour la stabilité et la sécurité du système tout entier. Les flux de puissance peuvent ainsi être répartis entre toutes les lignes du réseau. Leur gestion est par contre complexe : les transferts de puissance entre zones de production et zones de consommation sont très importants et variables. Ils rendent l'optimisation technico-économique des réseaux difficiles. Par conséquent, de manière générale, les réseaux de transport, comparativement aux réseaux de distribution, sont très supervisés afin de pouvoir effectuer des contrôles de la tension, de la fréquence, la répartition des flux de puissance et des coûts de production, etc.

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension comme suit:

Tableau 1.1 : Tableau des domaines de tension

Domaines de tension		**Valeur de la tension composée nominale (U_n en Volts)**	
		Tension Alternative	Tension Continue
Très Basse Tension (TBT)		$U_n<50$	$U_n<120$
Basse Tension (BT)	BTA	$50 < U_n< 500$	$120 < U_n<750$
	BTB	$500 < U_n< 1000$	$750 < U_n< 1500$
Haute Tension (HT)	HTA ou MT	$1000 < U_n< 50\ 000$	$1500 < U_n<75\ 000$
	HTB	$U_n> 50\ 000$	$U_n> 75\ 000$

Les appellations normalisées des différents niveaux de tension sont présentées dans la figure (1.2).

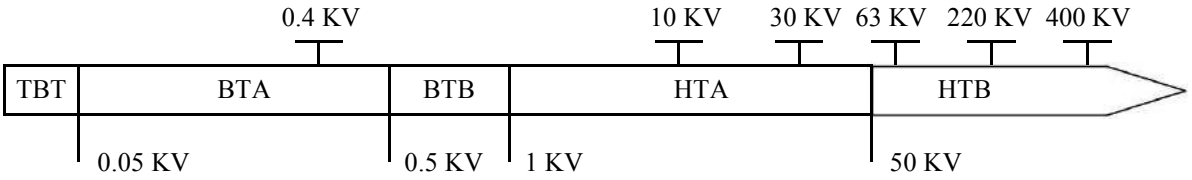


Fig 1.2 : Appellations normalisées des différents niveaux de tension.

I.2.3 Distribution

Les réseaux de distribution constituent l'architecture la plus importante du système électrique. Ils assurent la distribution de l'énergie électrique au niveau local. Leur tension est inférieure ou égale à 50 kV (HTA). Ils sont constitués de deux types de réseaux : le réseau moyenne tension (MT) avec un niveau de 10 kV et 30 kV connecté au réseau de transport, et le réseau basse tension (BT) de tension de 0.4 kV.

Le réseau BT constitue le dernier maillon du système électrique. Ses tronçons sont raccordés au réseau MT dans des postes de transformation HTA/BT. Ces niveaux de tension offrent un compromis technico-économique qui permet à la fois, de diminuer les chutes de tension, de

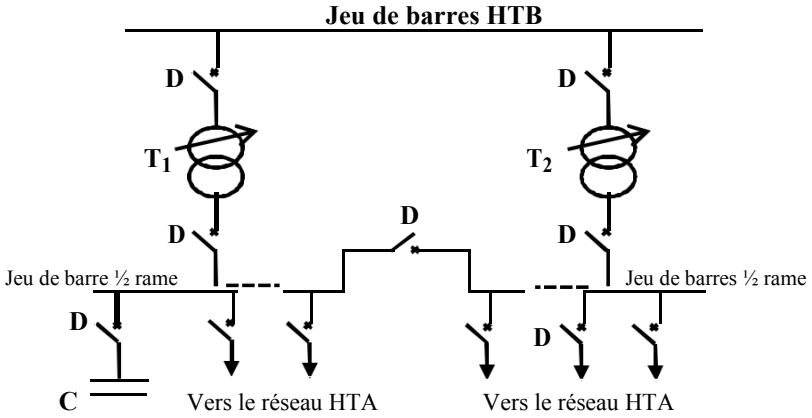
minimiser le nombre de postes source (poste de connexion HTB/HTA) mais également de limiter les contraintes techniques et économiques inhérentes aux hautes tensions

1.3-Architecture du réseau de distribution HTA :

Nos travaux de recherche se limitent aux réseaux dedistribution et plus précisément à la Haute Tension HTA. Physiquement, ce périmètre est délimité par les postes de transformation HTB/HTA (limite supérieure) qui sont la frontière notre les réseaux de transport ou de répartition et le réseau de distribution. Les postes de transformation publique HTA/BT définissent notre limite inférieure. Toutefois nousmodélisons la consommation des postes HTA/BT vue par le réseau HTA. En plus des élémentsétablissant ses frontières, un réseau de distribution dispose d'autres composants comme les lignes, les organes de coupure ou de sectionnement, télécommandés ou manuels et les gradins de condensateurs. C'est pourquoi, nous présenterons dans la suite de ce paragraphe lafonction et le rôle de chacun des éléments et des composants du réseau, sans oublier les architectures physiques, car la composition de tous ces éléments est faite suivant des structures particulières.

1.3.1.Les poste de transformation HTB/HTA :

Plusieurs schémas de postes de transformation encore appelés postes sources HTB/HTA existent dans les réseaux électrique. Ils assurent un rôle de transformation car ils permettent d'abaisser la tension au niveau HTA depuis les points de livraison en HTB pour acheminer l'électricité vers les réseaux de distribution, mais également de protection du réseau. La Figure (1.3), présente le schéma d'un poste source HTB/HTA typique avec deux transformateurs (T_1 et T_2) équipés de régleurs en charge alimentant chacun une demi-rame. Chaque demi-rame alimente à son tour des départs HTA regroupés suivant la nature de l'architecture, souterraine ou aérienne et suivant le type de charge). [8]. Les postes sources sont en général composés de deux à trois transformateurs mais suivant la zone à alimenter, ils peuvent en compter un ou plus de trois. Sur la Figure (1.3) est représenté un poste source composé de deux transformateurs.



D : Disjoncteur de protection ou de tronçonnement
C : Compensation de la puissance réactive

Fig 1.3 : Schéma général d'un poste source HTB/HTA [8]

1.3.2-Les lignes ou départs HTA :

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

a-Réseaux *HTA aériens:*

Les zones rurales à faible densité de charge sont alimentées par des lignes HTA aériennes en simple dérivation figure (1.4), traditionnellement moins coûteuses que les câbles enterrés. Le dimensionnement de ces ouvrages est lie aux chutes de tension maximales admissibles en raison de l'éloignement des charges à desservir. [7]

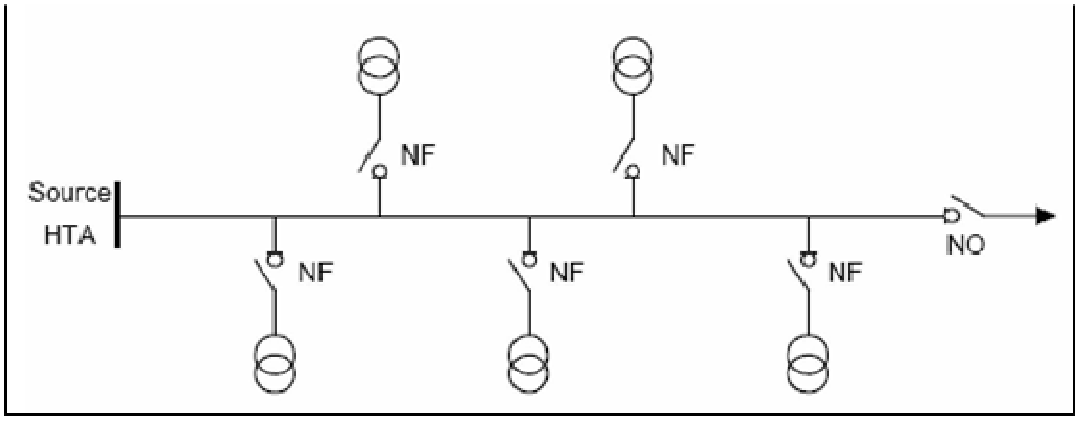


Fig I.4: Simple dérivation

❖ **Avantages**

- Sont moins coûteuses que les câbles souterrains au point de vue des frais d'installation et réparation
- Permettent une surveillance aisée de leur état et un repérage facile des accidents et défauts
- Peuvent être réparées très rapidement en cas d'accident ou de défaut
- Peuvent être surchargées en intensité de courant sans trop de danger

❖ **Inconvenients**

- sont exposées aux surtensions d'origine atmosphérique
- Leur installation donne lieu à de difficiles discussions avec les propriétaires de terrain.
- Soulèvent des problèmes d'esthétique et de respect des sites.
- Sont susceptibles d'induire des forces électromotrices perturbatrices ou dangereuses dans les circuits de télécommunication.
- Sont susceptibles de produire des perturbations radioélectriques gênant les réceptions de radiodiffusions et de télévision.
  - La rupture de leurs conducteurs est susceptible de présenter des dangers pour les personnes, les animaux.

b- *Réseaux HTA souterrains :*

Les zones urbaines ou mixtes à forte densité de charge sont alimentées par des câbles HTA enterrés en double dérivation ou en coupure d'artère

En double dérivation, les postes HTA/BT et 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.

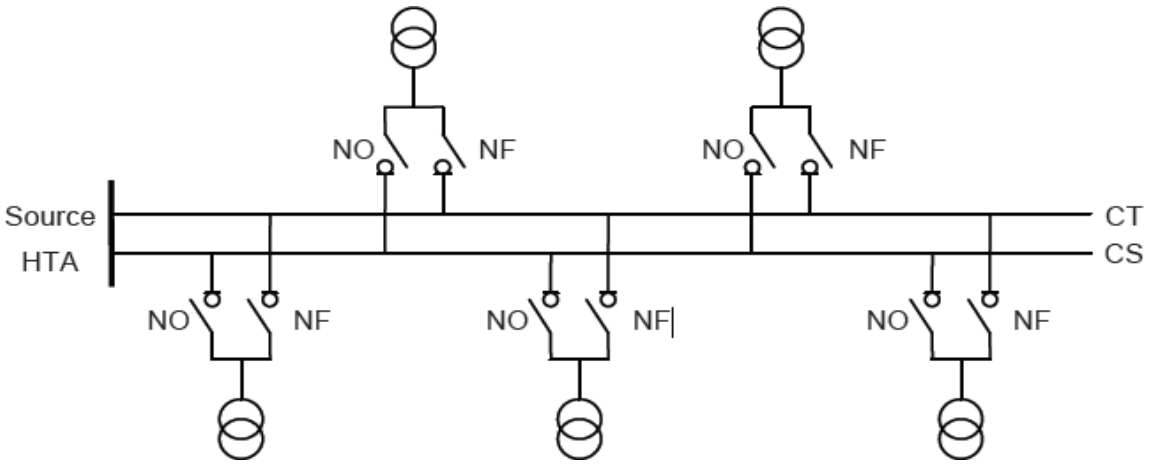


Fig 1.5. Réseau HTA souterrains en double dérivation

❖ **Avantages :**

✓ le repérage des défauts y est délicat et lent

✓ les réparations sont coûteuses est parfois malaisées

✓ leurs armures et gaines doivent être protégées contre les effets de corrosion dus aux courants parasite.

✓ Risquent d'être détériorés en cas de mouvements de terrains (particulièrement à craindre dans les régions minières).

✓ Leur isolement est susceptible d'être détérioré par élévation de température des conducteurs en cas de surcharge.

❖ **Inconvenients**

- le repérage des défauts y est délicat et lent
- les réparations sont coûteuses est parfois malaisées
- leurs armures et gaines doivent être protégées contre les effets de corrosion dus aux courants parasite.
- Risquent d'être détériorés en cas de mouvements de terrains (particulièrement à craindre dans les régions minières).
- Leur isolement est susceptible d'être détérioré par élévation de température des conducteurs en cas de surcharge.

1.4.Les réglages de tension :

La tension et la fréquence sont des paramètres très importants pour l'exploitation d'un système électrique. En effet, ces grandeurs sont les garants
du bon fonctionnement de L'exploitation duréseau tant du point de vu du consommateur, dont certaines machines tournantes ou autres appareils (transformateurs, convertisseurs, etc.) sont dimensionnés pour des valeurs de fréquences ou de tensions fixes, que du point de vu de l'exploitant puisqu'un contrôle efficace de tension et de fréquence garanti une bonne qualité et une bonne continuité de service.

réseau tant du point de vu du consommateur, dont certaines machines tournantes ou autres appareils (transformateurs, convertisseurs, etc.) sont dimensionnés pour des valeurs de fréquences ou de tensions fixes, que du point de vu de l'exploitant puisqu'un contrôle efficace de tension et de fréquence garanti une bonne qualité et une bonne continuité de service.

Tableau 1.2: Limites de fonctionnement du réseau de distribution

	Tension et fréquence normales	Déviations maximalesde tensionsautorisées	Marges de variations de fréquences autorises
BT	Un=400V Fn=50Hz	+6% -10%	± 0.05Hz
HTA	Un=20kV Fn=50Hz	±5%	± 0.05Hz

Les variations de puissances consommées sur le réseau sont inévitables et dépendantes de plusieurs facteurs comme la période de la journée, les saisons ou encore les secteurs de consommations (tertiaires, industriels ou résidentiels). Or, cet équilibre entre la production et la consommation est un facteur de fluctuation de l'onde de tension. Ainsi, plus la production est importante par rapport à la consommation plus la tension sera élevée et inversement. La tension évolue donc également en permanence, le paragraphe suivant expose quels sont les dispositifs de réglage permettant de conserver la tension dans les limites admissibles.

1.6 Conclusion :

Nous avons exposé dans ce premier chapitre d'une manière brève des généralités sur les réseaux électriques, L'objet principal d'un réseau de distribution est bien d'assurer une fourniture idéale de puissance pour les clients. Les demandes des clients en matière de consommation qui augmente d'une manière incessante, a une influence importante sur les réseaux de distribution du fournisseur qui engendre une instabilité et surcharge sur ces réseaux. La satisfaction des dites demandes reste un défi majeur pour le fournisseur.[4]

2.1. Introduction

L'étude de la repartition de charge coordonne la projection d'extension future des systèmes de puissance (dans les réseaux électriques). Ainsi que la détermination du régime de fonctionnement des réseaux existants dans le but d'obtenir l'exploitation la plus économique conduisant à la meilleure utilisation de toutes les sources.Pour ce fait les previsions concernant la consommation et la production sont faites par des études approfondies qui ont à faire aux méthodes numériques appliquées en ce domaine. Ces études ont pour but, le contrôle de l'exécution des programmes ainsi d'établir la surveillance et le maintien de la puissance, la tension,le courant et la fréquence exigée, de façon à réaliser une utilisation optimal des sources énergétiques.

La résolution du problème de l'écoulement de puissance, nous permet de déterminer les valeurs du module et de la phase de la tension en chaque noeud du réseau pour des conditions de fonctionnement données. Ce qui nous permettra de calculer les puissances transitées et généréeset les pertes.Pour résoudre ce problème,il est nécessaire de determiner les conditions de l'opération en régime permanent, d'un système de puissance, qui sont:

* La formulation d'un modèle mathématique appropriée.

*La spécification d'un certain nombre de variables et de contraintes dans les noeuds du système.

*La résolution numérique du système.

*L'étude de l'écoulement de puissance permet:

*L'équilibre entre la production et la demande de l'énergie électrique.

*La précise des valeurs limites de la stabilité technique, pour éviter la détérioration de certains éléments duréseau.

*Le maintien des tensions aux jeux de barresentre les limites tolérées ($V_{min} < V < V_{max}$), pour éviter l'endommagement de certains récepteurs et l'excès des pertes de puissance dans les lignes et les transformateurs…etc.

2.2.Unite relative

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

$$R_B = \frac{10^3 V^2_{Base}}{S_{Base}} \tag{2.1}$$

La résistance normalisée est alors obtenue par :

$$R = \frac{r}{R_B} \tag{2.2}$$

Les puissances de charge normalisées sont obtenue par :

$$\begin{cases} Pl = \frac{Pl}{S_{Base}} \\ Ql = \frac{Ql}{S_{Base}} \end{cases} \tag{2.3}$$

2.3.Modélisation des branche et des charges.[10]

2.3.1.Modélisation 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 Fig.1) s'écrit :

$$\overline{Z_i} = R_i + j X_i \tag{2.4}$$

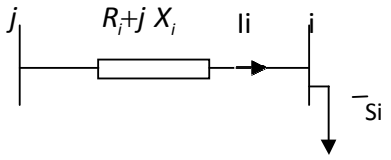


Fig.2.1 : Schema unifilaire d'une branche.

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

2.3.2.Modélisation 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

$$\begin{cases} P_i = P_{0i}\left(\frac{V_i}{V_0}\right)^{\alpha} \\ Q_i = Q_{0i}\left(\frac{V_i}{V_0}\right)^{\beta} \end{cases} \quad (2.5)$$

- P_{0i} et Q_{0i} sont les puissances actives et réactives nominales.
- V0 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 àV_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 :

$$\overline{S}_i = P_i + j\ Q_i \quad (2.6)$$

2.4.Modélisation de l'ecoulement 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.

2.4.1.Réseaux en échelle.

On considère le cas simple d'une branche principale radiale constituée de n tronçons ou branches dont le réseau de la figure (Fig.2.2) est un parfait exemple.

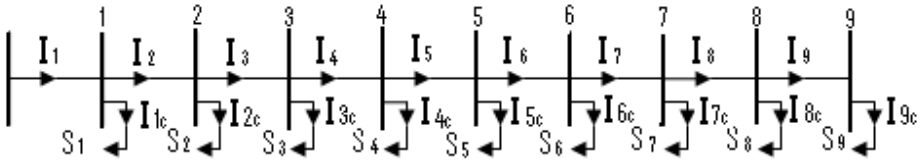


Fig.2.2 : schéma unifilaire de la ligne de 10 noeud

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.

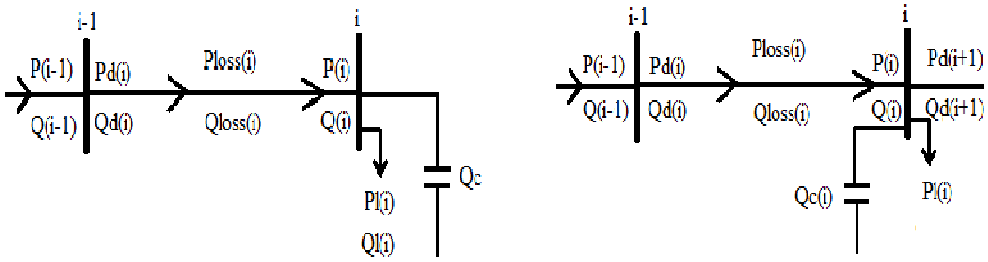
Les puissances à la fin au début de chacune des différentes branches de la ligne, les pertes de puissance dans ces dernières, les courants qui y circulent aussi que les tensions au niveau des différents nœuds et leurs phases à l'origine.

2.4.1.1. 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.

a-Puissance en fin de branche.

Deux types de branches sont possibles. Les branches terminales et les branches non terminales (voir Fig.2.3).



***a**-branche terminale* *b- branche non terminale*

Fig.2.3 : 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 :

$$\begin{cases} P_n = P_{ln} \\ Q_n = Q_{ln} - Q_{cn} \end{cases} \quad (2.7)$$

Ou :

-$P_{ln} et\ Q_{ln}$ sont les puissances actives et réactives de la charge au nœud terminal

$-Q_{cn}\ et$ 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 :

$$\begin{cases} P_i = P_{li} - P_{di+1} \\ Q_i = Q_{li} - Q_{di+1} - Qci \end{cases} \quad (2.8)$$

Ou :

-$P_{di+1} et\ Q_{di+1}$ 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 :

$$\begin{cases} P_{lossi} = R_i * \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \\ Q_{lossi} = X_i * \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \end{cases} \quad (2.9)$$

c-*Puissances en début debranche.*

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

$$\begin{cases} P_{di} = P_i - P_{loss} \\ Q_{di} = Q_i + Q_{loss} \end{cases} \quad (2.10)$$

2.4.1.2 Courant dans Les branches.

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

$$\widetilde{I_i} = \frac{\widetilde{S}_{di}}{\widetilde{V}_{i-1}} \quad (2.11)$$

Ou :

- $\widetilde{S_{di}^*}$ est le conjugué de la puissance apparente complexe en début de branche. Elle est donnée par l'expression suivante : $S\,di = P_{di} + j\,Q_{di}$

Est la tension complexe du nœud source de la branche « i » .

2.4.1.3.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 :

$$\overline{V_i} = \overline{V_{i-1}} - \overline{Z}\,\overline{I_i} \qquad (2.12)$$

2.4.2. 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 (Fig.2.4) en est un parfait exemple.

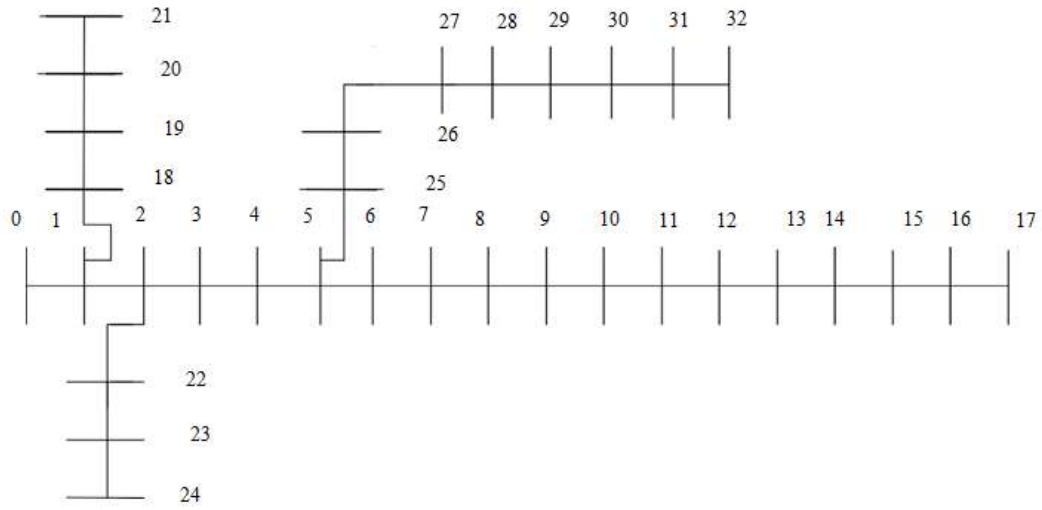


Fig.2.4 : schéma unifilaire de la ligne de 33 nœud

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

2.4.2.1. Recherche de la configuration de la ligne.[10]

Pour automatiser la reconnaissance de la configuration de toute ligne radial 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.

Rfp=17 (est le numéro du nœud terminal de la branche principale).

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

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

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

nmr = 3 (est le nombre de ramification).

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

$$njr_i = Rf_i - Rd_i + 2 \quad \text{avec} \quad i = (1 \ldots \text{nmr}). \tag{2.13}$$

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

$$njr_1 = 21 - 18 + 2 = 5$$

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 « nmr » et le nombre de colonnes est égale au nombre njr de la plus longue ramification. Les éléments de la matrice « m » sont donnés par :

$$m(i,j) = \begin{cases} R_a \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots i = 1, \ldots . nmr \\ R_d + j - 2 \ldots\ldots i = 1, \ldots nmr, pour, j = 2, .. njr \end{cases} \tag{2.14}$$

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

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

2.4.2.2 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.

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 déterminer selon (2.7)

Pour une branche non-terminales non connectée à un nœud de ramification, le calcul des puissances actives et réactives en fin de branche se déterminer selon les formules (2.8).

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 :

$$\begin{cases} Pi = P_{li} + P_{di+1} + \sum_{k \in R_{a(i)}} P_d\ (R_{dk}) \\ Qi = Q_{li} + Q_{di+1} + \sum_{k \in R_{a(i)}} Q_d\ (R_{dk}) - Q_{ci} \end{cases} \quad (2.15)$$

$\sum_{k \in R_{a(i)}} P_d\ (R_{dk})$ 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 (2.9).

Les puissances actives et réactives en début de branche sont données par les expressions (2.10). Le calcul des courants de branche se déterminer selon la formule (2.11).

2.4.2.3. Tension d'un nœud:

Les tensions complexes des nœuds de la ligne principale se calculent en utilisant l'expression (2.12) Les nœuds de ramifications, on utilise l'expression (2.16) suivante pour déterminer les tensions.

$$\bar{V}\big(m(i,j)\big) = \overline{V}\,\big(m(i,j-1)\big) - \overline{Z}\big(m(i,j)\big) * \overline{I}\,(m(i,j)) \qquad (2.16)$$

Ou :

- « 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.

2.5Méthode de solution.

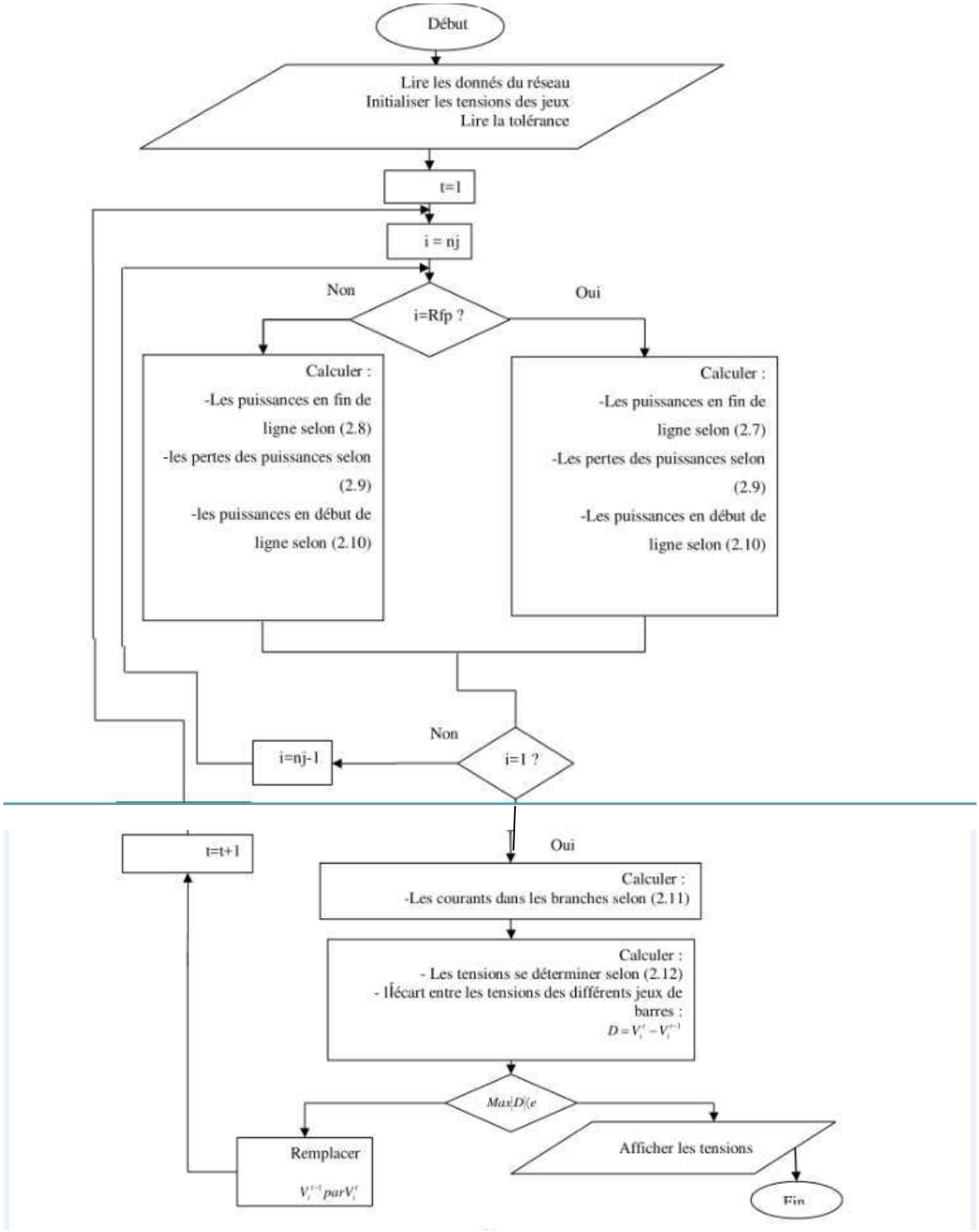
La méthode de chute de tension est une méthode itérative. Son principe consiste à calculer en premier lieu et pour chaque tronçon de la ligne, les puissances en fin de branche, les pertes de puissances actives et réactives et les puissances en début de branche. De ces dernières, on détermine les courants 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.

2.6. Organigramme de methode[10].

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

2.6.1. Ligne en échelle.[10]

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


Début
Lire les donnés du réseau
Initialiser les tensions des jeux
Lire la tolérance
t=1
i = nj
Non
i=Rfp ?
Oui
Calculer :
-Les puissances en fin de ligne selon (2.8)
-les pertes des puissances selon (2.9)
-les puissances en début de ligne selon (2.10)
Calculer :
-Les puissances en fin de ligne selon (2.7)
-Les pertes des puissances selon (2.9)
-Les puissances en début de ligne selon (2.10)
Non
i=1 ?
i=nj-1
Oui
t=t+1
Calculer :
-Les courants dans les branches selon (2.11)
Calculer :
- Les tensions se déterminer selon (2.12)
- l'écart entre les tensions des différents jeux de barres :
$D = V_i^t - V_i^{t-1}$
$Max|D|\langle e$
Remplacer
V_i^{t-1} par V_i^t
Afficher les tensions
Fin

2.7.Test et validation :

Pour tester la méthode que nous avons développée et implémentée sous matpower, plusieurs réseaux radiaux ont été utilisés parmi les quels on ne présentera dans ce mémoire que deux d'entre eux. Il s'agit de la ligne en échelle de 33 nœuds présentant trois ramification montrée par la figure (Fig.2.4).

Et de la ligne de 118 noeuds présentant trois ramification montrée par la figure (2.5) Les données de ces lignes sont consignées dans l'annexe

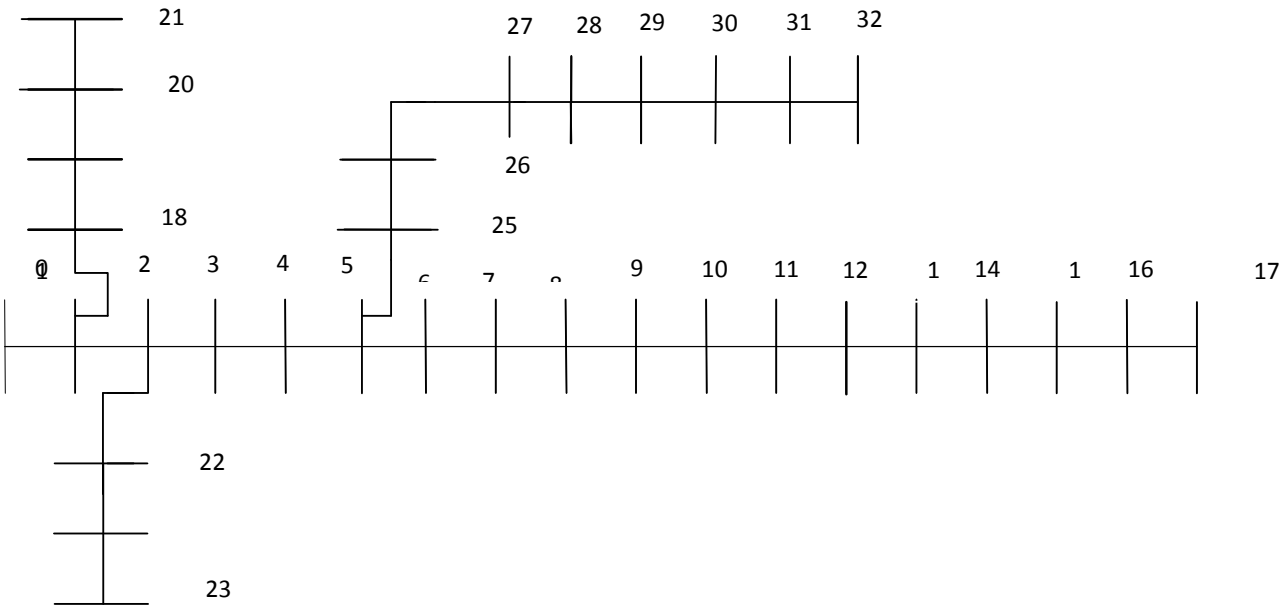


Fig.2.4 : schéma unifilaire de la ligne de 33 nœud.

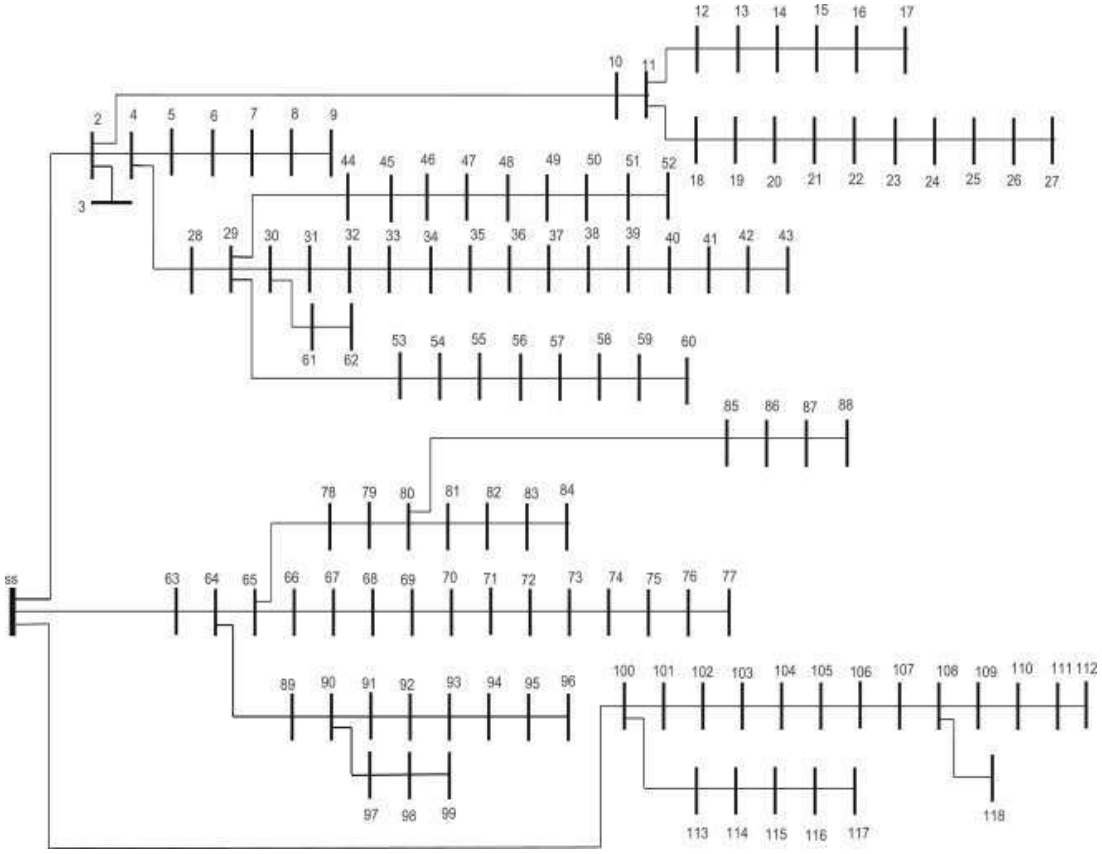


Fig.2.5 : schéma unifilaire de la ligne de 118 noeud.

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. Methode de neuton, Vn=12.66, Les résultats obtenus dans chacun des deux cas sont présentés dans les tableaux 1,2 ci-dessus données.

Tableau.2.1: Solution de l'écoulement de puissance de 33 nœud.

Noeuds	Tension V (pu)	Phase (deg)	Noeuds	Tension V (pu)	Phase (deg)	Noeuds	Tension V (pu)	Phase (deg)
1	1	0	12	0.9269	-0.1773	23	0.9794	0.0651
2	0.9970	0.0145	13	0.9208	-0.2686	24	0.9727	-0.0237
3	0.9829	0.0960	14	0.9185	-0.3473	25	0.9694	-0.0674
4	0.9755	0.1617	15	0.9171	-0.3850	26	0.9477	0.1733
5	0.9681	0.2283	16	0.9157	-0.4082	27	0.9452	0.2295
6	0.9497	0.1339	17	0.9137	-0.4855	28	0.9337	0.3124
7	0.9462	-0.0965	18	0.9131	-0.4951	29	0.9255	0.3903
8	0.9413	-0.0604	19	0.9965	0.0037	30	0.9220	0.4956
9	0.9351	-0.1335	20	0.9929	-0.0633	31	0.9178	0.4112
10	0.9292	-0.1960	21	0.9922	-0.0827	32	0.9169	0.3881
11	0.9284	-0.1888	22	0.9916	-0.1030	33	0.9166	0.3804
Les pertes de puissance totales	Active : 0.203 MW et Réactive : 0.14 MVAR							
Nombre d'itération	04							
Temps de calcul	0.016 secondes							

Tableau.2.2 : Solution de l'écoulement de puissance de 118 noeud

Noeuds	Tension V (pu)	Phase (deg)	Noeuds	Tension V (pu)	Phase (deg)	Noeuds	Tension V (pu)	Phase (deg)
1	0.9550	10.9727	41	0.9668	7.0516	81	0.9968	28.1449
2	0.9714	11.5125	42	0.9850	8.6529	82	0.9885	27.2717
3	0.9677	11.8562	43	0.9771	11.4604	83	0.9844	28.4639
4	0.9980	15.5741	44	0.9844	13.9433	84	0.9797	31.0003
5	1.0020	16.0192	45	0.9864	15.7726	85	0.9850	32.5556
6	0.9900	13.2919	46	1.0050	18.5757	86	0.9867	31.1862
7	0.9893	12.8473	47	1.0171	20.7991	87	1.0150	31.4454
8	1.0150	21.0406	48	1.0206	20.0185	88	0.9875	35.6904

9	1.0429	28.2947	49	1.0250	21.0216	89	1.0050	39.7483
10	1.0500	35.8756	50	1.0011	18.9829	90	0.9850	33.3384
11	0.9851	13.0058	51	0.9669	16.3642	91	0.9800	33.3506
12	0.9900	12.4889	52	0.9568	15.4109	92	0.9900	33.8808
13	0.9683	11.6297	53	0.9460	14.4361	93	0.9854	30.8491
14	0.9836	11.7715	54	0.9550	15.3481	94	0.9898	28.6822
15	0.9700	11.4741	55	0.9520	15.0582	95	0.9803	27.7096
16	0.9839	12.1873	56	0.9540	15.2449	96	0.9923	27.5426
17	0.9951	13.9952	57	0.9706	16.4492	97	1.0112	27.9158
18	0.9730	11.7808	58	0.9590	15.5925	98	1.0235	27.4333
19	0.9620	11.3146	59	0.9850	19.4485	99	1.0100	27.0668
20	0.9569	12.1910	60	0.9932	23.2301	100	1.0170	28.0588
21	0.9577	13.7780	61	0.9950	24.1215	101	0.9914	29.6469
22	0.9690	16.3316	62	0.9980	23.5048	102	0.9891	32.3650
23	0.9995	21.2487	63	0.9687	22.8274	103	1.0100	24.3178
24	0.9920	21.1139	67	0.9837	24.5934	104	0.9710	21.7478
25	1.0500	28.1798	65	1.0050	27.7191	105	0.9650	20.6436
26	1.0150	29.9602	66	1.0500	27.5587	106	0.9520	20.3834
27	0.9680	15.6044	67	1.0197	24.9190	107	0.9662	17.5827
28	0.9616	13.8789	68	1.0032	27.5978	108	0.9670	19.4435
29	0.9632	12.8854	69	1.0350	30.0000	109	0.9730	18.9909
30	0.9853	19.0338	70	0.9840	22.6179	110	0.9800	18.1444
31	0.9670	13.0019	71	0.9868	22.2069	111	0.9750	19.7891
32	0.9630	15.0606	72	0.9800	21.1086	112	0.9930	15.0448
33	0.9709	10.8538	73	0.9910	21.9954	113	0.9601	13.9926
34	0.9840	11.5114	74	0.9580	21.6686	114	0.9600	14.7264
35	0.9805	11.0551	75	0.9673	22.9302	115	1.0050	14.7181
36	0.9800	11.0555	76	0.9430	21.7988	116	1.0050	27.1628
37	0.9907	11.9667	77	1.0060	26.7506	117	0.9738	10.9479
38	0.9613	17.1076	78	1.0034	26.4466	118	0.9494	21.9419
39	0.9700	8.5766	79	1.0092	26.7454	-	-	-
40	0.9700	7.4955	80	1.0400	28.9901	-	-	-
Les pertes de puissance totales		Active : 132.863 MW et Réactive : 783.79MVAR						
Nombre d'itération		03						
Temps de calcul		0.03 secondes						

2.8. DISCUSION DES RESULLTATS

Les réseaux obtenus sont discutés réseau par réseau :

2.8.1.Réseau de 33 nœud (Tableau.2.1).

Le tableau 2.1 montre les résultats de l'écoulement de puissance de la ligne de 33 jeux de barres. On observe que les tensions maximale et minimale sont respectivement égales à 0.9970 pu et 0.91309 pu (Fig 2.6). Les pertes active et réactive de puissance sont de 0.203 MW et 0.14 MVAR. Les distributions des pertes de puissances dans les branches (Fig.2.7) montrent que les plus grandes pertes de puissance active se passent dans la ligne(2-3) alors que la plus grande perte de puissance réactive est celle de la ligne (5-6) et la valeur minimale de la tension daus le bus (18).

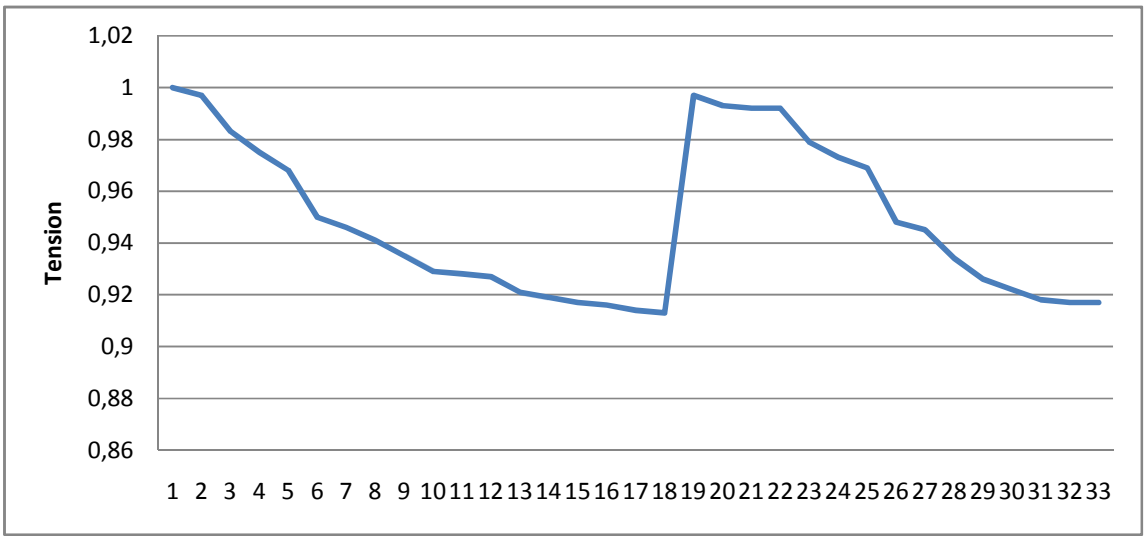


Fig.2.6 : Tension avant compensation de Ligne de 33 nœuds

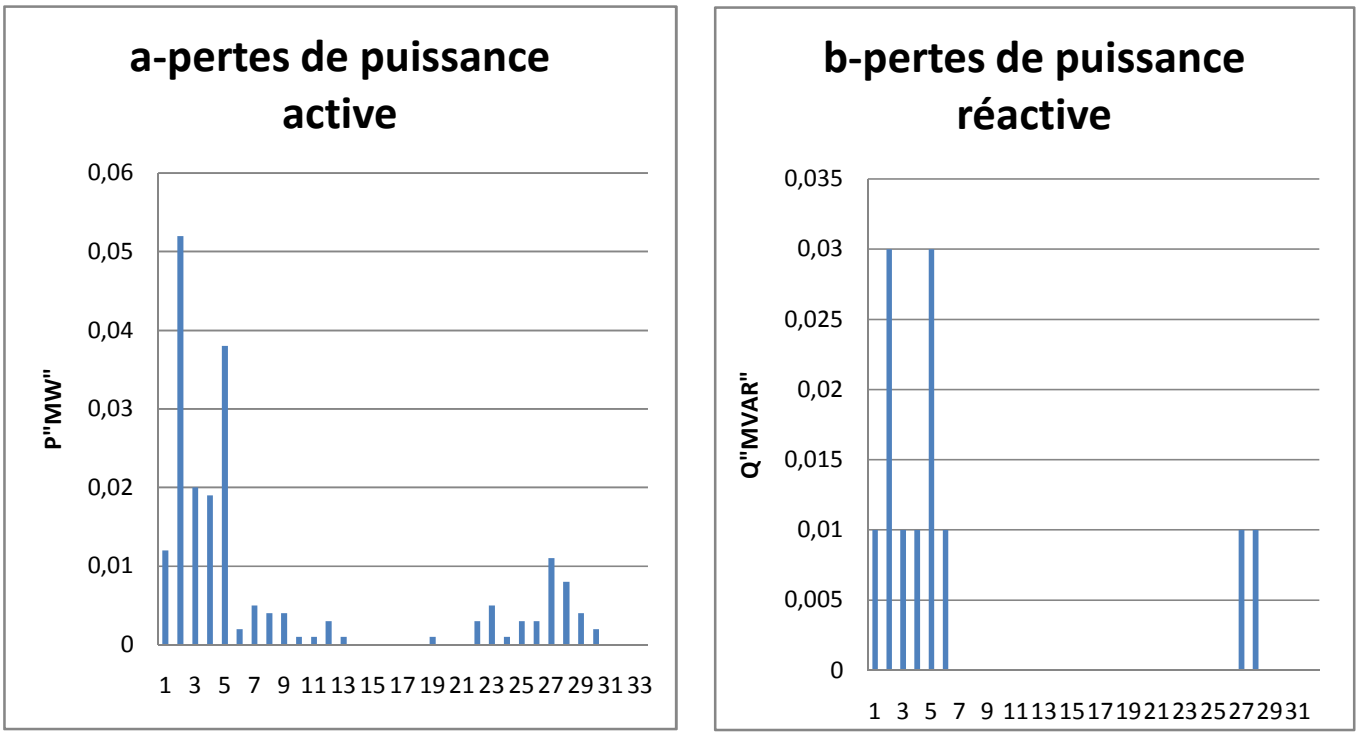


Fig.2.7 : Pertes de puissance active et réactive avant compensation dans les branches de Ligne de 33 noeud

2.8.2.Réseau de 118 jeux de barres(Tableau..2.2).

Le tableau (2.3) montre les résultats de l'écoulement de puissance de la ligne de 118 jeux de barres. Dans le cas du linge de 118 jeux de barres, la tension maximale est Vmax=1.050 pu (bus 10) et la tension minimale est Vmin=0.943 pu (bus76) (voir Fig 2.8). Les pertes de puissance active et réactive sont respectivement 132.863 MW et 783.79 MVAR. Les distributions des pertes de puissance active et réactive sont telles que indiqué par la Fig.(2.9), les ou l'on note plus grandes pertes de puissance soit 6.40 MW dans la ligne (25-27), alors que les plus grandes pertes de puissance réactive c'est-à-dire 59.22 MVAR est celle de la ligne (9-10)

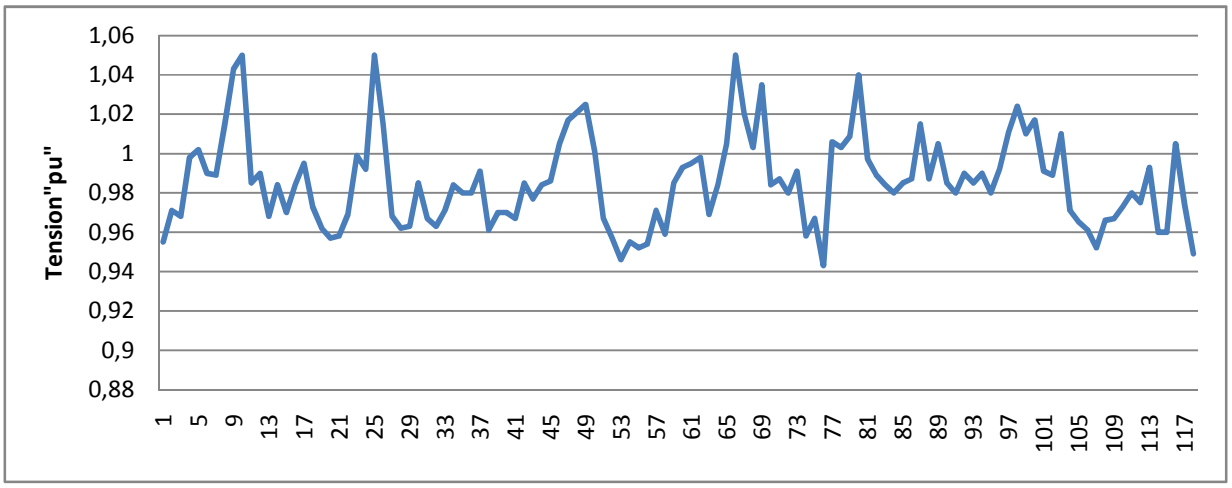


Fig.2.8 : Tension avant compensation de Ligne de 118 nœuds

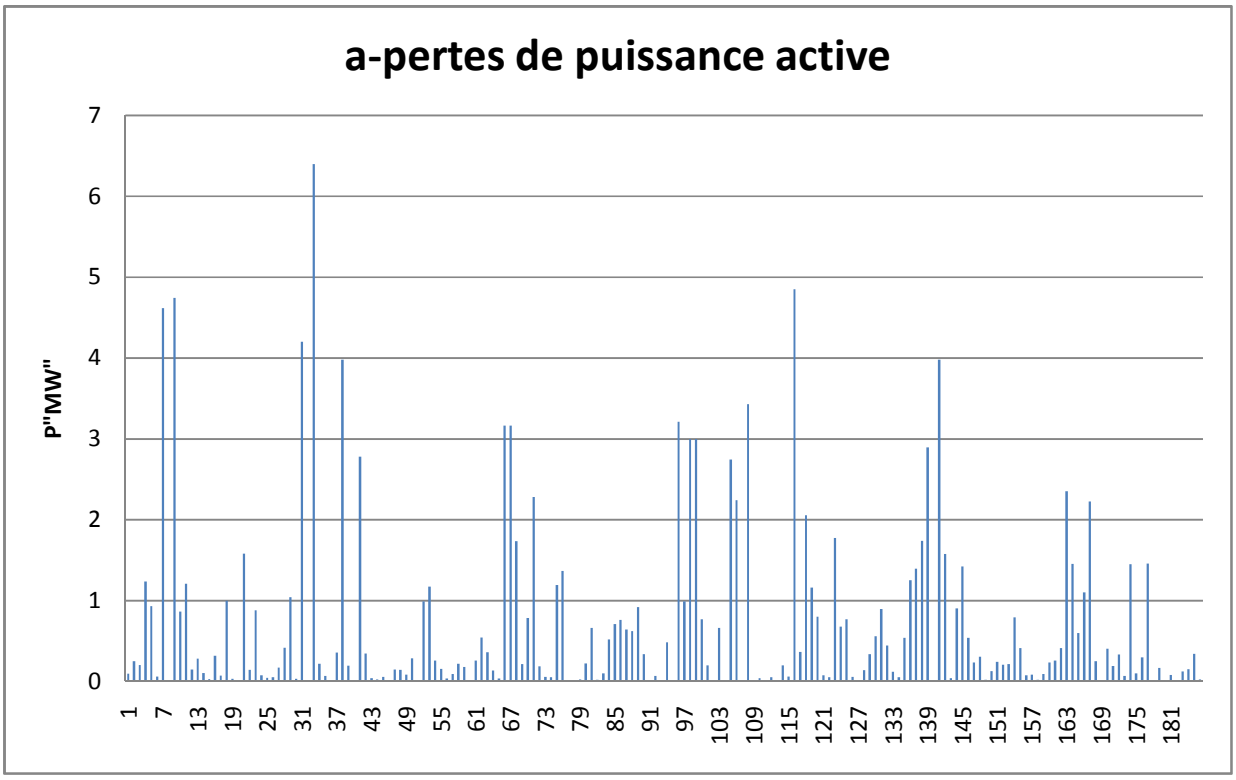


Fig.2.9: Pertes de puissance active de branche.avant compensation

Ligne de 118 nœud

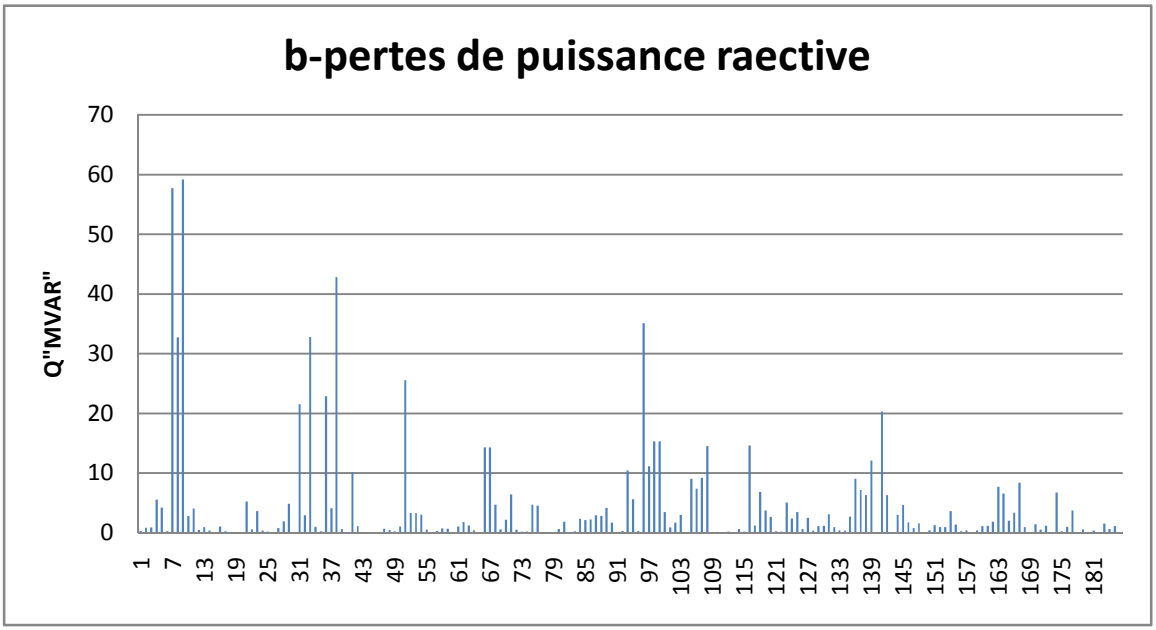


Fig.2.10: Pertes de puissance réactive de branche avants compensation de Ligne de 118 nœud.

2.9.Conclusion :

L'étude de l'écoulement de puissance ou de flux de puissance est une étape essentielle pour l'étude el la conception des réseaux électriques. Cette étude est nécessaire pour la planification, l'échange de puissance entre les centres de production et le dispatching économique. Elle est aussi essentielle pour l'évaluation de la stabilité transitoire, stabilité dynamique et l'estimation de l'état du réseau ainsi que la prise de mesure adéquate à d'éventuelle imprévue.

La planification d'une future extension pourrait se baser sur l'étude de l'écoulement de puissance dans ce réseau.

3.1.Introduction:

Les algorithmes génétiques fournissent des solutions aux problèmes n'ayant pas de solutions calculables en temps raisonnable de façon analytique ou algorithmique. Selon cette méthode, des milliers de solutions (génotypes) plus ou moins bonnes sont créés au hasard puis sont soumises à un procédé d'évaluation de la pertinence de la solution mimant l'évolution des espèces : les plus "adaptés", c'est-à-dire les solutions au problème qui sont les plus optimales survivent davantage que celles qui le sont moins et la population évolue par générations successives en croisant les meilleures solutions entre elles et en les faisant muter, puis en relançant ce procédé un certain nombre de fois afin d'essayer de tendre vers la solution optimale[11].

3.2. Définition :

Les algorithmes génétiques sont des algorithmes d'optimisation s'appuyant sur des techniques dérivées de la génétique et des mécanismes d'évolution de la nature : **sélections, croisements, mutations,** etc. Ils appartiennent à la classe des algorithmes évolutionnaires. On peut dire que l'algorithme génétique est une méthode de programmation qui repose sur le principe de l'évolution pour effectuer la recherche d'une solution adéquate à un problem [12].

3.3. Terminologie :

- ✓ **Les chromosomes :** sont les éléments à partir desquels sont élaborées les solutions (mutation et croisement génétiques).
- ✓ **La population :** (génération) est l'ensemble des chromosomes.
- ✓ **La reproduction :** est l'étape de combinaison des chromosomes.

3.4. Principe :

Les algorithmes génétiques, afin de permettre la résolution de problèmes, se basent sur les différents principes décrits ci-dessus. De manière globale, on commence avec une population de base qui se compose le plus souvent de chaînes de caractères correspondant chacune à un chromosome. Nous reviendrons par la suite sur les différentes structures de données possibles (voir 3.5.2.Codage…) mais nous retiendrons pour le moment l'utilisation du codage binaire (ex. : 0100110). Le contenu de cette population initiale est généré

aléatoirement. On attribue à chacune des solutions une note qui correspond à son adaptation au problème. Ensuite, on effectue une sélection au sein de cette population [12].

3.5.Présentation des algorithmes génétiques :

Le premier pas dans l'implantation des algorithmes génétiques est de créer une population d'individus initiaux. En effet, les algorithmes génétiques agissent sur une population d'individus, et non pas sur un individu isolé. Par analogie avec la biologie, chaque individu de la population est codé par un chromosome ou génotype. Une population est donc un ensemble de chromosomes. Chaque chromosome code un point de l'espace de recherche. L'efficacité de l'algorithme génétique va donc dépendre du choix du codage d'un chromosome [12].

3.5.1.Fonction d'evaluation et fonction fitness :

La traduction algorithmique de l'adjectif faible et fort appliqué aux individus conduit à définir une fonction sélective (fonction fitness) qui permet d'associer une valeur à chaque individu de la population. Cette valeur est dite valeur sélective de l'individu. La fonction sélective ***f***est souvent une transformation ***g***de la fonction objective (***f***(*x*)=***g***(***o***(*x*))).

L'application des opérateurs génétiques sur des individus jugés par une fonction sélective particulière, permet d'explorer l'espace des solutions à la recherche d'un extremum.

Généralement, quand l'AG est appliqué, il est fait dans une manière qui implique les étapes suivantes [12]:

- ✓ Evaluer la fonction sélective de tous les individus dans la population.
- ✓ Créer une nouvelle population en exécutant des opérations telles que la sélection proportionnelle, le croisement, et la mutation sur les individus dont la fonction sélective a été juste mesurée.
- ✓ Abandonner l'ancienne population et répéter les mêmes étapes avec la nouvelle population

Pour calculer le coût d'un point de l'espace de recherche, on utilise une fonction d'évaluation. L'évaluation d'un individu ne dépendant pas de celle des autres individus, le résultat fournit par la fonction d'évaluation va permettre de sélectionner ou de refuser un individu pour ne garder que les individus ayant le meilleur coût en fonction de la population courante : c'est le rôle de la fonction fitness. Cette méthode permet de s'assurer que les individus performants seront conservés, alors que les individus peu adaptés seront progressivement éliminés de la population [12].

3.5.2.Codage et Décodage des Variables :

Pour résoudre un problème il faut d'abord coder les paramètres, un gène correspond à une variable d'optimisation X_i, et un ensemble de gêne correspond à un chromosome, un individu a un ou plusieurs chromosomes et une population c'est un ensemble d'individus. Dans l'AG les paramètres de la fonction objectif sont codés, généralement en binaire, et ce sont leurs codes qui sont utilisés au lieu des paramètres eux-mêmes. Le codage adopté pour représenter les variables est le codage binaire (0 et 1), par exemple un gène est un entier long (32 bits) : Un des avantages du codage binaire est que l'on peut ainsi facilement coder toutes sortes d'objets : des réels, des entiers, des valeurs booléennes, des chaînes de caractères… Cela nécessite simplement l'usage de fonctions de codage et décodage pour passer d'une représentation à l'autre.

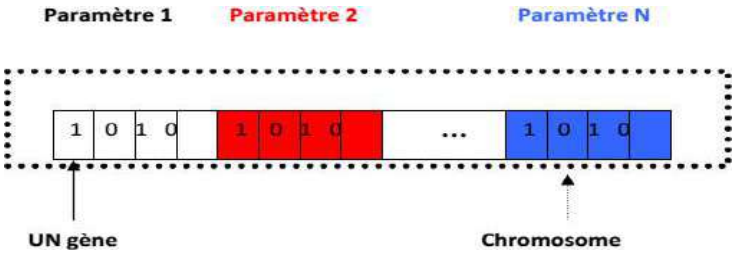


Fig 3.1 : codage et décodage des variables.

3.5.3. Sélection des individus pour la reproduction :

La sélection est un processus qui consiste à choisir parmi tous les individus de la population ceux qui vont participer à la construction d'une nouvelle génération où ce choix est basé essentiellement sur les valeurs de la fonction d'adaptation de chaque individu. Un membre ayant une grande valeur de la fonction objectif aura plus de chance d'être sélectionné pour participer à la reproduction de la prochaine generation [12].

3.5.3.1.Les différentes séthodes de sélection :

❖ *Sélection par Roulette de Lotterie :*

Les parents sont sélectionnés en fonction de leur performance. Meilleur est le résultat codé par un chromosome, plus grandes est ses chances d'être sélectionné. Il faut imaginer une sorte de roulette de casino sur laquelle sont placés tous les chromosomes de la population, la place accordée à chacun des chromosomes étant en relation avec sa valeur d'évaluation. Cette roulette est représentée par la fig(3.2).

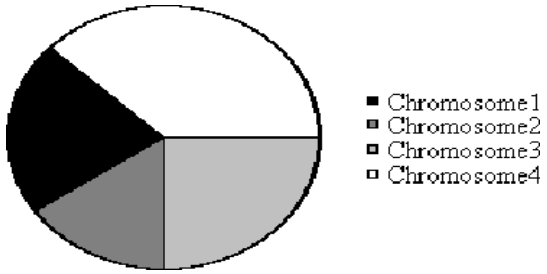


Fig 3.2 :Exemple de sélection par roulette.

Ensuite, la bille est lancée et s'arrête sur un chromosome. Les meilleurs chromosomes peuvent ainsi être tirés plusieurs fois et les plus mauvais ne jamais être sélectionnés. Cela peut être simulé par l'algorithme suivant:

1. On calcule la somme S1de toutes les fonctions d'évaluation d'une population.
2. On génère un nombre "r" entre **0** et S1.
3. On calcule ensuite une somme S 2 des évaluations en s'arrêtant dès que r est dépassé.
4. Le dernier chromosome dont la fonction d'évaluation vient d'être ajoutée est sélectionné.

❖ *Sélection par rang :*

La sélection précédente rencontre des problèmes lorsque la valeur d'adaptation des chromosomes varie énormément. Si la meilleure fonction d'évaluation d'un chromosome représente **90%** de la roulette alors les autres chromosomes auront très peu de chance d'être sélectionnés et on arriverait à une stagnation de l'évolution.

La sélection par rang trie d'abord la population par fitness. Ensuite, chaque chromosome se voit associé un rang en fonction de sa position. Ainsi le plus mauvais chromosome aura le rang **1**, le suivant **2**, et ainsi de suite jusqu'au meilleur chromosome qui aura le rang **N** (pour une population de **N** chromosomes). La sélection par rang d'un chromosome est la même que par roulette, mais les proportions sont en relation avec le rang plutôt qu'avec la valeur de l'évaluation. Avec cette méthode de sélection, tous les chromosomes ont une chance d'être sélectionnés. Cependant, elle conduit à une convergence plus lente vers la bonne solution. Ceci est dû au fait que les meilleurs chromosomes ne diffèrent pas énormément des plus mauvais.

❖ *Sélection statique :*

Ce n'est pas une méthode particulière de sélection des chromosomes parents. L'idée principale est qu'une grande partie de la population puisse survivre à la prochaine génération. L'algorithme génétique marche alors de la manière suivante.

A chaque génération sont sélectionnés quelques chromosomes (parmi ceux qui ont le meilleur coût) pour créer des chromosomes fils. Ensuite les chromosomes les plus mauvais sont retirés et remplacés par les nouveaux. Le reste de la population survie à la nouvelle génération.

❖ *Sélection par tournoi :*

Sur une population de chromosomes, on forme pair de chromosomes. Dans les paramètres de l'AG, on détermine une probabilité de victoire du plus fort. Cette probabilité représente la chance qu'a le meilleur chromosome de chaque paire d'être sélectionné. Cette probabilité doit être grande (entre 70% et 100%). A partir des pairs, on détermine ainsi individus pour la reproduction[2].

❖ *Elitisme :*

À la création d'une nouvelle population, il y a de grandes chances que les meilleurs chromosomes soient perdus après les opérations d'hybridation et de mutation. Pour éviter cela, on utilise la méthode d'élitisme. Elle consiste à copier un ou plusieurs des meilleurs chromosomes dans la nouvelle génération. Ensuite, on génère le reste de la population selon l'algorithme de reproduction usuel. Cette méthode améliore considérablement les algorithmes génétiques, car elle permet de ne pas perdre les meilleures solutions [12].

3.5.4 La recombinaison génétique :

Dans la recombinaison génétique on distingue deux opérateurs principaux : Le croisement et la mutation. Ces deux opérateurs sont la base de la progression des algorithmes génétiques.

3.5.4.1 Croisement[13] :

Le phénomène de croisement est une propriété naturelle de l'ADN, et c'est analogiquement qu'on fait les opérations de croisement dans les AG. A partir de deux individus, on obtient deux nouveaux individus (enfants) qui héritent certaines caractéristiques de leurs parents. Le croisement sélectionne des gènes par mis deux individus appelés parents. A partir de ces gènes sont générés les enfants. La probabilité de croisement représente la fréquence à laquelle les croisements sont appliqués.

- ✓ S'il n'y a pas de croisement, les fils sont l'exacte copie des parents.
- ✓ S'il y a croisement, les fils sont composés d'une partie de chacun de leurs parents.
- ✓ Si la probabilité est de 0%, la nouvelle génération est la copie de la précédente.
- ✓ Si la probabilité est fixée à 100%, tous les descendants sont générés par croisement.

Le croisement est mis en place pour que les nouveaux chromosomes gardent la meilleure partie des chromosomes anciens. Ceci dans le but d'obtenir, peut-être, de meilleurs chromosomes. Néanmoins, il est quand même important qu'une partie de la population survive à la nouvelle génération. Ils existent deux types de croisements :

a-Croisement en un Point :

Pour chaque couple, on choisit au hasard un point de croisement (figure III.3). Le croisement s'effectue directement au niveau binaire, et non au niveau des gènes. Un croisement peut être coupé au milieu d'un gène.

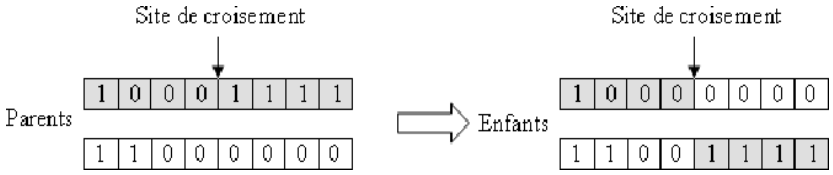


Fig 3.3:Représentation schématique du croisement en un point.

b-Croisement en deux Points :

On choisit au hasard deux points de croisements successifs. Cet opérateur est généralement considéré comme plus efficace que le précédent.

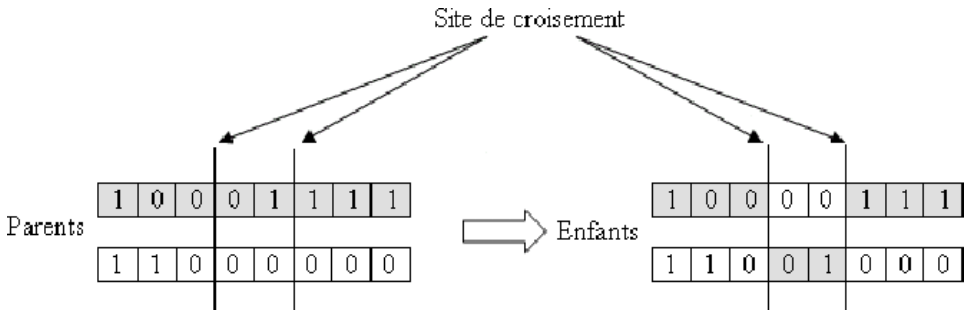


Fig 3.4: Représentation schématique du croisement en deux points.

3.5.4.2 Mutation :

La mutation est traditionnellement considérée comme un opérateur marginal bien qu'elle confère en quelque sorte aux algorithmes génétiques la propriété d'ergodicité (c-à-d. tous les points de l'espace de recherche peuvent être atteints). Cet opérateur a un double rôle :

- ✓ celui d'effectuer une recherche locale et/ou de sortir d'une trappe (recherche éloignée).
- ✓ Cet opérateur ne crée généralement pas de meilleurs individus, mais il évite l'établissement de populations uniformes incapables d'évoluer. La version de base de la mutation, dite mutation simple, consiste à modifier aléatoirement, avec une probabilité Pm faible, la valeur d'un composant de l'individu.

Dans le cas du codage binaire, chaque bit ai $\in \{0; 1\}$ est remplacé selon une probabilité Pm par son inverse ait = 1- ai . C'est ce qu'illustre la fig(3.5). Tout comme plusieurs lieux de croisement peuvent être possibles, nous pouvons très bien admettre qu'une même chaîne puisse subir plusieurs mutations.

La mutation génère des «erreurs» de recopie, afin de créer un nouvel individu qui n'existait pas auparavant. Le but est d'éviter à l'AG de converger vers des extrema locaux de la fonction et de permettre de créer des éléments originaux. Si elle génère un individu plus faible l'individu est éliminé. La probabilité de mutation représente la fréquence à laquelle les gènes d'un chromosome sont mutés.

- ✓ S'il n'y a pas de mutation, le fils est inséré dans la nouvelle population sans changement.
- ✓ Si la mutation est appliquée, une partie du chromosome est changée.

La mutation est prévue pour éviter au AG de s'enliser dans des optima locaux. Mais si elle est trop fréquente, l'AG est orienté vers une recherche aléatoire de la bonne solution.[13]

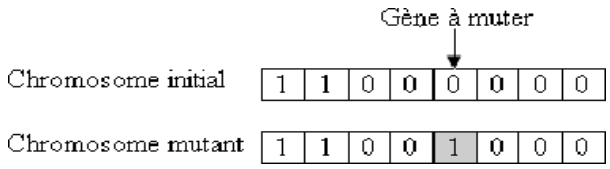


Fig 3.5: Représentation schématique de la mutation simple.

3.6 Les avantages des algorithmes génétiques :

A noter qu' en des qualités des algorithmes génétiques est une recherche balançant efficacement entre l'exploitation des résultats obtenus et l'exploration hasardeuse de nouveaux candidats, parmi les principaux avantages des algorithmes génétiques, nous pouvons signaler[14]:

1. La recherche d'un optimum s' effectue à partie d'une population et non d'un point unique. Ce parallélisme implicite permet de propose plusieurs solution différentes, en fin d'exécution.
2. Il n'est pas nécessaire de savoir formaliser le problème. Seul l'évaluation du solution doit pouvoir être fait.
3. Les algorithmes génétique utilisent des règles de transition probabilistes, et non déterministes, ce qui permet de s' extraire des optima locaux.

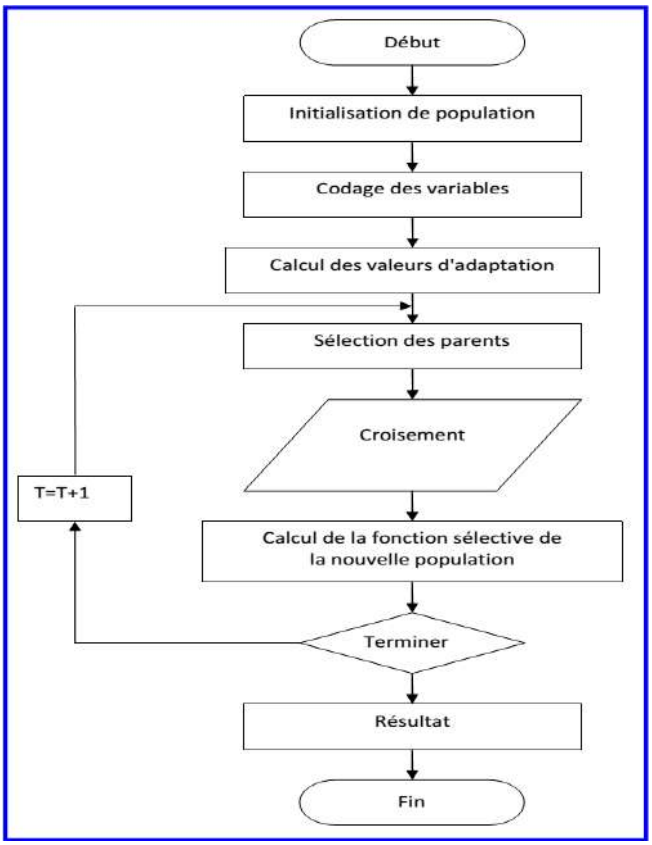


Fig 3.6: Organigramme d'un algorithme génétique.

3.7 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté en détail les mécanismes d'un algorithme génétique. Les algorithmes génétiques constituent une famille d'algorithmes heuristiques permettant de rechercher l'optimum ou un quasi-optimum des fonctions objectives, sur lesquelles il n'est besoin de faire aucune hypothèse particulière, notamment en ce qui concerne leur dérivabilité. Pour mettre en œuvre avec succès un algorithme génétique simple, il faut choisir avec soin les trois paramètres suivants :

La probabilité de croissement Pc, la probabilité de mutation Pm, et la taille de la population L.par ailleurs, il faut choisir entre divers mécanismes de sélection, de recombinaison et de mutation. Des essais pratiques se révèlent indispensables pour optimiser les valeurs retenues en fonction du problème à résoudre et pour montrer que les opérateurs choisis donnent des résultats meilleurs

Dans le chapitre qui suit on donne une application des algorithmes génétiques résoudre le problème de placement optimal de des batteries de condensateur , afin de l'optimisation de chute de tension ΔU[13].

4.1.Introduction.

l'objectif d'amélioration à la compensation d'énergie interactive est d'optimiser le plan de tension et de réduire les pertes d'énergie et donc la capacité de transmission de la ligne.

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 . Cependant, il ne suffit pas d'installer des batteries de condensateurs pour dire qu'on est arrivé à bout du problème .

4.2. Definition logiciel.

MATPOWER est un ensemble de fichiers M libres en langage Matlab, gratuits et à code source ouvert, permettant de résoudre des problèmes d'optimisation et de simulation de système d'alimentation en régime permanent, tels que le flux de puissance (PF), le flux de puissance continue (CPF), le flux de charge optimal extensible (OPF), unité d'engagement (UC) et OPF / UC multi-intervalles sécurisés et stochastiques. Il est conçu comme un outil de simulation facile à utiliser et à modifier pour les chercheurs et les enseignants. MATPOWER 6.0 est conçu pour offrir les meilleures performances possibles tout en gardant le code simple à comprendre et à modifier. Il a été initialement développé dans le cadre du projet PowerWeb [15]

4.3.Formulation du probleme.

Les pertes de puissance, le faible facteur de puissance et la dégradation du profil de la tension sont la conséquence du fort transit de courant dans les réseaux électriques.

Ces phénomènes sont plus accentués dans les réseaux de distribution où les courants de branche sont plus forts comparés à ceux circulant dans les réseaux de transport. Cet état a fait qu'une grande attention a été accordée aux réseaux de distribution et aux forts courants qui y circulent afin d'en limiter les intensités et ainsi améliorer la qualité de l'énergie fournie aux consommateurs. La limitation ne pouvant se faire, si on ne procède pas à une reconfiguration du réseau, qu'en agissant sur les composantes réactives des courants de branche alors, le moyen le plus indiqué est l'installation de batteries de condensateurs shunts. L'installation des batteries de condensateurs doit être faite de

manière rationnelle c'est-à-dire de sorte à ce que la qualité de l'énergie soit améliorée sans pour autant consentir de grands investissements qui augmenteraient la prise de cette énergie. Le problème est donc de déterminer le nombre de batteries, leurs puissances et leurs emplacements qui rendraient une fonction objective « F » maximale. Cet objectif fait donc du problème de la compensation de l'énergie réactive un problème d'optimisation. Cependant et du fait de la nature discrète des tailles des batteries et leurs emplacements, ce problème est non-linéaire avec *contraint.il généralement modélisé de la manière suivante :*

$$\begin{cases} f(x,u).sujet.a \\ x_{min} \leq x \leq x_{max} \\ u_{min} \leq u \leq u_{max} \\ g(x) \geq 0 \end{cases} \quad (4.1)$$

Où :

- F : est la fonction objective à maximiser.
- g : est la contrainte d'égalité. C'est l'ensemble des équations de l'écoulement de puissance
- x : est le vecteur variable de contrôle
- u : est le vecteur variable d'état.

4.4.Réductions des pertes de puissance.

La réduction des pertes de puissance due à une batterie « k » est égale à la différence des pertes de puissance active dans le réseau avant et après l'installation de la dite batterie de condensateurs. Elle s'écrit :

$$\Delta P_k = P_{ava_k} - P_{apa_k} \quad (4.2)$$

-P_{avk} sont les pertes de puissance active en ligne avant compensation.

-P_{apk} sont les pertes de puissance active en ligne après compensation

4.4.1.Pertes de puissance active.

Les pertes de puissance active dans un réseau de distribution composé de n branches sont données par la formule suivante :

$$P_{ava_k} = \sum_{i=1}^{n} r_i \, I_i^2 \qquad (4.3)$$

Où

-r_i :est la résistance de la branche « i ».

-I_i :est le courant qui circule dans la branche « i ».

Les courants dans les branches sont obtenus à partir de la solution de l'écoulement de puissance. La décomposition de ces courants en leurs composantes actives et réactives permet d'écrire les pertes de puissance active comme il suit:

$$P_{ava_k} = \sum_{i=1}^{n} r_i \, I_i^2 + \sum_{i=1}^{n} r_i \, I_i^2 \qquad (4.4)$$

Où

-I_{ai} :est la composent active du courant dans la branche « i ».

-I_{ri} :est la composent réactive de ce courant

En plaçant une batterie en un nœud « k » donné d'un réseau de distribution (voir Fig.4.1), les pertes de puissance active s'écrivent:

$$P_{apa_k} = \sum_{i=1}^{n} r_i \, I_{ai}^2 + \sum_{i=1}^{k} r_i \, (I_{ri} - I_{crk})^2 + \sum_{i=k+1}^{n} r_i \, I_{ri}^2 \qquad (4.5)$$

Où

-I_{crk} :est le courant réactive généré par la batterie placé au nœud « k ».

-S_k: est l'ensemble des branches situées entre le nœud k et le nœud source. C'est le plus court chemin entre la source et le nœud k.[10]

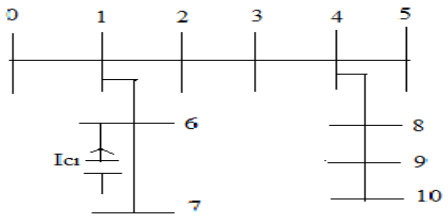


Fig.4.1 : Réseaux ramifie avec une batterie au nœud k=6

Donc la réduction des pertes de puissance active est alors :

$$\Delta P_k = 2I_{crk} \sum_{i=1}^{k} r_i I_{ri} - I_{crk}^2 \sum_{i=1}^{k} r_i \quad (4.6)$$

4.5. Réduction des pertes de puissance réactive.

La réduction des pertes de puissance réactive due à une batterie installée au nœud « k » de la ligne distribution est définie par la différance entre les pertes avant et après l'installation de batteries en question de condensateurs. En s'écrit :

$$\Delta Q_k = Q_{avk} - Q_{apk} \quad (4.7)$$

-Q_{avk} : sont les pertes de puissance réactive en ligne avant compensation

-Q_{apk} : sont les pertes de puissance réactive en ligne après compensation

4.5.1Pertes de puissance réactive.

Les pertes de puissance réactive dans une ligne de réseau de distribution composée de n branches sont données par les formules suivantes

$$Q_{ava_k} = \sum_{i=1}^{n} x_i I_i^2 \quad (4.8)$$

Où

-x_i : est la réactance de la branche « i ».

-I_i : est le courant de ligne de la ieme branche.

Tout comme par les pertes de puissance active, les composantes actif et réactif du courant de branche permettent donc, d'écrire les pertes de puissance réactive comme suit:

$$Q_{av_k} = \sum_{i=1}^{n} x_i I_{i+}^2 \sum_{i+1}^{n} x_i I_i^2 \quad (4.9)$$

Les pertes de puissance réactive lorsqu'on place une batterie de condensateur sur un nœud k sont donnée par :

$$Q_{apa_k} = \sum_{i=1}^{n} x_i I_{ai}^2 + \sum_{i=1}^{k} x_i (I_{ri} - I_{crk})^2 + \sum_{i=k+1}^{n} x_i I_{ri}^2 \quad (4.10)$$

La réduction des pertes de puissance réactive en calculant la différence entre de l'expression (3.9) et l'expression (4.10), sera égale à :

$$\Delta Q_k = 2I_{crk} \sum_{i=1}^{k} x_i \, I_{ri} - I_{crk}^2 \sum_{i=1}^{k} x_i \qquad (4.11)$$

4.6. Puissanse et emplacement optimal des batteries.

4.6.1.Problème général.

Optimiser la compensation de l'énergie réactive revient à déterminer le nombre de batterie à mettre en ligne, leurs emplacements et leurs tailles. Le problème ainsi posé, peut être modélisé de la façon suivante :

$$\begin{cases} \text{Max} \quad \Delta S_k(Q_{ck}, h_k). \\ \quad \text{Sujets a :} \\ g(Q_{ck}, h_k) = 0 \quad h \in N \\ Q_{cmin} \leq Q_{ck} \leq Q_{cmax} \\ V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \qquad i = 1, \dots nj \end{cases} \qquad (4.12)$$

Où

- $\Delta S_k(Q_{ck}, h_k)$: est la fonction objective qui dépend des tailles et des emplacements des batteries
- $g(Q_{ck}, h_k) = 0$: sont les équations de l'écoulement de charge.
- $h_k \in N$: est la contrainte des emplacements qui ne doivent être que des nœuds.
- V_i : sont les tensions des nœuds qui ne doivent pas dépasser les limites autorisées

4.7. Emplacement optimaux des batteries

Pour déterminer les emplacements optimaux des batteries on utilise la sensibilité de la réduction des pertes de puissance active de la ligne à chacune des composantes réactives des courants de charge . Cette réduction des pertes de puissance, pour un nœud « k » donne est définie comme étant la différence entre les pertes de puissance avant l'annulation du courant réactif de la charge au nœud « k » et après l'annulation de ce dernier. Elle s'écrit :

$$\Delta P_k = P_k^{av} - P_k^{ap} \qquad (4.13)$$

Les pertes de puissance avant l'annulation du courant réactif de la charge au nœud « k » s'écrivent :

$$P_k^{av} = \sum_{i=1}^{n} r_i I_{ai}^2 + \sum_{i=1}^{n} r_i I_{ri}^2 \quad (4.14)$$

Les pertes de puissance après l'annulation du courant réactif de la charge au nœud « k » sont données par :

$$P_k^{av} = \sum_{i=1}^{n} r_i I_{ai}^2 + \sum_{\substack{i=1 \\ i\in S_k}}^{k} r_i (I_{ri} - I_{Lrk})^2 + \sum_{i=k+1}^{n} r_i I_{ri}^2 \quad (4.15)$$

Après simplification, la réduction des pertes de puissance aura l'expression suivante :

$$\Delta P_K = 2I_{Lrk} \sum_{\substack{i=1 \\ i\in S_k}}^{k} r_i I_{ri} - I_{Lrk}^2 \sum_{\substack{i=1 \\ i\in S_k}}^{k} r_i \quad (4.16)$$

Le nœud le plus sensible est celui dont le courant réactif de charge produit la plus grande réduction des pertes. Il aura alors le range 1 et sera considéré en premier pour recevoir une batterie de condensateur de taille optimale.

4.8.Determination des tailles optimales.

Pour calculer les tailles optimales des batteries, on déterminera d'abord les courants qu'elles génèrent. Ce courant est calculé de sorte à rendre la fonction objective réduction du coût ΔS_k maximale. Ce courant est obtenu en résolvant l'équation suivante :

$$\frac{\partial \Delta S}{\partial I_{crk}} = 0 \quad (4.17)$$

L'expression du courant est alors donnée par :

$$I_{crk} = \frac{2k_p \sum_{\substack{i=1 \\ i\in S_k}}^{k} r_i I_{ri} + 2k_{cm} \sum_{\substack{i=1 \\ i\in S_k}}^{k} x_i I_{ri} - k_{ck} V_{ck}}{2k_p \sum_{\substack{i=1 \\ i\in S_k}}^{k} r_i + 2k_{cm} \sum_{\substack{i=1 \\ i\in S_k}}^{k} x_i} \quad (4.18)$$

La puissance optimale initiale est calculée par l'expression suivante

$$Q_{ck} = I_{crk} V_{ck} \quad (4.19)$$

La valeur maximale de la réduction du coût dans ce cas :

$$\Delta S_{k\,max} = \frac{\left[2k_p \sum_{\substack{i=1 \\ i\in S_k}}^{k} r_i I_{ri} + 2k_{cm} \sum_{\substack{i=1 \\ i\in S_k}}^{k} x_i I_{ri} - k_{ck} V_{ck}\right]^2}{4(k_p \sum_{\substack{i=1 \\ i\in S_k}}^{k} r_i + k_{cm} \sum_{\substack{i=1 \\ i\in S_k}}^{k} x_i)} \quad (4.20)$$

La valeur de la réduction des pertes de puissance correspondante est donné par :

$$\Delta P_{max} = \frac{\left[4k_p^2\left((\sum_{\substack{i=1\\ i\in S_k}}^{k} r_i I_i)^2 + 4k_{cm}(\sum_{\substack{i=1\\ i\in S_k}}^{k} x_i I_i)^2 - (k_{ck}V_{ck})^2\right)\right]}{2k_p(k_p\sum_{\substack{i=1\\ i\in S_k}}^{k} r_i + k_{cm}\sum_{\substack{i=1\\ i\in S_k}}^{k} x_i)} - \frac{k_{cm}\sum_{i=1}^{k} x_i\left(2k_p\sum_{i=1}^{k} r_i I_i + 2k_{cm}\sum_{\substack{i=1\\ i\in S_k}}^{k} x_i I_i - k_{ck}V\right)^2}{4\left(k_p\sum_{i=1}^{k} r_i + k_{cm}\sum_{i=1}^{k} x_i\right)^2} \quad (4.21)$$

4.9. Strategie de solution[10]

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. 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. Si la batterie standard choisie produit une surcompensation ou une réduction des pertes de puissance négative, elle sera remplacée par une autre plus petite satisfaisant les contraintes susmentionnées. Si la contrainte sur les emplacements, qui ne peuvent être que des jeux de barres du réseau, a trouvé une solution moyennant les facteurs de sensibilité, les puissances optimales des batteries restent à déterminer en résolvant le problème avec contraintes suivant .

$\max \Delta S_k(Q_{ck}).sujet.a$:

$$\begin{cases} Q_{cmin} \le Q_{ck} \le Q_{cmax} \\ I_{ri} \le 0 \qquad \text{i=1,……,nj} \\ \Delta P_k > 0 \\ g(I_{ck}) = 0 \end{cases} \quad (4.22)$$

L'algorithme détaillé de solution du problème de la détermination sera détaillé dans le point qui suit.

4.10.Alghorithme de calcul.[10]

L'algorithme de solution du problème global c'est-à-dire, les emplacements convenables des batteries de condensateurs et leurs tailles est détaillé dans ce qui suit.

Étape.1 : Lire les données du réseau.

Étape.2 : Effectuer le programme de l'écoulement de puissance avant compensation afin de déterminer les pertes de puissance active et réactive, les courants de branche, les tensions des nœuds et leurs phases à l'origine.

Étape.3 : Initialiser la réduction des pertes de puissance et du coût

Étape.4 : tant que les réductions des pertes de puissance et du coût sont positives.

Étape.4.1 : Déterminer les sensibilités des nœuds selon (4.16) et les classés dans un ordre décroissant.

Étape.4.2 : Si le nœud le plus sensible considéré a déjà reçu une batterie, l'ignorer.

Étape.4.3 : Calculer la valeur initiale de la taille optimale de la batterie à y placer, la réduction du coût et la réduction des pertes de puissance.

Étape.4.4 : Exécuter l'écoulement de charge pour la mis à jour des grandeurs électriques (tension, courant, les puissances…).

Étape.4.5 : Ajuster la taille optimale de la batterie.

Étape.4.6 : Si la taille de la batterie est négative, inferieur à la plus petite batterie standard où supérieure au totale de puissance et la réduction des pertes de puissance négative alors:

Étape.4.6.1 : Retirer la batterie.

Étape.4.6.2 : Donner aux tensions leurs phases à l'origine et aux courants de branche les valeurs d'avant la batterie.

Étape.4.7 : Sinon, prendre comme taille optimal de la batterie, la taille standard inférieure où supérieure donnant la plus grande réduction du coût.

Étape.4.8 : Calculer à nouveau l'écoulement de charge.

Étape.4.9 : Si la batterie produit une surcompensation Ir < 0 alors

Étape.4.9.1 *:* remplacer la batterie standard par un autre de taille inferieure qui ne produit pas sur compensation.

Étape.4.9.2 : Tester si la batterie n'est pas inférieure à la plus petite batterie standard.

Étape.4.9.3 : Effectuer l'écoulement de charge et calculer la réduction des pertes de puissance et du coût

sur la base de la puissance réel du kVAR installé.

Étape.4.10.4 : Vérifier que la réduction des pertes de puissance et la réduction du coût sont positives.

Étape.4.10 : fin si

Étape.4.11 : Aller à l'étape.4

Étape.5 : Afficher les résultats.

4.11. Teste et validation de la méthode.

Pour valider la méthode d'optimisation de la compensation de l'énergie réactive. deux exemples de réseau utilisées par la plupart des auteurs ayant traité le problème. , réseau de 33 nœuds présentant trois ramifications et réseau en échelle de 118 nœud (voir Fig.2.5). Les données de ces ligne son consignées dans les figure dans l'annexe .

4.12.Resultats et discusion

3.12.1. Réseau de 33nœuds.

a- Placement de cinq batteries:

Tableau.4.1 : Comparaison des résultats de réseaux de 33 nœuds

Méthodes	Méthode proposée	Tababi wessam [10]	Hamouda [10]
Emplacement de batterie	11, 25, 14, 30 et 32	29, 13,6,24,23 et 3	29, 6, 3, 22 et 23
Taille de batterie (kVAr)	968, 995, 987, 992 et 987	750,150,300,150, 150 et 450	750, 750, 150, 300 et 150
$V_{\min}$ (pu)	0.983	0.9330	0.9374

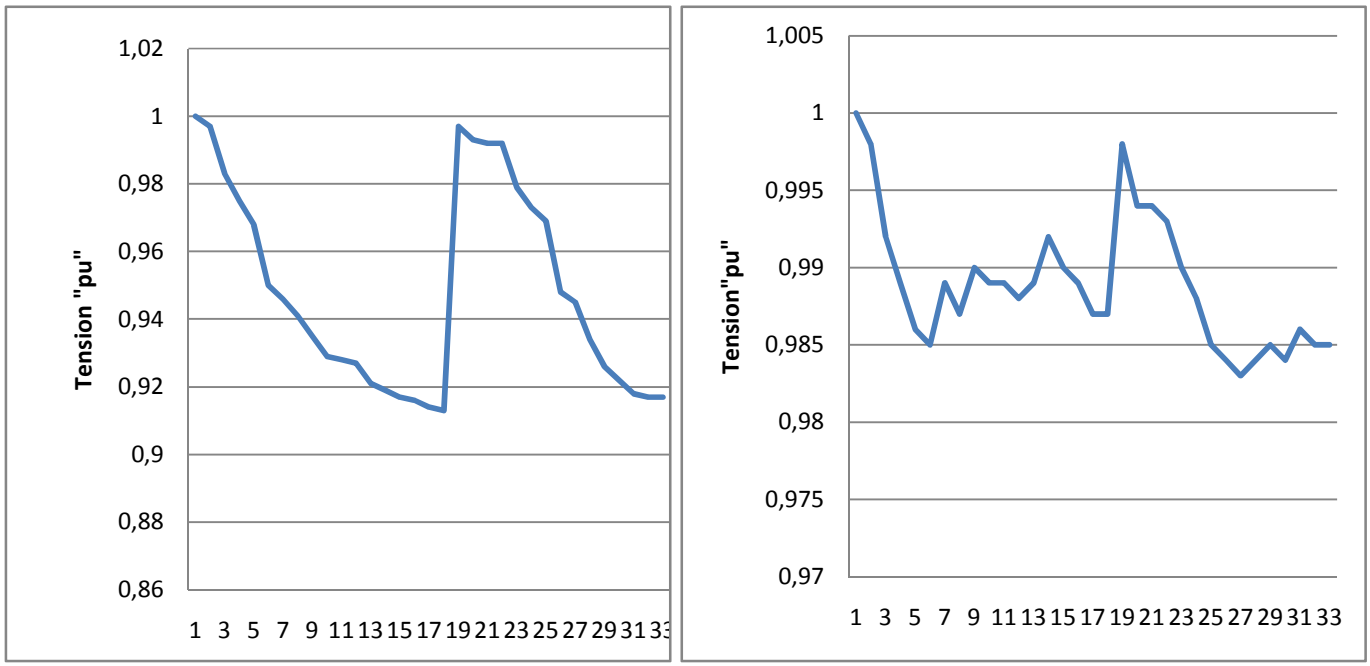


Fig.4.2 : Tension avants et après la compensation par cinq placements de batteries de condensateur de 33 nœuds

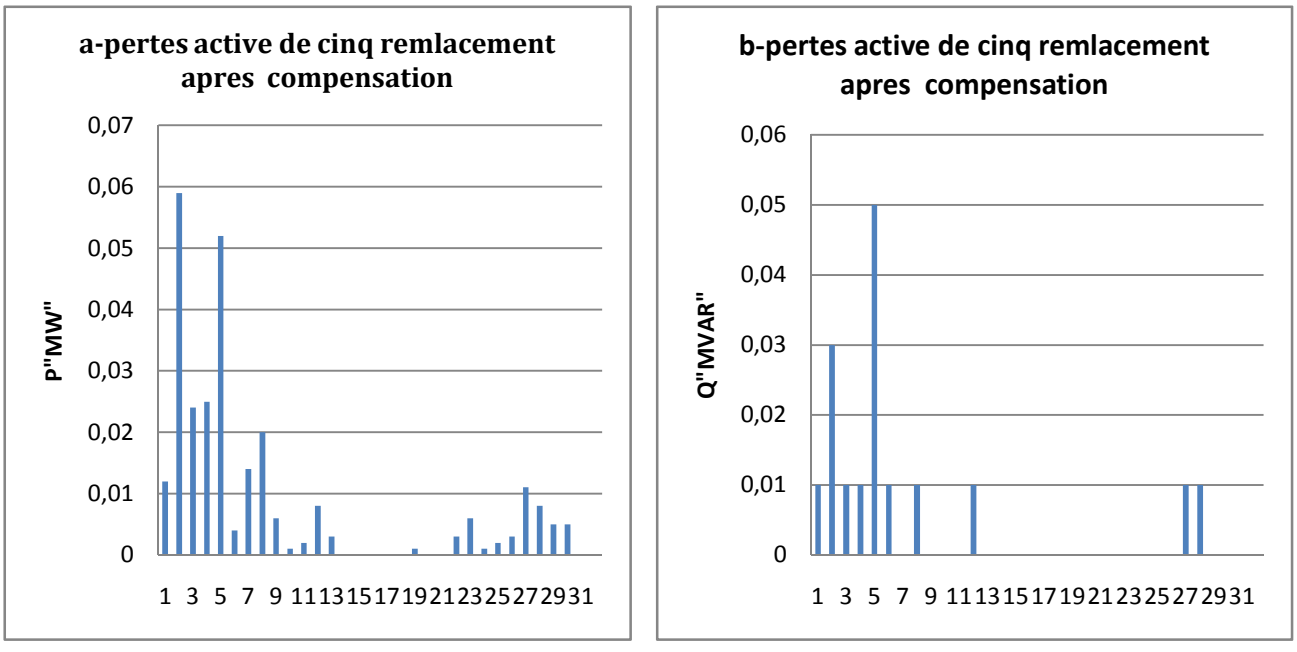


Fig.4.3.: les pertes actives et réactive par cinq placements de batteries de condensateur de 33 nœuds

L'optimisation de la compensation de l'énergie réactive pour la technique proposée a conduit à cinq batteries de tailles égales à 968 kVAR, 995 kVAR, 987 kVAR, 992 kVAR et 987 kVAR dont les nœuds de placement sont respectivement 11, 25, 14, 30 et 32 (voir Tableau.4.1).

Le placement de ces batteries sur le réseau étudié a conduit à une amélioration de la tension (voir Fig 4.2) dont les valeurs minimale et maximale deviennent respectivement 0.983 pu sur le bus 27et 1.00 pu sur bus 1. Les réductions des pertes de puissance active et réactive sont alors de 0.299 MW et de 0.21 MVAR. (voir Fig.4.3) .

b-Placement de trois batteries:

Tableau.4.2: Comparaison des résultats de trois placement de réseaux de 33 nœuds

Méthodes	Méthode proposée	Tababi wessam [10]	Hamouda [10]
Emplacement de batterie	28, 31 et 15	29, 13,6,24,23 et 3	29, 6, 3, 22 et 23
Taille de batterie (kVAR)	998,990 et 1000	750,150,300,150, 150 et 450	750, 750, 150, 300 et 150
$V_{\min}$ (pu)	0.968	0.9330	0.9374

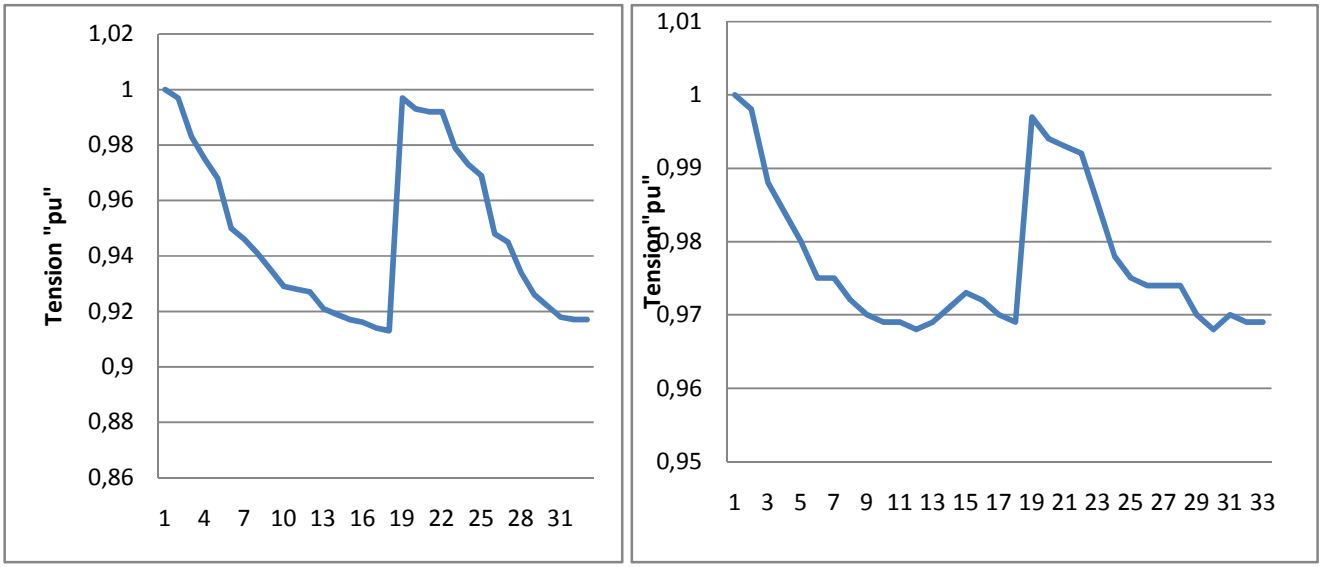


Fig.4.4 : tensions a vants et après compensation par trios placement de batteries de condensateur de 33 nœuds.

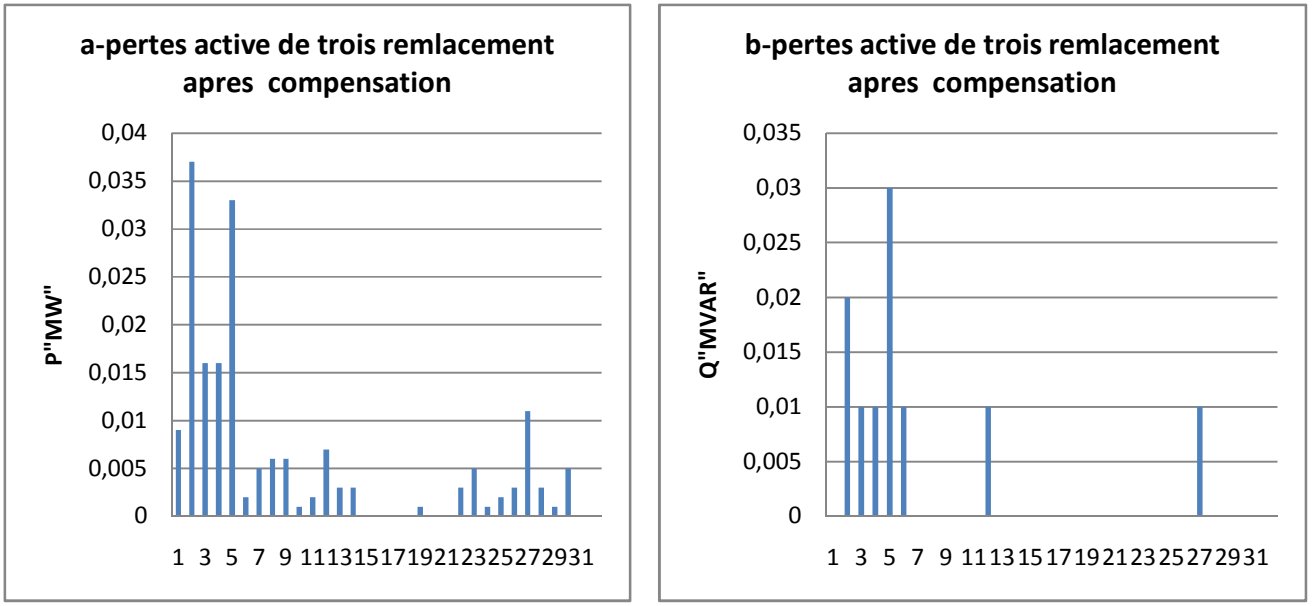


Fig.4.5: les pertes act4es et réact4es par trois placements de batteries de condensateur de 33 nœuds.

L'optimisation de la compensation de l'énergie réact4e pour la technique proposée a conduit à trois batteries de tailles égales à 998kVAR, 990kVAR et 997 KVAR , dont les nœuds de placement sont respect4ement 28, 31et 15 (voir Tableau 4.2).

Le placement de ces batteries sur le réseau étudié a conduit à une amélioration de la tension (voir Fig.4.4) dont les valeurs minimale et maximale deviennent respect4ement 0.968 pu sur le bus 12et 1.00 pu sur bus 1. Les réductions des pertes de puissance act4e et réact4e sont alors de 0.182 MW et de 0.13 MVAR. (voir Fig.4.5) .

c-Placement de six batteries:

Tableau.4.3: Comparaison des résultats de six placement de réseaux de 33 nœuds

Méthodes	Méthode proposée	Tababi wessam [10]	Hamouda [10]
Emplacement de batterie	29,10,25,30,14 et33	29, 13,6,24,23 et 3	29, 6, 3, 22 et 23
Taille de batterie (kVAr)	750,750,300 ,150 ,300et 150	750,150,300,150, 150 et 450	750, 750, 150, 300 et 150
$V_{\min}$ (pu)	0.988	0.9330	0.9374

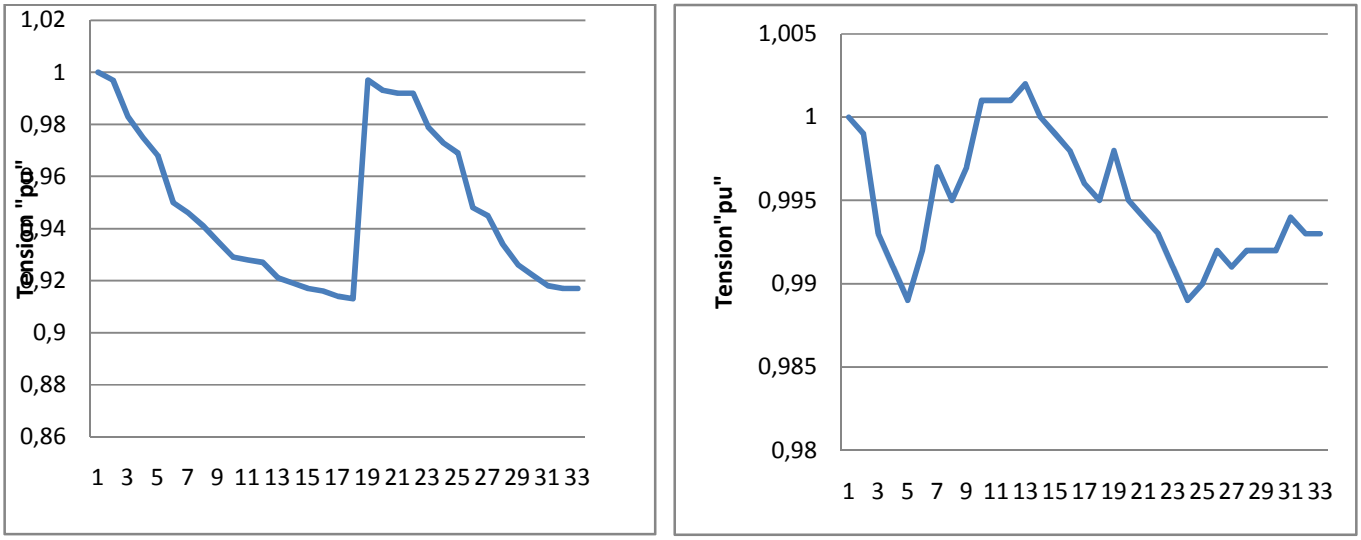


Fig.4.6 : tensions avants et après compensation par six placement de batteries de condensateur de 33 nœuds

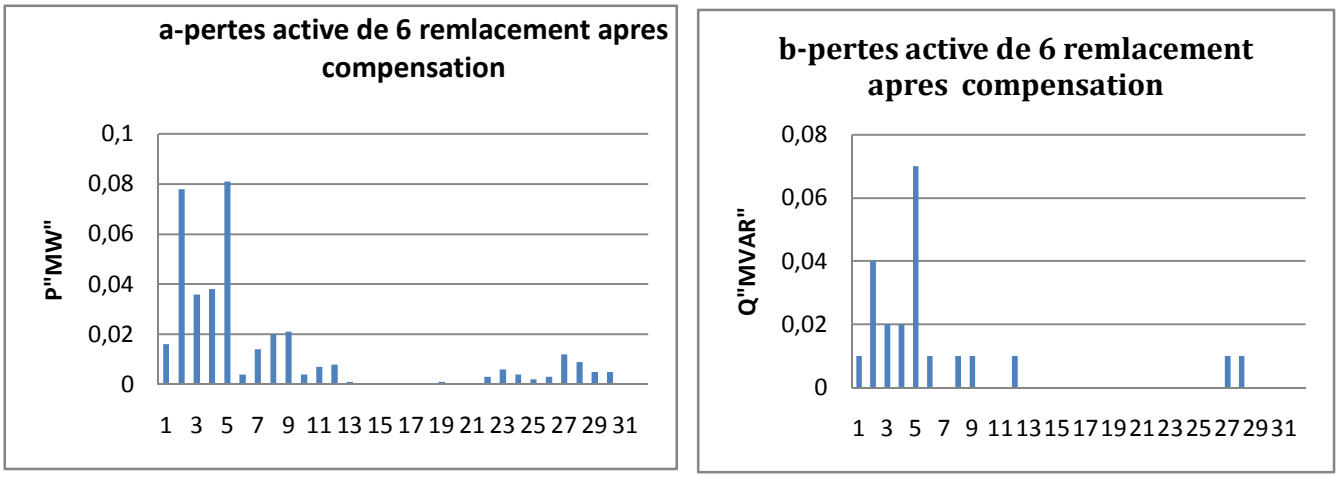


Fig.4.7: les pertes act4e et réact4e de six placements de batteries de condensateur de 33 nœuds

L'optimisation de la compensation de l'énergie réact4e pour la technique proposée a conduit à cinq batteries de tailles égales à 916 kVAR, 825 KVAR, 965 kVAR, 934 KVAR, 931 KVAR et 928 KVAR dont les nœuds de placement sont respect4ement 29,10,25,30,14 et15(voir Tableau 4.3).

Le placement de ces batteries sur le réseau étudié a conduit à une amélioration de la tension (voir Fig.4.6) dont les valeurs minimale et maximale deviennent respect4ement 0.988 pu sur le bus 5et 1.004 pu sur bus 33. Les réductions des pertes de puissance act4e et réact4e sont alors de 0.368 MW et de 0.26 MVAR. L'effet de la diminution des composantes réact4es des courants de branche (voir Fig.4.7)

4.12.2.Réseau de 118nœuds.

a-Placement de cinq batteries:

Tableau.4.4 : Comparaison des résultats de réseaux de 118 nœuds

Méthodes	Méthode proposée
Emplacement de batterie	53, 86, 61, 58 et 116
Taille de batterie (kVAr)	900, 850, 571, 909 et 930
$V_{\min}$ (pu)	0.943

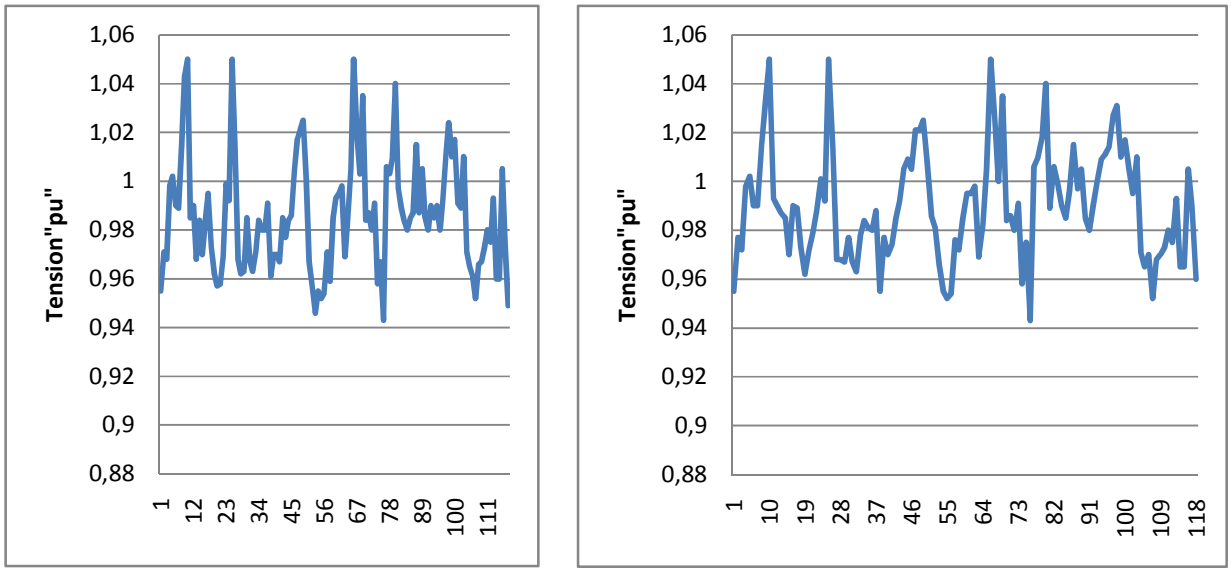


Fig.4.8 : tensions avants et après compensation par cinq placement de batteries de condensateur de 118 nœuds

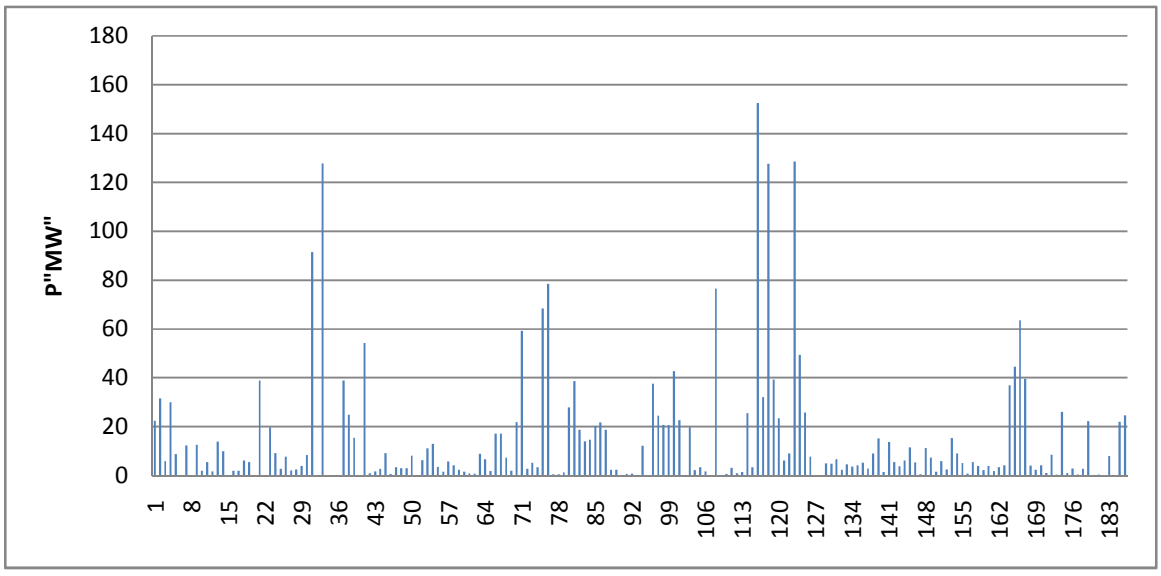


Fig.4.9: les pertes actives par cinq placements de batteries de condensateur de 118 nœuds.

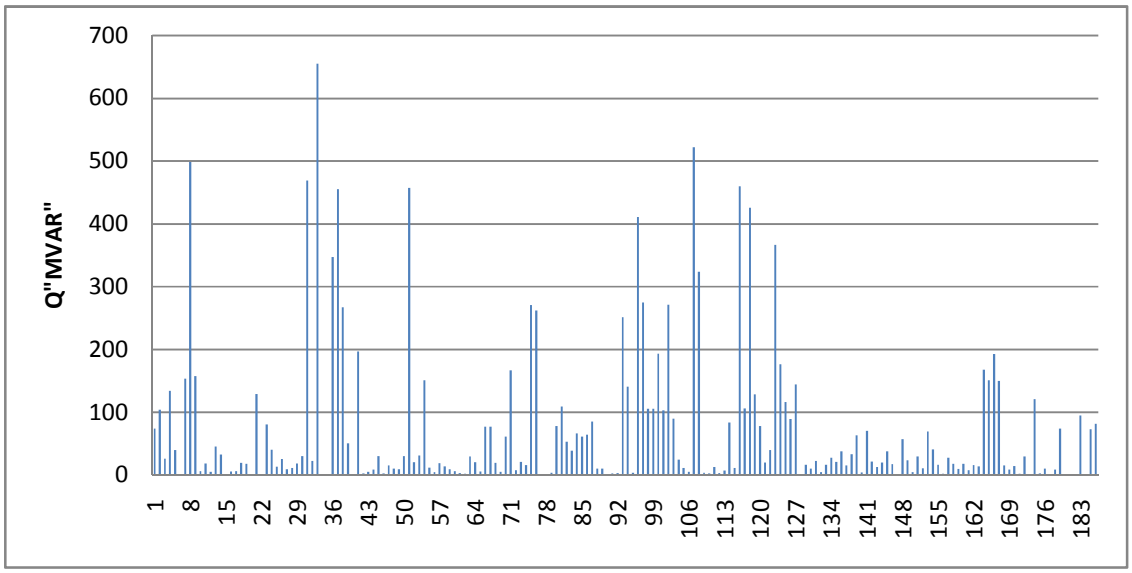


Fig.4.10: les pertes réact4es par cinq placements de batteries de condensateur de 118 nœuds.

L'optimisation de la compensation de l'énergie réact4e pour la technique proposée a conduit à cinq batteries de tailles égales à 900 kVAR, 850 kVAR, 571 kVAR, 909 kVAR et 930 kVAR dont les nœuds de placement sont respect4ement 53, 86, 61, 58 et 116 (voir Tableau 4.4).

Le placement de ces batteries sur le réseau étudié a conduit à une amélioration de la tension (voir Fig4.8) dont les valeurs minimale et maximale deviennent respect4ement 0.943 pu sur le bus 76et 1.05 pu sur bus 10. Les réductions des pertes de puissance active et réactive sont alors de 2619.425 MW (voir Fig.4.9) et de 13801.21 MVAR. (voir Fig.4.10) .

A cause de la langueur et la taille du réseau IEEE 118 bus , on a remarque qui il n'ya pas de changement sur le profile de la tension et les pertes de puissance act4e et réact4e en fonction du nombre d'emplacement des batteries de condensateur (placement 3,5 et 6 batteries)

4.13 Conclusion :

La transmission de puissance réactive sur les lignes électriques entraîne des pertes, une faible stabilité du réseau et une faible tension finale. Afin d'éviter cela, nous avons entrepris une étude sur le placement de batteries de condensateur afin de réduire ces pertes en utilisant un algorithme génétique nous permettant de connaître la taille et l'emplacement du batterie de condensateur

Conclusion général

Une méthode de placement de condensateur modifiée qui utilise des facteurs de sensibilité et des algorithmes génétiques ainsi que des formulations de flux de puissance pour réduire les pertes de puissance et améliorer le profil de tension des réseaux de distribution primaires est présentée. Le procédé cherche les bus les plus efficaces pour installer les condensateurs de compensation avec une puissance réactive optimale, Les facteurs de sensibilité aux nœuds utilisés réduisent efficacement le nombre total de solutions de remplacement examinées pour trouver la solution optimale. il y a une augmentation significative des économies économiques lorsque l'approche par algorithme génétique proposée est utilisée. Par conséquent, l'algorithme génétique est la méthode la meilleure et la plus efficace, et une telle méthode est particulièrement utile pour les grands systèmes de distribution.

Enfin, à partir des résultats de calcul, il est observé que la méthode proposée est simple et efficace. Et de ce travail peut voir que :

- Le problème du placement de condensateur est un problème d'optimisation combinatoire avec une fonction objectif non différentiable, a été formulé pour déterminer les emplacements d'installation des condensateurs, les types et la taille des condensateurs à installer et le schéma de commande du condensateur dans le système de distribution radiale.
- La méthodologie de solution basée sur une technique d'optimisation par algorithmes génétiques pour minimiser la fonction objective tout en respectant les contraintes de charge et les contraintes opérationnelles telles que le profil de tension à différents niveaux de charge.
- Les GA, basés sur les lois de la sélection naturelle et de la survie du plus apte, ont été utilisés avec succès pour réduire la perte de puissance en tenant compte de l'état équilibré et de diverses caractéristiques de charge. Parce que les GA atteignent rapidement la zone des solutions optimales et leur précision pour deux raisons: GA évite les minima locaux en effectuant une recherche dans plusieurs régions (en travaillant avec une population de solutions), et la seule information dont ils ont besoin est une valeur de performance qui détermine la qualité d'un ensemble de commutateurs.

- METHODOLOGIE La méthodologie a été appliquée dans un langage matpower. Ce programme a été appliqué à deux systèmes (théorique et pratique).

- Les facteurs de sensibilité aux nœuds utilisés réduisent efficacement le nombre total de solutions de remplacement examinées pour trouver la solution optimale. Où la qualité de la solution optimale et la vitesse de calcul dépendent des chaînes initiales pour l'application ultérieure de GA.

Annexes.

Annexes 1 :

Les donnes du réseau de 33 nœuds avant compensation

```
MATPOWER Version 6.0, 16-Dec-2016 -- AC Power Flow (Newton)

Newton's method power flow converged in 4 iterations.

Converged in 0.16 seconds
================================================================================
|     System Summary                                                           |
================================================================================

How many?                How much?              P (MW)            Q (MVAr)
---------------------    --------------------  -------------  -----------------
Buses              33    Total Gen Capacity     100.0         -300.0 to 300.0
Generators          1    On-line Capacity       100.0         -300.0 to 300.0
Committed Gens      1    Generation (actual)      3.9                2.4
Loads              32    Load                     3.7                2.3
  Fixed            32      Fixed                  3.7                2.3
  Dispatchable      0      Dispatchable          -0.0 of -0.0       -0.0
Shunts              0    Shunt (inj)            -0.0                 0.0
Branches           32    Losses (I^2 * Z)         0.20               0.14
Transformers        0    Branch Charging (inj)     -                 0.0
Inter-ties          0    Total Inter-tie Flow     0.0                0.0
Areas               1
```

```
                     Minimum                      Maximum
                -------------------------  --------------------------------
Voltage Magnitude   0.913 p.u. @ bus 18       1.000 p.u. @ bus 1
Voltage Angle      -0.50 deg   @ bus 18       0.50 deg   @ bus 30
P Losses (I^2*R)             -                0.05 MW    @ line 2-3
Q Losses (I^2*X)             -                0.03 MVAr  @ line 5-6

================================================================================
|     Bus Data                                                                 |
================================================================================
 Bus      Voltage          Generation             Load
  #   Mag(pu) Ang(deg)   P (MW)   Q (MVAr)   P (MW)   Q (MVAr)
----- ------- --------  --------  --------  --------  --------
    1  1.000    0.000*     3.92      2.44       -         -
    2  0.997    0.014       -         -       0.10      0.06
    3  0.983    0.096       -         -       0.09      0.04
    4  0.975    0.162       -         -       0.12      0.08
    5  0.968    0.228       -         -       0.06      0.03
    6  0.950    0.134       -         -       0.06      0.02
    7  0.946   -0.096       -         -       0.20      0.10
    8  0.941   -0.060       -         -       0.20      0.10
    9  0.935   -0.133       -         -       0.06      0.02
   10  0.929   -0.196       -         -       0.06      0.02
```

11	0.928	-0.189	-	-	0.04	0.03
12	0.927	-0.177	-	-	0.06	0.04
13	0.921	-0.269	-	-	0.06	0.04
14	0.919	-0.347	-	-	0.12	0.08
15	0.917	-0.385	-	-	0.06	0.01
16	0.916	-0.408	-	-	0.06	0.02
17	0.914	-0.485	-	-	0.06	0.02
18	0.913	-0.495	-	-	0.09	0.04
19	0.997	0.004	-	-	0.09	0.04
20	0.993	-0.063	-	-	0.09	0.04
21	0.992	-0.083	-	-	0.09	0.04
22	0.992	-0.103	-	-	0.09	0.04
23	0.979	0.065	-	-	0.09	0.05
24	0.973	-0.024	-	-	0.42	0.20
25	0.969	-0.067	-	-	0.42	0.20
26	0.948	0.173	-	-	0.06	0.03
27	0.945	0.229	-	-	0.06	0.03
28	0.934	0.312	-	-	0.06	0.02
29	0.926	0.390	-	-	0.12	0.07
30	0.922	0.496	-	-	0.20	0.60
31	0.918	0.411	-	-	0.15	0.07
32	0.917	0.388	-	-	0.21	0.10
33	0.917	0.380	-	-	0.06	0.04
		Total:	3.92	2.44	3.72	2.30

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection P (MW)	From Bus Injection Q (MVAr)	To Bus Injection P (MW)	To Bus Injection Q (MVAr)	Loss (I^2 * Z) P (MW)	Loss (I^2 * Z) Q (MVAr)
1	1	2	3.92	2.44	-3.91	-2.43	0.012	0.01
2	2	3	3.44	2.21	-3.39	-2.18	0.052	0.03
3	3	4	2.36	1.68	-2.34	-1.67	0.020	0.01
4	4	5	2.22	1.59	-2.20	-1.58	0.019	0.01
5	5	6	2.14	1.55	-2.11	-1.52	0.038	0.03
6	6	7	1.10	0.53	-1.09	-0.52	0.002	0.01
7	7	8	0.89	0.42	-0.89	-0.42	0.005	0.00
8	8	9	0.69	0.32	-0.68	-0.32	0.004	0.00
9	9	10	0.62	0.30	-0.62	-0.29	0.004	0.00
10	10	11	0.56	0.27	-0.56	-0.27	0.001	0.00
11	11	12	0.52	0.24	-0.51	-0.24	0.001	0.00
12	12	13	0.45	0.21	-0.45	-0.21	0.003	0.00
13	13	14	0.39	0.17	-0.39	-0.17	0.001	0.00
14	14	15	0.27	0.09	-0.27	-0.09	0.000	0.00

15	15	16	0.21	0.08	-0.21	-0.08	0.000	0.00
16	16	17	0.15	0.06	-0.15	-0.06	0.000	0.00
17	17	18	0.09	0.04	-0.09	-0.04	0.000	0.00
18	2	19	0.36	0.16	-0.36	-0.16	0.000	0.00
19	19	20	0.27	0.12	-0.27	-0.12	0.001	0.00
20	20	21	0.18	0.08	-0.18	-0.08	0.000	0.00
21	21	22	0.09	0.04	-0.09	-0.04	0.000	0.00
22	3	23	0.94	0.46	-0.94	-0.46	0.003	0.00
23	23	24	0.85	0.41	-0.84	-0.40	0.005	0.00
24	24	25	0.42	0.20	-0.42	-0.20	0.001	0.00
25	6	26	0.95	0.97	-0.95	-0.97	0.003	0.00
26	26	27	0.89	0.95	-0.88	-0.95	0.003	0.00
27	27	28	0.82	0.92	-0.81	-0.91	0.011	0.01
28	28	29	0.75	0.89	-0.75	-0.88	0.008	0.01
29	29	30	0.63	0.81	-0.62	-0.81	0.004	0.00
30	30	31	0.42	0.21	-0.42	-0.21	0.002	0.00
31	31	32	0.27	0.14	-0.27	-0.14	0.000	0.00
32	32	33	0.06	0.04	-0.06	-0.04	0.000	0.00
							--------	--------
						Total:	0.203	0.14

Annexes.2 :

Les donnes du réseau de 33 nœuds après compensation

```
MATPOWER Version 6.0, 16-Dec-2016 -- AC Power Flow (Newton)

Newton's method power flow converged in 3 iterations.

Converged in 0.02 seconds
================================================================================
|     System Summary                                                           |
================================================================================

How many?                How much?              P (MW)            Q (MVAr)
---------------------    -------------------  -------------  -----------------
Buses              33    Total Gen Capacity     100.0         -300.0 to 300.0
Generators          1    On-line Capacity       100.0         -300.0 to 300.0
Committed Gens      1    Generation (actual)      3.9               -0.4
Loads              32    Load                     3.7                2.3
  Fixed            32      Fixed                  3.7                2.3
  Dispatchable      0      Dispatchable          -0.0 of -0.0       -0.0
Shunts              3    Shunt (inj)            -0.0                2.8
Branches           32    Losses (I^2 * Z)         0.18              0.13
Transformers        0    Branch Charging (inj)     -                0.0
Inter-ties          0    Total Inter-tie Flow     0.0               0.0
Areas               1
```

```
                        Minimum                      Maximum
                 -------------------------  -------------------------------
Voltage Magnitude   0.968 p.u. @ bus 12       1.000 p.u. @ bus 1
Voltage Angle      -4.89 deg   @ bus 18       0.00 deg   @ bus 1
P Losses (I^2*R)             -               0.04 MW    @ line 2-3
Q Losses (I^2*X)             -               0.03 MVAr  @ line 5-6

================================================================================
|     Bus Data                                                                 |
================================================================================
 Bus      Voltage          Generation             Load
  #   Mag(pu) Ang(deg)    P (MW)    Q (MVAr)    P (MW)    Q (MVAr)
----- ------- --------  --------  --------  --------  --------
    1  1.000    0.000*     3.90     -0.40       -         -
    2  0.998   -0.079       -         -        0.10      0.06
    3  0.988   -0.502       -         -        0.09      0.04
    4  0.984   -0.818       -         -        0.12      0.08
    5  0.980   -1.151       -         -        0.06      0.03
    6  0.975   -2.108       -         -        0.06      0.02
    7  0.975   -2.394       -         -        0.20      0.10
    8  0.972   -2.612       -         -        0.20      0.10
    9  0.970   -3.049       -         -        0.06      0.02
   10  0.969   -3.481       -         -        0.06      0.02
   11  0.969   -3.545       -         -        0.04      0.03
```

10	0.969	-3.481	-	-	0.06	0.02
11	0.969	-3.545	-	-	0.04	0.03
12	0.968	-3.669	-	-	0.06	0.04
13	0.969	-4.280	-	-	0.06	0.04
14	0.971	-4.545	-	-	0.12	0.08
15	0.973	-4.790	-	-	0.06	0.01
16	0.972	-4.811	-	-	0.06	0.02
17	0.970	-4.880	-	-	0.06	0.02
18	0.969	-4.888	-	-	0.09	0.04
19	0.997	-0.090	-	-	0.09	0.04
20	0.994	-0.156	-	-	0.09	0.04
21	0.993	-0.176	-	-	0.09	0.04
22	0.992	-0.196	-	-	0.09	0.04
23	0.985	-0.533	-	-	0.09	0.05
24	0.978	-0.621	-	-	0.42	0.20
25	0.975	-0.664	-	-	0.42	0.20
26	0.974	-2.214	-	-	0.06	0.03
27	0.974	-2.362	-	-	0.06	0.03
28	0.974	-3.035	-	-	0.06	0.02
29	0.970	-3.250	-	-	0.12	0.07
30	0.968	-3.335	-	-	0.20	0.60
31	0.970	-3.760	-	-	0.15	0.07
32	0.969	-3.780	-	-	0.21	0.10
33	0.969	-3.787	-	-	0.06	0.04
			---	---	---	---
33	0.969	-3.787	-	-	0.06	0.04
			---	---	---	---
		Total:	3.90	-0.40	3.72	2.30

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection P (MW)	From Bus Injection Q (MVAr)	To Bus Injection P (MW)	To Bus Injection Q (MVAr)	Loss (I^2 * Z) P (MW)	Loss (I^2 * Z) Q (MVAr)
1	1	2	3.90	-0.40	-3.89	0.40	0.009	0.00
2	2	3	3.43	-0.62	-3.39	0.64	0.037	0.02
3	3	4	2.36	-1.14	-2.34	1.15	0.016	0.01
4	4	5	2.22	-1.23	-2.21	1.24	0.016	0.01
5	5	6	2.15	-1.27	-2.12	1.30	0.033	0.03
6	6	7	1.11	-0.41	-1.11	0.41	0.002	0.01
7	7	8	0.91	-0.51	-0.90	0.51	0.005	0.00
8	8	9	0.70	-0.61	-0.70	0.62	0.006	0.00
9	9	10	0.64	-0.64	-0.63	0.64	0.006	0.00
10	10	11	0.57	-0.66	-0.57	0.66	0.001	0.00
11	11	12	0.53	-0.69	-0.52	0.69	0.002	0.00
12	12	13	0.46	-0.73	-0.46	0.73	0.007	0.01
13	13	14	0.40	-0.77	-0.39	0.77	0.003	0.00
14	14	15	0.27	-0.85	-0.27	0.85	0.003	0.00
15	15	16	0.21	0.08	-0.21	-0.08	0.000	0.00

14	14	15	0.27	-0.85	-0.27	0.85	0.003	0.00
15	15	16	0.21	0.08	-0.21	-0.08	0.000	0.00
16	16	17	0.15	0.06	-0.15	-0.06	0.000	0.00
17	17	18	0.09	0.04	-0.09	-0.04	0.000	0.00
18	2	19	0.36	0.16	-0.36	-0.16	0.000	0.00
19	19	20	0.27	0.12	-0.27	-0.12	0.001	0.00
20	20	21	0.18	0.08	-0.18	-0.08	0.000	0.00
21	21	22	0.09	0.04	-0.09	-0.04	0.000	0.00
22	3	23	0.94	0.46	-0.94	-0.46	0.003	0.00
23	23	24	0.85	0.41	-0.84	-0.40	0.005	0.00
24	24	25	0.42	0.20	-0.42	-0.20	0.001	0.00
25	6	26	0.95	-0.91	-0.94	0.91	0.002	0.00
26	26	27	0.88	-0.94	-0.88	0.94	0.003	0.00
27	27	28	0.82	-0.96	-0.81	0.97	0.011	0.01
28	28	29	0.75	-0.05	-0.75	0.05	0.003	0.00
29	29	30	0.63	-0.12	-0.62	0.13	0.001	0.00
30	30	31	0.42	-0.73	-0.42	0.73	0.005	0.00
31	31	32	0.27	0.14	-0.27	-0.14	0.000	0.00
32	32	33	0.06	0.04	-0.06	-0.04	0.000	0.00
							--------	--------
						Total:	0.182	0.13

Les donnes des réseau de 118 noeuds avant compensation

```
MATPOWER Version 6.0, 16-Dec-2016 -- AC Power Flow (Newton)

Newton's method power flow converged in 3 iterations.

Converged in 0.03 seconds
================================================================================
|     System Summary                                                           |
================================================================================

How many?                How much?              P (MW)            Q (MVAr)
---------------------    -------------------  -------------  -----------------
Buses              118   Total Gen Capacity    9966.2        -7345.0 to 11777.0
Generators          54   On-line Capacity      9966.2        -7345.0 to 11777.0
Committed Gens      54   Generation (actual)   4374.9              795.7
Loads               99   Load                  4242.0             1438.0
  Fixed             99     Fixed               4242.0             1438.0
  Dispatchable       0     Dispatchable          -0.0 of -0.0       -0.0
Shunts              14   Shunt (inj)            -0.0               84.4
Branches           186   Losses (I^2 * Z)       132.86             783.79
Transformers         9   Branch Charging (inj)     -              1341.7
Inter-ties           0   Total Inter-tie Flow     0.0                0.0
Areas                1

                        Minimum                      Maximum
                  -------------------------  --------------------------------
Voltage Magnitude   0.943 p.u. @ bus 76        1.050 p.u. @ bus 10
Voltage Angle       7.05 deg   @ bus 41        39.75 deg   @ bus 89
P Losses (I^2*R)             -                 6.40 MW    @ line 25-27
Q Losses (I^2*X)             -                59.22 MVAr  @ line 9-10

================================================================================
|     Bus Data                                                                 |
================================================================================
 Bus      Voltage          Generation             Load
  #   Mag(pu) Ang(deg)    P (MW)    Q (MVAr)    P (MW)    Q (MVAr)
-----  ------- --------  --------  --------  --------  --------
    1  0.955   10.973       0.00     -3.10     51.00     27.00
    2  0.971   11.513          -         -     20.00      9.00
    3  0.968   11.856          -         -     39.00     10.00
    4  0.998   15.574       0.00    -15.01     39.00     12.00
    5  1.002   16.019          -         -         -         -
    6  0.990   13.292       0.00     15.93     52.00     22.00
    7  0.989   12.847          -         -     19.00      2.00
    8  1.015   21.041       0.00     63.14     28.00      0.00
    9  1.043   28.295          -         -         -         -
   10  1.050   35.876     450.00    -51.04         -         -
   11  0.985   13.006          -         -     70.00     23.00
   12  0.990   12.489      85.00     91.29     47.00     10.00
   13  0.968   11.630          -         -     34.00     16.00
   14  0.984   11.771          -         -     14.00      1.00
   15  0.970   11.474       0.00      7.16     90.00     30.00
   16  0.984   12.187          -         -     25.00     10.00
   17  0.995   13.995          -         -     11.00      3.00
   18  0.973   11.781       0.00     28.43     60.00     34.00
   19  0.962   11.315       0.00    -14.27     45.00     25.00
```

	20	0.957	12.191	–	–	18.00	3.00
	21	0.958	13.778	–	–	14.00	8.00
	22	0.969	16.332	–	–	10.00	5.00
	23	0.999	21.249	–	–	7.00	3.00
	24	0.992	21.114	0.00	-14.91	13.00	0.00
	25	1.050	28.180	220.00	50.04	–	–
	26	1.015	29.960	314.00	10.12	–	–
	27	0.968	15.604	0.00	3.98	71.00	13.00
	28	0.962	13.879	–	–	17.00	7.00
	29	0.963	12.885	–	–	24.00	4.00
	30	0.985	19.034	–	–	–	–
	31	0.967	13.002	7.00	32.59	43.00	27.00
	32	0.963	15.061	0.00	-16.28	59.00	23.00
	33	0.971	10.854	–	–	23.00	9.00
	34	0.984	11.511	0.00	-20.83	59.00	26.00
	35	0.980	11.055	–	–	33.00	9.00
	36	0.980	11.056	0.00	7.73	31.00	17.00
	37	0.991	11.967	–	–	–	–
	38	0.961	17.108	–	–	–	–
	39	0.970	8.577	–	–	27.00	11.00
	40	0.970	7.496	0.00	28.45	66.00	23.00
	41	0.967	7.052	–	–	37.00	10.00
	42	0.985	8.653	0.00	41.03	96.00	23.00
	43	0.977	11.460	–	–	18.00	7.00
	44	0.984	13.943	–	–	16.00	8.00
	45	0.986	15.773	–	–	53.00	22.00
	46	1.005	18.576	19.00	-5.03	28.00	10.00
fx	47	1.017	20.799	–	–	34.00	0.00
	48	1.021	20.019	–	–	20.00	11.00
	49	1.025	21.022	204.00	115.85	87.00	30.00
	50	1.001	18.983	–	–	17.00	4.00
	51	0.967	16.364	–	–	17.00	8.00
	52	0.957	15.411	–	–	18.00	5.00
	53	0.946	14.436	–	–	23.00	11.00
	54	0.955	15.348	48.00	3.90	113.00	32.00
	55	0.952	15.058	0.00	4.66	63.00	22.00
	56	0.954	15.245	0.00	-2.29	84.00	18.00
	57	0.971	16.449	–	–	12.00	3.00
	58	0.959	15.592	–	–	12.00	3.00
	59	0.985	19.448	155.00	76.83	277.00	113.00
	60	0.993	23.230	–	–	78.00	3.00
	61	0.995	24.121	160.00	-40.39	–	–
	62	0.998	23.505	0.00	1.26	77.00	14.00
	63	0.969	22.827	–	–	–	–
	64	0.984	24.593	–	–	–	–
	65	1.005	27.719	391.00	81.51	–	–
	66	1.050	27.559	392.00	-1.96	39.00	18.00
	67	1.020	24.919	–	–	28.00	7.00
	68	1.003	27.598	–	–	–	–
	69	1.035	30.000*	513.86	-82.42	–	–
	70	0.984	22.618	0.00	9.67	66.00	20.00
	71	0.987	22.207	–	–	–	–
	72	0.980	21.109	0.00	-11.13	12.00	0.00
	73	0.991	21.995	0.00	9.65	6.00	0.00
	74	0.958	21.669	0.00	-5.63	68.00	27.00
fx	75	0.967	22.930	–	–	47.00	11.00

76	0.943	21.799	0.00	5.27	68.00	36.00
77	1.006	26.751	0.00	12.17	61.00	28.00
78	1.003	26.447	-	-	71.00	26.00
79	1.009	26.745	-	-	39.00	32.00
80	1.040	28.990	477.00	105.47	130.00	26.00
81	0.997	28.145	-	-	-	-
82	0.989	27.272	-	-	54.00	27.00
83	0.984	28.464	-	-	20.00	10.00
84	0.980	31.000	-	-	11.00	7.00
85	0.985	32.556	0.00	-5.61	24.00	15.00
86	0.987	31.186	-	-	21.00	10.00
87	1.015	31.445	4.00	11.02	-	-
88	0.987	35.690	-	-	48.00	10.00
89	1.005	39.748	607.00	-5.90	-	-
90	0.985	33.338	0.00	59.31	163.00	42.00
91	0.980	33.351	0.00	-13.09	10.00	0.00
92	0.990	33.881	0.00	-13.96	65.00	10.00
93	0.985	30.849	-	-	12.00	7.00
94	0.990	28.682	-	-	30.00	16.00
95	0.980	27.710	-	-	42.00	31.00
96	0.992	27.543	-	-	38.00	15.00
97	1.011	27.916	-	-	15.00	9.00
98	1.024	27.433	-	-	34.00	8.00
99	1.010	27.067	0.00	-17.54	42.00	0.00
100	1.017	28.059	252.00	95.55	37.00	18.00
101	0.991	29.647	-	-	22.00	15.00
102	0.989	32.365	-	-	5.00	3.00
103	1.010	24.318	40.00	75.42	23.00	16.00
104	0.971	21.748	0.00	2.39	38.00	25.00
105	0.965	20.644	0.00	-18.33	31.00	26.00
106	0.961	20.383	-	-	43.00	16.00
107	0.952	17.583	0.00	6.56	50.00	12.00
108	0.966	19.443	-	-	2.00	1.00
109	0.967	18.991	-	-	8.00	3.00
110	0.973	18.144	0.00	0.28	39.00	30.00
111	0.980	19.789	36.00	-1.84	-	-
112	0.975	15.045	0.00	41.51	68.00	13.00
113	0.993	13.993	0.00	6.75	6.00	0.00
114	0.960	14.726	-	-	8.00	3.00
115	0.960	14.718	-	-	22.00	7.00
116	1.005	27.163	0.00	51.32	184.00	0.00
117	0.974	10.948	-	-	20.00	8.00
118	0.949	21.942	-	-	33.00	15.00
			---	---	---	---
		Total:	4374.86	795.68	4242.00	1438.00

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection P (MW)	From Bus Injection Q (MVAr)	To Bus Injection P (MW)	To Bus Injection Q (MVAr)	Loss (I^2 * Z) P (MW)	Loss (I^2 * Z) Q (MVAr)
1	1	2	-12.35	-13.04	12.45	11.01	0.098	0.32
2	1	3	-38.65	-17.06	38.90	16.88	0.250	0.82
3	4	5	-103.23	-26.79	103.43	27.49	0.201	0.91
4	3	5	-68.11	-14.49	69.35	17.28	1.238	5.55

	5	5	6	88.47	4.11	-87.54	-1.30	0.930	4.22
	6	6	7	35.54	-4.77	-35.48	4.51	0.060	0.27
	7	8	9	-440.64	-89.73	445.25	24.43	4.620	57.75
	8	8	5	338.47	124.73	-338.47	-92.01	0.000	32.72
	9	9	10	-445.25	-24.43	450.00	-51.04	4.745	59.22
	10	4	11	64.23	-0.22	-63.36	1.35	0.866	2.85
	11	5	11	77.22	2.97	-76.02	-0.62	1.209	4.06
	12	11	12	34.29	-35.14	-34.15	35.13	0.147	0.48
	13	2	12	-32.45	-20.01	32.73	19.42	0.282	0.93
	14	3	12	-9.79	-12.40	9.89	8.86	0.106	0.35
	15	7	12	16.48	-6.51	-16.45	5.76	0.027	0.11
	16	11	13	35.09	11.41	-34.77	-12.16	0.317	1.04
	17	12	14	18.31	2.62	-18.24	-4.14	0.076	0.25
	18	13	15	0.77	-3.84	-0.77	-2.04	0.001	0.00
	19	14	15	4.24	3.14	-4.21	-7.83	0.030	0.10
	20	12	16	7.51	4.30	-7.49	-6.32	0.018	0.07
	21	15	17	-103.86	-24.27	105.44	25.22	1.582	5.24
	22	16	17	-17.51	-3.68	17.66	-0.30	0.145	0.57
	23	17	18	80.27	24.76	-79.39	-22.40	0.881	3.62
	24	18	19	19.39	16.83	-19.31	-17.55	0.080	0.35
	25	19	20	-10.62	5.17	10.67	-7.71	0.042	0.20
	26	15	19	11.53	15.72	-11.47	-16.50	0.050	0.17
	27	20	21	-28.67	4.71	28.84	-5.90	0.171	0.79
	28	21	22	-42.84	-2.10	43.26	1.76	0.418	1.94
	29	22	23	-53.26	-6.76	54.30	7.69	1.042	4.84
	30	23	24	8.28	10.42	-8.25	-15.24	0.032	0.12
	31	23	25	-162.56	-26.16	166.76	38.63	4.201	21.55
fx	32	26	25	90.29	21.58	-90.29	-18.64	0.000	2.94
	33	25	27	143.52	30.06	-137.13	-15.25	6.398	32.79
	34	27	28	32.88	-0.59	-32.66	-0.43	0.221	0.99
	35	28	29	15.66	-6.57	-15.58	4.64	0.070	0.28
	36	30	17	231.19	92.97	-231.19	-70.10	0.000	22.87
	37	8	30	74.16	28.15	-73.81	-75.42	0.355	4.15
	38	26	30	223.71	-11.46	-219.73	-36.57	3.978	42.82
	39	17	31	14.77	11.52	-14.57	-14.73	0.192	0.63
	40	29	31	-8.42	-8.64	8.43	7.92	0.016	0.05
	41	23	32	92.98	5.05	-90.20	-6.24	2.781	10.12
	42	31	32	-29.86	12.40	30.20	-13.60	0.343	1.13
	43	27	32	12.53	1.76	-12.49	-3.43	0.040	0.13
	44	15	33	7.31	-4.42	-7.28	1.49	0.025	0.08
	45	19	34	-3.59	-10.40	3.65	4.60	0.056	0.18
	46	35	36	0.84	4.04	-0.84	-4.29	0.000	0.00
	47	35	37	-33.84	-13.04	33.99	12.43	0.149	0.67
	48	33	37	-15.72	-10.49	15.86	7.46	0.143	0.49
	49	34	36	30.25	4.70	-30.16	-4.98	0.085	0.26
	50	34	37	-94.31	-44.20	94.59	44.29	0.286	1.05
	51	38	37	243.37	113.60	-243.37	-88.01	0.000	25.59
	52	37	39	54.91	2.98	-53.92	-2.30	0.992	3.28
	53	37	40	44.02	-3.68	-42.85	2.96	1.172	3.32
	54	30	38	62.35	19.03	-62.09	-55.98	0.260	3.03
	55	39	40	26.92	-8.70	-26.76	7.75	0.154	0.51
	56	40	41	15.45	1.19	-15.41	-2.21	0.037	0.13
	57	40	42	-11.84	-6.45	11.93	2.30	0.093	0.31
	58	41	42	-21.59	-7.79	21.81	5.24	0.221	0.73
	59	43	44	-16.59	-1.33	16.77	-3.79	0.177	0.71
fx	60	34	43	1.41	1.63	-1.41	-5.67	0.007	0.03

	61	44	45	-32.77	5.48	33.03	-6.62	0.258	1.04
	62	45	46	-36.33	-3.57	36.87	2.12	0.544	1.84
	63	46	47	-31.11	-1.22	31.48	-0.79	0.364	1.22
	64	46	48	-14.76	-5.83	14.90	1.42	0.137	0.43
	65	47	49	-9.54	-10.84	9.57	9.28	0.035	0.12
	66	42	49	-64.87	5.24	68.04	0.37	3.167	14.30
	67	42	49	-64.87	5.24	68.04	0.37	3.167	14.30
	68	45	49	-49.70	-2.08	51.44	2.31	1.737	4.72
	69	48	49	-34.90	3.21	35.11	-3.93	0.212	0.60
	70	49	50	53.66	13.43	-52.88	-13.14	0.785	2.21
	71	49	51	66.63	20.44	-64.35	-17.40	2.282	6.43
	72	51	52	28.56	6.25	-28.37	-6.99	0.187	0.54
	73	52	53	10.37	1.99	-10.32	-5.45	0.054	0.22
	74	53	54	-12.68	-5.55	12.74	2.99	0.052	0.24
	75	49	54	37.77	13.07	-36.58	-15.60	1.191	4.71
	76	49	54	37.74	11.20	-36.38	-13.79	1.365	4.57
	77	54	55	7.07	1.46	-7.06	-3.25	0.010	0.04
	78	54	56	18.53	4.35	-18.52	-4.98	0.011	0.04
	79	55	56	-21.42	-5.82	21.45	5.57	0.026	0.08
	80	56	57	-22.99	-9.10	23.21	7.49	0.223	0.63
	81	50	57	35.88	9.14	-35.21	-10.49	0.664	1.88
	82	56	58	-6.67	-3.69	6.69	1.53	0.019	0.05
	83	51	58	18.79	3.16	-18.69	-4.53	0.101	0.28
	84	54	59	-30.38	-7.51	30.90	4.26	0.522	2.38
	85	56	59	-27.96	-4.17	28.67	0.99	0.711	2.16
	86	56	59	-29.31	-3.91	30.07	1.13	0.760	2.26
	87	55	59	-34.52	-8.26	35.16	5.88	0.640	2.91
fx	88	59	60	-43.32	3.57	43.94	-4.40	0.623	2.85
	89	59	61	-51.72	5.03	52.64	-4.63	0.920	4.21
	90	60	61	-112.07	8.52	112.41	-8.23	0.338	1.73
	91	60	62	-9.87	-7.11	9.89	5.74	0.017	0.08
	92	61	62	25.49	-13.86	-25.42	13.20	0.069	0.31
	93	63	59	151.77	67.48	-151.77	-57.02	0.000	10.46
	94	63	64	-151.77	-67.48	152.25	52.51	0.482	5.61
	95	64	61	30.54	13.99	-30.54	-13.68	0.000	0.30
	96	38	65	-181.28	-57.63	184.49	-8.37	3.213	35.16
	97	64	65	-182.79	-66.49	183.78	40.06	0.993	11.15
	98	49	66	-132.22	4.33	135.22	8.32	3.001	15.32
	99	49	66	-132.22	4.33	135.22	8.32	3.001	15.32
	100	62	66	-37.16	-17.26	37.93	14.68	0.768	3.48
	101	62	67	-24.30	-14.41	24.50	12.15	0.196	0.89
	102	65	66	8.54	72.25	-8.54	-70.55	0.000	1.70
	103	66	67	53.16	19.27	-52.50	-19.15	0.662	3.00
	104	65	68	14.18	-22.43	-14.18	-41.85	0.004	0.05
	105	47	69	-55.94	11.63	58.68	-10.07	2.744	9.03
	106	49	69	-46.54	10.65	48.78	-12.06	2.242	7.37
	107	68	69	-125.80	112.82	125.80	-103.64	-0.000	9.18
	108	69	70	108.38	16.07	-104.94	-13.98	3.432	14.53
	109	24	70	-6.22	-2.97	6.22	-6.80	0.001	0.18
	110	70	71	16.65	-12.38	-16.61	11.68	0.038	0.15
	111	24	72	1.47	3.31	-1.45	-7.98	0.017	0.07
	112	71	72	10.60	-0.94	-10.55	-3.15	0.052	0.21
	113	71	73	6.01	-10.74	-6.00	9.65	0.012	0.07
	114	70	74	16.21	12.89	-16.01	-15.42	0.196	0.65
	115	70	75	-0.13	9.94	0.19	-13.17	0.060	0.20
fx	116	69	75	110.01	20.49	-105.16	-18.31	4.854	14.62

117	74	75	-51.99	-6.19	52.36	6.44	0.367	1.21
118	76	77	-61.15	-21.04	63.21	24.39	2.055	6.85
119	69	77	62.21	6.78	-61.05	-13.80	1.160	3.79
120	75	77	-34.61	-9.55	35.41	7.38	0.803	2.67
121	77	78	45.39	6.61	-45.32	-7.63	0.079	0.26
122	78	79	-25.68	-18.37	25.74	17.95	0.053	0.24
123	77	80	-96.57	-37.41	98.34	37.53	1.773	5.06
124	77	80	-44.37	-20.55	45.05	20.59	0.681	2.43
125	79	80	-64.74	-29.58	65.50	31.08	0.767	3.46
126	68	81	-44.15	-4.61	44.20	-75.54	0.056	0.65
127	81	80	-44.20	75.54	44.20	-73.05	0.000	2.49
128	77	82	-3.03	17.55	3.17	-25.28	0.141	0.40
129	82	83	-47.22	24.39	47.56	-26.99	0.335	1.09
130	83	84	-24.79	14.69	25.35	-15.99	0.560	1.18
131	83	85	-42.77	12.00	43.67	-12.29	0.895	3.08
132	84	85	-36.35	8.99	36.79	-9.24	0.445	0.94
133	85	86	17.17	-7.35	-17.05	5.09	0.119	0.42
134	86	87	-3.95	-15.09	4.00	11.02	0.053	0.39
135	85	88	-50.39	7.60	50.93	-7.53	0.540	2.75
136	85	89	-71.24	0.68	72.49	3.73	1.252	9.06
137	88	89	-98.93	-2.47	100.33	7.70	1.396	7.15
138	89	90	58.22	-4.72	-56.48	5.81	1.740	6.32
139	89	90	110.83	-5.44	-107.93	7.07	2.894	12.12
140	90	91	1.41	4.42	-1.40	-6.46	0.008	0.03
141	89	92	201.54	-2.10	-197.56	16.96	3.981	20.31
142	89	92	63.59	-5.07	-62.02	7.29	1.577	6.34
143	91	92	-8.60	-6.63	8.64	3.59	0.040	0.13
144	92	93	57.62	-11.66	-56.72	12.50	0.904	2.97
145	92	94	52.17	-15.21	-50.75	15.91	1.422	4.67
146	93	94	44.72	-19.50	-44.18	19.44	0.539	1.77
147	94	95	40.86	9.01	-40.62	-9.31	0.237	0.78
148	80	96	18.97	21.07	-18.66	-24.62	0.304	1.55
149	82	96	-9.94	-6.57	9.96	1.29	0.019	0.06
150	94	96	19.79	-9.82	-19.66	7.98	0.128	0.41
151	80	97	26.42	25.75	-26.18	-27.19	0.243	1.24
152	80	98	28.95	8.32	-28.74	-10.43	0.206	0.93
153	80	99	19.56	8.17	-19.35	-12.94	0.213	0.96
154	92	100	31.50	-16.53	-30.71	15.37	0.790	3.59
155	94	100	4.28	-50.54	-3.87	45.81	0.415	1.35
156	95	96	-1.38	-21.69	1.45	20.51	0.079	0.25
157	96	97	-11.10	-20.16	11.18	18.19	0.085	0.43
158	98	100	-5.26	2.43	5.28	-7.30	0.020	0.09
159	99	100	-22.65	-4.59	22.74	2.79	0.093	0.42
160	100	101	-16.74	22.90	16.98	-25.13	0.237	1.08
161	92	102	44.65	-8.39	-44.39	8.13	0.258	1.17
162	101	102	-38.98	10.13	39.39	-11.13	0.414	1.88
163	100	103	121.75	-22.15	-119.40	24.36	2.351	7.72
164	100	104	56.18	10.65	-54.73	-9.41	1.455	6.58
165	103	104	32.45	13.87	-31.85	-15.83	0.597	2.03
166	103	105	43.35	12.85	-42.25	-13.48	1.103	3.35
167	100	106	60.36	9.48	-58.14	-7.12	2.225	8.42
168	104	105	48.58	2.63	-48.33	-2.61	0.250	0.95
169	105	106	8.86	3.88	-8.85	-5.15	0.015	0.06
170	105	107	26.75	-2.37	-26.35	-0.55	0.407	1.41
171	105	108	23.97	-11.13	-23.77	9.92	0.191	0.51
172	106	107	23.98	-3.73	-23.65	0.55	0.331	1.14

173	108	109	21.77	-10.92	-21.71	10.39	0.066	0.18
174	103	110	60.60	8.35	-59.15	-6.15	1.450	6.73
175	109	110	13.71	-13.39	-13.61	11.77	0.102	0.28
176	110	111	-35.70	0.96	36.00	-1.84	0.297	1.02
177	110	112	69.46	-30.61	-68.00	28.51	1.459	3.78
178	17	113	2.06	5.90	-2.05	-6.65	0.004	0.01
179	32	113	4.12	-17.80	-3.95	13.40	0.168	0.56
180	32	114	9.37	1.78	-9.36	-3.22	0.014	0.06
181	27	115	20.72	5.06	-20.64	-6.53	0.081	0.37
182	114	115	1.36	0.22	-1.36	-0.47	0.000	0.00
183	68	116	184.13	-66.36	-184.00	51.32	0.126	1.50
184	12	117	20.15	5.20	-20.00	-8.00	0.153	0.65
185	75	118	40.21	23.59	-39.87	-23.56	0.341	1.13
186	76	118	-6.85	-9.69	6.87	8.56	0.024	0.08
							---	---
						Total:	132.863	783.79

Référence

bibliographique

Référence bibliographique

[1] H. A. Ferreira, B. A. Souza & H. N. Alves, **"*Optimal Capacitor Allocation in Electrical Distribution System Using a Genetic Algorithm*"**, Internet Explorer, http:/ www.seline.Com/appguid/2000/8.pdf, 2001.

[2] A. Abdul Ghani, **"*Optimal Shunt Capacitor Placement on Radial Distribution Systems*"**, M. Sc. Thesis, University of Technology, Baghdad, 1999.

[3] Boris Berseneff, "Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur " , Thèse de doctorat de L'Université de Grenoble, Décembre 2010

[4] Kheloufi Rafik , Chabana Aimed « Réalisation d'un outil de calcul pour l'étude de développement des réseaux de distribution » Master En Electrotechnique , Université Abderrahmane Mira de Bejaia 2018.

[5] Olivier RICHARDOT « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée » Thèse de doctorat INPG, 2000.

[6] ERDF, «Fonctionnement du réseau électrique,» Electricité Réseau Distribution France, [En ligne]. Available: www.erdfdistribution.fr.

[7] RTE, « Mémento de la sûreté du système électrique », 2004

[8] B.Crappe, « Commande et régulation des réseaux électriques », Hermes sciences, 2003.

[9] J.F.Canard, « Impact de la génération d'énergie dispersée dans le réseaux de distribution»,

[10] Tabani wissame « Compensation optimale de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution » , Magister En Électrotechnique , Université Ferhat Abbas – Sétif 2012.

[11] F .ZINEDDINE .T. MOHAMMED ELHADI,« application des algorithmes génétiques à l'optimisation de la production énergie active dans réseau électrique », MASTER ACADEMIQUE ,Université d'El-oued soutenu 06/2014.

[12] BEKAKRA . YOUSEF ,«techniques de l'intelligence artificielle», COURES ,Université d'El-oued 2018.

[13] DJARALLAH TAHAR et TOUMI DJAAFAR « Etude de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique en présence des systèmes FACTS » L'Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued 2018.

[14] BOURASE YAKOUB« stabilité d'un réseau électrique en présence des dispositif

FACTS» ,MASTER ACADEMIQUE ,Université d'El-oued soutenu 05/2016.

[15] Matpower 6.0User's Manual Ray D. Zimmerman Carlos E. Murillo-S_anchez December 16, 2016

ملخص

تحدد مشكلة وضع مكثف الأمثل حجم وموقع المكثفات ليتم تثبيتها في موزع شعاعي من شأنها أن تقلل من فقدان الطاقة والتركيب البنوك مكثف. يكرس العمل الحالي لتحديد مواقع وأحجام المكثف المثلى في نظام توزيع شعاعي على مستويات شحن مختلفة، باستخدام خوارزمية وراثية . تتضمن الطريقة المثلى لوضع مكثف تركيبات المشكلة (على أساس معادلات تدفق الحمل في نظام التوزيع) ، الخوارزميات الجينية ، وعوامل الحساسية لنموذج تحميل معين. في هذه العملية ، يتم تطبيق موقع مكثف لتصحيح الانحراف الجهد ، عامل الطاقة ، والحد من فقدان الطاقة الفعلي. مشكلة موضع مكثف هي مشكلة تحسين اندماجي لها وظيفة موضوعية تتكون من فقد الطاقة، وتخضع لقيود جهد الناقل ، والتي يتم حلها عمومًا باستخدام طرق البرمجة. الرياضيات في الخوارزمية الجينية للحصول على الحل الأمثل. يتم توضيح النهج المقترح باستخدام مثال للتطبيق. يتم استخدام طريقة لحل تدفق الشحنة .

واختبارها على اختبار MATPOWER تم تنفيذ الخوارزمية المقترحة في الحزمة الفنية تظهر الاختبارات ان عبارة عن خوارزمية مناسبة كتقنية تحسين ، عالية الدقة وتتجنب الحد الأدنى المحلي. وبالتالي ، فإن نتائج الدراسة تظهر تقنية فعالة لحل مشكلة وضع المكثفات في نظام توزيع الطاقة

Résumé

Détermines le problème lié à l’optimisation de la taille et de la position des condensateurs à installer dans un distributeur radial afin de réduire les pertes de puissance et l’installation de batteries de condenseurs. Les travaux actuels sont consacrés à la détermination des emplacements et des tailles optimales du batteries condenseur dans un système de distribution radiale à différents niveaux de charge, à l'aide d'un algorithme génétique. La méthode optimale de mode de condensation comprend des combinaisons de problèmes (basées sur des équations de flux de charge dans le système de distribution), des algorithmes génétiques et des facteurs de sensibilité pour un modèle de charge particulier. Dans le processus, le site du condensateur est appliqué pour corriger l'écart de tension, le facteur de puissance, réduire la perte de puissance réelle. Le problème de placement intensif est un problème d’optimisation qui a une fonction objective consistant en une perte d’énergie et est soumis aux limitations de la tension porteuse, qui sont généralement résolues à l’aide de méthodes de programmation. Math dans l'algorithme génétique pour obtenir la solution optimale. L'approche proposée est illustrée à l'aide d'un exemple d'application. Une méthode est utilisée pour résoudre le flux de charge. C'est une méthode simplifiée, qui utilise une approximation de V dans le programme qui a été exécuté.

L'algorithme proposé a été implémenté dans le package technique MATPOWER et testé sur des tampons de test. Les tests montrent que GA est un algorithme approprié en tant que technique haute résolution, haute résolution, qui évite le minimum local. Ainsi, les résultats de l'étude montrent une technique efficace pour résoudre le problème de la mise en place de condensateurs dans le système de distribution d'énergie.

Mots-clés : batterires de condensateur , determination des emplacements et du taille de batteries

Abstract

Determine the problem of optimizing the size and position of the capacitors to be installed in a radial distributor in order to reduce power losses and the installation of condenser banks. Current work is focused on determining optimal condenser locations and sizes in a radial distribution system at different load levels, using a genetic algorithm. The optimal method of condensation mode includes combinations of problems (based on load flow equations in the distribution system), genetic algorithms and sensitivity factors for a particular load model. In the process, the capacitor site is applied to correct the voltage deviation, the power factor, reduce the actual power loss. The intensive placement problem is an optimization problem that has an objective function consisting of energy loss and is subject to carrier voltage limitations, which are generally solved using programming methods. Math in the genetic algorithm to get the optimal solution. The proposed approach is illustrated with an example application. A method is used to resolve the load flow. This is a simplified method, which uses an approximation of V in the program that has been executed.

The proposed algorithm has been implemented in the MATPOWER technical package and tested on test buffers. The tests show that GA is an appropriate algorithm as a high resolution, high resolution technique, which avoids the local minimum. Thus, the results of the study show an effective technique to solve the problem of the placement of capacitors in the power distribution system.