

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université de Sétif1

Présenté à la Faculté de Technologie
Département d'Électrotechnique
Pour l'obtention du Diplôme de

Magister

Option : **Réseaux Électriques**

Par

Djabali Chabane

THEME

**Planification des réseaux de distribution en présence de
la production décentralisée**

Soutenue le : 24 / 04 / 2014 devant le jury composé :

Mr : Bayadi	Abdelhafid	Prof. à l'université de Sétif1	Président
Mr : Bouktir	Tarek	Prof. à l'université de Sétif1	Rapporteur
Mr : Hamouda	Abdelatif	Prof. à l'université de Sétif1	Examineur
Mr : Hamou	Nouri	M.C à l'université de Sétif1	Examineur

Remerciements

Je tiens à remercier sincèrement mon directeur de mémoire, le professeur **Bouktir Tarek**, d'avoir accepté d'être mon encadreur, avec un suivi constant et un intérêt démontré tout au long de mon travail.

Je remercie également le professeur **Bayadi Abdelhafid** de m'avoir fait l'honneur de présider mon jury de soutenance.

Mes vifs remerciements sont destinés aux **membres du jury** : Le professeur **Hamouda Abdellatif** et Dr **Hamou Nouri** maître de Conférence à l'université de Sétif1, de m'avoir fait l'honneur d'évaluer mon travail.

Je remercie également mes enseignants de l'université de Sétif1 qui ont assuré ma formation initiale dans l'option réseaux électriques.

Je remercie Monsieur **Ketfi Nadhir** pour ses encouragements répétés pour que je finalise ce travail.

Je tiens également à réserver un remerciement particulier aux êtres les plus tendres, et les plus chers **ma mère** , **mon père** et ma **famille** qui m'ont toujours aidé et encouragé tout au long des ces années.

Enfin, mes remerciements vont à l'ensemble des personnes du département d'électrotechnique enseignants et étudiants.

Sommaire

Nomenclature	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Introduction générale	1

Chapitre 1 **Topologie et écoulement de puissance** **des réseaux de distribution électriques**

1.1 Introduction :	3
1.2 Topologie du réseau de distribution.....	3
1.2.1 Identification du type des jeux de barres.....	3
1.2.1.1 Identification des jeux de barres terminaux	4
1.2.1.2 Détermination des jeux de barres intermédiaires :	4
1.2.1.3 Détermination des jeux de barres communs:	4
1.2.2 Identification de type des lignes	6
1.2.2.1 Ligne principale.....	6
1.2.2.2 Ligne latérale	6
1.2.2.3 Ligne sous-latérale.....	8
1.2.2.3 Ligne mineure.....	8
1.3 Ecoulement de puissance.....	9
1.3.1 Unité relative	9
1.3.2 Puissance et courant dans les branches.....	10
1.3.3 Courants dans les branches.....	11
1.3.3.1 Courant de charge.....	11
1.3.3.2 Courant des branches d'une ligne mineure.....	11
1.3.3.3 Courant des branches d'une ligne sous-latérale.....	12
1.3.3.4 Courant des branches d'une ligne latérale.....	12
1.3.3.5 Courant des branches d'une ligne principale.....	13
1.3.4 L'amplitude et angle de la tension au niveau de chaque jeu de barres :	13
1.3.5 Pertes de puissance active et réactive	14
1.3.6 Organigramme de solution de l'écoulement de puissance	15
1.4 Application numérique	16
1.4.1 Réseau de test IEEE 33-Bus	16

1.4.2 Réseau de test IEEE 69-Bus	20
1.5 Conclusion.....	24

Chapitre 2

Insertion optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution

2.1 Introduction	25
2.2 Organisation du réseau de distribution	25
2.3 Avantage et potentiel de la production décentralisée	25
2.4 Influence de l'intégration des DGs dans le réseau	26
2.4.1 Modification du transit de puissance	26
2.4.2 Variation de la tension	28
2.4.3 Pertes de puissance dans les branches du réseau.....	29
2.5 Organisation du réseau de distribution en présence des DGs	29
2.5.1 Emplacement des DGs	30
2.5.2 Taille des DGs	30
2.5.3 Fonction objectif.....	30
2.5.4 Contraintes	30
2.6 Notion d'optimisation.....	31
2.7 Choix de la méthode d'optimisation.....	32
2.8 L'algorithme Fire fly	32
2.8.1 Règles de déplacement	33
2.8.2 Attractivité.....	34
2.8.3 Distance.....	34
2.8.4 Mouvement.....	34
2.9 Application de l'algorithme Firefly.....	37
2.9.1 Résultats et discussions.....	37
2.9.1.1 Réseau IEEE 33-Bus.....	37
2.9.1.2 Réseau IEEE 69-Bus.....	43
2.10 Conclusion	49

Chapitre 3

Insertion optimale de la production décentralisée et des condensateurs dans le réseau de distribution pour différents niveaux de charge

3.1 Introduction	50
3.2 Organisation du réseau de distribution en présence des DGs et des condensateurs	51

3.3 Coût et bénéfice d'insertion des DGs dans le réseau de distribution	52
3.3.1 Coût d'insertion des DGs	52
3.3.2 Bénéfice d'insertion des DGs	52
3.4 Importance d'insertion des condensateurs dans le réseau de distribution	52
3.4.1 Compensation de la puissance réactive	53
3.4.2 Amélioration du facteur de puissance	54
3.4.3 Diminution de la puissance réactive transportée	54
3.4.4 Diminution des pertes dans les lignes	54
3.5 Coût et bénéfice d'insertion des condensateurs dans le réseau de distribution	55
3.5.1 Coût d'insertion des condensateurs	55
3.5.2 Bénéfice d'insertion des condensateurs	55
3.6 Insertion seule et simultanée des condensateurs et des DGS	55
3.7 Formulation du problème	57
3.7.1 Fonction objectif	58
3.7.2 Formulation mathématique	59
3.7.2.1 Coût d'installation des condensateurs	59
3.7.2.2 Coût d'installation des DGs	59
3.7.2.3 Coût de maintenance des DGs	60
3.7.2.4 Coût d'opération des DGs	60
3.7.2.5 Réductions de la puissance active achetée	61
3.7.2.6 Bénéfice de la réduction des pertes de puissance réactive	62
3.7.2.7 Bénéfice de la réduction des pertes d'énergies	62
3.7.2.8 Bénéfice de réduction des pertes durant la pointe	63
3.8 Application numérique	64
3.8 Conclusion	75
3.8 Conclusion générale	76
Annexe1	78
Annexe2	79
Annexe3	80
Bibliographie	80

Nomenclature

Symboles	Définition
Z_i	Impédance de la branche « i »
R_i et X_i	Résistance et réactance de la branche « i »
V_i , δ_i	Module et angle de la tension au niveau du jeu de barres « i »
P_{Li} et Q_{Li}	Puissances active et réactive de la charge au niveau du jeu de barres « i »
I_i	Courant circulant dans une branche « i »
$P_{loss,i}$ et $Q_{loss,i}$	Pertes de puissance active et réactive de la branche « i »
S_i^*	Conjugué de la puissance apparente au début de la branche « i »
P_{DGi} et Q_{DGi}	Puissances active et réactive injectées par DG au niveau du jeu de barres « i »
Q_{Ci}	Puissance réactive injectée par le condensateur au niveau du jeu de barres « i »
$\cos \varphi$	Facteur de puissance
$\beta_{i,j}$	Attractivité
$r_{i,j}$	Distance entre deux lucioles i et j
x_i	Emplacement d'une luciole i
α	Coefficient de répartition aléatoire
γ	Coefficient d'absorption
C_1	Coût d'installation des DGs
CM	Coût de maintenance des DGs
CPV	Coût d'opération des DGs
COSTCap	Coût d'installation des condensateurs
InfR,IntR, T	Taux d'inflation, taux d'intérêt et période de planification
$PT_{NDG,j}$	Puissance active achetée dans le $j^{ème}$ niveau de charge

EL_{ij}	Pertes d'énergie dans la branche (i,j)
$\Delta Loss$	Réduction des pertes de puissance en présence des DGs
BPV	Réduction des coûts de la demande de puissance active achetée
BEL	Bénéfice de réduction des pertes d'énergie
BPL	Bénéfice de la réduction des pertes de puissance
BR	Bénéfice de la réduction de la perte de puissance réactive
JB	Jeu de barres
$JBDM_m$	Jeu de barres de départ de la $m^{ème}$ ligne mineure
$JBTM_m$	Jeu de barres terminal de la $m^{ème}$ ligne mineure
$JBDSL_{sl}$	Jeu de barres de départ de la $sl^{ème}$ ligne sous-latérale
$JBTSL_{sl}$	Jeu de barres terminal de la $sl^{ème}$ ligne sous-latérale
$JBDL_l$	Jeu de barres de départ de la $l^{ème}$ ligne latérale
$JBTL_l$	Jeu de barres terminal de la $l^{ème}$ ligne latérale
$JBTP_p$	Jeu de barres terminal de la ligne principale
Communbus	Jeu de barres commun
Intermediatebus	Jeu de barres intermédiaire
Terminalbus	Jeu de barres terminal
Vecteur $L-P$	Vecteur de la ligne principale

Liste des figures

Figure 1.1 : Organigramme d'identification des types des jeux de barres	5
Figure 1.3 : Détermination des vecteurs des lignes latérales	7
Figure 1.4 : Réseau de distribution électrique de 15 jeux de barres	9
Figure 1.5 : Schéma unifilaire d'un réseau de distribution radial	10
Figure 1.6 : Représentation de deux jeux de barres d'un réseau de distribution radial	11
Figure 1.7 : Organigramme de la solution de l'écoulement de puissance	15
Figure 1.8 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 33-Bus	16
Figure 1.9 : Niveau de tension dans chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 33-Bus	19
Figure 1.10 : Pertes de puissance active et réactive dans les branches du réseau IEEE33-Bus	19
Figure 1.11 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 69 –Bus	20
Figure 1.12 : Pertes de puissance active et réactive dans les branches du réseau IEEE69 -Bus	23
Figure 1.13 : Niveau de tension dans chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 69-Bus	24
Figure 2.1 : Transit de puissance en présence d'une production décentralisée	26
Figure 2.2.a : Ligne radiale avec une charge	27
Figure 2.2.b : Diagramme de phase	27
Figure 2.3 : Ligne radial avec une DG connectée au même jeu de barres de la charge	28
Figure 2.4 : Variation de la tension du réseau	29
Figure 2.5 : Organisation du réseau de distribution en présence des DGs	29
Figure 2.6 : Notion d'optimisation	31
Figure 2.7 : Organigramme d'optimisation de la taille et de l'emplacement des DGs par FA	36
Figure 2.8 : Pertes de puissance active et réactive, 3 cas étudiés du réseau IEEE 33-Bus	41

Figure 2.9 : Caractéristique de convergence de la fonction objectif en présence de la production décentralisée dans le réseau de distribution IEEE 33 –Bus	41
Figure 2.10 : Niveau de tension dans chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 33-Bus avant et après l'installation des DGs	42
Figure 2.11 : Pertes de puissance active et réactive des trois cas étudiés du réseau de distribution IEEE 69-Bus	47
Figure 2.12 : Caractéristique de convergence de la fonction objectif en présence de la production décentralisée dans le réseau de distribution IEEE 69 –Bus	47
Figure 2.13 : Niveau de tension dans chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 69-Bus avant et après l'installation des DGs	48
Figure 3.1 : Planification du réseau de distribution en présence des DGs et des condensateurs	51
Figure 3.2 : Principe de compensation	53
Figure 3.3 : Réseau radial en présence seule et simultanée des DGs et des condensateurs	56
Figure 3.4 : Réseau de distribution électrique IEEE 34 -Bus	64
Figure 3.5 : Tailles et Emplacements optimaux des DGs et des condensateurs	65
Figure 3.6 : Emplacements et tailles des DGs installées seules et avec condensateurs	66
Figure 3.7 : Profil de tension sans installation d'équipements pour différentes charges	71
Figure 3.8 : Profil de tension pour différentes charges après installation des condensateurs	72
Figure 3.9 : Profil de tension pour différentes charges après installation des DGs	72
Figure 3.10 : Performances du profil de tension pour différentes charges après installation simultanée des condensateurs et des DGs	73
Figure 3.11 : Performance du profil de tension en faible charge avant et après l'installation des équipements	73
Figure 3.12 : Performance du profil de tension en moyenne charge avant et après l'installation des équipements	74

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Type des jeux de barres et des lignes du réseau de distribution 15 jeux de barres	9
Tableau 1.2 : Identification de la topologie du réseau de distribution IEEE 33- Bus	17
Tableau 1.3 Solution de l'écoulement de puissances pour le réseau de distribution IEEE 33 -Bus	17
Tableau 1.5 : Identification de la topologie du réseau de distribution IEEE 69 -Bus	20
Tableau 1.6 : Solution de l'écoulement de puissances pour le réseau de distribution IEEE 69 -Bus	22
Tableau 2.1 : Comparaison de la solution de l'écoulement de puissances des trois cas étudiés pour le réseau de distribution IEEE 33 –Bus	39
Tableau 2.4 : Comparaisons des résultats obtenus par l'algorithme FA et l'algorithme SFLA	42
Tableau 2.5 : Comparaison de la solution de l'écoulement de puissances des trois cas étudiés pour le réseau de distribution IEEE 69-Bus	44
Tableau 2.6 : Comparaison des résultats obtenus par FA et GA	48
Tableau 3.1 : Informations techniques et commerciales sur le prix d'un MWh dans le marché pour différentes charges	66
Tableau 3.2 : Coûts économiques pour différentes charges	67
Tableau 3.3 : Les pertes de puissance actives et réactives pour les quatre cas étudiés et les trois niveaux de charge	68
Tableau 3.4 : Bénéfices de la réduction des pertes de puissance active par rapport au cas1	69
Tableau 3.5 : Bénéfices de la réduction des pertes de puissance réactives par rapport au cas 1	69
Tableau 3.6: Tension minimale pour les quatre cas étudiés et les trois niveaux de charge	70

Introduction générale

Les réseaux électriques sont traditionnellement exploités d'une manière centralisée et la plus grande partie de la production électrique est centrée autour des centrales à grande capacité de production (hydrauliques, thermiques, nucléaires). Cette production est souvent liée à des emplacements géographiques adéquats (sources d'eau, impératifs techniques, ...). L'énergie est ensuite acheminée vers les grands centres de consommation à travers un réseau de lignes aériennes et de câbles, souvent à de grandes distances et à des niveaux de tension plus au moins importants [1].

Le développement des nouvelles sources de production décentralisée (DGs) est désormais une réalité dans plusieurs pays à travers le monde grâce à la déréglementation du marché de l'énergie ainsi qu'aux évolutions technologiques des moyens de production de petite puissance. Cette manière de production d'énergie est destinée à être produite localement (au plus près des centres de consommation et donc destinée à être transportée sur de courtes ou moyennes distances) [2].

La production décentralisée introduit des changements radicaux sur les métiers de la génération, du traitement et de la distribution de l'énergie électrique et remet en cause la planification, la conception, le fonctionnement et l'exploitation de ces réseaux. En effet, ces réseaux n'ont pas été conçus pour accueillir ce type de production puisque l'insertion de ces sources d'énergie au sein de ces réseaux peut avoir des conséquences importantes sur la circulation des flux énergétiques et donc sur la philosophie et l'implémentation du système de gestion et de la protection du réseau. Par ailleurs, cette forme de production, de par sa nature distribuée, a le potentiel de permettre une meilleure sécurisation des infrastructures. En effet le mode classique de l'écoulement de l'énergie dépend beaucoup du réseau de transport. Ce dernier est considéré comme le maillon faible de la chaîne. Une meilleure pénétration de la production décentralisée permettra au réseau tout entier de dépendre moins du réseau de transport.

L'insertion de ces nouvelles productions n'est pas sans effets négatifs sur des réseaux auxquels elles sont interconnectées et qui n'ont pas été conçus à cet effet. Elles peuvent cependant poser certains problèmes qui doivent être examinés entre les producteurs et les gestionnaires de réseaux. Citons par exemple [3]:

- Le dépassement des capacités de transits des ouvrages,
- L'emplacement non optimal des DGs peut influencer sur le profil de tension qui peut dépasser les limites admissibles
- Le dysfonctionnement des protections contre les courts-circuits...

La solution de ces problèmes passe par l'intégration optimale des DGs dans les réseaux de distribution, donc l'objectif qu'on s'est assigné est la détermination optimale de la taille et de l'emplacement de la production décentralisée pour réduire au mieux les pertes de puissances, améliorer le profil de tension et par là augmenter la capacité de transmission des lignes .

Le problème de l'optimisation de la taille et de l'emplacement des équipements intégrés dans le réseau de distribution ne peut être séparé de l'écoulement de puissance .Alors, la solution de ce dernier sera étudiée en présence et sans présence de ces équipements (DGs et condensateurs).

Le présent mémoire est structuré en trois chapitres. Dans le premier chapitre, on déterminera la solution de l'écoulement de puissance dans les lignes de distribution en se basant sur l'identification de la topologie du réseau électrique. Dans le deuxième chapitre, on s'intéressera à une méthode d'optimisation dite algorithme firefly pour la détermination optimale de la taille et de l'emplacement des DGs. Dans le troisième chapitre, des DGs et des condensateurs fixes sont installés seuls et simultanément pour différentes charges (minimale, moyenne et maximale) afin d'atteindre l'objectif du deuxième chapitre et aussi de réduire les pertes d'énergie et maximiser la différence entre les différents bénéfices et coûts de ces équipements installés.

Chapitre 1

Topologie et écoulement de puissance des réseaux de distribution électriques

1.1 Introduction

Le calcul de l'écoulement de puissance, nous permet de déterminer les valeurs du module et de la phase de la tension au niveau de chaque jeu de barres, les courants traversant chaque branche, les puissances actives et réactives transitées dans les lignes et les pertes de puissance actives et réactives pour chaque branche ainsi que les pertes totales du réseau. Plusieurs méthodes fiables ont été utilisées pour résoudre ce problème dans le réseau de transport à savoir la méthode de Newton-Raphson, la méthode de Newton-Raphson découplée et la méthode de Newton-Raphson découplée rapide [4][5]. Mais pour le réseau de distribution, l'application de ces méthodes a prouvé dans la majorité des cas un échec par leur divergence à cause des caractéristiques de ces types de réseaux qui sont caractérisés par leurs configurations radiales et un rapport r/X élevé [6]. Plusieurs auteurs [7], [8], [9],[10] ont mis au point un nombre important de méthodes de solution du problème de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution. Dans ce chapitre nous allons nous pencher sur la solution de ce problème en proposant une technique qui se base sur l'identification de la topologie du réseau juste en lisant les données de ce dernier par la détermination du type de chaque jeu de barres formant le réseau à savoir le jeu de barres terminal, le jeu de barres intermédiaire et le jeu de barres commun. Cette topologie sera ensuite exploitée dans le calcul de l'écoulement de puissance.

1.2 Topologie du réseau de distribution

Avant de faire l'écoulement de puissance dans le réseau de distribution, on cherche tout d'abord à connaître la topologie ou l'architecture du réseau. Pour cela, nous proposons une technique d'identification des types de jeux de barres et les différentes lignes.

1.2.1 Identification du type des jeux de barres

Les types des jeux de barres constituant un réseau de distribution sont :

- Jeu de barres terminal ;
- Jeu de barres intermédiaire ;
- Jeu de barres commun.

Chapitre 1 Topologie et écoulement de puissance des réseaux de distribution électriques

1.2.1.1 Identification des jeux de barres terminaux

Un jeu de barres terminal est un jeu de barres qui est lié à une seule branche à la fin des ramifications.

L'identification du jeu de barres terminal se fait selon l'égalité de la boucle suivante :

```
Pour i=1:Nbr
|
| Pour j=1:Nbr
| | Ldata( i , 2) = Ldata( j, 1)
| |
| | Fin
| |
| Fin
|
| Fin
```

Où Nbr est le nombre de branches ;

Ldata(i , 1) est le vecteur des jeux de barres de départ ,i=1...Nbr ;

Ldata(i , 2) est le vecteur des jeux de barres d'arrivée, i=1...Nbr .

Pour chaque valeur de 'i', 'j' varie de 1 jusqu' à Nbr, s'il n'ya pas d'égalité, le jeu de barres Ldata(i, 2) est un jeu de barres terminal.

1.2.1.2 Détermination des jeux de barres intermédiaires

Un jeu de barres intermédiaire est un JB qui lie deux branches.

Le jeu de barres intermédiaire peut se situer entre :

- Un JB terminal est un JB intermédiaire ;
- Deux JB communs ;
- Un JB commun et un JB intermédiaire ;
- Deux JB intermédiaires.

La détermination des jeux de barres intermédiaires du réseau de distribution en se basant sur les données du réseau se fait par la comparaison de chaque JB d'arrivée aux jeux de barres de départ selon la boucle utilisée pour la détermination des jeux de barres terminaux. Pour chaque valeur de 'i', 'j' varie de 1 jusqu'à Nbr ,s'il ya une seule égalité, le jeu de barres Ldata(i,2) est un JB intermédiaire.

1.2.1.3 Détermination des jeux de barres communs

Un jeu de barres commun est un JB qui lie trois branches ou plus. Pour déterminer un jeu de barres commun du réseau de distribution en se basant sur les données du réseau, on compare chaque JB d'arrivée aux jeux de barres de départ selon la boucle utilisée pour la détermination des jeux de barres terminaux. Pour chaque valeur de 'i', 'j' varie de 1 jusqu'à Nbr, s'il ya plus d'une égalité, le jeu de barres Ldata(i,2) est un JB commun.

Chapitre 1 Topologie et écoulement de puissance des réseaux de distribution électriques

L'organigramme de la figure (1.1) représente la méthode d'identification des types des jeux de barres de barres.

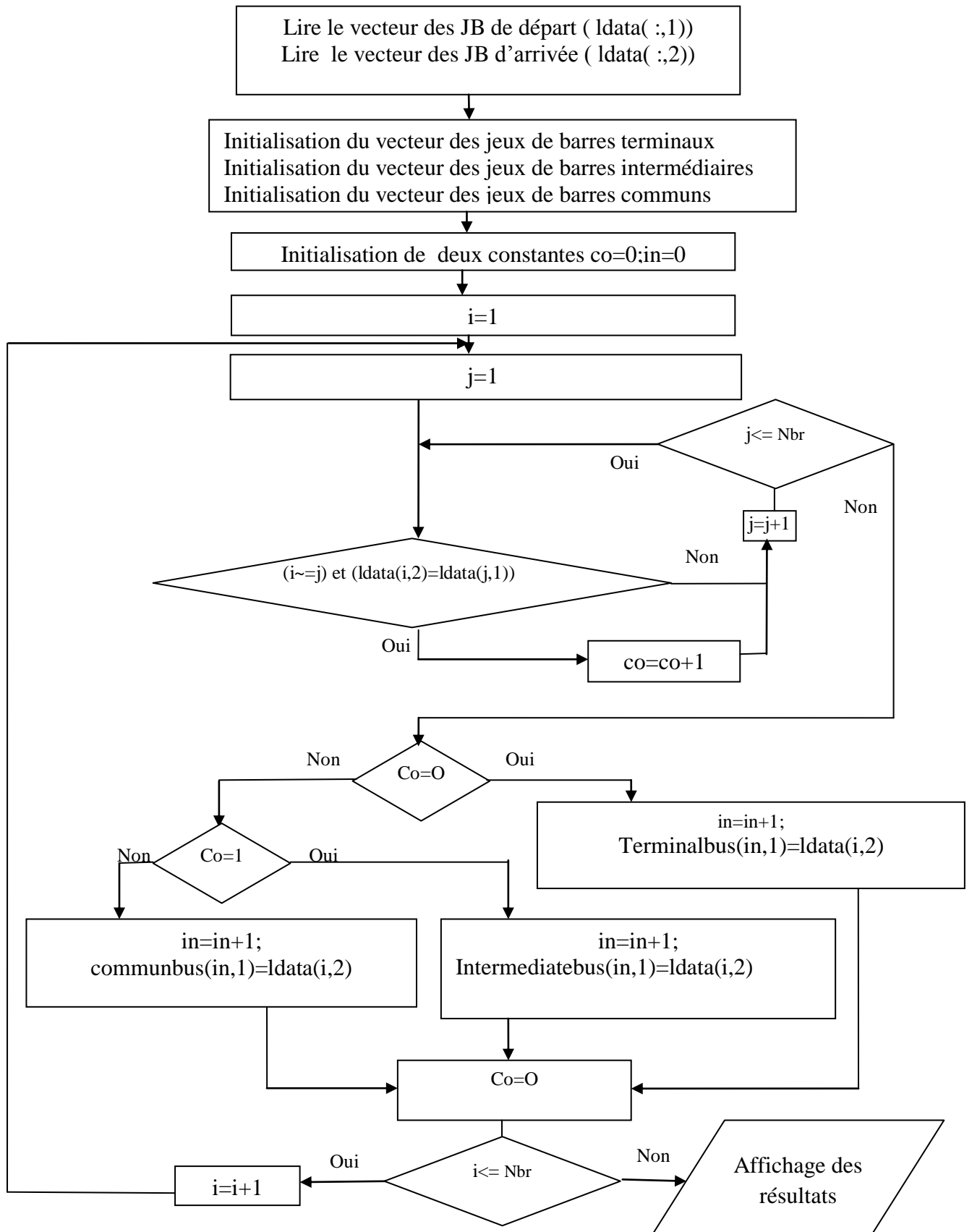


Figure 1.1 : Organigramme d'identification des types des jeux de barres

1.2.2 Identification de type des lignes

Les types des lignes constituant le réseau de distribution sont :

- Ligne principale ;
- Ligne latérale ;
- Ligne sous-latérale;
- Ligne mineure.

1.2.2.1 Ligne principale

Une ligne principale est une ligne qui est liée au jeu de barres de référence. La détermination du jeu de barres terminal ainsi que tous les JB formant cette ligne se fait selon l'organigramme suivant :

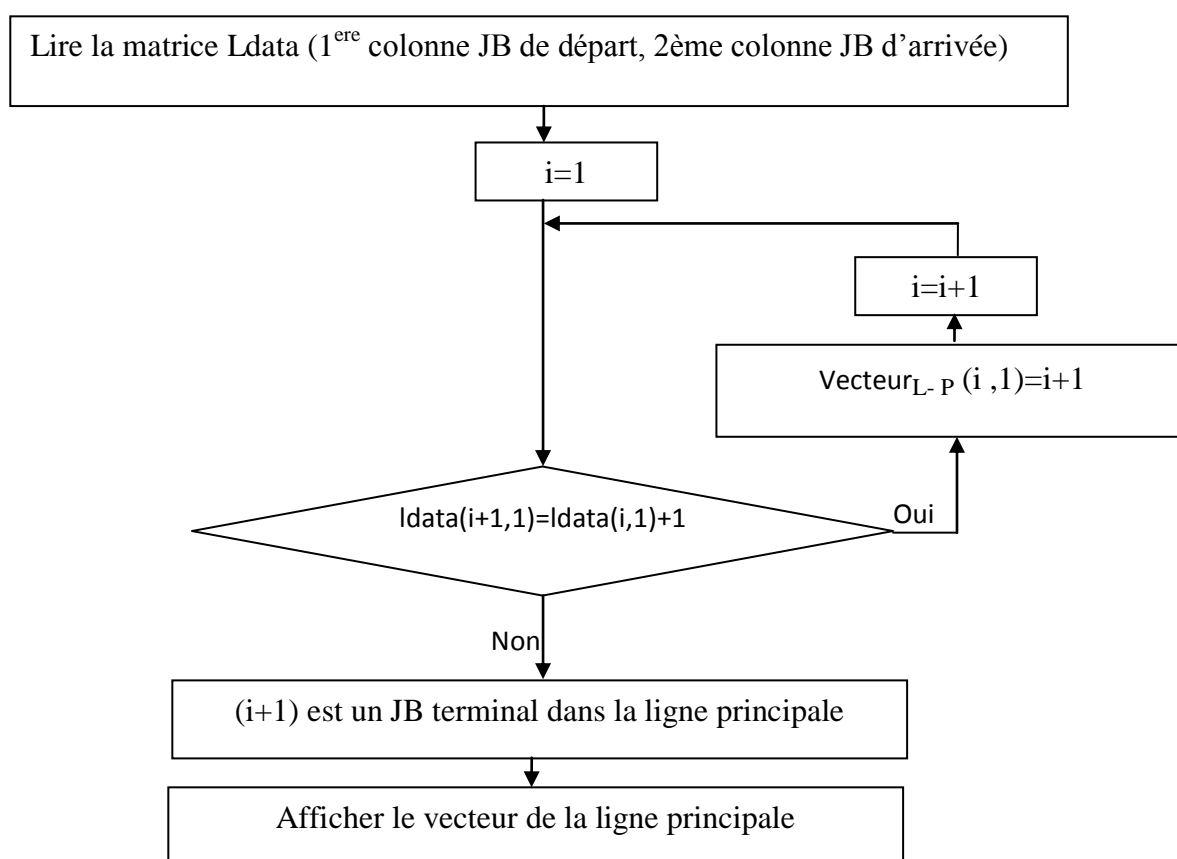


Figure 1.2 : Détermination du vecteur de la ligne principale

1.2.2.2 Ligne latérale

Une ligne latérale est une ligne qui est liée à un jeu de barres commun appartenant à la ligne principale. Pour déterminer le JB de départ d'une ligne latérale, on compare chaque élément du vecteur des JB communs aux éléments du vecteur contenant les JB de la ligne principale. S'il y a égalité, ce jeu de barres commun est un JB de départ pour une ligne latérale.

Chapitre 1 Topologie et écoulement de puissance des réseaux de distribution électriques

1.2.2.3 Ligne sous-latérale

Une ligne sous-latérale est une ligne qui est liée à un jeu de barres commun appartenant à la ligne latérale. Pour déterminer le JB de départ d'une ligne sous-latérale, on compare chaque élément du vecteur des JB communs aux éléments du vecteur contenant les JB de la ligne latérale. S'il y a égalité, ce jeu de barres commun est un JB de départ pour une ligne sous-latérale. Afin de trouver les vecteurs des lignes sous-latérales, on utilise le même organigramme de détermination des vecteurs des lignes latérales en remplaçant le vecteur de la ligne principale par les vecteurs des lignes latérales.

1.2.2.4 Ligne mineure

Une ligne mineure est une ligne qui est liée à un jeu de barres commun appartenant à la ligne sous-latérale. Pour déterminer le JB de départ d'une ligne mineure, on compare chaque élément du vecteur des JB communs aux éléments du vecteur contenant les JB de la ligne sous-latérale. S'il y a égalité, ce jeu de barres commun est un JB de départ pour une ligne mineure. Pour trouver les vecteurs des lignes mineures, on utilise le même organigramme de détermination des vecteurs des lignes latérales en remplaçant le vecteur de la ligne principale par les vecteurs des lignes sous-latérales.

Afin d'expliquer la méthode d'identification de la topologie du réseau de distribution, nous présentons l'exemple d'un réseau de distribution comportant 15 jeux de barres et 14 branches.

Les vecteurs des jeux de barres de départ et JB d'arrivée sont donnés comme suit :

$$\text{Ldata}(:,1) = \begin{bmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 2 \\ 7 \\ 8 \\ 4 \\ 10 \\ 8 \\ 12 \\ 12 \\ 14 \end{bmatrix} \quad \text{Ldata}(:,2) = \begin{bmatrix} 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \end{bmatrix}$$

L'application de la technique d'identification de la topologie du réseau de distribution sur ces données, donne les résultats représentés dans le tableau (1.1).

Chapitre 1 Topologie et écoulement de puissance des réseaux de distribution électriques

Tableau 1.1 : Type des jeux de barres et des lignes du réseau de distribution 15 JB

JB de référence	1
JB terminaux	6,9, 11, 13,15
JB intermédiaires	3,5,7, 10,14
JB communs	2,4,8,12
Ligne principale	1, 2, 3, 4, 5,6
Lignes latérales	2, 7, 8, 9
	4, 10, 11
Ligne sous-latérale	8, 12,13
Ligne mineure	12, 14, 15

La structure du réseau équivalente aux données ci-dessus est comme suit :

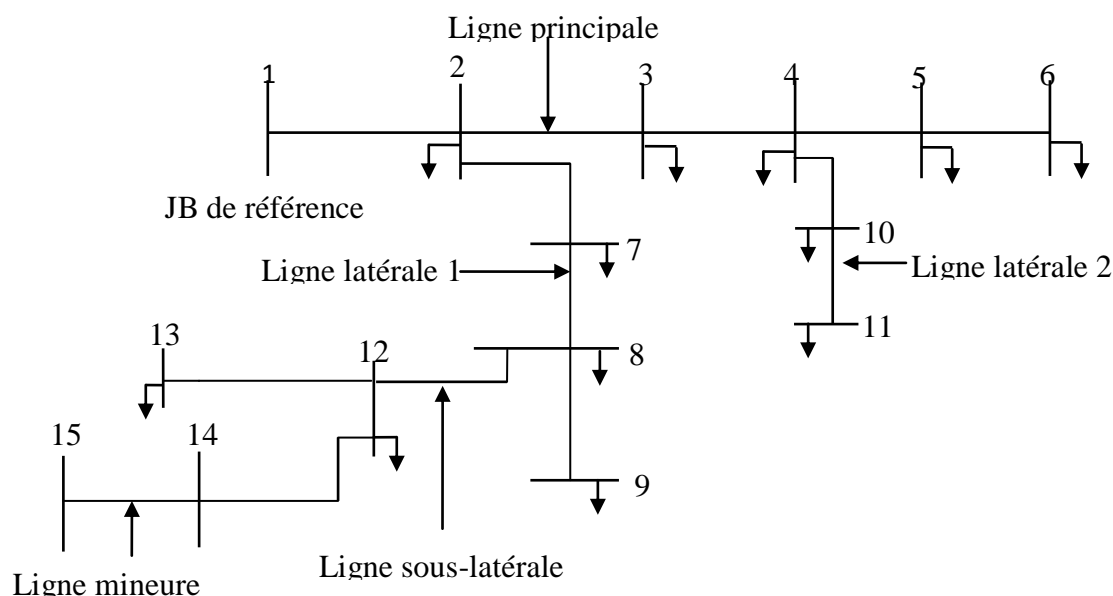


Figure 1.4 : Réseau de distribution électrique de 15 jeux de barres

1. 3 Ecoulement de puissance

Après l'identification de la topologie du réseau, l'étape suivante consiste à calculer l'écoulement de puissance en déterminant :

- Le courant dans chaque branche ;
- La puissance transitée dans chaque branche ;
- Les pertes totales de puissance active et réactive dans le réseau ;
- La tension de chaque jeu de barres.

1.3.1 Unité relative

Le système unité relative (per unit) est un système de grandeurs réduites qui permet d'avoir constamment à l'esprit des ordres de grandeurs relatifs de certains paramètres indépendamment des

Chapitre 1 Topologie et écoulement de puissance des réseaux de distribution électriques

niveaux de tension et de puissance. Ce système associe, à une variable quelconque A, une valeur de base A_{base} et la compare à sa valeur A_{vraie} de manière à l'exprimer dans un système adimensionnel « pu » (ou en pourcentage de sa valeur de base) dont les ordres de grandeur sont bien connus [11].

Pour une tension de base (V_{Base}) en kV, une puissance de base (S_{Base}) en kVA et une résistance R en Ω , la résistance R_{pu} en unité relative est donnée par :

$$R_{pu} = R \frac{S_{Base}}{10^3 V_{Base}^2} \quad (1.1)$$

La puissance active normalisée P_{pu} en unité relative en fonction de la puissance active P en MW est obtenue par :

$$P_{pu} = \frac{P}{S_{Base}} \quad (1.2)$$

La puissance réactive normalisée Q_{pu} en unité relative en fonction de la puissance réactive Q en MVA est obtenue par :

$$Q_{pu} = \frac{Q}{S_{Base}} \quad (1.3)$$

1.3.2 Puissance et courant dans les branches

Considérons un réseau de distribution avec une configuration radiale constitué d'un ensemble de branches. Chaque branche de ce réseau est modélisée comme une résistance en série avec une inductance pure [12].

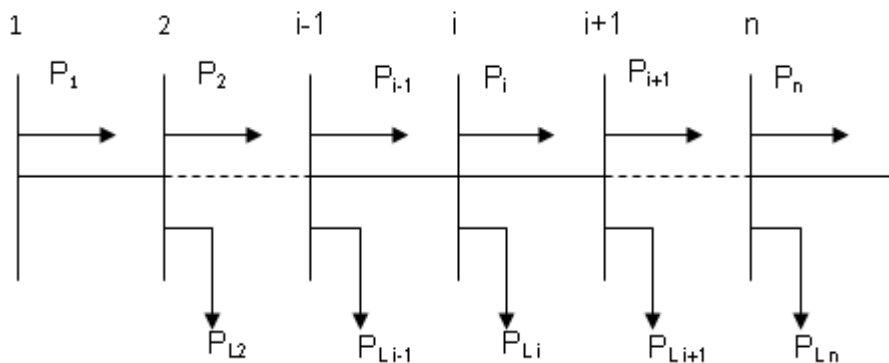


Figure 1.5 : Schéma unifilaire d'un réseau de distribution radial

L'impédance d'une branche « i » quelconque de ce réseau s'écrit comme suit :

$$Z_i = R_i + jX_i \quad (1.4)$$

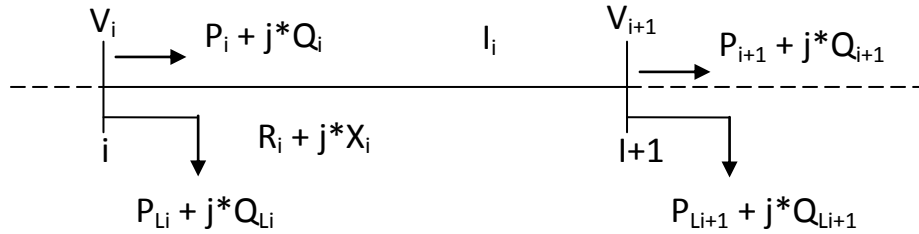


Figure 1.6 : Représentation de deux jeux de barres dans le réseau de distribution radial

Les puissances active et réactive transitées du jeu de barres 'i' au jeu de barres i+1 peuvent être calculées comme suit :

$$P_i = P'_{i+1} + R_i \frac{(P'_{i+1})^2 + Q'_{i+1})^2}{V_{i+1}^2} \quad (1.5)$$

$$Q_i = Q'_{i+1} + X_i \frac{(P'_{i+1})^2 + Q'_{i+1})^2}{V_{i+1}^2} \quad (1.6)$$

Où

$$P'_{i+1} = P_{i+1} + P_{Li+1} \text{ et } Q'_{i+1} = Q_{i+1} + Q_{Li+1}$$

P_{Li} et Q_{Li} sont les puissances active et réactive de la charge au niveau du jeu de barres 'i' ;

P_i et Q_i sont les puissances active et réactive transitées dans la branche (i).

Le courant traversant la branche (i) s'écrit comme suit :

$$I_i = \frac{(V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + jX_i} \quad (1.7)$$

1.3.3 Courants des branches

1.3.3.1 Courant de charge

Le courant injecté à chaque jeu de barres i peut s'écrit :

$$I_{Li} = \frac{S_{Li}^*}{V_i^*} \text{ où } i = 1, 2, 3 \dots N_i, N_i \text{ est le nombre de jeu de barres} \quad (1.8)$$

1.3.3.2 Courants des branches d'une ligne mineure

Le courant traversant une branche d'une ligne mineure peut être calculé comme suit :

$$I_b = I_{b+1} + I_{L(b+1)} \quad (1.9)$$

Où

$$\left\{ \begin{array}{l} b = (JBDM_m - 1), \dots, (JBTM_m - 1) \forall m, m = 1, 2, \dots N_m, \\ I_{b+1} = 0, \text{ si } (b + 1) = JBTM_m \\ I_{b,m} = I_b, \text{ si } b = b_{slm} \end{array} \right.$$

N_m est le nombre total des lignes mineures ;

Chapitre 1 Topologie et écoulement de puissance des réseaux de distribution électriques

I_b, I_{b+1} sont respectivement les courants des branches $b, b+1$;

$JBDM_m$ est le jeu de barres de départ de la $m^{\text{ème}}$ ligne mineure ;

$JBTM_m$ est le jeu de barres terminal de la $m^{\text{ème}}$ ligne mineure ;

$I_{b_m, m}$ est le courant de branche dans la $m^{\text{ème}}$ ligne mineure ;

b_{slm} est le numéro de la branche connectant la ligne sous-latérale avec la $m^{\text{ème}}$ ligne mineure.

1.3.3.3 Courants des branches d'une ligne sous-latérale

Le courant traversant une branche d'une ligne sous latérale s'écrit comme suit :

$$I_b = I_{b+1} + I_{L(b+1)} + \sum_{m=1}^{N_m} I_{b_m, m} \quad (1.10)$$

Où

$$\left\{ \begin{array}{l} b = (JBDSL_{sl} - 1) \text{ jusqu'à } (JBTSL_{sl} - 1) \forall sl, sl = 1, 2, \dots, N_{sl} \\ I_{b+1} = 0, \text{ si } (b + 1) = JBTSL_{sl} \\ I_{b_m, m} = 0, \text{ si } (b + 1) \neq n_{slm} \forall m, m = 1, 2, \dots, N_m, \\ I_{b+1} = 0, \text{ si } (b + 1) = JBTSL_{sl} \\ I_{b_{sl}, sl} = I_b, \text{ si } b = b_{sl} \end{array} \right.$$

N_{sl} est le nombre total des lignes sous-latérales ;

$JBDSL_{sl}$ est le jeu de barres de départ de la $sl^{\text{ème}}$ ligne sous-latérale ;

$JBTSL_{sl}$ est le jeu de barres terminal de la $sl^{\text{ème}}$ ligne sous-latérale ;

n_{slm} est le numéro du jeu de barres commun dans la ligne sous-latérale par lequel débute la $m^{\text{ème}}$ ligne mineure ;

$I_{b_{sl}, sl}$ est le courant de branche dans $sl^{\text{ème}}$ ligne sous-latérale ;

b_{sl} est le numéro de la branche connectant la ligne latérale avec la $sl^{\text{ème}}$ ligne sous-latérale.

1.3.3.4 Courants des branches d'une ligne latérale

Le courant traversant une branche d'une ligne latérale s'écrit selon l'équation suivante :

$$I_b = I_{b+1} + I_{L(b+1)} + \sum_{sl=1}^{N_{sl}} I_{b_{sl}, sl} \quad (1.11)$$

Où

Chapitre 1 Topologie et écoulement de puissance des réseaux de distribution électriques

$$\left\{ \begin{array}{l} b = (\text{JBDL}_l - 1) \text{ jusqu'à } (\text{JBTL}_l - 1) \forall l, l = 1, 2, \dots, N_l, \\ I_{b_{sl}, sl} = 0, \text{ si } (b + 1) \neq n_{lsl} \forall sl, sl = 1, 2, \dots, N_{sl} \\ I_{b+1} = 0, \text{ si } (b + 1) = \text{JBTL}_l \\ I_{bl,l} = I_b, \text{ si } b = b_{pl} \end{array} \right.$$

N_l est le nombre total des lignes latérales ;

JBDL_l est le jeu de barres de départ de la $l^{\text{ème}}$ ligne latérale ;

JBTL_l est le jeu de barres terminal de la $l^{\text{ème}}$ ligne latérale ;

$I_{bl,l}$ est le courant de branche dans la $l^{\text{ème}}$ ligne latérale ;

b_{pl} est le numéro de la branche connectant la ligne principale avec la $l^{\text{ème}}$ ligne latérale ;

n_{lsl} est le numéro du jeu de barres commun dans la ligne latérale par lequel débute la $sl^{\text{ème}}$ ligne sous-latérale.

1.3.3.5 Courants des branches de la ligne principale

Le courant traversant une branche d'une ligne latérale s'écrit selon l'équation suivante :

$$I_b = I_{b+1} + I_{L(b+1)} + \sum_{l=1}^{N_l} I_{bl,l} \quad (1.12)$$

Où

$$\left\{ \begin{array}{l} b = 1, 2, \dots, (\text{JBTP}_p - 1) \\ I_{bl,l} = 0, \text{ si } (b + 1) \neq n_{pl} \forall l, l = 1, 2, \dots, N_l \\ I_{b+1} = 0, \text{ si } (b + 1) = \text{JBTP}_p \end{array} \right.$$

JBTP_p est le jeu de barres terminal de la ligne principale ;

n_{pl} est le numéro du jeu de barres commun dans la ligne principale par lequel débute la $l^{\text{ème}}$ ligne latérale.

1.3.4 L'amplitude et l'angle de la tension au niveau de chaque jeu de barres

D'après la figure (1.6), le courant dans la branche $(i,i+1)$ s'écrit :

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i \angle -\delta_i} \quad (1.13)$$

En assimilant les équations (1.7) et (1.13), on obtient :

Chapitre 1 Topologie et écoulement de puissance des réseaux de distribution électriques

$$\frac{(V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + jX_i} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i \angle -\delta_i} \quad (1.14)$$

En assimilant les parties réelles et imaginaires des deux côtés de l'équation (1.14) on aura :

$$V_i^2 - V_i V_{i+1} \cos(\delta_{i+1} - \delta_i) = (P_i - jQ_i)(R_i + jX_i) \quad (1.15)$$

$$V_i V_{i+1} \cos(\delta_{i+1} - \delta_i) = V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i) \quad (1.16)$$

Ce qui donne l'équation :

$$V_i V_{i+1} \sin(\delta_{i+1} - \delta_i) = Q_i R_i - P_i X_i \quad (1.17)$$

Des deux équations (1.16) et (1.17) on peut obtenir :

$$(V_i V_{i+1})^2 = [V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)]^2 + [Q_i R_i - P_i X_i]^2 \quad (1.18)$$

L'amplitude de la tension s'écrit selon l'équation suivante :

$$V_{i+1} = [V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + (R_i^2 + X_i^2) \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{V_i^2}]^{1/2} \quad (1.19)$$

D'après les équations (1.15) et (1.16), la tangente de l'angle de tension peut s'écrire :

$$\tan(\delta_{i+1} - \delta_i) = \frac{(Q_i R_i - P_i X_i)}{[V_i^2 + (P_i R_i + Q_i X_i)]} \quad (1.20)$$

Donc l'angle de tension s'écrit :

$$\delta_{i+1} = \delta_i - \tan^{-1} \left(\frac{(Q_i R_i - P_i X_i)}{[V_i^2 + (P_i R_i + Q_i X_i)]} \right) \quad (1.21)$$

1.3.5 Les pertes de puissance active et réactive

Les pertes de puissance active au niveau d'une branche (i) de la figure (1.6) s'écrivent comme suit:

$$P_{Loss,i} = R_i \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{|V_i|^2} \quad (1.22)$$

Les pertes totales de puissance active dans le réseau peuvent être déterminées en additionnant les pertes de toutes les branches de l'équation (1.22) :

$$P_{T, Loss} = \sum_{i=1}^{Nbr} P_{Loss,i} \quad (1.23)$$

Les pertes de puissance réactive au niveau d'une branche (i) s'écrivent comme suit:

$$Q_{Loss,i} = X_i \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{|V_i|^2} \quad (1.24)$$

Chapitre 1 Topologie et écoulement de puissance des réseaux de distribution électriques

Les pertes totales de puissance réactive dans le réseau peuvent être déterminées en additionnant les pertes de toutes les branches de l'équation (1.24):

$$Q_{T, Loss} = \sum_{i=1}^{Nbr} Q_{Loss, i} \quad (1.25)$$

1.3.6 Organigramme de la solution de l'écoulement de puissance

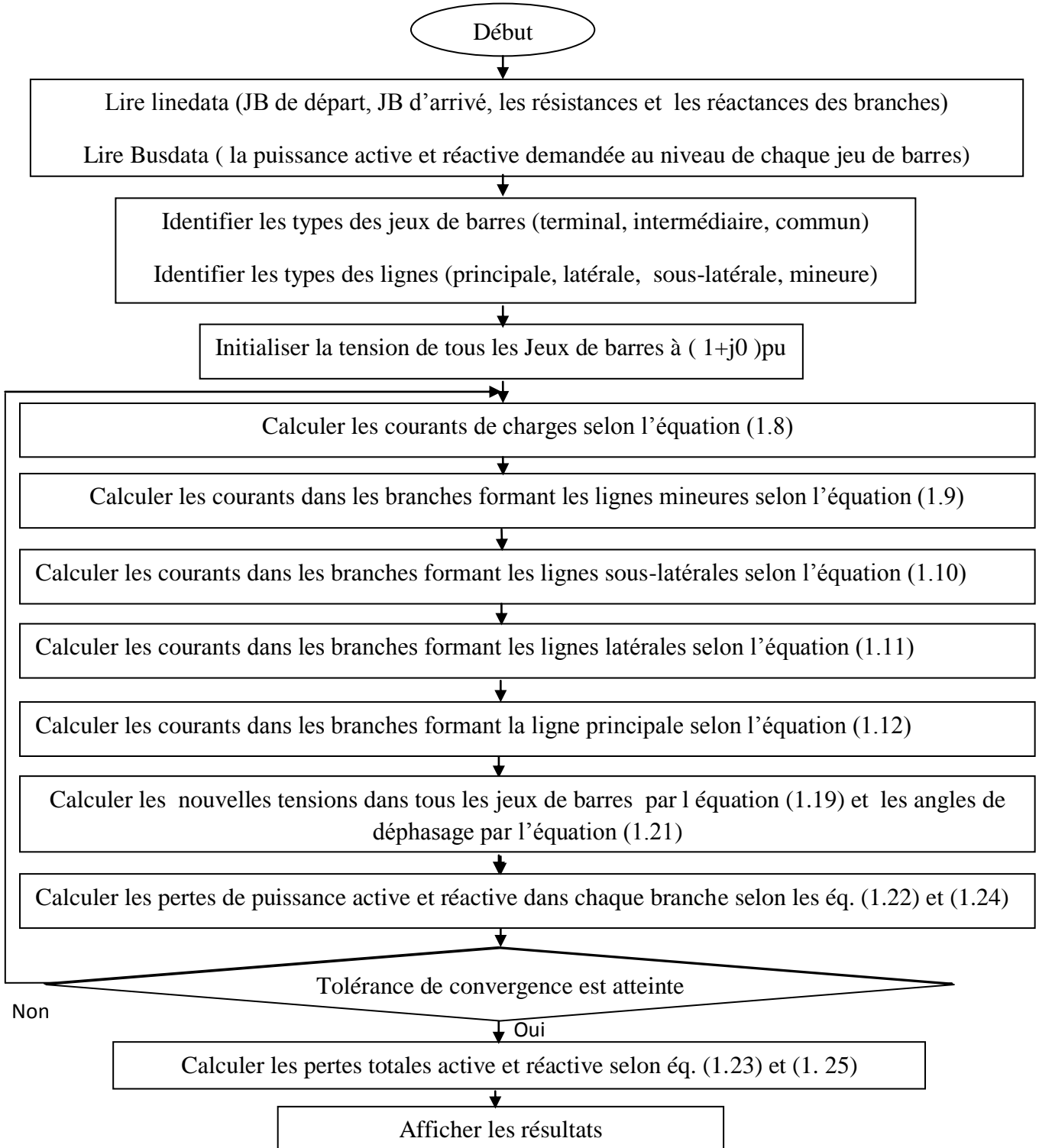


Figure 1.7 : Organigramme de la solution de l'écoulement de puissance

1.4 Application numérique

Afin de tester l'efficacité de la technique d'identification des types des jeux de barres pour la solution de l'écoulement de puissance, on l'a appliquée sur deux réseaux tests IEEE 33-Bus et IEEE 69-Bus [13][14] présentés respectivement par les figures (1.8) et (1.11).

1.4.1 Réseau test IEEE 33-Bus

Les caractéristiques du réseau de distribution IEEE 33-Bus de la figure (1.8) sont données comme suit :

Nombre de jeux de barres =33 ;

Nombre de branches =32 ;

Jeu de barres de référence N° =1 ;

Tension de base =12,66kV ;

Puissance de base = 10MVA .

Les données du réseau test sont présentées dans l'annexe 1.

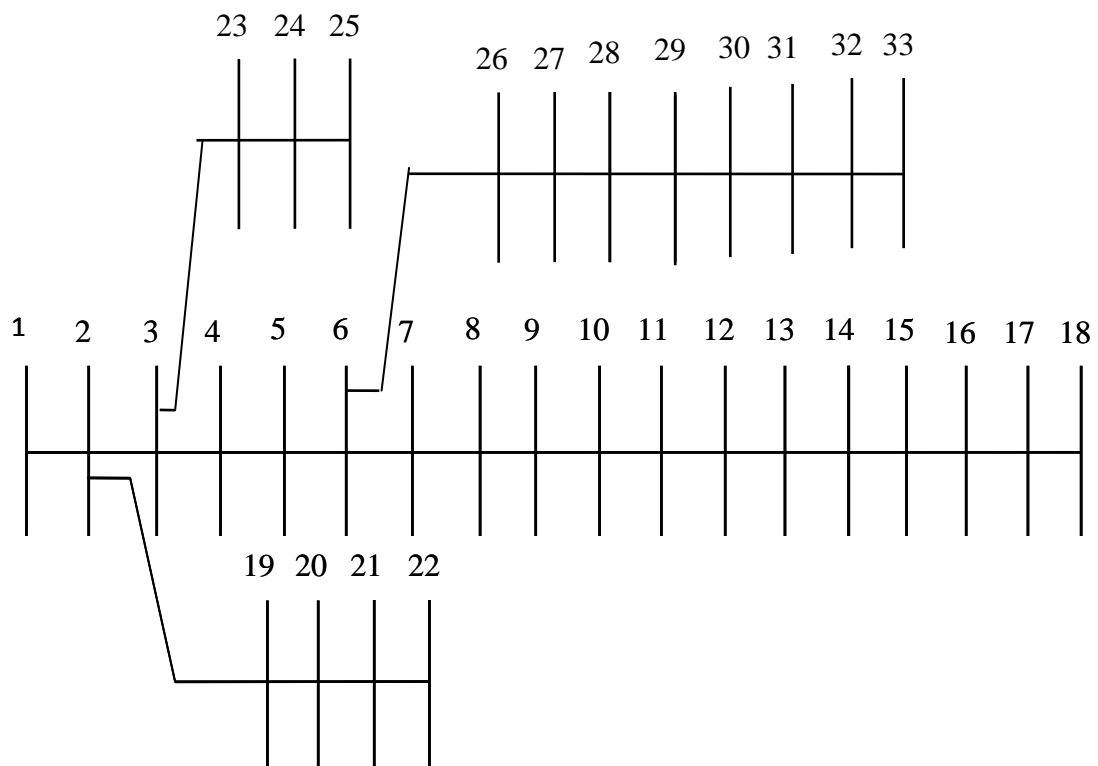


Figure 1.8 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 33-Bus

Le tableau (1.2) représente le type de chaque ligne et de chaque jeu de barres constituant le réseau de distribution IEEE 33-Bus.

Chapitre 1 Topologie et écoulement de puissance des réseaux de distribution électriques

Tableau 1.2 : Identification de la topologie du réseau de distribution IEEE 33-Bus

JB de référence	1
JB terminaux	18, 22, 25, 33
JB intermédiaires	4,5,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,19,20,21,23,24,26,27,28,29,30,31,32
JB communs	2, 3, 6
Ligne principale	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18
Lignes latérales	2, 19, 20, 21,22
	2, 23, 24,25
	6, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32,33

Tableau 1.3 Solution de l'écoulement de puissances pour le réseau de distribution IEEE 33-Bus

JB	Tension (pu)	Phase (rad)	JB	Tension (pu)	Phase (rad)	JB	Tension (pu)	Phase (rad)
1	1.0000	0	12	0.9271	0.0032	23	0.9794	0.0012
2	0.9970	0.0003	13	0.9210	-0.0048	24	0.9727	-0.0004
3	0.9830	0.0017	14	0.9187	-0.0063	25	0.9694	-0.0012
4	0.9755	0.0029	15	0.9173	-0.0069	26	0.9479	0.0032
5	0.9682	0.0041	16	0.9160	-0.0074	27	0.9453	0.0043
6	0.9498	0.0025	17	0.9140	-0.0088	28	0.9339	0.0059
7	0.9463	-0.0015	18	0.9134	-0.0089	29	0.9257	0.0074
8	0.9415	-0.0009	19	0.9965	0.0001	30	0.9222	0.0093
9	0.9352	-0.0023	20	0.9929	-0.0011	31	0.9180	0.0079
10	0.9294	-0.0035	21	0.9922	-0.0015	32	0.9171	0.0075
11	0.9286	-0.0033	22	0.9916	-0.0018	33	0.9168	0.0074
Pertes de puissance active			201.8925 KW					
Pertes de puissance réactive			134.6413 Kvar					
Nombre d'itérations			3					
Temps d'exécution			0.050873 secondes					

Le tableau (1.3) montre les modules et les angles des tensions au niveau de chaque jeu de barres. On remarque que la valeur la plus basse 0.9134 pu se trouve au niveau du jeu de barres 18.

Chapitre 1 Topologie et écoulement de puissance des réseaux de distribution électriques

Le nombre d'itérations pour résoudre ce problème est de trois itérations exécutées dans un temps de 0.050873 secondes.

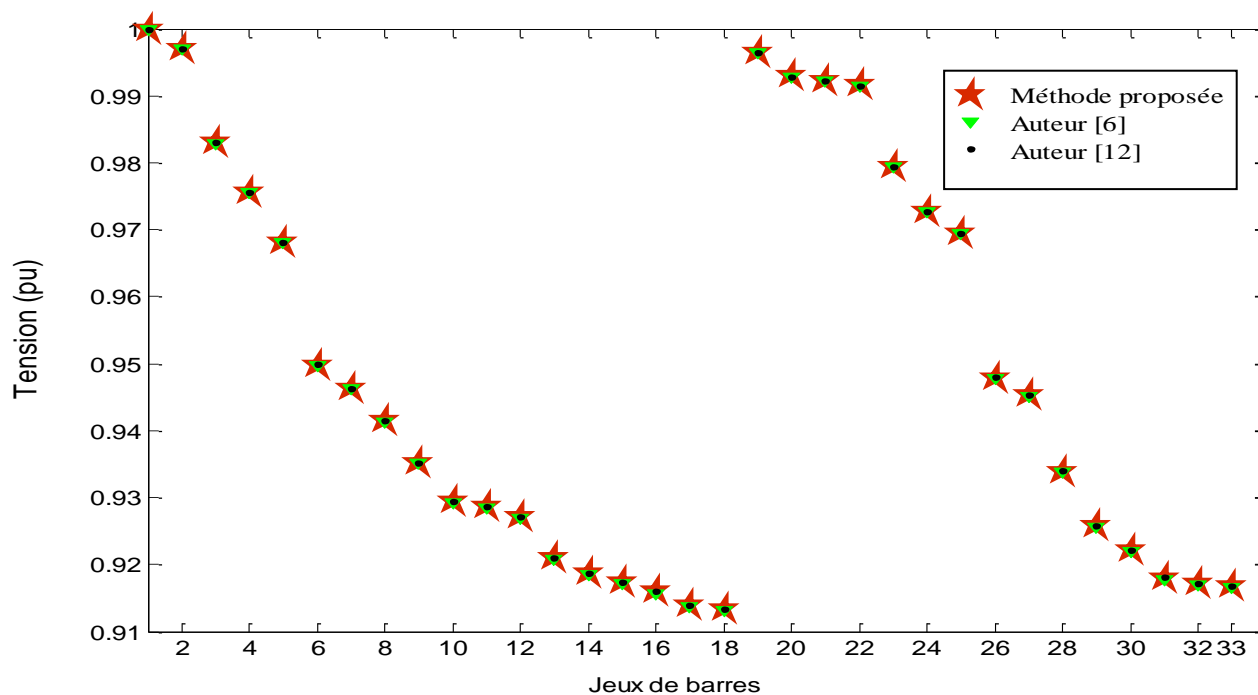


Figure 1.9 : Niveau de tension dans chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 33 –Bus

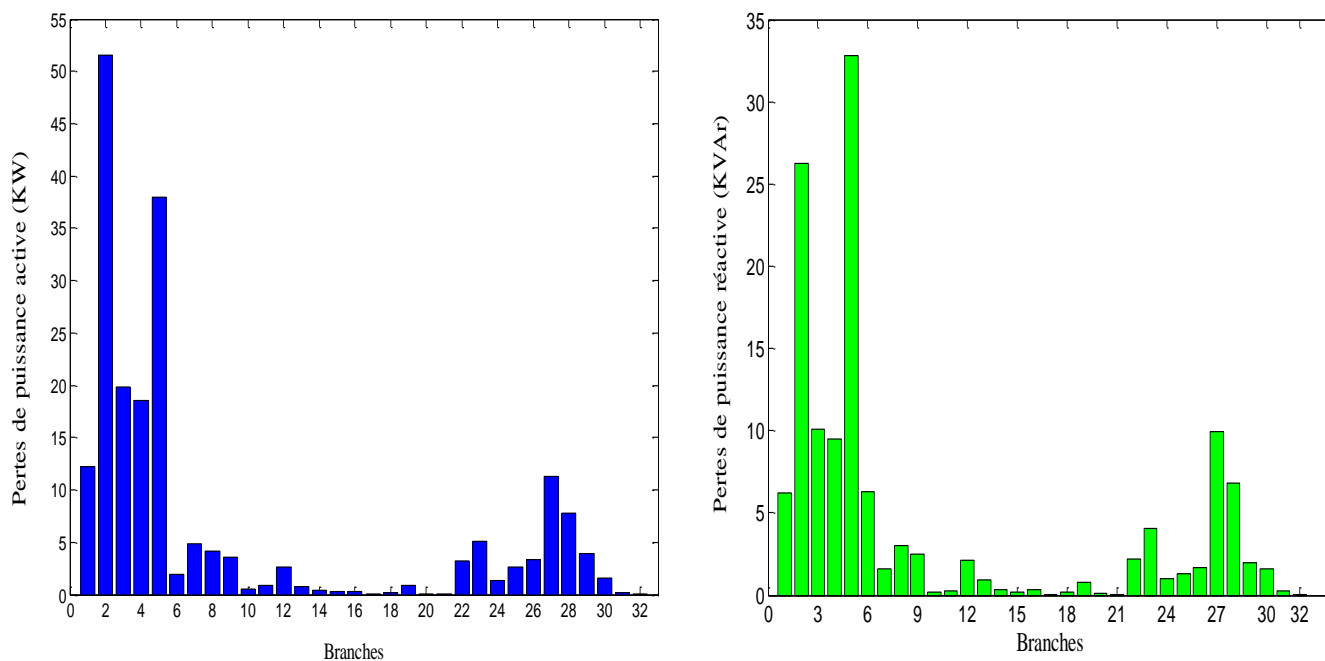


Figure 1.10: Pertes de puissance active et réactive dans les branches du réseau IEEE33-Bus

La figure (1.10) montre les pertes de puissance active et réactive dans chaque branche du réseau IEEE 33-Bus. La plus grande valeur de pertes de puissance active $P_{loss}=51.57$ KW est au niveau de la branche 2 et réactive $Q_{loss}= 32.82$ Kvar est au niveau de la branche 5. Cela est justifié

Chapitre 1 Topologie et écoulement de puissance des réseaux de distribution électriques

par les valeurs du courant ainsi que les caractéristiques, résistance et réactance de chaque branche. Les pertes totales active est réactive du réseau sont respectivement 201.89 KW et 134.64 Kvar représentant 5.42 % et 5.85 % de la puissance demandée. Les résultats sont similaires à ceux obtenus par les auteurs [6] et [12] où les pertes totales active est réactive du réseau obtenus par l'auteur [6] sont respectivement 202.6734 kW et 135.1382 kvar et les pertes totales active est réactive du réseau obtenus par l'auteur [12] sont respectivement 201.49 kW et 134.44 kvar.

1.4.2 Réseau test IEEE 69-Bus

Les caractéristiques du réseau de distribution IEEE 69-Bus de la figure (1.11) sont données comme suit :

Nombre de jeux de barres =69 ;

Nombre de branches =68 ;

Jeu de barres de référence N° =1 ;

Puissance de base = 100MVA ;

Tension de base =12,66kV.

Les données du réseau test sont présentées dans l'annexe 2.

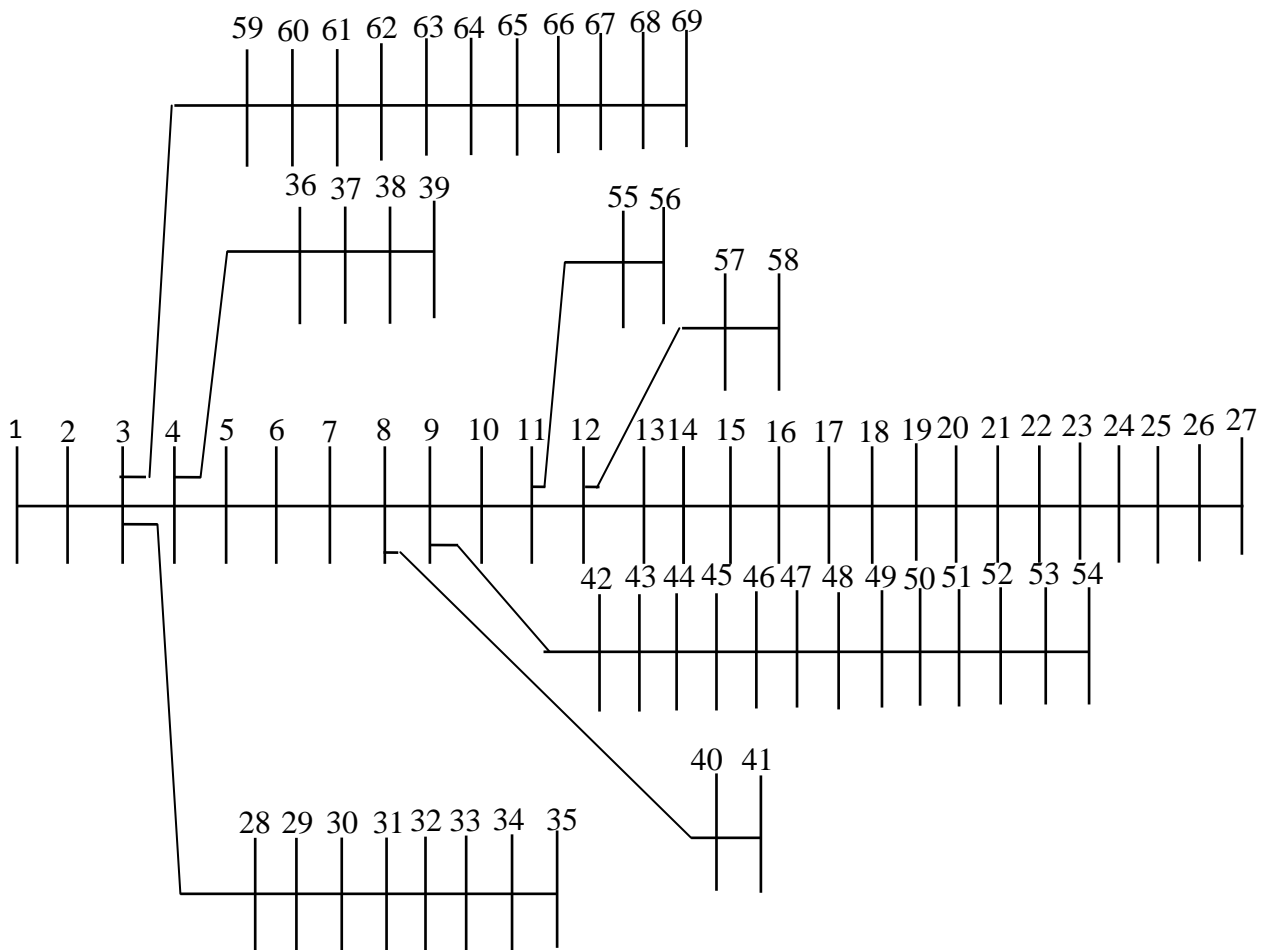


Figure 1.11 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 69 –Bus

Chapitre 1 Topologie et écoulement de puissance des réseaux de distribution électriques

Le tableau (1.4) représente le type de chaque ligne et de chaque jeu de barres constituant le réseau de distribution IEEE 69-Bus obtenu. Ce réseau est composé d'un jeu de barres de référence :1 , huit jeux de barres terminaux : 27 , 35, 39 , 41 ,54,56 ,58 ,69 et six jeux de barres communs : 3, 4 , 8 , 9 ,11, 12. Le reste des jeux de barres sont des jeux de barres intermédiaires.

Tableau 1.4 : Identification de la topologie du réseau de distribution IEEE 69-Bus

JB de référence	1
JB terminaux	27, 35, 39, 41,54, 56 ,58,69
JB intermédiaires	2 , 5 , 6, 7,10, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 28, 29, 30, 31, 32 ,33, 34, 36, 37, 38 ,40 ,42,43,44,45,46,47,48,49,50,51,52,53 , 55, 57,59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68
JB communs	3, 4, 8, 9,11, 12
Ligne principale	1, 2, 3, 4, 5 ,6 ,7 ,8 9,10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 ,18 ,19 ,20 ,21 ,22 ,23 ,24 ,25 ,26
Lignes latérales	3, 28 ,29 ,30 ,31 32 ,33,34 ,35
	4, 36, 37 ,38 ,39
	8, 40, 41
	9 ,42 ,43 ,44 ,45 , 46 ,47 ,48,49,50 ,51,52 ,53 ,54
	11 ,55 ,56
	12,57 ,58
	3, 59,60 ,61 ,62 ,63 ,64 ,65, 66, 67,68 ,69

Tableau 1.5 : Solution de l'écoulement de puissances pour le réseau de distribution IEEE 69-Bus

JB	Tension (pu)	JB	Tension (pu)	JB	Tension (pu)
1	1.0000	24	0.9517	47	0.9312
2	0.9999	25	0.9515	48	0.9275
3	0.9999	26	0.9515	49	0.9228
4	0.9998	27	0.9514	50	0.9163
5	0.9988	28	0.9999	51	0.9151
6	0.9884	29	0.9998	52	0.9140
7	0.9775	30	0.9996	53	0.9126
8	0.9749	31	0.9996	54	0.9106
9	0.9738	32	0.9995	55	0.9674
10	0.9687	33	0.9993	56	0.9674

Chapitre 1 Topologie et écoulement de puissance des réseaux de distribution électriques

11	0.9675	34	0.9988	57	0.9636
12	0.9638	35	0.9986	58	0.9636
13	0.9600	36	0.9998	59	0.9999
14	0.9573	37	0.9995	60	0.9997
15	0.9546	38	0.9988	61	0.9996
16	0.9541	39	0.9987	62	0.9995
17	0.9532	40	0.9742	63	0.9995
18	0.9532	41	0.9733	64	0.9989
19	0.9526	42	0.9713	65	0.9988
20	0.9524	43	0.9684	66	0.9988
21	0.9519	44	0.9645	67	0.9988
22	0.9519	45	0.9606	68	0.9987
23	0.9518	46	0.9409	69	0.9987

Le tableau (1.5) montre les modules des tensions au niveau de chaque jeu de barres. On remarque que la valeur la plus basse 0.9106 pu se trouve au niveau du jeu de barres 54. Le nombre d'itérations durant l'exécution du programme est de trois itérations exécutées dans un temps de 0.104833 secondes.

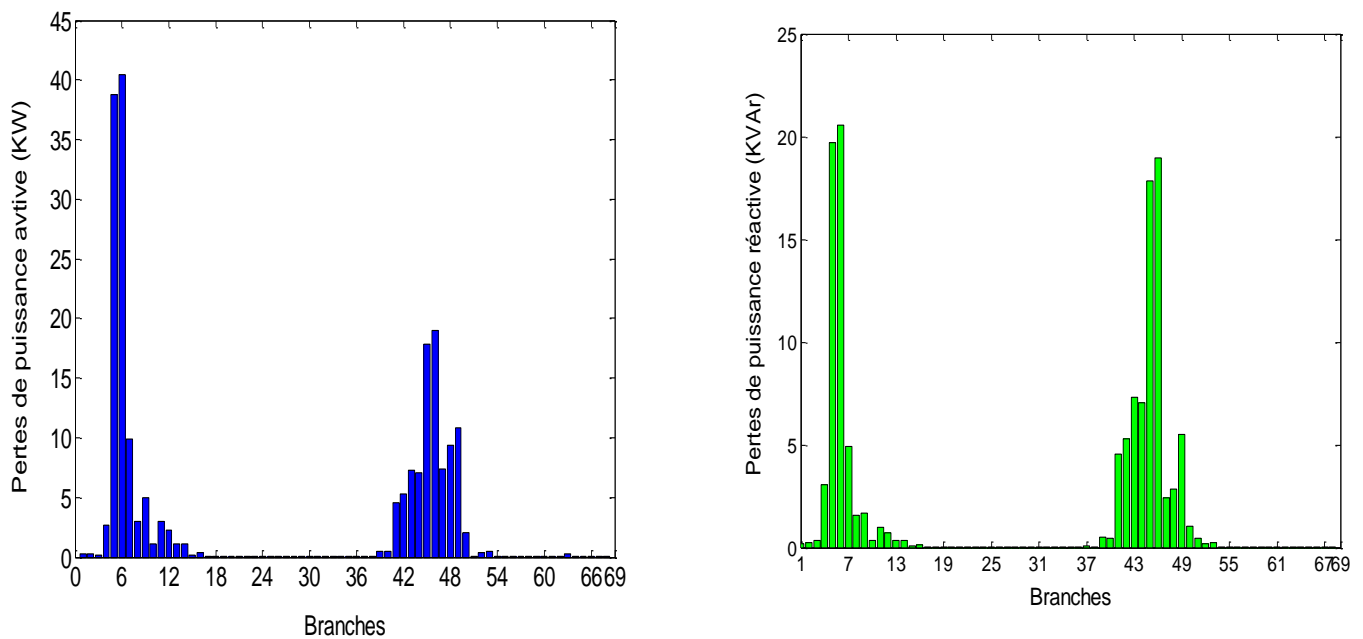


Figure 1.12: Pertés de puissance active et réactive dans les branches du réseau IEEE69 –Bus

La figure (1 .12) montre les pertés de puissance active et réactive dans chaque branche et les pertés totales du réseau IEEE 69-Bus. Les plus grandes valeurs de pertés de puissance active

Chapitre 1 Topologie et écoulement de puissance des réseaux de distribution électriques

$P_{loss}=40.47KW$ et réactive $Q_{loss}= 20.58Kvar$ sont au niveau de la 6^{ème} branche. Cela est justifié par les valeurs du courant ainsi que les caractéristiques, résistance et réactance de chaque branche. Les pertes totales active est réactive du réseau sont respectivement 223.24 KW et 100.48Kvar. Ces résultats sont proches aux ceux obtenus par l'auteur [14] où les pertes totales active est réactive du réseau sont respectivement 242.77KW et 109.23 Kvar.

Les distributions des pertes de puissances dans les branches présentées par la figure (1.12) montrent que les plus grandes pertes de puissance active et réactive sont celles de la 6^{ème} branche compris entre le jeu de barres 6 et le jeu de barres 7.

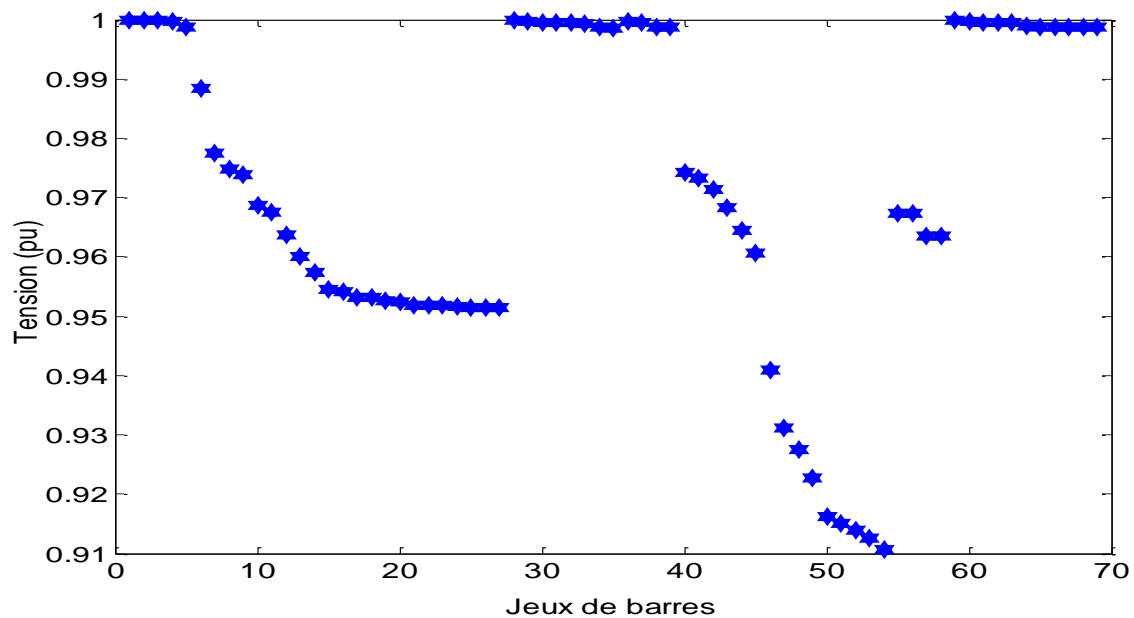


Figure 1.13 : Niveau de tension dans chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 69-Bus

1.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté, tout d'abord une technique pour l'identification de la topologie du réseau de distribution par la détermination du type de chaque jeu de barres (terminal, intermédiaire ou commun). Ensuite, on a exploité cette technique pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance. La méthode a été appliquée sur deux réseaux tests IEEE 33-Bus et IEEE 69-Bus. La technique proposée pour l'identification des types des jeux de barres a prouvé un bon compromis, nombre d'itération et temps d'exécution. La solution de l'écoulement de puissance nous a permis de savoir les informations nécessaires concernant le réseau vis-à-vis des tensions des jeux de barres dont on a besoin d'améliorer leur niveau et des pertes de puissance actives et réactives. Le chapitre suivant sera consacré à l'intégration optimale des sources d'énergie décentralisées pour minimiser les pertes de puissance et par conséquent l'amélioration du profil de tension.

Chapitre 2

Insertion optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution

2.1 Introduction

La production décentralisée se définit par opposition à la production classique centralisée qui est caractérisée par des unités de grandes puissances raccordées au réseau électrique haute tension. Les réseaux de distribution représentent le maillon du système de puissance où le développement de la production décentralisée (DG) est le plus attendu [2].

Cependant, l'interconnexion à grande échelle de ces systèmes aux réseaux de distribution pourrait créer de nombreux problèmes techniques tels que: la modification du transit de puissance, la variation de la tension, et la perte de la stabilité du réseau [15].

Dans ce chapitre, on s'intéressera à l'étude du réseau de distribution en présence des productions décentralisées (DGs) et à l'optimisation en utilisant une méthode métaheuristique pour déterminer l'emplacement et la taille adéquats ainsi qu'à l'influence de l'insertion de cette nouvelle production sur le réseau du point de vue des pertes de puissance et du niveau de tension.

2.2 Organisation du réseau de distribution

L'organisation traditionnelle du réseau de distribution est basée sur la direction unique de la puissance transitant de la source vers les charges. Actuellement avec l'augmentation de la charge due au développement économique et industriel, cette ancienne organisation ne satisfait pas complètement le besoin des consommateurs [16]. A cet effet, une nouvelle organisation apparaît basée sur l'intégration de la production décentralisée assurant un transit de puissance bidirectionnel en couvrant une partie de la puissance demandée par la charge [17].

2.3 Avantage et potentiel de la production décentralisée

Les DGs peuvent être installées près des sites de consommation, réduisant ainsi le coût de transport, les pertes en lignes et l'appel de puissance réactive au niveau du poste source. D'autre part, le temps d'installation est plus court que pour la production centralisée et les sites d'installation sont plus faciles à trouver. Enfin, les nouvelles technologies mises en œuvre sont plus propres et

Chapitre 2 Insertion optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution

l'utilisation des producteurs décentralisés en cogénération améliore nettement le rendement énergétique global de l'installation et donc son attrait économique [18].

2.4 Influence de l'intégration des DGs dans le réseau

De précédentes études montrent qu'un taux de pénétration croissant de production décentralisée n'est pas sans impacts prévisibles sur l'exploitation future des réseaux de distribution [19] [20]. En particulier, le plan de tension peut être grandement modifié par la présence des DGs[18], au point que la tension risque de dépasser la limite supérieure en certains jeux de barres du réseau alors qu'elle est maintenue à une valeur normale au poste source[16]. Le plan de protection risque également d'être affecté par un fort taux de pénétration des DGs du fait de la puissance de court-circuit qu'elles apportent en aval des protections, et de l'inversion possible des transits de puissance active sur certaines lignes, ainsi que de la diminution du temps d'élimination critique de défauts[19].

Les DGs fournissent de l'énergie près des points de consommation, diminuant ainsi les transits de puissance active et donc les pertes en ligne sur le réseau de transport.

Une partie de ces DGs à, de plus, des sources d'énergie primaire intermittentes (éolien, solaire) ne permet pas de prévoir aisément la production disponible à court terme [20]. Elle ne peut donc pas garantir une puissance de sortie et proposer toute la puissance disponible sur le marché [21].

2.4.1 Modification du transit de puissance

Les premiers impacts liés à l'intégration des DGs dans un réseau de distribution concerne la modification des transits de puissance [19].Le réseau devient un circuit électrique actif, dans lequel les transits de puissance seront gouvernés non seulement par les charges, mais aussi par les sources comme illustré par la figure (2.1).

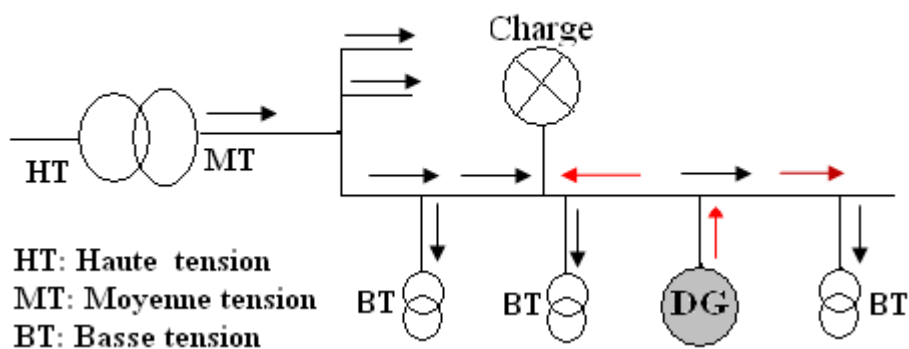


Figure 2.1 : Transit de puissance en présence d'une production décentralisée

Chapitre 2 Insertion optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution

Considérons une charge connectée à un jeu de barres alimentée à travers une impédance de ligne $R + jX$, comme illustré à la figure (2.2.a).

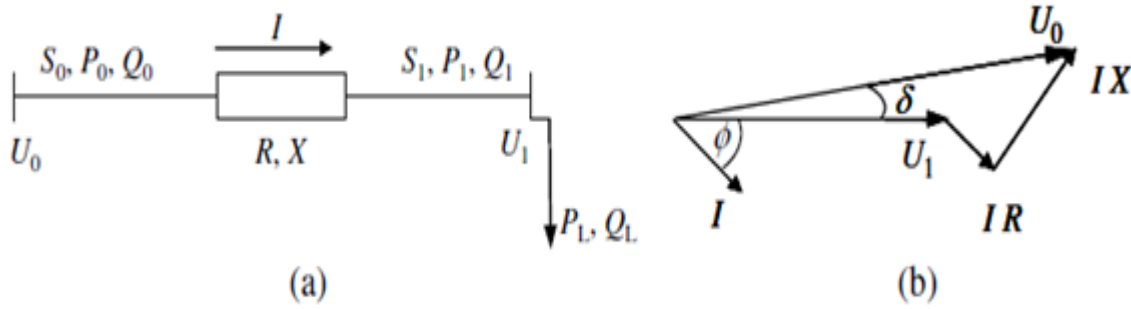


Figure 2.2.a : Ligne radiale avec une charge

Figure 2.2.b : Diagramme de phase

Le courant I en fonction des paramètres de l'extrémité d'envoi, la puissance apparente complexe S_0 et la tension U_0 sera :

$$I = \frac{S_0^*}{U_0^*} = \frac{P_0 - jQ_0}{U_0} \quad (2.1)$$

De même, le courant en fonction des paramètres de l'extrémité de réception, puissance apparente complexe S_1 et la tension U_1 sera :

$$I = \frac{S_1^*}{U_1^*} = \frac{P_1 - jQ_1}{U_1} \quad (2.2)$$

La chute de tension ΔU le long de la ligne est donnée par :

$$\Delta U = |U_0 - U_1| = |I(R + jX)| \quad (2.3)$$

$$\Delta U = \left| \frac{(R \cdot P_1 + X \cdot Q_1) + j(X \cdot P_1 - R \cdot Q_1)}{U_1^*} \right| \quad (2.4)$$

P_1 et Q_1 sont respectivement la puissance active et réactive. Les indices 0, 1 indiquent respectivement l'extrémité d'envoi, l'extrémité de réception.

La chute de tension peut être approchée par l'équation (2.5) :

Chapitre 2 Insertion optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution

$$\Delta U \approx \left| \frac{RP_1 + XQ_1}{U_1} \right| \quad (2.5)$$

L'équation (2.5) est également applicable pour le calcul de l'augmentation de la tension provoquée par la DG comme indiqué à la figure (2.3), à condition que les signes appropriés pour les puissances actives et réactives sont utilisées, à savoir la puissance est positive quand elle est tirée à partir du réseau et négative quand elle est injectée dans le réseau.

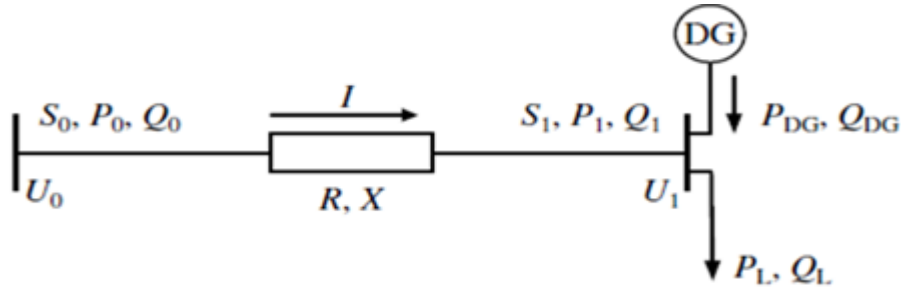


Figure 2.3 : Ligne radiale avec une DG connectée au même jeu de barres de la charge

La puissance active de l'extrémité de réception est donnée par l'équation (2.6) :

$$P_1 = P_L - P_{DG} \quad (2.6)$$

La puissance réactive de l'extrémité de réception s'écrit :

$$Q_1 = Q_L - Q_{DG} \quad (2.7)$$

La chute de tension sur la ligne montrée dans la figure (2.3) est donnée par l'équation (2.8) :

$$\Delta U = \left| \frac{R(P_L - P_{DG}) + X(Q_L - Q_{DG})}{U_1} \right| \quad (2.8)$$

Où P_{DG} et Q_{DG} sont respectivement les puissances active et réactive générées par la DG.

2.4.2 Variation de la tension

Lorsque les DGs sont connectées, la tension à certains jeux de barres du réseau peut devenir supérieure ou inférieure à la limite autorisée [21]. Dans ce travail, on cherche à garder la tension du réseau dans les limites admissibles. La tension du réseau est augmentée avec l'intégration des DGs comme montré sur la figure (2.4). Ces surtensions peuvent être éliminées par une adaptation de la puissance réactive générée par les DGs [22]. Selon la valeur de la tension, la valeur réactive est plus ou moins importante [22][23].

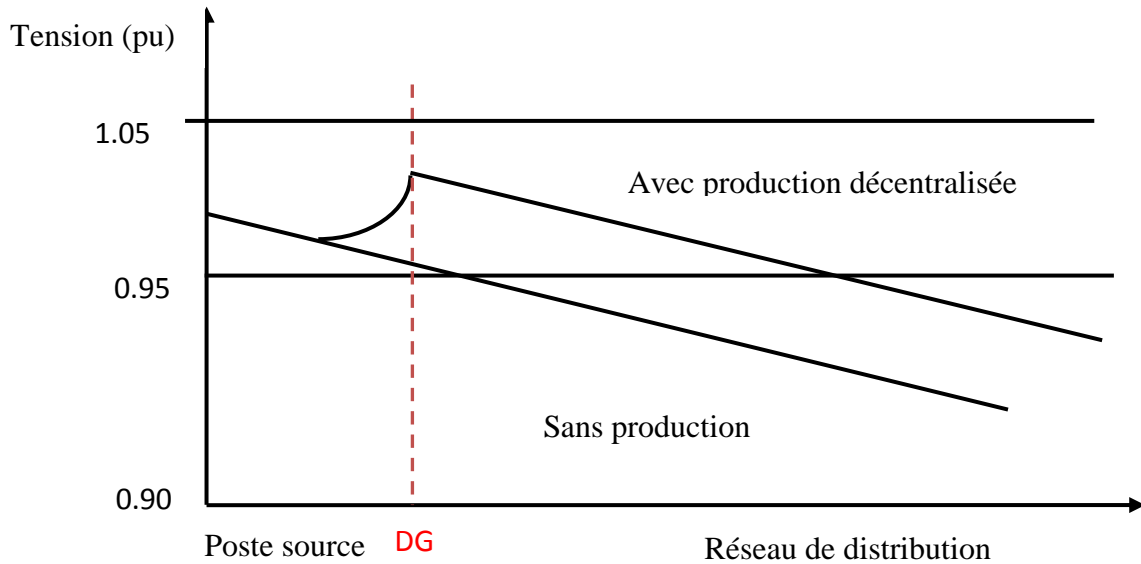


Figure 2.4 : Variation de la tension du réseau [22]

2.4.3 Perte de puissance dans les branches du réseau

La réduction des pertes Joules devient une priorité pour les opérateurs de réseaux de distribution [22]. Cela permet une réduction des coûts de distribution d'énergie et entraîne une augmentation des marges de transit sur les lignes électriques ainsi qu'une amélioration du profil de tension [21].

2.5 Organisation du réseau de distribution en présence des DGs

Afin que l'insertion des DGs dans le réseau de distribution soit efficace et rentable, il faut que l'intégration de ces nouvelles productions décentralisées soit optimale de point de vue taille et emplacement en respectant les caractéristiques du réseau.

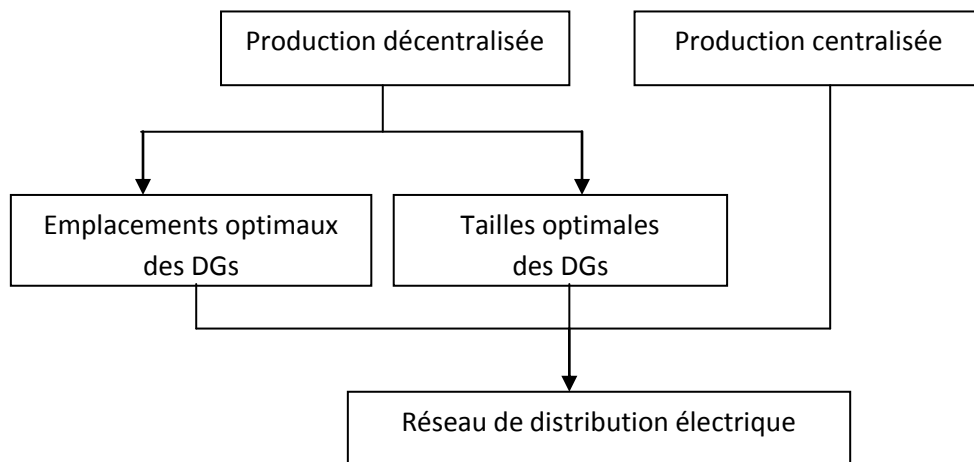


Figure 2.5 : Organisation du réseau de distribution en présence des DGs

Chapitre 2 Insertion optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution

2.5.1 Emplacement des DGs

Les DGs doivent être installées de façon à réduire le coût de transport, les pertes de puissance en lignes et l'appel de puissance réactive au niveau du poste source. Donc il faut que l'emplacement des DGs dans le réseau de distribution soit optimal de telle sorte que les tensions dans tous les jeux de barres soient dans les limites admissibles et les pertes de puissance actives et réactives soient minimales.

2.5.2 Taille des DGs

Afin de ne pas avoir un effet inverse sur le plan de tension et les pertes de puissance, il faut que la puissance délivrée par chaque DG installée soit optimale pour équilibrer entre la puissance demandée et la puissance générée pendant les différentes périodes de charges. Donc notre problème consiste à optimiser aussi les tailles des DGs installées dans le réseau de distribution.

2.5.3 Fonction objectif

Pour la détermination optimale de l'emplacement et de la taille de chaque DG installée dans le réseau de distribution, on a pris comme fonction objectif la minimisation des pertes totales de puissance active en assurant un bon profil de tension.

$$F_{Obj} = \min \sum_{i=1}^{Nbr} (P_{Loss}) \quad (2.9)$$

Où Nbr : Nombre de branche dans le réseau de distribution ;

P_{Loss} : Pertes de puissance active dans une branche.

2.5.4 Contraintes

Les contraintes sont listées comme suit:

a) limites de puissance transitée d'une branche située entre deux jeux de barres i et j :

$$P_{ij}^{Ligne} \leq P_{ij,max}^{ligne} \quad (2.10)$$

P_{ij}^{Ligne} et $P_{ij,max}^{ligne}$ sont respectivement la puissance et la valeur maximale admissible circulant dans la branche entre deux jeux de barres i et j.

b) L'amplitude de la tension de chaque jeu de barres est limitée comme suit :

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad (2.11)$$

Où V_{min} et V_{max} sont respectivement les valeurs minimale et maximale d'amplitude de la tension au niveau de chaque jeu de barre.

c) Limites des puissances générées par les DGs:

Chapitre 2 Insertion optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution

$$P_{DG_i}^{\min} \leq P_{DG_i} \leq P_{DG_i}^{\max} \quad (2.13)$$

$$Q_{DG_i}^{\min} \leq Q_{DG_i} \leq Q_{DG_i}^{\max} \quad (2.14)$$

Où P_{DG_i} et Q_{DG_i} sont respectivement les puissances active et réactive injectées par la DG au jeu de barres ' i '.

c) Contraintes d'équilibre des puissances:

$$P_G + \sum_{i=1}^{Nbr_ligne} P_{DG_i} = \sum_{i=1}^{Nbr_ligne} P_{D_i} + P_L \quad (2.15)$$

Où Nbr_ligne : est le nombre total des branches ;

P_L sont les pertes de puissances totales dans le système ;

P_{DG_i} est la puissance active générée par la DG au jeu de barres i ;

P_{D_i} est la puissance demandée au jeu de barres i.

2.6 Notion d'optimisation

En mathématiques, l'optimisation recouvre toutes les méthodes qui permettent de déterminer l'optimum d'une fonction, avec ou sans contraintes [24].

L'optimisation cherche à analyser et à résoudre analytiquement ou numériquement les problèmes qui consistent à déterminer la meilleure solution du problème durant un temps de calcul raisonnable. Aujourd'hui, tous les systèmes susceptibles d'être décrits par un modèle mathématique sont optimisés. La qualité des résultats et des prédictions dépend de la pertinence du modèle, de l'efficacité de l'algorithme et des moyens pour le traitement numérique [25].

Certaines méthodes d'optimisation (figure (2.6)), qui partent d'une solution initiale et qui l'améliorent en explorant son voisinage immédiat, présentent l'inconvénient de s'arrêter au premier minimum local trouvé. Bien que d'autres méthodes contiennent souvent une technique ou une astuce permettant d'éviter de se retrouver piégé dans ces minima locaux, en explorant davantage tout l'espace des solutions, de façon à augmenter la probabilité de rencontrer le minimum optimal, c'est-à-dire le minimum global. Dans ce cas, et afin d'éviter les problèmes cités auparavant, l'utilisation de méthodes qui offrent une solution de bonne qualité, quasi optimale, mais en un temps raisonnable s'avère intéressante.

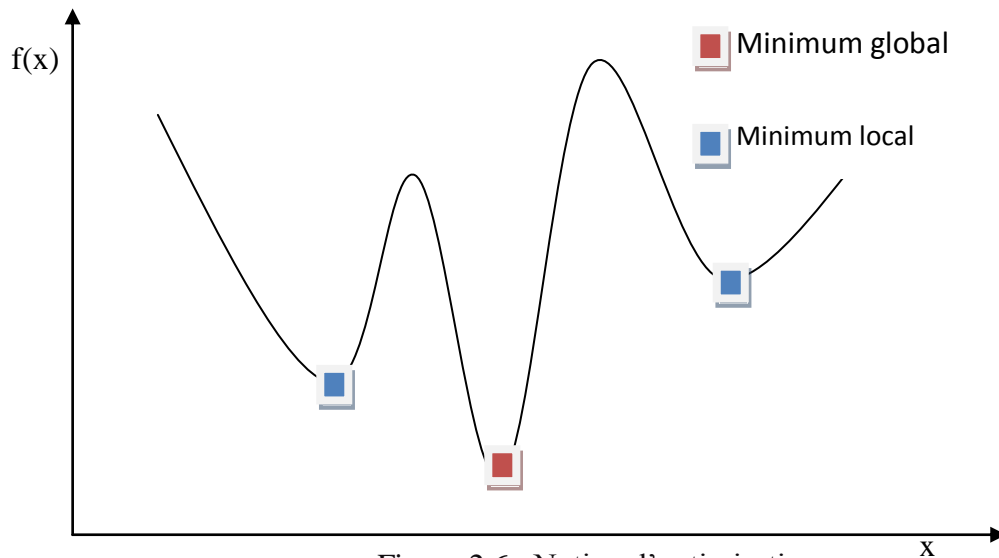


Figure 2.6 : Notion d'optimisation

L'utilisation de méthodes qui offrent une solution de bonne qualité, quasi optimale, mais en un temps raisonnable s'avère intéressante.

2.7 Choix de la méthode d'optimisation

Nombreuses méthodes ont été développées dans la littérature par les auteurs qui se sont intéressés au problème de l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive. Ces méthodes peuvent être classées en quatre catégories :

- Méthodes analytiques ;
- Méthodes numériques ;
- Méthodes heuristiques ;
- Méthodes métaheuristiques.

Actuellement la dernière catégorie est la plus utilisée dans le domaine d'optimisation de la taille et l'emplacement des DGs dans le réseau de distribution [24]. Parmi les algorithmes qui se basent sur des méthodes métaheuristiques, on trouve l'algorithme génétique (GA), les algorithmes d'optimisation par essaims de particules (PSO), l'algorithme de colonies d'abeilles (ABC), l'algorithme par sauts de grenouilles (SFLA) et l'algorithme des lucioles (FA).

Diverses études montrent que l'algorithme FA peut surpasser les algorithmes génétiques GA et PSO et d'autres algorithmes classiques pour résoudre un grand nombre de problèmes d'optimisation [24]. Selon l'étude comparative faite par Xin-She Yang, entre les trois algorithmes métaheuristiques, l'algorithme FA est beaucoup plus efficace dans la recherche de l'optimum global avec des taux de réussite plus élevés [25].

2.8 L'algorithme Firefly

L'algorithme des lucioles (Firefly algorithm) est la plus récente méthode métaheuristique développée par Xin-She Yang à l'université de Cambridge en 2007. Il est basé sur le comportement des essaims comme les poissons les insectes et les oiseaux. Plusieurs travaux d'optimisation ont utilisés cet algorithme d'optimisation pour résoudre leurs problèmes [26].

Les lucioles sont de petits coléoptères ailés capables de produire une lumière clignotante froide pour une attraction mutuelle [27]. Les femelles peuvent imiter les signaux lumineux d'autres espèces afin d'attirer des mâles qu'elles capturent. Les lucioles ont un mécanisme de type condensateur, qui se décharge lentement jusqu'à ce que certain seuil est atteint, elles libèrent l'énergie sous forme de lumière. Le phénomène se répète de façon cyclique.

Pour une luciole mâle, il s'agit d'attirer l'attention d'une femelle lors de la période de reproduction mais aussi de ne pas se tromper sur la partenaire qui lui répond. Chaque espèce a son code d'appel et de réponse qui se distingue des autres par la durée des éclairs et leurs couleurs, le nombre et la fréquence des impulsions. Ce code permet d'éviter les erreurs d'identification quand plusieurs lucioles d'espèces différentes émettent leurs signaux en même temps et au même endroit. Dans les prés les lucioles mâles sont toujours plus nombreux que les femelles (50 pour une). Le mâle doit donc être plus rapide que ses concurrents pour trouver une partenaire potentielle. Un mâle va donc émettre son code lumineux et attendre une réponse appropriée correspondant à une femelle de son espèce. A ce moment le premier mâle émet ses propres signaux d'approche mais des flashes qui interfèrent les signaux de ses concurrents et les discréditent ainsi auprès de la femelle qui les prend pour des mâles d'une autre espèce.

En général, la femelle s'installe dans les hautes herbes car les œufs qu'elle transporte sont lourds et qu'elle ne possède souvent pas d'ailes. L'Algorithme de lucioles est inspiré par l'atténuation de la lumière sur la distance et l'attraction mutuelle en considérant toutes les lucioles comme unisexes [27][28].

Le pseudo-code de l'algorithme Firefly est montré comme suit:

Procédure Firefly algorithme

Début

Générer une population initiale de lucioles x_i ($i=1, \dots, n$)

Déterminer les intensités de lumière INT_i pour chaque x_i

Tant que ($t < \text{Nombre d'itération}$) **faire**

Pour $i = 1$ à n // toutes les lucioles

Pour $j=1$ à n // toutes les lucioles

Chapitre 2 Insertion optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution

si $(INT_j > INT_i)$ alors

Attractivité $\beta_{i,j}$ varie selon la distance $r_{i,j}$

Déplacer la luciole 'i' vers 'j' avec l'attractivité $\beta_{i,j}$

Sinon déplacer 'i' aléatoirement

Fin si

Evaluer la nouvelle solution

Mettre à jour l'intensité INT_i

Vérifier si la luciole i est la meilleure.

Fin j , Fin i

Trouver la meilleure luciole selon la fonction d'objectif

t++

Fait

Fin procédure

2..8.1 Règles de déplacement

L'algorithme luciole a trois règles idéalisées particulières qui sont fondées sur certaines principales caractéristiques clignotantes des véritables lucioles. Celles-ci sont les suivantes [28]:

- 1) Toutes les lucioles sont unisexes, et elles vont se déplacer vers d'autres plus attrayantes et plus lumineuses quelque soit leur sexe.
- 2) Le degré d'attrait d'une luciole est proportionnel à sa luminosité qui diminue lorsque la distance à partir de l'autre luciole augmente en raison du fait que l'air absorbe la lumière. S'il n'y a pas une luciole brillante ou plus attrayante, elle se déplacera ensuite au hasard.
- 3) La luminosité ou l'intensité de la lumière d'une luciole est déterminée par la valeur de la fonction objectif d'un problème donné. Pour les problèmes de maximisation, l'intensité lumineuse est proportionnelle à la valeur de la fonction objectif [27].

2.8.2 Attractivité

Dans l'algorithme de luciole, la forme de la fonction d'attraction d'une luciole est la fonction monotone décroissante suivante [28] :

$$\beta_r = \beta_0 * \exp(-\gamma * r^m) \quad \text{où } m \geq 1 \quad (2.16)$$

Où r est la distance entre deux lucioles ;

β_0 est l'attractivité initiale à $r = 0$;

γ est un coefficient d'absorption qui commande la diminution de l'intensité lumineuse.

Chapitre 2 Insertion optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution

2.8.3 Distance

La distance entre deux lucioles i et j , à des positions x_i et x_j , respectivement, peut être définie comme une distance cartésienne ou euclidienne comme suit:

$$r_{ij} = \|x_i - x_j\| = \sqrt{\sum_{k=1}^d (x_{i,k} - x_{j,k})^2} \quad (2.17)$$

Où $x_{i,k}$ est la $k^{\text{ème}}$ composante de la $i^{\text{ème}}$ luciole ;

d : est le nombre de dimensions.

Pour $d = 2$, nous avons :

$$r_{ij} = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \quad (2.18)$$

Cependant, le calcul de la distance r peut également être défini à l'aide d'autres mesures de distance, selon la nature du problème.

2.8.4 Mouvement

Le mouvement d'une luciole i qui est attirée par une luciole j plus attrayante (plus lumineuse) est donné par l'équation suivante:

$$x_i = x_i + \beta_0 * \exp(-\gamma \cdot r_{ij}^2) * (x_j - x_i) + \alpha * \left(rand - \frac{1}{2} \right) \quad (2.19)$$

Où le premier terme est la position actuelle d'une luciole, le second terme est utilisé pour examiner l'attractivité d'une luciole à l'intensité lumineuse vu par des lucioles adjacentes, et le troisième terme est utilisé pour le mouvement aléatoire d'une luciole dans le cas où il n'y a pas d'autres plus meilleures. Le coefficient α est un paramètre de répartition, tandis que $rand$ est un générateur de nombre aléatoire distribué de façon uniforme dans l'espace $[0,1]$ [29][30]. Le paramètre γ caractérise la variation de l'attractivité, et sa valeur est d'une importance cruciale dans la détermination de la vitesse de la convergence et de la façon dont l'algorithme de FA se comporte. En théorie, $\gamma \in [0, \infty]$, mais pratiquement, dans la plupart des applications, γ varie généralement de 0,01 à 100 [23].

Chapitre 2 Insertion optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution

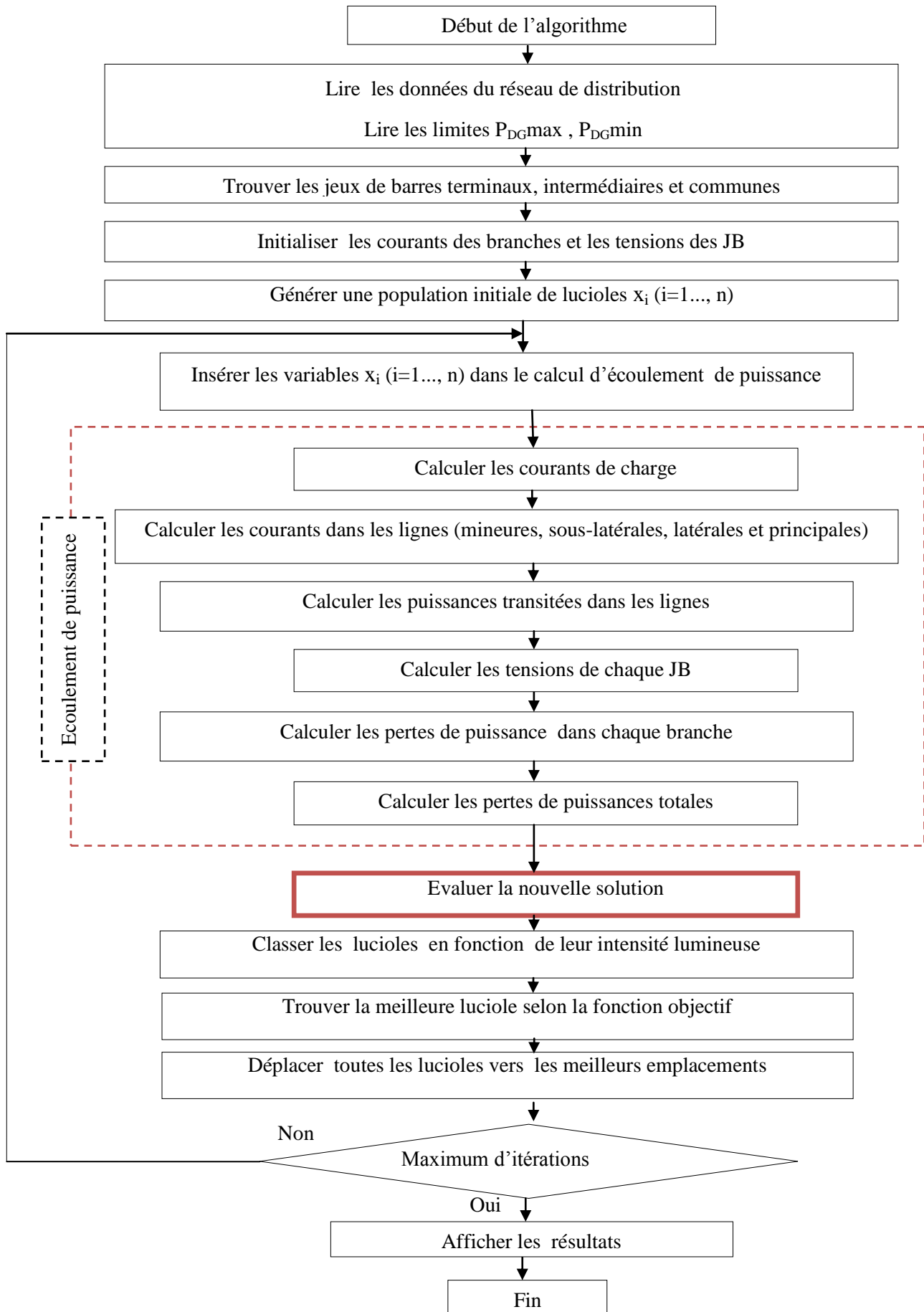


Figure 2.7 : Organigramme d'optimisation de la taille et de l'emplacement des DGs par FA

2.9 Application de l'algorithme firefly

Les paramètres d'application de FA pour résoudre le problème de l'emplacement et de la taille optimaux dans le réseau de distribution sont donnés comme suit [31]:

- Nombre de fireflies: 20 ;
- Maximum d'itérations: 30 ;
- Nombre de DGs insérées : une seule DG puis deux DGs ;
- Taille de DG : $0.01 \text{ MW} < P_{\text{DG}} < 2.5 \text{ MW}$ et $0 \text{ MVar} < Q_{\text{DG}} < 0 \text{ MVar}$;
- Paramètre de répartition (α): 0.25 ;
- Valeur minimale d'attractivités(β): 0.2 ;
- Coefficient d'absorption(γ): 1.

Les résultats obtenus par FA sont comparés avec ceux obtenus par la méthode SFLA [32]. Les réseaux tests utilisés pour cette application sont les mêmes utilisés dans le premier chapitre : IEEE 33-Bus et IEEE 69-Bus.

Pour l'étude de l'impacte de l'installation des DGs sur les performances du système, trois cas à étudier sont considérés:

Cas 1 : Calcul des pertes totales de puissance et des tensions au niveau des jeux de barres sans installation des DGs.

Cas 2 : Calcul des pertes totales de puissance et des tensions au niveau des jeux de barres avec une seule DG installée en déterminant les valeurs optimales de la taille et de l'emplacement.

Cas 3 : Calcul des pertes totales de puissance et des tensions au niveau des jeux de barres avec deux DGs installées en déterminant les valeurs optimales des tailles et des emplacements.

2.9.1 Résultats et discussions

2.9.1.1 Réseau IEEE 33-Bus

La figure (2.9) représente la caractéristique de convergence de l'algorithme FA pour les cas 2 et 3. Pour le cas 2, la caractéristique converge à la 11^{ème} itération et pour le cas 3 elle converge à la 10^{ème} itération. La figure (2.10) représente les tensions des jeux de barres avant et après l'installation des DGs.

Le tableau (2.4) représente une étude comparative entre les résultats obtenus par les deux algorithmes FA et SFLA faite pour les trois cas proposés de point de vue de pertes de puissance

Chapitre 2 Insertion optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution

totales, de minimum de tension et à quel jeu de barres ainsi que l'emplacement et la taille optimaux de chaque DG installée.

Dans le premier cas avant l'intégration de la production décentralisée, la valeur de pertes de puissance active est de 201.89KW et celle des pertes de puissance réactive est de 134.64 Kvar

Après l'intégration d'une seule DG, la valeur de pertes de puissance active est diminuée jusqu'à 117.92KW par l'application de l'algorithme FA et à 118.2KW par l'application de l'algorithme SFLA. Pour le troisième cas où deux DGs sont installées, la valeur de pertes de puissance active est de 66.78KW obtenue avec l'algorithme FA et de 73.11 KW obtenue avec l'algorithme SFLA.

Il est à noter que les tensions minimales pour le cas 2 et le cas 3 sont respectivement 0.9324 pu et 0,9657 pu par FA et 0,9383 pu et 0,9687 pu par SFLA.

L'emplacement optimal et la taille optimale des DGs installées dans le cas 2 sont respectivement le jeu de barres 30 et 1.1922MW par FA et le jeu de barres 30 et 1,1999MW par SFLA. Pour le cas 3, les DGs sont installées aux jeux de barres 9 et 30 avec respectivement des tailles de 1.0282MW et 1.0131MW par FA et aux jeux de barres 9 et 30 avec respectivement des tailles de 1.1623MW et 1,0311 MW par SFLA.

Pour le système IEEE 33-Bus, le cas 2 peut réduire les pertes de puissance active de 41.59% par rapport à celui sans installation de DGs et le cas 3 peut les réduire davantage de 66.92% aussi par rapport à celui sans installation de DGs.

D'après le tableau (2.4) on remarque que les emplacements optimaux des DGs obtenus par les deux algorithmes sont similaires. Ces emplacements sont au niveau du jeu de barres 30 pour le cas 2, alors que pour le cas 3 sont au niveau des jeux de barres 9 et 30.

Les pertes de puissances actives totales obtenues par l'application de l'algorithme firefly sont inférieures à celles obtenues par SFLA. Ces résultats montrent l'efficacité de l'algorithme FA par rapport à celui du SFLA.

Chapitre 2 Insertion optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution

Tableau 2.1 : Comparaison de la solution de l'écoulement de puissances des trois cas étudiés pour le réseau de distribution IEEE 33 -Bus

Jeu de barres	V (pu) 1 ^{er} Cas	V (pu) 2 ^{ème} Cas	V (pu) 3 ^{ème} Cas	Jeu de barres	V (pu) 1 ^{ère} Cas	V (pu) 2 ^{ème} Cas	V (pu) 3 ^{ème} Cas
1	1.0000	1.0000	1.0000	18	0.9134	0.9324	0.9657
2	0.9970	0.9978	0.9986	19	0.9965	0.9973	0.9980
3	0.9830	0.9880	0.9927	20	0.9929	0.9937	0.9945
4	0.9755	0.9837	0.9913	21	0.9922	0.9930	0.9938
5	0.9682	0.9796	0.9903	22	0.9916	0.9924	0.9931
6	0.9498	0.9683	0.9858	23	0.9794	0.9844	0.9892
7	0.9463	0.9649	0.9840	24	0.9727	0.9778	0.9825
8	0.9415	0.9601	0.9848	25	0.9694	0.9745	0.9792
9	0.9352	0.9540	0.9867	26	0.9479	0.9681	0.9857
10	0.9294	0.9483	0.9812	27	0.9453	0.9680	0.9856
11	0.9286	0.9474	0.9804	28	0.9339	0.9657	0.9837
12	0.9271	0.9460	0.9790	29	0.9257	0.9645	0.9828
13	0.9210	0.9400	0.9731	30	0.9222	0.9653	0.9837
14	0.9187	0.9377	0.9709	31	0.9180	0.9612	0.9797
15	0.9173	0.9364	0.9695	32	0.9171	0.9603	0.9788
16	0.9160	0.9350	0.9682	33	0.9168	0.9601	0.9785
17	0.9140	0.9330	0.9663				

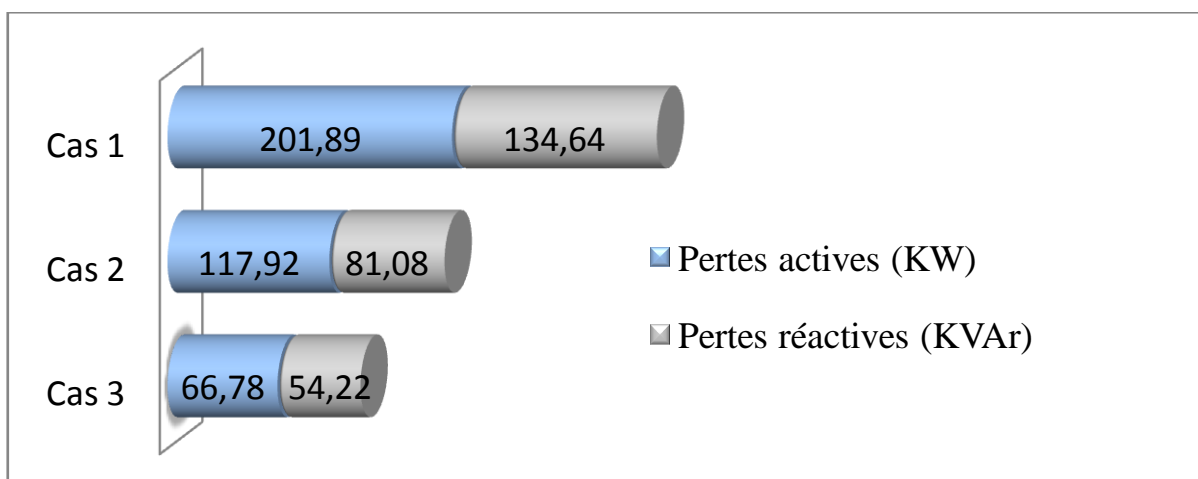


Figure 2.8 : Pertes totales de puissance active et réactive des trois cas étudiés du réseau de distribution IEEE 33-Bus

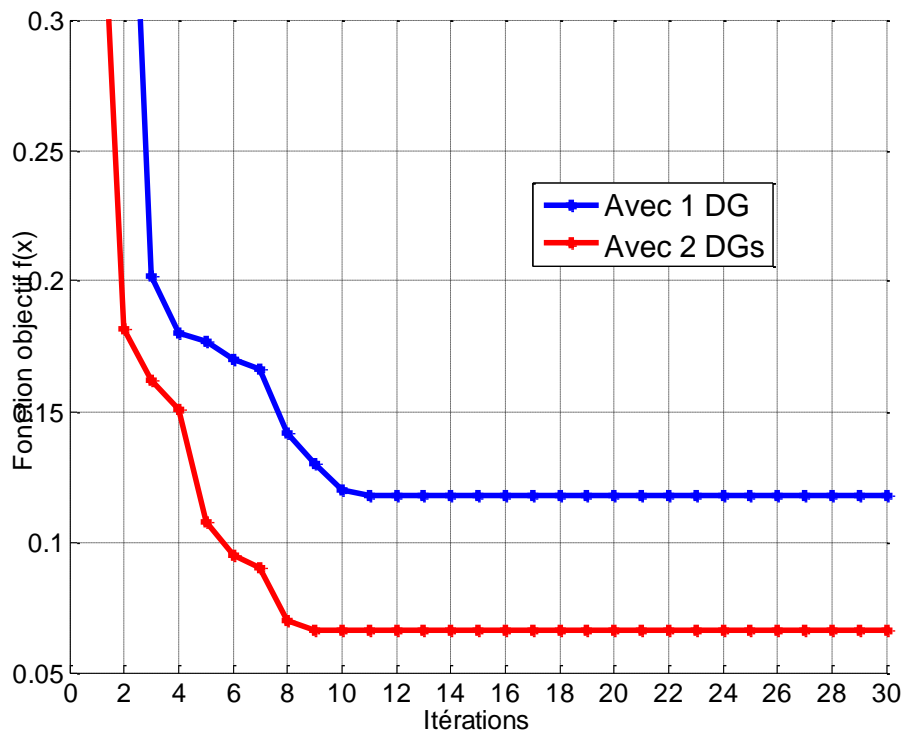


Figure 2.9 : Caractéristique de convergence de la fonction objectif en présence de la production décentralisée dans le réseau de distribution IEEE 33-Bus

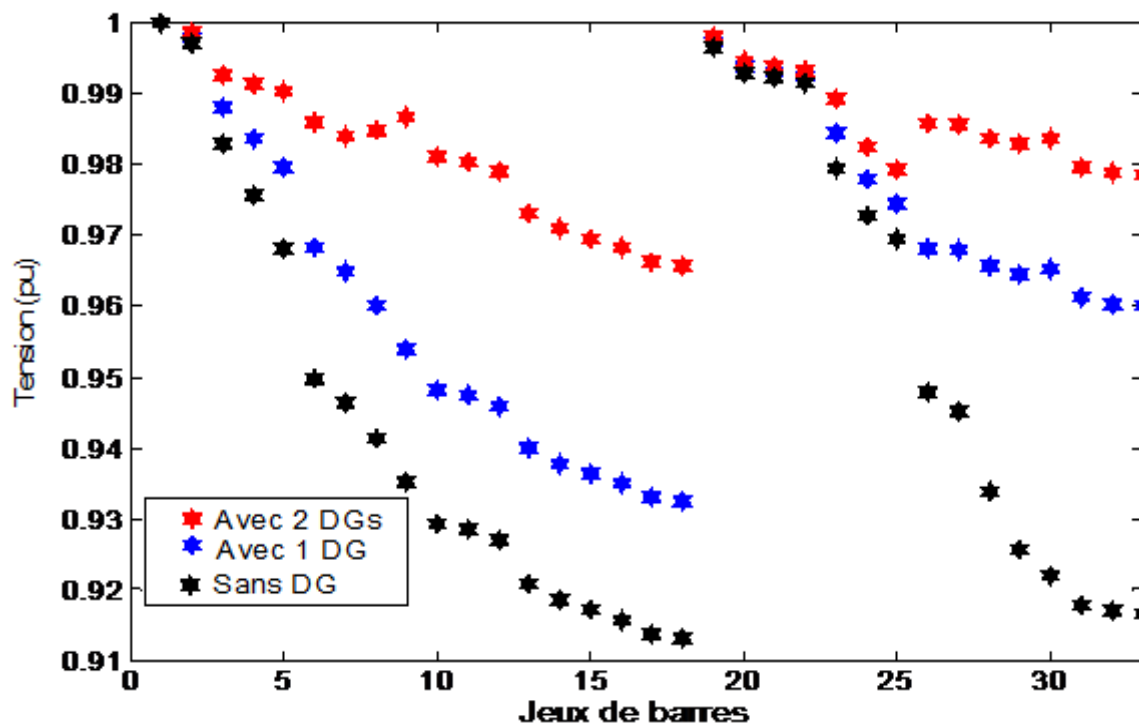


Figure 2.10 : Niveau de tension au niveau de chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 33-Bus avant et après l'installation des DGs.

Chapitre 2 Insertion optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution

Tableau 2.4 : Comparaisons des résultats obtenus par FA et SFLA

Cas étudié	Méthode d'optimisation	Pertes de puissance active (KW)	Jeu de barres à minimum de tension		Taille et emplacement optimal des DGs	
			Jeu de barres	Niveau de tension (p.u)	Taille (MW)	Emplacement
Cas 1	Méthode proposée	201.89	18	0.9134	-	-
	Auteur [13]	227.69	18	0.8889	-	-
Cas 2	FA	117.92	18	0.9324	1.1922	30
	Auteur [13] , SFLA	118.18	18	0.9384	1.1999	30
Cas 3	FA	66.78	18	0.9657	1.0282	9
					1.0131	30
	Auteur [13] ,SFLA	73.11	18	0.9687	1.1623	9
					1.0311	30

2.9.1.2 Réseau IEEE 69-Bus

La figure (2.12) représente la caractéristique de convergence de l'algorithme FA pour les cas 2 et 3. Pour le cas 2, la caractéristique converge à la 6^{ème} itération et pour le cas 3 elle converge à la 9^{ème} itération.

La figure (2.13) représente les tensions des jeux de barres avant et après l'installation des DGs. Le tableau (2.8) représente une étude comparative entre les résultats obtenus par les deux algorithmes FA et GA faite pour les trois cas proposés de point de vue de pertes de puissance totales, de minimum de tension et à quel jeu de barres ainsi que l'emplacement et la taille optimaux de chaque DG installée.

Dans le cas 1, sans installation des DGs , la valeur minimale de pertes de puissance est de 223,24KW .

Pour le cas 2, installation d'une seule DG , la valeur minimale de pertes de puissance est de 203,00KW obtenue avec l'algorithme FA et de 215,76 KW obtenue avec l'algorithme GA .

Chapitre 2 Insertion optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution

Pour le cas 3, installation de deux DGs , la valeur minimale de pertes de puissance est de 176,42KW obtenue avec l’algorithme FA et de 211,81 KW obtenue avec l’algorithme GA .

Il est à noter que les tensions minimales pour le cas 2 et le cas 3 sont respectivement 0,9180 pu et 0,9275 pu par FA et 0,9104 pu et 0,9106 pu par GA.

L’emplacement optimal et la taille optimale des DGs installées dans le cas 2 sont respectivement le jeu de barres 54 et 1,5777 MW par FA et le jeu de barres 54 et 1,1910MW par GA. Pour le cas 3, les DGs sont installées aux jeux de barres 52 et 54 avec respectivement des tailles de 1,6079 MW et 2,3589 MW par FA et aux jeux de barres 52 et 54 avec respectivement des tailles de 0,6300 MW et 1,191 MW par GA.

Pour le système IEEE 69-Bus, le cas 2 peut réduire les pertes totales de puissance de 9.06% par rapport à celui sans installation de DGs et le cas 3 peut les réduire davantage de 20.97% aussi par rapport à celui sans installation de DGs.

D’après le tableau (2.8), on remarque que les emplacements optimaux des DGs obtenus par les deux algorithmes sont similaires. Ces emplacements sont au niveau du jeu de barres 54 pour le cas 2, alors que pour le cas 3 sont au niveau des jeux de barres 52 et 54.

Les pertes de puissances actives totales obtenues par l’application de l’algorithme firefly sont inférieures à celles obtenues par GA.

Tableau 2.5 : Comparaison de la solution de l’écoulement de puissance pour IEEE 69 -Bus

JB	V (pu) Cas 1	V (pu) Cas 2	V (pu) Cas 3	JB	V (pu) Cas 1	V (pu) Cas 2	V (pu) Cas 3	JB	V (pu) Cas 1	V (pu) Cas 2	V (pu) Cas 3
1	1.0000	1.0000	1.0000	24	0.9517	0.9526	0.9540	47	0.9312	0.9354	0.9418
2	0.9999	0.9999	0.9999	25	0.9515	0.9524	0.9538	48	0.9275	0.9320	0.9388
3	0.9999	0.9999	0.9999	26	0.9515	0.9524	0.9538	49	0.9228	0.9277	0.9351
4	0.9998	0.9998	0.9998	27	0.9514	0.9524	0.9537	50	0.9163	0.9217	0.9299
5	0.9988	0.9988	0.9989	28	0.9999	0.9999	0.9999	51	0.9151	0.9206	0.9289
6	0.9884	0.9888	0.9894	29	0.9998	0.9998	0.9998	52	0.9140	0.9196	0.9282
7	0.9775	0.9783	0.9794	30	0.9996	0.9996	0.9996	53	0.9126	0.9190	0.9279
8	0.9749	0.9757	0.9770	31	0.9996	0.9996	0.9996	54	0.9106	0.9180	0.9275
9	0.9738	0.9747	0.9761	32	0.9995	0.9995	0.9995	55	0.9674	0.9683	0.9697
10	0.9687	0.9696	0.9709	33	0.9993	0.9993	0.9993	56	0.9674	0.9683	0.9697
11	0.9675	0.9684	0.9698	34	0.9988	0.9988	0.9988	57	0.9636	0.9645	0.9659
12	0.9638	0.9647	0.9661	35	0.9986	0.9986	0.9986	58	0.9636	0.9645	0.9659
13	0.9600	0.9609	0.9623	36	0.9998	0.9998	0.9998	59	0.9999	0.9999	0.9999

Chapitre 2 Insertion optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution

14	0.9573	0.9582	0.9596	37	0.9995	0.9995	0.9996	60	0.9997	0.9997	0.9997
15	0.9546	0.9555	0.9569	38	0.9988	0.9988	0.9988	61	0.9996	0.9996	0.9996
16	0.9541	0.9550	0.9564	39	0.9987	0.9987	0.9987	62	0.9995	0.9995	0.9995
17	0.9532	0.9541	0.9555	40	0.9742	0.9751	0.9764	63	0.9995	0.9995	0.9995
18	0.9532	0.9541	0.9555	41	0.9733	0.9741	0.9754	64	0.9989	0.9989	0.9989
19	0.9526	0.9535	0.9549	42	0.9713	0.9724	0.9740	65	0.9988	0.9988	0.9988
20	0.9524	0.9533	0.9546	43	0.9684	0.9697	0.9717	66	0.9988	0.9988	0.9988
21	0.9519	0.9528	0.9542	44	0.9645	0.9660	0.9684	67	0.9988	0.9988	0.9988
22	0.9519	0.9528	0.9542	45	0.9606	0.9624	0.9652	68	0.9987	0.9987	0.9987
23	0.9518	0.9528	0.9541	46	0.9409	0.9443	0.9495	69	0.9987	0.9987	0.9987

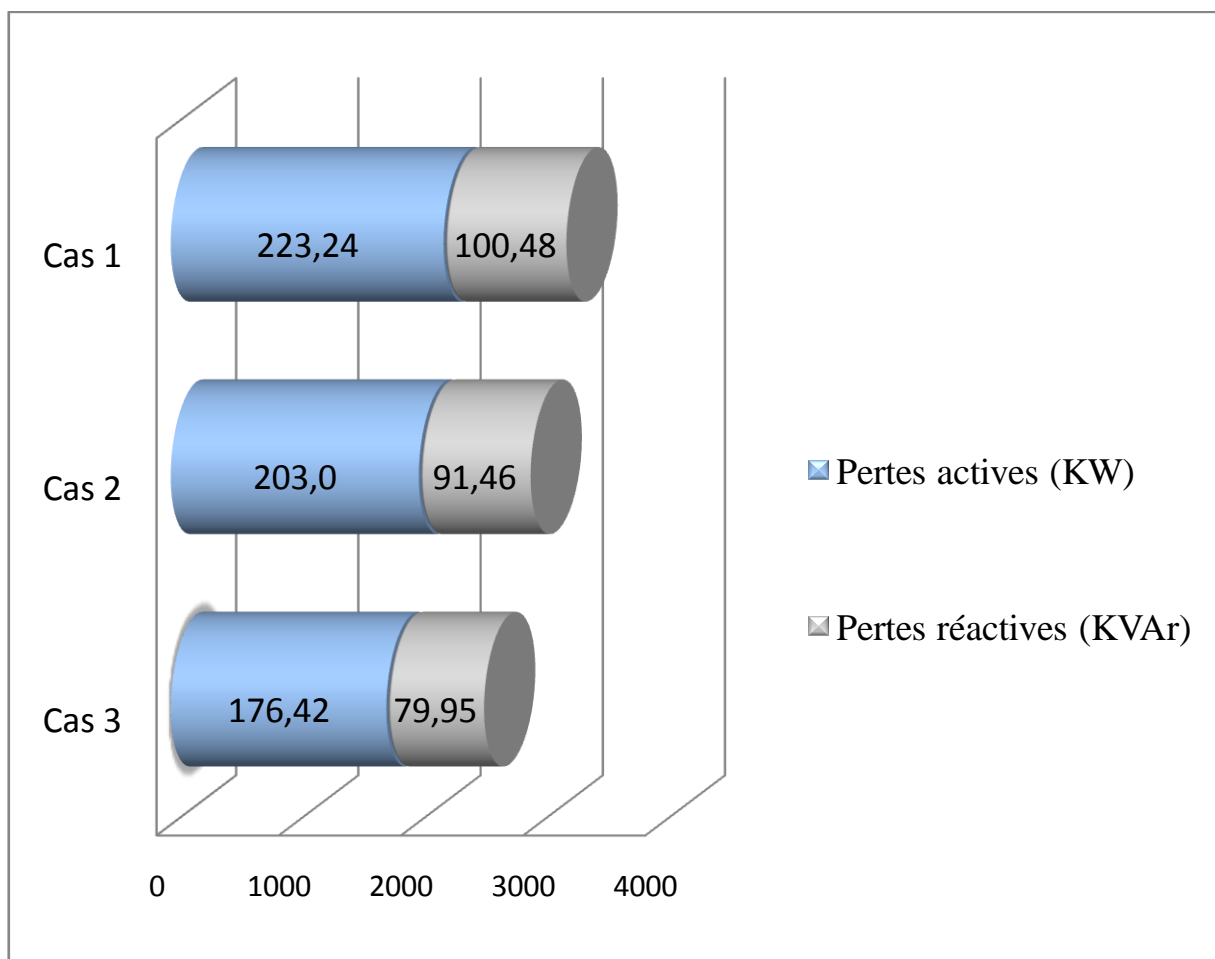


Figure 2.11 : Pertes de puissance active et réactive des trois cas étudiés du réseau IEEE 69-Bus

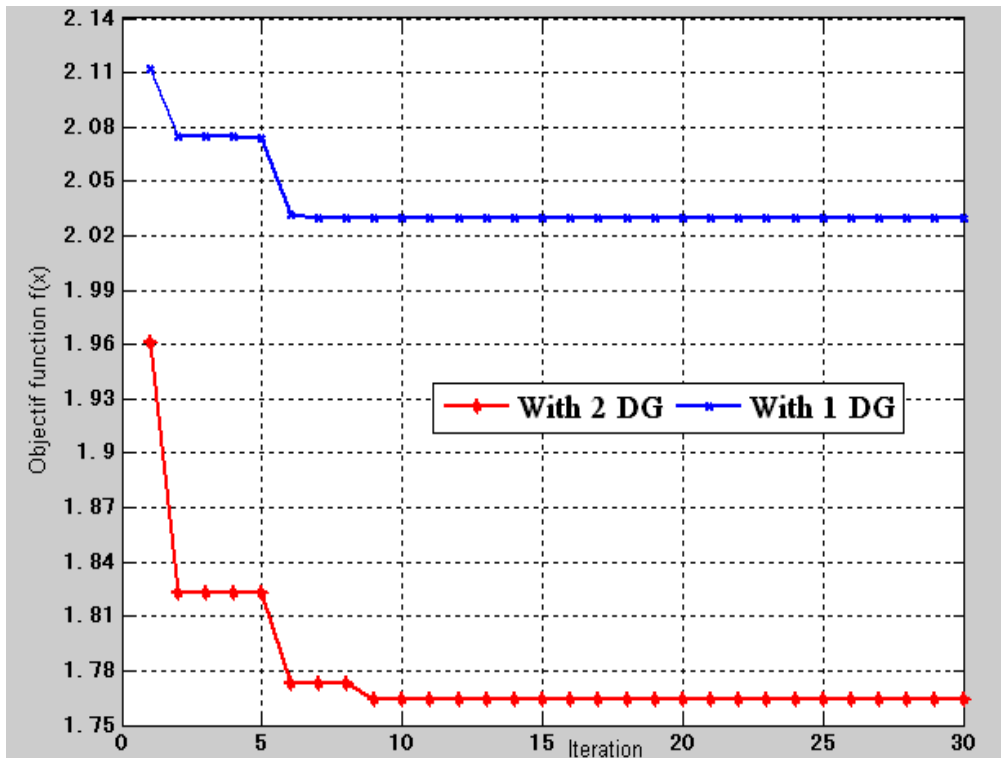


Figure 2.12 : Caractéristique de convergence de la fonction objectif en présence de la production décentralisée dans le réseau de distribution IEEE 69 -Bus

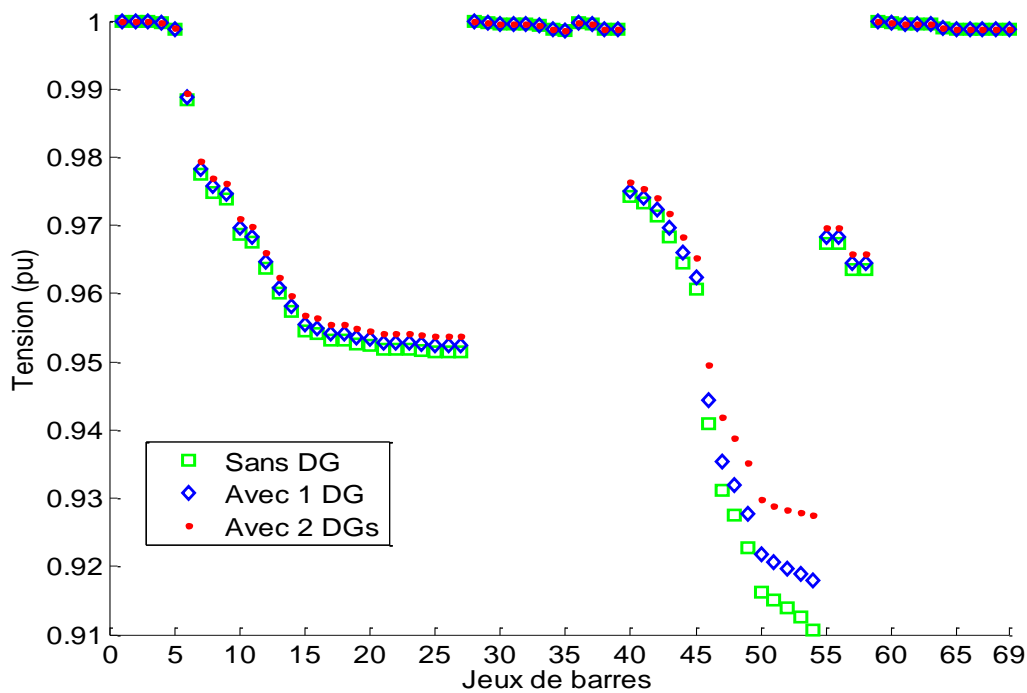


Figure 2.13 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 69 –Bus avant et après l'installation des DGs

Chapitre 2 Insertion optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution

Tableau 2.8 : Comparaisons des résultats obtenus par FA et GA

Cas Etudiés	Méthodes	Pertes de puissance active (KW)	Jeu de barres Minimum de tension		Taille et emplacement optimaux	
			N° du jeu de barres	Niveau de tension (p.u)	Taille (MW)	Emplacement
Cas 1		223.24	54	0.9106	-	-
Cas 2	FA	203.00	54	0.9180	1.5777	54
	GA	215.76	54	0.9104	1.1910	54
Cas 3	FA	176.42	54	0.9275	1.6079	52
					2.3589	54
	GA	211.81	54	0.9106	0.6300	52
					1.1910	54

2.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'application d'une méthode métaheuristique appelée l'algorithme Firefly pour résoudre le problème de l'emplacement optimal et de la taille optimale des DGs installées dans un réseau de distribution. L'algorithme FA a été inclus avec le calcul de l'écoulement de puissance dans l'objectif de minimiser les pertes totales de puissance et d'améliorer le profil de tension.

Cette approche a été testée sur deux réseaux tests IEEE 33-bus et IEEE 69-bus étudiés avec trois cas ou scénarios : sans installation des DGs, avec une seule DG installée et avec deux DGs installées au niveau de ces deux systèmes.

Les résultats présentés montrent que l'installation des DGs dans le réseau de distribution peut réduire les pertes totales de puissance et améliorer le profil de tension surtout dans le cas de deux DGs intégrées.

Chapitre 2 Insertion optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution

La comparaison des résultats obtenus a montré aussi l'efficacité de l'algorithme FA par rapport aux algorithmes SFLA et GA pour résoudre ce type de problème.

Dans le chapitre suivant, nous allons étudier l'impact de l'insertion seule et simultanée des DGs et des capacités sur le comportement du réseau de distribution dans l'objectif de maximiser le bénéfice d'installation par la minimisation des coûts d'installation et minimiser davantage les pertes totales de puissance en améliorant le profil de tension.

Chapitre 3

Insertion optimale de la production décentralisée et des condensateurs dans le réseau de distribution pour différentes charges

3.1 Introduction

L'insertion optimale simultanée des DGs et des condensateurs peut d'avantage augmenter la capacité du réseau de distribution, réduire les pertes, corriger le facteur de puissance et améliorer le profil de tension [33].

L'emploi des DGs , comme à été prouvé dans le chapitre précédent , joue un rôle remarquable dans l'amélioration des performances du système .Ainsi , l'économie d'énergie et l'impact environnemental sont imposés en donnant avantage au développement de ce type de source afin d'augmenter leur utilisation dans le réseau de distribution à travers le monde[34]. En plus, les condensateurs ont été largement utilisés dans le réseau de distribution pour atteindre plusieurs objectifs , les plus importants sont l'amélioration du profil de tension et la diminution des pertes de puissance [35].

Les DGs et les condensateurs utilisés seuls et simultanément avec une installation optimale ont un effet important sur le comportement du système parce que l'insertion non optimale de ces équipements peut apparaitre dans l'augmentation des pertes, ainsi que dans leur coût d'installation. L'utilisation de ces équipements consiste principalement à déterminer d'une façon optimale l'emplacement et la taille de telle sorte que le bénéfice annuel maximal due à la puissance de pointe et à la réduction des pertes d'énergie, par rapport au coût d'installation soit atteint [34].

Dans ce chapitre, des DGs et des condensateurs fixes sont installés seuls et simultanément pour minimiser la puissance transmise demandée, améliorer le profil de tension, réduire les pertes de puissance active et réactive et réduire les pertes d'énergie. Ces installations sont testées pour différentes charges (minimale, moyenne et maximale). Le coût des équipements est inclus aussi dans la fonction objectif.

L'algorithme FA est utilisé pour optimiser l'emplacement des DGs et des condensateurs ainsi que leurs tailles opérationnelles. Cet algorithme est appliqué à un réseau test IEEE 34- Bus et les résultats obtenus sont présentés dans ce chapitre.

3.2 Organisation du réseau de distribution en présence des DGs et des condensateurs

La figure (3.1) montre l'organisation du réseau de distribution par l'insertion optimale des DGs et des condensateurs.

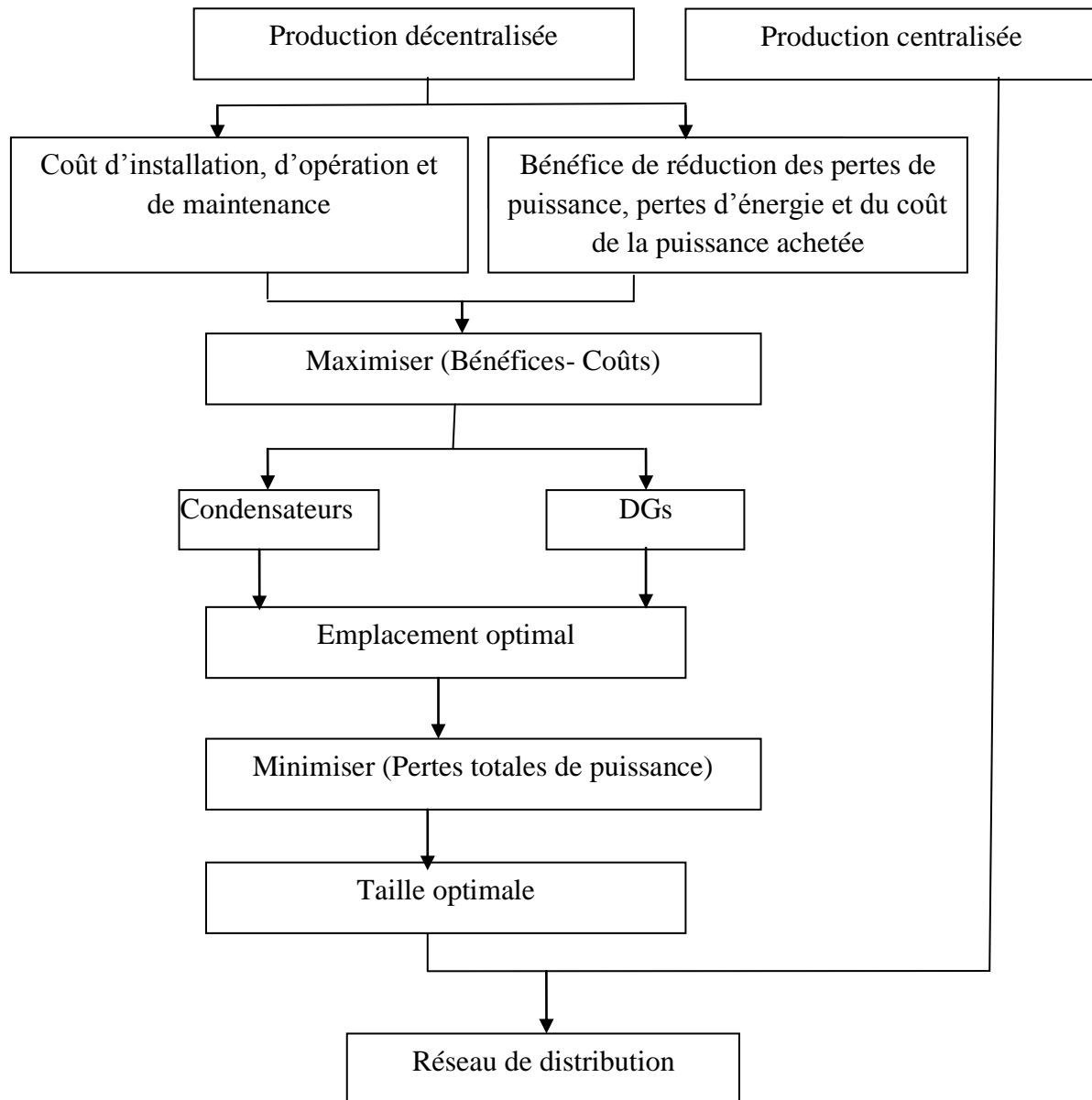


Figure 3.1 : Planification du réseau de distribution en présence des DGs et des condensateurs

Afin de trouver le meilleur emplacement du point de vue du coût et de bénéfice, deux objectifs ont été distingués, le premier pour optimiser l'emplacement des condensateurs à installer et le deuxième pour optimiser l'emplacement des DGs à installer en maximisant la différence entre les différents bénéfices et les coûts de tous les équipements. Après avoir optimisé l'emplacement des DGs et des condensateurs, un troisième objectif qui a pour rôle de minimiser les pertes totales de puissance, détermine la meilleure taille opérationnelle.

3.3 Coût et bénéfice d'insertion des DGs dans le réseau de distribution

3.3.1 Coût d'insertion des DGs

Le coût d'insertion des DGs, dépendant principalement de leurs technologies, est considéré comme la somme des coûts d'investissement lié au :

- ✓ Coût d'installation
- ✓ Coût de maintenance
- ✓ Coût d'opération

3.3.2 Bénéfice d'insertion des DGs

L'insertion des DGs offre plusieurs bénéfices aux consommateurs qu'aux producteurs:

- ✓ Bénéfice de la réduction des coûts de la demande de puissance achetée
- ✓ Bénéfice de la réduction des pertes d'énergie

3.4 Importance d'insertion des condensateurs dans le réseau de distribution

Les condensateurs ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive consommée par les charges dans le réseau. On distingue deux types [36]:

- a) Des batteries de condensateurs HT, raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT. Elles sont essentiellement destinées à compenser les pertes réactives sur les réseaux HT et THT.
- b) Des batteries de condensateurs MT, raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/MT ou THT/MT.

Ces batteries servent à compenser l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport. Elles sont localisées et dimensionnées individuellement en fonction du réglage de tension.

3.4.1 Compensation de la puissance réactive

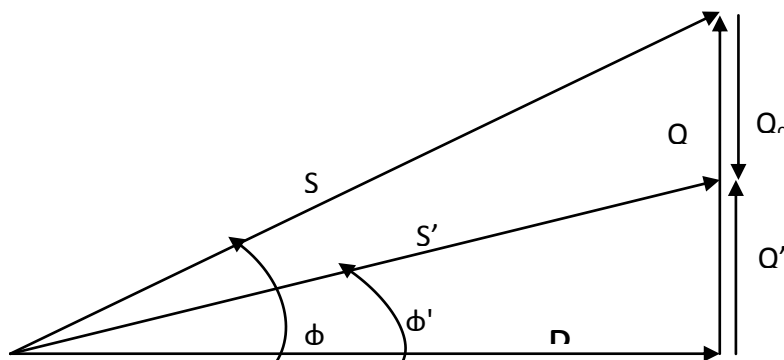


Figure 3.2 : Principe de compensation

Chapitre 3 Insertion optimale de la production décentralisée et des condensateurs dans le réseau de distribution pour différentes charges

Compenser une installation électrique consiste à installer une source d'énergie réactive de compensation qui permet d'améliorer le facteur de puissance de l'installation. La figure (3.2) traduit la représentation vectorielle de la compensation.

a) Avant compensation

- Puissance active P en KW
- Puissance réactive Q en Kvar
- Puissance apparente S en KVA
- Facteur de puissance $\cos \varphi$

b) Après compensation

- Puissance active P en KW
- Puissance réactive Q' en Kvar
- Puissance apparente S' en KVA
- Facteur de puissance $\cos \varphi'$
- Angle de déphasage $\varphi < \text{Angle de déphasage } \varphi'$ d'où $\cos \varphi' > \cos \varphi$

La puissance apparente S est la somme vectorielle des deux puissances active et réactive et le facteur de puissance est le rapport instantané entre la puissance active et la puissance apparente, il représentant le déphasage entre le signal du courant et celui de la tension.

Le facteur de puissance moyen est le rapport entre l'énergie active exprimée en KWh et l'énergie apparente exprimé en KVAh. En effet, plus un facteur de puissance est proche de 1, plus les performances de l'installation sont meilleures. Ceci reflète le taux d'utilisation effective de la puissance absorbée par chaque type d'installation.

Le transport d'une puissance active et d'une puissance réactive à travers une ligne de distribution électrique produit des pertes, ce qui se traduit par un facteur de puissance plus en croissance où les pertes diminuent. Donc pour minimiser ces pertes, on peut agir sur la puissance réactive, d'où l'intérêt économique de réduire ses transits, on cherchera donc à compenser cette puissance par des condensateurs placés de façon optimale au niveau du réseau de distribution.

3.4.2 Amélioration du facteur de puissance

Il ne suffit pas de placer des batteries de condensateurs pour dire que le problème que posaient les forts courants réactifs est résolu. De même, si se fixer comme objectif un facteur de puissance global supérieur ou égal à 0.9 constitue une solution moyennement satisfaisante sur le plan purement électrique, il ne peut être admis comme une solution acceptable sur le plan économique [6].

- Un facteur de puissance proche de 1 indique une faible consommation d'énergie réactive et optimise le fonctionnement d'une installation. Il permet d'identifier facilement les appareils plus ou moins consommateur de puissance réactive.
- Un facteur de puissance égale à 1 ne conduira à aucune consommation de la puissance réactive (résistive pure).
- Un facteur de puissance inférieur à 1 conduira à une consommation de la puissance réactive d'autant plus importante qu'il se rapproche de 0 (inductive pure).

Dans une installation électrique, le facteur de puissance pourra être différent d'un atelier à un autre, selon les appareils installés et la manière dont ils sont utilisés (fonctionnement à vide, pleine charge...).

3.4.3 Diminution de la puissance réactive transportée

La diminution de la puissance réactive transportée par l'insertion des condensateurs près des sites de consommation permet l'augmentation de la puissance active transitée en améliorant le facteur de puissance.

La puissance active disponible au secondaire d'un transformateur est d'autant plus grande que le facteur de puissance de l'installation est élevé.

3.4.4 Diminution des pertes dans les lignes

La diminution du courant absorbé de la source par l'insertion optimal des condensateurs et des DGs dans le réseau de distribution réduit encore les pertes actives et réactives dans les lignes puisque ces dernières sont proportionnelles au carré du courant transporté.

3.5 Coût et bénéfice d'insertion des condensateurs dans le réseau de distribution

3.5.1 Coût d'insertion des condensateurs

Le coût d'insertion des condensateurs est lié à la somme des coûts de l'ensemble des condensateurs fixes.

3.5.1 Bénéfice d'insertion des condensateurs

Les bénéfices d'insertion des condensateurs dans le réseau de distribution sont :

- ✓ Bénéfice de la réduction de la perte de puissance réactive ;
- ✓ Bénéfice de la réduction des pertes d'énergie ;
- ✓ Amélioration du facteur de puissance.

3.6 Insertion seule et simultanée des condensateurs et des DGs .

La figure 3.1 présente une ligne d'un réseau de distribution en présence seule et simultanée des condensateurs et des DGs .

Dans la figure (3.3.a) , le jeu de barres 1 comporte une charge de puissance active P_{L1} et puissance réactive Q_{L1} en présence d'un condensateur de puissance réactive injectée Q_C d'où on peut tirer les équations suivantes :

$$P_1 = P_0 - R \left(\frac{P_0^2 + Q_0^2}{V_0^2} \right) - P_{L1} \quad (3.1)$$

La puissance réactive de l'extrémité de réception s'écrit :

$$Q_1 = Q_0 - X \left(\frac{P_0^2 + Q_0^2}{V_0^2} \right) - Q_{L1} + Q_C \quad (3.2)$$

La chute de tension sur la ligne montrée dans la figure (3.3.a) est donnée par l'équation (3.3) :

$$\Delta V_{0,1} = \left| \frac{R(P_{L1} + P_1) + X(Q_{L1} + Q_1 - Q_C)}{V_1} \right| \quad (3.3)$$

Où Q_C est la puissance réactive injectée par le condensateur dans le jeu de barres 1.

Dans la figure (3.3.b), le jeu de barres 3 comporte une charge de puissance active P_{L3} et puissance réactive Q_{L3} en présence d'une production décentralisée de puissance active P_{DG} et réactive Q_{DG} injectées, dont on peut écrire les équations suivantes :

$$P_3 = P_2 - R \left(\frac{P_2^2 + Q_2^2}{V_2^2} \right) - P_{L3} + P_{DG} \quad (3.4)$$

La puissance réactive de l'extrémité de réception s'écrit :

$$Q_3 = Q_2 - X \left(\frac{P_2^2 + Q_2^2}{V_2^2} \right) - Q_{L3} + Q_{DG} \quad (3.5)$$

La chute de tension sur la ligne montrée dans la figure (3.3.b) est donnée par :

$$\Delta V_{2,3} = \left| \frac{R(P_{L3} + P_3 - P_{DG}) + X(Q_{L3} + Q_3 - Q_{DG})}{V_3} \right| \quad (3.6)$$

Où P_{DG}, Q_{DG} sont les puissances active et réactive injectées par la DG dans le jeu de barres 3.

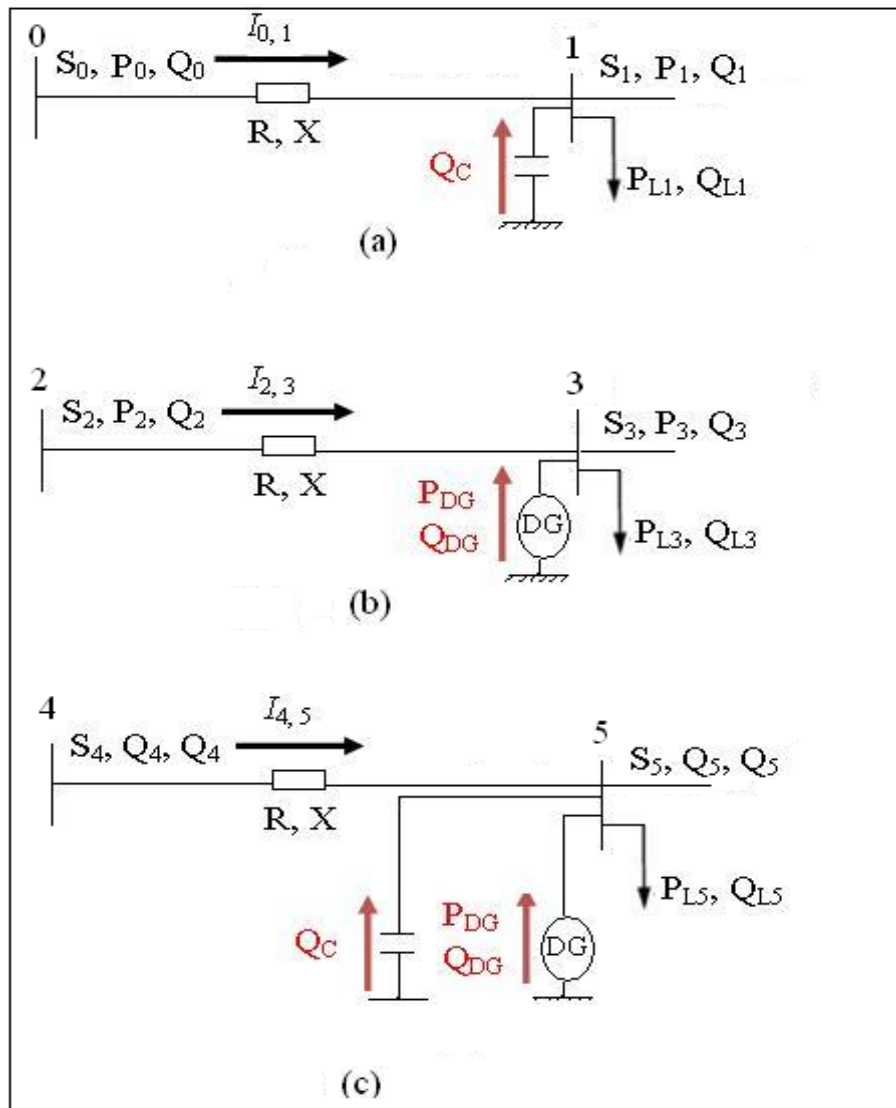


Figure 3.3 : Réseau radial en présence seule et simultanée des DGs et des condensateurs

Dans la figure (3.3.c) , le jeu de barres 5 comporte une charge de puissance active P_5 et puissance réactive Q_5 en présence d'une production décentralisée de puissance active P_{DG} et réactive Q_{DG} injectées et un condensateur de puissance réactive injectée Q_C les équations de puissances deviennent :

$$P_5 = P_4 - R \left(\frac{P_4^2 + Q_4^2}{V_4^2} \right) - P_{L5} + P_{DG} \quad (3.7)$$

La puissance réactive de l'extrémité de réception s'écrit :

$$Q_5 = Q_4 - X \left(\frac{P_4^2 + Q_4^2}{V_4^2} \right) - Q_{L5} + Q_{DG} + Q_C \quad (3.8)$$

La chute de tension sur la ligne montrée dans la figure (3.3.c) s'écrit :

$$\Delta V_{4,5} = \left| \frac{R(P_{L5} + P_5 - P_{DG}) + X(Q_{L5} + Q_5 - Q_C - Q_{DG})}{V_5} \right| \quad (3.9)$$

3.7 Formulation du problème

Notre objectif est de minimiser les pertes totales de puissance et d'améliorer le profil de tension par l'insertion seule et simultanées des DGs et des condensateurs dans le réseau de distribution en prenant en considération le côté économique de point de vue des bénéfices et des coûts.

Maximiser les bénéfices par la réduction :

- des coûts de la demande de la puissance active achetée
- des pertes d'énergie
- des pertes de la puissance réactive

Et de minimiser :

- Le coût d'installation des DGs
- Le coût de maintenance des DGs
- Le coût d'opération des DGs.
- Le coût d'installation des condensateurs

3.7.1 Fonction objectif

Trois cas sont considérés :

Cas 1 : Placement optimal des condensateurs seuls. Dans ce cas on fournit de la puissance réactive pour améliorer le profil de tension et le facteur de puissance du système. Le vecteur de contrôle est donc donné comme suit :

$$X = [X_i] = [L_1 \ L_2 \ \dots \ L_{NC} \ Q_1 \ Q_2 \ \dots \ Q_{NC}]_{1 \times (2 \times NC)} \quad (3.10)$$

Où Q_1, Q_2, \dots, Q_{NC} sont les puissances réactives injectées par les batteries de condensateurs insérées respectivement aux emplacements L_1, L_2, \dots, L_{NC} et NC est le nombre de condensateurs installés.

Cas 2 : Placement optimal des DGs seules pour fournir les puissances active et réactive.

Le vecteur de contrôle est donné comme suit :

$$X = [X_i] = [L_1 \ L_2 \ \dots \ L_{NDG} \ P_1 \ P_2 \ \dots \ P_{NDG} \ Q_1 \ Q_2 \ \dots \ Q_{NDG}]_{1 \times (3 \times NDG)} \quad (3.11)$$

Chapitre 3 Insertion optimale de la production décentralisée et des condensateurs dans le réseau de distribution pour différentes charges

Où P_1, P_2, \dots, P_{NDG} et Q_1, Q_2, \dots, Q_{NDG} : sont les puissances actives réactives injectées par les DGs insérées respectivement aux emplacements L_1, L_2, \dots, L_{NDG} ;

NDG est le nombre des DGs installées.

Cas 3 : Placement simultané et optimal des DGs et des condensateurs. Le vecteur de contrôle X s'écrit :

$$X = [L_1^{DG} L_2^{DG} L_{NDG}^{DG} L_1^C L_2^C L_{NC}^C P_1^{DG} P_2^{DG} P_{NDG}^{DG} Q_1^{DG} Q_2^{DG} Q_{NDG}^{DG} Q_1^C Q_2^C Q_{NC}^C]_{1 \times (3 \times NDG + 2 \times NC)} \quad (3.12)$$

La taille du vecteur de contrôle est en fonction du nombre des DGs et des condensateurs installés. Si l'on considère que les DGs générées seulement la puissance active la taille du vecteur de contrôle devient $1 \times (2 \times NDG + 2 \times NC)$.

Les trois fonctions objectifs correspondantes aux trois cas considérés sont comme suit:

La première fonction objectif est de maximiser les bénéfices afin d'avoir un emplacement optimal des DGs à installer :

$$F_1 = BPV + BEL - (DG_{Inst} \text{ cost} + CM + CPV) \quad (3.13)$$

La deuxième fonction objectif est de maximiser les bénéfices afin d'avoir un emplacement optimal des condensateurs à installer :

$$F_2 = BEL + BPL + BR - \text{cost}_{Cap} \quad (3.14)$$

La troisième fonction objectif est de déterminer les tailles optimales opérationnelles des DGs en présence des condensateurs afin d'avoir le minimum de pertes totales de puissance.

$$F_3 = \min_{\{i\}} \sum_1^{Nbr} (P_{loss}) \quad (3.15)$$

Les différentes parties des trois fonctions objectifs sont définie comme suit :

BPV : Bénéfice de réduction des coûts de la demande de puissance active achetée ;

BEL : Bénéfice de réduction des pertes d'énergie ;

BPL : Bénéfice de la réduction des pertes de puissance active ;

BR : Bénéfice de la réduction de la perte de puissance réactive ;

C1 : Coût d'installation des DGs ;

CM : Coût de maintenance des DGs ;

CPV : Coût d'opération des DGs ;

COST_{Cap}: Coût d'installation des condensateurs.

3.7.2 Formulation mathématique

Les différentes parties des trois fonctions objectifs se présentent comme suit:

3.7.2.1 Coûts d'installation des condensateurs

L'équation du coût d'installation des condensateurs est donnée par l'équation :

$$\text{Cost}_{\text{Cap}} = \text{Cost}_{\text{ci}} * n_{\text{ci}} \quad (3.16)$$

Où Cost_{ci} , n_{ci} et C_i sont respectivement les coûts , le nombre de condensateurs et le $i^{\text{ème}}$ condensateur.

3.7.2.2 Coût d'installation des DGs

Le coût d'installation des DGs est formulé selon l'équation suivante:

$$C_1 = \sum_{i=1}^{N_{\text{DG}}} \text{Cost}_{\text{installation},i} * K_{\text{DG}} \quad (3.17)$$

Où N_{DG} , K_{DG} , et $\text{cost}_{\text{installation}}$, sont respectivement le nombre des DGs installées dans le réseau, la taille et le coût d'installation de chaque DG en (\$/MW).

3.7.2.3 Coût de maintenance des DGs

Le coût de maintenance des DGs est formulé comme suit:

$$\text{CM}_1 = \sum_{i=1}^{N_{\text{DG}}} \text{Cost}_{\text{maint},i} * K_{\text{DG}} \quad (3.18)$$

Où CM_1 est le coût de maintenance pour une année.

Le coût de maintenance durant la période de planification est calculé comme suit:

$$\text{CM} = \text{CM}_1 * \sum_{t=1}^T \left(\frac{1 + \text{InfR}}{1 + \text{IntR}} \right)^t \quad (3.19)$$

InfR,IntR,T sont respectivement le taux d'inflation, taux d'intérêt et la période de planification,. Aussi CM est le coût de maintenance le long de la période de planification en (\$/MW h).

3.7.2.4 Coût d'opération des DGs

Le coût d'opération est égal au coût de production de la puissance active qui est donnée par l'équation suivante [37] [38]:

$$C_2 = \sum_{i=1}^{N_{DG}} \sum_{k=1}^{K_{DG}} T_j * DG_{jik} * CG_{ik} \quad (3.20)$$

$$CPV(C_2) = C_2 * \sum_{t=1}^T \left(\frac{1 + InfR}{1 + IntR} \right)^t \quad (3.21)$$

Où N_{DG} est le nombre des DGs installées dans le réseau;

K_{DG} est la taille des DGs à installer ;

$DG_{j,ik}$ est la puissance générée par la $i^{ème}$ DG dans le $j^{ème}$ niveau de charge (MW);

CG_{ik} est le coût d'opération des DGs en (\$ / MWh);

CPV (C_2) est le coût de la valeur actuelle;

T_j est la durée du $j^{ème}$ niveau de charge en (h / an) et T est la période de planification.

3.7.2.5 Réductions de la puissance active achetée

Le bénéfice de la réduction de la puissance active achetée du à l'installation des DGs est évalué par [38]:

$$PT_{N_{DG},j} = PD_j + LOSS_{NDG,j} \quad (3.22)$$

Où $PT_{NDG,j}$ est la puissance active achetée ;

PD_j est la demande de la puissance par les consommateurs ;

$LOSS_{NDG,j}$ sont les pertes du réseau de distribution dans le $j^{ème}$ niveau de charge sans DG.

La puissance active achetée est donnée selon l'équation ci-dessous:

$$PT_{DG_j} = PD_j + LOSS_{DG_j} - \sum_{i=1}^{N_{DG}} \sum_{k=1}^{K_{DG}} DG_{j,ik} \quad (3.23)$$

Où PT_{DG_j} est la puissance active achetée.

La réduction de la demande de puissance active achetée peut être formulée comme suit [39]:

$$\Delta PT = PT_{N_{DG},j} - PT_{DG_j} \quad (3.24)$$

Chapitre 3 Insertion optimale de la production décentralisée et des condensateurs dans le réseau de distribution pour différentes charges

La réduction des pertes de puissance en présence des DGs peut être évaluée par:

$$\Delta Loss = Loss_{NDGj} - Loss_{DGj} \quad (3.25)$$

Par conséquent l'équation (3.24) peut être reformulée par l'équation suivante :

$$\Delta PT = PT_{N_{DGj}} - PT_{DGj} = \sum_{i=1}^{N_{DG}} \sum_{k=1}^{K_{DG}} DG_{j,ik} + \Delta Loss_j \quad (3.26)$$

Le bénéfice de la réduction de la puissance active achetée pour chaque année est donnée par :

$$B_1 = \sum_{j=1}^n C_{Mwjh} * \Delta P \quad (3.27)$$

La valeur actuelle de l'équation (3.27) est calculée comme suit:

$$BPV(B_2) = B_1 * \sum_{t=1}^T \left(\frac{1 + InfR}{1 + IntR} \right)^t \quad (3.28)$$

Où BPV est la valeur actuelle bénéficié;

$C_{Mwh,j}$ est le prix du marché de l'énergie dans le $j^{ème}$ niveau de charge en (\$ / MW h).

3.7.2.6 Bénéfice de la réduction des pertes de puissance réactive

Le bénéfice de la réduction des pertes de puissance réactive est calculé par l'équation suivante [39]:

$$BR_1 = C_R(Q_0 - Q_1) \quad (3.29)$$

Où Q_0 , Q_1 , et C_R , sont respectivement les pertes de puissance réactive avant l'installation des condensateurs en (kvar), les pertes de puissance réactive après l'installation des condensateurs en (kvar), et la valeur de la puissance réactive en (\$ / kvar).

BR_1 est le bénéfice de la réduction des pertes de puissance réactive pendant une année.

Au cours de la période de planification, les bénéfices de la réduction des pertes de puissance réactive sont calculés comme suit:

$$BR = BR_1 * \sum_{t=1}^T \left(\frac{1 + InfR}{1 + IntR} \right)^t \quad (3.30)$$

BR est le bénéfice de la réduction des pertes de puissance réactive au cours de la période de planification.

3.7.2.7 Bénéfice de la réduction des pertes d'énergies

Les pertes d'énergie dans la branche 'i' pendant une période T_j sont donnée par :

$$EL_{ij} = T_{ij} * R_i * I_i^2 \quad (3.31)$$

Où EL_{ij} sont les pertes d'énergie dans la branche (i, j).

Après un intervalle de temps de N années (période de planification), les pertes d'énergies totales dans les branches sont calculées comme suit:

$$EL = \sum_{i=1}^N E_i \quad (3.32)$$

Le coût des pertes d'énergie durant la période de planification peut être obtenu en multipliant l'équation (3.31) par le taux d'énergie (C_e).

$$CEL = C_e * E \quad (3.33)$$

Les bénéfices totaux de la réduction des pertes d'énergies réactives sont donnés par :

$$BEL_1 = CEL_0 - CEL_1 \quad (3.34)$$

Où BEL_1 est le bénéfice de la réduction des pertes d'énergie pendant 1 an, CEL_0 et CEL_1 sont respectivement les coûts des pertes d'énergie avant et après l'installation des condensateurs.

Au cours de la période de planification, le bénéfice de la réduction des pertes d'énergie est calculé comme suit:

$$BEL = BEL_1 * \sum_{t=1}^T \left(\frac{1 + InfR}{1 + IntR} \right)^t \quad (3.35)$$

Où BEL est le bénéfice de la réduction des pertes d'énergie pendant la période de planification.

3.7.2.8 Bénéfice de réduction des pertes durant la pointe

La réduction des pertes de puissance de pointe est l'un des effets les plus importants pour le placement des condensateurs dans le réseau de distribution, cette réduction peut être calculée comme suit :

$$PL = P_{Loss,0} - P_{Loss,1} \quad (3.36)$$

Où $P_{loss,0}$ $P_{loss,1}$ sont les pertes de puissances avant et après l'installation des condensateurs en pleine charge .

Le bénéfice d'installation des condensateurs pendant une année est donné par :

$$BPL_1 = C_d * PL \tag{3.37}$$

Où C_d est le taux de bénéfice de la réduction de la demande de puissance en (\$ / MW).Au cours de la période de planification, le bénéfice de la réduction des pertes de puissance en pleine charge est calculé comme suit:

$$BPL = BPL_1 * \sum_{t=1}^T \left(\frac{1 + InfR}{1 + IntR} \right)^t \tag{3.38}$$

Où BPL est le bénéfice de la réduction des pertes de puissance en pleine charge le long de la période de planification.

3.8 Application numérique

L'optimisation de l'emplacement et la taille des DGs et les condensateurs se fait par l'algorithme métaheuristique Firefly (FA), programmés sous MATLAB et testé sur le réseau de distribution IEEE 34-Bus représenté sur la figure (3.4).

Les puissances active et réactive demandées par la charge de pointe sont respectivement 11303 KW et 7044.2Kvar.

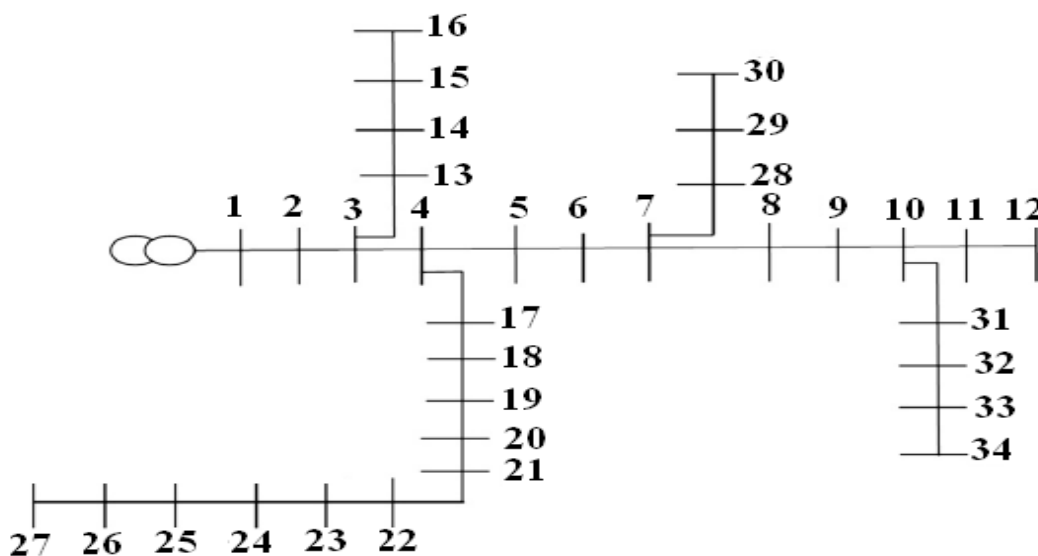


Figure 3.4 : Réseau de distribution électrique IEEE 34-Bus

Chapitre 3 Insertion optimale de la production décentralisée et des condensateurs dans le réseau de distribution pour différentes charges

Les condensateurs sont installés dans le système de telle sorte que la puissance réactive produite par la capacité totale maximale ne dépasse pas 20% de la puissance réactive de la charge de pointe [39]. Cela correspond à 1408.84Kvar de puissance réactive. Même chose pour la puissance active produite par toutes les DGs installées, qui ne dépasse pas 20% de la puissance active de la charge maximale (charge de pointe) correspond à 2260,6KW.

Nous avons installé 7 condensateurs avec une taille de 200Kvar chacun à des emplacements optimaux afin de maximiser la fonction objectif de l'équation (3.14). Les emplacements optimaux sont obtenus au niveau des jeux de barres : 3, 7, 10, 15, 24, 31 et 34 (figure 3.5). Aussi 5 DGs sont installées ,4 DGs de taille de 500KW pour chacune et une DG de taille de 250KW par l'application de la fonction objectif de l'équation (3.13).Les DGs sont placées d'une façon optimale au niveau des jeux de barres : 4, 8, 22, 24 et 33.

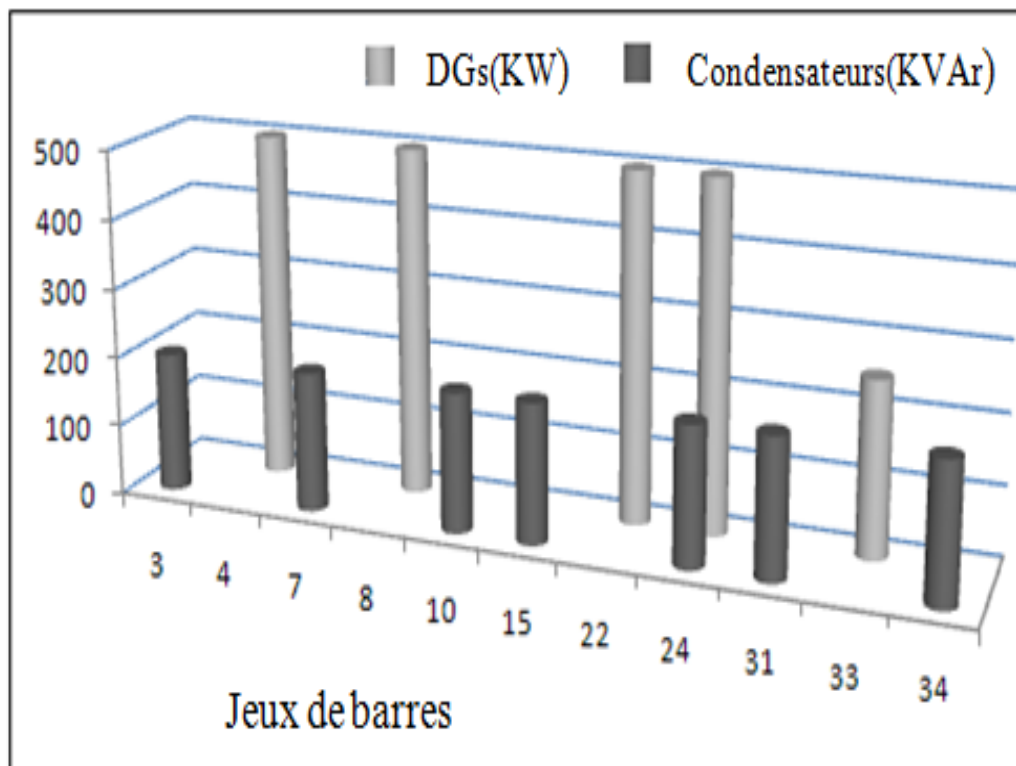


Figure 3.5 : Tailles et emplacements optimaux des DGs et des condensateurs

Maintenant, afin de minimiser les pertes de puissance active et réactive et d'améliorer le profil de tension, quatre cas sont considérés :

- Premier cas : sans installation d'équipements (DGs et condensateurs).

Chapitre 3 Insertion optimale de la production décentralisée et des condensateurs dans le réseau de distribution pour différentes charges

- Deuxième cas : seuls sept condensateurs de 200 kvar sont installés de façon optimale au niveau des jeux de barres 3, 7, 10, 15, 24,31 et 34.
- Troisième cas : seuls les DG sont installées. Les résultats montrent que quatre DGs sont placées de manière optimale au niveau des jeux de barres 4, 8, 22 et 24 avec une taille de 500 KW et une DG au jeu de barres 33 avec une taille de 250 KW.
- Quatrième cas, cinq DGs et sept condensateurs sont installés simultanément avec les mêmes placements optimaux.

Pour le cas 3, les tailles opérationnelles optimales des DGs installées obtenues après l'application de FA sont 412.19 KW, 86,53 kW, 431,82 kW 463.02 et 88.14 kW. Tandis que pour le cas 4 où les DGs et les condensateurs sont installés simultanément, les nouvelles tailles opérationnelles optimales obtenues sont : 405.06 KW, 151.21 kW 252.43 kW 355.50 et 76.27 kW. Ces tailles opérationnelles sont installées au niveau des jeux de barres 4, 8, 22, 24 et 33 respectivement. Les tailles et emplacements des DGs sont présentés dans la figure (3.6).

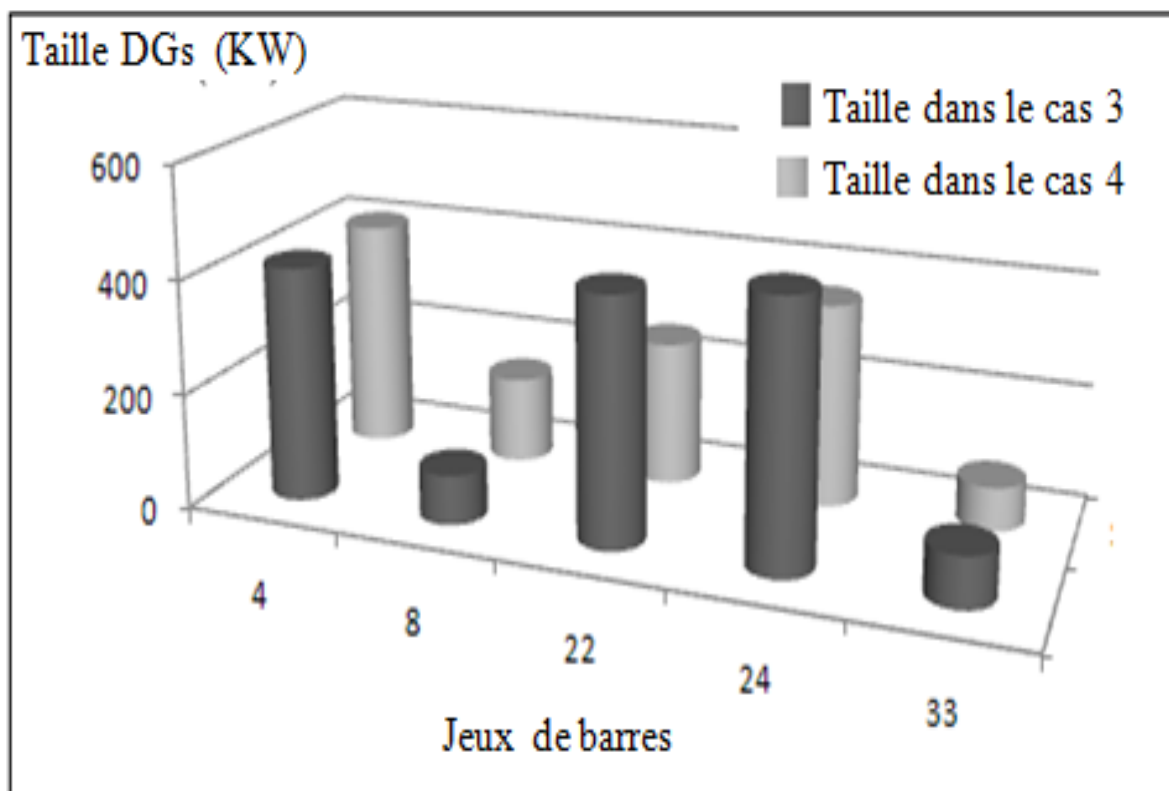


Figure 3.6 : Emplacements et tailles optimaux des DGs installées seules et avec condensateurs

Chapitre 3 Insertion optimale de la production décentralisée et des condensateurs dans le réseau de distribution pour différentes charges

Tableau 3.1 : Informations techniques et commerciales sur le prix d'un MWh dans le marché durant les différentes charges [35].

Niveau de la charge	Etat de la charge	Durée (h/ an)	Prix (\$/ MWh)
1	Faible charge	2190	35
2	Moyenne charge	4745	49
3	Pleine charge	1825	70

Lés coûts d'installation et d'opération des DGs et des condensateurs sont présentées dans le tableau (3.2) pour les trois niveaux de charge en calculant les coûts d'installation, de maintenance et d'opération des cinq DGs et sept condensateurs installés dans le réseau de distribution .

Tableau 3.2 : Les Coûts économiques dans les différents niveaux de charge

Coût Economique	Etat de la charge	Coût (\$)
Coût d'installation des condensateurs	Faible charge	14000,00
Coût d'installation des DGs		397500,00
Coût de Maintenance		15330,00
Coût d'opération		5568,70
Total		432398,70
Coût d'installation des condensateurs	Moyenne charge	14000,00
Coût d'installation des DGs		397500,00
Coût de Maintenance		33215,00
Coût d'opération		12065,00
Total		456780,00

Chapitre 3 Insertion optimale de la production décentralisée et des condensateurs dans le réseau de distribution pour différentes charges

Coût d'installation des condensateurs	Pleine charge	14000,00
Coût d'installation des DGs		397500,00
Coût de Maintenance		12775,00
Coût d'opération		4640,60
Total		428915,60

Tableau 3.3 : Les pertes de puissance actives et réactives selon les quatre cas étudiés pour les trois niveaux de charge

Cas Etudié	Niveau de la charge	Les pertes des puissances actives (KW)	Les pertes des puissances réactives (KVAR)
Sans installation des équipements	Faible charge	512.6674	140.9201
	Moyenne charge	642.3039	176.4590
	Pleine charge	1136.6012	311.7137
Installation des condensateurs seulement	Faible charge	498.2234	116.5629
	Moyenne charge	567.5571	132.0432
	Pleine charge	1005.4012	282.4204
Installation des DGs seulement	Faible charge	267.3280	59.5580
	Moyenne charge	270.2497	61.4683
	Pleine charge	676.1747	189.2695
Installation des DGs et des condensateurs	Faible charge	178.9525	42.7015
	Moyenne charge	205.4583	50.9711
	Pleine charge	358.9739	96.3500

Chapitre 3 Insertion optimale de la production décentralisée et des condensateurs dans le réseau de distribution pour différentes charges

Le tableau (3.3) représente les pertes de puissance actives et réactives selon les quatre cas étudiés pour les différents niveaux de charge: faible charge, moyenne charge et en pleine charge. Pour le cas 2 et par rapport au cas 1 , on remarque qu'il y'a une réduction de pertes de puissances active de 2,81%, 11,63%, 11,54% et réactive de 17,28%, 25,17%, 9,39% respectivement pour les trois niveaux de charges .

Dans le troisième cas, les pertes de puissances actives sont réduites de 57,73%, 65,16%, 39,28% et réactives de 47,85%, 57,92%, 40,50% en comparaison avec le 1^{er} cas et pour les trois niveaux de charges respectivement.

Dans le quatrième cas les pertes de puissances actives sont réduites encore de 65,09%, 68,01%, 68,42% et réactives de 69,70%, 71,11%, 69,09% selon les trois niveaux de charges respectivement et en comparaison avec le premier cas.

Les tableaux (3.4),(3.5) montrent respectivement, les bénéfices de la réduction des pertes de puissance active et réactive par rapport au cas 1.

Tableau 3.4 : Bénéfices de la réduction des pertes de puissance active par rapport au cas 1

Cas	Faible charge	Moyenne charge	Pleine Charge
Cas 2	2,81%	11,63%	11,54%
Cas 3	47,85%	57,92%	40,50%
Cas 4	65,09%	68,01%	68,42%

Tableau 3.5 : Bénéfices de la réduction des pertes de puissance réactive par rapport au cas 1

Cas	Faible charge	Moyenne charge	Pleine Charge
Cas 2	17,28%	25,17%	9,39%
Cas 3	57,73%	65,16%	39,28%
Cas 4	69,70%	71,11%	69,09%

Les résultats indiqués dans le tableau (3.6) présentent la tension minimale dans le réseau de distribution pour les quatre cas étudiés et pour les différents niveaux de charges.

Chapitre 3 Insertion optimale de la production décentralisée et des condensateurs dans le réseau de distribution pour différentes charges

Les valeurs obtenues en pleine charge sont : 0.8857 pu au niveau du jeu de barres 27 pour le premier cas et 0.9403 pu dans le deuxième cas au niveau du même jeu de barres.

Pour le troisième cas la valeur minimale de tension est au niveau du jeu de barres 24 avec une valeur de 0.9390 pu.

La valeur minimale de la tension après l'installation des DGs et des condensateurs simultanément est de 0.9777 pu au niveau de jeu de barres 27. Ces résultats montrent une bonne amélioration du profil de tension dans le cas d'installation des DGs et des condensateurs simultanément.

Tableau 3.6: Tension minimale pour les quatre cas étudiés et les trois niveaux de charge.

	Faible charge		Moyenne charge		Pleine charge	
	Tension minimum	Numéro de JB	Tension minimum	Numéro de JB	Tension minimum	Numéro de JB
Sans installation des équipements	0.9227	27	0.9136	27	0.8857	27
installation des condensateurs seuls	0.9603	27	0.9510	27	0.9403	27
installation des DGs seules	0.9692	22	0.9621	22	0.9390	24
Installation des DGs et des condensateurs	0.9918	27	0.9885	12	0.9777	27

Chapitre 3 Insertion optimale de la production décentralisée et des condensateurs dans le réseau de distribution pour différentes charges

Les figures (3.7), (3.8), (3.9) et (3.10) représentent le profil de tension pour les différents niveaux de charges avant et après l'installation seule et simultanée des DGs et des condensateurs.

Les figures (3.11), (3.12), (3.13) représentent le profil de tension en faible charge, moyenne charge et pleine charge respectivement avant et après l'installation seule et simultanée des DGs et des condensateurs.

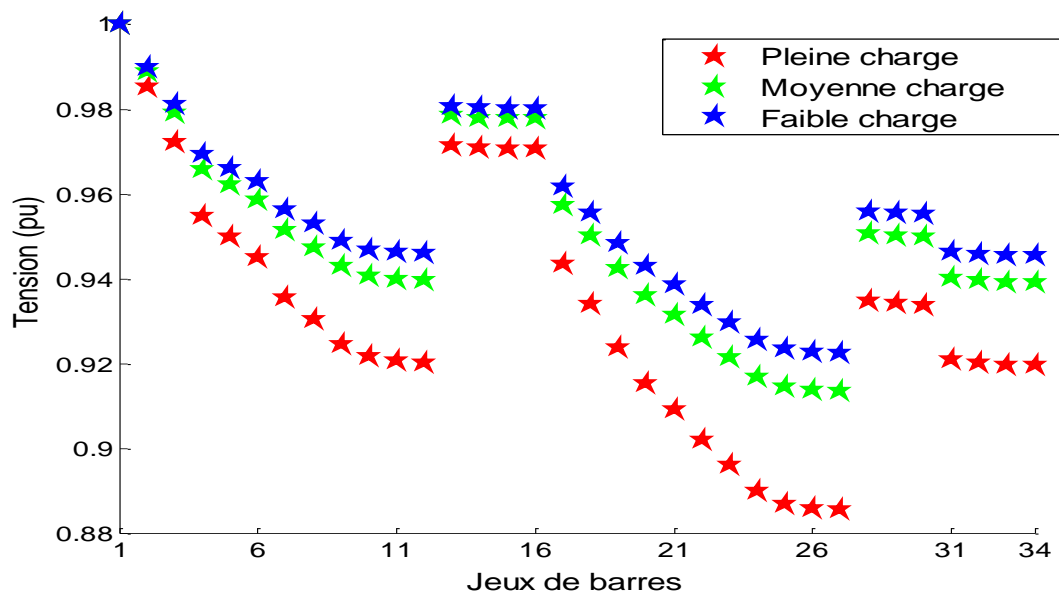


Figure 3.7 : Profil de tension sans installation d'équipements pour les différentes charges

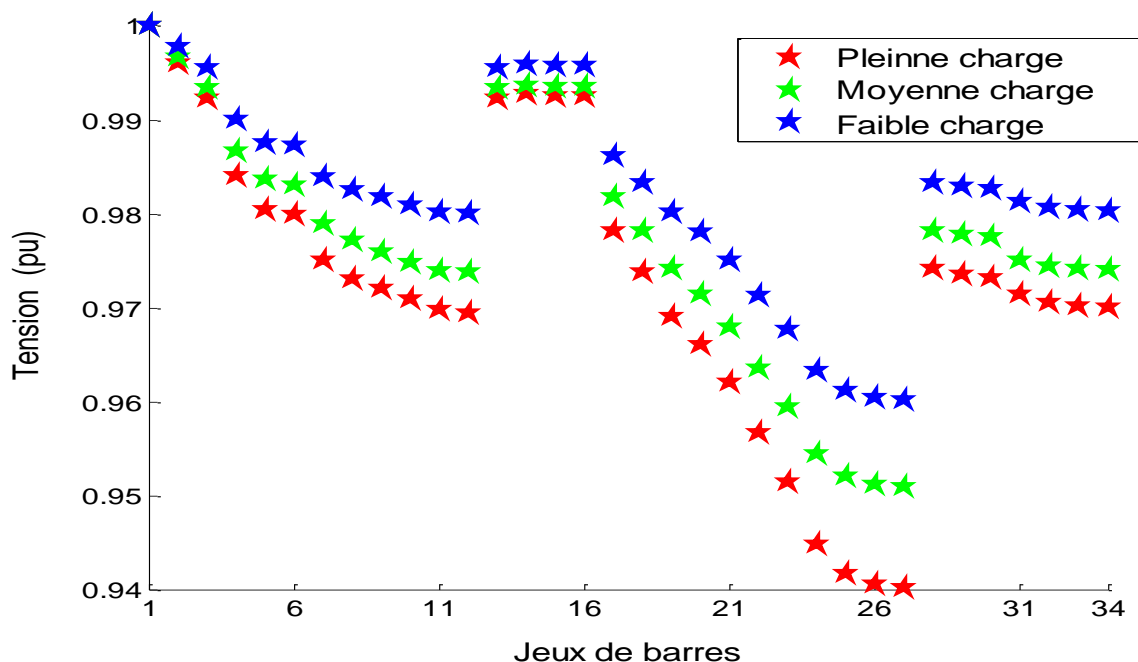


Figure 3.8 : Profil de tension pour les différentes charges après l'installation des condensateurs

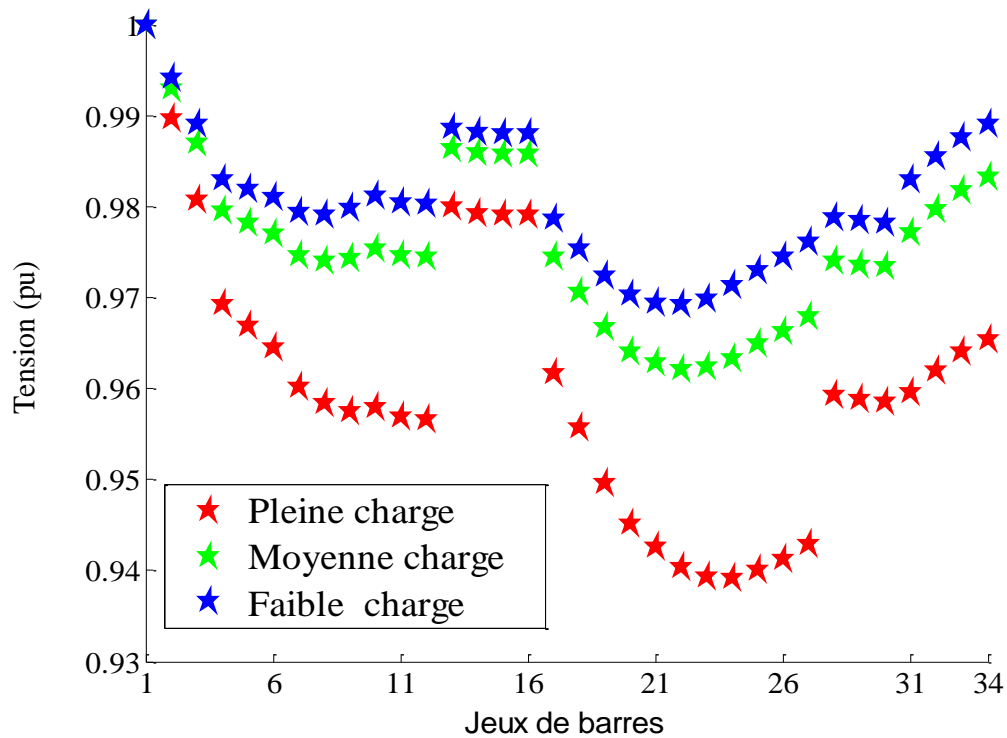


Figure 3.9 : Profil de tension pour les différentes charges après l'insertion des DGs

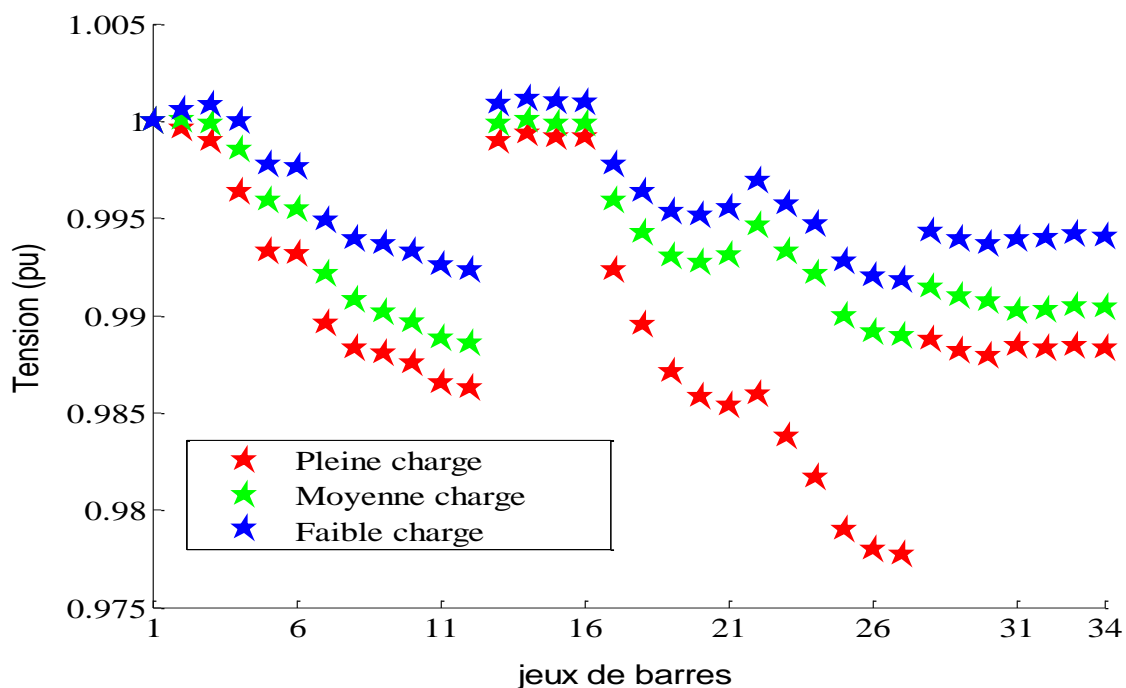


Figure 3.10 : Performance du profil de tension pour les différentes charges après l'installation des condensateurs et des DGs

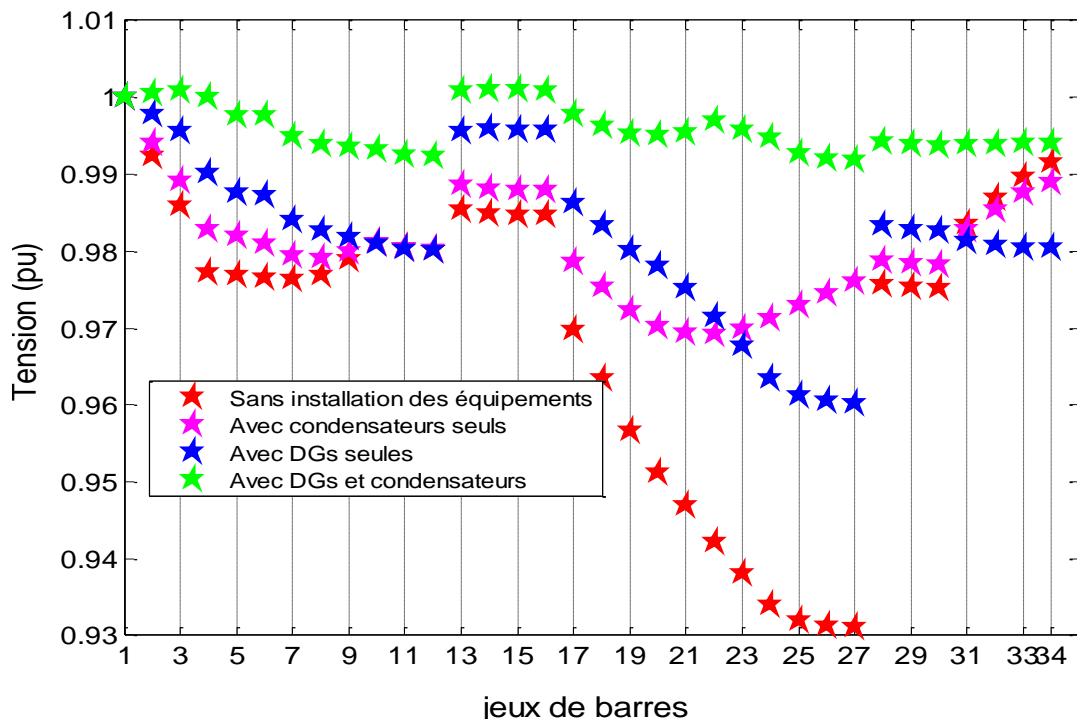


Figure 3.11 : Performance du profil de tension en faible charge avant et après l'installation des équipements

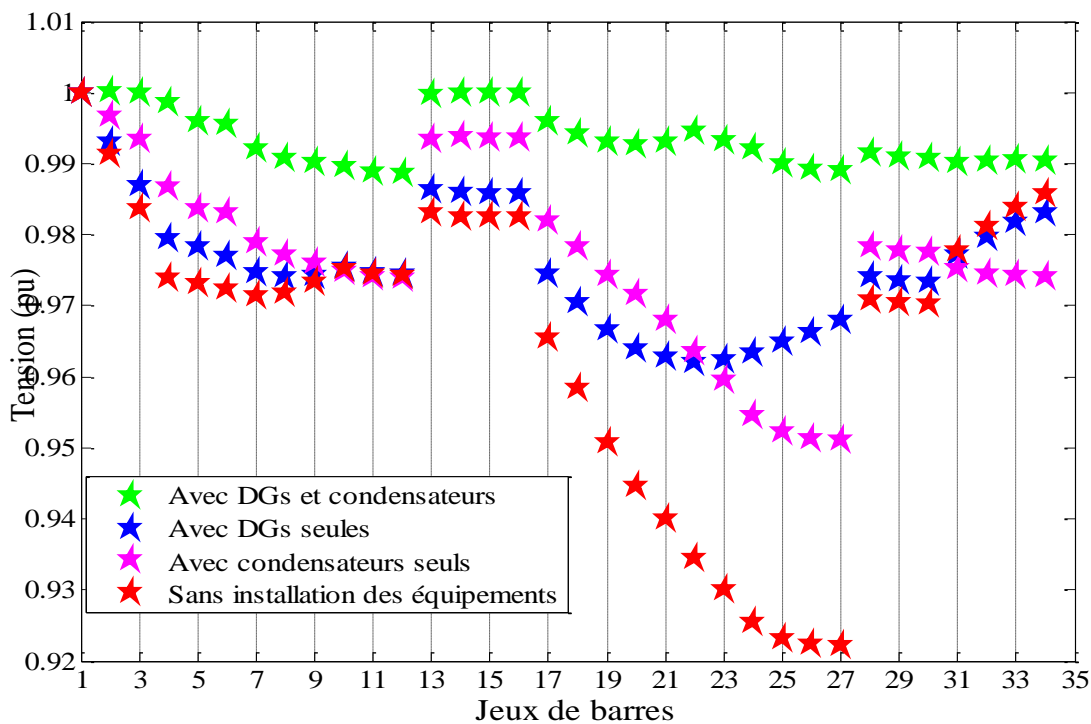


Figure 3.12 : Performance du profil de tension en moyenne charge avant et après l'installation des équipements

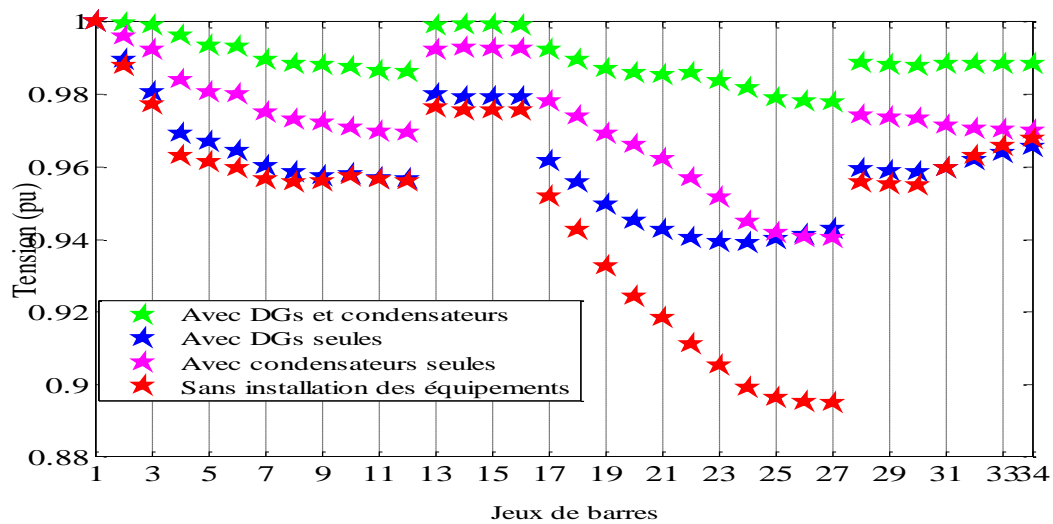


Figure 3.13 : Performance du profil de tension en pleine charge avant et après l'installation des équipements

3.8 Conclusion

Dans le présent chapitre, une méthode d'optimisation de la taille et de l'emplacement des DGs et des condensateurs dans les réseaux de distribution a été présentée. Dans cette dernière et contrairement à tous les auteurs ayant traité ce problème par l'insertion des DGs seuls ou des condensateurs seuls, nous avons étudié l'avantage de l'insertion seule et simultanée des DGs et des condensateurs. Pour cela, nous avons utilisé trois fonctions objectives. La première et la deuxième fonction ont pour but de déterminer les emplacements optimaux des condensateurs et des DGs installés en assurant un maximum de puissances active et réactive injectées qui ne dépassent pas les 20% de la puissance demandée. La troisième fonction objective a pour but de déterminer les tailles opérationnelles optimales des DGs par la minimisation des pertes de puissance active en améliorant le profil de tension.

L'étude a été faite selon quatre cas, sans installation des équipements, seuls les condensateurs sont installés, seules les DGs sont installées et enfin l'installation simultanée des DGs et des condensateurs. Tous les cas ont été traités pour trois différents niveaux de charge (faible charge, moyenne charge, pleine charge).

L'optimisation par l'algorithme Firefly de l'emplacement et de la taille des DGs et des condensateurs ainsi que la prise en compte des coûts et des bénéfices d'installations des deux équipements dans le réseau de distribution ont influé d'une façon remarquable sur la réduction des pertes totales de puissance et l'amélioration du profil de tension.

Conclusion générale

L'objectif de la planification des réseaux de distribution en présence de la production décentralisée est d'assurer l'équilibre entre la puissance demandée et la puissance générée pour les différents niveaux de charge qui est pris techniquement et économiquement par l'installation des DGs seules, des condensateurs seuls ou les deux équipements simultanément avec des faibles puissances par rapport à la puissance générée par les centrales électriques. Ces productions décentralisées fonctionnent soit aux énergies renouvelables, donc hydraulique, solaire, éolien, biomasse, géothermie, soit au gaz naturel, voire même au diesel pour les installations dites dispatchables, c'est-à-dire activables très rapidement en cas de pointe de consommation. Les exploitants sont des petits acteurs privés, tels des industriels ou des particuliers.

Le but principal de ce mémoire est la planification des réseaux de distribution en présence de la production décentralisée en prenant en considération le coût d'installation et de maintenance un des facteurs essentiels qui pèse sur de nombreuses décisions prises dans le cadre de la planification du réseau de distribution.

L'insertion optimale des DGs et des condensateurs dans le réseau de distribution est réalisée en se basant sur l'optimisation par une méthode métaheuristique dite algorithme de Firefly pour optimiser la taille et l'emplacement des DGs et des condensateurs installés. Cet algorithme selon une comparaison faite entre différentes méthodes métaheuristicques permet de trouver rapidement la solution la plus proche de l'optimum.

Dans le première chapitre, on 'a proposé une technique offerte au planificateur d'identifier la topologie du réseau de distribution et exploiter cette identification pour le calcul de l'écoulement de puissance

Dans le deuxième chapitre, la production décentralisée à été incluse dans le calcul d'écoulement de puissance pour savoir l'influence de l'insertion de cette production sur l'amélioration du profil de tension et sur la réduction des pertes de puissances.

Dans le troisième chapitre des DGs et des condensateurs installés seuls et simultanément de façon optimale avec un minimum de coût et un maximum de bénéfice.

Les deux réseaux IEEE 33-Bus , IEEE 69-Bus ont été choisis comme réseaux tests employés dans le premier et le deuxième chapitre afin de pouvoir faire une comparaison des résultats obtenus avec ceux des auteurs. Le réseau IEEE 34-Bus , a été employé comme réseau test dans le troisième chapitre .

Les résultats que nous avons obtenus montrent que la plus grande réduction des pertes de puissance et le bon profil de tension sont réalisés par l'installation des DGs et des condensateurs simultanément avec un choix optimal des emplacements et des tailles installées et opérationnelles de ces équipements.

De nombreuses perspectives s'ouvrent sur le sujet de l'insertion optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution notamment ce qui concerne les types DGs installés (photovoltaïque, éolienne,...) et leurs nombres maximaux à installer ainsi un nouveau plan de protection pourrait être nécessaire pour augmenter la fiabilité du réseau de distribution et le taux de productions décentralisées

Bibliographie

- [1] Dj. Labeled, "production décentralisée et couplage au réseau," Thèse de doctorat, Université Mentouri Constantine, 2008.
- [2] V.T Khanh, "Interconnexion des sources d'énergie renouvelable au réseau de distribution électrique," Thèse de doctorat, Université du Québec à Trois-Rivières, 2009.
- [3] J.A Lopes, "Integration of dispersed generation on distribution networks impact studies," *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, Vol. 1, 2002, pp. 323-328.
- [4] W.G. Tinney and C.E. Hart, "Power flow solution by Newton's method," *IEEE Trans on Power Apparatus and systems*, Vol. PAS-86, 1967, pp.1449- 1460.
- [5] B. Stott and O. Alsac , "Fast decoupled load flow, "*IEEE Trans on Power Apparatus and systems*, Vol.PAS-9 , 1974, pp.859-869.
- [6] A. Hamouda , "Contribution à l'étude de l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive," Thèse de doctorat, Université de Sétif1, 2007.
- [7] S. Gosh and D. Das , "Method for load flow solution of radial distribution networks, "*IEEE Proc. Gene. Trans. Distrib*, Vol.146, 1999, pp.641-648.
- [8] D. Das,D.P. Kothari and A. Kalam , "Simple and efficient method for load flow solution radial distribution network, "*Electrical Power Energy System*,Vol.17,1995, pp.335-346.
- [9] M. H. Haque, "Efficient load flow method for distribution systems with radial or mesh configuration, "*IEE Proc. Gene. Transm. Distrib.*, Vol.143,1996, pp.33-38.
- [10] S. Ghosh and K.S. Sherpa , "An Efficient Method for Load-Flow Solution of Radial Distribution Networks,"*World Academy of Science, Engineering and Technology* 21, 2008.
- [11] J.-L. Lilien , " Transport et distribution de l'énergie électrique, "Manuel de Travaux Pratiques, Université de Liège Faculté des Sciences Appliquées,2000.
- [12] W. Tebani , "Compensation optimale de l'énergie réactive dans les réseaux de distribution, "Mémoire de magister ,Université Sétif1 ,2012.
- [13] E. Afzalan, M. A. Taghikhani and M. Sedighzadeh, "Optimal Placement and Sizing of DG in Radial Distribution Networks Using SFLA," *International Journal of Energy Engineering*, Vol. 2 , 2012, pp. 73-77.

- [14] C. Yammani, S. Maheswarapu and S. Matam, "Enhancement of voltage profile and loss minimization in Distribution Systems using optimal placement and sizing of power system modeled DGs," *J. Electrical Systems*, Vol.7, 2011, pp. 448-457.
- [15] N. Hadjsaid, J.-F. Canard, and F. Dumas , " Dispersed generation impact on distribution networks," *IEEE Computer Applications in Power*, Vol.12 , 1999,pp.22-28.
- [16] R. Palma-Behnke, J. L. Cerda A., L. S. Vargas, and A. Jofré , "A Distribution Company Energy Acquisition Market Model With Integration of Distributed Generation and Load Curtailment Options," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, 2005. pp. 1718-1727.
- [17] A. Keane, and M. O'Malley , "Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, 2005, pp. 1640-1646.
- [18] IA. Peças Lopes , "Integration of Dispersed Generation on Distribution Networks Impact Studies ," *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, Vol. 1,2000, pp. 323-328.
- [19] M.Dussart, "Problems encountered with connecting decentralized generating plants to the distribution networks," *International Conference on Electricity Distribution*, Vol.1, 1997, pp.1- 5.
- [20] J.G. Slootweg, W.L. Kling, "Impacts of Distributed Generation on Power System Transient Stability," *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol 2, 2002,pp. 862-86.
- [21] Y. Pankow, "Étude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque," Thèse Phd, Centre Nationale de Recherche Technologie de Lille, 2004.
- [22] B. Berseneff , "Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur," Thèse de doctorat , Institut polytechnique de Grenoble , 2010.
- [23] P. P. Barker, R. W. de Mello, "Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1–Radial Distribution Systems," *IEEE PES Summer Meeting*, Vol.3, 2000, pp.1645-1656.
- [24] Christian Blum, Andrea Roli " Metaheuristics in Combinatorial Optimization : Overview and Conceptual Comparison," *ACM Computing Survey*, 2003, Vol. 35.
- [25] Saibal K. Pal , "Comparative Study of Firefly Algorithm and Particle Swarm Optimization for Noisy Non-Linear Optimization Problems," *I.J. Intelligent Systems and Applications*, 2012.

- [26] Xin-She Yang , "Firefly Algorithms for Multimodal Optimization," Department of Engineering, University of Cambridge, Trumpington Street, Cambridge CB2 1PZ, UK. Mars 2010.
- [27] Aphirak Khadwilard¹, Sirikarn Chansombat and Thatchai Thepphakorn, "Application of Firefly Algorithm and Its Parameter Setting for Job Shop Scheduling," *The Journal of Industrial Technology*,2012, Vol. 8.
- [28] T. Apostolopoulos and A. Vlachos, "Application of the Firefly Algorithm for solving the economic emissions load dispatch problem," *International Journal of Combinatorics*, 20, 2011.
- [29] Ouafa Herbadji, Ketfi Nadhir, Linda Slimani, Tarek Bouktir, "Optimal Power Flow with Emission Controlled using Firefly Algorithm," *ICMSAO Tunisia*, 978-1-4673-5814-9/13/\$31.00 ©2013 IEEE.
- [30] Ketfi nadhir, Djabali chabane and Tarek bouktir, " Distributed generation location and size determination to reduce power losses of a distribution feeder by firefly algorithm," *International Journal of Advanced Science and Technology* , 2013,Vol.56.
- [31] Ministry of Higher Education, Malaysia under Fundamental Research Grant Scheme (FRGS), "Optimal Allocation and Sizing of Distributed Generation in Distribution System via Firefly Algorithm,".
- [32] E. Afzalan, M. A. Taghikhani,, M. Sedighzadeh, " Optimal Placement and Sizing of DG in Radial Distribution Networks Using SFLA," *International Journal of Energy Engineering* ,2012.
- [33] M. M. Aman, G. B. Jasmon, K. H. Solangi, A. H. A. Bakar, and H. Mokhlis , "Optimum Simultaneous DG and Capacitor Placement on the Basis of Minimization of Power Losses,"*International Journal of Computer and Electrical Engineering*, 2013,Vol.5.
- [34] M. M. Aman, G. B. Jasmon, H. Mokhlis, and A. H. A. Bakar, "Optimal placement and sizing of a DG based on a new power stability index and line losses," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2012,Vol. 43, pp. 1296-1304.
- [35] Sayyid Mohssen Sajjadi , Mahmoud-Reza Haghifam , Javad Salehi "Simultaneous placement of distributed generation and capacitors in distribution networks considering voltage stability index," *Electrical Power and Energy Systems* ,2013,Vol. 46.

- [36] O.Mammeri , "Differentes methodes de calcul de la puissance reactive dans une noeud a charge non lineaire en presence d'un systeme de compensation de l'energie , " Thèse de Magister ,Université de Batna ,2012.
- [37] S. Chandramohan, N. Atturulu, R. P. K. Devi, and B. Venkatesh, "Operating cost minimization of a radial distribution system in a deregulated electricity market through reconfiguration using NSGA method," *International journal of electrical power & energy systems*, 2010, Vol. 32, pp. 126-132.
- [38] Sayyid Mohssen Sajjadi, Mahmoud-Reza Haghifam, Javad Salehi, "Simultaneous placement of distributed generation and capacitors in distribution networks considering voltage stability index," *Electrical Power and Energy Systems* ,2013, Vol.46,pp. 366–375 .
- [39] Siyamak Porkar Koumleh, " Planification technico-économique de la production décentralisée raccordée aux réseaux de distribution," Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-1, 2011.

ANNEXE 1

Table (A.1) Les données du réseau de distribution radial IEEE 33-Bus

Branche N°.	Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivées	Resistance(Ω)	Reactance (Ω)
1	1	2	0.0922	0.0470
2	2	3	0.4930	0.2512
3	3	4	0.3661	0.1864
4	4	5	0.3811	0.1941
5	5	6	0.8190	0.7070
6	6	7	0.1872	0.6188
7	7	8	0.7115	0.2351
8	8	9	1.0299	0.7400
9	9	10	1.0440	0.7400
10	10	11	0.1967	0.0651
11	11	12	0.3744	0.1298
12	12	13	1.4680	1.1549
13	13	14	0.5416	0.7129
14	14	15	0.5909	0.5260
15	15	16	0.7462	0.5449
16	16	17	1.2889	1.7210
17	17	18	0.7320	0.5739
18	2	19	0.1640	0.1565
19	19	20	1.5042	1.3555
20	20	21	0.4095	0.4784
21	21	22	0.7089	0.9373
22	3	23	0.4512	0.3084
23	23	24	0.8980	0.7091
24	24	25	0.8959	0.7071
25	6	26	0.2031	0.1034
26	26	27	0.2842	0.1447
27	27	28	1.0589	0.9338
28	28	29	0.8043	0.7006
29	29	30	0.5074	0.2585
30	30	31	0.9745	0.9629
31	31	32	0.3105	0.3619
32	32	33	0.3411	0.3502

Table (A.2) Les données du réseau de distribution radial IEEE 33-Bus

Bus Number	P(KW)	Q(KVAR)
1	0	0
2	100	60
3	90	40
4	120	80
5	60	30
6	60	20
7	200	100
8	200	100
9	60	20
10	60	20
11	45	30
12	60	35
13	60	35
14	120	80
15	60	10
16	60	20
17	60	20
18	90	40
19	90	40
20	90	40
21	90	40
22	90	40
23	90	50
24	420	200
25	420	200
26	60	25
27	60	25
28	60	20
29	120	70
30	200	600
31	150	70
32	210	100
33	60	40

ANNEXE 2

Table (B.1) Les données du réseau de distribution radial IEEE 69-Bus

Branche N°.	Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivées	Resistance(pu)	Reactance (pu)
1	1	2	0.000001	0.000001
2	2	3	0.000001	0.000001
3	3	4	0.000001	0.000002
4	4	5	0.000016	0.000018
5	5	6	0.000228	0.000116
6	6	7	0.000238	0.000121
7	7	8	0.000058	0.000029
8	8	9	0.000031	0.000016
9	9	10	0.000511	0.000169
10	10	11	0.000117	0.000039
11	11	12	0.000444	0.000147
12	12	13	0.000643	0.000212
13	13	14	0.000651	0.000215
14	14	15	0.00066	0.000218
15	15	16	0.000123	0.000041
16	16	17	0.000234	0.000077
17	17	18	0.000003	0.000001
18	18	19	0.000204	0.000068
19	19	20	0.000131	0.000043
20	20	21	0.000213	0.00007
21	21	22	0.000009	0.000003
22	22	23	0.000099	0.000033
23	23	24	0.000216	0.000071
24	24	25	0.000467	0.000154
25	25	26	0.000193	0.000064
26	26	27	0.000108	0.000036
27	3	28	0.000003	0.000007
28	28	29	0.00004	0.000098
29	29	30	0.000248	0.000082
30	30	31	0.000044	0.000014
31	31	32	0.000219	0.000072
32	32	33	0.000523	0.000176
33	33	34	0.001066	0.000352
34	34	35	0.00092	0.000304
35	4	36	0.000002	0.000005
36	36	37	0.000053	0.00013
37	37	38	0.000181	0.000442
38	38	39	0.000051	0.000125
39	8	40	0.000058	0.00003
40	40	41	0.000207	0.00007
41	9	42	0.000109	0.000055
42	42	43	0.000127	0.000065

43	43	44	0.000177	0.00009
44	44	45	0.000176	0.000089
45	45	46	0.000992	0.000333
46	46	47	0.000489	0.000164
47	47	48	0.00019	0.000063
48	48	49	0.000241	0.000073
49	49	50	0.000317	0.000161
50	50	51	0.000061	0.000031
51	51	52	0.00009	0.00046
52	52	53	0.000443	0.000226
53	53	54	0.00065	0.000331
54	11	55	0.000126	0.000038
55	55	56	0.000003	0.000001
56	12	57	0.000461	0.000152
57	57	58	0.000003	0.000001
58	3	59	0.000003	0.000007
59	59	60	0.00004	0.000098
60	60	61	0.000066	0.000077
61	61	62	0.000019	0.000022
62	62	63	0.000001	0.000001
63	63	64	0.000454	0.000531
64	64	65	0.000193	0.000226
65	65	66	0.000026	0.00003
66	66	67	0.000006	0.000007
67	67	68	0.000068	0.000086
68	68	69	0.000001	0.000001

Table (B.2) Les données du réseau de distribution radial IEEE 69-Bus

Bus Number	P(pu)	Q(pu)
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	0.026	0.022
8	0.404	0.3
9	0.75	0.54
10	0.3	0.22
11	0.28	0.19
12	1.45	1.04
13	1.45	1.04
14	0.08	0.055
15	0.08	0.055
16	0	0
17	0.455	0.3
18	0.6	0.35
19	0.6	0.35
20	0	0
21	0.01	0.006
22	1.14	0.81
23	0.053	0.035
24	0	0
25	0.28	0.2
26	0	0
27	0.14	0.1
28	0.14	0.1
29	0.26	0.186
30	0.26	0.186
31	0	0
32	0	0
33	0	0
34	0.14	0.1
35	0.195	0.14
36	0.06	0.04
37	0	0
38	0.79	0.564
39	0.79	0.564
40	3.847	2.745
41	3.847	2.745
42	0.036	0.027
43	0.0435	0.035
44	0.264	0.19
45	0.24	0.172

46	0	0
47	0	0
48	0	0
49	1	0.72
50	0	0
51	12.44	8.88
52	0.32	0.23
53	0	0
54	2.27	1.62
55	0.59	0.42
56	0.18	0.13
57	0.18	0.13
58	0.28	0.2
59	0.28	0.2
60	0.26	0.1855
61	0.26	0.1855
62	0	0
63	0.24	0.171
64	0.24	0.17
65	0.012	0.01
66	0	0
67	0.06	0.043
68	0	0
69	0.3922	0.263

ANNEXE 3

Table (C.1) Les données du réseau de distribution radial IEEE 34-Bus

Branche N°.	Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivées	Resistance(Ω)	Reactance (Ω)
1	1	2	0.117	0.048
2	2	3	0.10725	0.044
3	3	4	0.16445	0.04565
4	4	5	0.1495	0.000415
5	5	6	0.1495	0.0415
6	6	7	0.3144	0.054
7	7	8	0.2096	0.036
8	8	9	0.3144	0.054
9	9	10	0.2096	0.036
10	10	11	0.131	0.0225
11	11	12	0.1048	0.018
12	3	13	0.1572	0.027
13	13	14	0.2096	0.036
14	14	15	0.1048	0.018
15	15	16	0.0524	0.009
16	4	17	0.1794	0.0498
17	17	18	0.16445	0.04565
18	18	19	0.2079	0.0473
19	19	20	0.189	0.043
20	20	21	0.189	0.00043
21	21	22	0.262	0.00045
22	22	23	0.262	0.00045
23	23	24	0.3144	0.054
24	24	25	0.2096	0.036
25	25	26	0.131	0.0225
26	26	27	0.1048	0.018
27	7	28	0.1572	0.027
28	28	29	0.1572	0.027
29	29	30	0.1572	0.027
30	10	31	0.1572	0.027
31	31	32	0.2096	0.036
32	32	33	0.1572	0.027
33	33	34	0.1048	0.018

Table (C.2) Les données du réseau de distribution radial IEEE 34-Bus

Bus Number	P(KW)	Q(KVAR)
1	0	0
2	437.0000	270.7500
3	0	0
4	437.0000	270.7500
5	437.0000	270.7500
6	0	0
7	0	0
8	437.0000	270.7500
9	437.0000	270.7500
10	0	0
11	437.0000	270.7500
12	226.0500	138.6000
13	122.4000	76.5000
14	122.4000	76.5000
15	122.4000	76.5000
16	26.3250	14.6250
17	437.0000	270.7500
18	437.0000	270.7500
19	437.0000	270.7500
20	437.0000	270.7500
21	437.0000	270.7500
22	437.0000	270.7500
23	437.0000	270.7500

24	437.0000	270.7500
25	437.0000	270.7500
26	437.0000	270.7500
27	227.0500	170.2500
28	150.0000	96.0000
29	150.0000	96.0000
30	150.0000	96.0000
31	101.4600	61.4100
32	101.4600	61.4100
33	101.4600	61.4100
34	101.4600	61.4100

ملخص.

نظرا لإزدياد الطلب على الطاقة الكهربائية وكذلك الزيادة أيضا في حمولة الشبكة، تسعى الشركات المتخصصة في توزيع الطاقة الكهربائية لتوفير الطاقة الكافية لسد جميع الاحتياجات وذلك بالتشجيع على الإنتاج اللامركزي لهذه الطاقة. ومن أجل تجنب التأثير السلبي للإنتاج اللامركزي للطاقة الكهربائية وللتقليل من نسبة الضياعات وكذلك تحسين التوتر الكهربائي يجب تحديد المكان الأمثل لتثبيت هذه المصادر المركزية للطاقة، كما يجب تحديد كمية الطاقة المنتجة من طرف هذه الأخيرة. في هذه المذكرة تم استخدام خوارزمية تعتمد على السلوك الإجتماعي لليرعات من أجل إيجاد الحلول المثلى لتثبيت مكثفات ومصادر لامركزية لإنتاج الطاقة وقد تم تقييم أداء الخوارزمية المقترحة على ثلاثة شبكات التوزيع الكلمات المفتاحية : شبكات التوزيع الكهربائية، الإنتاج اللامركزي للطاقة، خوارزمية اليرعات

Résumé.

Compte tenu du nombre répandu des utilisateurs du réseau électrique et également l'augmentation de la charge du réseau, les entreprises de distribution d'électricité tentent de fournir de l'énergie requise par la bonne conception et exploitation du réseau. En ce qui concerne l'utilisation répandue de la production décentralisée ou distribuée dans le réseau de distribution, ses impacts techniques dans le réseau de distribution doivent être soigneusement analysés. Dans ce mémoire, des productions décentralisées et des condensateurs sont placés simultanément d'une façon optimale au niveau du réseau de distribution radial et pour différents niveaux de charge, dans l'objectif de réduire les pertes totales des puissances active et réactive et réduire les pertes d'énergie. Ainsi que l'effet des condensateurs et des productions décentralisées sur l'amélioration du profil de tension a été pris en considération dans ce mémoire. Un algorithme d'optimisation dit algorithme de Firefly ou de lucioles est utilisé pour trouver des solutions optimales. C'est un nouvel algorithme métaheuristique imitant le comportement social des lucioles qui volent dans le ciel d'été tropical et tempéré. La performance de l'algorithme proposé est évaluée sur trois réseaux tests de distribution.

Mots-clés : Réseaux de distribution, batteries de condensateurs, optimisation de la compensation, facteur de puissance.

Abstract.

Given the widespread number of users from the mains and also the increase in network load, the electricity distribution companies attempt to provide the energy required by good design and operation of the network. With regard to the widespread use of distributed generation or distributed in the distribution network, technical impacts in the distribution system must be carefully analyzed. In this paper, decentralized production and capacitors are placed simultaneously optimally at the radial distribution network and for different load levels, with the aim to reduce the total loss of active and reactive power and reduce losses energy. And the effect of capacitors and decentralized

production on improving the voltage profile has been considered in this paper. An optimization algorithm known algorithm Firefly or Fireflies is used to find optimal solutions. This is a new meta-heuristic algorithm mimicking the social behavior of fireflies flying in the sky summer tropical and temperate.

The performance of the proposed algorithm is evaluated on three tests of distribution networks.

Key-words: Distribution networks, shunt capacitor, optimization of the compensation, power factor