

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
جامعة باتنة  
Université de Batna



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



**Doctorat en sciences**  
Option : **Réseaux Électriques**

Par  
KETFI Nadhir

Magister en Electrotechnique - Option : Réseaux Electriques

## THEME

**Contribution à la gestion des réseaux de  
distribution en présence de génération d'énergie  
dispersée**

Soutenue le : 06 / 12 / 2014 devant le jury:

Mr : CHAGHI A/AZIZ	Professeur	Université de Batna	Président
Mr : BOUKTIR Tarek	Professeur	Université de Sétif 1	Rapporteur
Mr : BETKA Achour	Professeur	Université de Biskra	Examineur
Mr : BENSALÉM Ahmed	Professeur	Université de Batna	Examineur
Mr : FETHA Chérif	Professeur	Université de Batna	Examineur
Mme : SLIMANI Linda	M.C.A	Université de Sétif 1	Examineur

## ملخص.

مساهمتان رئيسيتان أنجزتا في هذه الأطروحة. أولاً، اقترح أسلوب لحساب تدفق الطاقة في شبكة التوزيع على أساس تحديد هيكل الشبكة من خلال تحديد أنواع العقد و خطوط نقل الطاقة فقط من خلال قراءة البيانات الخاصة بها. ثانياً، تطبيق خوارزمي تحاكي الطبيعة طريقة اليراعات لأتمتة الطاقة على مستوى شبكة التوزيع الكهربائية. بدايةً، الإدراج الأمثل للطاقة اللامركزية في شبكة التوزيع من حيث الموقع والحجم. ثم، تحديد الطوبولوجيا الأمثل باستخدام تقنية إعادة تشكيل الشبكة ثم بعد ذلك، العثور على التشكيل الأمثل في حضور الطاقة اللامركزية. أخيراً، الإدراج الأمثل للطاقة اللامركزية و المكثفات وحيدة وفي وان واحد و اختبارها في مستويات الحمل المختلفة (الحد الأدنى، المتوسط و الأقصى) مع الأخذ بعين الاعتبار تكلفة المعدات في الدالة الهدف. الهدف هو التقليل لمجموع ضياع الطاقة الفعالة مع ضمان لتوتر جيد. تطبيق خوارزمية اليراعات على نظام IEEE-33 يظهر كفاءة خوارزمي تحاكي الطبيعة طريقة اليراعات مقارنة مع غيرها من الخوارزميات المعروفة.

**الكلمات المفتاحية :** شبكة التوزيع - الطاقة اللامركزية - إعادة تشكيل شبكة التوزيع - خوارزمية اليراعات

## Résumé.

Deux contributions principales sont réalisées dans cette thèse. Premièrement, la proposition d'une technique pour le calcul de l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution basée sur l'identification de la topologie du réseau par la détermination des types des jeux de barres et des lignes formant le réseau juste en lisant ses données. Deuxièmement, l'application de la méthode métaheuristique des lucioles (FA) pour résoudre les problèmes d'optimisation. D'abord, l'insertion optimale des générations d'énergie dispersées (DG) dans le réseau de distribution de point de vue d'emplacement et de taille. Ensuite, la détermination de la topologie optimale en utilisant la technique de la reconfiguration du réseau. Puis, trouver une configuration optimale en présence des DGs. Enfin, l'insertion optimale seule et simultanée des DGs et des condensateurs dans le système testée pour différents niveaux de charge (minimal, moyen et maximal) et avec la prise en considération du coût des équipements dans la fonction objectif. L'objectif est de minimiser les pertes totales de puissance active avec l'assurance d'un bon profil de tension. L'application de FA sur le réseau IEEE 33-bus montre l'efficacité de la méthode métaheuristique comparée à d'autres algorithmes très connus.

**Mots-clés :** Réseau de distribution – Génération d'énergie dispersée – Reconfiguration du réseau de distribution – Algorithme des lucioles

## Abstract.

Two main contributions are made in this thesis. Firstly, proposing a technique for calculating the power flow in a distribution system based on the identification of network topology by determining the types bus and lines forming the network just by reading its data. Secondly, the application of metaheuristic method fireflies (FA) to solve optimization problems. Initially, optimal insertion of dispersed energy generation (DG) in the distribution network point of view location and size. Then, the determination of the optimal topology using the technique of the network reconfiguration, and then find an optimal configuration in the presence of DGs. Finally, single and simultaneous optimal integration of DGs and capacitors in the system tested for different load levels (minimum, average and maximum) and with consideration of the cost of equipment in the objective function. The objective is to minimize the total loss of active power with good voltage profile insurance. The application of FA on the IEEE33-bus network shows the effectiveness of the method metaheuristic compared to other well known algorithms.

**Key-words:** Distribution network – Dispersed generation – Reconfiguration of distribution network – Fireflies algorithm.

**Remerciements**

Je tiens à exprimer mes plus vifs remerciements à mon encadreur monsieur *Tarek BOUKTIR*, Professeur à l'université de Sétif 1, de m'avoir proposé le sujet de cette thèse et en me faisant profiter de ses conseils et ses grandes compétences dans le domaine des réseaux électriques.

J'exprime mes sincères remerciements à Monsieur *Abdelaziz CHAGHI*, Professeur à l'université de Batna, pour avoir accepté de juger ce travail et pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury.

Je remercie vivement Monsieur *Achour BATKA*, Professeur à l'université de Biskra, pour avoir accepté d'examiner ma thèse.

Je remercie aussi Monsieur *Ahmed BENSALAM*, Professeur à l'université de Batna, d'avoir accepté spontanément de juger mon travail.

Egalement, je tiens à remercier Monsieur *Chérif FETHA*, Professeur à l'université de Batna d'avoir accepté d'évaluer mes travaux et mon mémoire de thèse.

Toute ma gratitude pour Madame *Linda SLIMANI*, MCA à l'université de Sétif 1, pour avoir accepté d'examiner mon travail et pour l'intérêt qu'elle lui a porté.

Je remercie Monsieur *Chabane DJABALI*, pour son aide continue et pour ses encouragements répétés afin que je finalise ce travail.

Mes chaleureux remerciements à toute l'équipe de recherche « Smart grid » présidée par le Professeur *Tarek BOUKTIR*, particulièrement Messieurs : *Arif BOURZAMI*, *Mohamed AMROUN*, *Souhil MOUASSA* et *Elhadi SBAA*.

Je ne terminerai pas sans remercier tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à concrétiser cette thèse.

**Dédicaces**

Je tiens à dédier ce travail :

Aux êtres les plus tendres, à mes yeux et les plus chers, à ma mère et mon père ainsi que mes frères et mes sœurs qui m'ont toujours aidé et encouragé tout au long de ces années.

A ma femme qui m'a constamment encouragée et soutenu durant mes études doctorales, ainsi qu'à mes enfants Mohamed Younes, Aymen et les jumeaux Waïl et Iyad.

A tous mes amis, particulièrement Rachid ZEKKOUR , Abdelemalek MAIZA, Khaled BELMIHOUB, Zahir BERRAH, Mounir MEDDAD, Foued ZERARGA, Rida HAMAZAOUI, Ahmed SEMAI, Toufik MAKHFI ... qui m'ont soutenu, de près et de loin durant ces années.

A mes collègues de travail Mohamed KHLOUFI, Sofiane SANAA, Mustapha KIFOUN et Nabil SOUADEK qui n'ont cessé de m'arranger afin d'accomplir mon travail.

Malheureusement je crains d'oublier de citer certaines personnes; j'espère qu'elles ne m'en tiendront pas grief, et je peux leur assurer qu'elles ont une place particulière dans mon cœur.

**Nomenclature**

JB ref	Jeu de barres de référence
JB term	Jeu de barres terminal
JB com	Jeu de barres commun
JB inter	Jeu de barres intermédiaire
LP	Ligne principale
LL	Ligne latérale
LSL	Ligne sous-latérale
LM	Ligne mineure
OJBT1	Ordre du premier jeu de barres terminal
ldata	Données des branche du réseau
busata	Données des jeux de barres du réseau
$P_i$	Puissance active sortante du jeu de barres $i$
$Q_i$	Puissance réactive sortante du jeu de barres $i$
$P_{i+1}$	Puissance active sortante du jeu de barres $i+1$
$Q_{i+1}$	Puissance réactive sortante du jeu de barres $i+1$
$P_{Li}$	Puissance active de la charge $i$ branchée au jeu de barres $i$
$Q_{Li}$	Puissance réactive de la charge $i$ branchée au jeu de barres $i$
$JBDM_m$	Jeu de barres de départ de la $m^{\text{ème}}$ ligne mineure
$JBTM_m$	Jeu de barres terminal de la $m^{\text{ème}}$ ligne mineure
$JBDSL_{sl}$	Jeu de barres de départ de la $sl^{\text{ème}}$ ligne sous-latérale
$JBTSL_{sl}$	Jeu de barres terminal de la $sl^{\text{ème}}$ ligne sous-latérale
$JBDL_l$	Jeu de barres de départ de la $l^{\text{ème}}$ ligne latérale
$JBTL_l$	Jeu de barres terminal de la $l^{\text{ème}}$ ligne latérale
$JBTP_p$	Jeu de barres terminal de la ligne principale
$P_{Loss\ i}$	Pertes de puissance active au niveau de la branche $i$
$Q_{Loss\ i}$	Pertes de puissance réactive au niveau de la branche $i$
$P_{T\ Loss}$	Pertes totales de puissance active
$Q_{T\ Loss}$	Pertes totales de puissance active
BIBC	Bus injection to brunch current matrix
LILC	Line injection to loop current matrix
FA	Algorithme des lucioles (Firefly algorithm)
GA	Algorithme génétique
PSO	Algorithme à essaim de particules (Particle Swarm Optimiser)

ABC	Algorithme d'optimisation de colonie d'abeilles artificielles
SFLA	Algorithme par sauts de grenouilles (Shuffled Frog-Leaping algorithm)
TS	Algorithme recherche tabou
$\beta_{ij}$	Attractivité entre lucioles $i$ et $j$
$r_{ij}$	Distance entre lucioles $i$ et $j$
$\beta_0$	Attractivité à $r=0$
$\gamma$	Coefficient d'absorption de lumière.
$\alpha$	Paramètre de répartition
DG	Génération d'énergie dispersée (Distrbuted generation)
$P_{DGi}$	Puissance active injectée par DG au jeu de barres $i$
$Q_{DGi}$	Puissance réactive injectée par DG au jeu de barres $i$
$P_G$	Puissance active générée provenant de la source
$P_D$	Puissance demandée

## Liste des figures

## Chapitre 1

Figure 1.1 : Architecture générale du réseau d'énergie électrique en Algérie	6
Figure 1.2 : Production d'électricité par source en 2011	7
Figure 1.3 : Appellations normalisées des différents niveaux de tension.	8
Figure 1.4 : Courbe de charge de la journée du 14 juin 2013, source OSE	9
Figure 1.5 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA	11
Figure 1.6 : Schéma simple dérivation	12
Figure 1.7 : Variation de la tension le long d'un départ HTA	12
Figure 1.8 : Schéma double dérivation	13
Figure 1.9 : Schéma coupure d'artère	13
Figure 1.10 : Ecoulement de puissance	17
Figure 1.11 : Ecoulement de puissance pour une condition de fonctionnement	18

## Chapitre 2

Figure 2.1 : Représentation des types des jeux de barres	21
Figure 2.2 : Réseau de distribution radial de 17 jeux de barres	23
Figure 2.3 : Organigramme de l'identification du type de chaque jeu de barres par la méthode de comparaison	24
Figure 2.4 : Organigramme de l'identification du type de chaque jeu de barres par la méthode matricielle	27
Figure 2.5 : Détermination du vecteur de la ligne principale	29
Figure 2.6 : Détermination des vecteurs des lignes latérales	30
Figure 2.7 : Type de chaque ligne du réseau de distribution électrique 17 JB	32
Figure 2.8 : Schéma unifilaire d'un réseau de distribution radial	34
Figure 2.9 : Représentation de deux jeux de barres dans le réseau de distribution radial	34
Figure 2.10 : Organigramme de la solution de l'écoulement de puissance	40
Figure 2.11 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 33-bus	41
Figure 2.12 : Tension à chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 33-bus	43
Figure 2.13 : Pertes de puissance active et réactive dans les branches du réseau IEEE33-bus	44
Figure 2.14 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 69-bus	45
Figure 2.15: Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE69-bus	49
Figure 2.16 : Niveau de tension à chaque JB du réseau IEEE 69-bus	50
Figure 2.17 : Réseau de distributions simple	51
Figure 2.18 : Réseau de distribution simple avec une boucle	52
Figure 2.19 : Organigramme de l'écoulement de puissance pour un réseau bouclé	54
Figure 2.20 : Réseau de distribution IEEE 33-bus maillé	57
Figure 2.21 : Comparaison des niveaux de tension pour le réseau de distribution IEEE33-bus radial et maillé	59

### Chapitre 3

Figure 3.1 : Démarches de résolution d'un problème d'optimisation	61
Figure 3.2 : Minimum local et minimum global	64
Figure 3.3 : Représentation simplifiée d'une approche métaheuristique	65
Figure 3.4 : Expérience de sélection des branches les plus courtes par une Colonie de fourmis	66
Figure 3.5 : Exemple de croisement ( $D = 7$ )	70
Figure 3.6 : Règle originale du saut de grenouille (frog leaping)	73
Figure 3.7 : Schéma de principe du déplacement d'une particule.	74
Figure 3.8 : Pseudo code de l'algorithme des lucioles	77

### Chapitre 4

Figure 4.1 : Transit de puissance en présence de production décentralisée	82
Figure 4.2.a : Ligne radiale avec une charge	82
Figure 4.2.b : Diagramme de phase	82
Figure 4.3 : Ligne radiale avec insertion d'une DG	83
Figure 4.4 : Variations de la tension du réseau sans et avec DG [53]	84
Figure 4.5 : Organisation du réseau de distribution en présence des DGs	85
Figure 4.6 : Organigramme d'optimisation de la taille et de l'emplacement des DGs par FA	89
Figure 4.7 : Caractéristique de convergence de la fonction objectif en présence d'une DG et de deux DGs dans le réseau de distribution IEEE 33-bus	90
Figure 4.8 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs.	91
Figure 4.9 : Pertes totales de puissances active et réactive du réseau de distribution IEEE 33-bus sans DG, avec une DG et deux DGs installées	93
Figure 4.10 : Insertion optimale de deux DGs dans le réseau IEEE33-bus	94
Figure 4.11 : Réseau constitué de trois boucles	96
Figure 4.12 : Organigramme d'optimisation de la nouvelle topologie du réseau de distribution	98
Figure 4.13 : Réseau test IEEE33-bus avec les interrupteurs normalement ouverts (tie-switches)	99
Figure 4.14 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après reconfiguration	100
Figure 4.15 : Pertes de puissance active au niveau de chaque branche avant et après reconfiguration	103
Figure 4.16 : Pertes de puissance active au niveau de chaque branche avant et après reconfiguration	103
Figure 4.17 : Réseau IEEE33-bus avec la nouvelle configuration optimale obtenue par FA	104
Figure 4.18 : Organigramme d'optimisation de la nouvelle topologie du réseau de distribution en présence de la production décentralisée	106

Figure 4.19 : Profil de tension du réseau de distribution IEEE 33-bus avant reconfiguration et après reconfiguration en présence des DGs	107
Figure 4.20 : Pertes de puissance active au niveau de chaque branche avant et après reconfiguration en présence des DGs	110
Figure 4.21 : Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche avant et après reconfiguration en présence des DGs	110
Figure 4.22 : Réseau IEEE33-bus avec la nouvelle configuration optimale en présence des DGs obtenue par FA	111
Figure 4.23 : Amélioration du profil de tension par rapport au cas sans reconfiguration et sans DGs	112

## Chapitre 5

Figure 5.1 : Organisation du réseau de distribution en présence des DGs et des condensateurs	115
Figure 5.2 : Réseau radial en présence seule et simultanée des DGs et des condensateurs	118
Figure 5.3 : Réseau de distribution IEEE 33-bus	126
Figure 5.4 : Profil de tension sans installation d'équipements pour les différentes charges	129
Figure 5.5: Pertes de puissance active dans les branches du réseau IEEE33-Bus avant l'installation des équipements pour les différentes charges	129
Figure 5.6: Pertes de puissance réactive dans les branches du réseau IEEE33-bus avant l'installation des équipements pour les différentes charges	130
Figure 5.7 : Réseau de distribution électrique IEEE33-bus avec l'insertion optimale des condensateurs	132
Figure 5.8 : Profil de tension après l'installation des condensateurs seuls pour les différents niveaux de charge	134
Figure 5.9: Pertes de puissance active au niveau de chaque branche du réseau IEEE33-bus après l'installation des condensateurs pour les différents niveaux de charges	134
Figure 5.10: Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche du réseau IEEE33-bus après l'installation des condensateurs pour les différents niveaux de charges	135
Figure 5.11 : Réseau de distribution électrique IEEE33-bus avec l'insertion optimale de la production décentralisée	135
Figure 5.12 : Profil de tension après l'installation de trois DGs seules pour les différents niveaux de charge	137
Figure 5.13: Pertes de puissance active au niveau de chaque branche du réseau IEEE33-bus après l'installation de trois DGs seules pour les différents niveaux de charge	138
Figure 5.14: Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche du réseau IEEE33-bus après l'installation de trois DGs seules pour les différentes charges	138

Figure 5.15 : Réseau de distribution IEEE33-bus avec l'insertion optimale simultanée des DGs et des condensateurs	139
Figure 5.16 : Profil de tension après l'installation des DGs et des condensateurs pour les différents niveaux de charge	141
Figure 5.17: Pertes de puissance active au niveau de chaque branche du réseau IEEE33-bus après l'installation des DGs et des condensateurs pour les différents niveaux de charge	141
Figure 5.18: Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche du réseau IEEE33-bus après l'installation des DGs et des condensateurs pour les différents niveaux de charges	142
Figure 5.19 : Performance du profil de tension en pleine charge avant et après l'installation des équipements	145
Figure 5.20 : Réduction des pertes totales de puissances active et réactive en pleine charge avant et après l'installation seule et simultanée des DGs et des condensateurs	145

Liste des tableaux

Chapitre 1

Tableau 1.1 : Tableau des domaines de tension	8
---	---

Chapitre 2

Tableau 2.1 : Données du réseau 17-bus	25
Tableau 2.2 : Types des jeux de barres selon la méthode de comparaison	25
Tableau 2.3 : Types des jeux de barres selon la méthode matricielle	28
Tableau 2.4 : Identification de la topologie du réseau 17 JB par la technique proposée	32
Tableau 2.5 : Identification de la topologie du réseau de distribution IEEE 33-bus	41
Tableau 2.6 : Solution de l'écoulement de puissances du réseau de distribution IEEE 33-bus	42
Tableau 2.7 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE 33-bus	43
Tableau 2.8 : Identification de la topologie du réseau de distribution IEEE 69-bus	46
Tableau 2.9 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau de distribution IEEE69-bus	47
Tableau 2.10 : Solution de l'écoulement de puissance pour le réseau de distribution IEEE 69-bus	48
Tableau 2.11 : Solution de l'écoulement de puissance du réseau de distribution radial IEEE33-bus	56
Tableau 2.12 : Solution de l'écoulement de puissance du réseau de distribution maillé IEEE33-bus	58

Chapitre 4

Tableau 4.1 : Comparaison des performances d'algorithmes	87
Tableau 4.2 : Valeurs de tension sans DG, avec une DG et deux DGs installées dans le réseau de distribution IEEE 33-bus	91
Tableau 4.3 : Pertes de puissance active au niveau de chaque branche du réseau de distribution IEEE 33-bus sans DG, avec une DG et deux DGs installées	92
Tableau 4.4 : Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche du réseau de distribution IEEE 33-bus sans DG, avec une DG et deux DGs installées	92
Tableau 4.5 : Résultats obtenus par FA comparés à SFLA	94
Tableau 4.6 : Données des interrupteurs normalement ouverts du réseau IEEE33-bus	99
Tableau 4.7 : Valeurs de tension avant et après reconfiguration du réseau de distribution IEEE 33-bus	100
Tableau 4.8 : Pertes de puissance active au niveau de chaque branche du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après reconfiguration	101
Tableau 4.9 : Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après reconfiguration	102
Tableau 4.10 : Résultats avant et après reconfiguration du réseau IEEE33-bus par FA	104
Tableau 4.11 : Résultats obtenus par FA comparés à ABC, GA et à TS	105
Tableau 4.12 : Valeurs de tension avant reconfiguration et après reconfiguration en présence des DGs	107
Tableau 4.13 : Pertes de puissance active au niveau de chaque branche avant reconfiguration et après reconfiguration en présence des DGs	108

Tableau 4.14 : Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche avant reconfiguration et après reconfiguration en présence des DGs	109
Tableau 4.15 : Résultats avant reconfiguration, après reconfiguration sans et avec DGs du réseau IEEE33-bus par FA	111

## Chapitre 5

Tableau 5.1 : Informations techniques et commerciales sur le prix d'un MWh dans le marché pendant les différentes durées des niveaux de charge	126
Tableau 5.2 : Puissances actives et réactives demandées pour les trois niveaux de charge	127
Tableau 5.3 : Solution de l'écoulement de puissance pour différentes charges du réseau de distribution IEEE 33 –Bus avant l'installation des équipements	128
Tableau 5.4 : Pertes de puissances active et réactive du réseau de distribution IEEE 33-Bus sans installation des équipements	128
Tableau 5.5 : Tailles et nombre de DGs et des condensateurs à installer	130
Tableau 5.6 : Coûts économiques pour les différents niveaux de charge	131
Tableau 5.7 : Solution de l'écoulement de puissance pour différentes charges du réseau de distribution IEEE33-bus après l'installation des condensateurs	133
Tableau 5.8 : Pertes totales de puissances active et réactive du réseau de distribution IEEE33-bus après l'installation des condensateurs	133
Tableau 5.9 : Solution de l'écoulement de puissance pour différentes charges du réseau de distribution IEEE33-bus après l'installation de trois DGs	136
Tableau 5.10 : Pertes de puissances active et réactive du réseau de distribution IEEE33-bus après l'installation de trois DGs	137
Tableau 5.11 : Solution de l'écoulement de puissance pour différentes charges du réseau de distribution IEEE33-bus après l'installation simultanée des DGs et des condensateurs	140
Tableau 5.12 : Pertes totales de puissances active et réactive après l'installation simultanée des DGs et des condensateurs	140
Tableau 5.13 : Taux de réduction des pertes de puissances active et réactive par rapport au cas 1 après l'installation des condensateurs seuls	143
Tableau 5.14 : Taux de réduction des pertes de puissances active et réactive par rapport au cas 1 après l'installation des DGs seules	143
Tableau 5.15 : Taux de réduction des pertes de puissances active et réactive par rapport au cas 1 après l'installation simultanée des DGs et des condensateurs	143
Tableau 5.16 : Tensions minimales et pertes totales de puissance active dans le réseau IEEE33-bus obtenues pour les quatre cas proposés et pour les trois niveaux de charges.	144

## Sommaire

Introduction générale.....	1
<b>Chapitre 1</b>	<b>Généralités sur le réseau électrique</b>
1.1 Introduction .....	3
1.2 Evolution du réseau électrique .....	4
1.3 Fonctionnement des systèmes électriques.....	5
1.3.1 Production .....	6
1.3.2 Transport.....	7
1.3.3 Distribution.....	8
1.3.4 Consommation.....	9
1.3.5 Supervision.....	9
1.4 Les réseaux de distribution.....	10
1.4.1 Caractéristiques techniques générales.....	10
1.4.2 Schémas d'exploitations.....	10
1.4.2.1 Poste source HTB/HTA.....	10
1.4.2.2 Lignes et départ HTA.....	12
1.5 La production décentralisée .....	13
1.5.1 Définition.....	13
1.5.2 Les différents types de production décentralisée.....	14
1.5.2.2 Classifications en fonction du type de source d'énergie utilisée.....	14
1.5.2.2 Classifications en fonction du type de puissance délivrée.....	16
1.5.3 Impacts de la production décentralisée sur les réseaux de distribution.....	17
1.6 Reconfiguration du réseau de distribution.....	18
1.7 Conclusion.....	19
<b>Chapitre 2</b>	<b>Écoulement de puissance dans les réseaux de distribution</b>
2.1 Introduction.....	20
2.2 Réseau de distribution radial.....	21
2.2.1 Définition des types des jeux de barres.....	21
2.2.1.1 Jeu de barres terminal.....	22
2.2.1.2 Jeu de barres commun.....	22
2.2.1.3 Jeu de barres intermédiaire.....	22
2.2.2 Identification des types des jeux de barres.....	22

2.2.2.1	Méthode de comparaison.....	22
2.2.2.2	Méthode matricielle.....	26
2.2.3	Définition et identification du type de chaque ligne.....	29
2.2.3.1	Ligne principale.....	29
2.2.3.2	Ligne latérale.....	29
2.2.3.2	Ligne sous-latérale.....	31
2.2.2.4	Ligne mineure.....	31
2.3	Écoulement de puissance du réseau de distribution radial.....	33
2.3.1	Unité relative.....	33
2.3.2	Puissance et courant dans les branches.....	33
2.3.3	Courants des branches.....	35
2.3.3.1	Courant de charge.....	35
2.3.3.2	Courants des branches d'une ligne mineure.....	35
2.3.3.3	Courants des branches d'une ligne sous-latérale.....	36
2.3.3.4	Courants des branches d'une ligne latérale.....	36
2.3.3.5	Courants des branches de la ligne principale.....	37
2.3.4	Amplitude et angle de la tension au niveau de chaque jeu de barres.....	37
2.3.5	Les pertes de puissances active et réactive.....	38
2.3.6	Organigramme de la solution de l'écoulement de puissance.....	39
2.4	Applications numériques.....	39
2.4.1	Réseau test IEEE 33-bus.....	41
2.4.2	Réseau test IEEE 69-bus.....	45
2.5	Réseau de distribution maillé ou faiblement maillé.....	50
2.5.1	Construction de la Matrice BIBC.....	50
2.5.2	Modification du réseau de distribution faiblement maillé.....	52
2.5.3	Algorithme d'écoulement de puissance du réseau maillé.....	53
2.5.4	Organigramme de l'écoulement de puissance pour un réseau bouclé.....	54
2.5.5	Applications numériques.....	55
2.6	Conclusion.....	59
<b>Chapitre 3 Optimisation et méthodes métaheuristiques</b>		
3.1	Introduction.....	60
3.2	Méthodologie de conception.....	60
3.2.1	Formulation du problème d'optimisation.....	61

3.2.1.1	Fonction objectif .....	61
3.2.1.2	Les paramètres de conception .....	62
3.3	Méthodes d'optimisation .....	62
3.3.1	L'optimisation continue .....	62
3.3.2	L'optimisation combinatoire .....	62
3.4	Heuristiques et métaheuristiques .....	62
3.5	Métaheuristiques .....	63
3.5.1	Notion de voisinage .....	65
3.5.2	Cadre des métaheuristiques .....	65
3.5.3	Algorithmes des métaheuristiques les plus répandues .....	66
3.5.3.1	Algorithme d'optimisation de colonie de fourmi .....	66
3.5.3.2	Algorithme d'optimisation de colonie d'abeilles artificielles (ABC) .....	67
3.5.3.3	Algorithme d'évolution différentielle .....	69
3.5.3.4	Algorithmes génétiques (Genetic Algorithms) .....	70
3.5.3.5	Algorithme par sauts de grenouilles .....	72
3.5.3.6	Algorithme à essaim de particules (Particle Swarm Optimiser) .....	74
3.5.3.7	Algorithme de luciole (Firefly algorithm) .....	75
3.6	Conclusion .....	79

## **Chapitre 4          Reconfiguration du réseau de distribution en présence des DGs**

4.1	Introduction .....	80
4.2	Intégration de la production décentralisée dans le réseau de distribution .....	81
4.2.1	Influence de l'intégration des DGs dans le réseau .....	81
4.2.1.1	Modification du transit de puissance .....	81
4.2.1.2	Variation de la tension .....	84
4.2.1.3	Perte de puissance dans les branches du réseau .....	84
4.2.2	Organisation du réseau de distribution en présence des DGs .....	85
4.2.3	Fonction objectif .....	86
4.2.4	Choix de la méthode d'optimisation .....	87
4.2.5	Application de l'algorithme Firefly .....	87
4.2.5.1	Applications numériques .....	88
4.2.5.2	Résultats et discussions .....	90
4.3	Reconfiguration optimale du réseau de distribution .....	95
4.3.1	Ouverture et fermeture des interrupteurs (switches) .....	96

---

4.3.2	Reconfiguration optimale par l'application de FA .....	97
4.3.3	Applications numériques .....	99
4.3.4	Résultats et discussions .....	99
4.4	Reconfiguration du réseau en présence de la production décentralisée .....	105
4.5	Conclusion .....	113
 <b>Chapitre 5 Insertion optimale seule et simultanée des DGs et des condensateurs</b>		
5.1	Introduction .....	114
5.2	Organisation du réseau de distribution en présence des DGs et des condensateurs .....	114
5.3	Coûts et bénéfices d'insertion des DGs dans le réseau de distribution .....	115
5.4	Impact d'insertion des condensateurs dans le réseau de distribution .....	116
5.5	Coûts et bénéfices d'insertion des condensateurs dans le réseau de distribution .....	117
5.6	Insertion seule et simultanée des condensateurs et des DGs .....	117
5.7	Formulation du problème .....	119
5.7.1	Fonction objectif .....	120
5.7.2	Formulation mathématique .....	121
5.7.2.1	Coûts d'installation des condensateurs .....	121
5.7.2.2	Coût d'installation des DGs .....	122
5.7.2.3	Coût de maintenance des DGs .....	122
5.7.2.4	Coût d'opération des DGs .....	122
5.7.2.5	Réductions de la puissance active achetée .....	123
5.7.2.6	Bénéfice de la réduction des pertes de puissance réactive .....	124
5.7.2.7	Bénéfice de la réduction des pertes d'énergies .....	124
5.7.2.8	Bénéfice de réduction des pertes durant la pointe .....	125
5.8	Applications numériques .....	126
5.8.1	Résultats avant l'installation des équipements .....	127
5.8.2	Installation des DGs et des condensateurs .....	130
5.8.2.1	Résultats après l'installation des condensateurs seuls .....	132
5.8.2.2	Résultats après l'installation des DGs seules .....	135
5.8.2.3	Résultats après installation simultanée des DGs et des condensateurs .....	138
5.9	Conclusion .....	146
	Conclusion générale.....	147
	Annexe .....	149
	Bibliographie .....	155

### Introduction générale

De nos jours, l'énergie électrique est un bien de consommation à part entière devenu indispensable, non seulement pour la vie quotidienne de chacun mais, également, pour l'économie des pays. En effet, les moindres pannes électriques ou la non satisfaction du besoin en puissance ont des conséquences économiques et sociétales considérables. Ainsi la nécessité d'avoir des réseaux électriques fiables et économiques est un enjeu de plus en plus important [1].

Les réseaux d'énergie, structures vastes et complexes, ont le rôle d'acheminer l'électricité depuis les centres de production jusqu'aux lieux de consommation souvent sur de longues distances. Cependant dans beaucoup de réseaux électriques, la croissance de la demande d'électricité ne s'accompagne pas en parallèle d'une augmentation des capacités de transport et de production. Par exemple, l'extension des réseaux vers les zones rurales ou la construction de nouveaux réseaux aux sites lointains rencontre des contraintes économiques importantes. Pour les réseaux isolés ou en milieu insulaire, il existe souvent un manque d'offre de production.

Le développement de nouvelles sources de production décentralisée ou de génération dispersée (DG) 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]. Généralement insérées au niveau du réseau de distribution.

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, les réseaux de distribution 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 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 puissance dépend beaucoup du réseau de transport qui est considéré comme le maillon faible de la chaîne. Une meilleure

pénétration de la production décentralisée permettra au réseau de distribution 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) ainsi qu'avec et sans reconfiguration du réseau.

Le présent travail est structuré en cinq chapitres. Dans le premier chapitre, on donnera des généralités sur le réseau électrique. Le deuxième chapitre déterminera la solution de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution en utilisant deux techniques une pour le réseau radial et la deuxième pour le réseau maillé ou faiblement maillé. Dans le troisième chapitre, on s'intéressera aux méthodes d'optimisation exploitant les algorithmes métaheuristiques les plus utilisés dans le domaine de l'électrotechnique et plus particulièrement à l'algorithme des lucioles (firefly) employé dans toutes nos études optimales. Le quatrième chapitre est consacré premièrement à l'insertion seule et optimale des DGs dans le réseau de distribution, ensuite à l'utilisation optimale de la technique de la reconfiguration du réseau de distribution et enfin à la reconfiguration du réseau en présence des DGs. Dans le cinquième chapitre, des DGs et des condensateurs fixes sont installés seuls et simultanément pour différentes charges (minimale, moyenne et maximale) afin de réduire les pertes totales de puissance, d'améliorer le profile de tension et aussi de réduire les pertes d'énergie et maximiser la différence entre les différents bénéfices et coûts de ces équipements installés.

# Chapitre 1

## Généralités sur le réseau électrique

1.1 Introduction .....	3
1.2 Evolution du réseau électrique .....	4
1.3 Fonctionnement des systèmes électriques.....	5
1.3.1 Production .....	6
1.3.2 Transport.....	7
1.3.3 Distribution.....	8
1.3.4 Consommation.....	9
1.3.5 Supervision.....	9
1.4 Les réseaux de distribution.....	10
1.4.1 Caractéristiques techniques générales.....	10
1.4.2 Schémas d'exploitations.....	10
1.4.2.1 Poste source HTB/HTA.....	10
1.4.2.2 Lignes et départ HTA.....	12
1.5 La production décentralisée .....	13
1.5.1 Définition.....	13
1.5.2 Les différents types de production décentralisée.....	14
1.5.2.1 Classifications en fonction du type de source d'énergie utilisée.....	14
1.5.2.2 Classifications en fonction du type de puissance délivrée.....	16
1.5.3 Impacts de la production décentralisée sur les réseaux de distribution.....	17
1.6 Reconfiguration du réseau de distribution.....	18
1.7 Conclusion.....	19

## **1.1 Introduction**

L'énergie électrique, dans le monde entier, est devenu un bien de consommation nécessaire tant pour la vie quotidienne que pour l'économie des pays et les moindres problèmes d'origine électrique influent considérablement sur la continuité des activités économiques. Donc la possession des réseaux électriques fiables et économiques fonctionnant convenablement et assurant une continuité du service et une bonne qualité d'énergie est devenue primordiale afin de contribuer positivement au développement de nos sociétés modernes.

Le réseau de distribution doit évoluer vers un réseau flexible et intelligent qui intègre au mieux les énergies locales et/ou renouvelables. L'ouverture du marché de l'énergie électrique et les préoccupations environnementales grandissantes, liées au changement climatique planétaire amènent des changements importants en particulier sur les réseaux de distribution avec l'arrivée massive de productions décentralisées. Cette évolution peut être envisagée en développant des systèmes intelligents, capables de minimiser les impacts engendrés par l'insertion de productions décentralisées et/ou par la recherche de nouvelles architectures. Ces deux solutions devraient permettre l'augmentation du taux de production décentralisée dans le réseau de distribution dans les meilleures conditions économiques et de sécurité.

Le réseau de distribution n'a pas été conçu, à l'origine, pour accueillir des unités de production mais pour acheminer, de manière unidirectionnelle, l'électricité qui provient du réseau de répartition jusqu'aux consommateurs moyenne et basse tension. L'utilisation de systèmes intelligents répartis, seuls, ne suffira pas à enrayer tous les problèmes auxquels le réseau de distribution sera confronté en cas de pénétration importante de productions décentralisées [1].

Ce chapitre s'articule autour de six parties. Après avoir parlé sur l'évolution du réseau électrique, ainsi qu'un bref rappel du fonctionnement technique et économique général des systèmes électriques, une description plus détaillée des réseaux de distribution est donnée en troisième partie. Les différents types de productions décentralisées selon le type de source d'énergie utilisée et la capacité de fournir de la puissance active et de la puissance réactive sont ensuite passés en revue. Enfin, une définition de la reconfiguration du réseau de distribution est donnée en dernière partie.

## 1.2 Evolution du réseau électrique

Le réseau électrique a évolué de façon désorganisée à partir premièrement de petits réseaux formés jusqu'aux grands réseaux continentaux d'aujourd'hui. Le système électrique est ainsi au centre du développement de nos sociétés modernes et son bon fonctionnement est donc primordial pour la continuité des activités économiques. Afin de réaliser des économies d'échelle, il a évolué vers une structure verticalement intégrée, c'est-à-dire que la puissance est produite par des grandes centrales électriques potentiellement très éloignée des centres de consommation. Ces réseaux ont la particularité d'être des réseaux de grandes dimensions, interconnectés et conçus pour fonctionner avec de la génération centralisée de forte puissance.

La production d'énergie est principalement basée sur des sources primaires contrôlables telles que : les centrales thermiques utilisant les combustibles fossiles, les centrales thermonucléaires, les centrales hydro-électriques, etc, fonctionnant avec des machines de grande taille. Ces sources permettent de contrôler la production d'énergie en fonction des critères de sécurité et d'économie. Le réseau est exploité de sorte que des événements sévères ne provoquent pas la perte totale du système ou la propagation des défaillances sur les réseaux voisins. Il doit aussi permettre la reprise rapide de la portion du réseau électrique affecté par des événements majeurs [4].

Dans les structures traditionnelles, l'énergie électrique est transportée des centrales électriques vers les consommateurs à travers une structure du réseau hiérarchique, de la très haute tension HTB ( $U_n > 50 \text{ kV}$ ), à la moyenne tension HTA ( $1 \text{ kV} < U_n < 50 \text{ kV}$ ) puis à la basse tension BT ( $U_n < 1 \text{ kV}$ ). Les réseaux de transport HTB sont maillés pour assurer la fiabilité et la disponibilité de l'énergie, en cas de défauts sur des ouvrages. Par contre, les réseaux de distribution HTA et BT sont majoritairement passifs sans éléments actifs de production de puissance ni charges actives avec une configuration exploitée en structure radiale qui permet l'utilisation de plans de protection simples et robustes. La topologie du système fait que le flux d'énergie électrique est unidirectionnel, de la production vers la consommation. Le réseau doit fonctionner sous la contrainte que la puissance électrique produite doit être, à chaque instant, égale à la puissance consommée. Par conséquent, le fonctionnement du réseau repose sur un contrôle temps réel de la production d'énergie et son adaptation aux fluctuations de la charge, selon les restrictions imposées par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité. Une telle structure verticalement intégrée du système d'alimentation apporte des avantages, tels que la réduction du coût d'exploitation, la mutualisation des marges de réserve des générateurs, une meilleure efficacité énergétique des grands générateurs, une réduction du risque de défaillances [5].

La libéralisation du marché de l'énergie électrique et les préoccupations environnementales grandissantes, liées au changement climatique planétaire amènent des changements importants sur ces réseaux électriques, en particulier sur les réseaux de distribution avec l'arrivée massive de productions décentralisées. L'insertion de la production décentralisée conduit à une transition vers une nouvelle structure dans laquelle, les petites et moyennes unités de production sont souvent reliées au réseau de distribution. La connexion de ces unités sur les réseaux HTA et BT, conduit à un fort bouleversement de l'ancienne structure verticale du système électrique. Le flux de puissance n'est plus distribué verticalement de la haute tension à la basse tension, mais aussi horizontalement, avec même la capacité d'inverser ces flux de puissance entre les réseaux HTA ou BT ou même avec les niveaux de tension supérieurs. Les systèmes de distribution deviennent donc des réseaux actifs.

Encore, vue la difficulté de mettre en œuvre l'installation de nouvelles grandes centrales et la construction des lignes HTB et HTA en raison du coût d'investissement, du manque d'espace physique disponible et de l'opposition grandissante du public à ces nouvelles installations, le développement de nouvelles unités de production d'énergie non conventionnelles est encouragé pour les causes suivantes :

- L'épuisement à l'horizon des combustibles fossiles qui sont les sources primaires des centrales de production d'énergie thermo-électrique.
- Le Protocole de Kyoto adopté basé sur l'utilisation des sources d'énergies nouvelles et renouvelables comme source principale de production d'électricité.
- L'image publique négative sur l'énergie nucléaire.
- La construction de barrages et de bassins pour la production d'énergie hydroélectrique induit d'importantes conséquences sur l'environnement et bouleverse la vie quotidienne des habitants.

Donc, la production d'énergie à proximité des charges offre la possibilité d'alimenter des charges critiques pendant les périodes d'incident de fortes perturbations. Par ailleurs, un certain nombre de technologies de production d'électricité à petite échelle ont atteint un stade de développement qui permet leurs implantations massives dans le réseau électrique [4][6].

### **1.3 Fonctionnement des systèmes électriques**

Physiquement, le réseau électrique est organisé en différents niveaux de tension : le réseau de transport et de répartition, auxquels sont connectés les grands groupes de production

centralisée, et le réseau de distribution alimentant la plupart des consommateurs. La figure 1.1 illustre l'architecture ou l'organisation physique générale des réseaux électriques en Algérie.

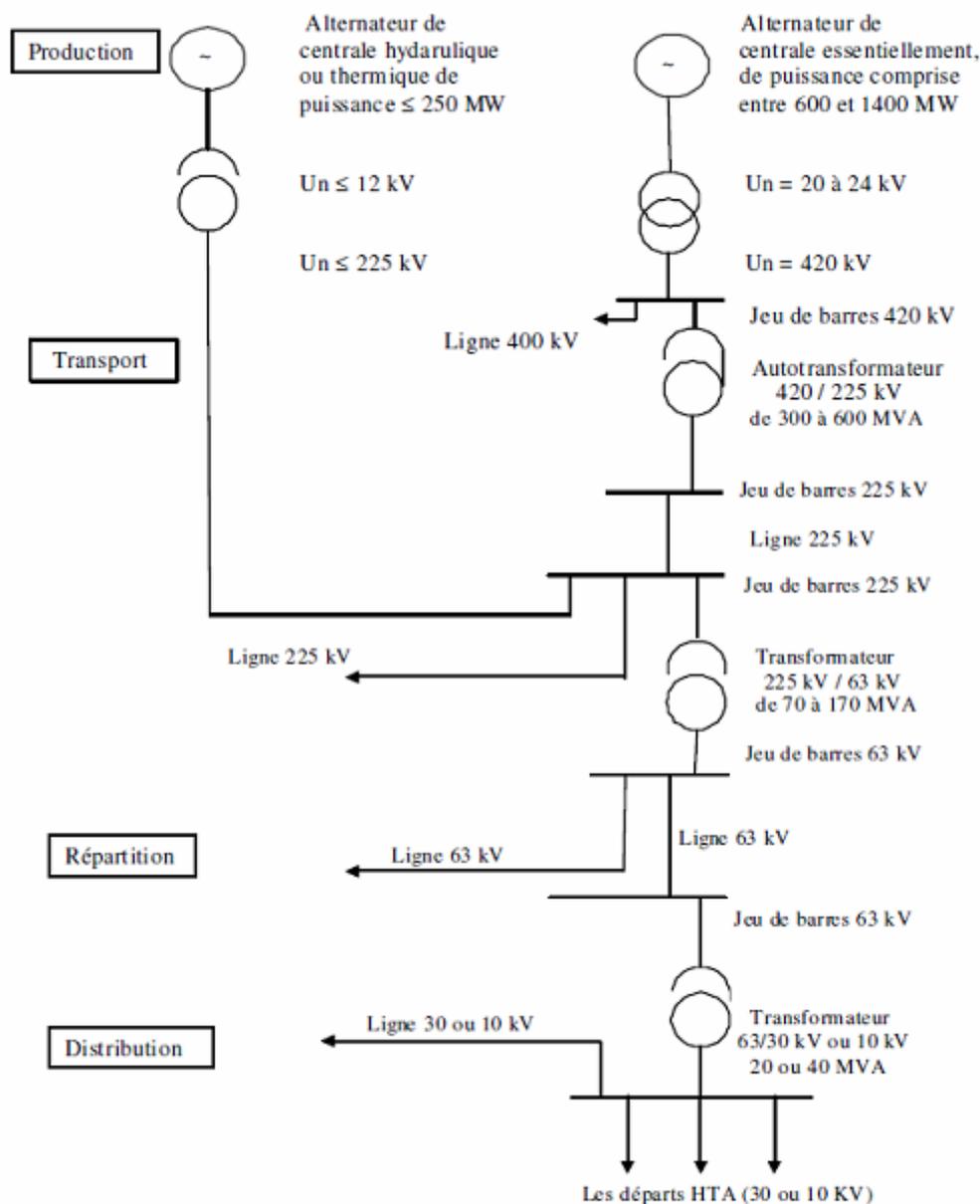


Figure 1.1 : Architecture générale du réseau d'énergie électrique en Algérie

### 1.3.1 Production

Les grands groupes de production d'énergie électrique sont en général basés sur des alternateurs synchrones de grandes tailles entraînés par des turbines à vapeur, à gaz ou hydrauliques. Ils sont connectés sur le réseau de transport via un transformateur de groupe. L'ordre de grandeur de la puissance active produite par ces groupes est compris entre 100MW pour les centrales thermiques de faibles puissances et 1650MW pour les plus puissantes

tranches des centrales nucléaires [4]. La production peut être classée suivant le type d'énergie primaire utilisée pour générer de l'électricité.

La figure (1.2) représente la production d'électricité par source en 2011 [7]. En moyenne, 41% de la production d'électricité est réalisée à partir de charbon, suivie de 22% de la production à partir du gaz naturel. Les sources de production d'électricité varient d'un pays à l'autre prenant comme exemple, la Chine produisait 78,9% de son électricité à partir de charbon tandis que la France produisait 79,4% de son électricité à partir de combustible nucléaire [7]. Les raisons de ces choix technologiques sont multiples : géostratégiques, économiques, politiques, etc.

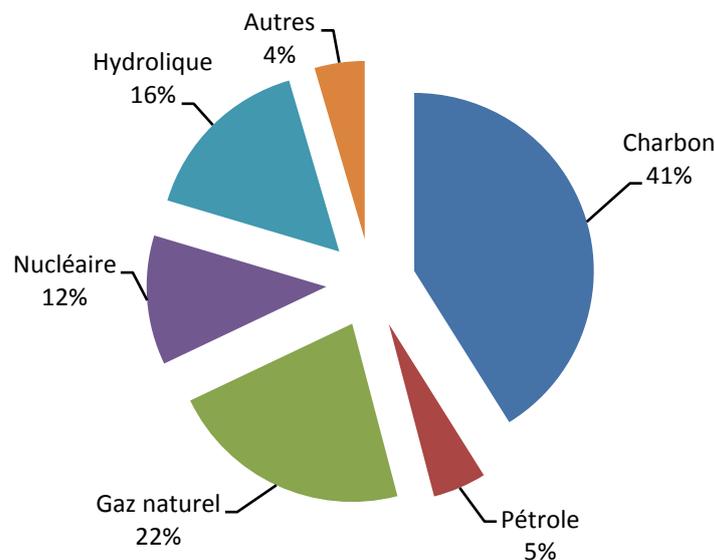


Figure 1.2 : Production d'électricité par source en 2011

### 1.3.2 Transport

Les réseaux de transport assurent le transport de l'énergie électrique sur de grandes distances. Afin de minimiser, entre autre, les pertes joules sur les lignes ces réseaux sont à très haute tension (de 63 kV à 400 kV). Du point de vue topographique, pour des raisons de sécurité de fonctionnement, les réseaux de transport sont des réseaux maillés ou interconnectés afin de collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport), et de permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion). La structure de ces réseaux est essentiellement de type aérien. Les protections de ces réseaux doivent être très performantes car ces lignes sont vitales pour la stabilité et la sécurité du système tout entier. Les flux de puissance peuvent ainsi être répartis entre toutes les lignes du réseau. Leur gestion est par

contre complexe : les transferts de puissance entre zones de production et zones de consommation sont très importants et variables. Ils rendent l'optimisation technico-économique des réseaux difficiles. Par conséquent, de manière générale, les réseaux de transport, comparativement aux réseaux de distribution, sont très supervisés afin de pouvoir effectuer des contrôles de la tension, de la fréquence, la répartition des flux de puissance et des coûts de production, etc.

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

Tableau 1.1 : Tableau des domaines de tension

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

Les appellations normalisées des différents niveaux de tension sont présentées dans la figure (1.3).

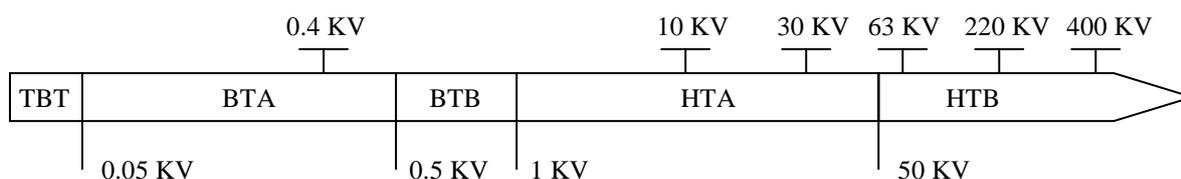


Figure 1.3 : Appellations normalisées des différents niveaux de tension.

### 1.3.3 Distribution

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

Le réseau BT constitue le dernier maillon du système électrique. Ses tronçons sont raccordés au réseau MT dans des postes de transformation HTA/BT. Ces niveaux de tension offrent un compromis technico-économique qui permet à la fois, de diminuer les chutes de tension, de minimiser le nombre de postes source (poste de connexion HTB/HTA) mais également de limiter les contraintes techniques et économiques inhérentes aux hautes tensions.

### 1.3.4 Consommation

La production d'énergie thermique, lumineuse et mécanique sont les trois usages classiques de l'énergie électrique. Elles se retrouvent aussi bien chez les consommateurs résidentiels qu'industriels. Dans les réseaux, les consommateurs appelés charges sont caractérisées par leurs puissances active et réactive consommées. De ces puissances mesurées sur un certain intervalle de temps sont déduites les puissances maximales (de pointe) et moyennes. Par la mesure des courants dans les postes de transformation entre les réseaux de transport et de distribution, des courbes de consommation appelées courbes de charge sont tracées pour connaître l'évolution des charges au cours du temps (figure 1.4) [8]. Elles permettent aux gestionnaires de réseau de prédire l'évolution de la consommation sur les réseaux et donc, entre autre, de définir les plans prévisionnels de production.

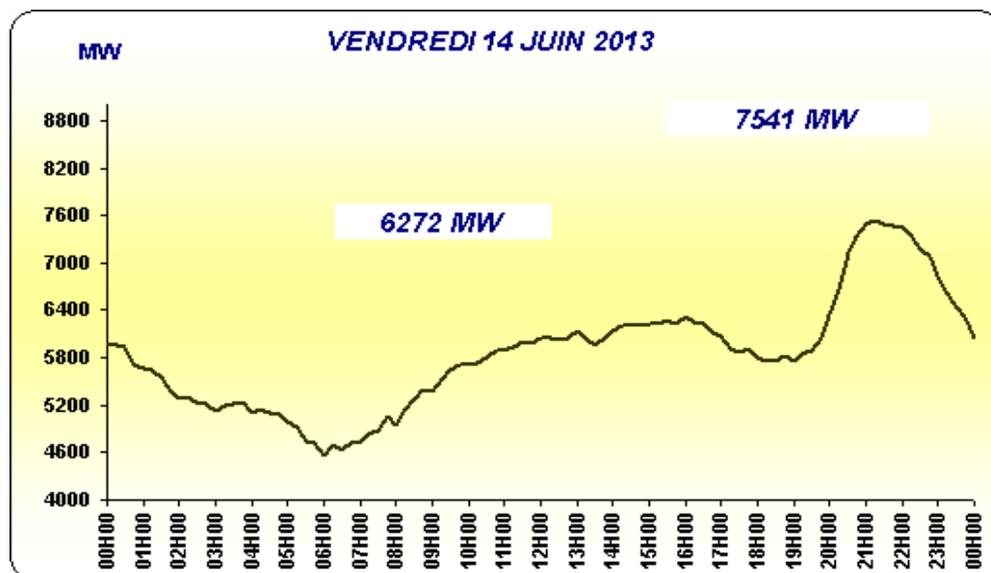


Figure 1.4 : Courbe de charge de la journée du 14 juin 2013, source OSE

### 1.3.5 Supervision

Le système électrique est géré continuellement à différents niveaux. Deux gestionnaires de réseaux sont distingués : les gestionnaires de réseaux de transport électrique

(GRTE) et les gestionnaires de réseaux de distribution électrique (GRDE) assurant le pilotage des réseaux dans des centres de dispatching répartis sur le territoire national dans une structure hiérarchique, depuis un dispatching national gérant le système électrique au niveau du pays vers des unités régionales puis locales gérant les réseaux de transport et de distribution. La supervision permet notamment de garantir un équilibre entre production et demande et donc d'assurer le réglage de fréquence et ainsi la stabilité globale du système électrique. Une autre fonction importante réalisée par les centres de dispatching est le réglage de la tension. La tension est réglée localement en modifiant les prises de transformateurs réglables et en modulant la production ou l'absorption de puissance réactive des différents dispositifs du réseau tels que les compensateurs synchrones ou statiques.

## **1.4 Les réseaux de distribution**

### **1.4.1 Caractéristiques techniques générales**

Les réseaux de distribution constituent l'infrastructure la plus importante du système électrique car c'est l'interface finale qui mène à la plupart des clients. Ils sont exploités dans des gammes de tensions inférieures à 50 kV, soit le domaine de la HTA et de la BT. En Algérie, la tension nominale des réseaux de distribution HTA est de 10 kV et 30 kV. Ces niveaux de tension permettent un bon compromis pour limiter les chutes de tension, minimiser le nombre de postes source (poste de connexion HTB/HTA) et réduire les contraintes inhérentes aux hautes tensions (coûts des investissements, protection des biens et des personnes).

Les réseaux de distribution sont, dans la très grande majorité des cas, exploités de manière radiale. Cette structure simplifie notamment le système de protections puisque le transit de puissance se fait de manière unilatérale du poste source (HTB/HTA) vers les postes HTA/BT et les consommateurs finaux pour la détection et l'élimination rapide des défauts et permet facilement d'assurer la maintenance du réseau, ainsi que le comptage de l'énergie aux postes sources. Des schémas d'exploitation de secours entre postes sources sont bien entendu prévus et permettent de minimiser le nombre de clients coupés en cas de défaillances.

### **1.4.2 Schémas d'exploitations**

#### **1.4.2.1 Poste source HTB/HTA**

Les réseaux de distribution sont alimentés par un poste source HTB/HTA constitué en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB (HT1) et alimentant lui-même un ou deux jeux de barres (figure 1.5.a). En seconde phase, avec l'augmentation des

charges à desservir, un deuxième transformateur est ajouté formant avec le premier un groupe appelés transformateurs demi-rame et côté HTA, un autre jeu de barres alimente les différents départs du réseau de distribution. Les transformateurs fonctionnent en régime radial mais en cas de défaillances, il est possible d'isoler un des transformateurs et de répartir la charge sur celui qui reste sans dépasser en régime nominal normalement 50% de sa capacité maximale (figure 1.5.b). Le poste est généralement raccordé à une deuxième arrivée HTB (HT2) appelée "garantie ligne". En phase finale, un troisième transformateur et quelquefois plus est ajouté en double attache (figure 1.5.c). Les départs HTA sont regroupés par demi-rame en fonction de leur nature (aérien ou souterrain) et de la similarité de leur courbe de charge, c'est-à-dire du type de clients raccordés [5].

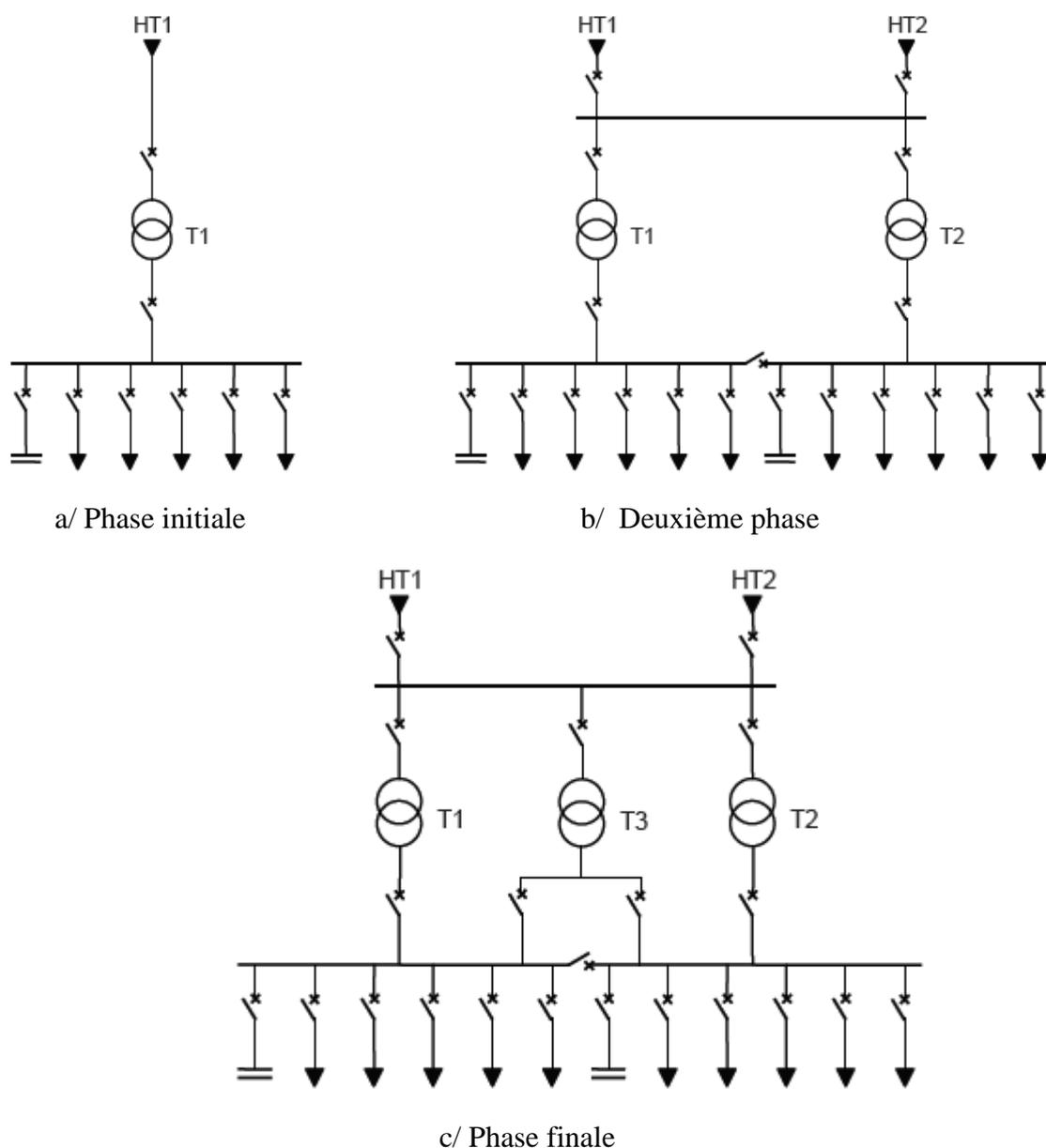


Figure 1.5 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA

### 1.4.2.2 Lignes et départ HTA

En milieu rural de faible densité, les réseaux de distribution sont principalement constitués de lignes aériennes en simple dérivation (figure 1.6), traditionnellement moins coûteuses que les câbles enterrés. Le dimensionnement du réseau est lié aux chutes de tension maximales admissibles en raison de l'éloignement des charges à desservir. La tension décroît progressivement en fonction de l'impédance des câbles et des charges (figure 1.7).

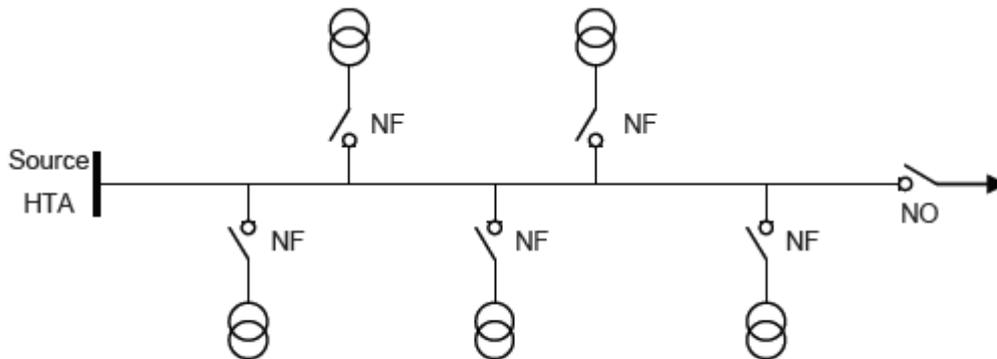


Figure 1.6 : Schéma simple dérivation

NF et NO sont respectivement interrupteur normalement fermé et interrupteur normalement ouvert.

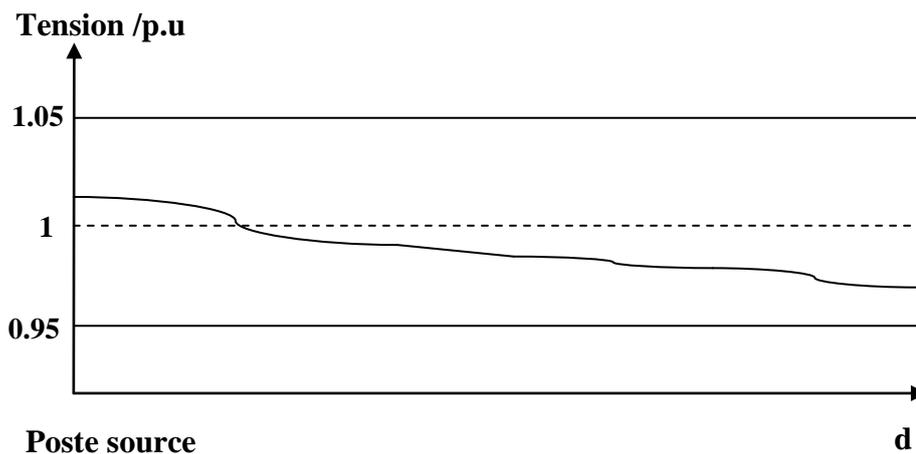


Figure 1.7 : Variation de la tension le long d'un départ HTA

Les réseaux de distribution en zones urbaines ou mixtes de forte densité de charge sont constitués principalement par des câbles HTA enterrés en double dérivation (figure 1.8) ou en

coupure d'artère (figure 1.9) moins sensibles aux chutes de tension à cause de leur capacité homopolaire et de leur plus petite longueur. Le facteur impactant sur le dimensionnement des ouvrages souterrains est le courant maximum admissible dans les câbles du fait de la forte densité de charges à alimenter.

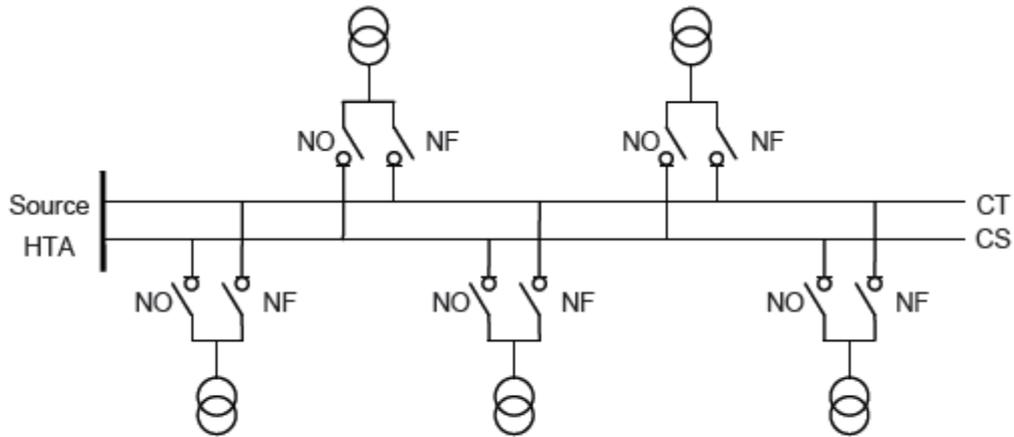


Figure 1.8 : Schéma de double dérivation

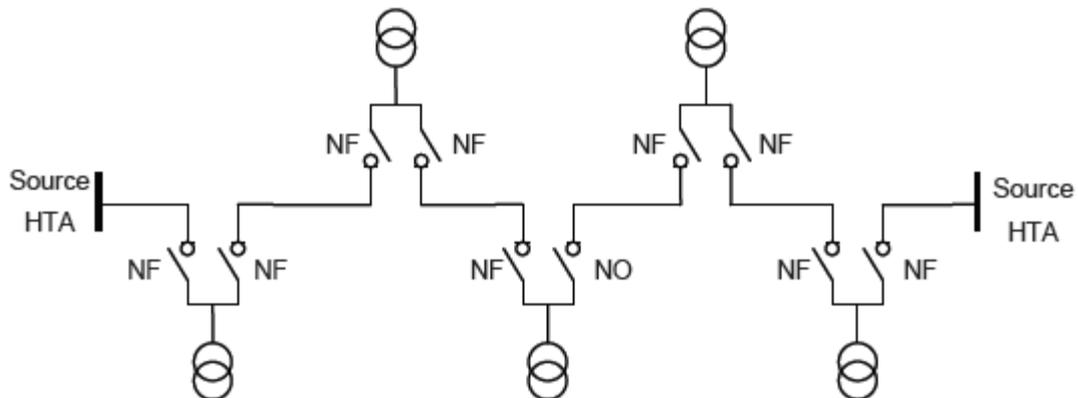


Figure 1.9 : Schéma de coupure d'artère

CT et CS sont respectivement câble de travail et câble de secours permettant de garantir la continuité du service en cas du défaut.

## 1.5 La production décentralisée

### 1.5.1 Définition

Depuis le début des années 1990, l'organisation du système électrique est remise en cause par divers facteurs économiques, écologiques et politiques. Le ralentissement de la croissance de demande d'énergie électrique conduit à freiner les lourds investissements dans des installations de grande taille. Ce phénomène est accentué par le poids de l'opinion

publique : chacun veut une électricité à faible coût, mais personne n'accepte la construction d'une grande centrale à sa porte. D'autre part, l'intérêt croissant accordé à l'environnement pousse les producteurs à développer la production décentralisée d'électricité un terme qui est construit par opposition au terme production centralisée désignant les grandes centrales de production connectées au réseau de transport [4].

La production décentralisée basée sur l'utilisation de sources d'énergies primaires renouvelables et de la cogénération afin d'augmenter le rendement énergétique des installations de production, ce qui contribue à produire une énergie plus propre en développant une nouvelle catégorie de producteurs : la génération d'énergie dispersée (DG).

La littérature montre qu'il n'y a pas de définition universellement partagée du terme «production décentralisée». Certains pays définissent la production décentralisée suivant le niveau de tension auquel sont connectés ces générateurs d'énergie décentralisée ou dispersés, tandis que d'autres partent du principe que la production décentralisée fournit directement les charges. D'autres pays, enfin, définissent la génération distribuée comme ayant une certaine caractéristique de base (par exemple, reposant sur des sources renouvelables, la co-génération, non-dispatchable, entre autres caractéristiques).

Les unités de production décentralisée se distinguent des unités de production centralisée par le fait qu'elles sont le plus souvent raccordées au réseau de distribution, et par leur petite taille [5]. Elle peut être classifiée [6] [9] sur la base de la puissance nominale. Ainsi la capacité d'une micro DG varie de 1 W à 5 kW, une petite DG de 5 kW à 5 MW, une moyenne DG de 5 MW à 50 MW, strictement raccordée au réseau de distribution et la production centralisée de 50 MW à 300 MW.

### 1.5.2 Les différents types de production décentralisée

Des classifications sont faites en fonction du type de source d'énergie utilisée [4] [5] et en fonction de la capacité de fournir des puissances actives et réactives [10].

#### 1.5.2.1 Classifications en fonction du type de source d'énergie utilisée

##### a. Les énergies renouvelables

Les principales sources d'énergies renouvelables sont :

- **Hydraulique** : Les centrales hydrauliques fonctionnent grâce à l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau des rivières, des lacs ou des fleuves. La puissance produite dépend de la hauteur de chute et du débit d'eau. Pour la production décentralisée, des

microcentrales hydrauliques sont employées avec un ordre de grandeur de puissance de 5MW. Ce type de production présente comme avantages la gratuité de l'énergie primaire et la régularité de la production électrique. Les inconvénients principaux sont le prix élevé de l'investissement initial et l'impact sur l'environnement.

- **Eolien** : Les aérogénérateurs, ou éoliennes, transforment l'énergie cinétique du vent en énergie électrique en la transmettant par le rotor et le multiplicateur de vitesse à une génératrice. Cette source d'énergie est de plus en plus répandue grâce à son développement technologique et son fort attrait écologique. Les coûts d'investissement sont relativement importants, surtout pour l'éolien offshore mais là encore, l'énergie primaire est gratuite et l'impact environnemental assez réduit.
- **Géothermie** : Le principe de la géothermie est d'utiliser la chaleur de nappes d'eau souterraine qui peuvent atteindre 350 °C dans les zones les plus favorables pour générer directement par prélèvement ou indirectement par échange de chaleur de la vapeur d'eau. La vapeur produite entraîne par la suite des turbines dans une installation thermique classique.
- **Solaire** : le rayonnement solaire est converti soit directement en énergie électrique à courant continu par les installations photovoltaïques utilisées pour l'alimentation de sites isolés (non connectés au réseau) en association avec un système de stockage, et indirectement en énergie électrique via la production de chaleur produite par chauffage de l'eau via un fluide caloporteur en concentrant le rayonnement solaire sur un échangeur par des miroirs paraboliques. Ce principe est appelé solaire thermique existant avec différentes technologies (réseau de miroirs paraboliques, concentrateurs...) mais cette source d'énergie reste encore aujourd'hui marginale.
- **Biomasse** : Certaines centrales thermiques à flamme emploient comme source primaire des combustibles issus de la biomasse. Les déchets agricoles, urbains renouvelables, biogaz et déchets issus de l'exploitation forestière peuvent être utilisés pour générer de la chaleur, puis de l'énergie électrique. Cette technologie est de plus en plus utilisée dans les zones rurales.

**b. Les énergies non renouvelables**

Deux types de technologies non renouvelables peuvent être décrits :

- **Energies fossiles (gaz, charbon, pétrole) :** Le principe est le même que celui utilisé dans les centrales thermiques de grande puissance. La combustion de combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz) génère de la chaleur elle-même transformée en électricité. Les principales technologies sont le thermique à flamme (avec turbine à vapeur), les turbines à gaz et les moteurs atmosphériques (moteurs diesel). Ces systèmes, et notamment les turbines à gaz, peuvent aussi être utilisés pour générer à la fois de l'électricité et de la chaleur. On parle alors de cogénération. Ces systèmes permettent d'avoir un rendement global très proche de l'unité.
  
- **Hydrogène :** Les piles à combustible produisent directement de l'électricité à partir d'hydrogène et d'oxygène par réaction inverse de l'électrolyse de l'eau. C'est une énergie sur laquelle beaucoup d'espéros sont fondés, bien que l'hydrogène ne se trouve pas sous forme directement exploitable dans la nature, il faut en effet de l'énergie pour le produire. Aujourd'hui, deux technologies sont principalement étudiées: PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell) pour des applications de faibles puissances et SOFC (Solid Oxid Fuel Cell) pour des applications stationnaires de cogénération. Ces technologies restent cependant coûteuses et donc peu répandues.

**1.5.2.2 Classifications en fonction du type de puissance délivrée**

Les DG peuvent être classées en quatre grands types basés sur la capacité de fournir de la puissance active et réactive.

- a. Type 1:** Ce type de DG est capable de fournir que la puissance active tels que les photovoltaïques, les micro-turbines, les piles à combustible, qui sont intégrés au réseau à l'aide des convertisseurs / onduleurs.
  
- b. Type 2:** DG capable de délivrer des puissances active et réactive. Les unités à base de machines synchrones (cogénération, turbines à gaz, etc) font partie de ce type.
  
- c. Type 3:** DG capable de fournir que la puissance réactive. Les compensateurs synchrones tels que les turbines à gaz sont un exemple de ce type fonctionnant avec facteur de puissance nul.

- d. **Type 4:** DG capable de délivrer une puissance active en consommant de la puissance réactive. Principalement les générateurs à induction, qui sont utilisés dans des parcs éoliens, entrent dans cette catégorie.

### 1.5.3 Impacts de la production décentralisée sur les réseaux de distribution

L'interconnexion d'une DG au réseau de distribution peut avoir des effets importants sur le système tels que l'écoulement de puissance, la régulation de tension, la fiabilité, etc. L'installation d'une DG modifie les caractéristiques traditionnelles du réseau de distribution. La plupart des systèmes de distribution sont conçus de telle sorte que l'écoulement de puissance se fait dans un seul sens. L'installation d'une DG introduit une autre source dans le système. Lorsque la puissance délivrée par la DG est supérieure à la charge en aval, le reste de puissance est envoyé en amont en inversant le sens d'écoulement de puissance et à un certain point entre la DG et le poste source, l'écoulement de puissance réel devient nul due au retour de l'écoulement de puissance de la DG. La figure (1.10) montre la différence entre le maximum et le minimum d'écoulement de puissance dans le réseau, avec et sans DG [11]. On peut observer que, sans générateur installé, l'écoulement maximal s'effectue lorsque la consommation atteint son maximum et l'écoulement minimal se produit lorsque la consommation atteint son minimum. Cependant, après l'installation d'une DG, l'écoulement maximal se produit lorsque la consommation atteint son minimum et l'écoulement minimal a lieu lorsque la consommation atteint son maximum. Cette observation est particulièrement pertinente lorsque l'on analyse la chute de tension dans le réseau de distribution.

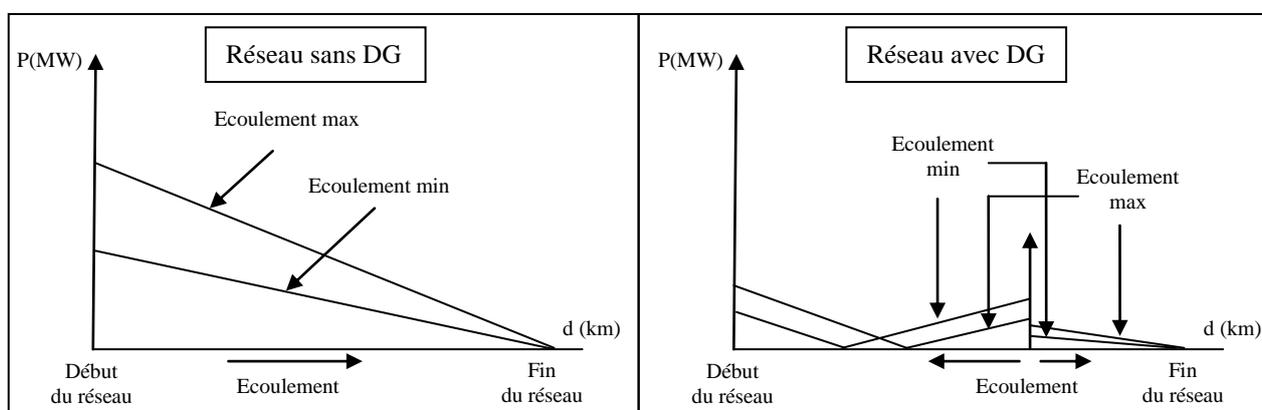


Figure 1.10 : Ecoulement de puissance

La figure (1.11) divise le réseau en deux sections principales, *ag* en allant du début du réseau vers le générateur, et *gc* en passant par le générateur jusqu'à la fin du réseau. La

section  $ag$  peut présenter une section d'écoulement passant par le point zéro entre l'énergie qui provient du début du réseau et celle qui provient du générateur. D'autre part, l'énergie circulant dans la section  $gc$  peut être la somme de l'énergie qui provient du réseau et celle du générateur [11].

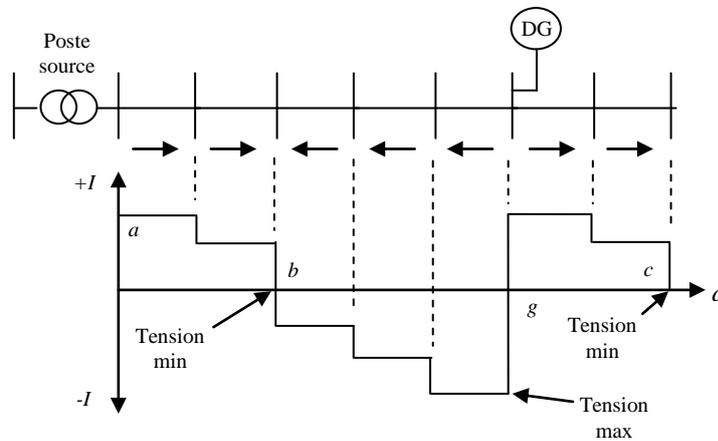


Figure 1.11 : Ecoulement de puissance pour une condition de fonctionnement

## 1.6 Reconfiguration du réseau de distribution

De nombreux procédés ont été utilisés pour réduire la perte de puissance active dans les réseaux électriques, par exemple, l'augmentation de la section des conducteurs, le réglage de prise de transformateur, et l'installation des condensateurs. En dehors de ceux-ci, un fonctionnement efficace qui peut améliorer la performance des systèmes de distribution est la reconfiguration du réseau [12].

La plupart des systèmes de distribution électrique fonctionnent dans une configuration radiale; où deux types d'interrupteurs y sont utilisés: interrupteurs de sectionnement qui restent normalement fermés, et interrupteurs de liaison qui restent normalement ouverts. Il existe plusieurs systèmes opérationnels dans les systèmes de distribution électrique; l'un d'eux est « la reconfiguration du réseau de distribution », qui peut minimiser les pertes, améliorer le profil de tension, et modérer les surcharges dans le réseau.

Il ya deux raisons principales pour reconfigurer un réseau de distribution pendant le fonctionnement normal, éviter la surcharge des branches du réseau et réduire les pertes du système. En fonction des conditions de charge, la reconfiguration peut être nécessaire afin d'éliminer les surcharges sur les composants spécifiques du système, tels que les transformateurs ou les tronçons de ligne. Puisque les conditions de charge dans le système changent, il peut également devenir rentable de reconfigurer de manière à réduire la puissance réelle.

Au cours des dernières années, la reconfiguration du réseau de distribution a été proclamée comme une méthode pour la réalisation de l'économie de puissance et d'énergie, à coût pratiquement nul. La tendance actuelle consiste à concevoir des réseaux de distribution avec une structure du réseau maillé, mais pour les faire fonctionner radialement. Ceci est atteint par l'installation d'un nombre approprié de branches commutables qui permettent la réalisation d'une configuration radiale capable d'alimenter toutes les charges dans des conditions normales ainsi que dans le cas de défaut permanent. Les systèmes de distribution sont normalement configurés radialement pour une coordination efficace de leurs systèmes de protection. La reconfiguration du réseau prend avantages de la structure de distribution spécifique et la nature diverse de la charge du client. Le but de la reconfiguration du réseau est d'avoir le minimum de perte possible sous la contrainte de capacité du réseau.

### **1.7 Conclusion**

La production décentralisée ainsi que la technique de reconfiguration ont amené d'importants changements dans les réseaux de distribution en bouleversant profondément leur fonctionnement. Un certain nombre d'effets bénéfiques pour le consommateur, le producteur, le régulateur et plus largement la société sont à venir. En contrepartie, un certain nombre d'effets néfastes pour le système électrique sont à prévoir.

En particulier, parmi les impacts de l'insertion de la production décentralisée et de la reconfiguration du réseau de distribution, le profil de tension ainsi que les pertes de puissance. L'objet du chapitre suivant est de procéder à une technique de calcul d'écoulement de puissance en se basant sur l'identification de la topologie du réseau juste en lisant ses données.

## Chapitre 2

# Écoulement de puissance dans les réseaux de distribution

2.1 Introduction.....	20
2.2 Réseau de distribution radial.....	21
2.2.1 Définition des types des jeux de barres.....	21
2.2.1.1 Jeu de barres terminal.....	22
2.2.1.2 Jeu de barres commun.....	22
2.2.1.3 Jeu de barres intermédiaire.....	22
2.2.2 Identification des types des jeux de barres.....	22
2.2.2.1 Méthode de comparaison.....	22
2.2.2.2 Méthode matricielle.....	26
2.2.3 Définition et identification du type de chaque ligne.....	29
2.2.3.1 Ligne principale.....	29
2.2.3.2 Ligne latérale.....	29
2.2.3.2 Ligne sous-latérale.....	31
2.2.3.4 Ligne mineure.....	31
2.3 Écoulement de puissance du réseau de distribution radial.....	33
2.3.1 Unité relative.....	33
2.3.2 Puissance et courant dans les branches.....	33
2.3.3 Courants des branches.....	35
2.3.3.1 Courant de charge.....	35
2.3.3.2 Courants des branches d'une ligne mineure.....	35
2.3.3.3 Courants des branches d'une ligne sous-latérale.....	36
2.3.3.4 Courants des branches d'une ligne latérale.....	36
2.3.3.5 Courants des branches de la ligne principale.....	37
2.3.4 Amplitude et angle de la tension au niveau de chaque jeu de barres.....	37
2.3.5 Les pertes de puissances active et réactive.....	38
2.3.6 Organigramme de la solution de l'écoulement de puissance.....	39
2.4 Applications numériques.....	39
2.4.1 Réseau test IEEE 33-bus.....	41
2.4.2 Réseau test IEEE 69-bus.....	45
2.5 Réseau de distribution maillé ou faiblement maillé.....	50
2.5.1 Construction de la Matrice BIBC.....	50
2.5.2 Modification du réseau de distribution faiblement maillé.....	52
2.5.3 Algorithme d'écoulement de puissance du réseau maillé.....	53
2.5.4 Organigramme de l'écoulement de puissance pour un réseau bouclé.....	54
2.5.5 Applications numériques.....	55
2.6 Conclusion.....	59

## 2.1 Introduction

Ces derniers temps, un intérêt particulier a été accordé aux réseaux de distribution et au calcul de l'écoulement de puissance. Au début, la grande occupation a été consacrée à l'écoulement de puissance dans le réseau de transport afin d'avoir une bonne répartition d'énergie produite sur l'ensemble de grands générateurs alimentant le réseau, un minimum de pertes de puissance et un bon profil de tension au niveau des jeux de barres formant le réseau. Pour cela, des méthodes de calcul dites newtoniennes ont été exploitées pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance dans les réseaux de transport. Parmi ces méthodes, on peut citer la méthode de Newton-Raphson [13][14] et la méthode de Newton-Raphson découplée rapide [15][16] qui ont prouvé leur efficacité dans la résolution de ce problème.

Dans les réseaux de distribution, l'application de ces méthodes a prouvé dans la majorité des cas un échec par leur divergence, en raison des caractéristiques typiques différentes par rapport aux réseaux de transport dont la configuration est généralement radiale ou faiblement maillée, le grand nombre de jeux de barres et de branches et les valeurs élevées des rapports résistance réactance  $R/X$  [17].

Dans ce chapitre, nous allons nous intéresser du calcul de l'écoulement de puissance dans le réseau de distribution radial et faiblement maillé.

Pour la première structure, radiale, nous allons proposer une technique qui se base sur la connaissance de la topologie du réseau juste en lisant ses données: jeux de barres et branches. La connaissance se fait premièrement par l'identification du type de chaque jeu de barres: jeu de barres terminal, jeu de barres commun et jeu de barres intermédiaire, et deuxièmement, par l'identification du type de chaque ligne : ligne principale, ligne latérale, ligne sous-latérale et ligne mineure. Cette topologie sera par la suite exploitée dans le calcul de l'écoulement de puissance en appliquant la technique du double balayage de la ligne (backward/forward sweep technique).

Pour la deuxième structure, maillée ou faiblement maillée, nous allons travailler par une technique présentant d'excellentes caractéristiques de convergence proposée par l'auteur [18], qui se base sur la construction de deux matrices, la première pour le calcul des courants des branches obtenue par l'utilisation des lois de Kirchhoff et la deuxième pour le calcul des courants injectés dans les boucles afin de prendre en charge la structure maillée du réseau de distribution.

La performance des deux techniques sera par la suite testée sur les systèmes de distribution IEEE 33-bus et IEEE 69-bus.

**2.2 Réseau de distribution radial**

Comme a été mentionné auparavant, la technique proposée pour le calcul de l'écoulement de puissance dans le réseau de distribution radial, se base principalement sur la connaissance de la topologie ou l'architecture du réseau. Pour cela, cette technique nécessite uniquement la lecture des données du réseau : le nombre des jeux de barres et les charges branchées au niveau de chacun d'eux, ainsi que les branches qui le forment, jeux de barres de départ, jeux de barres d'arrivée et la caractéristique résistance et réactance de chaque branche. La connaissance de la topologie du réseau se fait par l'identification du type de chaque jeu de barres et de chaque ligne. Généralement, les réseaux de distribution qui ont une forme radiale, comportent un jeu de barres de référence qui est souvent le premier jeu de barres du réseau, et trois autres types de jeux de barres :

- Jeu de barres terminal (JB term)
- Jeu de barres commun (JB com)
- Jeu de barres intermédiaire (JB inter)

Tous ces jeux de barres se lient à travers des branches qui représentent des tronçons de lignes pour former un réseau de distribution radial. En plus et généralement aussi ces réseaux contiennent quatre types de lignes [19]:

- Ligne principale (main line)
- Ligne latérale (lateral line)
- Ligne sous-latérale (sub lateral line)
- Ligne mineure (minor line)

Donc par cette identification, on peut connaître la topologie du réseau quelque soit sa complexité et quelque soit sa taille.

**2.2.1 Définition des types des jeux de barres**

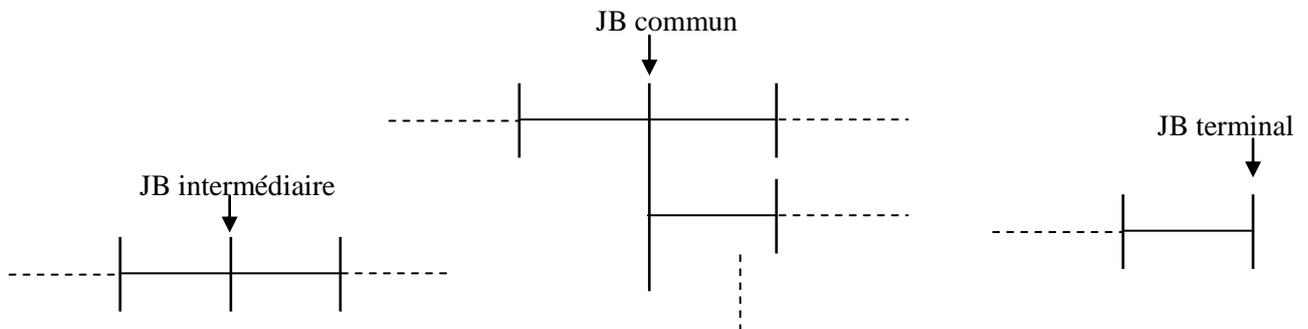


Figure 2.1 : Représentation des types des jeux de barres

**2.2.1.1 Jeu de barres terminal**

Un jeu de barre terminal est un jeu de barre qui est lié à une seule branche, on peut dire que c'est le bout des feeders et des ramifications.

**2.2.1.2 Jeu de barres commun**

Un jeu de barres commun est un jeu de barres qui lie trois branches ou plus du réseau.

**2.2.1.3 Jeu de barres intermédiaire**

Un jeu de barres intermédiaire est un jeu de barres qui lie uniquement deux branches du réseau. Il peut se situer entre :

- Un jeu de barres intermédiaire et un jeu de barres terminal.
- Un jeu de barres commun et un jeu de barres terminal.
- Deux jeux de barres communs.
- Un jeu de barres commun et un jeu de barres intermédiaire.
- Deux jeux de barres intermédiaires.

**2.2.2 Identification des types des jeux de barres**

Pour identifier le type de chaque jeu de barre formant le réseau de distribution, deux méthodes ont été proposées. La première dite méthode de comparaison se base sur la comparaison de chaque jeu de barres d'arrivée aux jeux de barres de départ selon l'organigramme (figure 2.3) et la deuxième dite méthode matricielle se base sur la formation d'une matrice d'ordre  $n \times (n - 1)$ , où  $n$  est le nombre de jeux de barres, à partir des données du réseau concernant le jeu de barres de départ et le jeu de barres d'arrivée de chaque branche selon l'organigramme (figure 2.4).

**2.2.2.1 Méthode de comparaison****a/ Identification des jeux de barres terminaux**

En se basant sur les données du réseau, jeux de barres et branches, la détermination des jeux de barres terminaux se fait par la comparaison de chaque jeu de barres d'arrivée aux jeux de barres de départ selon l'organigramme (figure 2.3). S'il n'y a pas d'égalité c'est-à-dire que le jeu de barre n'est lié qu'à une seule branche du réseau, ce jeu de barres est un jeu de barre terminal.

**b/ Identification des jeux de barres intermédiaires**

Pour déterminer un jeu de barres intermédiaire en se basant sur les données du réseau, jeux de barres et branches, on compare chaque jeu de barres d'arrivée aux jeux de barres de départ selon l'organigramme (figure 2.3). S'il y a une seule égalité, c'est-à-dire que le jeu de

barres n'est lié qu'aux deux branches du réseau, ce jeu de barres est un jeu de barres intermédiaire.

**c/ Identification des jeux de barres communs**

Toujours en se basant sur les données du réseau, la détermination des jeux de barres communs se fait par la comparaison de chaque jeu de barres d'arrivée aux jeux de barres de départ selon aussi l'organigramme (figure 2.3). S'il y a plus d'une égalité, c'est-à-dire que le jeu de barres est lié avec au moins trois branches, ce jeu de barres et un jeu de barres commun.

La représentation des données des branches formant le réseau de distribution écrites sous forme matricielle (ldata ) comporte cinq colonnes et (n-1) lignes où n est le nombre de jeux de barres. La première colonne de la matrice présente le numéro de chaque branche, la deuxième présente les jeux de barres de départ de chaque branche et la troisième présente les jeux de barres d'arrivée de chaque branche. La quatrième et la cinquième colonne présentent respectivement les caractéristiques résistance et réactance de chaque branche.

Afin de mieux comprendre la technique proposée, nous présentons le réseau de distribution ci-dessous (figure 2.2), constitué de 17 jeux de barres et 16 branches et sur lequel est mentionné le type de chaque jeu de barres.

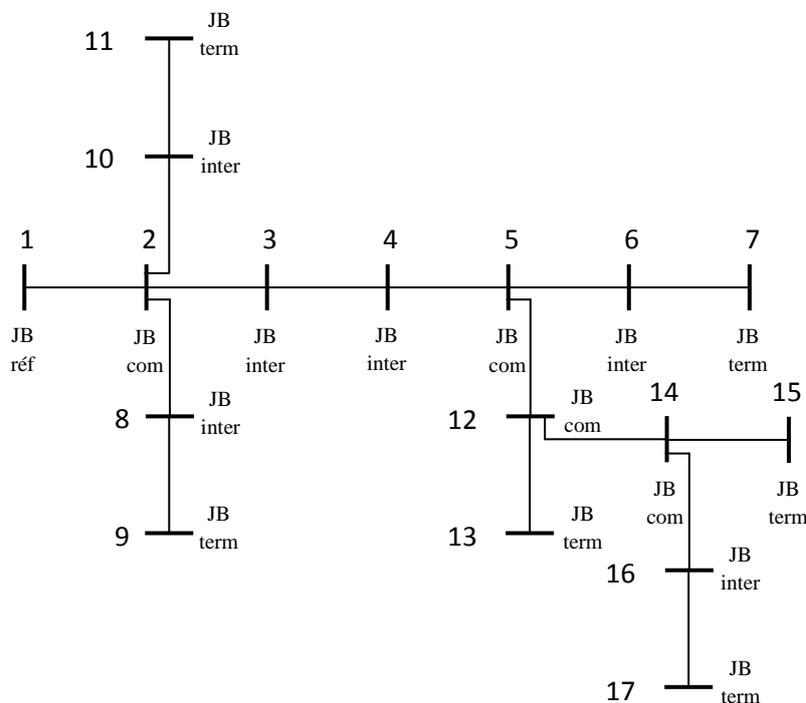


Figure 2.2 : Réseau de distribution radial de 17 jeux de barres

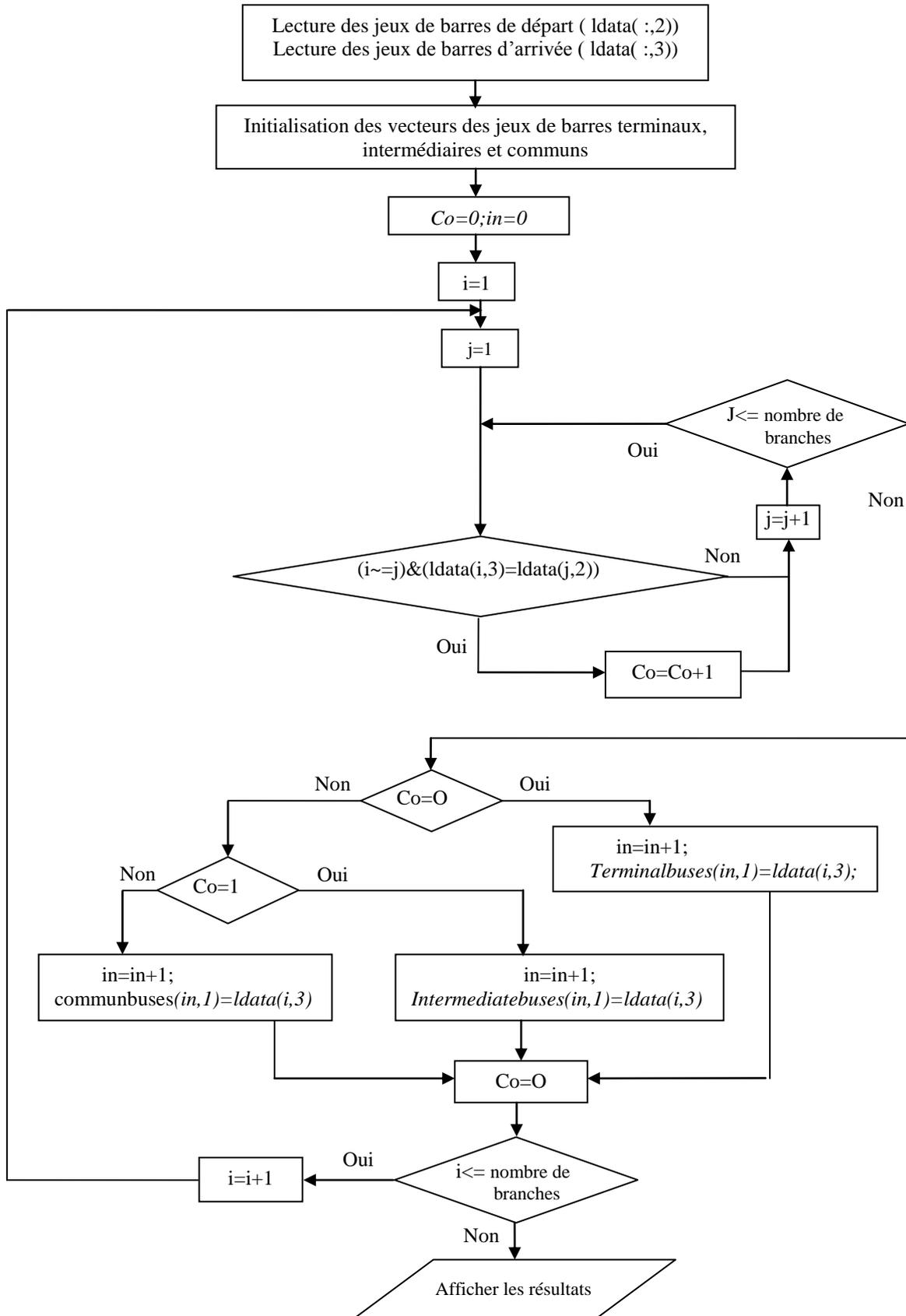


Figure 2.3 : Organigramme de l'identification du type de chaque jeu de barres par la méthode de comparaison

Le tableau 2.1 représente le numéro des branches du réseau 17-bus, ainsi que les jeux de barres de départ et d'arrivée de chaque branche.

Tableau 2.1 : Données du réseau 17-bus

Numéro des branches	Jeux de barres de départ	Jeux de barres d'arrivée
1	1	2
2	2	3
3	3	4
4	4	5
5	5	6
6	6	7
7	2	8
8	8	9
9	2	10
10	10	11
11	5	12
12	12	13
13	12	14
14	14	15
15	14	16
16	16	17

Pour l'exemple de la figure (2.2) l'application de la technique proposée donne les résultats suivants (tableau 2.2) :

Tableau 2.2 : Types des jeux de barres selon la méthode de comparaison

Numéro du JB	Nombre d'égalités	Type du jeu de barres
2	3	Commun
3	1	Intermédiaire
4	1	Intermédiaire
5	2	Commun
6	1	Intermédiaire
7	0	Terminal
8	1	Intermédiaire
9	0	Terminal
10	1	Intermédiaire
11	0	Terminal
12	2	Commun
13	0	Terminal
14	2	Commun
15	0	Terminal
16	1	Intermédiaire
17	0	Terminal

D'où le vecteur de chaque type de jeu de barres :

JB terminaux : [ 0 0 0 0 0 7 0 9 0 11 0 13 0 15 0 17 ], 6 jeux de barres.

JB intermédiaires : [ 0 3 4 0 6 0 8 0 10 0 0 0 0 0 16 0 ], 6 jeux de barres.

JB communs : [ 2 0 0 5 0 0 0 0 0 0 12 0 14 0 0 0 ], 4 jeux de barres.

### **2.2.2.2 Méthode matricielle**

La matrice formée contient des '0' et des '1'. Le jeu de barres de départ de la branche correspond au numéro de la ligne et le jeu de barres d'arrivée de la branche correspond au numéro de la colonne de la matrice. Si la branche existe, la valeur de l'élément de la matrice égale '1' si non égale à '0'.

#### **a/ Identification des jeux de barres terminaux :**

Après la formation de la matrice du réseau, si la ligne  $i$  correspondant au jeu de barres de départ  $i$  ne contient que des éléments nuls (figure 2.4), c'est-à-dire que ce jeu de barre n'est connecté à aucun autre jeu de barres en aval, veut dire que ce jeu de barres est un jeu de barres terminal.

#### **b/ Identification des jeux de barres intermédiaires :**

Si la ligne  $i$  de la matrice du réseau correspondant au jeu de barres de départ  $i$  contient un seul élément non nul (figure 2.4), c'est-à-dire que ce jeu de barre est connecté uniquement à un seul autre jeu de barres en aval, veut dire que ce jeu de barres est un jeu de barres intermédiaire.

#### **c/ Identification des jeux de barres communs :**

Si la ligne  $i$  de la matrice du réseau correspondant au jeu de barres de départ  $i$  contient deux éléments non nuls ou plus (figure 2.4), c'est-à-dire que ce jeu de barre est connecté à deux autres jeux de barres ou plus en aval, veut dire que ce jeu de barres est un jeu de barres commun.

Afin de mieux comprendre la deuxième méthode proposée, nous considérons le même réseau de distribution présenté par la figure (2.2).

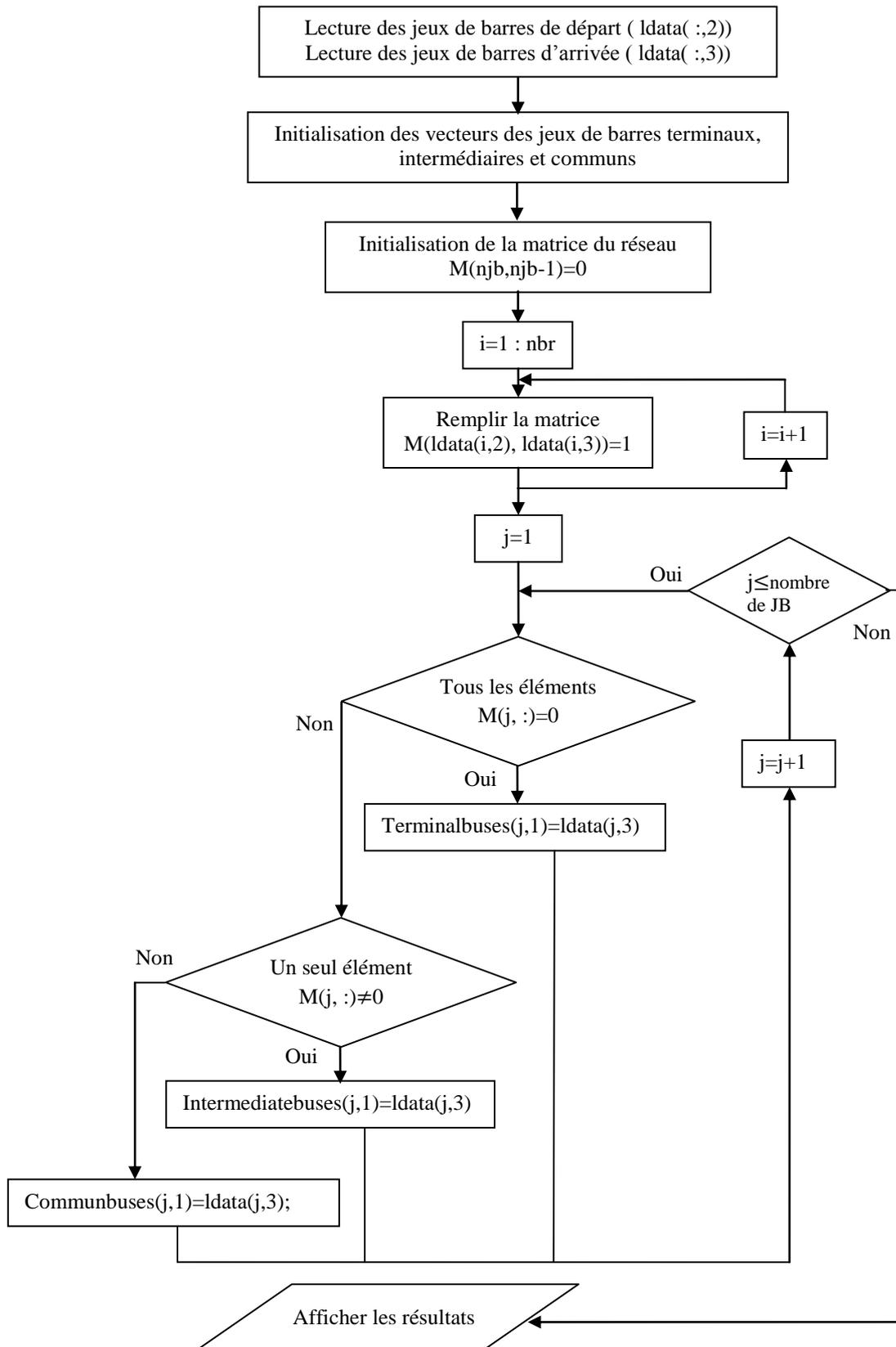


Figure 2.4 : Organigramme de l'identification du type de chaque jeu de barres par la méthode matricielle

La matrice formée à partir des données du réseau est la suivante :

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

L'identification du type de chaque jeu de barres par l'application de la deuxième méthode est présentée par le tableau (2.3):

Tableau 2.3 : Types des jeux de barres selon la méthode matricielle

Numéro du JB	Nombre d'éléments non nuls	Type du jeu de barres
2	3	Commun
3	1	Intermédiaire
4	1	Intermédiaire
5	2	Commun
6	1	Intermédiaire
7	0	Terminal
8	1	Intermédiaire
9	0	Terminal
10	1	Intermédiaire
11	0	Terminal
12	2	Commun
13	0	Terminal
14	2	Commun
15	0	Terminal
16	1	Intermédiaire
17	0	Terminal

D'où les mêmes vecteurs de chaque type de jeu de barres :

JB terminaux : [ 0 0 0 0 0 7 0 9 0 11 0 13 0 15 0 17 ], 6 jeux de barres.

JB intermédiaires : [ 0 3 4 0 6 0 8 0 10 0 0 0 0 0 16 0 ], 6 jeux de barres.

JB communs : [ 2 0 0 5 0 0 0 0 0 0 12 0 14 0 0 0 ], 4 jeux de barres.

2.2.3 Définition et identification du type de chaque ligne

2.2.3.1 Ligne principale

Une ligne principale (figure 2.7) est une ligne qui débute d'un jeu de barres racine généralement le jeu de barres de référence (JBref).

La détermination des jeux de barres constituant la ligne principale (LP) se fait selon l'organigramme (figure 2.5). On cherche tout d'abord l'ordre du premier jeu de barres terminal (OJBT1) du vecteur des jeux de barres terminaux dans ldata (:,3) qui représente la colonne des jeux de barres d'arrivée des branches du réseau. Le premier jeu de barres terminal, le jeu de barres de départ auquel est lié ce jeu de barres terminal ainsi que tous les jeux de barres de départ qui précèdent cet ordre sont les jeux de barres qui forment la ligne principale du réseau.

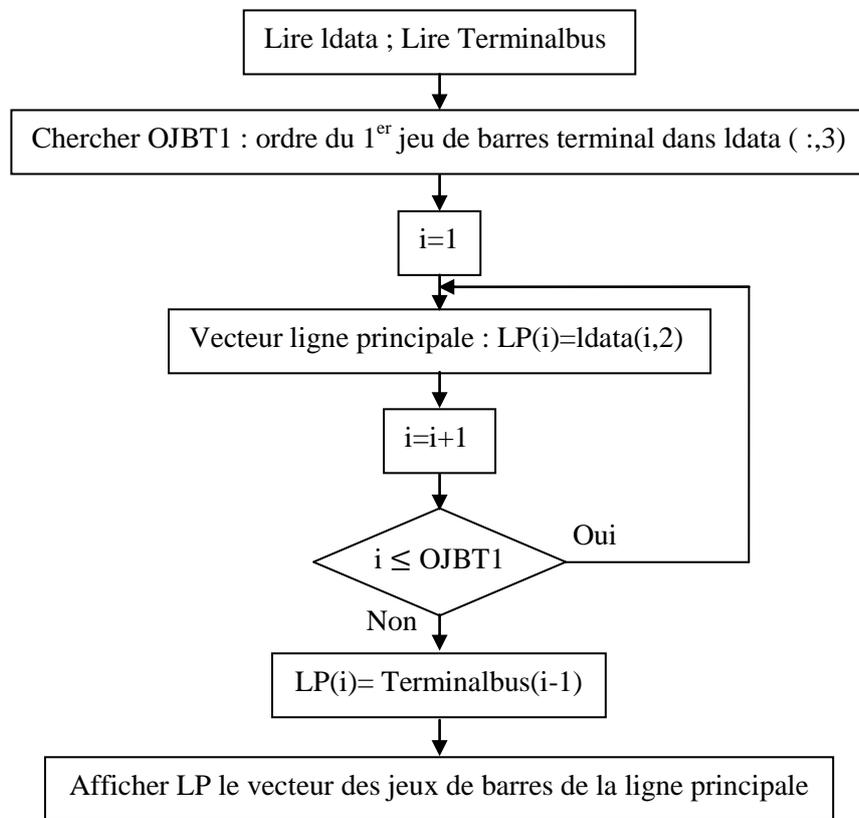


Figure 2.5 : Détermination du vecteur de la ligne principale

2.2.3.2 Ligne latérale

Une ligne latérale (figure 2.7) est une ligne qui débute d'un jeu de barres commun appartenant à la ligne principale.

Pour déterminer les jeux de barres constituant une ligne latérale (LL), on cherche d'abord son jeu de barres de départ par la comparaison de chaque élément du vecteur des jeux de barres communs aux éléments du vecteur de la ligne principale (LP).

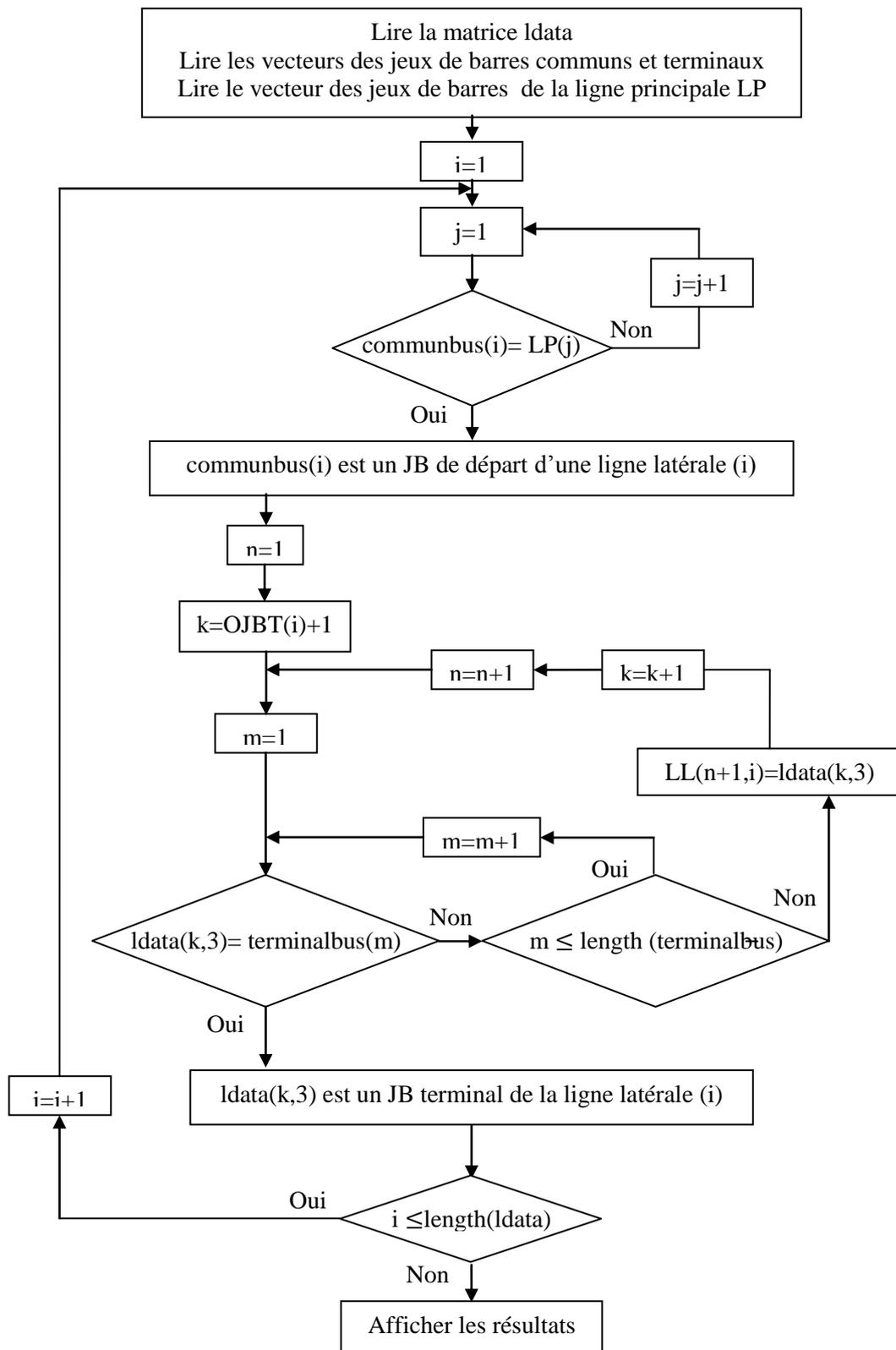


Figure 2.6 : Détermination des vecteurs des lignes latérales

S'il y a égalité, veut dire que ce jeu de barres commun est un jeu de barres de départ pour une ligne latérale. Au-delà de l'ordre OJBT1, on vérifie par la comparaison avec le vecteur des jeux de barres terminaux si le jeu de barres d'arrivée lié à ce jeu de barres commun est un jeu de barres terminal ou non. Le jeu de barre terminal, le jeu de barres de départ auquel est lié ce jeu de barres terminal ainsi que tous les jeux de barres de départ qui précèdent cet ordre jusqu'au jeu de barres commun qui est le jeu de barres de départ de la ligne latérale, sont les jeux de barres qui forment une ligne latérale du réseau. La recherche du reste des lignes latérales se fait de la même façon sauf que OJBT change selon l'ordre du jeu de barres commun.

### **2.2.3.2 Ligne sous-latérale**

Une ligne sous-latérale (figure 2.7) est une ligne qui débute d'un jeu de barres commun appartenant à la ligne latérale.

Pour déterminer le jeu de barres de départ d'une ligne sous-latérale (LSL), on compare chaque élément du vecteur des jeux de barres communs aux éléments des vecteurs des lignes latérales. S'il y a égalité, veut dire que ce jeu de barres commun est un jeu de barres de départ pour une ligne sous-latérale. Le reste des jeux de barres constituant une ligne sous-latérale est déterminé par la même procédure présentée par l'organigramme (figure 2.6) en remplaçant le vecteur de la ligne principale par les vecteurs des lignes latérales et les vecteurs des lignes latérales par les vecteurs des lignes sous-latérales.

### **2.2.2.4 Ligne mineure**

Une ligne mineure (figure 2.7) est une ligne qui débute d'un jeu de barres commun appartenant à la ligne sous-latérale.

Pour déterminer le jeu de barres de départ d'une ligne mineure (LM), on compare chaque élément du vecteur des jeux de barres communs aux éléments des vecteurs des lignes sous-latérales. S'il y a égalité, veut dire que ce jeu de barres commun est un jeu de barres de départ pour une ligne mineure. Le reste des jeux de barres constituant une ligne mineure est déterminé par la même procédure présentée par l'organigramme (figure 2.6) en remplaçant le vecteur de la ligne principale par les vecteurs des lignes sous-latérales et les vecteurs des lignes latérales par les vecteurs des lignes mineurs.

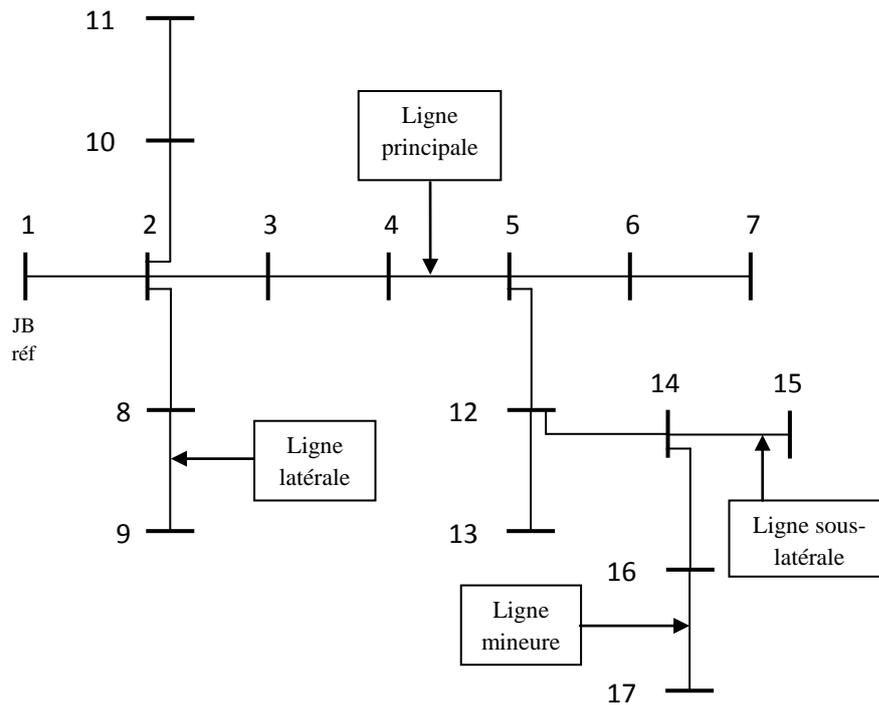


Figure 2.7 : Type de chaque ligne du réseau de distribution électrique 17 JB

Pour le réseau présenté comme exemple, la technique d'identification de la topologie du réseau donne les résultats mentionnés dans le tableau (2.4).

Tableau 2.4 : Identification de la topologie du réseau 17 JB par la technique proposée

JB de référence	1
JB terminaux	7, 9, 11, 13, 15, 17
JB intermédiaires	3, 4, 6, 8, 10, 16
JB communs	2, 5, 12, 14
Ligne principale	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7
Lignes latérales	2, 8, 9
	2, 10, 11
	5, 12, 13
Ligne sous-latérale	12, 14, 15
Ligne mineure	14, 16, 17

### 2.3 Écoulement de puissance du réseau de distribution radial

L'identification de la topologie du réseau par la détermination des vecteurs des types des jeux de barres et des lignes est exploitée dans la solution de l'écoulement de puissance pour calculer :

- 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.

#### 2.3.1 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 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 [20].

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

$$R_{pu} = R \frac{S_{Base}}{10^3 V_{Base}^2} \quad (2.1)$$

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

$$P_{pu} = \frac{P}{S_{Base}} \quad (2.2)$$

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

$$Q_{pu} = \frac{Q}{S_{Base}} \quad (2.3)$$

#### 2.3.2 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.

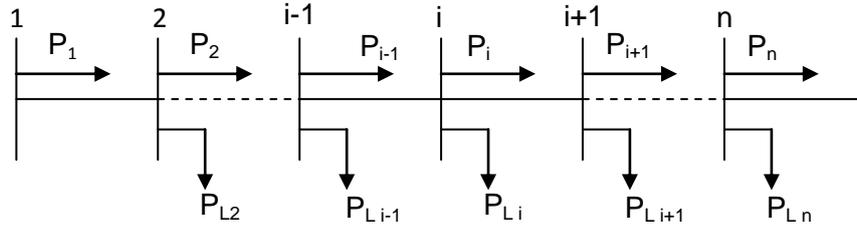


Figure 2.8 : Schéma unifilaire d'un réseau de distribution radial

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

$$Z_i = R_i + jX_i \tag{2.4}$$

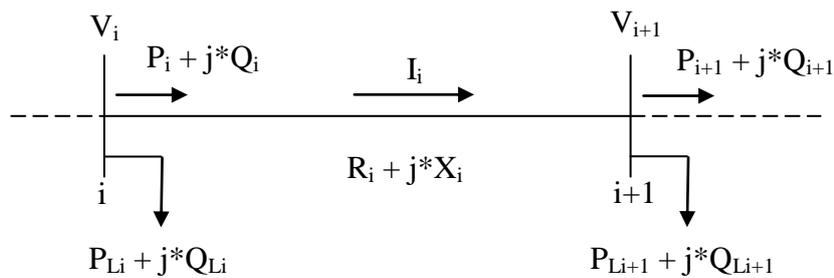


Figure 2.9 : Représentation de deux jeux de barres dans le réseau de distribution radial

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

$$P_i = P'_{i+1} + R_i \frac{(P'_{i+1})^2 + (Q'_{i+1})^2}{V_{i+1}^2} \tag{2.5}$$

$$Q_i = Q'_{i+1} + X_i \frac{(P'_{i+1})^2 + (Q'_{i+1})^2}{V_{i+1}^2} \tag{2.6}$$

Où :

$$P'_{i+1} = P_{i+1} + P_{Li+1}$$

$$Q'_{i+1} = Q_{i+1} + Q_{Li+1}$$

$P_{Li+1}$  et  $Q_{Li+1}$  sont les puissances active et réactive de la charge au niveau du jeu de barres i+1 ;

$P_i$  et  $Q_i$  sont les puissances active et réactive sortantes du jeu de barres (i).

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

$$I_i = \frac{(V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + jX_i} \quad (2.7)$$

### 2.3.3 Courants des branches

Les courants des branches du réseau sont déterminés par l'application de la technique du balayage de la ligne en arrière (backward sweep technique), en calculant tout d'abord les courants de toutes les charges branchées au niveau des jeux de barres, les courants traversant les branches en ordre des lignes mineures, des lignes sous-latérales, des lignes latérales et de la ligne principale [19].

#### 2.3.3.1 Courant de charge

Le courant injecté à chaque jeu de barres est lié à la puissance absorbée par la charge connectée et à la tension au niveau du jeu de barres. Pour un jeu de barres  $i$ , le courant injecté peut s'écrire :

$$I_{Li} = \frac{S_{Li}^*}{V_i^*} \quad (2.8)$$

Où  $i=1, 2, 3, \dots, N_i$ ,  $N_i$  est le nombre total des jeux de barres

#### 2.3.3.2 Courants des branches d'une ligne mineure

Le courant traversant une branche appartenant à une ligne mineure peut être calculé comme suit :

$$I_b = I_{b+1} + I_{L(b+1)} \quad (2.9)$$

Où

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

$N_m$  est le nombre total des lignes mineures ;

$I_b, I_{b+1}$  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 ;

$I_{bm,m}$  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.

### 2.3.3.3 Courants des branches d'une ligne sous-latérale

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

$$I_b = I_{b+1} + I_{L(b+1)} + \sum_{m=1}^{N_m} I_{bm,m} \quad (2.10)$$

Où

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

$N_{sl}$  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 ;

$JBDSL_{sl}$  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 ;

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

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

### 2.3.3.4 Courants des branches d'une ligne latérale

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

$$I_b = I_{b+1} + I_{L(b+1)} + \sum_{sl=1}^{N_{sl}} I_{bsl,sl} \quad (2.11)$$

Où

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

$N_l$  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 ;

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

### 2.3.3.5 Courants des branches de la ligne principale

Le courant traversant une branche appartenant à une ligne principale s'écrit selon l'équation suivante :

$$I_b = I_{b+1} + I_{L(b+1)} + \sum_{l=1}^{N_l} I_{bl,l} \quad (2.12)$$

Où

$$\begin{cases} b = 1, 2, \dots (JBTP_p - 1) \\ I_{bl,l} = 0, \text{ si } (b + 1) \neq n_{pl} \forall l, l = 1, 2 \dots N_l \\ I_{b+1} = 0, \text{ si } (b + 1) = JBTP_p \end{cases}$$

$JBTP_p$  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.

### 2.3.4 Amplitude et angle de la tension au niveau de chaque jeu de barres

D'après la figure (2.9), le courant dans la branche  $(i,i+1)$  s'écrit de deux façons:

$$\begin{cases} I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i \angle -\delta_i} \\ I_i = \frac{(V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + jX_i} \end{cases} \quad (2.13)$$

En assimilant les équations (2.13), on obtient :

$$\frac{(V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + jX_i} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i \angle -\delta_i} \quad (2.14)$$

En assimilant les parties réelles et imaginaires des deux côtés de l'équation (2.14), on aura :

$$V_i^2 - V_i V_{i+1} \angle(\delta_{i+1} - \delta_i) = (P_i - jQ_i)(R_i + jX_i) \quad (2.15)$$

$$\begin{cases} V_i V_{i+1} \cos(\delta_{i+1} - \delta_i) = V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i) \\ V_i V_{i+1} \sin(\delta_{i+1} - \delta_i) = Q_i R_i - P_i X_i \end{cases} \quad (2.16)$$

En élevant les deux côtés des équations (2.16) à la puissance 2, on obtient :

$$\begin{cases} (V_i V_{i+1})^2 \cos^2(\delta_{i+1} - \delta_i) = [V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)]^2 \\ (V_i V_{i+1})^2 \sin^2(\delta_{i+1} - \delta_i) = (Q_i R_i - P_i X_i)^2 \end{cases} \quad (2.17)$$

En assemblant les équations (2.17) côté à l'autre, une nouvelle équation est obtenue :

$$(V_i V_{i+1})^2 = [V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)]^2 + (Q_i R_i - P_i X_i)^2 \quad (2.18)$$

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + (P_i R_i + Q_i X_i)^2 + (Q_i R_i - P_i X_i)^2 \quad (2.19)$$

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + (P_i R_i)^2 + (Q_i X_i)^2 + (Q_i R_i)^2 + (P_i X_i)^2 \quad (2.20)$$

Finalement, l'équation de l'amplitude de la tension au niveau de chaque jeu de barres du réseau de distribution radial est obtenue comme suit:

$$V_{i+1} = [V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + (R_i^2 + X_i^2) \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{V_i^2}]^{1/2} \quad (2.21)$$

Toujours à partir des équations (2.16), l'angle de tension peut s'écrire :

$$\tan(\delta_{i+1} - \delta_i) = \frac{(Q_i R_i - P_i X_i)}{[V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)]} \quad (2.22)$$

$$\delta_{i+1} = \delta_i - \tan^{-1}\left(\frac{(Q_i R_i - P_i X_i)}{[V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)]}\right) \quad (2.23)$$

### 2.3.5 Les pertes de puissances active et réactive

Les pertes de puissance active au niveau d'une branche (i) de la figure (2.9) s'écrivent comme suit:

$$P_{\text{Loss},i} = R_i \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{|V_i|^2} \quad (2.24)$$

Les pertes totales de puissance active dans le réseau peuvent être déterminées en additionnant les pertes de toutes les branches de l'équation (2.24) :

$$P_{T,Loss} = \sum_{i=1}^{Nbr} P_{Loss,i} \quad (2.25)$$

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

$$Q_{Loss,i} = X_i \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{|V|_i^2} \quad (2.26)$$

Les pertes totales de puissance réactive dans le réseau peuvent être déterminées en additionnant les pertes de toutes les branches de l'équation (2.26):

$$Q_{T,Loss} = \sum_{i=1}^{Nbr} Q_{Loss,i} \quad (2.27)$$

### 2.3.6 Organigramme de la solution de l'écoulement de puissance

Tout d'abord, le type de chaque jeu de barres est déterminé selon l'une des deux méthodes proposées ; méthode de comparaison ou méthode matricielle. Le type des lignes (principale, latérale, sous-latérale et mineure) est identifié en déterminant les vecteurs des jeux de barres constituant chaque type de ligne. Le profil de tension est initialisé à tous les JB à 1,0 pu. Les courants de charges, les courants traversant les branches des lignes mineures, sous-latérales, latérales et de la ligne principales ainsi que les puissances transitées dans les branches sont calculés en backward. Les tensions sont calculées en forward [10]. Le processus se répète d'une manière itérative avec les nouvelles tensions obtenues à chaque JB et la différence maximale de grandeurs de tension pour deux itérations successives est prise comme critère de convergence. Les pertes totales de puissance sont calculées en fonction des caractéristiques résistance et réactance de chaque branche, des puissances transitées dans chaque branche et des tensions au niveau de chaque jeu de barres (Figure 2.10).

## 2.4 Applications numériques

Afin de tester l'efficacité de la technique d'identification de la topologie du réseau par la détermination des types des jeux de barres et des lignes pour la solution de l'écoulement de puissance, on l'a programmée sous MATLAB et on l'a appliquée sur deux réseaux tests IEEE 33-bus et IEEE 69-bus [21][22] présentés respectivement par les figures (2.11) et (2.14).

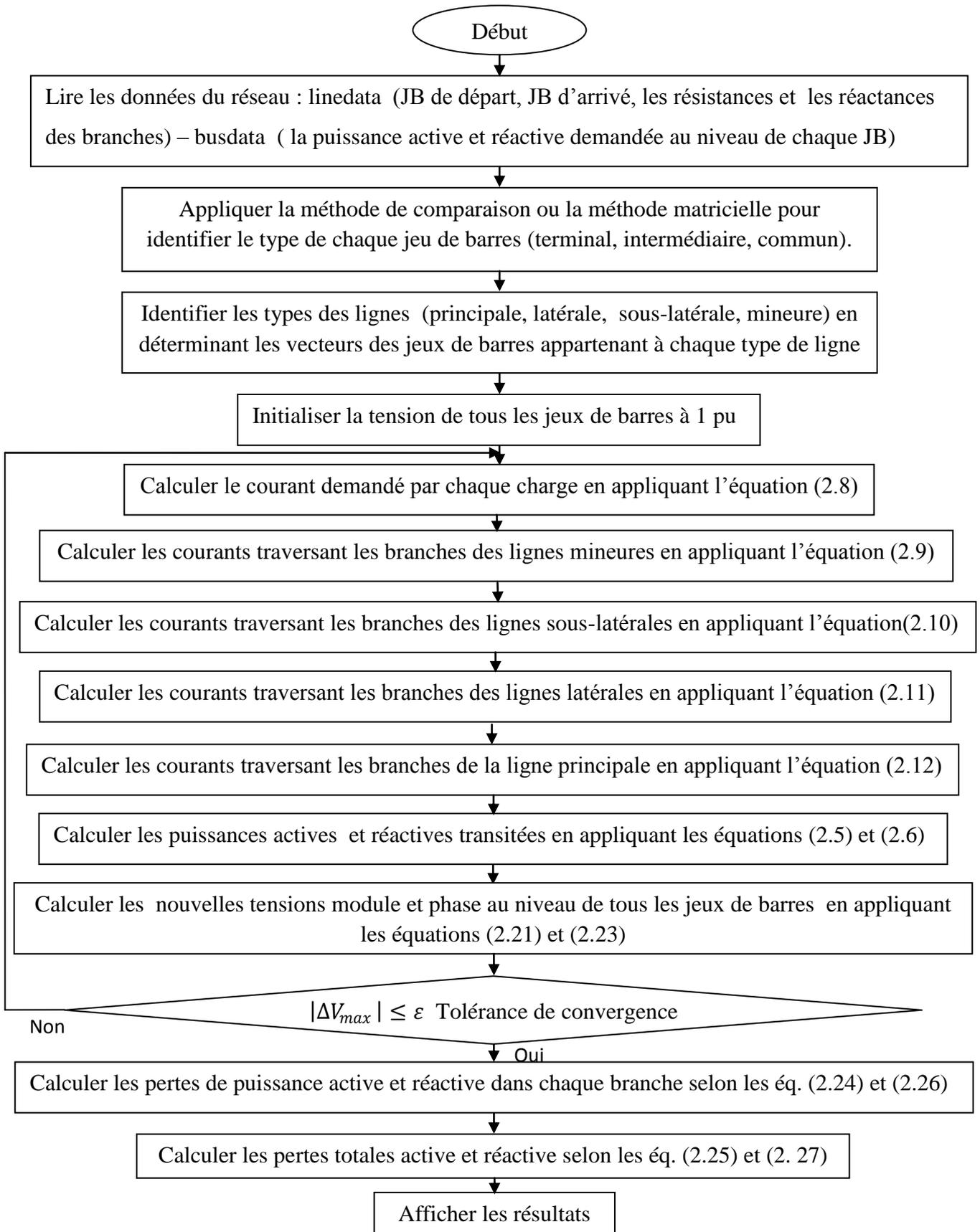


Figure 2.10 : Organigramme de la solution de l'écoulement de puissance

2.4.1 Réseau test IEEE 33-bus

Les caractéristiques du réseau de distribution IEEE 33-bus de la figure (2.11) 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.

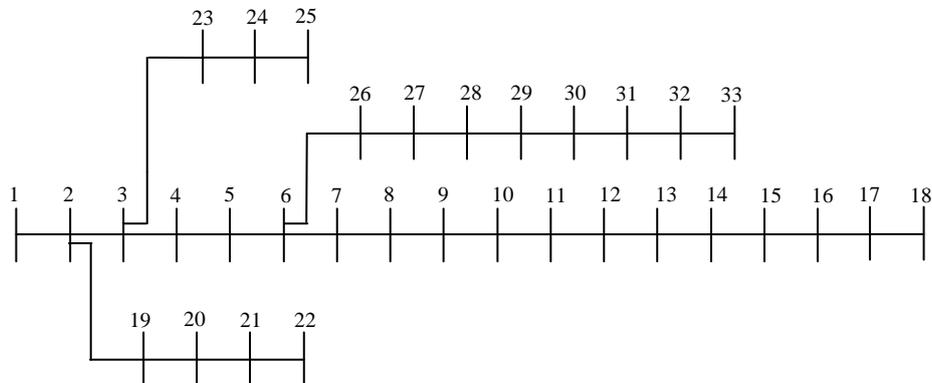


Figure 2.11 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 33-bus

Le tableau (2.5) représente le type de chaque jeu de barres et de chaque ligne constituant le réseau de distribution IEEE 33-bus.

Tableau 2.5 : 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
	3, 23, 24,25
	6, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32,33

Tableau 2.6 : Solution de l'écoulement de puissances du réseau de distribution IEEE 33-bus

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

Le tableau (2. 6) présente les modules et les angles des tensions au niveau de chaque jeu de barres. La valeur de tension la plus basse est 0.9134 pu qui se trouve au niveau du jeu de barres 18 (figure 2.12).

Le tableau (2 .7) montre les pertes de puissance active et réactive dans chaque branche du réseau IEEE 33-bus obtenues après trois itérations du calcul de l'écoulement de puissance et exécutées dans un temps de 0.050873 secondes. La figure (2.13 a, b) représente les pertes de puissance active et réactive au niveau de chaque branche. Pour les pertes actives, la plus grande valeur 51.5711kW se trouve au niveau de la branche numéro 2, alors que la plus grande valeur des pertes réactives 32.8256 kVAr se trouve au niveau de la branche numéro 5. Cela est dû aux valeurs des courants traversant ces branches ainsi qu'aux caractéristiques électriques, résistance et réactance relatives à chaque branche du réseau. 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.

Tableau 2.7 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE 33-bus

Branche	Pertes active (kW)	Pertes réactive (kVAr)	Branche	Pertes active (kW)	Pertes réactive (kVAr)
1	12.1927	6.2154	17	0.0531	0.0416
2	51.5711	26.2668	18	0.1610	0.1536
3	19.7934	10.0806	19	0.8322	0.7498
4	18.5931	9.4697	20	0.1008	0.1177
5	38.0256	32.8256	21	0.0436	0.0577
6	1.9131	6.3238	22	3.1812	2.1737
7	4.8342	1.5976	23	5.1432	4.0613
8	4.1773	3.0012	24	1.2873	1.0073
9	3.5575	2.5216	25	2.5940	1.3213
10	0.5531	0.1829	26	3.3211	1.6909
11	0.8802	0.2911	27	11.2766	9.9424
12	2.6638	2.0958	28	7.8180	6.8108
13	0.7286	0.9590	29	3.8881	1.9805
14	0.3569	0.3176	30	1.5928	1.5742
15	0.2813	0.2054	31	0.2131	0.2484
16	0.2515	0.3358	32	0.0132	0.0205
Pertes de puissance active				201.8925 kW	
Pertes de puissance réactive				134.6413 kVAr	
Nombre d'itérations				3	
Temps d'exécution				0.050873 secondes	

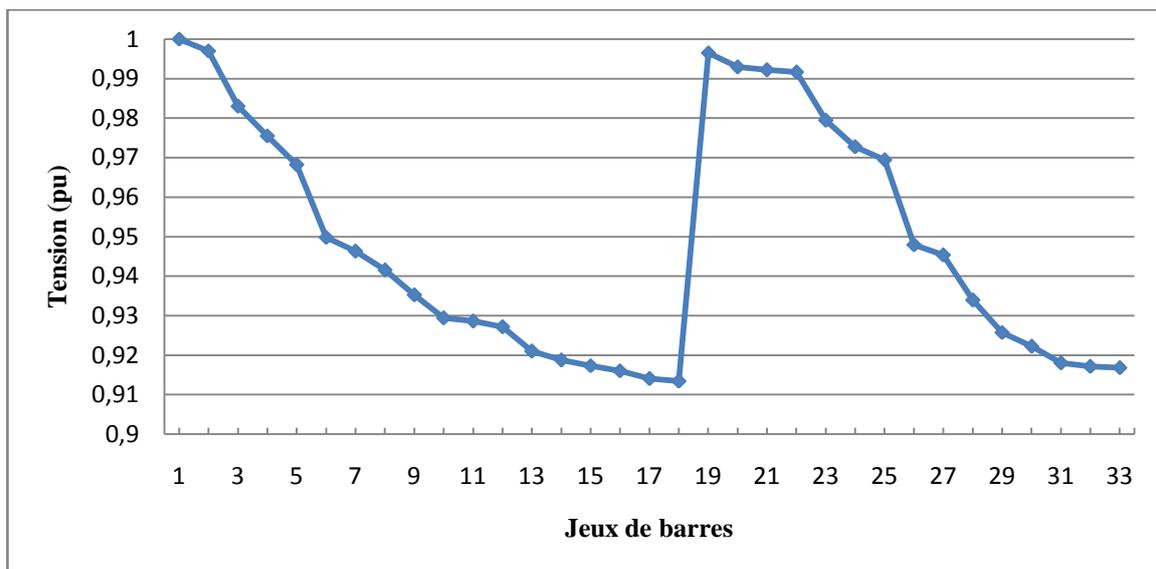
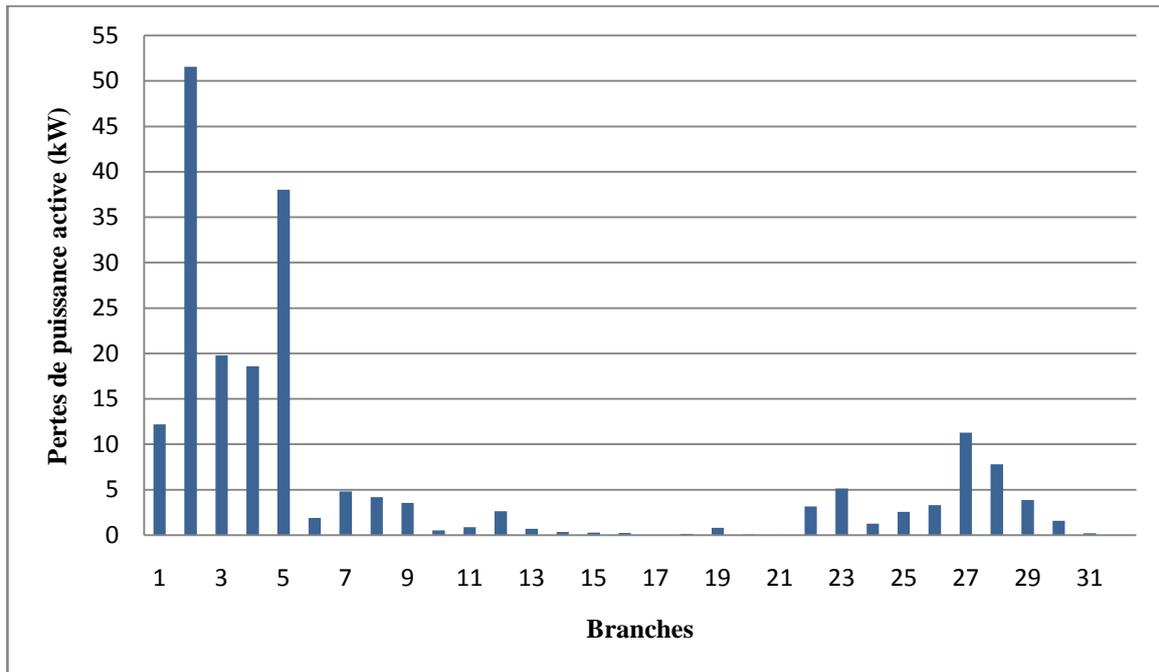
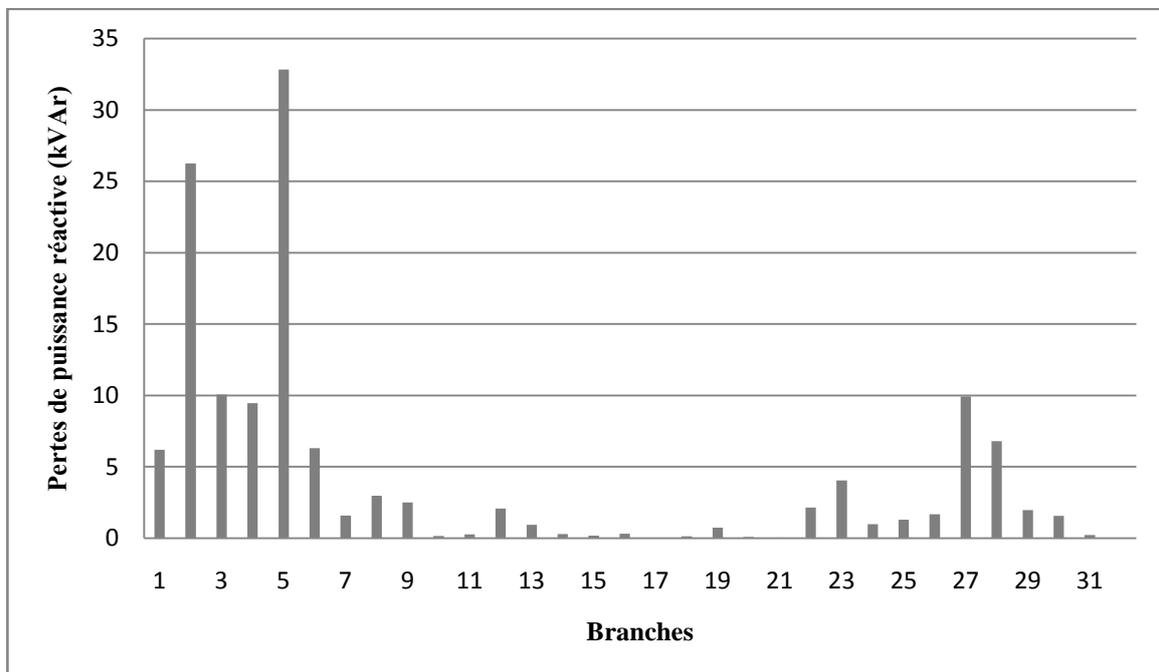


Figure 2.12 : Tension à chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 33-bus



a. Pertes de puissance active



b. Pertes de puissance réactive

Figure 2.13 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE33-bus

2.4.2 Réseau test IEEE 69-bus

Les caractéristiques du réseau de distribution IEEE 69-bus de la figure (2.14) 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.

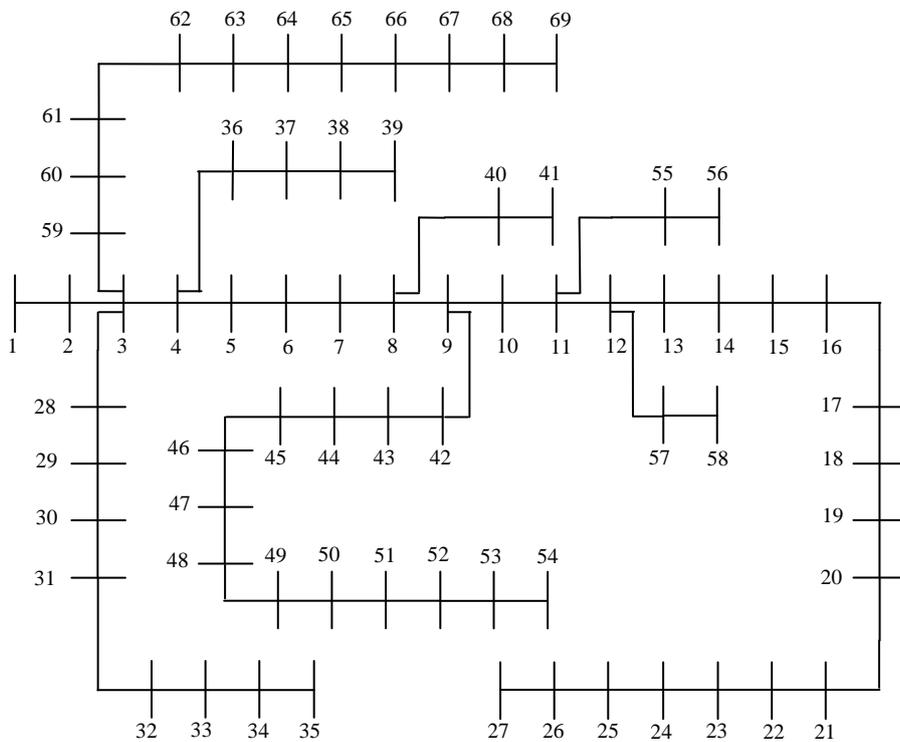


Figure 2.14 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 69-bus

Le tableau (2.8) représente le type de chaque jeu de barres et de chaque ligne constituant le réseau de distribution IEEE 69-bus obtenu toujours par l'application de la technique de l'identification de la topologie du réseau. 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 2.8 : 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, 27
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

Le tableau (2 .9) montre les pertes de puissance active et réactive au niveau de chaque branche ainsi que les pertes totales du réseau IEEE 69-bus obtenues après trois itérations exécutées dans un temps de 0.104833 secondes. Les plus grandes valeurs de pertes de puissance active  $P_{loss} = 40.47 \text{ kW}$  (Figure 2.15 a) et réactive  $Q_{loss} = 20.58 \text{ kVAr}$  (Figure 2.15 b) sont obtenues au niveau de la 6<sup>ème</sup> 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 100.48 kVAr.

Tableau 2.9 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau de distribution

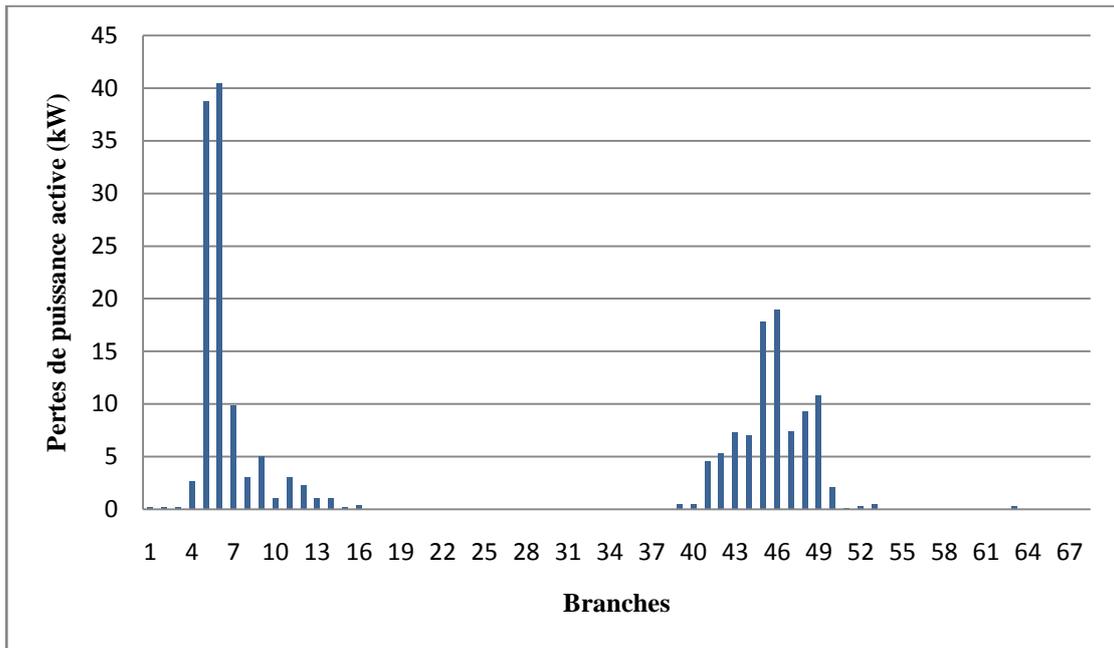
IEEE69-bus

Br	Pertes active (kW)	Pertes réactive (kVAr)	Br	Pertes active (kW)	Pertes réactive (kVAr)	Br	Pertes active (kW)	Pertes réactive (kVAr)
1	0.22	0.21	24	0.01	0.01	47	7.37	2.44
2	0.22	0.23	25	0.001	0.001	48	9.35	2.83
3	0.19	0.37	26	0.001	0.001	49	10.81	5.49
4	2.72	3.06	27	0.001	0.001	50	2.08	1.06
5	38.77	19.73	28	0.001	0.01	51	0.09	0.47
6	40.47	20.58	29	0.01	0.001	52	0.34	0.18
7	9.85	4.92	30	0.001	0.001	53	0.51	0.26
8	3.03	1.56	31	0.001	0.001	54	0.01	0.001
9	5.01	1.66	32	0.01	0.001	55	0.001	0.001
10	1.06	0.35	33	0.02	0.01	56	0.01	0.001
11	3.02	1.00	34	0.01	0.001	57	0.001	0.001
12	2.24	0.74	35	0.001	0.001	58	0.001	0.001
13	1.10	0.36	36	0.02	0.05	59	0.01	0.03
14	1.07	0.35	37	0.07	0.17	60	0.01	0.02
15	0.19	0.06	38	0.001	0.01	61	0.001	0.001
16	0.36	0.12	39	0.52	0.27	62	0.001	0.001
17	0.001	0.001	40	0.46	0.16	63	0.003	0.04
18	0.015	0.05	41	4.55	2.29	64	0.01	0.01
19	0.05	0.02	42	5.27	2.70	65	0.001	0.001
20	0.08	0.03	43	7.31	3.72	66	0.001	0.001
21	0.001	0.001	44	7.04	3.56	67	0.001	0.001
22	0.001	0.001	45	17.82	12.92	68	0.001	0.001
23	0.002	0.002	46	18.98	6.36			
Les pertes totales de puissance active					223.24 kW			
Les pertes totales de puissance réactive					100.48 kVAr			
Nombre d'itération					3			
Temps d'exécution					0.104833 secondes			

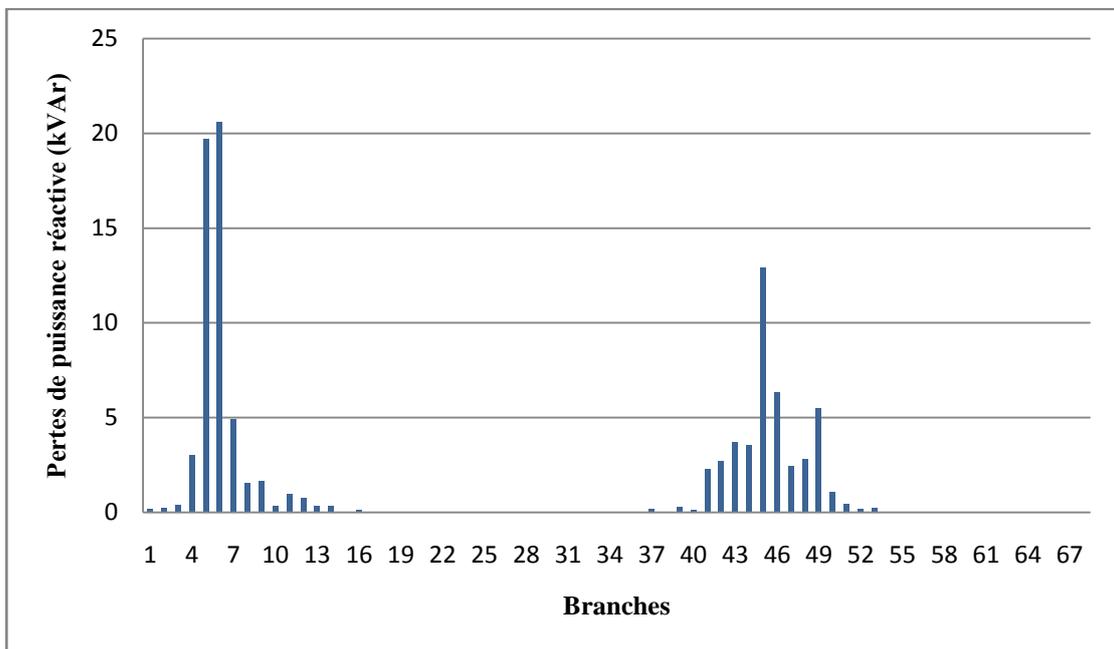
Le tableau (2.10) montre les modules des tensions du réseau IEEE69-bus. Le profil de tension présenté par la figure (2.16) reflète le niveau de tension au niveau de chaque jeu de barres où la valeur la plus basse 0.9106 pu se trouve au niveau du jeu de barres 54.

Tableau 2.10 : 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
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



a. Pertes de puissance active



b. Pertes de puissance réactive

Figure 2.15: Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE69-bus

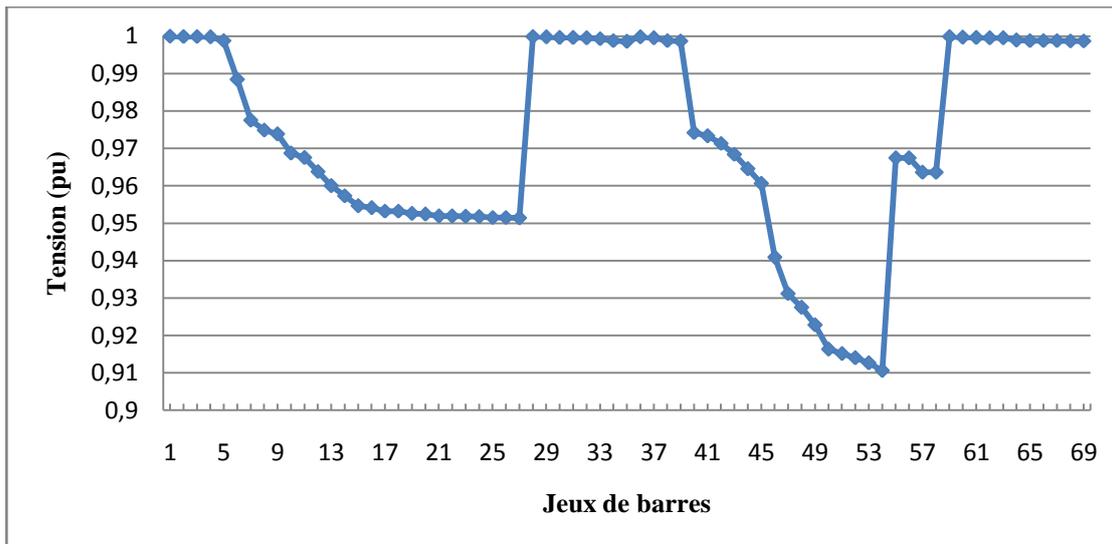


Figure 2.16 : Niveau de tension à chaque JB du réseau IEEE 69-bus

### 2.5 Réseau de distribution maillé ou faiblement maillé

Une technique distinctive de solution de l'écoulement de puissance est proposée par [18] [23] pour l'analyse des systèmes de distribution faiblement maillés.

L'écoulement de puissance dans ce type de réseaux s'effectue en utilisant deux matrices, la première appelée BIBC (bus injection to branch current) pour calculer les courants circulant à travers les branches du réseau et la deuxième appelée LILC (line injection to loop current matrix) pour calculer les courants dans les boucles [18].

Pour un jeu de barres auquel est connectée une charge, la puissance apparente  $S$  est exprimée par :

$$S_i = P_i + jQ_i \quad \text{Où } i=1,2,3,\dots,n \tag{2.28}$$

Le courant de charge équivalent correspondant à la  $k^{\text{ième}}$  itération de la solution est :

$$I_i^k = I_i^r + jI_i^i = ((P_i + jQ_i)/V_i^k)^* \tag{2.29}$$

Où  $V_i^k$  et  $I_i^k$  sont la tension et le courant de charge du jeu de barres  $i$  pour la  $k^{\text{ième}}$  itération.

$I_i^r$ ,  $I_i^i$  sont aussi les parties réelle et imaginaire du courant de charge du jeu de barres  $i$  pour la  $k^{\text{ième}}$  itération.

#### 2.5.1 Construction de la Matrice BIBC

Les courants de charge au niveau des jeux de barres sont obtenus en utilisant l'équation (2.29), ainsi que les courants traversant les branches sont calculés par l'application de la loi de Kirchhoff au réseau de distribution. Un réseau de distribution simple de 6 jeux de barres et 5

branches présenté par la figure (2.17) est utilisé comme exemple pour faciliter l'explication de la méthode de détermination de la matrice BIBC.

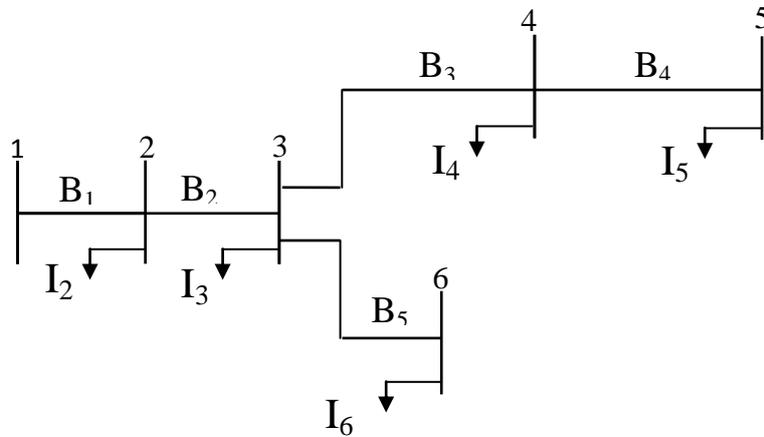


Figure 2.17 : Réseau de distributions simple

Les courants des branches du réseau peuvent être exprimés en fonction des courants de charges comme suit :

$$\begin{aligned}
 B_1 &= I_2 + I_3 + I_4 + I_5 + I_6 \\
 B_2 &= I_3 + I_4 + I_5 + I_6 \\
 B_3 &= I_4 + I_5 \\
 B_4 &= I_5 \\
 B_5 &= I_6
 \end{aligned}
 \tag{2.30}$$

Donc, la relation entre les courants de charge des jeux de barres et les courants de branches peut être écrite sous forme matricielle comme suit :

$$\begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix}
 \tag{2.31}$$

D'une forme générale, l'équation (2.31) peut s'écrire comme suit :

$$[B] = [BIBC][I]
 \tag{2.32}$$

Où BIBC est la matrice des courants injectés dans les jeux de barres qui est une matrice triangulaire supérieure contenant les valeurs 0 et 1 uniquement.

De l'équation (2.31), la matrice BIBC peut se former selon l'algorithme suivant :

- Pour un réseau de distribution de m branches et n jeux de barres, les dimensions de la matrice BIBC sont  $m \times (n - 1)$
- Si la branche  $B_k$  est située entre le jeu de barres i et le jeu de barres j, copier la colonne du i<sup>ème</sup> jeu de barres de la matrice BIBC dans la colonne du j<sup>ème</sup> jeu de

barres et écrire 1 à la position de l'élément de la k<sup>ème</sup> ligne (branche) et la j<sup>ème</sup> colonne (jeu de barres).

- Répéter la deuxième opération jusqu'à ce que toutes les branches seront incluses dans la matrice BIBC.

Les tensions au niveau des jeux de barres ainsi que les pertes des puissances actives et réactives dans chaque branche sont calculées en appliquant les mêmes équations utilisées auparavant (2.21), (2.23) et (2.25), (2.27).

### 2.5.2 Modification du réseau de distribution faiblement maillé

Certaines lignes de distribution qui alimentent des zones de charge à haute densité contiennent des boucles créées par la fermeture des interrupteurs normalement ouvert (tie switches). L'existence de ces boucles dans le système n'affecte pas les courants de charge des jeux de barres, mais de nouvelles branches devront être ajoutées au système en transformant sa topologie d'une structure radiale à une structure maillée ou faiblement maillée ce qui entraîne une modification de la matrice BIBC. Les branches ajoutées sont considérées comme des charges branchées en plus au niveau des jeux de barres auxquels elles sont connectées, absorbant des courants de signe positif d'un côté et de l'autre côté d'un signe négatif.

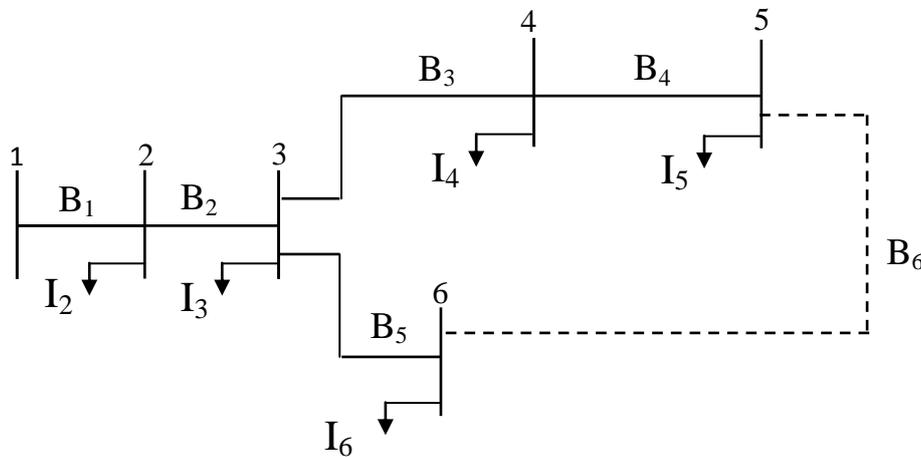


Figure 2.18 : Réseau de distribution simple avec une boucle

La figure (2.18) montre un cas simple avec une boucle [18] [23]. En prenant en compte le nouveau courant de la branche ajoutée, les courants injectés des jeux de barres 5 et 6 seront :

$$\begin{aligned}
 I'_5 &= I_5 + I_{B_6} \\
 I'_6 &= I_6 - I_{B_6}
 \end{aligned}
 \tag{2.33}$$

La matrice BIBC sera :

$$\begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 + I_{B_6} \\ I_6 - I_{B_6} \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

Mathématiquement, l'équation (2.34) peut s'écrire :

$$\begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & 1 \\ 1 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{B_6} \\ -I_{B_6} \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

D'une forme générale, l'équation (2.35) peut être exprimée comme suit :

$$[B] = [BIBC][I] + [LILC][B'] \quad (2.36)$$

Où  $[LILC]$  est la matrice introduisant les courants injectés dans les boucles afin de prendre en charge la structure maillée du réseau de distribution (line injection to loop current matrix). Elle est de l'ordre de  $m \times (2 \times \text{tie switches})$ , où  $m$  est le nombre de branches du réseau sans compter les interrupteurs formant les boucles et  $(2 \times \text{tie switches})$  est le double du nombre des interrupteurs normalement ouverts.  $[B']$  est la matrice des courants injectés dans les boucles pris de signe positif et négatif. Elle est de l'ordre de  $(2 \times \text{tie switches}) \times 1$ .

Le courant traversant la branche 6 ajoutée qui est en réalité l'interrupteur normalement ouvert (tie switch) peut être calculé comme suit:

$$I_{B_6} = (V_5 - V_6)/Z_{56} \quad (2.37)$$

Si un interrupteur  $k$  connecté entre les jeux de barres  $i$  et  $j$  est fermé rendant le système maillé, la matrice  $[LILC]$  est formée par la copie des colonnes de la matrice  $[BIBC]$  correspondant aux jeux de barres  $i$  et  $j$  dans la matrice  $[LILC]$ . Ainsi la matrice  $[B']$  est remplie du courant traversant l'interrupteur (tie switches) pris deux fois successivement, la première en signe positif et la deuxième en signe négatif.

### 2.5.3 Algorithme d'écoulement de puissance du réseau maillé

Les étapes de calcul de l'écoulement de puissance par cette méthode sont comme suit :

Étape 1 : Lire les données du système. Initialiser les tensions de tous les jeux de barres

Étape 2 : Calculer les courants de charge au niveau de tous les jeux de barres

Étape 3 : Calculer les courants des branches en utilisant la matrice BIBC

Étape 4 : Former la matrice LILC à partir de la matrice BIBC donnée par l'équation (2.35).

Étape 5 : Calculer le courant de boucle en utilisant l'équation (2.37).

Étape 6 : Utilisant l'équation (2.36) pour calculer les courants des branches.

Étape 7 : Calculer la tension au niveau de tous les jeux de barres récepteurs en utilisant l'équation (2.21)

Étape 8 : Calculer la différence de l'amplitude de la tension de chaque jeu de barres pour des itérations consécutives si la différence maximale  $|\Delta V_{max}| \leq \epsilon$ . Sinon, aller à l'étape 1.

Étape 9 : Afficher les résultats de l'écoulement de puissance.

2.5.4 Organigramme de l'écoulement de puissance pour un réseau bouclé

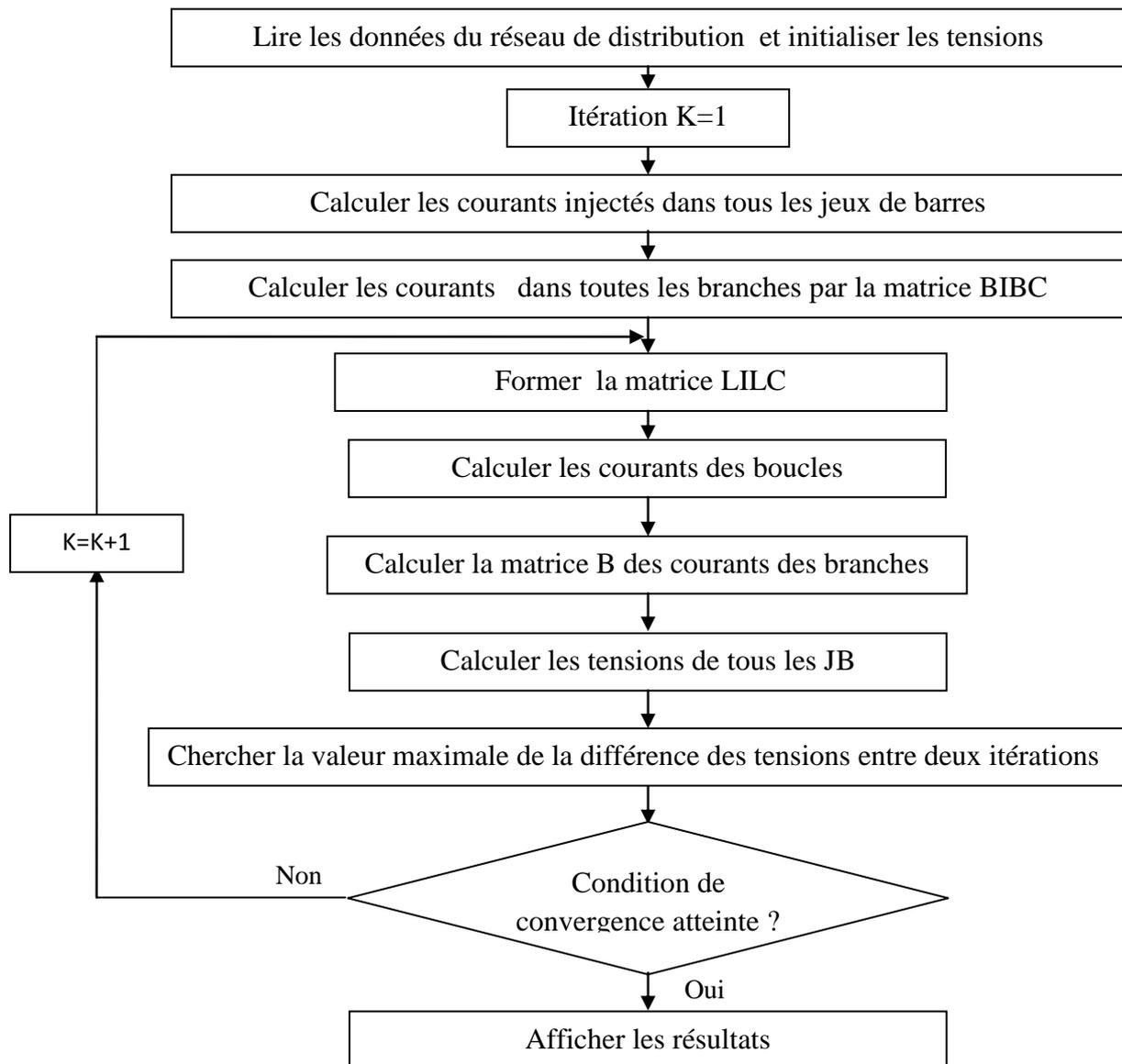


Figure 2.19 : Organigramme de l'écoulement de puissance pour un réseau bouclé



La solution de l'écoulement de puissance du réseau de distribution radial IEEE33-bus en utilisant cette technique est résumée dans le tableau (2.11)

Tableau 2.11 : Solution de l'écoulement de puissance du réseau de distribution radial IEEE33-bus

JB	Tension p.u.	Phase rad	JB	Tension p.u.	Phase rad
1	1.000000	0	18	0.903938	-0.6983
2	0.997015	0.0136	19	0.996486	0.0028
3	0.982883	0.0959	20	0.992909	-0.0642
4	0.975373	0.1620	21	0.992204	-0.0835
5	0.967948	0.2292	22	0.991567	-0.1039
6	0.949470	0.1350	23	0.979297	0.0649
7	0.945946	-0.0966	24	0.972625	-0.0239
8	0.932291	-0.2500	25	0.969300	-0.0676
9	0.925960	-0.3245	26	0.947541	0.1745
10	0.920255	-0.3932	27	0.944976	0.2307
11	0.919386	-0.3858	28	0.933534	0.3137
12	0.917872	-0.3741	29	0.925315	0.3916
13	0.911697	-0.4672	30	0.921756	0.4969
14	0.909408	-0.5475	31	0.917594	0.4125
15	0.907981	-0.5859	32	0.916679	0.3894
16	0.906599	-0.6096	33	0.916395	0.3817
17	0.904552	-0.6885			

La figure (2.20) représente le réseau IEEE 33-bus avec trois interrupteurs situés entre les jeux de barres 18 – 25 / 18 – 33 / 22 – 33 [18] permettant en cas de leur fermeture d'avoir trois nouvelles branches insérées dans le système en transformant sa topologie d'une structure purement radiale à une structure maillée.

La nouvelle matrice LILC des courants injectés dans les boucles est de l'ordre de  $m \times (2 \times \text{tie switches}) = (32 \times 6)$  obtenue par l'application de l'algorithme ci-dessus.

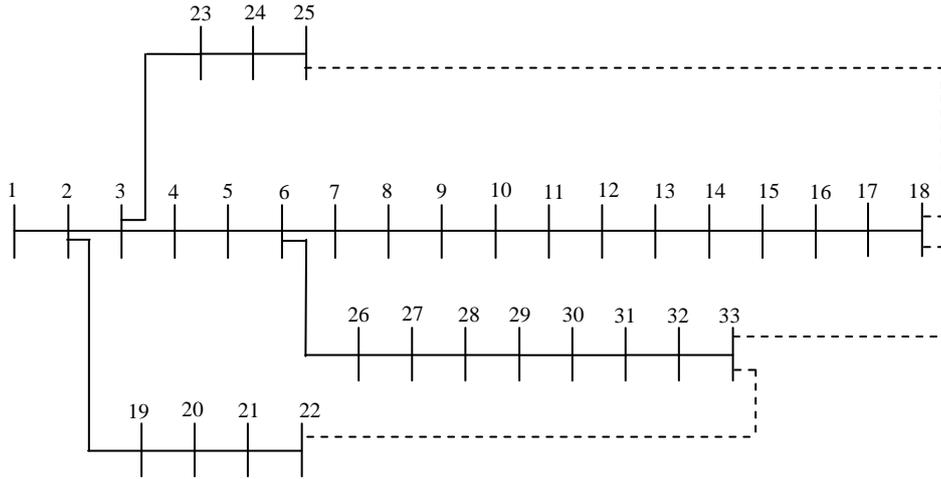


Figure 2.20 : Réseau de distribution IEEE 33-bus maillé

$$LILC = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

La solution de l'écoulement de puissance du réseau de distribution maillé IEEE33-bus est résumée dans le tableau (2.12)

Tableau 2.12 : Solution de l'écoulement de puissance du réseau de distribution maillé IEEE33-bus

JB	Tension p.u.	Phase rad	JB	Tension p.u.	Phase rad
1	1.000000	0	18	0.911653	-0.6542
2	0.997178	0.0125	19	0.996654	0.0017
3	0.983909	0.0883	20	0.993106	-0.0650
4	0.976958	0.1494	21	0.992407	-0.0843
5	0.970103	0.2112	22	0.991776	-0.1045
6	0.953070	0.1247	23	0.980424	0.0581
7	0.949844	-0.0893	24	0.973948	-0.0283
8	0.937348	-0.2350	25	0.970726	-0.0709
9	0.931584	-0.3056	26	0.951293	0.1617
10	0.926399	-0.3706	27	0.948936	0.2142
11	0.925608	-0.3644	28	0.938413	0.2951
12	0.924230	-0.3546	29	0.930860	0.3702
13	0.918641	-0.4419	30	0.927602	0.4682
14	0.916577	-0.5154	31	0.923778	0.3928
15	0.915291	-0.5508	32	0.922936	0.3721
16	0.914045	-0.5730	33	0.922675	0.3652
17	0.912206	-0.6450			

La figure (2.21) représente le profil de tension du réseau IEEE33-bus avec les deux structures radiale et maillée. Le minimum de tension 0.903938 pu au niveau du jeu de barres 18 obtenue pour la première structure est devenu 0.911653 pu pour la deuxième structure. Ainsi, on remarque une amélioration du profil de tension des jeux de barre de la structure radiale ayant un niveau compris entre 0.9 pu et 0.98 pu. Cela reflète l'efficacité de cette technique sur la minimisation des pertes totales de puissance et par conséquent l'amélioration du profil de tension.

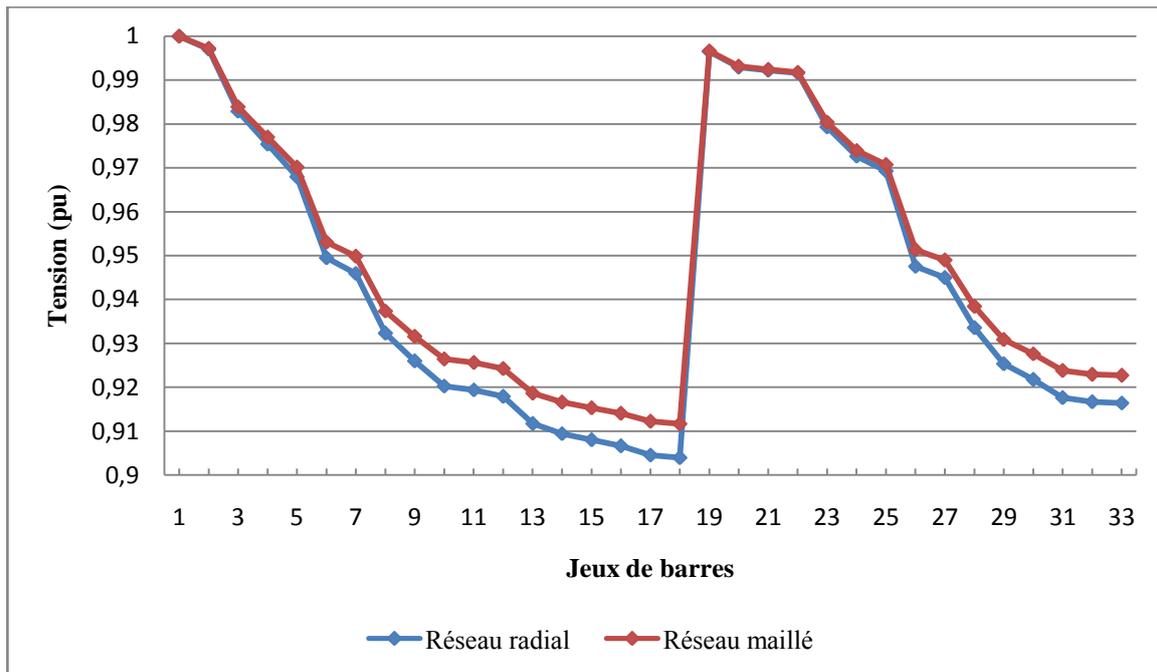


Figure 2.21 : Comparaison des niveaux de tension pour le réseau de distribution IEEE33-bus radial et maillé

## 2.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons fait un calcul de l'écoulement de puissance dans le réseau de distribution radial et faiblement maillé.

Pour la première structure, radiale, nous avons proposé une technique qui se base sur la connaissance de la topologie du réseau en lisant uniquement ses données premièrement par l'identification du type de chaque jeu de barres (terminal, commun et intermédiaire) en utilisant une des deux méthodes proposées ; la méthode de comparaison ou la méthode matricielle, et deuxièmement par l'identification du type de chaque ligne (principale, latérale, sous-latérale et mineure). Cette topologie a été exploitée dans le calcul de l'écoulement de puissance en appliquant la technique du double balayage de la ligne (backward/forward sweep technique).

Pour la deuxième structure, maillée ou faiblement maillée, nous avons travaillé par une technique proposée dans [18] [23], basée sur la construction de deux matrices, la première pour le calcul des courants des branches et la deuxième pour le calcul des courants injectés dans les boucles formées par la fermeture des interrupteurs normalement ouverts (tie switches) afin de prendre en considération la structure maillée du réseau de distribution.

L'efficacité des deux techniques a été testée sur les réseaux de distribution IEEE 33-bus et IEEE 69-bus. La première technique est efficace pour la structure radiale comparée avec d'autres méthodes proposées et la deuxième technique est efficace pour l'amélioration du profil de tension grâce à la structure maillée.

## Chapitre 3

### Optimisation et méthodes métaheuristiques

3.1 Introduction .....	60
3.2 Méthodologie de conception .....	60
3.2.1 Formulation du problème d'optimisation .....	61
3.2.1.1 Fonction objectif .....	61
3.2.1.2 Les paramètres de conception .....	62
3.3 Méthodes d'optimisation .....	62
3.3.1 L'optimisation continue .....	62
3.3.2 L'optimisation combinatoire .....	62
3.4 Heuristiques et métaheuristiques .....	62
3.5 Métaheuristiques .....	63
3.5.1 Notion de voisinage .....	65
3.5.2 Cadre des métaheuristiques .....	65
3.5.3 Algorithmes des métaheuristiques les plus répondues .....	66
3.5.3.1 Algorithme d'optimisation de colonie de fourmi .....	66
3.5.3.2 Algorithme d'optimisation de colonie d'abeilles artificielles (ABC) .....	67
3.5.3.3 Algorithme d'évolution différentielle .....	69
3.5.3.4 Algorithmes génétiques (Genetic Algorithms) .....	70
3.5.3.5 Algorithme par sauts de grenouilles .....	72
3.5.3.6 Algorithme à essaim de particules (Particle Swarm Optimiser) .....	74
3.5.3.7 Algorithme de luciole (Firefly algorithm) .....	75
3.6 Conclusion .....	79

### 3.1 Introduction

L'optimisation est une branche des mathématiques, cherchant à analyser et à résoudre analytiquement ou numériquement les problèmes qui consistent à déterminer le meilleur élément d'un ensemble, au sens d'un critère quantitatif donné. Ce mot vient du latin optimum qui signifie le meilleur.

Les problèmes d'optimisation en électrotechnique présentent plusieurs difficultés liées aux besoins de l'utilisateur (recherche d'une solution globale, fiabilité et précision de la solution, diversité des problèmes traités, temps de calculs raisonnable, ...), aux caractéristiques du problème d'optimisation (non linéarité, dérivées difficilement accessibles, ...) et au temps de calculs importants. La résolution de telles difficultés a fait l'objet de nombreux travaux en utilisant diverses méthodes d'optimisation. Les méthodes déterministes s'appuient sur le calcul d'une direction de recherche généralement liée à la dérivée des résultats par rapport aux paramètres de conception du dispositif. Elles ne sont réellement utilisables que dans le cas restreint où la solution cherchée est réputée proche d'une solution connue, point de départ de cette recherche. C'est pour lever cette difficulté, que les chercheurs ont choisi de s'intéresser au développement des méthodes stochastiques et d'étudier leur application aux problèmes de conception rencontrés en électrotechnique.

Les méthodes d'optimisation stochastiques s'appuient sur des mécanismes de transition probabilistes et aléatoires. Cette caractéristique indique que plusieurs exécutions successives de ces méthodes peuvent conduire à des résultats différents pour une même configuration initiale d'un problème d'optimisation [24].

Dans ce chapitre, on se penche sur la définition et le principe ainsi que l'algorithme des méthodes d'optimisation métaheuristiques les plus répondues dans le domaine de l'électrotechnique et plus particulièrement à la méthode dite algorithme des lucioles ou « Firefly algorithm » en anglais, où tous nos travaux d'optimisation seront effectués en se basant sur cet algorithme d'optimisation métaheuristique.

### 3.2 Méthodologie de conception

L'optimisation est souvent réduite aux techniques de résolution mathématiques auxquelles sont attribués par la suite les échecs rencontrés. Or, comme pour la plupart des problèmes à résoudre, l'optimisation doit faire l'objet d'une démarche systématique qui comporte quatre phases récapitulées dans la figure 3.1. Les phases peuvent s'enchaîner séquentiellement mais les itérations et les retours sont bien souvent indispensables.

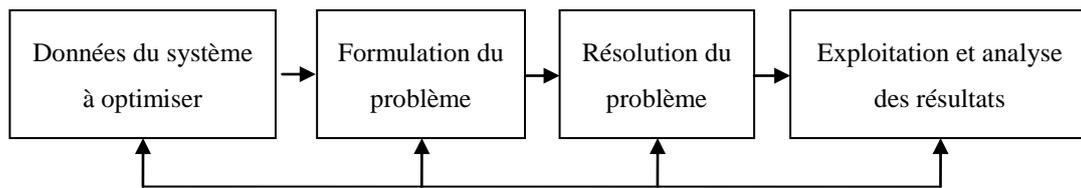


Figure 3.1 : Démarches de résolution d'un problème d'optimisation

### 3.2.1 Formulation du problème d'optimisation

La formulation du problème d'optimisation est fondamentale dans le processus de conception parce qu'elle conditionne le succès des étapes suivantes. Elle n'est pas facile à aborder car le choix des variables de conception n'est jamais unique et les moyens de calcul actuels ne peuvent en gérer qu'un nombre limité.

Le problème de conception, décrit par le cahier des charges, doit être formulé en un problème mathématique équivalent. C'est l'étape la plus délicate du processus de conception car, là aussi, la formulation d'un problème n'est jamais unique, en particulier la définition des fonctions caractérisant les performances du système.

Elle consiste à définir de façon précise [24]:

- La fonction objectif.
- Les paramètres de conception.
- Les éventuelles contraintes liées à la fabrication ou à l'utilisation du dispositif exprimées dans le cahier des charges.
- Les contraintes ajoutées par le concepteur.

#### 3.2.1.1 Fonction objectif

La fonction objectif est une des réponses de l'objet qui définit l'objectif à atteindre et peut être de deux natures : un coût à minimiser (coût de fabrication, consommation, coût d'exploitation, durée de développement) ou une performance à maximiser (profit, rendement, facteur de transmission). Son choix conditionne la définition du problème d'optimisation et inclut les moyens qui en permettent le calcul, c'est-à-dire la modélisation retenue pour l'objet.

Dans le cas d'un objectif unique, le choix de cette fonction est évident. Par exemple, dans le cas où le but est de trouver les caractéristiques d'un dispositif produisant des performances dont les valeurs sont spécifiées, la fonction objectif peut prendre comme expression l'écart entre les performances et les spécifications. Cependant, les problèmes d'optimisation doivent souvent satisfaire des objectifs multiples dont certains sont concurrents.

### 3.2.1.2 Les paramètres de conception

Les paramètres ou variables de conception sont des facteurs contrôlés qui permettent d'influencer les performances. Ils peuvent être de natures diverses : dimensions géométriques, propriétés des matériaux, choix structurels, etc. Ils peuvent être quantitatifs ou qualitatifs, continus ou discrets. Le choix et le nombre des paramètres conditionnent aussi la définition du problème d'optimisation. Il peut être intéressant de faire varier un grand nombre de facteurs afin d'augmenter l'espace de recherche mais le processus d'optimisation sera alors plus long.

Des contraintes peuvent être ajoutées par le concepteur pour avoir, par exemple, une forme géométriques convenable, s'assurer de la validité de la modélisation retenue et de son bon fonctionnement, etc.

## 3.3 Méthodes d'optimisation

### 3.3.1 L'optimisation continue

L'optimisation continue se fait par deux méthodes, la première linéaire et la deuxième non linéaire.

- L'optimisation linéaire en nombres entiers étudie les problèmes d'optimisation linéaire dans lesquels certaines ou toutes les variables sont contraintes de prendre des valeurs entières.
- L'optimisation non linéaire étudie le cas général dans lequel l'objectif ou les contraintes (ou les deux) contiennent des parties non linéaires, éventuellement non-convexes.

### 3.3.2 L'optimisation combinatoire

L'optimisation combinatoire consiste à trouver la meilleure solution entre un nombre fini de choix. Autrement dit, à minimiser une fonction, avec ou sans contraintes, sur un ensemble fini de possibilités. Quand le nombre de combinaisons possibles devient exponentiel par rapport à la taille du problème, le temps de calcul devient rapidement critique.

Résoudre un problème d'optimisation combinatoire consiste alors à trouver une solution  $s \in X$  optimisant la valeur de la fonction de coût  $f$ .

Formellement, on cherche donc  $s^* \in X$  tel que  $f(s^*) \leq f(s)$  pour tout  $s \in X$ .

Une telle solution  $s^*$  s'appelle une solution optimale, ou un optimum global.

## 3.4 Heuristiques et métaheuristiques

Une méthode heuristique (du verbe grec *heuriskein*, qui signifie « trouver ») permet de guider le processus dans sa recherche des solutions optimales [25].

Feignebaum et Feldman (1963) définissent une heuristique comme une règle d'estimation, une stratégie, une astuce, une simplification, ou toute autre sorte de système qui limite drastiquement la recherche des solutions dans l'espace des configurations possibles. Newell, Shaw et Simon (1957) précisent qu'un processus heuristique peut résoudre un problème donné, mais n'offre pas la garantie de le faire.

La métaheuristique, elle, se place à un niveau plus général encore, et intervient dans toutes les situations où on ne connaît pas d'heuristique efficace pour résoudre un problème donné, ou lorsqu'on estime qu'on ne dispose pas du temps nécessaire pour en déterminer une.

En 1996, I.H. Osman et G. Laporte définissaient la métaheuristique comme « un processus itératif qui subordonne et qui guide une heuristique, en combinant intelligemment plusieurs concepts pour explorer et exploiter tout l'espace de recherche. Des stratégies d'apprentissage sont utilisées pour structurer l'information afin de trouver efficacement des solutions optimales, ou presque-optimales ».

En 2006, le réseau Metaheuristics ([metaheuristics.org](http://metaheuristics.org)) définit les métaheuristicques comme « un ensemble de concepts utilisés pour définir des méthodes heuristiques, pouvant être appliqués à une grande variété de problèmes. On peut voir la métaheuristique comme une « boîte à outils » algorithmique, utilisable pour résoudre différents problèmes d'optimisation, et ne nécessitant que peu de modifications pour qu'elle puisse s'adapter à un problème particulier ».

### 3.5 Métaheuristicques

Les métaheuristicques sont un ensemble d'algorithmes d'optimisation visant à résoudre les problèmes d'optimisation difficiles. Elles sont souvent inspirées par des systèmes naturels, qu'ils soient pris en physique (cas du recuit simulé), en biologie de l'évolution (cas des algorithmes Génétiques) ou encore en éthologie (cas des algorithmes de colonies de fourmis, des sauts de grenouilles, des lucioles ou de l'optimisation par essaims de particules).

Le principe des métaheuristicques est de minimiser ou de maximiser une fonction objectif. Leur avantage est de trouver un minimum global à un problème de minimisation et de ne pas rester bloqué sur un minimum local [26].

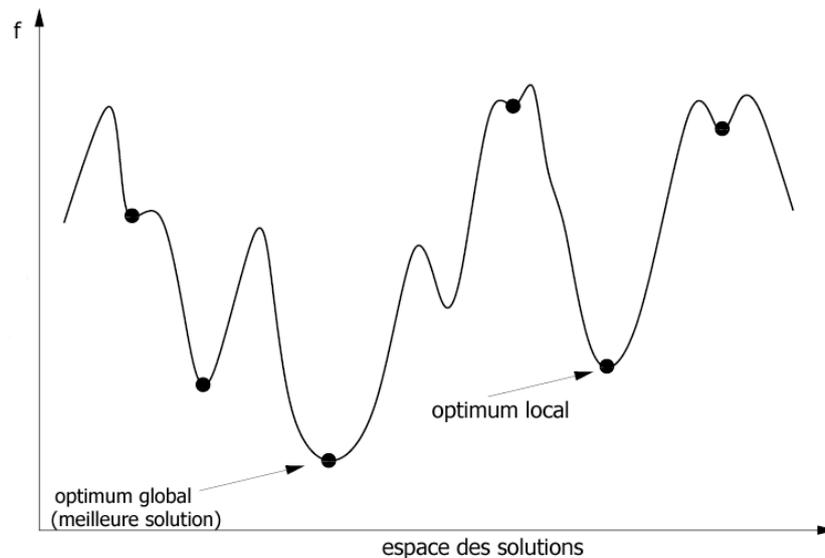


Figure 3.2 : Minimum local et minimum global

Les méthodes métaheuristiques sont ainsi des méthodes à population de solutions : à chaque itération, elles manipulent un ensemble de solutions en parallèle [27] et elles appliquent le même schéma de recherche plusieurs fois au cours de l'optimisation. Ces méthodes sont aussi considérées comme des méthodes d'optimisation globale : elles visent la détermination de l'optimum global de la fonction objectif du problème, en évitant le "piégeage" dans l'un de ses optima locaux, soit en acceptant une dégradation de la fonction objectif le long de leur progression en fonction des informations collectées au cours de l'exploration, soit en utilisant une population de points comme méthode de recherche, l'idée étant toujours de « s'échapper » d'un minimum local, pour avoir davantage de chance de trouver l'optimal. La recherche locale guidée est un exemple de métaheuristique qui modifie la fonction objectif [25].

Elles comblent ainsi le handicap des méthodes classiques et des méthodes heuristiques en conduisant la recherche vers l'optimum global. En outre, Comme l'heuristique, la métaheuristiques n'offre généralement pas de garantie d'optimalité, bien qu'on ait pu démontrer la convergence de certaines d'entre elles. Non déterministe, elle incorpore souvent un principe stochastique pour surmonter l'explosion combinatoire. Elle fait parfois usage de l'expérience accumulée durant la recherche de l'optimum, pour mieux guider la suite du processus de recherche. Elles permettent ainsi d'explorer et d'exploiter l'espace de recherche plus efficacement.

Dans la figure (3.3), les métaheuristiques (MH) tentent de trouver l'optimum global (OG) d'un problème d'optimisation ( $f(x)$ ) difficile (avec par exemple des discontinuités (DC)), sans être piégé par les optima locaux (OL) [28].

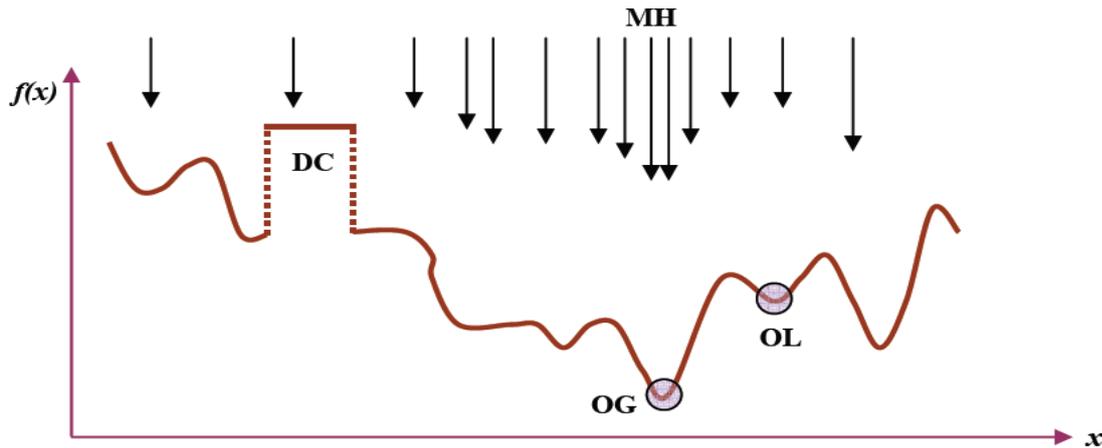


Figure 3.3 : Représentation simplifiée d'une approche métaheuristique

### 3.5.1 Notion de voisinage

Plusieurs métaheuristiques font appel à la notion de voisinage. Rappelons que le problème d'optimisation consiste à trouver une solution  $x^*$  qui minimise une fonction objective  $f$  sur l'espace des solutions  $S$ . Les différents algorithmes de recherche locale se distinguent essentiellement par la manière de construire ou générer le voisinage et aussi par la manière de choisir une solution dans le voisinage de la solution courante  $x$ . Le voisinage d'une solution est un sous-ensemble de solutions qu'il est possible d'atteindre par une série de transformations données. On peut ainsi définir le voisinage comme suit [26] :

$$N(x) = \{y \in S : \text{dist}(x, y) \leq \varepsilon\} \quad (3.1)$$

### 3.5.2 Cadre des métaheuristiques

L'arrivée des métaheuristiques marque une réconciliation des deux domaines : en effet, celles-ci s'appliquent à toutes sortes de problèmes discrets, et elles peuvent s'adapter aussi aux problèmes continus. Ces méthodes ont en commun, en outre, les caractéristiques suivantes [26]:

- elles sont, au moins pour partie, stochastiques : cette approche permet de faire face à l'explosion combinatoire des possibilités.
- souvent d'origine discrète (à l'exception notable de PSO), elles ont l'avantage, décisif dans le cas continu, d'être directes, c'est-à-dire qu'elles ne recourent pas au calcul, souvent problématique, des gradients de la fonction objectif.
- elles sont inspirées par des analogies : avec la physique (recuit simulé), avec la biologie (algorithmes génétiques) ou avec l'éthologie (colonies de fourmis, saut de grenouilles, colonie d'abeilles artificielles, lucioles, ...).
- elles partagent aussi les mêmes inconvénients : les difficultés de réglage des paramètres de la méthode, et le temps de calcul élevé.

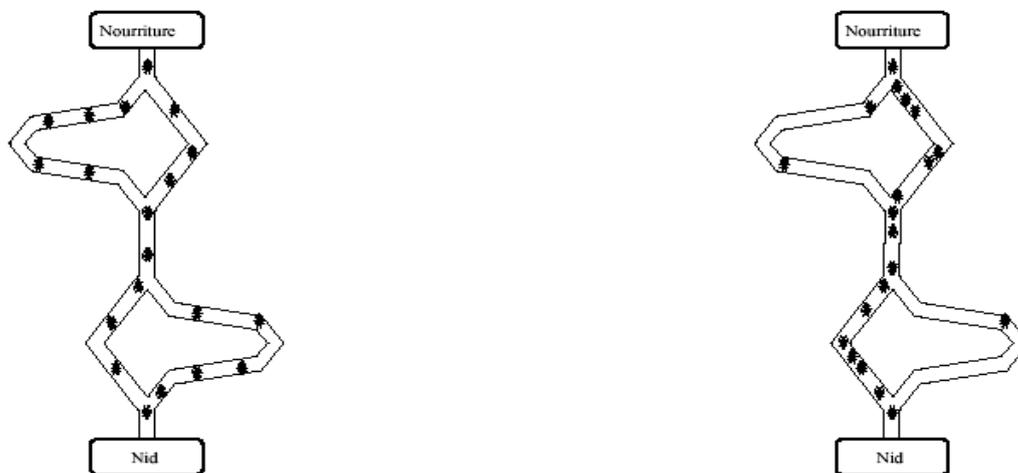
### 3.5.3 Algorithmes des métaheuristiques les plus répondues

#### 3.5.3.1 Algorithme d'optimisation de colonie de fourmi

L'algorithme des colonies de fourmis (Ant Colony Optimisation) est un algorithme d'intelligence en essaim dont le principe est basé sur la manière dont les fourmis cherchent leurs nourritures et retrouvent leur chemin pour retourner dans la fourmilière [27].

Les algorithmes de colonies de fourmis forment une classe des métaheuristiques proposée pour des problèmes d'optimisation difficiles. Ces algorithmes s'inspirent des comportements collectifs de dépôt et de suivi de piste observés dans les colonies de fourmis. Une colonie d'agents simples (les fourmis) communiquent indirectement via des modifications dynamiques de leur environnement (les pistes de phéromones) et construisent ainsi une solution à un problème en s'appuyant sur leur expérience collective [26].

Initialement, les fourmis explorent les environs de leur nid de manière aléatoire. Sitôt qu'une source de nourriture est repérée par une fourmi, son intérêt est évalué (quantité et qualité) et la fourmi ramène un peu de nourriture au nid. Les fourmis peuvent déposer des phéromones au sol, grâce à une glande située dans leur abdomen et former, ainsi, des pistes odorantes qui pourront être suivies par leurs congénères. Les traces laissées s'accroissent au fur et à mesure que la piste est rejointe par plus de congénères (figure 3.4).



(a) au début de l'expérience

(b) à la fin de l'expérience.

Figure 3.4 : Expérience de sélection des branches les plus courtes par une colonie de fourmis

Une colonie est ainsi capable de choisir (sous certaines conditions) le plus court chemin vers une source à exploiter, sans que les individus aient une vision globale du trajet.

Les étapes de l'algorithme de colonies de fourmis de base (Ant System) sont comme suit [26] :

Etape 1 : Pour  $t=1, \dots, t_{max}$

Pour chaque fourmi  $k = 1, \dots, m$

Choisir une ville au hasard

Etape 2 : Pour chaque ville non visitée  $i$

Choisir une ville  $j$ , dans la liste des villes restantes, selon la formule suivante :

$$P_{ij}^k(t) = \begin{cases} \frac{(\tau_{ij}(t))^\alpha \cdot (\eta_{ij})^\beta}{\sum_{l \in J_i^k} (\tau_{il}(t))^\alpha \cdot (\eta_{il})^\beta} & \text{si } j \in J_i^k \\ 0 & \text{si } j \notin J_i^k \end{cases} \quad (3.2)$$

Où  $\alpha$  et  $\beta$  deux paramètres contrôlant l'importance relative de l'intensité de la piste  $\tau_{ij}(t)$ , et de la visibilité  $\eta_{ij}$ .

Etape 3 : Déposer une piste  $\Delta\tau_{ij}^k(t)$  sur le trajet  $T^k(t)$  conformément à l'équation :

$$\Delta\tau_{ij}^k(t) = \begin{cases} \frac{Q}{L^k(t)} & \text{si } (i, j) \in T^k(t) \\ 0 & \text{si } (i, j) \notin T^k(t) \end{cases} \quad (3.3)$$

Où  $T^k(t)$  est le trajet effectué par la fourmi  $k$  à l'itération  $t$ ,  $L^k(t)$  la longueur du tour et  $Q$  un paramètre fixé.

Etape 4 : Évaporer les pistes selon la formule :

$$\tau_{ij}(t+1) = (1-\rho) \cdot \tau_{ij}(t) + \Delta\tau_{ij}(t) \quad (3.4)$$

avec:  $\Delta\tau_{ij}(t) = \sum_{k=1}^m \Delta\tau_{ij}^k(t)$  et  $m$  est le nombre de fourmis.

### 3.5.3.2 Algorithme d'optimisation de colonie d'abeilles artificielles (ABC)

L'algorithme ABC (Artificiel Bee Colony) est développé par Karaboga et Basturk en 2005, en inspectant les comportements des abeilles réelles pour trouver la source de nourriture, qui s'appelle le nectar, et partager l'information des sources de nourriture aux autres abeilles dans le nid.

Dans cet algorithme, les abeilles artificielles sont définies et classifiées en trois groupes, abeilles employeuses (abeilles qui recherche la nourriture), spectatrices (abeilles d'observation) et scouts (éclaireuses) sont chargées de trouver de nouvelles nourritures (le nectar de nouvelles sources) [29].

Pour chaque source de nourriture, il y a seulement une abeille employeuse. C'est-à-dire, le nombre d'abeilles employeuses est égal au nombre de sources de nourriture [30].

Si l'abeille employeuse d'un site ne réussit pas de trouver la source de nourriture, elle doit être forcément devenir un scout pour rechercher aléatoirement de nouvelles sources de nourriture. Les abeilles employeuses partagent l'information avec les abeilles spectatrices dans une ruche de sorte que les abeilles spectatrices puissent choisir une source de nourriture pour l'explorer. Le processus de l'algorithme ABC est présenté comme suit:

Etape 1- Initialisation:

Commencer par sélectionner  $F_e$  pourcentage de population de façon aléatoire dans l'espace de recherche en utilisant l'équation suivante:

$$U_j = U_j^{min} + n_j * (U_j^{max} - U_j^{min}) \quad n_j \in [0,1] \quad (3.5)$$

Sachant que chaque abeille porte un vecteur 'U' de 'n' solution.

Les évaluer au moyen de la fonction objectif, et calculer leurs valeurs Fitness, appelées la quantité de nectar par l'équation suivante:

$$Fitness = \frac{1}{F_{objectif} + 1} \quad (3.6)$$

$F_e$  représente le rapport des abeilles dans la population totale.

Une fois que ces populations sont placées dans l'espace de recherche, elles prennent le nom des abeilles employeuses.

Etape 2- Déplacement des abeilles employeuses:

Calculer la probabilité de choisir une source de nourriture par l'équation :

$$P_i = \frac{0.9 * Fitness_i}{\max(Fitness_i)} + 0.1 \quad (3.7)$$

Sélectionner une source de nourriture et déterminer ses quantités de nectar. L'équation de mouvement des abeilles observatrices est donnée comme suit:

$$m_{ij}(t + 1) = x_{kj} + y (x_{ij}(t) - x_{kj}(t)) \quad y \in [0,1] \quad (3.8)$$

Tel que  $m_{ij}$  est la  $i^{eme}$  position de l'abeille spectatrice,  $t$  est le nombre d'itération,  $x_{ij}$  est l'abeille utilisée choisie aléatoirement, ' $j$ ' représente la dimension du vecteur de solution qui produit une série de variables aléatoires dans la gamme [-1,1]; où  $k \in \{1,2,3 \dots \dots, N\}$  et  $j \in \{1,2, \dots \dots, D\}$  sont choisis aléatoirement avec ' $k$ ' différent de ' $i$ '; ' $D$ ' est le nombre de paramètre à optimiser.

Etape 3- Déplacer les scouts :

Si les valeurs de Fitness des abeilles employeuses ne sont pas améliorées par un nombre d'itérations prédéterminé, ces sources de nourriture sont abandonnées, et l'abeille trouvée dans

cet emplacement passera aléatoirement pour explorer d'autres nouveaux emplacements. (Abeilles employeuses deviennent des Scouts). Cette explication est traduite mathématiquement par l'équation :

$$V_{ij} = V_{ij}^{min} + \varphi_{ij} * (V_{ij}^{max} - V_{ij}^{min}) \quad \varphi_{ij} \in [0,1] \quad (3.9)$$

Étape 4- Mettre à jour la meilleure source de nourriture trouvée jusqu'ici :

Apprendre la meilleure valeur de Fitness et la position, qui sont trouvées par les abeilles, et les mémoriser.

Étape 5- Critère d'arrêt :

Vérifier le processus de calcul jusqu'à ce que le nombre d'itérations atteigne la valeur maximale prédéfinie ou qu'une solution de la fonction objectif acceptable soit trouvée.

### 3.5.3.3 Algorithme d'évolution différentielle

Cette méthode est développée par Rainer Storn et Kenneth Price en 1995 [31]. L'idée principale de cette technique d'optimisation consiste à utiliser la différence entre deux vecteurs choisis aléatoirement pour générer un nouveau vecteur de solutions. Pour chaque solution dans la population originale, une solution désirée est générée en effectuant la procédure de croisement. Les anciennes solutions (parent) et les nouvelles sont comparées et les meilleures apparaîtront dans la prochaine génération. Donc comme toutes les autres techniques évolutionnaires, l'algorithme de l'ED va effectuer les étapes suivantes :

Étape 1 : La génération de la population initiale qui consiste à créer un vecteur de population initiale de  $N_p$  individus (solutions). La population initiale a pour but de donner naissance à des générations successives. Le vecteur de population initiale est sélectionné aléatoirement comme suit [32] :

$$X_{j,i}^G = X_{jmin} + rand[0,1] \times (X_{jmax} - X_{jmin}) \quad (3.10)$$

$$i = 1, 2, \dots, N_p ; j = 1, 2, \dots, D_f$$

Où :

$N_p$  : Nombre d'individus (taille de population);

$D_f$ : Nombre de paramètres de la fonction objectif ;

$rand$  : nombres aléatoires distribués uniformément sur l'ensemble [0,1].

Étape 2 : La mutation qui est considérée comme la première étape vers la génération de nouvelles solutions. Un vecteur de mutation  $V_i^{(G+1)}$  est généré en utilisant la formule suivante :

$$V_i^{(G+1)} = X_a^G + F \times (X_b^G - X_c^G) \quad (3.11)$$

Où :  $x_a$ ,  $x_b$  et  $x_c$  sont des vecteurs sélectionnées aléatoirement avec  $a \neq b \neq c \neq i$ .  $F$  est la

constante d'échelle utilisée pour ajuster la taille de perturbation dans l'opérateur de mutation et elle est déterminée par l'utilisateur, et sa valeur typique est dans l'intervalle [0.4, 1] [32].

Etape 3 : Le croisement, qui est appliqué sur la population du vecteur résultant de mutation et la population du vecteur parent (population initiale), où un nouveau vecteur dit vecteur désiré est généré. L'opération de croisement est effectuée selon le critère suivant :

$$U_{j,i}^{G+1} = \begin{cases} V_{j,i}^{G+1} & \text{si } (rand, [0,1]) \leq CR \\ X_{j,i}^G & \text{si } (rand, [0,1]) > CR \end{cases} \quad (3.12)$$

Où :  $CR$  est le facteur de croisement qui à une valeur constante entre 0 et 1 déterminé aussi par l'utilisateur. Si  $rand_j [0,1]$  est inférieur ou égale à  $CR$  la nouvelle solution est une combinaison des trois vecteurs choisis aléatoirement ( $x_a, x_b$  et  $x_c$ ), autrement, cette nouvelle solution n'est que l'ancienne solution (parents), comme montre la figure (3.5).

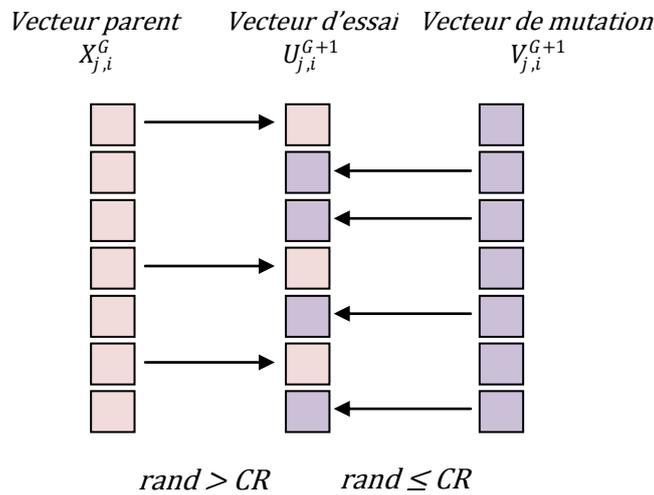


Figure 3.5 : Exemple de croisement ( $D = 7$ )

Etape 4 : La sélection qui doit être appliquée pour déterminer les individus devant participer à la prochaine génération. La sélection dans l'ED est effectuée par une comparaison entre la fonction du vecteur de la population initiale (vecteur parent) et la fonction du vecteur d'essai, et celui qui donne des résultats meilleurs doit participer à la prochaine génération. La nouvelle population doit alors remplacer la population actuelle et une nouvelle boucle sera lancée.

### 3.5.3.4 Algorithmes génétiques (Genetic Algorithms)

Les algorithmes génétiques sont des méthodes basées sur les mécanismes biologiques tels que les lois de Mendel et sur le principe fondamental (sélection) de Charles Darwin.

Holland exposa les principes de ces algorithmes pour permettre aux ordinateurs "d'imiter les êtres vivants" en évoluant pour rechercher la solution à un problème [33].

Ces algorithmes accordent une grande importance à la distinction entre la représentation génétique d'un individu (génotype) et sa représentation réelle (phénotype). L'opérateur principal utilisé par les algorithmes génétiques pour la construction de nouvelles solutions est l'opérateur de recombinaison appelé aussi croisement. Cet opérateur récupère des parties du génotype de deux ou plusieurs solutions ou parents qu'il combine pour construire un ou plusieurs nouveaux génotypes ou enfants, héritant ainsi de certaines de leurs caractéristiques. L'utilisation de la recombinaison, seule, ne permet pas d'introduire du matériel génétique nouveau puisque cet opérateur combine le matériel déjà présent dans la population. Pour remédier à ce problème, les algorithmes génétiques utilisent la mutation, comme opérateur secondaire permettant d'introduire de nouveaux gènes inexistants dans la population [26].

Les algorithmes génétiques simulent le processus d'évolution d'une population. A partir d'une population  $P(t)$  de solutions du problème représentant des individus, on applique des opérateurs simulant les interventions sur le génome tel que le croisement (cross-over) ou la mutation pour arriver à une population de solutions de mieux en mieux adaptée au problème. Cette adaptation est évaluée grâce à une fonction coût. Les étapes du principe de l'algorithme génétique sont présentées comme suit :

Etape 1 : Initialisation de la population  $P(t)$

Etape 2 : Evaluation de chaque individu de la population  $P(t)$

Etape 3 : Faire  $t=t+1$

Sélectionner  $P(t+1)$  à partir de  $P(t)$

Croisement de  $P(t+1)$

Muter  $P(t+1)$

Evaluer  $P(t+1)$

Tant que le critère d'arrêt n'est pas atteint

Etape 4 : Afficher le meilleur cas trouvé.

La procédure de sélection consiste à favoriser la propagation des meilleures solutions parmi la population, tout en préservant la diversité génétique, afin d'explorer de nouvelles régions de l'espace de recherche. Le but de la procédure de croisement est de maintenir la diversité en manipulant les composantes des individus (chromosomes). De nouveaux individus, appelés enfants, sont créés en échangeant des parties des individus de la population (parents). Cet échange se fait en sélectionnant un point de découpage, aléatoirement (avec une densité de

probabilité uniforme), et en échangeant ensuite les deux sous chaînes de chacun des deux parents. La procédure de mutation consiste à tirer aléatoirement un gène dans le chromosome et à le remplacer par une valeur aléatoire. La mutation est l'opérateur qui apporte aux algorithmes génétiques l'aléa nécessaire à une exploration efficace de l'espace de recherche.

### 3.5.3.5 Algorithme par sauts de grenouilles

Cet algorithme connu sous son appellation anglophone "Shuffled Frog-Leaping algorithm" (SFLA) est une méthode métaheuristique d'optimisation qui imite l'évolution d'un groupe de grenouilles en cherchant un endroit qui dispose d'une quantité maximale de nourriture étalée aléatoirement sur des pierres dans un étang [34].

Dans la méthode SFLA, les grenouilles peuvent communiquer entre elles et améliorer leurs mêmes par contamination (passant l'information). Chaque grenouille, représente une solution au problème. La population entière des grenouilles est divisée à un certain nombre de groupe de grenouilles appelées communautés qui évoluent indépendamment pour parcourir l'espace des solutions dans les différentes directions. Chaque communauté représente un type de même conduisant localement à l'exploration de l'espace des solutions selon des stratégies spécifiques qui permettent le transfert des mêmes parmi les individus locaux.

L'information entre les différentes communautés circule par l'intermédiaire d'un processus de saut.

Supposons que la population initiale est constituée de  $F$  grenouilles définie aléatoirement dans l'espace  $(X_i, i = 1, 2, \dots, F)$ . L'adaptabilité ou la fitness  $f(i)$  de la  $i^{\text{ème}}$  grenouille représente la valeur de la fonction objectif. Toutes les grenouilles sont triées dans un ordre décroissant et sont divisées en  $m$  communautés contenant chacune  $n$  grenouilles ( $F = m \times n$ ), de telle manière que la première grenouille appartient à la première communauté, la deuxième grenouille est affectée à la deuxième communauté etc.

Dans chaque communauté, les grenouilles fournissant la meilleure et la plus mauvaise solution sont identifiées et notées par  $X_b$  et  $X_w$  respectivement. La grenouille donnant la meilleure solution dans la population entière est notée par  $X_g$ .

Pendant l'évolution d'une communauté, c.-à-d., pendant l'exploration locale, la plus mauvaise grenouille effectue un saut vers la meilleure  $X_b$  selon la règle suivante (figure (3.6)):

$$S = r \times (X_b - X_w) \quad (3.13)$$

$$X'_w = X_w + S \quad (S < S_{max}) \quad (3.14)$$

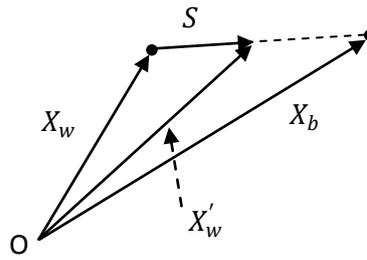


Figure 3.6 : Règle originale du saut de grenouille (frog leaping)

Où  $S$  représente la valeur du saut,  $r$  est un nombre aléatoire compris entre  $(0,1)$ ,  $S_{max}$  est le saut maximal autorisé.

Si le saut produit une meilleure solution, alors cette solution  $X'_w$  remplace la plus mauvaise  $X_w$ . Sinon, on applique la même règle en remplaçant cette fois-ci  $X_b$  par la solution globale  $X_g$ . Si la nouvelle solution  $X'_w$  reste moins bonne que  $X_w$ , on génère alors aléatoirement une autre solution meilleure que celle de  $X_w$  et on remplace  $X_w$  par  $X'_w$ . Chaque communauté évolue ainsi en un certain nombre d'itérations.

Les  $m$  communautés sont ensuite mélangées pour former à nouveau la population et le processus de tri, partitionnement de la population en communautés, la recherche locale et le mélange des communautés est répété jusqu'à satisfaire un critère d'arrêt.

L'algorithme ci-dessous décrit le principe de SFLA :

Etape 1 : Fixer la taille  $F$  de la population, le nombre  $m$  de communauté et le nombre  $N$  d'itérations.

Etape 2 : générer aléatoirement une population de  $F$  solutions et évaluer chaque solution.

Etape 3 : Trier la population et déterminer la meilleure solution  $X_g$ .

Etape 4 : Partitionner la population en  $m$  communautés.

Etape 5 : Recherche locale

Pour chaque communauté, répéter pour  $N$  itérations :

- Détermination de la meilleure solution  $X_b$  et la mauvaise solution  $X_w$
- Calcul de la solution  $X'_w$  à partir de  $X_b$
- Si  $X'_w$  est meilleure que  $X_w$ , remplacer  $X_w$  par  $X'_w$
- Sinon calculer  $X'_w$  à partir de  $X_g$  et remplacer  $X_w$  par  $X'_w$
- Si  $X'_w$  est meilleure que  $X_w$ , remplacer  $X_w$  par  $X'_w$
- Sinon générer aléatoirement  $X'_w$  et remplacer  $X_w$

Etape 6 : Regrouper les  $m$  communautés pour former à nouveau la population

Etape 7 : Aller à l'étape 3 si le critère d'arrêt n'est pas atteint

### 3.5.3.6 Algorithme à essaim de particules (Particle Swarm Optimiser)

Les algorithmes d'optimisation par essaim de particules (PSO) ont été introduits en 1995 par Kennedy et Eberhart comme une alternative aux algorithmes génétiques standards [35]. Ces algorithmes sont inspirés des essaims d'insectes (ou des bancs de poissons ou des nuées d'oiseaux) et de leurs mouvements coordonnés. En effet, tout comme ces animaux se déplacent en groupe pour trouver de la nourriture ou éviter les prédateurs, les algorithmes à essaim de particules recherchent des solutions pour un problème d'optimisation. Les individus de l'algorithme sont appelés particules et la population est appelée essaim.

Un essaim de particules, qui sont des solutions potentielles au problème d'optimisation, survole, l'espace de recherche, en quête de l'optimum global. Le déplacement d'une particule est influencé par les trois composantes suivantes :

- Une composante physique : la particule tend à suivre sa direction courante de déplacement ;
- Une composante cognitive : la particule tend à se diriger vers le meilleur site par lequel elle est déjà passée ;
- Une composante sociale : la particule tend se diriger vers le meilleur site déjà atteint par ses voisins. Dans le cas d'un problème d'optimisation, la qualité d'un site de l'espace de recherche est déterminée par la valeur de la fonction objectif en ce point.

La Fig.3.5 illustre le schéma vectorielle du déplacement d'une particule qui détermine de nouvelle position d'une particule dans un processus PSO (les trois flèches grisées représentent la combinaison vectorielle des trois effets pris en compte) [36].

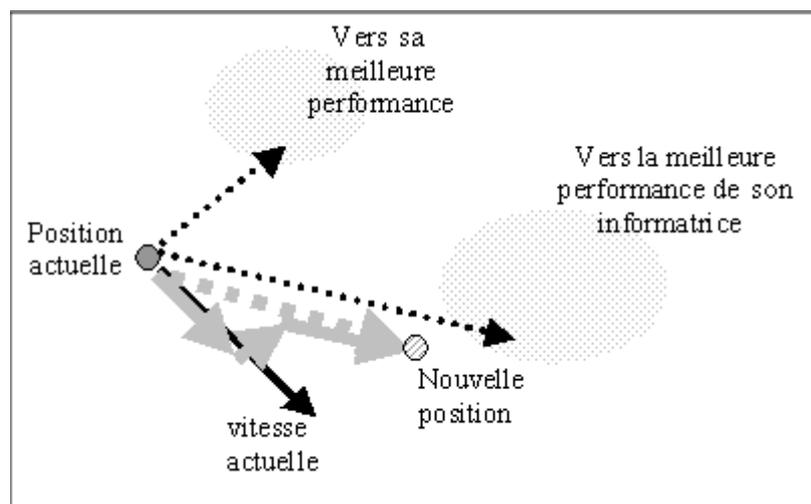


Figure 3.7 : Schéma de principe du déplacement d'une particule.

L'algorithme de cette méthode peut être décrit comme suit [26]:

Etape 1 : Initialisation des coefficients d'accélération  $c_1$  et  $c_2$ , le facteur d'inertie ( $w$ ).

Etape 2 : La création de la population initiale aléatoirement et le calcul de la fitness de chaque particule ( $P_{besti}$ ) : la meilleure position de la particule  $i$  dans la population actuelle ; ( $P_{gbest}$ ) : la meilleure position dans toute les populations (la meilleure des meilleures).

Etape 3 : Le calcul de la nouvelle vitesse et la nouvelle position de chaque particule se fait comme suit :

$$v_{ij}(t+1) = wv_{ij}(t) + c_1r_1(p_{besti} - v_{ij}(t)) + c_2r_2(p_{gbest} - v_{ij}(t)) \quad (3.15)$$

$$p_{ij}(t+1) = p_{ij}(t) + v_{ij}(t+1) \quad (3.16)$$

Avec  $j=1, \dots, N$ ,  $N$  est la dimension de l'espace de recherche.  $r_1$  et  $r_2$  sont des nombres aléatoires uniformément distribués dans l'intervalle  $[0,1]$ . Le paramètre d'inertie  $w$  contrôle l'influence de l'ancienne vitesse sur la vitesse courante, afin de permettre aux particules d'éviter les minima locaux. De la même façon,  $c_1$  contrôle le comportement de la particule dans sa recherche autour de sa meilleure position et  $c_2$  contrôle l'influence de l'essaim sur le comportement de la particule.

Etape 4 : Le calcul de la meilleure fitness de la population initiale et comparer par la précédente pour trouver la meilleure de toutes les populations ( $P_{gbest}$ ).

Etape 5 : incrémentation du nombre d'itération  $t = t+1$ .

Etape 6 : Si le critère d'arrêt est satisfait alors passer à la 7<sup>ème</sup> étape. Autrement, aller à la 3<sup>ème</sup> étape.

Etape 7 : La position enregistrée dans ( $P_{gbest}$ ) est la solution optimale.

### 3.5.3.7 Algorithme de luciole (Firefly algorithm)

#### a/ Comportement des lucioles :

Les lucioles (en anglais firefly) sont de petits coléoptères ailés capables de produire une lumière clignotante froide. Elles sont soupçonnées d'avoir un mécanisme de type condensateur, qui se charge lentement jusqu'à atteindre un certain seuil, au cours du quel, elles libèrent l'énergie sous forme de lumière, après quoi le cycle se répète [37].

Le clignotement des lucioles est un spectacle étonnant dans le ciel d'été dans les régions tropicales et tempérées. Il y a environ deux mille espèces de lucioles, et la plupart des lucioles produisent des clignotements courts et rythmés. Le motif de clignotement est souvent unique pour une espèce particulière. La lumière du clignotement est produite par un processus de

bioluminescence, et les véritables fonctions de ces systèmes de signalisation sont encore à débattre. Toutefois, deux fonctions fondamentales de ces clignotements sont premièrement pour attirer des partenaires d'accouplement (communication), et deuxièmement pour attirer des proies. En outre, le clignotement peut également servir de mécanisme d'alerte de protection.

Il est connu qu'à partir d'une source lumineuse, l'intensité de la lumière à une distance  $r$  particulière obéit à la loi de l'inverse du carré de la distance. En outre, l'air absorbe la lumière qui devient plus en plus faible que la distance augmente. Ces deux facteurs combinés rendent la plupart des lucioles visibles seulement à une distance limitée, généralement à plusieurs centaines de mètres dans la nuit, ce qui est souvent assez bon aux lucioles pour se communiquer.

Le clignotement peut être formulé de telle manière qu'il est associé à la fonction objectif à optimiser, ce qui rend possible la formulation de nouveaux algorithmes d'optimisation [38].

### **b/ Algorithme des lucioles**

L'algorithme des lucioles est un algorithme d'optimisation métaheuristique inspiré de la nature basé sur le comportement social (clignotement) des lucioles, ou la lumière des insectes en plein ciel d'été dans les régions tropicales. Il a été développé par le docteur Xin-She Yang vers la fin de 2007 et 2008 à l'université de Cambridge [39], et il est basé sur le comportement des essaims comme les poissons, les insectes et les oiseaux.

En particulier, bien que l'algorithme des lucioles présente de nombreuses similitudes avec d'autres algorithmes qui reposent sur soi-disant l'intelligence en essaim, comme le célèbre algorithme d'optimisation par essaim de particules (Particle Swarm Optimization : PSO), l'optimisation des colonies d'abeilles artificielles (Artificial Bee Colony optimization ABC) et l'algorithme de fourrage des bactéries (bacteria foraging algorithm BFA), il est en effet beaucoup plus simple à la fois dans le concept et la mise en œuvre.

En outre, selon une bibliographie récente [38] [40] [41], l'algorithme des lucioles est très efficace et peut avoir des performances et de bons résultats en comparaison avec d'autres méthodes d'optimisation, tels que les algorithmes génétiques pour résoudre de nombreux problèmes d'optimisation, un fait qui a été justifié dans une étude récente, où la performance statistique de l'algorithme des lucioles a été mesurée par rapport à d'autres algorithmes d'optimisation bien connus. Son principal avantage est le fait qu'il utilise des nombres aléatoires principalement réels, et il est basé sur la communication globale entre les particules d'essaim (les lucioles), et par conséquent, il semble plus efficace surtout dans l'optimisation multi-

objectifs [42]. Afin de développer des algorithmes des lucioles, Xin-She Yang a idéaliser certaines de leurs caractéristiques par l'utilisation de trois règles idéalisées [39] :

1/ Toutes les lucioles sont unisexes, et elles vont se déplacer vers d'autres plus attrayantes et plus lumineuses quelque soit leur sexe.

2/ L'attractivité est proportionnelle à la luminosité, donc pour deux lucioles clignotantes, la moins lumineuse se déplacera vers la plus lumineuse et les deux caractéristiques, l'attractivité et la luminosité diminuent par l'augmentation de la distance entre les lucioles. S'il n'y a pas d'autres plus lumineuses, la luciole se déplacera aléatoirement.

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 [42].

A partir de ces trois règles, les étapes de base de l'algorithme des lucioles ( FA) peuvent être résumées selon le pseudo-code indiqué sur la figure (3.8) [38].

```

Début
Générer une population initiale de lucioles  $x_i$  ( $i = 1 \dots n$ )
L'intensité lumineuse  $I_i$  à  $x_i$  est déterminée par la fonction objectif  $f(x_i)$ 
Définir le coefficient d'absorption  $\gamma$ 
Tant que ( $t < \text{Nombre d'itération}$ )
    Pour  $i = 1: n$  Toutes les  $n$  lucioles
        Pour  $j = 1: n$  Toutes les  $n$  lucioles
            Si ( $I_j > I_i$ ) alors
                Déplacer la luciole  $i$  vers la luciole  $j$ 
            Fin si
            L'attractivité  $\beta_{ij}$  varie avec la distance  $r_{ij}$  via  $e^{-\gamma r}$ 
            Evaluer les nouvelles solutions
            Mettre à jour l'intensité lumineuse
        Fin pour  $j$ 
    Fin pour  $i$ 
Classer les lucioles et trouver la meilleure
Fin Tant que
Traitement des résultats et visualisation
  
```

Figure 3.8 : Pseudo code de l'algorithme des lucioles

**Attractivité :**

Dans l'algorithme des lucioles, il ya deux points importants en question: la variation de l'intensité de la lumière et la formulation de l'attractivité. Par souci de simplicité, Xin-She Yang [41] suppose que l'attraction d'une luciole est déterminée par sa luminosité qui à son tour est associée à la fonction d'objectif.

L'attractivité varie en fonction de la distance  $r_{ij}$  entre les lucioles  $i$  et  $j$ . En outre, l'intensité lumineuse diminue en s'éloignant de sa source, et la lumière est également absorbée par l'entourage, de sorte de permettre à l'attractivité de varier avec le degré d'absorption.

Dans l'algorithme des lucioles, la principale forme de la fonction d'attractivité peut être n'importe quelle fonction monotone décroissante telle que la forme générale suivante:

$$\beta_{ij} = \beta_0 e^{-\gamma r_{ij}^m}, \quad (m \geq 1) \tag{3.17}$$

Où  $r$  est la distance entre deux lucioles,  $\beta_0$  est l'attractivité à  $r = 0$  et  $\gamma$  est un coefficient constant d'absorption de lumière.

**Distance :**

La distance entre n'importe quelles deux lucioles  $i$  et  $j$  aux emplacements  $X_i$  et  $X_j$  respectivement est la distance cartésienne :

$$r_{ij} = \|X_i - X_j\| = \sqrt{\sum_{k=1}^d (x_{i,k} - x_{j,k})^2} \tag{3.18}$$

Où  $X_{i,k}$  est la  $k^{ème}$  composante de la  $i^{ème}$  luciole, et  $d$  est le nombre de dimensions. Pour  $d = 2$ , on a :

$$r_{ij} = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \tag{3.19}$$

**Mouvement**

Le déplacement d'une luciole  $i$  attirée par une luciole  $j$  plus lumineuse (attrayante) , est déterminé par:

$$X_i = X_i + \beta_0 e^{-\gamma r_{ij}^2} (X_j - X_i) + \alpha(rand - 1/2) \tag{3.20}$$

Où le premier terme présente la position actuelle d'une luciole, le second terme est utilisé pour prendre en compte l'attractivité d'une luciole à l'intensité lumineuse vue 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'autre plus lumineuse. Le coefficient  $\alpha$  est un paramètre de répartition aléatoire, tandis que  $rand$  est un générateur de nombre aléatoire distribué de façon uniforme dans l'espace [0,1] [43].

Le paramètre  $\gamma$  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,  $\gamma$  varie généralement de 0,01 à 100 [41].

En se basant sur le coefficient d'absorption  $\gamma$ , l'algorithme des lucioles a deux cas particuliers importants :  $\gamma \rightarrow 0$  et  $\gamma \rightarrow \infty$ . Lorsque  $\gamma \rightarrow 0$ , le coefficient d'attractivité est constant  $\beta = \beta_0$ , et l'intensité lumineuse ne diminue pas quand la distance entre deux lucioles augmente. Par conséquent, comme la lumière d'une luciole qui est vue partout, un seul optimum local ou global peut être facilement atteint. Ce cas limite correspond à l'algorithme d'optimisation par essaim de particules standard (PSO).

D'autre part, lorsque  $\gamma \rightarrow \infty$ , le coefficient d'attractivité est la fonction delta de Dirac  $\beta(r) = \delta(r)$ . Dans ce cas limite, l'attractivité à l'intensité lumineuse est presque nulle, et par conséquent, les lucioles ne peuvent pas se voir, et elles se déplacent complètement d'une façon aléatoire dans un endroit brumeux. Par conséquent, cette méthode correspond à une méthode de recherche aléatoire.

### 3.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté quelques méthodes d'optimisation basées sur les métaheuristiques les plus utilisées dans le domaine d'électrotechnique. Nous avons ensuite choisi et détaillé la méthode d'optimisation basée sur l'algorithme de luciole en anglais Firefly inspiré de la nature et basé sur le comportement social des lucioles pour sa précision, sa simplicité et sa vitesse de convergence comparé avec d'autres méthodes bien connues tels que les algorithmes génétiques (GA) et l'algorithme à essaim de particules (PSO) [38]. Cet algorithme sera par la suite utilisé dans les chapitres suivants dans le but de résoudre le problème d'insertion optimale des générations dispersées, des condensateurs et dans l'ouverture ou la fermeture optimale des interrupteurs pour de nouvelles topologies optimales afin d'améliorer les performances du réseau de distribution de point de vue de pertes de puissance totales et du profil de tension.

## Chapitre 4

# Reconfiguration du réseau de distribution en présence des DGs

4.1 Introduction .....	80
4.2 Intégration de la production décentralisée dans le réseau de distribution .....	81
4.2.1 Influence de l'intégration des DGs dans le réseau .....	81
4.2.1.1 Modification du transit de puissance .....	81
4.2.1.2 Variation de la tension .....	84
4.2.1.3 Perte de puissance dans les branches du réseau .....	84
4.2.2 Organisation du réseau de distribution en présence des DGs .....	85
4.2.3 Fonction objectif .....	86
4.2.4 Choix de la méthode d'optimisation .....	87
4.2.5 Application de l'algorithme Firefly .....	87
4.2.5.1 Applications numériques .....	88
4.2.5.2 Résultats et discussions .....	90
4.3 Reconfiguration optimale du réseau de distribution .....	95
4.3.1 Ouverture et fermeture des interrupteurs (switches) .....	96
4.3.2 Reconfiguration optimale par l'application de FA .....	97
4.3.3 Applications numériques .....	99
4.3.4 Résultats et discussions .....	99
4.4 Reconfiguration du réseau en présence de la production décentralisée .....	105
4.5 Conclusion .....	113

### 4.1 Introduction

Le terme production décentralisée désigne l'ensemble des générateurs d'électricité de faible puissance, connectés aux réseaux de distribution. Ce terme est construit par opposition au terme production centralisée désignant les grandes centrales de production connectées au réseau de transport [4]. Les réseaux de distribution représentent le maillon du système de puissance où le développement de la production décentralisée (DG) est le plus attendu [3].

Les avantages de la production décentralisée concernent à la fois les fournisseurs d'électricité et les consommateurs. Pour les premiers, il s'avère que [44]:

- Le moyen de production peut être installé à proximité du consommateur, d'où une baisse des coûts de transport et de distribution, et moins de pertes électriques,
- Les sites géographiques pour les petits générateurs se trouvent plus facilement,
- Les moyens de production décentralisée raccourcissent les temps d'installation,
- Les nouvelles technologies sont plus propres et silencieuses,
- La cogénération, une des formes de DG la plus répandue, améliore le rendement énergétique.
- La réduction des pertes d'énergie qui est devenue une préoccupation environnementale et économique [45].

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 [46].

En plus, de nombreuses compagnies d'électricité utilisent actuellement des systèmes pour contrôler leurs réseaux de distribution, tel que le système SCADA contrôle et acquisition des données. Avec ces systèmes, il est possible de voir l'état courant des différentes parties du réseau. Ainsi, l'automatisation disponible avec ces systèmes et les technologies de communication rendent possible la reconfiguration depuis un emplacement distant [47].

Une étude des recherches récentes montre que la capacité de reconfiguration du réseau de distribution radial peut améliorer l'efficacité de la gestion du système de distribution. Plusieurs auteurs [48] [49] [50] [51] [52] [53] ont traité le problème de la reconfiguration du réseau de distribution radial en utilisant différentes méthodes sans et avec présence des générations dispersées.

Dans ce chapitre, la méthode métaheuristique FA sera utilisée pour traiter en premier lieu l'insertion optimale de point de vue d'emplacement et de taille des DGs [54] [55], en deuxième lieu la reconfiguration optimale du réseau au moyen des interrupteurs (tie switches) et en troisième lieu la reconfiguration optimale en présence des DGs.

## **4.2 Intégration de la production décentralisée dans le réseau de distribution**

### **4.2.1 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 [56] [57]. En particulier, le plan de tension peut être grandement modifié par la présence des DGs [58], 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 [59]. 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 [56].

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 [57]. Elle ne peut donc pas garantir une puissance de sortie et proposer toute la puissance disponible sur le marché [60].

#### **4.2.1.1 Modification du transit de puissance**

Les premiers impacts liés à l'intégration des DGs dans un réseau de distribution concernent la modification des transits de puissance [56]. 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 (4.1) où le changement de transit de puissance est en fonction du nombre des DGs, de la taille installée des DGs et de la taille opérationnelle ou de la puissance injectée par les DGs dans le réseau de distribution ce qui influe d'une façon ou d'une autre sur le comportement du réseau.

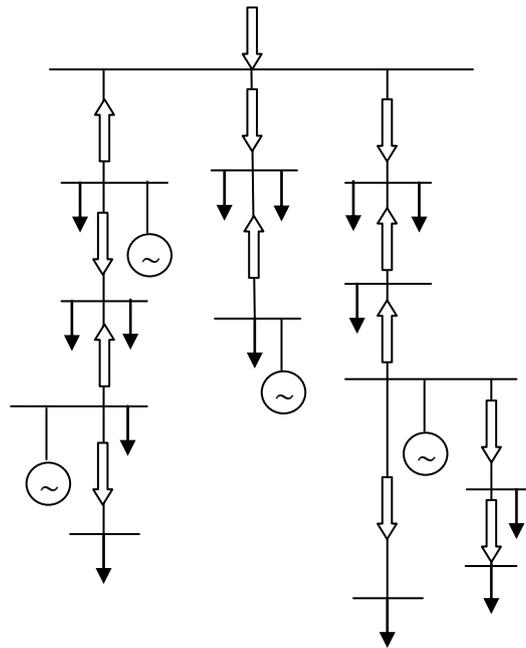


Figure 4.1 : Transit de puissance en présence de production décentralisée

Considérons une charge connectée à un jeu de barres alimentée à travers une impédance de ligne  $R + jX$ , comme illustré à la figure (4.2.a).

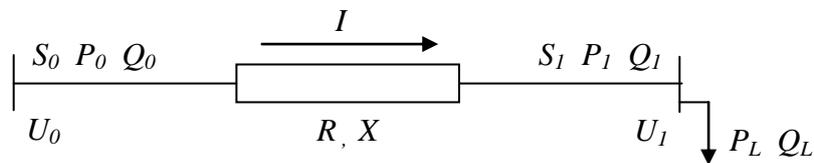


Figure 4.2.a : Ligne radiale avec une charge

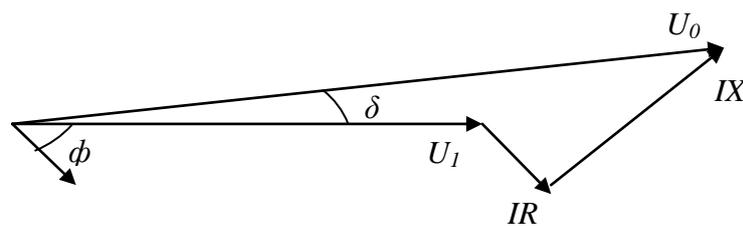


Figure 4.2.b : Diagramme de phase

Le courant  $I$  en fonction des paramètres du début de la ligne, la puissance apparente complexe  $S_0$  et la tension  $U_0$ , sera :

$$I = \frac{S_0^*}{U_0^*} = \frac{P_0 - jQ_0}{U_0} \tag{4.1}$$

De même, le courant en fonction des paramètres de la fin de la ligne, la puissance apparente complexe  $S_1$  et la tension  $U_1$ , sera :

$$I = \frac{S_1^*}{U_1^*} = \frac{P_1 - jQ_1}{U_1} \quad (4.2)$$

La chute de tension  $\Delta U$  le long de la ligne est donnée par :

$$\Delta U = |U_0 - U_1| = |I(R + jX)| \quad (4.3)$$

$$\Delta U = \left| \frac{(R \cdot P_1 + X \cdot Q_1) + j(X \cdot P_1 - R \cdot Q_1)}{U_1} \right| \quad (4.4)$$

$P$  et  $Q$  sont respectivement la puissance active et réactive. Les indices  $0, 1$  indiquent respectivement le début et la fin de la ligne.

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

$$\Delta U \approx \left| \frac{RP_1 + XQ_1}{U_1} \right| \quad (4.5)$$

L'équation (4.5) est également applicable pour le calcul de l'augmentation de la tension provoquée par la DG comme indiqué à la figure (4.3), 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 au réseau.

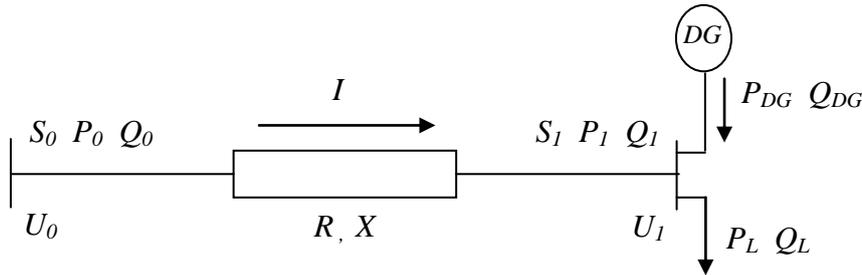


Figure 4.3 : Ligne radiale avec insertion d'une DG

La puissance active à la fin de la ligne est donnée par l'équation :

$$P_1 = P_L - P_{DG} \quad (4.6)$$

De même, la puissance réactive à la fin de la ligne s'écrit :

$$Q_1 = Q_L - Q_{DG} \quad (4.7)$$

La chute de tension au niveau de la ligne (figure 4.3) est donnée par l'équation:

$$\Delta U = \left| \frac{R(P_L - P_{DG}) + X(Q_L - Q_{DG})}{U_1} \right| \quad (4.8)$$

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

Donc, c'est en fonction des puissances demandées par la charge et celles générées ou injectées par la DG que le transit de puissance peut changer de sens.

### 4.2.1.2 Variation de la tension

Les DG modifient aussi le plan de tension des réseaux de distribution. Classiquement, le long d'un départ sans DG, la tension décroît avec la distance au poste source, comme illustré sur la figure (4.4) [61]. L'ajout d'une ou plusieurs DG peut créer localement une ou plusieurs élévations de tension. Ces élévations peuvent se transformer en surtensions et dépasser les limites admissibles, notamment en cas de faible charge sur le réseau [4]. Dans ce travail, on cherche à garder la tension du réseau dans les limites autorisées par une insertion adéquate et optimale des DGs afin d'avoir un impact positif sur le profil de tension.

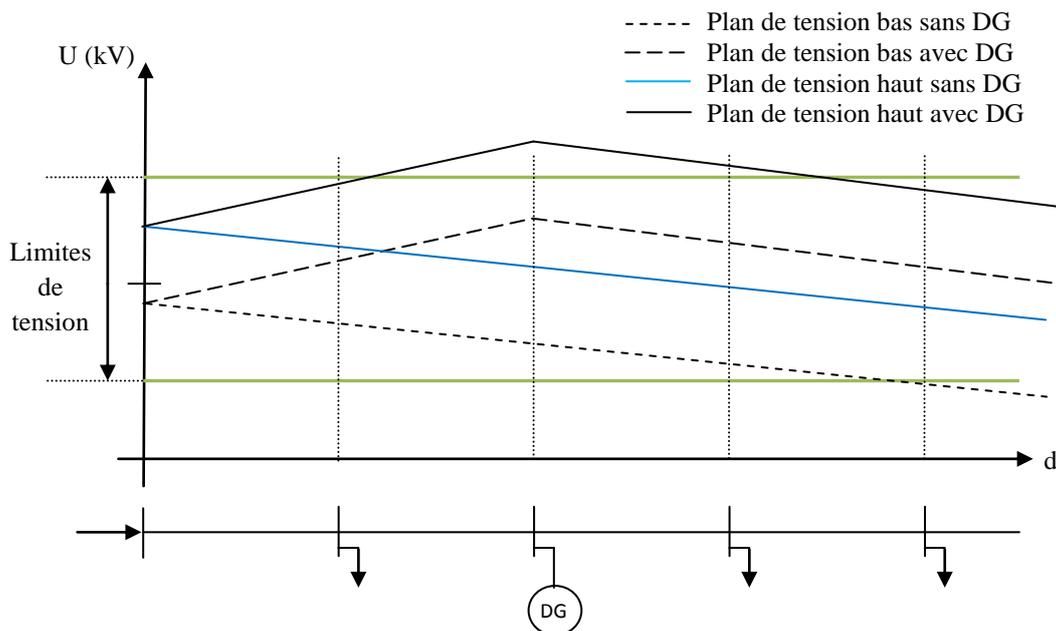


Figure 4.4 : Variations de la tension du réseau sans et avec DG

### 4.2.1.3 Perte de puissance dans les branches du réseau

L'introduction des générations dispersées dans le réseau de distribution initialement conçu pour fonctionner sans aucune génération autre que celle qui provient du poste source peut produire un impact significatif sur l'écoulement de puissance à travers le réseau.

La réduction des pertes Joules devient une priorité pour les opérateurs de réseaux de distribution [4]. 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 [60]. Plusieurs recherches [45] [62] ont été effectuées pour étudier l'impact de la pénétration des générations dispersées sur les pertes de puissance. La modification des caractéristiques du système de distribution par cette insertion a un impact sur les divers paramètres techniques basés principalement sur la taille et l'emplacement des DGs dans le réseau.

#### 4.2.2 Organisation du réseau de distribution en présence des DGs

Auparavant, le réseau de distribution conçu pour recevoir de la puissance provenant d'une production centralisée est complètement dépendant à cette source pour satisfaire les besoins de la clientèle. Actuellement, et dans le but de renforcer le réseau et diminuer cette dépendance en assurant la qualité et la quantité de la puissance demandée, une autre production dite production décentralisée ou génération dispersée (DG) est installée au niveau du réseau de distribution (figure 4.5). Afin que cette insertion soit efficace et rentable et aura un impact positif sur le comportement du réseau, il faut que son intégration soit optimale en respectant les caractéristiques du réseau.

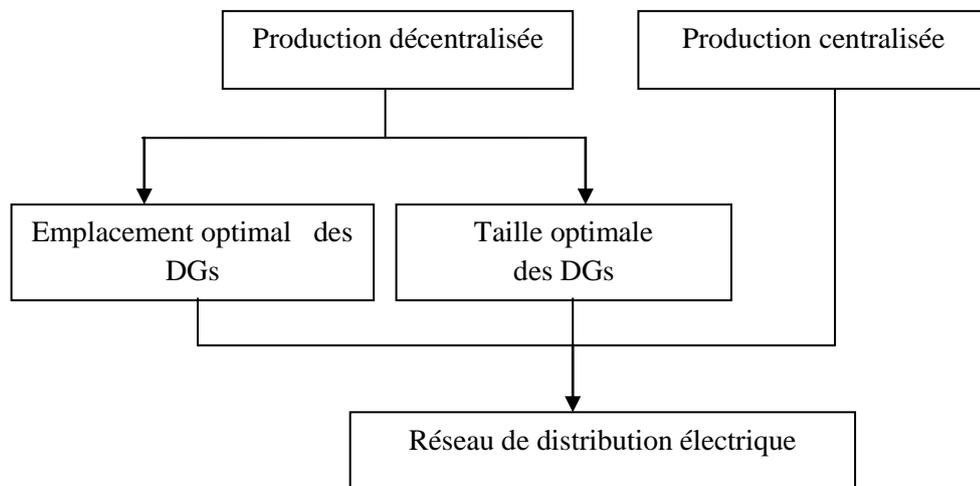


Figure 4.5 : Organisation du réseau de distribution en présence des DGs

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.

En plus et 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.

**4.2.3 Fonction objectif**

La fonction objective prise pour tous les cas étudiés est la minimisation de la somme des pertes de puissance active :

$$F_{Obj} = \min \sum_{i=1}^{Nbr} P_{Loss} (i) \tag{4.9}$$

Où : Nbr est le nombre de branches dans le réseau de distribution ;

$P_{Loss}$  est la perte de puissance active dans une branche.

Les contraintes sont définies et listées comme suit:

- La limite de puissance transitée d'une branche située entre deux jeux de barres i et j :

$$|P_{ij}^{Ligne} \leq P_{ij,max}^{ligne}| \tag{4.10}$$

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

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

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \tag{4.11}$$

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.

- Les limites des puissances générées par les DGs:

$$P_{DGi}^{min} \leq P_{DGi} \leq P_{DGi}^{max} \tag{4.12}$$

$$Q_{DGi}^{min} \leq Q_{DGi} \leq Q_{DGi}^{max} \tag{4.13}$$

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

- Les contraintes d'équilibre de puissances:

$$P_G + \sum_{i=1}^{N_{DG}} P_{DGi} = \sum_{i=1}^{N_{JB}} P_{Di} + \sum_{i=1}^{Nbr} P_{Loss} \tag{4.14}$$

Où : Nbr est le nombre total des branches ;

$P_{Loss}$  sont les pertes de puissances totales dans le système ;

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

$P_{Di}$  est la puissance demandée au jeu de barres i ;

$P_G$  est la puissance générée provenant de la source.

**4.2.4 Choix de la méthode d’optimisation**

Actuellement les méthodes métaheuristiques sont les plus utilisées dans le domaine d’optimisation de la taille et de l’emplacement des DGs dans le réseau de distribution. 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. Selon l’étude comparative faite par Xin-She Yang [38] entre les trois algorithmes méthanheuristiques (Tableau 4.1), l’algorithme FA est supérieur à la fois que PSO et GA en termes d’efficacité et de taux de réussite. Dans ce travail [54] [55], l’algorithme FA est utilisé pour résoudre tous les problèmes d’optimisation posés.

Tableau 4.1 : Comparaison des performances d’algorithmes [38]

<b>Fonctions/Algorithmes</b>	<b>GA</b>	<b>PSO</b>	<b>FA</b>
<b>Michalewicz’s (d=16)</b>	89325 ± 7914(95%)	6922 ± 537(98%)	3752 ± 725(99%)
<b>Rosenbrock’s (d=16)</b>	55723 ± 8901(90%)	32756 ± 5325(98%)	7792 ± 2923(99%)
<b>De Jong’s (d=256)</b>	25412 ± 1237(100%)	17040 ± 1123(100%)	7217 ± 730(100%)
<b>Schwefel’s (d=128)</b>	227329 ± 7572(95%)	14522 ± 1275(97%)	9902 ± 592(100%)
<b>Ackley’s (d=128)</b>	32720 ± 3327(90%)	23407 ± 4325(92%)	5293 ± 4920(100%)
<b>Rastrigin’s</b>	110523 ± 5199(77%)	79491 ± 3715(90%)	15573 ± 4399(100%)
<b>Easom’s</b>	19239 ± 3307(92%)	17273 ± 2929(90%)	7925 ± 1799(100%)
<b>Griewank’s</b>	70925 ± 7652(90%)	55970 ± 4223(92%)	12592 ± 3715(100%)
<b>Shubert’s (18 minima)</b>	54077 ± 4997(89%)	23992 ± 3755(92%)	12577 ± 2356(100%)
<b>Yang’s (d = 16)</b>	27923 ± 3025(83%)	14116 ± 2949(90%)	7390 ± 2189(100%)

**4.2.5 Application de l’algorithme Firefly**

Le problème de l’intégration des productions décentralisées dans le réseau de distribution IEEE33-bus est étudié selon les cas ou les scénarios suivants :

- Cas 1: sans insertion de production décentralisée dans le système.
- Cas 2: insertion d’une seule production décentralisée dans le système.
- Cas 3: insertion de deux productions décentralisées dans le système.

Le premier cas reflétant l'écoulement de puissance sans insertion de DGs est déjà étudié auparavant dans le chapitre 2.

Le vecteur d'état correspondant à l'optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs est donné comme suit :

$$X = [X_i] = [L_1 \ L_2 \ \dots \ L_{NDG} \ P_1 \ P_2 \ \dots \ P_{NDG} \ Q_1 \ Q_2 \ \dots \ Q_{NDG}]_{1 \times (3 \times NDG)} \quad (4.15)$$

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

NDG est le nombre des DGs installées.

Si les DGs installées génèrent uniquement de la puissance active, c'est-à-dire, on ne prend pas en compte la puissance réactive générée, la taille du vecteur de contrôle devient  $1 \times (2 \times NDG)$ .

#### 4.2.5.1 Applications numériques

Les paramètres d'application de FA pour résoudre le problème d'optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs dans le réseau de distribution sont donnés comme suit [43] [54] [55] [63]:

- Nombre de fireflies: 20 ;
- Maximum d'itérations: 30 ;
- Nombre de DGs insérées : une seule DG et deux DGs;
- Taille de DG :  $0.01 \text{ MW} < PDG < 2.5 \text{ MW}$  ;
- Paramètre de répartition ( $\alpha$ ): 0.25 ;
- Valeur minimale d'attractivités ( $\beta$ ): 0.2 ;
- Coefficient d'absorption ( $\gamma$ ): 1.

Le processus d'intégration de l'algorithme de luciole FA pour résoudre le problème d'emplacement et de la taille des DGs est présenté par l'organigramme (figure 4.6). La population initiale générée donnant un nombre de variable d'état autant que le nombre de lucioles, est insérée dans le calcul de l'écoulement de puissance. L'évaluation de la nouvelle solution se fait par classement des lucioles en fonction de leur intensité lumineuse, trouver la meilleure luciole selon la fonction objectif et déplacer toutes les lucioles vers le meilleur emplacement. Le critère d'arrêt est en fonction du nombre d'itération imposé.

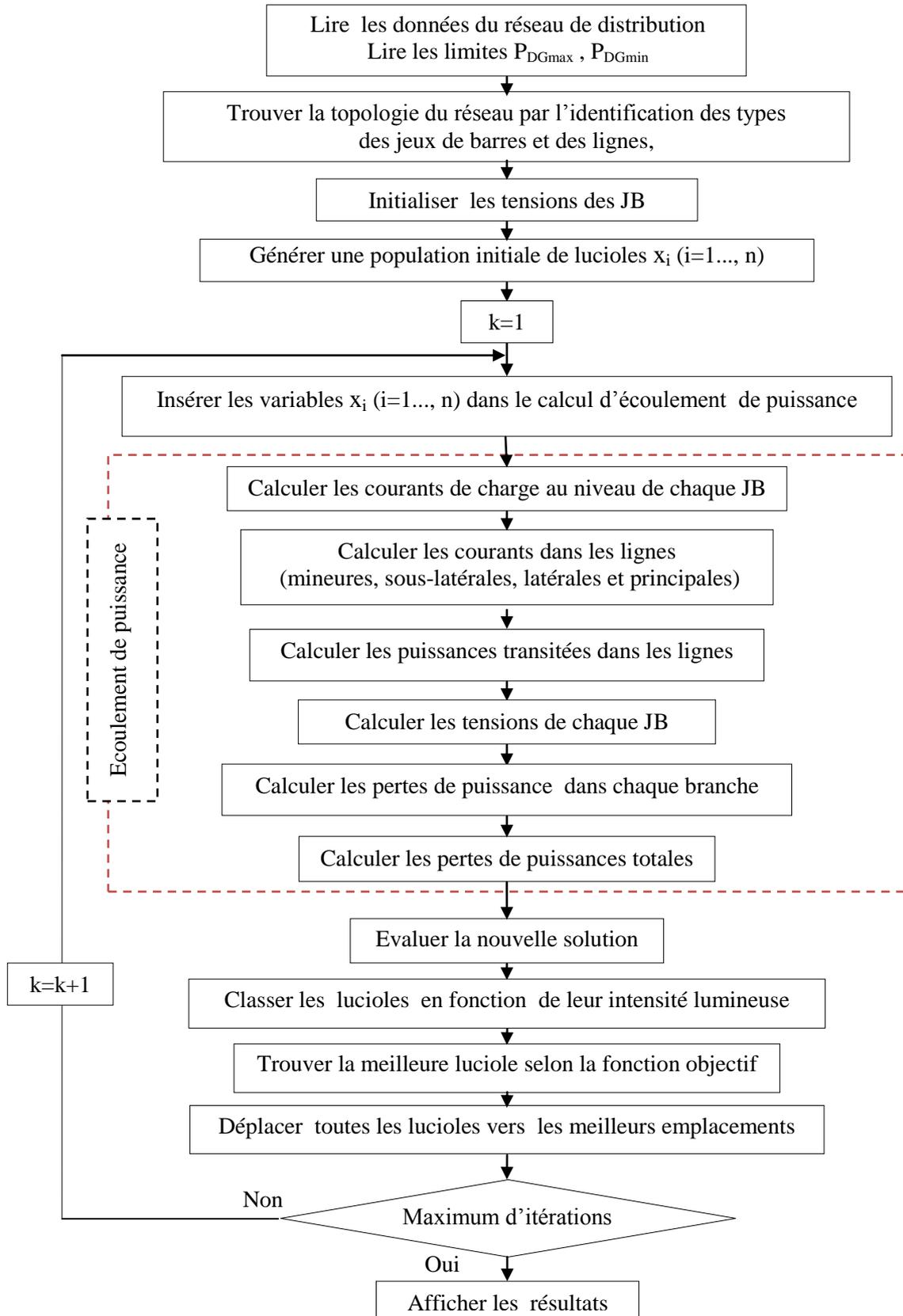


Figure 4.6 : Organigramme d'optimisation de la taille et de l'emplacement des DGs par FA

## 4.2.5.2 Résultats et discussions

La figure (4.7) 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<sup>ème</sup> itération et pour le cas 3 elle converge à la 9<sup>ème</sup> itération.

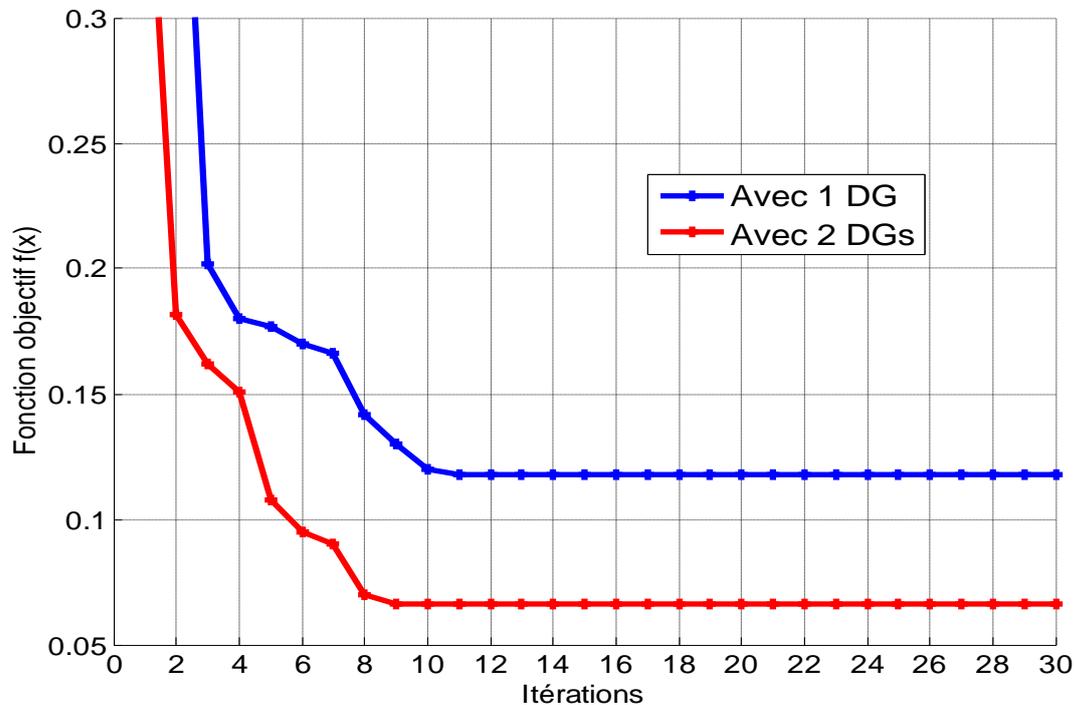


Figure 4.7 : Caractéristique de convergence de la fonction objectif en présence d'une DG et de deux DGs dans le réseau de distribution IEEE 33-bus

Le tableau (4.2) montre les valeurs de tension au niveau de chaque jeu de barres étudiées pour tous les cas proposés. La figure (4.8) représente le profil de tension avant et après l'installation des DGs. On remarque que le minimum de tension 0.9134 pu sans installation de DG obtenu au niveau du jeu de barres 18, est amélioré à 0.9324 pu avec l'installation optimale d'une seule DG au jeu de barres 30 pour une taille opérationnelle optimale de 1.1922 MW. La tension au niveau du même jeu de barres 18 est améliorée en plus à 0.9657 pu avec l'installation optimale de deux DGs aux jeux de barres 9 et 30 respectivement pour des tailles opérationnelles optimales de 1.0282 MW et 1.0131 MW (Tableau 4.5).

Les tableaux (4.3) et (4.4) représentent respectivement les pertes de puissance active et réactive au niveau de chaque branche étudiées aussi pour tous les cas proposés.

Tableau 4.2 : Valeurs de tension sans DG, avec une DG et deux DGs installées dans le réseau de distribution IEEE 33-bus

Num JB	V (pu)			Num JB	V (pu)		
	Cas 1	Cas 2	Cas 3		Cas 1	Cas 2	Cas 3
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				

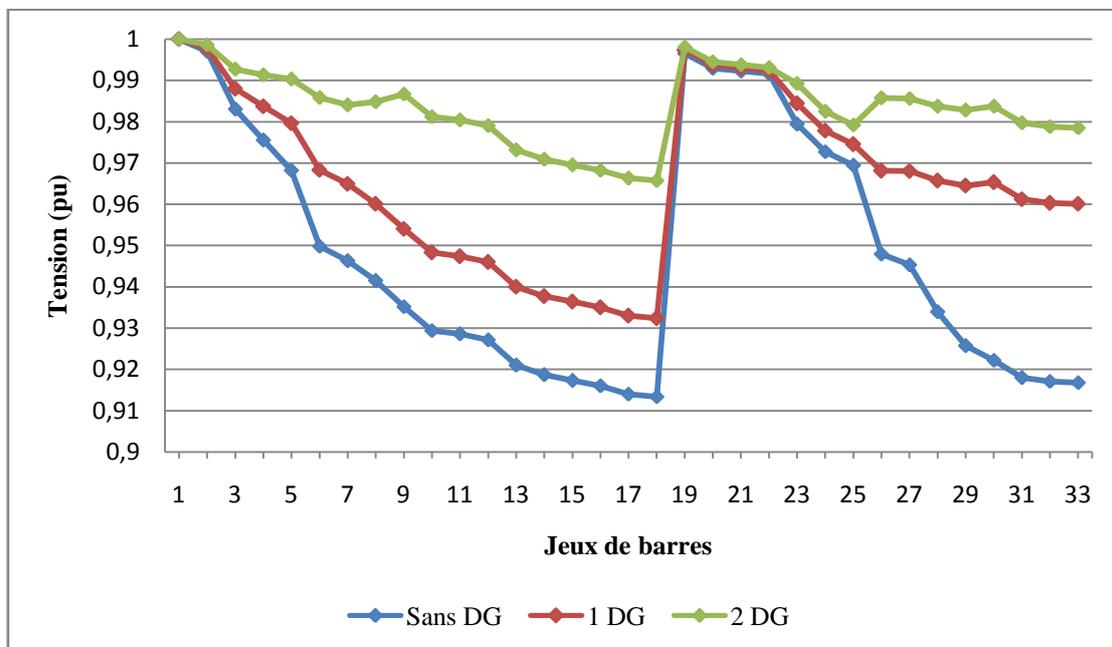


Figure 4.8 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après l'installation des DGs.

Tableau 4.3 : Pertes de puissance active au niveau de chaque branche du réseau de distribution IEEE 33-bus sans DG, avec une DG et deux DGs installées

Numéro branche	P <sub>loss</sub> (kW)			Numéro branche	P <sub>loss</sub> (kW)		
	Cas 1	Cas 2	Cas 3		Cas 1	Cas 2	Cas 3
1	12.1927	7.0258	3.6811	17	0.0531	0.0510	0.0456
2	51.5711	7.8544	6.4849	18	0.1610	0.1607	0.1604
3	19.7934	8.7863	6.3933	19	0.8322	0.8308	0.8293
4	18.5931	7.9432	6.3665	20	0.1008	0.1006	0.1004
5	38.0256	16.0098	10.5987	21	0.0436	0.0436	0.0435
6	1.9131	1.8379	0.3818	22	3.1812	3.1483	3.1108
7	4.8342	4.6429	0.7605	23	5.1432	5.0899	5.0292
8	0.1773	4.0106	0.7587	24	1.2873	1.2740	1.2587
9	0.5575	3.4153	0.8320	25	2.5940	1.3168	1.2254
10	0.5531	0.5309	0.1785	26	3.3211	1.8280	1.6018
11	0.8802	0.8449	0.3660	27	11.2766	6.8120	5.6002
12	2.6638	2.5567	1.6755	28	7.8180	5.2594	4.0575
13	0.7286	0.6992	0.6392	29	3.8881	3.3360	2.2254
14	0.3569	0.3425	0.3065	30	1.5928	1.4527	1.4127
15	0.2813	0.2700	0.2416	31	0.2131	0.1943	0.1890
16	0.2515	0.2413	0.2160	32	0.0132	0.0120	0.0117

Tableau 4.4 : Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche du réseau de distribution IEEE 33-bus sans DG, avec une DG et deux DGs installées

Numéro branche	Q <sub>loss</sub> (kVAr)			Numéro branche	Q <sub>loss</sub> (kVAr)		
	Cas 1	Cas 2	Cas 3		Cas 1	Cas 2	Cas 3
1	6.2154	3.5815	1.8765	17	0.0416	0.0400	0.0358
2	26.2668	14.1871	7.3776	18	0.1536	0.1533	0.1531
3	10.0806	4.4747	3.2560	19	0.7498	0.7486	0.7473
4	9.4697	4.0456	3.2426	20	0.1177	0.1175	0.1173
5	32.8256	13.8205	11.7390	21	0.0577	0.0576	0.0575
6	6.3238	6.0754	1.2619	22	2.1737	2.1512	2.1256
7	1.5976	1.5344	0.2513	23	4.0613	4.0192	3.9713
8	3.0012	2.8814	0.5451	24	1.0073	0.9968	0.9849
9	2.5216	2.4208	0.5898	25	1.3213	0.6707	0.6242
10	0.1829	0.1755	0.0590	26	1.6909	0.9307	0.8155
11	0.2911	0.2794	0.1210	27	9.9424	6.0060	4.9376
12	2.0958	2.0115	1.3182	28	6.8108	4.5819	3.5348
13	0.9590	0.9204	0.9729	29	1.9805	1.6992	1.1335
14	0.3176	0.3048	0.2728	30	1.5742	1.4358	1.3962
15	0.2054	0.1971	0.1764	31	0.2484	0.2265	0.2203
16	0.3358	0.3222	0.2883	32	0.0205	0.0187	0.0181

La plus grande valeur des pertes de puissance active 51.5711 kW obtenue au niveau de la branche numéro 2 sans installation de DG est réduite à 7.8544 kW pour le cas 2 avec un taux de réduction de 84.77% par rapport au cas 1. Pour le cas 3, elle est encore réduite à 6.4849 kW avec un taux de réduction de 87.43% toujours par rapport au cas 1.

Même chose pour les pertes de puissances réactives. La plus grande valeur 32.8256 kVAr obtenue au niveau de la branche numéro 5 sans installation de DG est réduite à 13.8205 kVAr pour le cas 2 avec un taux de réduction de 57.9% par rapport au cas 1. Pour le cas 3, elle est encore réduite à 11.7390 kVAr avec un taux de réduction de 64.24% toujours par rapport au cas 1.

La figure 4.9 reflète clairement l'impact de l'intégration des DGs sur la réduction des pertes totales de puissances active et réactive du réseau IEEE33-bus. Dans le premier cas avant l'intégration de la production décentralisée, la valeur des pertes totales de puissance active est de 201.89 kW et celle réactive est de 134.64 kVAr. Après l'intégration d'une DG, les pertes totales sont devenues 117.92 kW et 134.64 kVAr avec respectivement des taux de réduction de 41.59% et 39.78% par rapport au cas 1. Même chose après l'intégration de deux DGs, les pertes totales sont devenues 66.78 kW et 54.22 kVAr avec respectivement des taux de réduction de 66.92% et 59.73% toujours par rapport au cas 1.

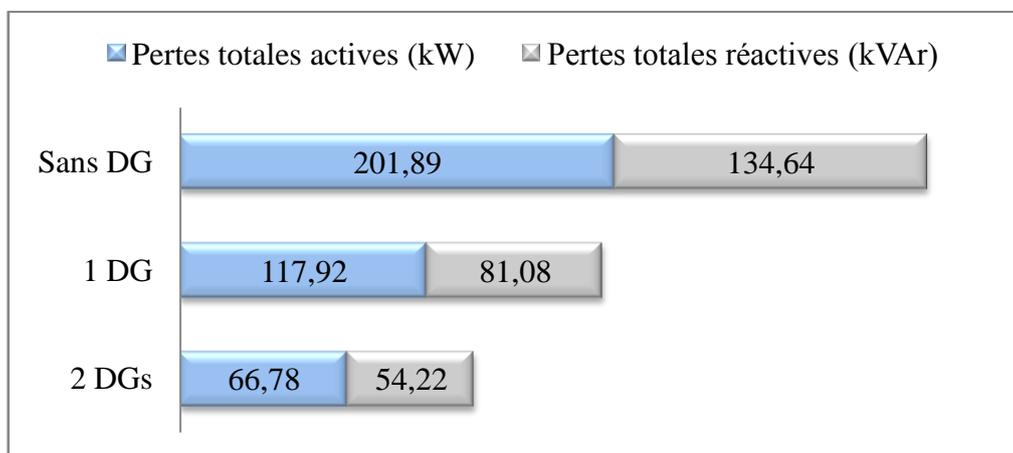


Figure 4.9 : Pertes totales de puissances active et réactive du réseau de distribution IEEE 33-bus sans DG, avec une DG et deux DGs installées

La figure (4.10) représente le réseau distribution IEEE33-bus avec l'intégration optimale des deux DGs au niveau du jeu de barres 9 de la ligne principale et du jeu de barres 30 d'une ligne latérale.

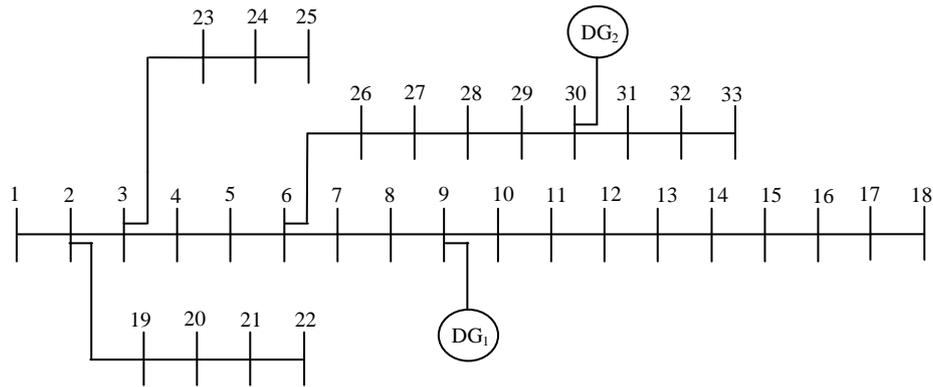


Figure 4.10 : Insertion optimale de deux DGs dans le réseau IEEE33-bus

Le tableau (4.5) représente une étude comparative entre les résultats obtenus par les deux algorithmes FA et SFLA (Algorithme de saut de grenouilles) [21] faite pour les cas 2 et 3 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.

Tableau 4.5 : Résultats obtenus par FA comparés à SFLA [21]

Cas étudiés	Méthode d'optimisation	Pertes de puissance active (kW)	Tension minimale		Taille et emplacement optimaux des DGs	
			Jeu de barres	Niveau de tension (p.u)	Taille (MW)	Emplacement
Cas 1	Sans DG	201.89	18	0.9134	-	-
Cas 2	FA	117.92	18	0.9324	1.1922	30
	SFLA	118.18	18	0.9384	1.1999	30
Cas 3	FA	66.78	18	0.9657	1.0282	9
					1.0131	30
	SFLA	73.11	18	0.9687	1.1623	9
					1.0311	30

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

valeur des pertes totales de puissance active est de 66.78 kW 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 1.1922 MW par FA et le jeu de barres 30 et 1,1999 MW par SFLA. Pour le cas 3, les DGs sont installées aux jeux de barres 9 et 30 avec respectivement des tailles de 1.0282 MW et 1.0131 MW par FA et aux jeux de barres 9 et 30 avec respectivement des tailles de 1.1623MW et 1,0311 MW par SFLA.

Le cas 2 peut réduire les pertes totales 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.

On remarque encore que les emplacements optimaux des DGs sont similaires pour les deux algorithmes. Ainsi que les pertes totales de puissances actives obtenues par l'application de l'algorithme FA sont inférieures à celles obtenues par SFLA. Ces résultats montrent l'efficacité de l'algorithme FA par rapport à celui du SFLA.

### **4.3 Reconfiguration optimale du réseau de distribution**

Deux types d'interrupteur sont généralement connus dans le système électrique destinés pour la protection et la configuration du réseau. Les premiers sont les interrupteurs normalement fermés (sectionalizing switches) et les deuxièmes normalement ouverts (tie switches). Par le changement de l'état de ces interrupteurs, la configuration du réseau de distribution est changée et les charges sont transférées entre les lignes tant que la configuration radiale d'alimentation électrique reste maintenue. Cette implémentation est connue sous le nom de reconfiguration du système d'alimentation [47].

En général, le processus de reconfiguration d'un réseau distribution électrique est associé à la recherche d'une nouvelle topologie permettant la distribution de puissance de la façon la plus efficiente possible [66]. Cette recherche topologique est atteinte en optimisant le réseau sous l'objectif de la minimisation des pertes totales de puissance active du système en améliorant le profil de tension.

De nombreuses compagnies ont leurs systèmes mis en place pour que ces interrupteurs puissent être exploités à distance en reconfigurant le réseau de distribution radial. Certains avantages sont liés à la reconfiguration [64] [65]:

- La capacité de réduire les pertes de puissance active ;

- L'augmentation de la capacité de charge du système ;
- L'assurance de la continuité du service durant la maintenance ou les défauts du système.

**4.3.1 Ouverture et fermeture des interrupteurs (switches)**

L'objectif principal de l'ouverture et la fermeture des interrupteurs (switches) et de réduire les pertes totales de puissance active en assurant [65] :

- Le maintien de la structure radiale du réseau ;
- Le maximum et le minimum des amplitudes et des angles de phase des tensions des jeux de barres ;
- Le maintien de l'équilibre de puissance à tous les jeux de barres.
- L'alimentation de toutes les charges connectées au réseau.

La fermeture de tous les interrupteurs dans le réseau de distribution radial va créer des boucles au sein du réseau déterminant les possibles éléments qui doivent être ouverts. Donc l'application de la structure radiale du réseau de distribution est faite par l'identification de ces boucles et s'assurer qu'un seul segment de ligne commutable soit toujours ouvert, ce qui ne permet que la génération de topologies admissibles délimitant ainsi l'espace de recherche à évaluer dans le processus de configuration.

Donc, chaque boucle identifiée détermine parmi tous ses éléments, l'élément à déconnecter pour former un réseau radial. La figure (4.11) représente un réseau constitué de trois boucles où les composants de chacune d'elles sont déterminés comme suit [66]:

Boucle 1= [L<sub>2</sub> L<sub>4</sub> L<sub>5</sub>]

Boucle 2= [L<sub>1</sub> L<sub>3</sub> L<sub>4</sub>]

Boucle 3= [L<sub>5</sub> L<sub>6</sub> L<sub>7</sub>]

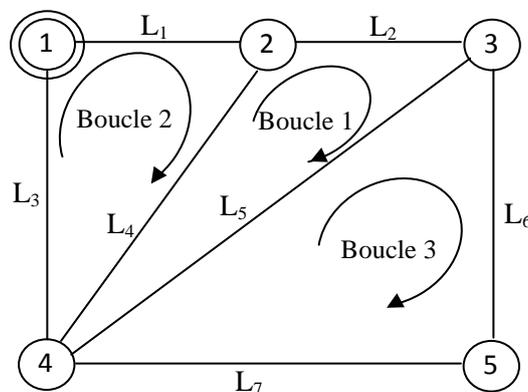


Figure 4.11 : Réseau constitué de trois boucles

Ainsi, pour construire une topologie radiale faisable, les éléments qui vont être déconnectés doivent être élus de l'ensemble de vecteurs sans éléments communs de boucles fondamentales. Les combinatoires qui peuvent être obtenues à partir de ces vecteurs donnent toutes les configurations possibles du système.

#### 4.3.2 Reconfiguration optimale par l'application de l'algorithme métaheuristique FA

Le problème de la reconfiguration optimale pour minimiser les pertes de puissance active a été abordé en utilisant l'algorithme métaheuristique des lucioles FA. Il fonctionne en générant d'abord des solutions aléatoires prises de l'espace de recherche imposé par les boucles formées en fermant tous les interrupteurs existants et de les évaluer. Une fois ces solutions sont évaluées, une d'entre elles est choisie comme meilleure solution pour la première itération. Cette meilleure solution est ensuite utilisée pour générer d'autres solutions qui sont encore évaluées. Une nouvelle meilleure solution est alors choisie à partir de laquelle de nouvelles solutions sont à nouveau générées. Ce cycle se répète un certain nombre de fois spécifié. Après tant d'itérations, la solution optimum globale est trouvée.

Finalement, il consiste à déterminer une nouvelle topologie optimale du réseau de distribution par l'application de cet algorithme en trouvant les interrupteurs normalement ouverts à fermer et les branches munies des interrupteurs normalement fermés à ouvrir correspondant à la meilleure solution possible. L'opération se fait selon l'organigramme de la figure (4.12)

Le vecteur d'état correspondant à la reconfiguration du réseau est donné comme suit :

$$X = [X_i] = [S_1 \ S_2 \ \dots \ S_{NB}]_{(1 \times NB)} \quad (4.16)$$

Où :

$S_1, S_2, \dots, S_{NB}$  sont les interrupteurs sélectionnés à être ouverts pour une nouvelle configuration pris des vecteurs formés par les boucles créés par la fermeture de tous les interrupteurs et que chacun d'eux peut être un interrupteur normalement fermé (sectionalizing switch) ou un interrupteur normalement ouvert (tie switch);

NB est le nombre de vecteurs ou de boucles formées par la fermeture des interrupteurs (ties switches) comportant les branches destinées à être ouvertes afin de reconfigurer le réseau en lui gardant sa structure radiale et en assurant l'alimentation de toutes les charges connectées.

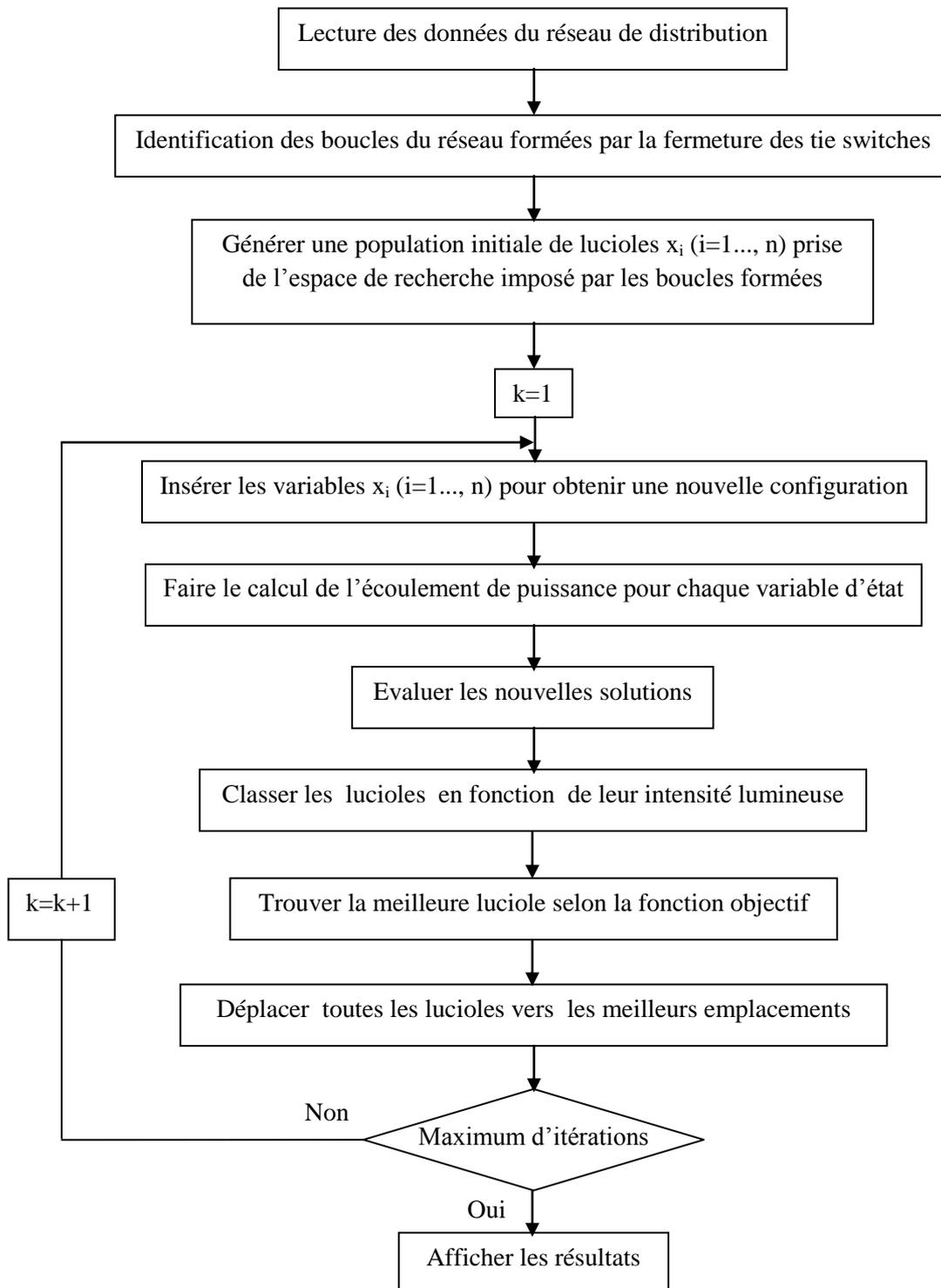


Figure 4.12 : Organigramme d'optimisation de la nouvelle topologie du réseau de distribution

4.3.3 Applications numériques

Les paramètres d’application de FA pour résoudre le problème de la reconfiguration du réseau de distribution afin d’avoir une configuration optimale sont les mêmes utilisés auparavant [43]. Même chose pour le réseau test IEEE33-bus, en plus des 32 branches (figure 4.13), le réseau comporte 5 interrupteurs normalement ouverts (tie-switches) sélectionnés à être fermés reliant les jeux de barres (Tableau 4.6) pour insérer de nouvelles branches.

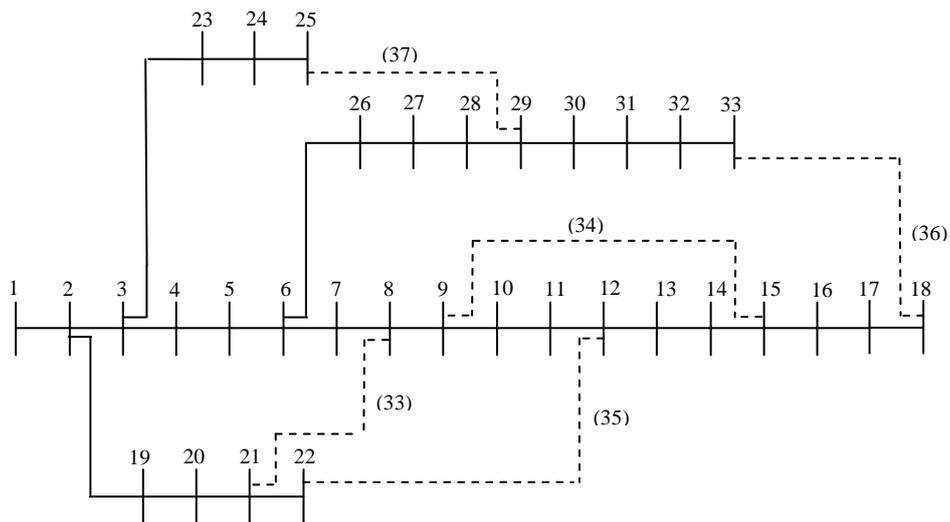


Figure 4.13 Réseau test IEEE33-bus avec les interrupteurs normalement ouverts (tie-switches)

Tableau 4.6 : Données des interrupteurs normalement ouverts du réseau IEEE33-bus

Numéro de branche	JB de départ	JB d’arrivée	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )
33	21	8	2	2
34	9	15	2	2
35	12	22	2	2
36	18	33	0.5	0.5
37	25	29	0.5	0.5

4.3.4 Résultats et discussions

Le tableau (4.7) montre les valeurs de tension au niveau de chaque jeu de barres pour une nouvelle configuration du réseau. La figure (4.14) représente le profil de tension avant et après la reconfiguration du réseau. Le minimum de tension 0.9134 pu avec la configuration initiale où les interrupteurs 33, 34, 35, 36, 37 sont ouverts, est obtenu au niveau du jeu de barres 18. Après exécution du programme, une nouvelle topologie du réseau optimale est obtenue avec de nouvelles branches ouvertes 7, 9, 14, 32, 37. Un nouveau profil de tension est obtenu aussi avec une valeur minimale de 0.94237 pu au niveau du jeu de barres 32 (Figure 4.14) (Tableau 4.10).

Tableau 4.7 : Valeurs de tension avant et après reconfiguration du réseau de distribution IEEE 33-bus

Num JB	V (pu)		Num JB	V (pu)	
	Configuration initiale	Nouvelle configuration		Configuration initiale	Nouvelle configuration
1	1.0000	1.0000	18	0.9134	0.9482
2	0.9970	0.9971	19	0.9965	0.9952
3	0.9830	0.9870	20	0.9929	0.9788
4	0.9755	0.9825	21	0.9922	0.9743
5	0.9682	0.9782	22	0.9916	0.9711
6	0.9498	0.9717	23	0.9794	0.9835
7	0.9463	0.9711	24	0.9727	0.9768
8	0.9415	0.9634	25	0.9694	0.9735
9	0.9352	0.9600	26	0.9479	0.9700
10	0.9294	0.9643	27	0.9453	0.9676
11	0.9286	0.9644	28	0.9339	0.9571
12	0.9271	0.9647	29	0.9257	0.9496
13	0.9210	0.9626	30	0.9222	0.9465
14	0.9187	0.9620	31	0.9180	0.9430
15	0.9173	0.9539	32	0.9171	0.9424
16	0.9160	0.9522	33	0.9168	0.9479
17	0.9140	0.9493			

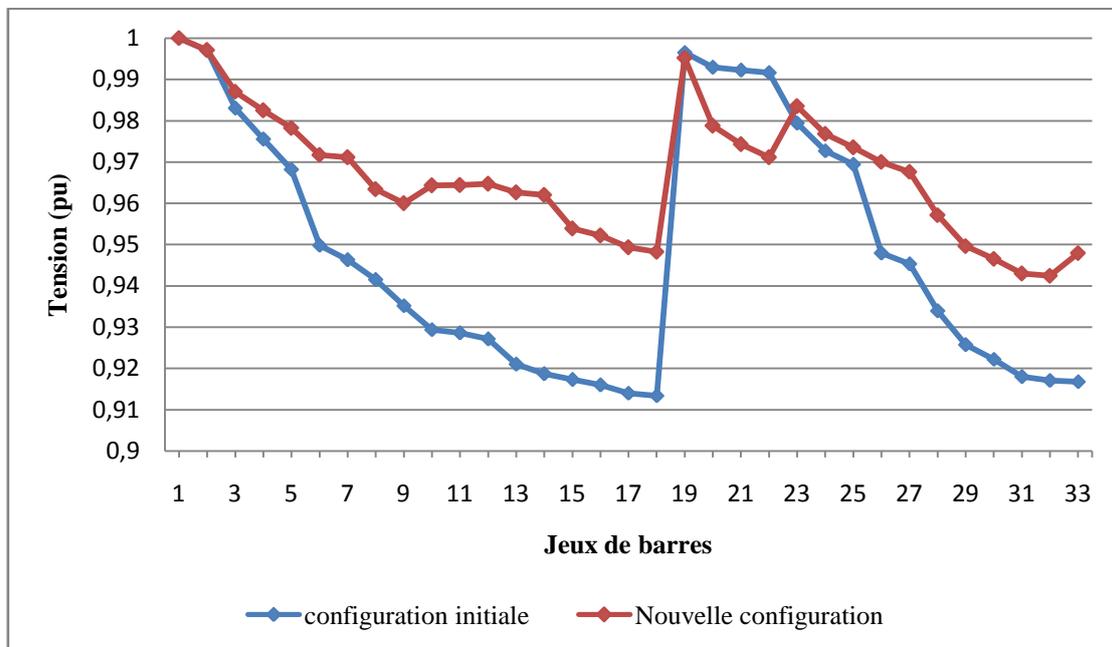


Figure 4.14 Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après reconfiguration

Tableau 4.8 : Pertes de puissance active au niveau de chaque branche du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après reconfiguration

Num branche	P (kW)		Num branche	P (kW)	
	Configuration initiale	Nouvelle configuration		Configuration initiale	Nouvelle configuration
1	12.1927	11.597	20	0.1008	3.919
2	51.5711	26.675	21	0.0436	0.978
3	19.7934	7.487	22	3.1812	3.155
4	18.5931	6.593	23	5.1432	5.101
5	38.0256	13.066	24	1.2873	1.277
6	1.9131	0.062	25	2.5940	2.211
7	4.8342	0	26	3.3211	2.816
8	0.1773	1.239	27	11.2766	9.51
9	0.5575	0	28	7.8180	6.56
10	0.5531	0.005	29	3.8881	3.216
11	0.8802	0.034	30	1.5928	1.085
12	2.6638	0.298	31	0.2131	0.118
13	0.7286	0.041	32	0.0132	0
14	0.3569	0	33	0	5.612
15	0.2813	0.451	34	0	1.739
16	0.2515	0.484	35	0	1.708
17	0.0531	0.147	36	0	0.018
18	0.1610	2.115	37	0	0
19	0.8322	16.827			

Les tableaux (4.8) et (4.9) représentent respectivement les pertes de puissance active et réactive au niveau de chaque branche étudiées avant et après reconfiguration du réseau.

La plus grande valeur des pertes de puissance active 51.5711 kW obtenue au niveau de la branche numéro 2 (figure 4.15) avec la configuration initiale est réduite à 26.675 kW pour la nouvelle configuration avec un taux de réduction de 48.28% par rapport au cas sans reconfiguration. Même chose pour les pertes de puissances réactives, la plus grande valeur 32.8256 kVAr obtenue au niveau de la branche numéro 5 avant reconfiguration est réduite à 1.12 kVAr pour la nouvelle configuration avec un taux de réduction de 96.59% par rapport au

cas sans reconfiguration. La valeur maximale 15.16 kVAr pour la nouvelle configuration se trouve au niveau de la branche 19 (figure 4.16).

Tableau 4.9 : Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche du réseau de distribution IEEE 33-bus avant et après reconfiguration

Num branche	Q (kVAr)		Num branche	Q(kVAr)	
	Configuration initiale	Nouvelle configuration		Configuration initiale	Nouvelle configuration
1	6.2154	6	20	0.1177	4.58
2	26.2668	13.59	21	0.0577	1.29
3	10.0806	3.76	22	2.1737	2.16
4	9.4697	3.36	23	4.0613	4.03
5	32.8256	1.12	24	1.0073	1
6	6.3238	0.2	25	1.3213	1.13
7	1.5976	0	26	1.6909	1.43
8	3.0012	0.89	27	9.9424	8.38
9	2.5216	0	28	6.8108	5.71
10	0.1829	0	29	1.9805	1.64
11	0.2911	0.01	30	1.5742	1.07
12	2.0958	0.23	31	0.2484	0.14
13	0.9590	0.05	32	0.0205	0
14	0.3176	0	33	0	5.61
15	0.2054	0.33	34	0	1.74
16	0.3358	0.65	35	0	1.71
17	0.0416	0.12	36	0	0.02
18	0.1536	2.02	37	0	0
19	0.7498	15.16			

Le tableau 4.10 représente le résumé des résultats obtenus avant et après reconfiguration du réseau IEEE33-bus par application de l'algorithme FA, les interrupteurs opérationnels correspondant à la configuration initiale et à la nouvelle configuration, la somme des pertes totales de puissance active, le minimum de tension et à quel jeu de barres du réseau. Pour la nouvelle configuration, les pertes totales sont réduites de 201.89 kW à 136.14 kW avec un taux de réduction de 32.57% ce qui reflète clairement l'impact de la reconfiguration optimale du réseau sur la réduction des pertes totales de puissance active du

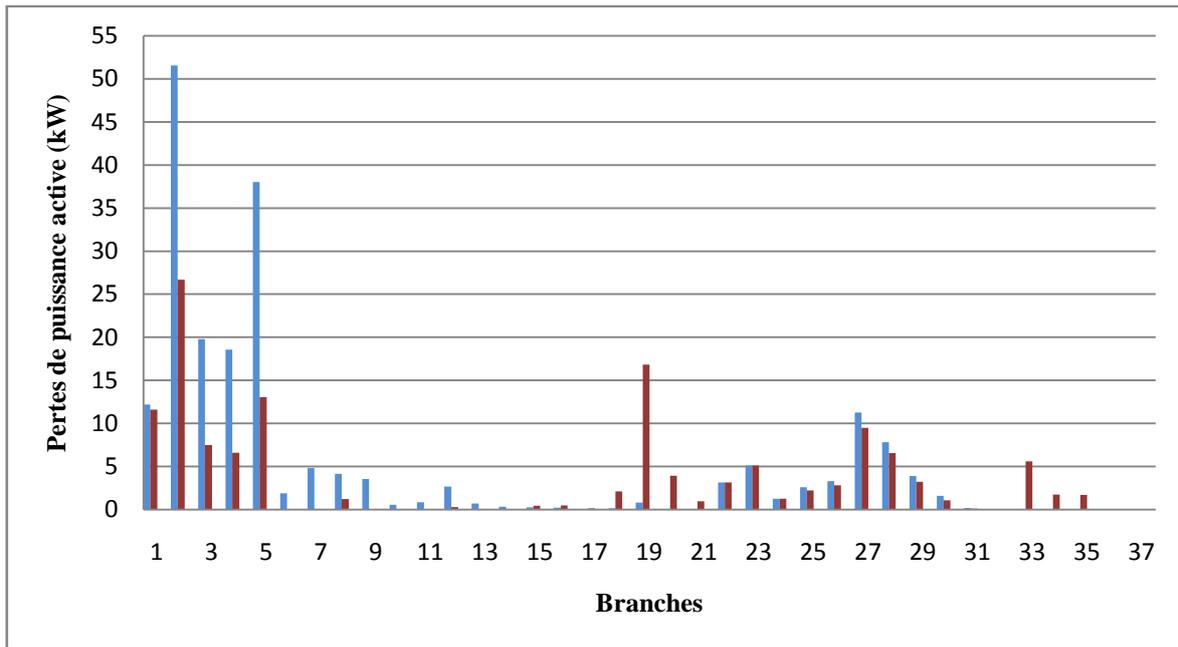


Figure 4.15 : Pertes de puissances active au niveau de chaque branche avant et après reconfiguration

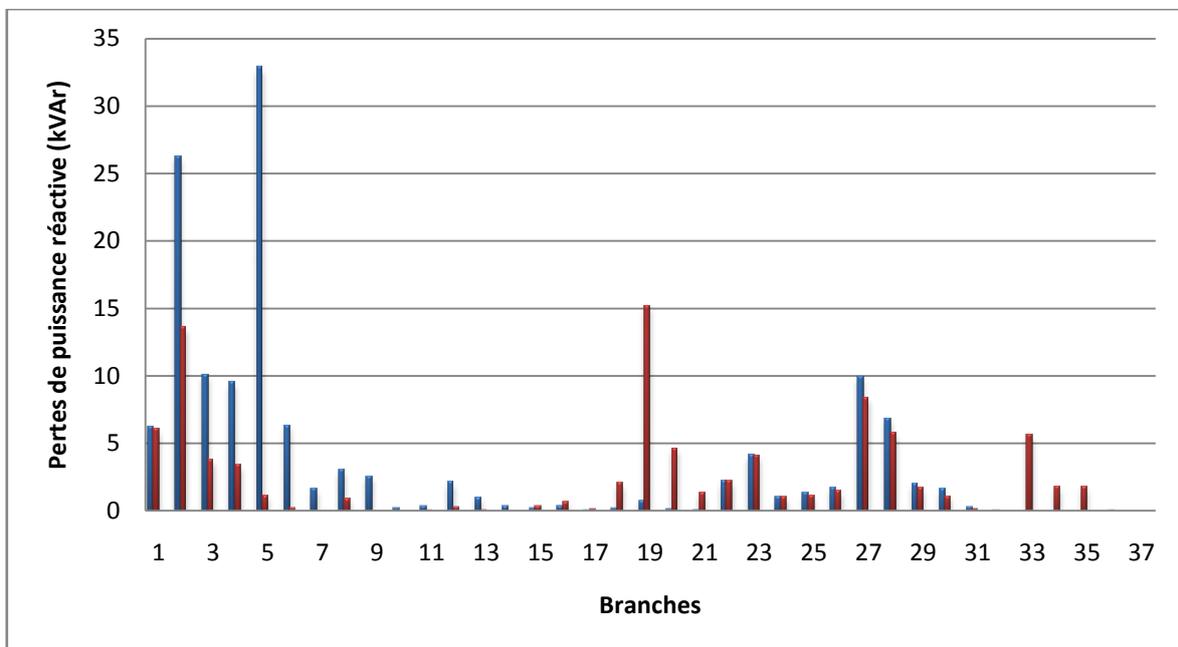


Figure 4.16 : Pertes de puissances réactive au niveau de chaque branche avant et après reconfiguration

réseau IEEE33-bus. La figure (4.17) donne la nouvelle configuration optimale obtenue par l'application de l'algorithme FA où les lignes continues indiquent les branches en service ou fermées et les lignes discontinues les branches hors service ou ouvertes. Le réseau est toujours radial et toutes les charges connectées sont alimentées.

Tableau 4.10 : Résultats avant et après reconfiguration du réseau IEEE33-bus par FA

	Configuration initiale	Configuration FA
Interrupteurs opérationnels	33, 34, 35, 36, 37	7, 9, 14, 32, 37
Pertes de puissance (kW)	201.89	136.14
Minimum de tension (pu)	0.9134	0.94237
JB à minimum de tension	18	32

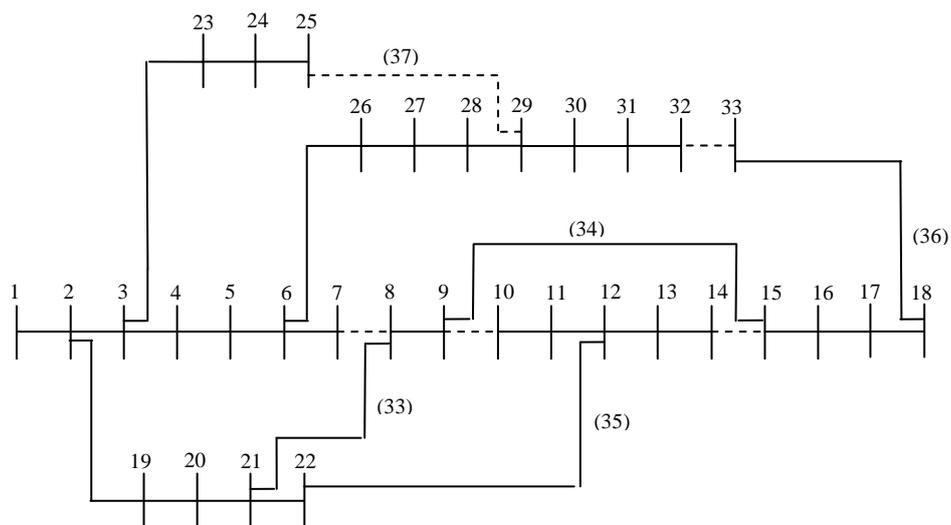


Figure 4.17 : Réseau IEEE33-bus avec la nouvelle configuration optimale obtenue par FA

Le tableau (4.11) représente une étude comparative entre les résultats obtenus par les algorithmes FA (Algorithme des lucioles), ABC (Algorithme d'abeilles artificielles), GA (Algorithme génétique) [67] et TS (Algorithme recherche tabou) [68] faite avant et après reconfiguration de point de vue d'interrupteurs opérationnels correspondant à la configuration initiale et aux nouvelles configurations obtenues par l'application des différents algorithmes d'optimisation, de pertes de puissance totales et de taux de réduction des pertes totales.

Tableau 4.11 : Résultats obtenus par FA comparés à ABC, GA et à TS

	Interrupteurs opérationnels	Pertes totales kW	Réduction des pertes %
Configuration initiale	33, 34, 35, 36, 37	201.89	-
ABC [67]	8, 14, 28, 32, 33	139.5	30.90
GA [67]	9, 28, 33, 34, 36	140.6	30.36
TS [68]	6, 11, 14, 28, 31	136.47	32.40
FA	7, 9, 14, 32, 37	136.14	32.57

Après reconfiguration du réseau, on constate que la valeur des pertes totales de puissance active 136.14 kW obtenue par FA est moins que celles obtenues par l’application des algorithmes GA (140.6 kW), ABC (139.5 kW) et TS (136.47 kW). Ces résultats reflètent l’efficacité de l’algorithme FA par rapport à GA, ABC et TS.

**4.4 Reconfiguration du réseau en présence de la production décentralisée**

Le problème de la reconfiguration optimale en présence de génération d’énergie dispersée en utilisant l’algorithme métaheuristique des lucioles FA a été abordé aussi pour les mêmes objectifs, minimum de pertes et un bon profil de tension. Après l’insertion des DGs dans leurs emplacements optimaux et l’identification des boucles du réseau formées par la fermeture de tous les interrupteurs existants (tie switches), on génère des solutions aléatoires prises de l’espace de recherche imposé par les boucles formées en présence des DGs et de les évaluer. Une fois ces solutions sont évaluées, une d’entre elles est choisie comme meilleure solution pour la première itération. Cette meilleure solution est ensuite utilisée pour générer d’autres solutions qui sont encore évaluées. Une nouvelle meilleure solution est alors choisie à partir de laquelle de nouvelles solutions sont à nouveau générées. Ce cycle se répète un certain nombre de fois spécifié. Après tant d’itérations, la solution optimum globale est trouvée. Finalement, il consiste à déterminer une nouvelle topologie optimale du réseau de distribution en présence des DGs par l’application de cet algorithme en trouvant les tailles opérationnelles des DGs, les interrupteurs normalement ouverts à fermer et les branches munies des interrupteurs normalement fermés à ouvrir correspondant à la meilleure solution possible . L’opération se fait selon l’organigramme de la figure (4.18).

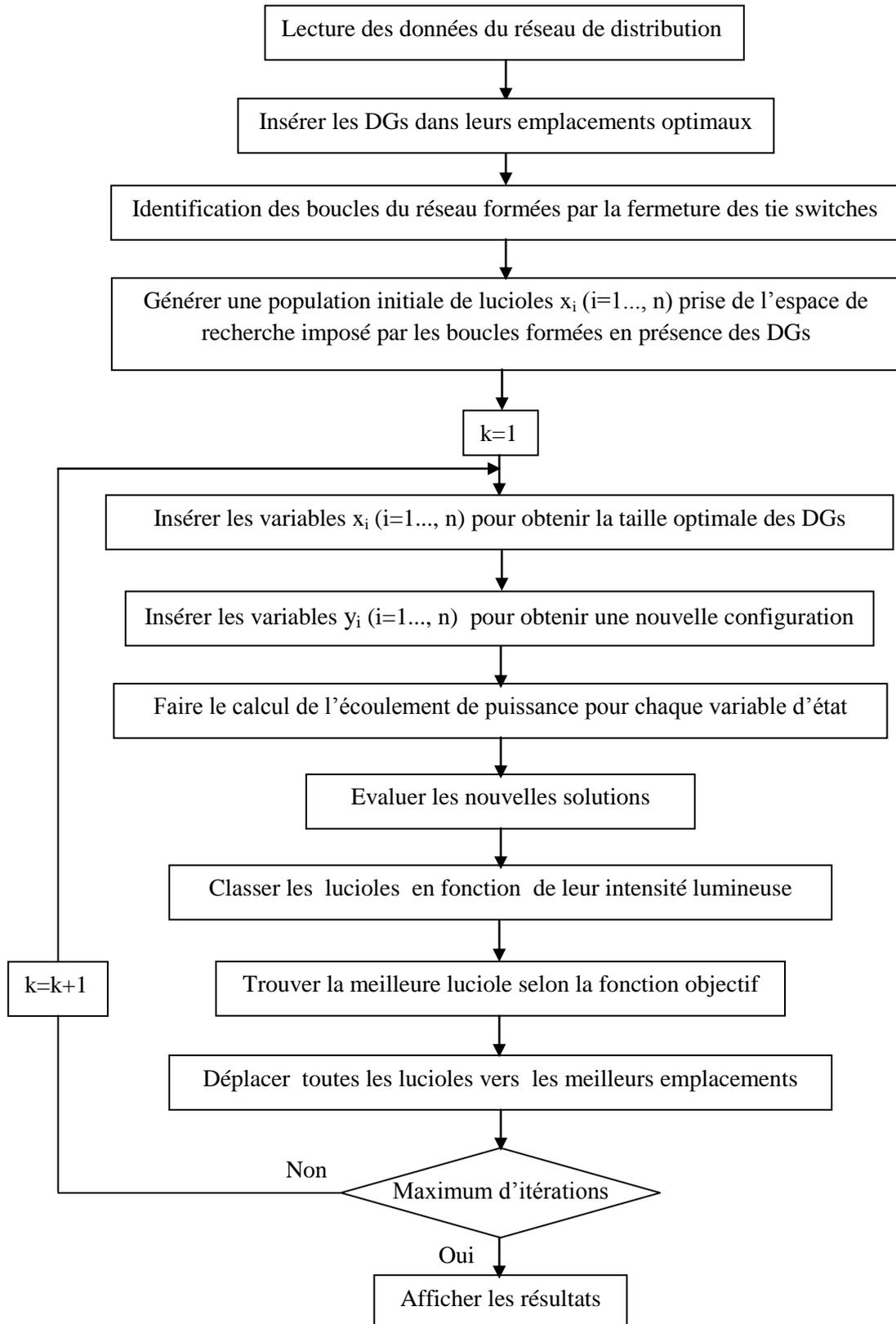


Figure 4.18 : Organigramme d'optimisation de la nouvelle topologie du réseau de distribution en présence de la production décentralisée

Tableau 4.12 : Valeurs de tension avant reconfiguration et après reconfiguration en présence des DGs

Num JB	V (pu)		Num JB	V (pu)	
	Config initiale	Config avec DGs		Config initiale	Config avec DGs
1	1.0000	1.0000	18	0.9134	0.9799
2	0.9970	0.9986	19	0.9965	0.9976
3	0.9830	0.9933	20	0.9929	0.9906
4	0.9755	0.9917	21	0.9922	0.9887
5	0.9682	0.9904	22	0.9916	0.9859
6	0.9498	0.9883	23	0.9794	0.9901
7	0.9463	0.9877	24	0.9727	0.9838
8	0.9415	0.9889	25	0.9694	0.9809
9	0.9352	0.9913	26	0.9479	0.9881
10	0.9294	0.9908	27	0.9453	0.9880
11	0.9286	0.9805	28	0.9339	0.9801
12	0.9271	0.9806	29	0.9257	0.9805
13	0.9210	0.9785	30	0.9222	0.9822
14	0.9187	0.9779	31	0.9180	0.9789
15	0.9173	0.9854	32	0.9171	0.9783
16	0.9160	0.9837	33	0.9168	0.9796
17	0.9140	0.9809			

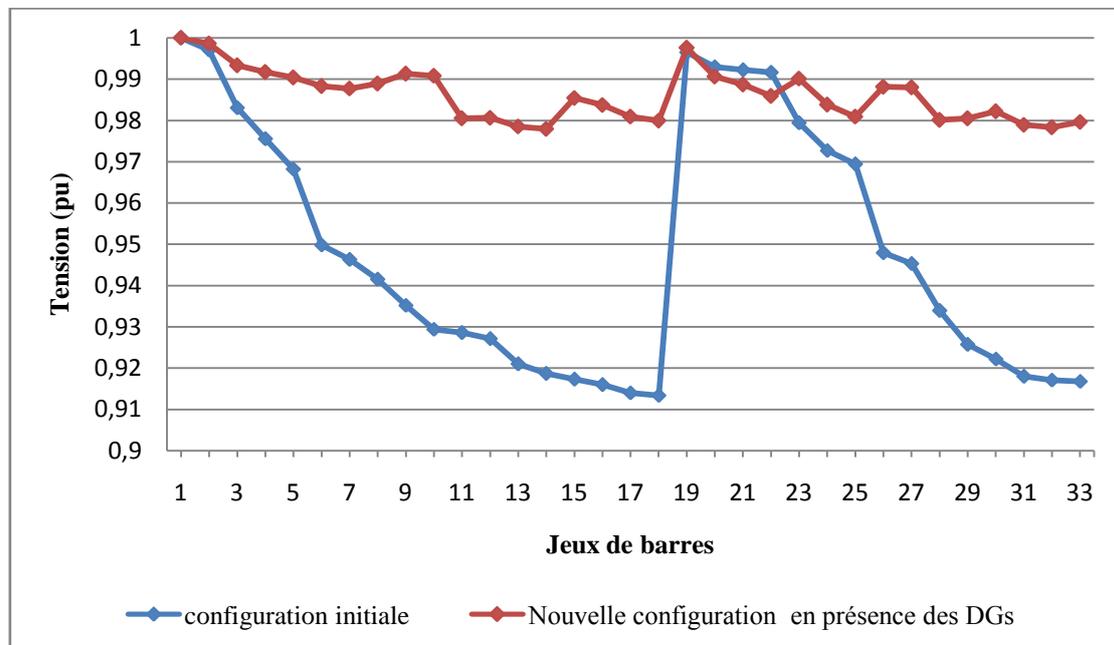


Figure 4.19 : Profil de tension du réseau de distribution IEEE 33-bus avant reconfiguration et après reconfiguration en présence des DGs

Le tableau (4.12) montre les valeurs de tension au niveau de chaque jeu de barres avant reconfiguration et après reconfiguration en présence des DGs. La figure (4.19) représente le profil de tension pour les mêmes cas étudiés. Par l'application de l'algorithme FA, une nouvelle topologie du réseau optimale en présence des DGs est obtenue avec des tailles opérationnelles de 86.7203 kW et 32.6547 kW respectivement au niveau des jeux de barres 9 et 30 et de nouvelles branches ouvertes 7, 10, 14, 27, 32. Un nouveau profil de tension est obtenu aussi avec une valeur minimale de 0.9779 pu au niveau du jeu de barres 14 (Figure 4.19).

Tableau 4.13 : Pertes de puissance active au niveau de chaque branche avant reconfiguration et après reconfiguration en présence des DGs

Num Br	P (kW)		Num Br	P (kW)	
	Config initiale	Config avec DGs		Config initiale	Config avec DGs
1	12.1927	4.118	20	0.1008	0.8
2	51.5711	10.844	21	0.0436	0.708
3	19.7934	0.915	22	3.1812	5.203
4	18.5931	0.569	23	5.1432	9.449
5	38.0256	0.907	24	1.2873	7.244
6	1.9131	0.06	25	2.5940	0.022
7	4.8342	0	26	3.3211	0.008
8	0.1773	1.79	27	11.2766	0
9	0.5575	0.026	28	7.8180	0.021
10	0.5531	0	29	3.8881	4.822
11	0.8802	0.007	30	1.5928	1.006
12	2.6638	0.288	31	0.2131	0.11
13	0.7286	0.04	32	0.0132	0
14	0.3569	0	33	0	2.046
15	0.2813	0.423	34	0	1.629
16	0.2515	0.453	35	0	1.141
17	0.0531	0.138	36	0	0.017
18	0.1610	0.499	37	0	4.247
19	0.8322	3.665			

Tableau 4.14 : Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche avant reconfiguration et après reconfiguration en présence des DGs

Num Br	Q (kVAr)		Num Br	Q (kVAr)	
	Config initiale	Config avec DGs		Config initiale	Config avec DGs
1	6.2154	2.13	20	0.1177	0.93
2	26.2668	5.52	21	0.0577	0.94
3	10.0806	0.46	22	2.1737	3.56
4	9.4697	0.29	23	4.0613	7.46
5	32.8256	0.08	24	1.0073	5.67
6	6.3238	0.2	25	1.3213	0.01
7	1.5976	0	26	1.6909	0
8	3.0012	1.29	27	9.9424	0
9	2.5216	0.02	28	6.8108	0.02
10	0.1829	0	29	1.9805	2.46
11	0.2911	0	30	1.5742	0.99
12	2.0958	0.23	31	0.2484	0.13
13	0.9590	0.05	32	0.0205	0
14	0.3176	0	33	0	2.05
15	0.2054	0.31	34	0	1.63
16	0.3358	0.6	35	0	1.14
17	0.0416	0.11	36	0	0.02
18	0.1536	0.48	37	0	4.25
19	0.7498	3.3			

Les tableaux (4.13) et (4.14) représentent respectivement les pertes de puissance active et réactive au niveau de chaque branche étudiées avant reconfiguration et après reconfiguration du réseau en présence des DGs.

Dans l'ensemble, les pertes de puissance active et réactive sont fortement réduites (figure 4.20 et figure 4.21). La plus grande valeur 51.5711 kW obtenue au niveau de la branche numéro 2 avec la configuration initiale est réduite à 10.844 kW pour la nouvelle configuration en présence des DGs avec un taux de réduction de 78.97% par rapport au cas sans reconfiguration. Même chose pour les pertes de puissance réactive, la plus grande valeur 32.8256 kVAr obtenue au niveau de la branche numéro 5 avant reconfiguration est réduite à 0.08 kVAr pour la nouvelle configuration en présence des DGs avec un taux de réduction de

presque 100% par rapport au cas sans reconfiguration. La plus grande valeur de perte réactive 9.449 kVAr pour la reconfiguration en présence des DGs est obtenue au niveau de la branche 23 (figure 4.21).

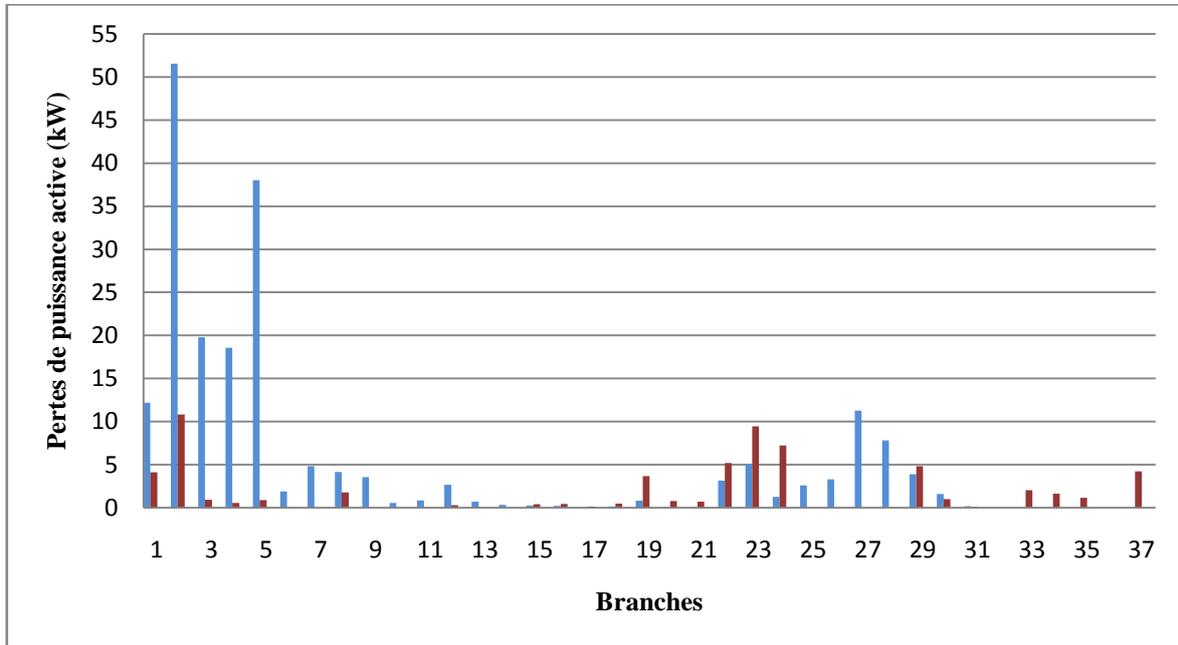


Figure 4.20 : Pertes de puissance active au niveau de chaque branche avant et après reconfiguration en présence des DGs

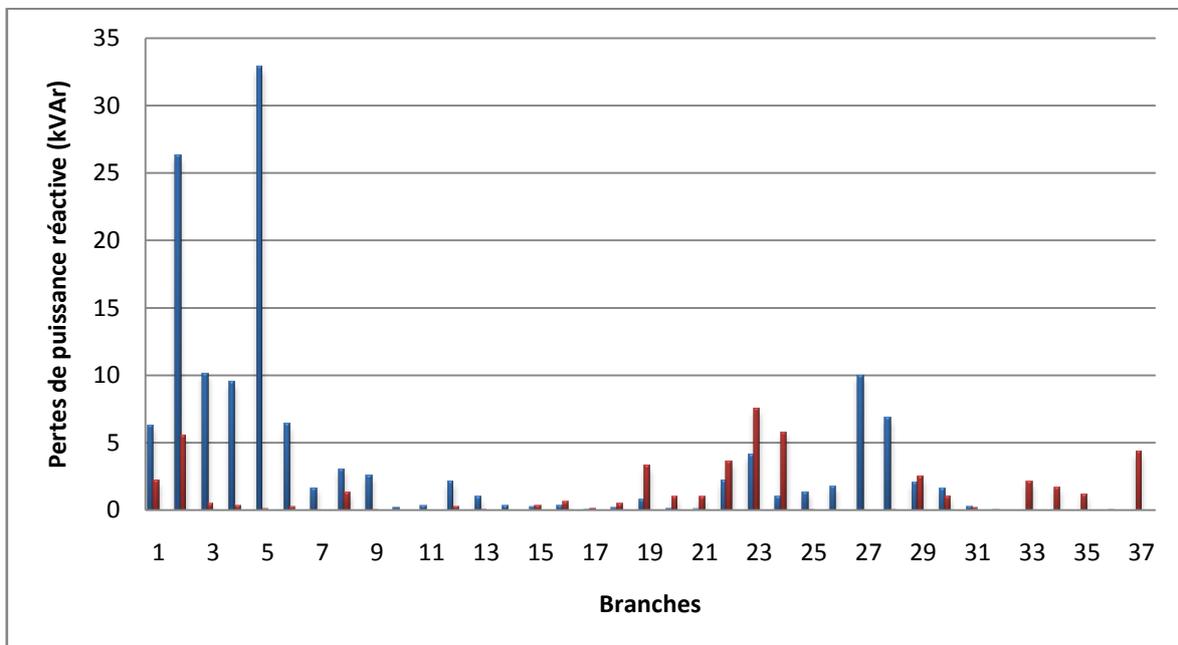


Figure 4.21 : Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche avant et après reconfiguration en présence des DGs

La figure (4.22) donne la nouvelle configuration optimale en présence des DGs obtenue par l'application de l'algorithme FA où les lignes continues indiquent les branches en service ou fermées et les lignes discontinues les branches hors service ou ouvertes. Avec cette topologie, le réseau garde toujours sa structure radiale en assurant l'alimentation de toutes les charges connectées.

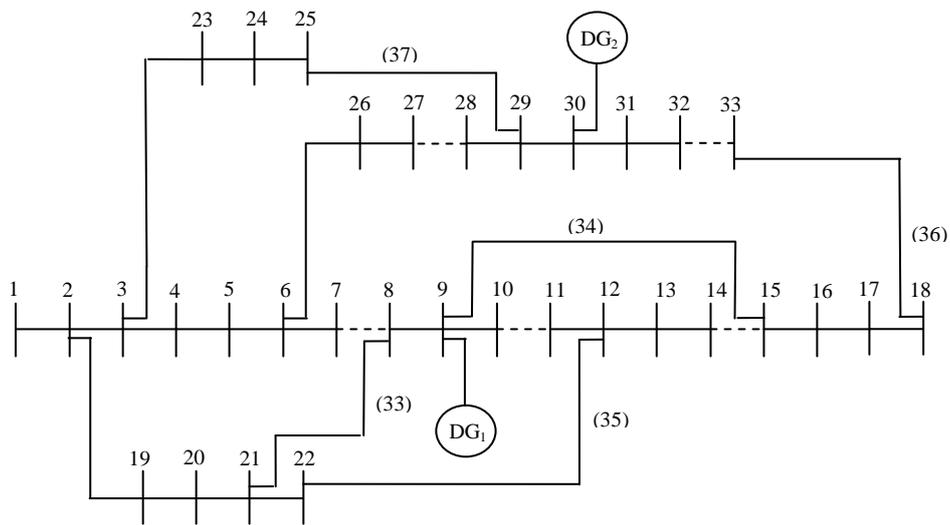


Figure 4.22 : Réseau IEEE33-bus avec la nouvelle configuration optimale en présence des DGs obtenue par FA

Tableau 4.15 : Résultats avant reconfiguration, après reconfiguration sans et avec DGs du réseau IEEE33-bus par FA

	Configuration initiale	Reconfiguration sans DGs	Reconfiguration en présence des DGs
Interrupteurs opérationnels	33, 34, 35, 36, 37	7, 9, 14, 32, 37	7, 10, 14, 27, 32
Pertes de puissance (kW)	201.89	136.14	63.214
Minimum de tension (pu)	0.9134	0.94237	0.97792
JB à minimum de tension	18	32	14
Emplacement des DGs	-	-	9 - 30
Taille opérationnelles des DGs	-	-	86.7203 - 32.6547

Le tableau 4.15 représente le résumé des résultats obtenus avant reconfiguration, après reconfiguration sans DGs et après reconfiguration en présence des DGs du réseau

IEEE33-bus par application de l’algorithme FA. Ainsi les interrupteurs opérationnels correspondant à la configuration initiale, à la nouvelle configuration sans DGs et en présence des DGs, les pertes totales de puissance active, le minimum de tension et à quel jeu de barres du réseau, les emplacements et les tailles opérationnelles optimales des DGs sont présentés. Pour la nouvelle configuration en présence des DGs, les pertes totales sont réduites à 63.214 kW avec un taux de réduction de 68.69% par rapport à la configuration initiale et avec un taux de réduction de 53.57% par rapport à la nouvelle configuration sans DGs. Ces résultats reflètent clairement l’efficacité de la reconfiguration optimale en présence des DGs du réseau par rapport à celle initiale et sans DGs pour réduire les pertes totales de puissance actives et améliorer le profil de tension.

La figure (4.23) représente l’amélioration du profil de tension pour les cas étudiés : configuration initiale sans DGs et sans reconfiguration, configuration initiale avec insertion optimale des DGs, reconfiguration optimale sans DGs et enfin reconfiguration optimale en présence des DGs. Selon les résultats obtenus, le dernier scénario offre le meilleur profil de tension comparé à ceux obtenus par les premiers scénarios.

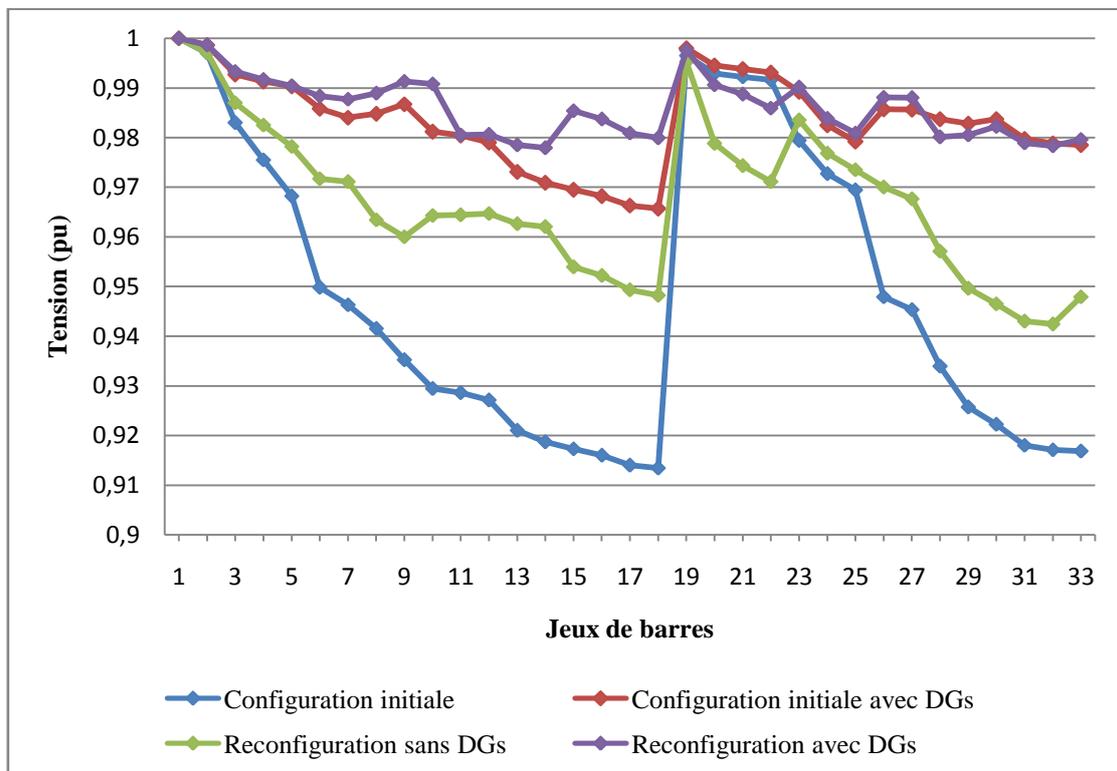


Figure 4.23 : Amélioration du profil de tension par rapport au cas sans reconfiguration et sans DGs

#### **4.5 Conclusion**

La méthode d'optimisation basée sur l'algorithme des lucioles FA a été utilisée pour une insertion d'une DG et de deux DGs de points de vue d'emplacement optimal et de taille optimale dans le réseau IEEE33-bus. L'intégration de deux DGs a prouvé son efficacité mieux qu'une seule DG par la minimisation en plus des pertes totales de puissance en assurant un profil de tension acceptable. Ensuite, FA est utilisé pour trouver la topologie la plus appropriée du réseau de distribution dans l'objectif d'avoir le minimum de pertes de puissance avec un bon profil de tension. Finalement, le même algorithme est utilisé pour la recherche d'une configuration optimale en présence de la production décentralisée. Bien que la production décentralisée ainsi que la reconfiguration du réseau contribuent à la réduction des pertes, avec la reconfiguration du réseau en présence des DGs, les performances du réseau sont davantage améliorées permettant d'avoir le minimum de pertes totales de puissance en assurant un bon profil de tension.

## Chapitre 5

# Insertion optimale seule et simultanée des DGs et des condensateurs

5.1 Introduction .....	114
5.2 Organisation du réseau de distribution en présence des DGs et des condensateurs .....	114
5.3 Coûts et bénéfices d'insertion des DGs dans le réseau de distribution .....	115
5.4 Impact d'insertion des condensateurs dans le réseau de distribution .....	116
5.5 Coûts et bénéfices d'insertion des condensateurs dans le réseau de distribution .....	117
5.6 Insertion seule et simultanée des condensateurs et des DGs .....	117
5.7 Formulation du problème .....	119
5.7.1 Fonction objectif .....	120
5.7.2 Formulation mathématique .....	121
5.7.2.1 Coûts d'installation des condensateurs .....	121
5.7.2.2 Coût d'installation des DGs .....	122
5.7.2.3 Coût de maintenance des DGs .....	122
5.7.2.4 Coût d'opération des DGs .....	122
5.7.2.5 Réductions de la puissance active achetée .....	123
5.7.2.6 Bénéfice de la réduction des pertes de puissance réactive .....	124
5.7.2.7 Bénéfice de la réduction des pertes d'énergies .....	124
5.7.2.8 Bénéfice de réduction des pertes durant la pointe .....	125
5.8 Applications numériques .....	126
5.8.1 Résultats avant l'installation des équipements .....	127
5.8.2 Installation des DGs et des condensateurs .....	130
5.8.2.1 Résultats après l'installation des condensateurs seuls .....	132
5.8.2.2 Résultats après l'installation des DGs seules .....	135
5.8.2.3 Résultats après installation simultanée des DGs et des condensateurs .....	138
5.9 Conclusion .....	146

## **5.1 Introduction**

L'insertion optimale simultanée des DGs et des condensateurs peut davantage augmenter la capacité du réseau de distribution, réduire les pertes, corriger le facteur de puissance et améliorer le profil de tension [69].

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 [70]. 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 [71].

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 apparaître 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 [70].

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 au réseau test IEEE 33-bus et les résultats obtenus sont présentés dans ce chapitre.

## **5.2 Organisation du réseau de distribution en présence des DGs et des condensateurs**

La figure (5.1) montre l'organisation du réseau de distribution par l'insertion optimale d'équipements de point de vue des DGs et des condensateurs fixes à installer et des tailles opérationnelles des DGs.

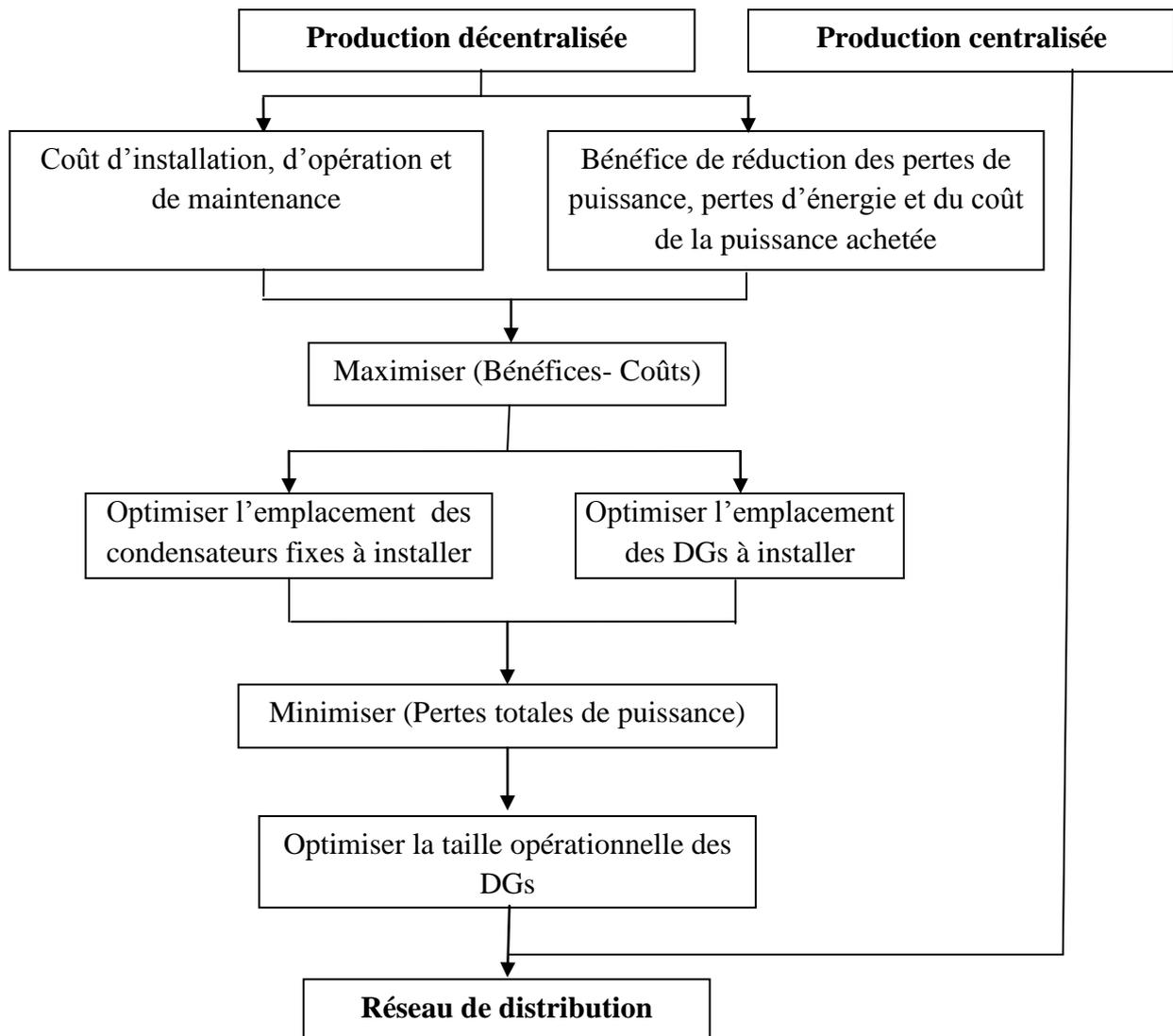


Figure 5.1 : Organisation du réseau de distribution en présence des DGs et des condensateurs

Par la prise en considération du coût d'installation, d'opération et de maintenance des DGs et des condensateurs fixes ainsi que le bénéfice de réduction des pertes de puissance, de pertes d'énergie et du coût de la puissance achetée, deux fonctions objectives ont été distinguées, la première pour optimiser l'emplacement des condensateurs fixes à installer et la deuxième pour optimiser l'emplacement des DGs à installer en maximisant la différence entre les différents bénéfices et les coûts de chaque équipement. Une troisième fonction objective qui a pour rôle de minimiser les pertes totales de puissance, détermine les meilleures tailles opérationnelles des DGs installées.

### **5.3 Coûts et bénéfices d'insertion des DGs dans le réseau de distribution**

Le coût d'insertion des DGs, dépendant principalement de leurs technologies, est considéré comme la somme des coûts d'investissement lié au [72]:

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

Ainsi, 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

### **5.4 Impact d'insertion des condensateurs dans le réseau de distribution**

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. 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.

Encore, placer des condensateurs au niveau du réseau ne suffit pas de résoudre le problème des pertes de puissance posé par les forts courants réactifs et un facteur de puissance global supérieur ou égal à 0.9 qui constitue une solution satisfaisante de point de vue électrique, peut ne pas être une solution acceptable de point de vue économique.

- 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 consommateurs 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...). La diminution de la puissance réactive transportée par l'insertion des condensateurs près des cites de consommation permet l'augmentation de la puissance active

transitée en améliorant le facteur de puissance, et la puissance active disponible au secondaire d'un transformateur est d'autant plus grande que le facteur de puissance de l'installation est élevé.

En plus, la diminution du courant absorbé de la source par l'insertion optimale 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.

### 5.5 Coûts et bénéfices d'insertion des condensateurs dans le réseau de distribution

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

Leurs bénéfices d'insertion dans le réseau de distribution sont :

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

### 5.6 Insertion seule et simultanée des condensateurs et des DGs

La figure (5.2) présente une ligne d'un réseau de distribution en présence seule et simultanée des condensateurs et des DGs .

Dans la figure (5.2.a), le jeu de barres 1 représente l'extrémité à laquelle est connectée 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 :

$$P_1 = P_0 - R \left( \frac{P_0^2 + Q_0^2}{V_0^2} \right) - P_{L1} \quad (5.1)$$

$$Q_1 = Q_0 - X \left( \frac{P_0^2 + Q_0^2}{V_0^2} \right) - Q_{L1} + Q_C \quad (5.2)$$

Où  $P_1$  et  $Q_1$  sont respectivement les puissances active et réactive sortantes du jeu de barres 1, et  $P_0$  et  $Q_0$  sont respectivement les puissances active et réactive sortantes du jeu de barres 0.

La chute de tension au niveau de la ligne (0-1) montrée dans la figure (5.2.a) est donnée par l'équation (5.3) :

$$\Delta V_{0,1} = \left| \frac{R(P_{L1} + P_1) + X(Q_{L1} + Q_1 - Q_c)}{V_1} \right| \quad (5.3)$$

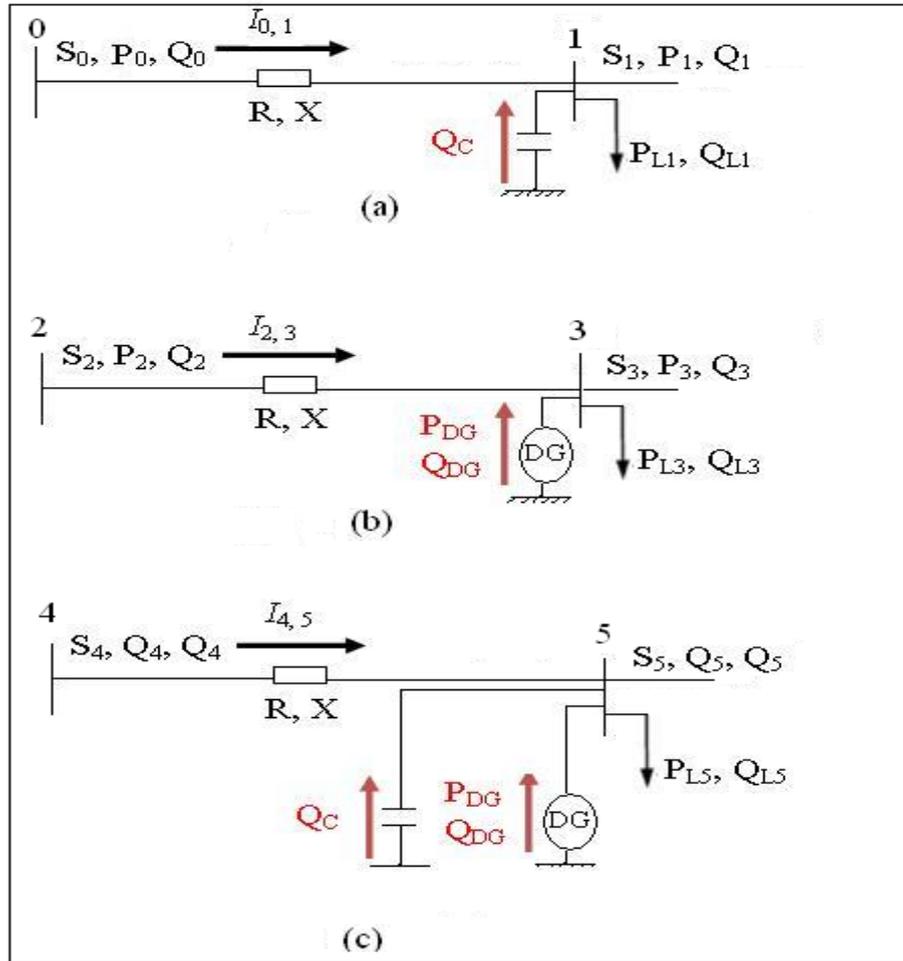


Figure 5.2 : Réseau radial en présence seule et simultanée des DGs et des condensateurs

Dans la figure (5.2.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 :

$$P_3 = P_2 - R \left( \frac{P_2^2 + Q_2^2}{V_2^2} \right) - P_{L3} + P_{DG} \quad (5.4)$$

$$Q_3 = Q_2 - X \left( \frac{P_2^2 + Q_2^2}{V_2^2} \right) - Q_{L3} + Q_{DG} \quad (5.5)$$

La chute de tension au niveau de la ligne (2-3) montrée dans la figure (5.2.b) est donnée par :

$$\Delta V_{2,3} = \left| \frac{R(P_{L3} + P_3 - P_{DG}) + X(Q_{L3} + Q_3 - Q_{DG})}{V_3} \right| \quad (5.6)$$

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

Dans la figure (5.2.c), le jeu de barres 5 comporte une charge de puissance active  $P_{L5}$  et puissance réactive  $Q_{L5}$  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 :

$$P_5 = P_4 - R \left( \frac{P_4^2 + Q_4^2}{V_4^2} \right) - P_{L5} + P_{DG} \quad (5.7)$$

$$Q_5 = Q_4 - X \left( \frac{P_4^2 + Q_4^2}{V_4^2} \right) - Q_{L5} + Q_{DG} + Q_C \quad (5.8)$$

La chute de tension au niveau de la ligne montrée dans la figure (5.2.c) s'écrit :

$$\Delta V_{4,5} = \left| \frac{R(P_{L5} + P_5 - P_{DG}) + X(Q_{L5} + Q_5 - Q_C - Q_{DG})}{V_5} \right| \quad (5.9)$$

### 5.7 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 simultanée des DGs et des condensateurs dans le réseau de distribution étudiés pour trois différents niveaux de charge (minimal, moyen et maximal) en prenant en considération le côté économique de point de vue des bénéfices atteints et des coûts d'installation, de maintenance et d'opération d'équipement inséré.

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

Minimiser les coûts:

- d'installation des DGs

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

### 5.7.1 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 :

$$X = [X_i] = [L_1 \ L_2 \ \dots \ L_{NC} \ Q_1 \ Q_2 \ \dots \ Q_{NC}]_{1 \times (2 \times NC)} \quad (5.10)$$

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 de la puissance active et réactive. Dans ce cas, le vecteur de contrôle devient :

$$X = [X_i] = [L_1 \ L_2 \ \dots \ L_{NDG} \ P_1 \ P_2 \ \dots \ P_{NDG} \ Q_1 \ Q_2 \ \dots \ Q_{NDG}]_{1 \times (3 \times NDG)} \quad (5.11)$$

Où  $P_1, P_2, \dots, P_{NDG}$  et  $Q_1, Q_2, \dots, Q_{NDG}$  : sont les puissances actives et 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 :

$$X = [L_1^{DG} \ L_2^{DG} \ L_{NDG}^{DG} \ L_1^C \ L_2^C \ L_{NC}^C \ P_1^{DG} \ P_2^{DG} \ P_{NDG}^{DG} \ Q_1^{DG} \ Q_2^{DG} \ Q_{NDG}^{DG} \ Q_1^C \ Q_2^C \ Q_{NC}^C]_{1 \times (3 \times NDG + 2 \times NC)} \quad (5.12)$$

La taille du vecteur de contrôle est en fonction du nombre des DGs et des condensateurs installés. Si l'on considère que les DGs génèrent 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 définies comme suit:

La première fonction objectif détermine les emplacements optimaux des DGs à installer afin d'avoir le maximum de différence bénéfiques / coûts d'insertion des DGs:

$$F_1 = BPV + BEL - (C1 + CM + CPV) \quad (5.13)$$

La deuxième fonction objectif détermine les emplacements optimaux des condensateurs à installer afin d'avoir le maximum de différence bénéfices / coûts d'insertion des condensateurs:

$$F_2 = BEL + BPL + BR - \text{cost}_{\text{Cap}} \quad (5.14)$$

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

$$F_3 = \min_{i \in [0]} \sum_1^{\text{Nbr}} (P_{\text{loss}}) \quad (5.15)$$

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

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

BEL : Bénéfice de la réduction des pertes d'énergie ;

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

BR : Bénéfice de la réduction des pertes de puissance réactive ;

C1 : Coût d'installation des DGs ;

CM : Coût de maintenance des DGs ;

CPV : Coût d'opération des DGs ;

cost<sub>Cap</sub> : Coût d'installation des condensateurs.

P<sub>loss</sub> : Pertes de puissance active au niveau de chaque branche

### 5.7.2 Formulation mathématique

La formulation mathématique des différentes parties des trois fonctions objectifs se présente comme suit [71]:

#### 5.7.2.1 Coûts d'installation des condensateurs

Le coût d'installation des condensateurs est donné par l'équation :

$$\text{Cost}_{\text{Cap}} = \sum_{i=1}^{N_c} \text{Cost}_{\text{ci}} \quad (5.16)$$

Où Cost<sub>ci</sub> et N<sub>C</sub> sont respectivement le coût d'installation du i<sup>ème</sup> condensateur et le nombre de condensateurs installés.

**5.7.2.2 Coût d'installation des DGs**

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

$$C_1 = \sum_{i=1}^{N_{DG}} \text{Cost}_{\text{installation},i} * K_{DG} \quad (5.17)$$

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).

**5.7.2.3 Coût de maintenance des DGs**

Le coût de maintenance des DGs est formulé comme suit:

$$CM_1 = \sum_{i=1}^{N_{DG}} \text{Cost}_{\text{maint},i} * K_{DG} \quad (5.18)$$

Où  $CM_1$  est le coût de maintenance pour une année.

Le coût de maintenance durant la période de planification est calculé par l'équation:

$$CM = CM_1 * \sum_{t=1}^T \left( \frac{1 + \text{InfR}}{1 + \text{IntR}} \right)^t \quad (5.19)$$

$\text{InfR}$ ,  $\text{IntR}$ ,  $T$  sont respectivement le taux d'inflation, le 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).

**5.7.2.4 Coût d'opération des DGs**

Le coût d'opération est égal au coût de production de la puissance active. Il est donné par l'équation suivante [71] [73]:

$$C_2 = \sum_{i=1}^{N_{DG}} \sum_{k=1}^{K_{DG}} T_j * DG_{jik} * CG_{ik} \quad (5.20)$$

$$CPV = C_2 * \sum_{t=1}^T \left( \frac{1 + \text{InfR}}{1 + \text{IntR}} \right)^t \quad (5.21)$$

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 (C2) 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.

### 5.7.2.5 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:

$$PT_{N_{DGj}} = PD_j + LOSS_{NDG,j} \quad (5.22)$$

Où  $PT_{N_{DGj}}$  est la puissance active achetée dans le  $j^{ème}$  niveau de charge sans DG ;

$PD_j$  est la puissance demandée;

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

La puissance active achetée en présence des DGs est donnée selon l'équation ci-dessous:

$$PT_{DGj} = PD_j + LOSS_{DGj} - \sum_{i=1}^{N_{DG}} \sum_{k=1}^{K_{DG}} DG_{j,ik} \quad (5.23)$$

Où  $PT_{DGj}$  est la puissance active achetée dans le  $j^{ème}$  niveau de charge avec DG. .

La réduction de la demande de puissance active peut être formulée comme suit [56]:

$$\Delta PT = PT_{N_{DGj}} - PT_{DGj} \quad (5.24)$$

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

$$\Delta LOSS = LOSS_{NDGj} - LOSS_{DGj} \quad (5.25)$$

Par conséquent l'équation (5.24) peut être reformulée par l'équation suivante :

$$\Delta PT = PT_{N_{DGj}} - PT_{DGj} = \sum_{i=1}^{N_{DG}} \sum_{k=1}^{K_{DG}} DG_{j,ik} + \Delta Loss_j \quad (5.26)$$

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

$$B_1 = \sum_{j=1}^n C_{Mwjh} * \Delta P * T_j \quad (5.27)$$

La valeur actuelle de l'équation (5.27) est calculée comme suit:

$$BPV = B_1 * \sum_{t=1}^T \left( \frac{1 + InfR}{1 + IntR} \right)^t \quad (5.28)$$

Où BPV est la valeur actuelle bénéficiée;

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

n : est le nombre de niveaux de charge

### 5.7.2.6 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 :

$$BR_1 = C_R(Q_0 - Q_1) \quad (5.29)$$

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:

$$BR = BR_1 * \sum_{t=1}^T \left( \frac{1 + InfR}{1 + IntR} \right)^t \quad (5.30)$$

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

### 5.7.2.7 Bénéfice de la réduction des pertes d'énergies

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

$$EL_{ij} = T_{ij} * R_i * I_i^2 \quad (5.31)$$

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:

$$EL = \sum_{i=1}^N E_i \quad (5.32)$$

Le coût des pertes d'énergie durant la période de planification peut être obtenu en multipliant l'équation (5.32) par le taux d'énergie ( $C_e$ ).

$$CEL = C_e * EL \quad (5.33)$$

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

$$BEL_1 = CEL_0 - CEL_1 \quad (5.34)$$

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:

$$BEL = BEL_1 * \sum_{t=1}^T \left( \frac{1 + InfR}{1 + IntR} \right)^t \quad (5.35)$$

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

### 5.7.2.8 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, qui peut être calculée comme suit :

$$PL = P_{Loss,0} - P_{Loss,1} \quad (5.36)$$

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 :

$$BPL_1 = C_d * PL \quad (5.37)$$

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:

$$BPL = BPL_1 * \sum_{t=1}^T \left( \frac{1 + InfR}{1 + IntR} \right)^t \quad (5.38)$$

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

**5.8 Applications numériques**

L’optimisation de l’emplacement et la taille des DGs et des condensateurs se fait par l’algorithme métaheuristique Firefly (FA), programmé toujours sous MATLAB et testé sur le réseau de distribution IEEE33-bus [21]

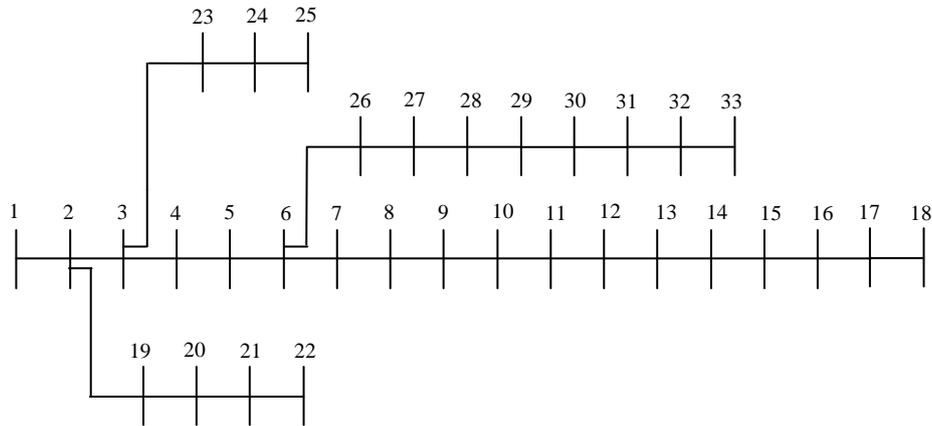


Figure 5.3 : Réseau de distribution IEEE 33-bus

Le taux de croissance de charge est considéré 1% dans chaque année. Les informations techniques et commerciales pour les trois durées de charge (h/ans) ainsi que le prix du marché d’électricité sont présenté par le tableau (5.1) [71] [74].

Tableau 5.1 : Informations techniques et commerciales sur le prix d’un MWh dans le marché pendant les différentes durées des niveaux de charge

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

Le tableau (5.2) représente les puissances actives et réactives au niveau de chaque jeu de barres ainsi que les puissances totales demandées pour chaque niveau de charge.

Tableau 5.2 : Puissances actives et réactives demandées pour les trois niveaux de charge

Numéro JB	Niveaux de charge					
	Charge minimale		Charge moyenne		Charge maximale	
	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)
1	0	0	0	0	0	0
2	90	54	100	60	130	78
3	81	36	90	40	117	52
4	108	72	120	80	156	104
5	54	27	60	30	78	39
6	54	18	60	20	78	26
7	180	90	200	100	260	130
8	180	90	200	100	260	130
9	54	18	60	20	78	26
10	54	18	60	20	78	26
11	40,5	27	45	30	58,5	39
12	54	31,5	60	35	78	45,5
13	54	31,5	60	35	78	45,5
14	108	72	120	80	156	104
15	54	9	60	10	78	13
16	54	18	60	20	78	26
17	54	18	60	20	78	26
18	81	36	90	40	117	52
19	81	36	90	40	117	52
20	81	36	90	40	117	52
21	81	36	90	40	117	52
22	81	36	90	40	117	52
23	81	45	90	50	117	65
24	378	180	420	200	546	260
25	378	180	420	200	546	260
26	54	22,5	60	25	78	32,5
27	54	22,5	60	25	78	32,5
28	54	18	60	20	78	26
29	108	63	120	70	156	91
30	180	540	200	600	260	780
31	135	63	150	70	195	91
32	189	90	210	100	273	130
33	54	36	60	40	78	52
Puissance totale demandée	3343,5	2070	3715	2300	4829,5	2990

**5.8.1 Résultats avant l’installation des équipements**

Le tableau (5.3) représente la solution de l’écoulement de puissances pour différentes charges du réseau de distribution IEEE33-bus avant l’installation des équipements. On remarque que pour les trois niveaux de charge minimal, moyen et maximal, les tensions minimales 0.9227 pu, 0.9134 pu et 0.8845 pu sont obtenues au niveau du jeu de barres 18 (jeu de barres terminal de la ligne principale).

Les pertes de puissance totales étudiées aussi pour les mêmes niveaux de charge sont présentées au tableau (5.4). Les pertes totales actives et réactives en pleine charge dépassent plus de deux fois celles en charge minimale. Les plus grandes pertes sont obtenues au niveau de la branche 2 pour les puissances actives (Figure 5.5) et la branche 5 pour les puissances réactives (Figure 5.6) dues aux courants d'appel et aux caractéristiques des branches du réseau.

Tableau 5.3 : Solution de l'écoulement de puissance pour différentes charges du réseau de distribution IEEE 33 –Bus avant l'installation des équipements

Jeu de barres	V (pu)			Jeu de barres	V (pu)		
	Faible charge	Moyenne charge	Pleine charge		Faible charge	Moyenne charge	Pleine charge
1	1.0000	1.0000	1.0000	18	0.9227	0.9134	0.8845
2	0.9974	0.9970	0.9961	19	0.9969	0.9965	0.9954
3	0.9848	0.9830	0.9774	20	0.9937	0.9929	0.9907
4	0.9781	0.9755	0.9675	21	0.9930	0.9922	0.9898
5	0.9715	0.9682	0.9577	22	0.9925	0.9916	0.9890
6	0.9552	0.9498	0.9332	23	0.9816	0.9794	0.9727
7	0.9521	0.9463	0.9286	24	0.9756	0.9727	0.9640
8	0.9477	0.9415	0.9221	25	0.9726	0.9694	0.9596
9	0.9422	0.9352	0.9137	26	0.9534	0.9479	0.9306
10	0.9370	0.9294	0.9060	27	0.9512	0.9453	0.9272
11	0.9362	0.9286	0.9048	28	0.9410	0.9339	0.9120
12	0.9349	0.9271	0.9028	29	0.9337	0.9257	0.9010
13	0.9295	0.9210	0.8947	30	0.9305	0.9222	0.8963
14	0.9275	0.9187	0.8917	31	0.9268	0.9180	0.8907
15	0.9262	0.9173	0.8898	32	0.9260	0.9171	0.8895
16	0.9250	0.9160	0.8880	33	0.9258	0.9168	0.8891
17	0.9232	0.9140	0.8853				

Tableau 5.4 : Pertes de puissances active et réactive du réseau de distribution IEEE 33-Bus sans installation des équipements

Etat de la charge	Pertes totales de puissance active (kW)	Pertes totales de puissance réactive (kVAr)
Faible charge	161.0973	107.4072
Moyenne charge	201.8925	134.6413
Pleine charge	357.8058	238.8177

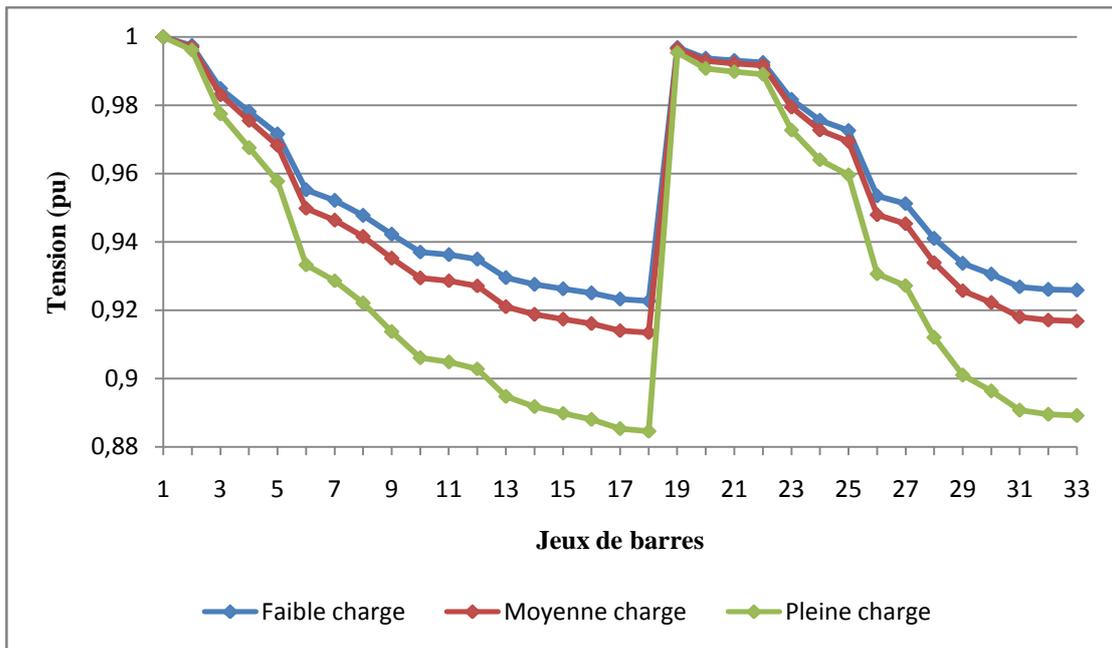


Figure 5.4 : Profil de tension sans installation d'équipements pour les différentes charges

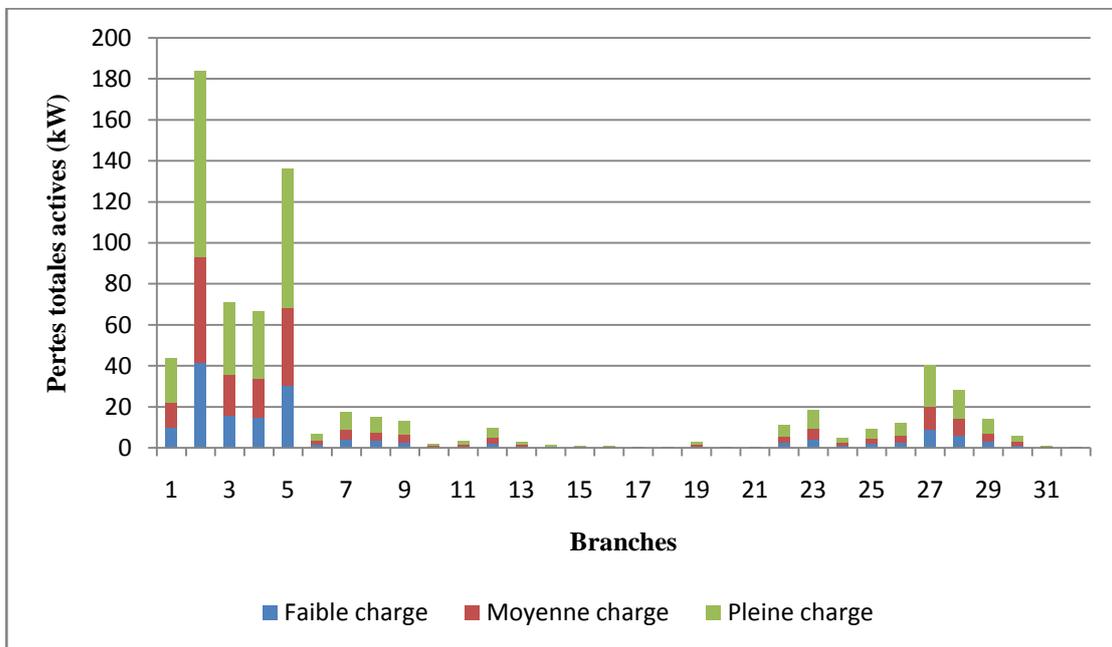


Figure 5.5: Pertes de puissance active dans les branches du réseau IEEE33-Bus avant l'installation des équipements pour les différentes charges

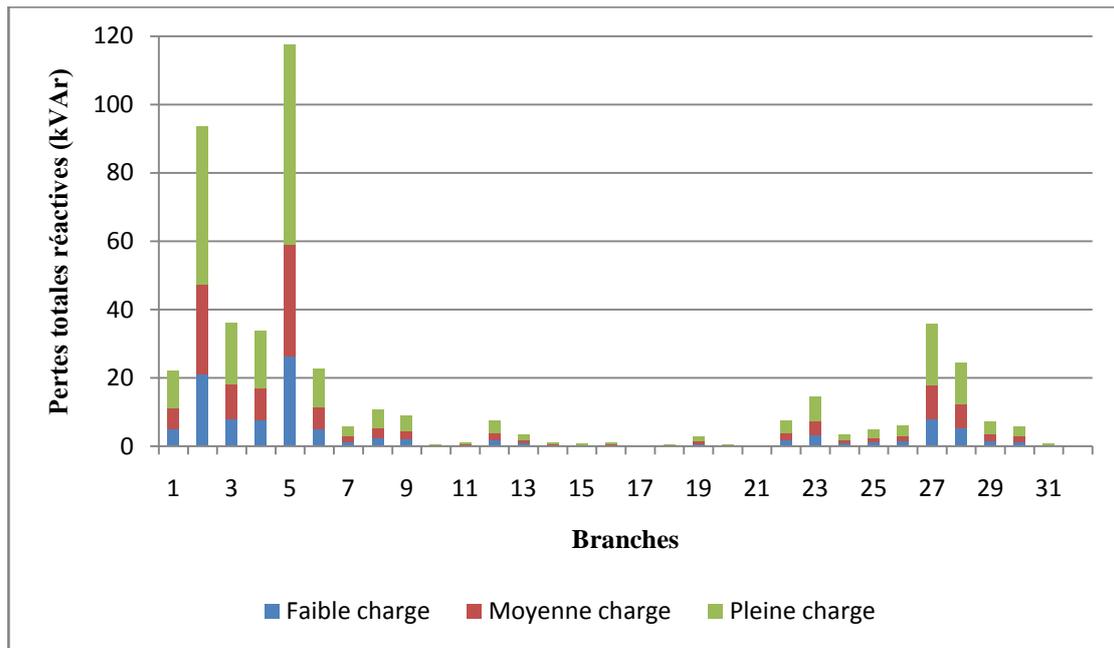


Figure 5.6: Pertes de puissance réactive dans les branches du réseau IEEE33-bus avant l’installation des équipements pour les différentes charges

### 5.8.2 Installation des DGs et des condensateurs

Une capacité totale des générations d’énergie dispersée de 10 à 20% des puissances totales demandées active et réactive est suffisante pour améliorer le profil de tension du système et réduire les pertes de puissance [72].

Pour notre cas, les puissances active et réactive demandées en pleine charge (Tableau 5.2) sont respectivement 4829.5 kW et 2990 kVAr. Donc les DGs sont installées dans le système de telle sorte que la puissance active maximale produite ne sort pas de 10% à 20% de la puissance demandée en pleine charge, c'est-à-dire de 482.95 kW à 965.9 kW de puissance active (Tableau 5.5). Même chose pour la puissance réactive produite par tous les condensateurs installés, elle ne sort pas aussi de 10% à 20% de la puissance réactive demandée en pleine charge, c'est-à-dire de 299 kVAr à 598 kVAr de puissance réactive.

Tableau 5.5 : Tailles et nombre des DGs et des condensateurs à installer

Puissance demandée en pleine charge		P (kW)	Q (kVAr)
		4829,5	2990
Puissance à installer (10% à 20%)		482.95 kW à 965.9 kW	299 kVAr à 598 kVAr
Condensateurs à installer	Nombre	-	5
	Taille	-	100 KVar
DGs à installer	Nombre	3	-
	Taille	2×200 kW + 400 kW	-

Les coûts d’installation et d’opération des DGs et des condensateurs sont présentées dans le tableau (5.6) pour les trois niveaux de charge (minimal, moyen et maximal) en calculant les coûts d’installation, de maintenance et d’opération des deux DGs de 200 kW chacune et une de 400 kW ainsi que cinq condensateurs de 100 kVAr chacun (tableau 5.5) installés dans le réseau de distribution.

Tableau 5.6 : Coûts économiques pour les différents niveaux de charge

<b>Coût économique</b>	<b>Etat de charge</b>	<b>Coûts en (\$)</b>
Coût d’installation des condensateurs	Faible charge	8000.00
Coût d’installation des DGs		23850.00
Coût de maintenance des DGs		15330.00
Coût d’opération des DGs		25404.00
<b>Total</b>		<b>72584.00</b>
Coût d’installation des condensateurs	Moyenne charge	8000.00
Coût d’installation des DGs		23850.00
Coût de maintenance des DGs		33425.00
Coût d’opération des DGs		55042.00
<b>Total</b>		<b>120317.00</b>
Coût d’installation des condensateurs	Pleine charge	8000.00
Coût d’installation des DGs		23850.00
Coût de maintenance des DGs		12885.00
Coût d’opération des DGs		21182.00
<b>Total</b>		<b>65917.00</b>

On a installé 5 condensateurs avec une taille de 100 kVAr chacun à des emplacements optimaux par l’application de l’algorithme FA afin de maximiser la fonction objectif de l’équation (5.14). Les emplacements optimaux sont obtenus au niveau des jeux de barres : 7, 10, 15, 24, 33. Aussi 3 DGs, 2 de taille de 200 kW chacune et une de 400 kW sont installées à des emplacements optimaux, par l’application toujours de l’algorithme FA afin de maximiser la fonction objectif de l’équation (5.13). Les emplacements optimaux sont obtenus au niveau des jeux de barres 9, 14 pour les tailles de 200 kW et 30 pour la taille de 400 kW.

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

- Premier cas : sans installation d'équipements (DGs et condensateurs).
- Deuxième cas : seuls les condensateurs sont installés de façon optimale au niveau des jeux de barres 7, 10, 15, 24 et 33.
- Troisième cas : seuls les DGs sont installés de manière optimale au niveau des jeux de barres 9, 14 et 30.
- Quatrième cas, les trois DGs et les cinq condensateurs sont installés simultanément avec les mêmes emplacements optimaux.

**5.8.2.1 Résultats après l'installation des condensateurs seuls**

Dans ce cas, cinq condensateurs fixes de 100 kVAr chacun sont installés au niveau des jeux de barres 7, 10, 15, 24 et 33 (Figure 5.7) avec la prise en considération des coûts et des bénéfices d'installation étudiés pour les trois niveaux de charge (minimal, moyen et maximal).

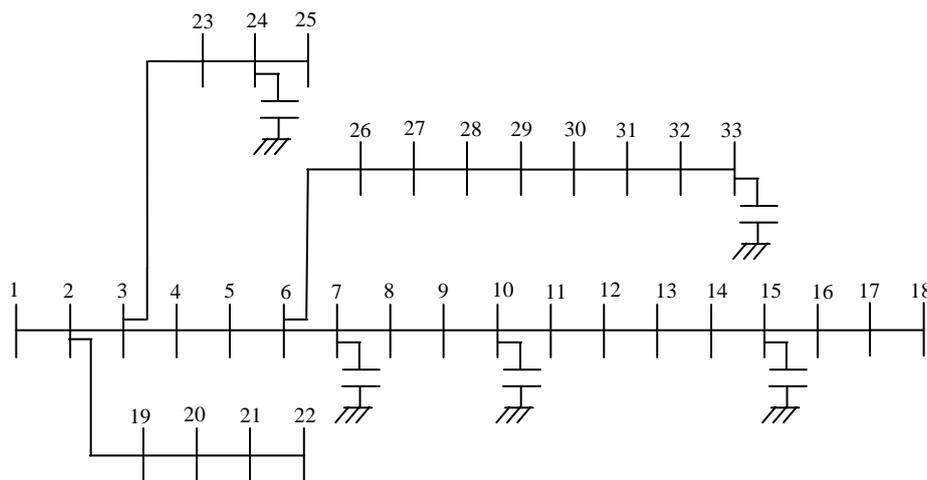


Figure 5.7 : Réseau de distribution électrique IEEE33-bus avec l'insertion optimale des condensateurs

Le tableau (5.7) représente la solution de l'écoulement de puissances pour différentes charges du réseau de distribution IEEE33-bus après l'installation des condensateurs seuls. Respectivement, pour les trois niveaux de charge minimal, moyen et maximal, les tensions minimales sont 0.9565 pu, 0.9479 pu et 0.9331 pu (Figure 5.8) toujours obtenues au niveau du jeu de barres terminal 18 de la ligne principale. Les pertes de puissance totales étudiées aussi pour les mêmes niveaux de charge sont présentées au tableau (5.8). On remarque que les pertes totales actives et réactives en pleine charge dépassent presque deux fois celles en charge

minimale. Les plus grandes pertes sont obtenues au niveau de la branche 2 pour les puissances actives (Figure 5.9) et les puissances réactives (Figure 5.10) dues aux courants d'appel et aux caractéristiques des branches du réseau.

Tableau 5.7 : Solution de l'écoulement de puissance pour différentes charges du réseau de distribution IEEE33-bus après l'installation des condensateurs

Jeu de barres	V (pu)			Jeu de barres	V (pu)		
	Faible charge	Moyenne charge	Pleine charge		Faible charge	Moyenne charge	Pleine charge
1	1.0000	1.0000	1.0000	18	0.9565	0.9479	0.9331
2	0.9987	0.9984	0.9979	19	0.9986	0.9982	0.9977
3	0.9925	0.9908	0.9881	20	0.9988	0.9981	0.9976
4	0.9901	0.9876	0.9840	21	0.9982	0.9974	0.9967
5	0.9874	0.9841	0.9796	22	0.9976	0.9968	0.9959
6	0.9800	0.9750	0.9679	23	0.9904	0.9883	0.9848
7	0.9805	0.9752	0.9684	24	0.9845	0.9817	0.9763
8	0.9779	0.9721	0.9643	25	0.9816	0.9785	0.9720
9	0.9747	0.9683	0.9596	26	0.9790	0.9738	0.9663
10	0.9698	0.9628	0.9525	27	0.9777	0.9722	0.9643
11	0.9691	0.9620	0.9514	28	0.9711	0.9644	0.9542
12	0.9678	0.9606	0.9494	29	0.9664	0.9589	0.9470
13	0.9627	0.9549	0.9420	30	0.9642	0.9564	0.9436
14	0.9609	0.9528	0.9394	31	0.9608	0.9525	0.9386
15	0.9597	0.9515	0.9378	32	0.9600	0.9517	0.9375
16	0.9586	0.9503	0.9361	33	0.9598	0.9514	0.9371
17	0.9570	0.9485	0.9338				

Tableau 5.8 : Pertes totales de puissances active et réactive du réseau de distribution IEEE33-bus après l'installation des condensateurs

Etat de la charge	Pertes totales de puissance active (kW)	Pertes totales de puissance réactive (kVAr)
Faible charge	131.6435	84.9029
Moyenne charge	153.4851	100.2210
Pleine charge	265.3353	173.2982

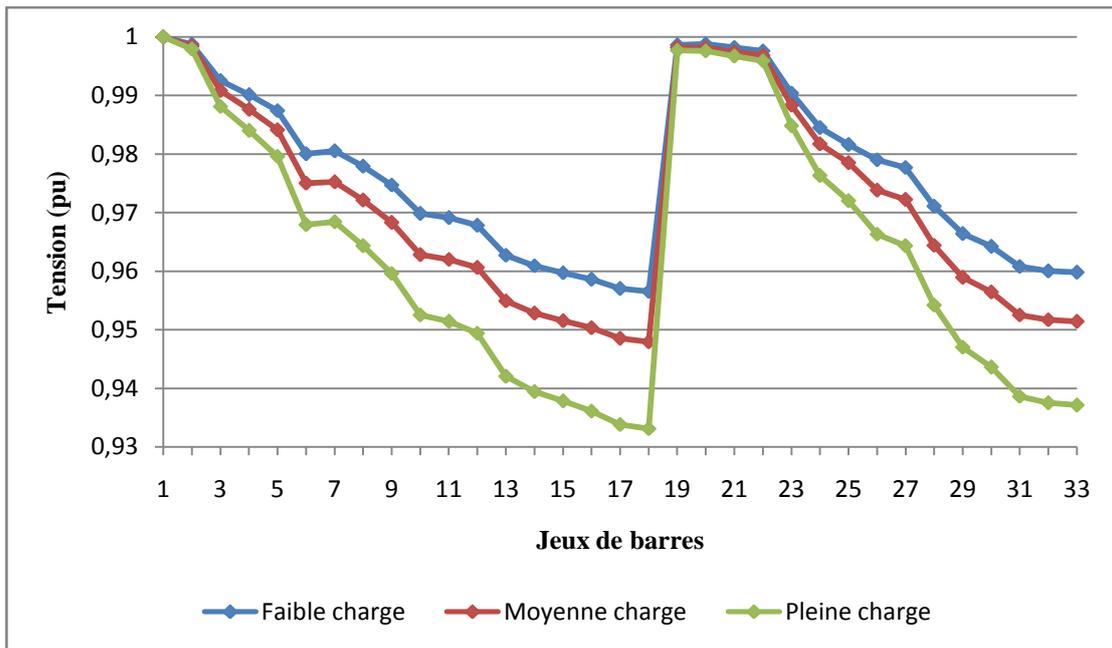


Figure 5.8 : Profil de tension après l’installation des condensateurs seuls pour les différents niveaux de charge

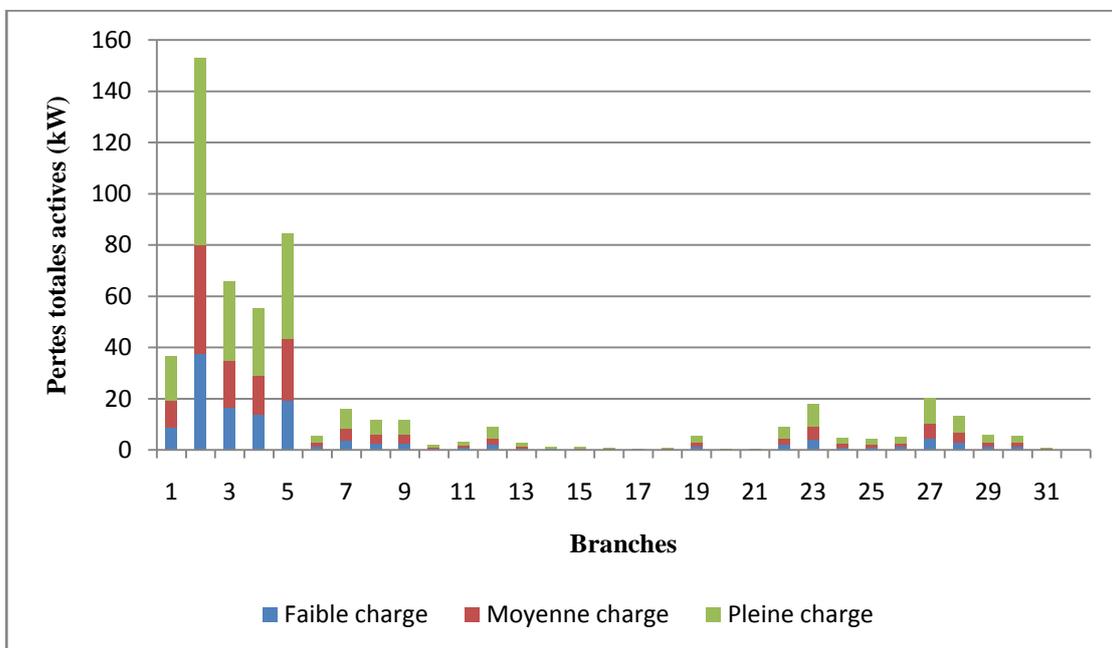


Figure 5.9: Pertes de puissance active au niveau de chaque branche du réseau IEEE33-bus après l’installation des condensateurs pour les différents niveaux de charges

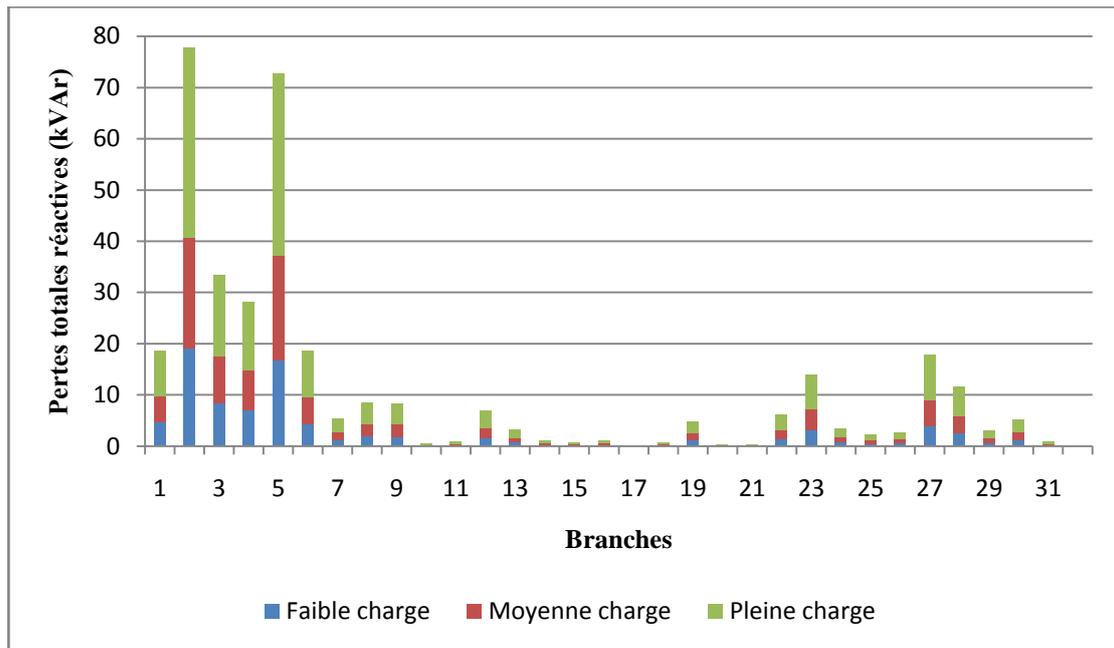


Figure 5.10: Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche du réseau IEEE33-bus après l’installation des condensateurs pour les différents niveaux de charges

**5.8.2.2 Résultats après l’installation des DGs seules**

Le cas suivant, consiste à installer trois DGs, 2 de taille de 200 kW chacune et une de 400 kW avec la prise en considération des coûts et des bénéfices d’installation étudié pour les trois niveaux de charge (minimal, moyen, maximal). Les tailles opérationnelles des DGs installées obtenues après l’application de l’algorithme FA et toujours dans le but de minimiser la fonction objectif (équation 5.15) sont 176 kW, 168 kW, 388 kW correspondant respectivement aux emplacements 9, 14, 30 (Figure 5.11).

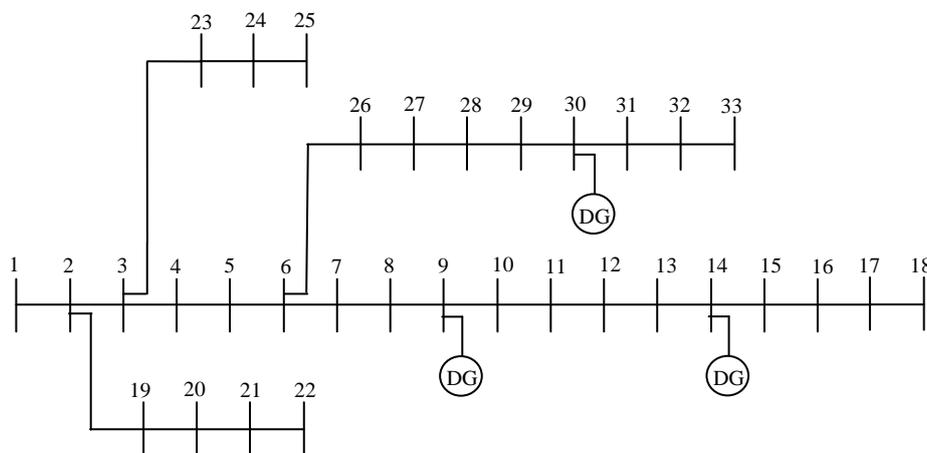


Figure 5.11 : Réseau de distribution électrique IEEE33-bus avec l’insertion optimale de la production décentralisée

Le tableau (5.9) représente la solution de l'écoulement de puissances pour différentes charges du réseau de distribution IEEE33-bus après l'installation des DGs seules. Respectivement, pour les trois niveaux de charge minimal, moyen et maximal, les tensions minimales (Figure 5.12) sont 0.9816 pu obtenue au jeu de barres terminal 25 d'une ligne latérale, et 0.9738 pu, 0.9482 pu obtenues au niveau du jeu de barres terminal 18 de la ligne principale.

Tableau 5.9 : Solution de l'écoulement de puissance pour différentes charges du réseau de distribution IEEE33-bus après l'installation de trois DGs

JB	V (pu)			JB	V (pu)		
	Faible charge	Moyenne charge	Pleine charge		Faible charge	Moyenne charge	Pleine charge
1	1.0000	1.0000	1.0000	18	0.9822	0.9738	0.9482
2	0.9988	0.9985	0.9976	19	0.9983	0.9979	0.9969
3	0.9937	0.9920	0.9870	20	0.9951	0.9944	0.9922
4	0.9926	0.9902	0.9830	21	0.9944	0.9937	0.9913
5	0.9918	0.9888	0.9794	22	0.9939	0.9930	0.9905
6	0.9881	0.9833	0.9686	23	0.9905	0.9885	0.9823
7	0.9864	0.9813	0.9655	24	0.9845	0.9819	0.9737
8	0.9871	0.9815	0.9643	25	0.9816	0.9786	0.9693
9	0.9887	0.9826	0.9635	26	0.9881	0.9831	0.9678
10	0.9873	0.9806	0.9598	27	0.9881	0.9829	0.9670
11	0.9872	0.9804	0.9594	28	0.9869	0.9806	0.9614
12	0.9872	0.9802	0.9588	29	0.9864	0.9794	0.9579
13	0.9869	0.9794	0.9561	30	0.9874	0.9801	0.9577
14	0.9868	0.9791	0.9551	31	0.9838	0.9761	0.9523
15	0.9856	0.9777	0.9533	32	0.9830	0.9752	0.9512
16	0.9844	0.9764	0.9516	33	0.9828	0.9749	0.9508
17	0.9827	0.9744	0.9489				

Tableau 5.10 : Pertes de puissances active et réactive du réseau de distribution IEEE33-bus après l'installation de trois DGs

Etat de la charge	Pertes totales de puissance active (kW)	Pertes totales de puissance réactive (kVAr)
Faible charge	65.1756	44.8583
Moyenne charge	79.1634	53.9867
Pleine charge	145.8255	97.8375

Les pertes de puissance totales étudiées aussi pour les mêmes niveaux de charge sont présentées au tableau (5.10). On remarque que les pertes totales actives et réactives en pleine charge dépassent plus de deux fois celles en charge minimale. Les plus grandes pertes sont obtenues au niveau de la branche 2 pour les puissances actives (Figure 5.13) et la branche 5 pour les puissances réactives (Figure 5.14) dues aux courants d'appel et aux caractéristiques des branches du réseau.

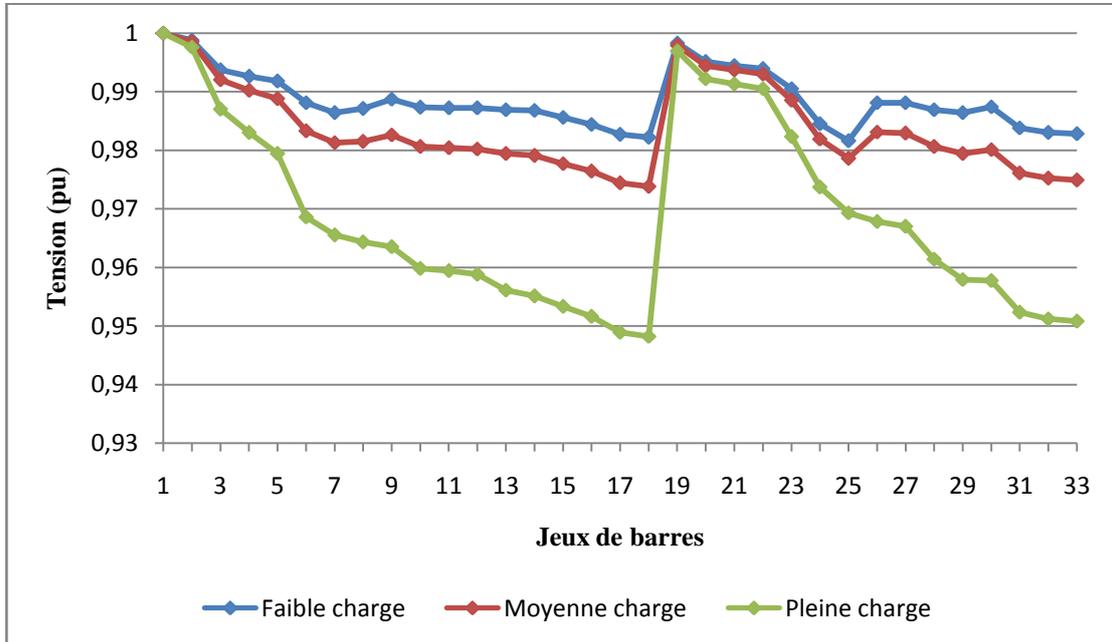


Figure 5.12 : Profil de tension après l'installation de trois DGs seules pour les différents niveaux de charge

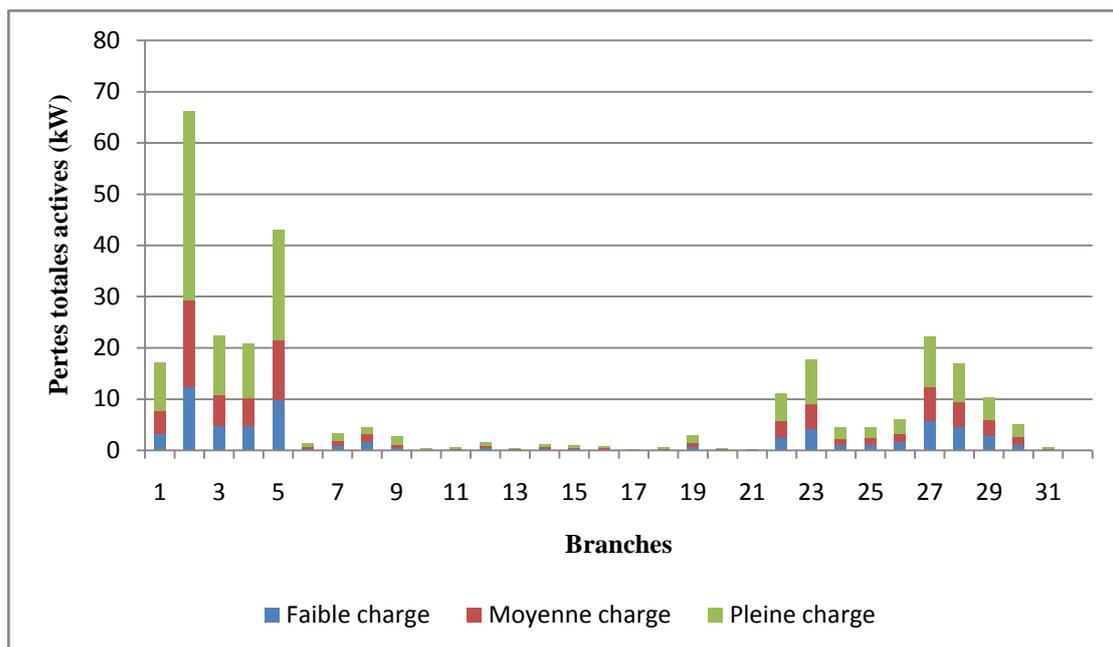


Figure 5.13: Pertes de puissance active au niveau de chaque branche du réseau IEEE33-bus après l’installation de trois DGs seules pour les différents niveaux de charge

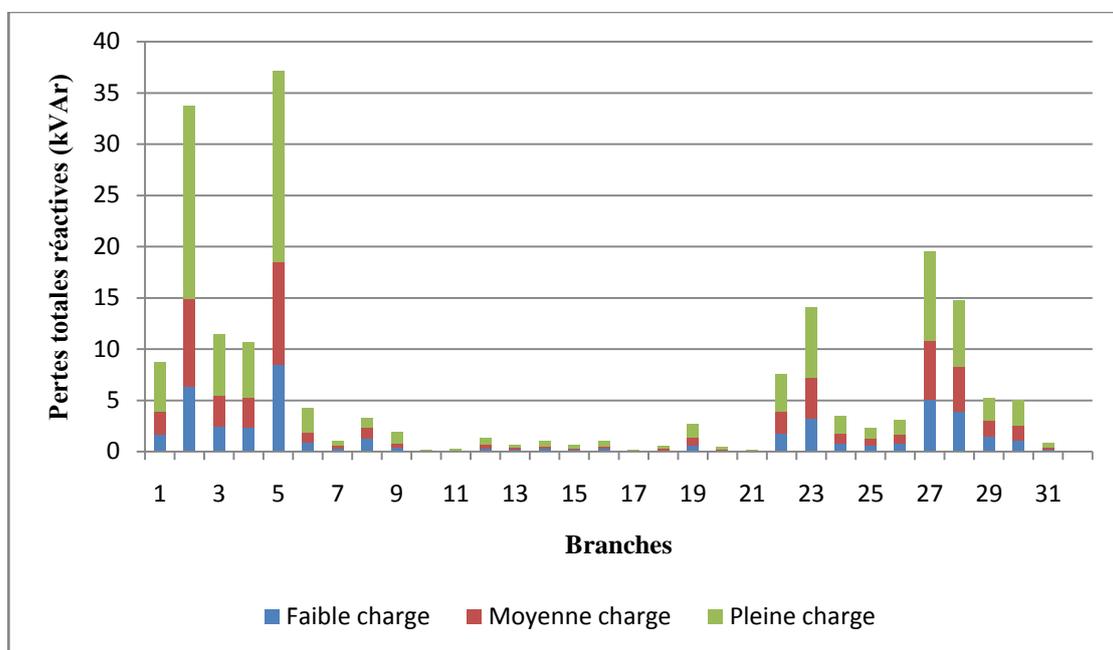


Figure 5.14: Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche du réseau IEEE33-bus après l’installation de trois DGs seules pour les différentes charges

**5.8.2.3 Résultats après installation simultanée des DGS et des condensateurs**

Le dernier cas correspond à l’installation simultanée (Figure 5.15) de trois DGs, 2 de taille de 200 kW chacune et une de 400 kW respectivement aux emplacements 9, 14 et 30 et cinq condensateurs fixes de taille de 100 kVar chacun aux emplacements 7, 10, 15, 24 et 33 avec la prise en considération des coûts et des bénéfices d’installation étudié pour les trois niveaux de charge.

Après l’application de l’algorithme FA et toujours dans le but de minimiser la fonction objectif (équation 5.15), les tailles opérationnelles des DGs installées obtenues sont 11 kW, 146 kW et 204 kW respectivement aux emplacements 9, 14 et 30.

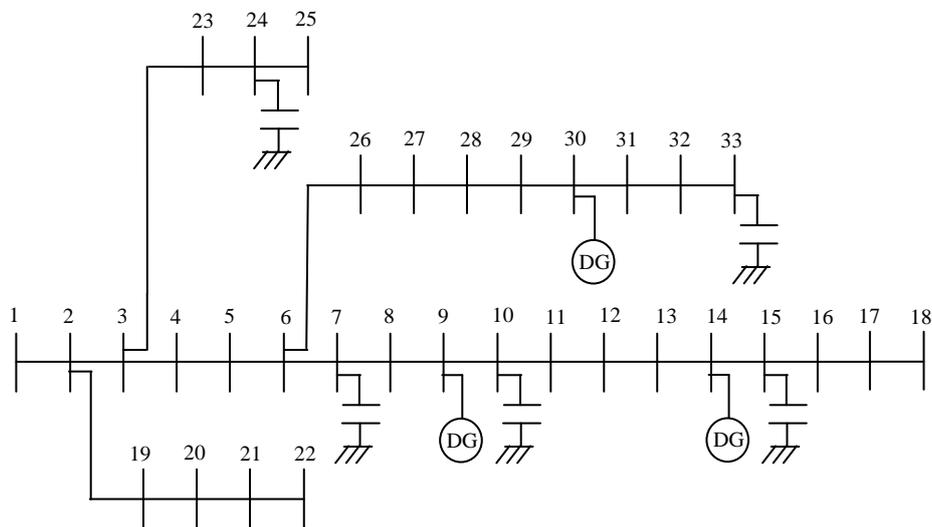


Figure 5.15 : Réseau de distribution IEEE33-bus avec l’insertion optimale simultanée des DGs et des condensateurs

Le tableau (5.11) représente la solution de l’écoulement de puissances pour différents niveaux de charge du réseau de distribution IEEE33-bus après l’installation simultanée des DGs et des condensateurs. Respectivement, pour les trois niveaux de charge minimal, moyen et maximal, les tensions minimales (Figure 5.16) sont 0.9849 pu, 0.9769 pu obtenues au niveau du jeu de barres terminal 33 de la ligne latérale et 0.9622 pu obtenue au niveau du jeu de barres terminal 18 de la ligne principale.

Tableau 5.11 : Solution de l'écoulement de puissance pour différentes charges du réseau de distribution IEEE33-bus après l'installation simultanée des DGs et des condensateurs

JB	V (pu)			JB	V (pu)		
	Faible charge	Moyenne charge	Pleine charge		Faible charge	Moyenne charge	Pleine charge
1	1.0000	1.0000	1.0000	18	0.9858	0.9775	0.9622
2	0.9993	0.9990	0.9985	19	0.9992	0.9989	0.9984
3	0.9965	0.9948	0.9921	20	0.9995	0.9988	0.9982
4	0.9965	0.9941	0.9905	21	0.9988	0.9981	0.9973
5	0.9963	0.9932	0.9887	22	0.9983	0.9974	0.9965
6	0.9942	0.9894	0.9822	23	0.9943	0.9923	0.9889
7	0.9951	0.9900	0.9829	24	0.9885	0.9858	0.9803
8	0.9945	0.9889	0.9809	25	0.9855	0.9825	0.9761
9	0.9942	0.9881	0.9790	26	0.9940	0.9890	0.9814
10	0.9922	0.9855	0.9748	27	0.9938	0.9885	0.9805
11	0.9920	0.9852	0.9742	28	0.9912	0.9848	0.9744
12	0.9918	0.9848	0.9734	29	0.9895	0.9824	0.9703
13	0.9906	0.9831	0.9699	30	0.9893	0.9818	0.9689
14	0.9902	0.9824	0.9686	31	0.9859	0.9780	0.9639
15	0.9890	0.9812	0.9669	32	0.9851	0.9771	0.9628
16	0.9879	0.9799	0.9653	33	0.9849	0.9769	0.9624
17	0.9863	0.9781	0.9629				

Tableau 5.12 : Pertes totales de puissances active et réactive après l'installation simultanée des DGs et des condensateurs

Etat de la charge	Pertes totales de puissance active (kW)	Pertes totales de puissance réactive (kVAr)
Faible charge	58.3350	36.1192
Moyenne charge	66.9716	42.4756
Pleine charge	137.5327	87.7001

Les pertes totales de puissance étudiées aussi pour les mêmes niveaux de charge sont présentées au tableau (5.12). Toujours, les pertes totales actives et réactives en pleine charge

dépassent plus de deux fois celles en charge minimale. Les plus grandes pertes sont obtenues au niveau de la branche 2 pour les puissances actives (Figure 5.17) et réactives (Figure 5.18) dues aux courants d'appel et aux caractéristiques des branches du réseau.

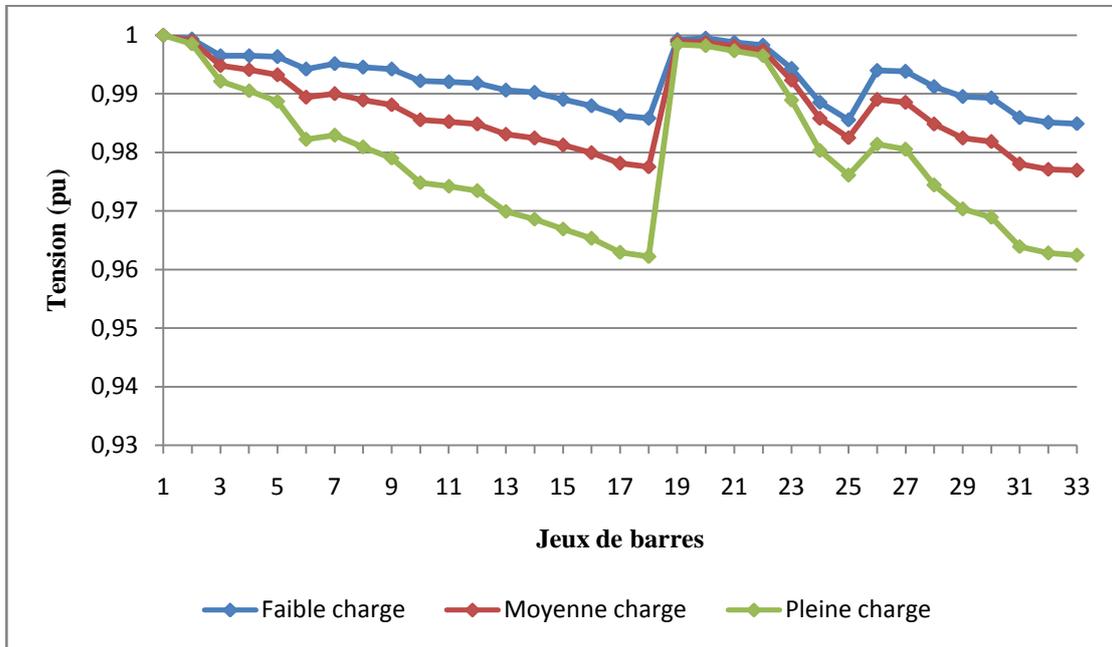


Figure 5.16 : Profil de tension après l'installation des DGs et des condensateurs pour les différents niveaux de charge

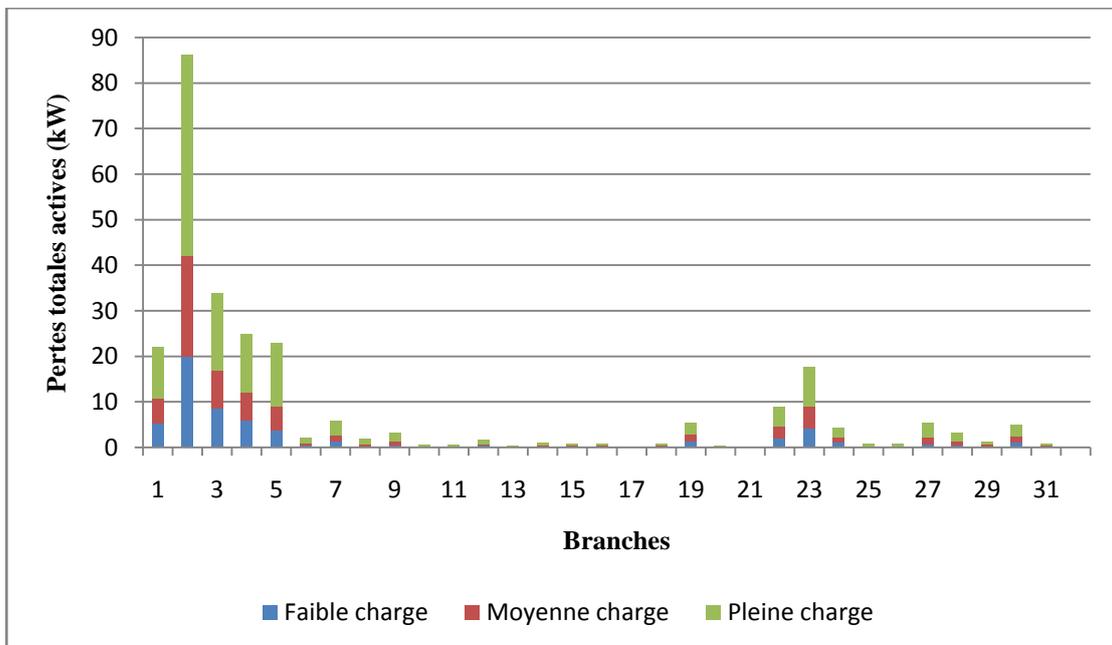


Figure 5.17: Pertes de puissance active au niveau de chaque branche du réseau IEEE33-bus après l'installation des DGs et des condensateurs pour les différents niveaux de charge

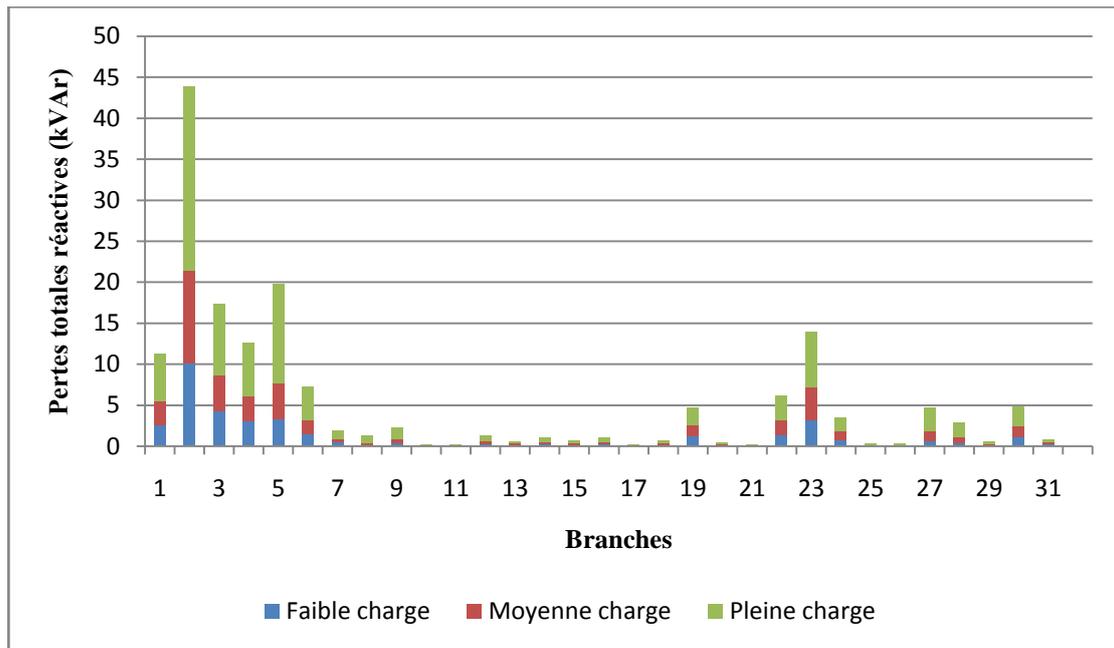


Figure 5.18: Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche du réseau IEEE33-bus après l'installation des DGs et des condensateurs pour les différents niveaux de charges

Les tableaux (5.13), (5.14), (5.15) montrent respectivement, les taux de réduction des pertes de puissance active et réactive des cas 2, 3 et 4 par rapport au cas 1 étudiés pour les trois niveaux de charge.

Pour le cas 2 et par rapport au cas 1 (tableau 5.13), on remarque qu'il y a une réduction de pertes de puissances active de 18.28%, 23.98%, 25.84% et réactive de 20.95%, 25.56%, 27.43% respectivement pour les trois niveaux de charge.

Dans le troisième cas (tableau 5.14), les pertes de puissances actives sont réduites de 59.54%, 60.79%, 59.24% et réactives de 58.24%, 57.68%, 59.03% en comparaison avec le 1<sup>er</sup> cas et pour les trois niveaux de charges respectivement.

Dans le quatrième cas (tableau 5.15), les pertes de puissances actives sont réduites encore mieux de 63.79%, 66.83%, 61.56% et réactives de 66.37%, 68.45%, 63.28% selon les trois niveaux de charge respectivement et en comparaison avec le premier cas.

Ces résultats obtenus prouvent l'influence positive de l'insertion simultanée des DGs et des condensateurs d'une façon optimale par l'application de l'algorithme FA dans le réseau de distribution sur le plan de tension ainsi que les pertes totales de puissance active et réactive par rapport aux autres cas proposés.

Tableau 5.13 : Taux de réduction des pertes de puissances active et réactive par rapport au cas 1 après l'installation des condensateurs seuls

Niveaux de charge	Taux de réduction des pertes de puissance active	Taux de réduction des pertes de puissance réactive
Faible charge	18.28%	20.95%
Moyenne charge	23.98%	25.56%
Pleine Charge	25.84%	27.43%

Tableau 5.14 : Taux de réduction des pertes de puissances active et réactive par rapport au cas 1 après l'installation des DGs seules

Niveaux de charge	Taux de réduction des pertes de puissance active	Taux de réduction des pertes de puissance réactive
Faible charge	59.54%	58.24%
Moyenne charge	60.79%	57.68%
Pleine Charge	59.24%	59.03%

Tableau 5.15 : Taux de réduction des pertes de puissances active et réactive par rapport au cas 1 après l'installation simultanée des DGs et des condensateurs

Niveaux de charge	Taux de réduction des pertes de puissance active	Taux de réduction des pertes de puissance réactive
Faible charge	63.79%	66.37%
Moyenne charge	66.83%	68.45%
Pleine Charge	61.56%	63.28%

Le tableau (5.16) est un tableau récapitulatif des résultats obtenus concernant la tension minimale dans le réseau de distribution et à quel jeu de barres et les pertes totales de puissance active pour les quatre cas étudiés et pour les différents niveaux de charge.

Tableau 5.16 : Tensions minimales et pertes totales de puissance active dans le réseau IEEE33-bus obtenues pour les quatre cas proposés et pour les trois niveaux de charges.

	Faible charge			Moyenne charge			Pleine charge		
	Tension min (pu)	JB	Pertes actives (kW)	Tension min (pu)	JB	Pertes actives (kW)	Tension min (pu)	JB	Pertes actives (kW)
Cas 1	0.9227	18	161.0973	0.9134	18	201.8925	0.8845	18	357.8058
Cas 2	0.9565	18	131.6435	0.9479	18	153.4851	0.9331	18	265.3353
Cas 3	0.9816	25	65.1756	0.9738	18	79.1634	0.9482	18	145.8255
Cas 4	0.9849	33	58.3350	0.9769	33	66.9716	0.9622	18	137.5327

En pleine charge, les valeurs minimales de tension obtenues respectivement selon les cas proposés sont 0.8845 pu, 0.9331 pu, 0.9482 pu et 0.9622 pu toutes au niveau du jeu de barres 18 correspondant respectivement aux pertes totales de puissance active 357.8058 kW, 265.3353 kW, 145.8255 kW et 137.5327 kW. On remarque que le meilleur profil de tension ainsi que le minimum de pertes totales de puissance active en pleine charge sont obtenus dans le cas 4, installation simultanée des DGs et des condensateurs reflétant l'impact positif des deux équipements sur le comportement du réseau de distribution. Pour les autres niveaux, faible et moyenne charge, les résultats trouvés sont plus meilleurs et admissible (Tableau 5.16). La seule chose à indiquer c'est que pour le cas 3 en faible charge, le minimum de tension se trouve au niveau du jeu de barres terminal 25 et pour le cas 4 en faible et moyenne charge, le minimum de tension se trouve au niveau du jeu de barres terminal 33. Les pertes totales de puissance active s'améliorent de mieux en mieux du cas 1 au cas 4 pour tous les niveaux de charge. Donc, l'intégration ou l'insertion optimale et simultanée des DGs et des condensateurs influe remarquablement sur l'amélioration du profil de tension en réalisant de bons taux de réduction des pertes totales de puissance active pour les trois niveaux de charge (Tableau 5.13) (Tableau 5.14) (Tableau 5.15) par rapport au cas sans installation d'équipements.

La figure (5.19) représente l'amélioration du profil de tension en pleine charge pour les quatre cas considérés et la figure (5.20) la diminution des pertes totales de puissance active toujours en pleine charge et pour les mêmes cas.

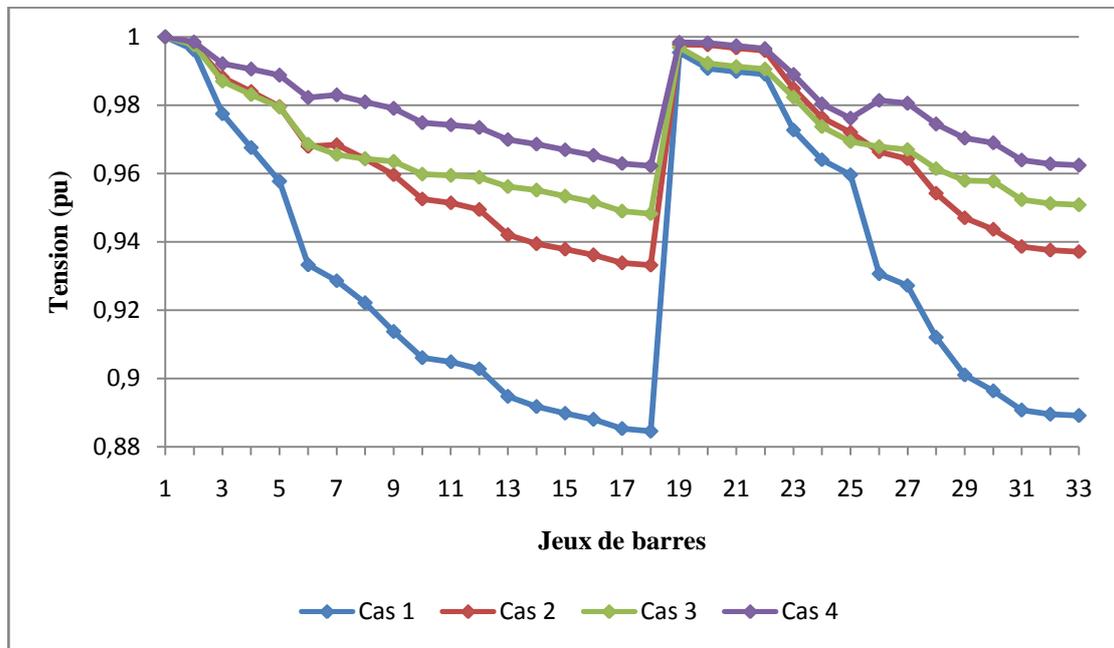


Figure 5.19 : Performance du profil de tension en pleine charge avant et après l'installation des équipements

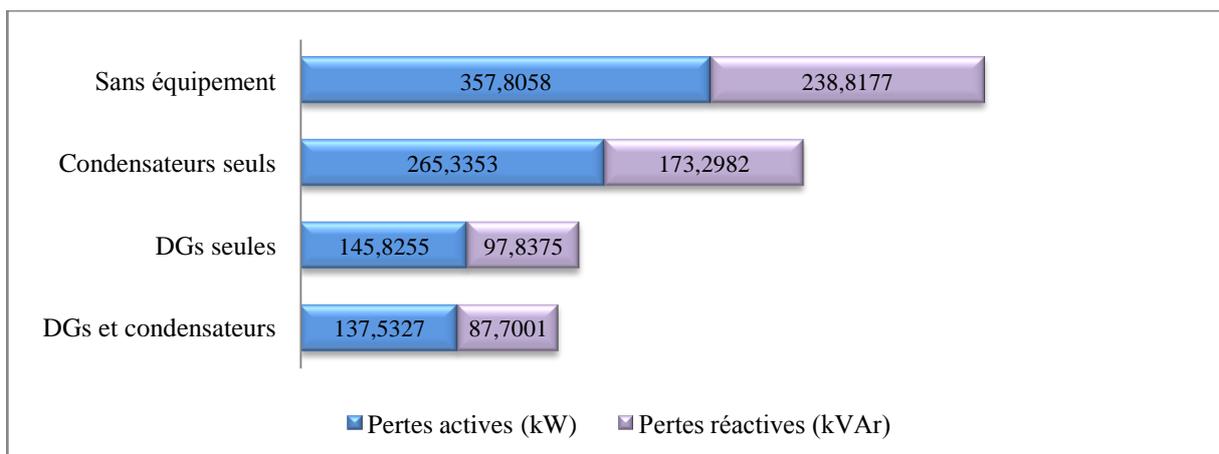


Figure 5.20 : Réduction des pertes totales de puissance active et réactive en pleine charge avant et après l'installation seule et simultanée des DGs et des condensateurs

## **5.9 Conclusion**

Dans le présent chapitre, la méthode d'optimisation de la taille et de l'emplacement des DGs et des condensateurs dans les réseaux de distribution basée sur l'algorithme FA a été appliquée. On a étudié aussi l'avantage de l'insertion seule et simultanée des générations d'énergie dispersée et des condensateurs dans le réseau de distribution IEEE33-bus. Pour cela, on a utilisé trois fonctions objectifs. 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 sort pas de 10% à 20% de la puissance demandée [72]. La troisième fonction objectif a pour but de déterminer les tailles opérationnelles optimales des DGs seules et en présence des condensateurs fixes 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) avec la prise en considération des coûts et des bénéfices d'installation des deux équipements.

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'insertion optimale des DGs et des condensateurs dans le réseau de distribution ainsi que la reconfiguration de ce dernier, des techniques utilisées pour contribuer à la gestion des réseaux de distribution dans l'objectif de minimiser les pertes totales de puissance en assurant un bon profil de tension, sont réalisées en se basant sur l'optimisation par une méthode métaheuristique dite algorithme de lucioles en anglais Firefly algorithm (FA) pour optimiser la taille et l'emplacement des DGs et des condensateurs installés ainsi les interrupteurs normalement ouverts à fermer et les interrupteurs normalement fermés à ouvrir dans le but de trouver une nouvelle configuration du réseau de distribution. Cet algorithme selon une comparaison faite entre différentes méthodes métaheuristicques permet de réaliser un bon compromis efficacité et taux de réussite pour trouver rapidement la solution la plus proche de l'optimum.

Au début, une technique a été proposée pour le calcul de l'écoulement de puissance dans le réseau de distribution radial basée sur l'identification de la topologie du réseau par la détermination du type de chaque jeu de barres : terminal, commun ou intermédiaire en utilisant deux méthodes ainsi proposées, la première dite de comparaison et la deuxième méthode matricielle, et la détermination du type de chaque ligne : principale, latérale, sous-latérale ou mineure, ainsi que la technique connue du double balayage de la ligne (backward/forward sweep technique). Dans le but d'améliorer le profil de tension, une deuxième technique [18] a été étudiée aussi pour le calcul de l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution faiblement maillé. Vue les limites de tension admissibles  $\pm 5\%$ , il s'est avéré que cette technique n'est pas complètement satisfaisante, donc on a opté pour une autre technique basée sur l'intégration des DGs dans le réseau de distribution d'une façon optimale, d'où le recours à la méthode d'optimisation métaheuristique des lucioles dite algorithme de Firefly développée par le docteur Xin-She Yang [39].

Pour cela, deux scénarios ont été étudiés, une insertion optimale d'une DG et de deux DGs dans le réseau de distribution radial IEEE33-bus de point de vue d'emplacement et de taille opérationnelle pour minimiser les pertes totales de puissance active du système en améliorant le profil de tension. Les résultats obtenus ont montré l'efficacité de l'intégration optimale des DGs par l'application de l'algorithme de Firefly comparé à un autre algorithme dit SFLA (Algorithme de saut de grenouilles).

Une deuxième technique dite technique de reconfiguration du réseau de distribution par la recherche d'une nouvelle topologie optimale a été utilisée pour les mêmes objectifs en

assurant le maintien de la structure radiale et l'alimentation de toutes les charges connectées au réseau. Étudiée aussi pour deux scénarios : reconfiguration optimale sans présence des DGs et reconfiguration optimale en présence des DGs. Les résultats de la reconfiguration du réseau en présence des DGs étaient les meilleures par rapport à ceux de la configuration initiale et reconfiguration sans DGs et cela par l'identification de l'optimal fermé / ouvert des interrupteurs en donnant les pertes de puissance minimale tout en maintenant la tension des jeux de barres dans les limites acceptables en présence des DGs.

Aussi, vue l'existence déjà des condensateurs fixes au niveau du réseau de distribution, une étude est faite pour une insertion des DGs et des condensateurs fixes installés seuls et simultanément de façon optimale avec un minimum de coût et un maximum de bénéfice. L'étude a été faite pour trois niveaux de charge : charge minimale, charge moyenne et charge maximale ou pleine charge. Les deux équipements insérés assurent une capacité totale de génération de 10 à 20% de la puissance totale demandée active et réactive qui est suffisante pour améliorer le profil de tension du système et réduire les pertes de puissance [73]. Pour déterminer les emplacements optimaux des DGs et des condensateurs à installer, deux fonctions objectifs ont été utilisées afin d'avoir le maximum de différence bénéfices / coûts d'insertion. Les tailles opérationnelles optimales des DGs seules et en présence des condensateurs sont déterminées par une troisième fonction objectif afin d'avoir le minimum de pertes totales de puissance active toujours par l'application de l'algorithme FA. Les résultats obtenus ont montré 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 des DGs installées (photovoltaïque, éolienne,..) et leurs nombres maximales à installer ainsi la reconfiguration du réseau de distribution en prenant en considération d'autres contraintes telles que les limites de transit et l'assurance de la continuité du service en cas des défauts. Un nouveau plan de protection avec un réglage optimal des relais pourrait être nécessaire pour augmenter la fiabilité du réseau de distribution en présence des DGs et des condensateurs et pour une nouvelle configuration.

## ANNEXE 1

**Table (A1.1)** Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution radial IEEE 33-bus

Branche N°.	Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivées	Résistance ( $\Omega$ )	Réactance ( $\Omega$ )
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	0.5302

**Table (A1.2)** Caractéristiques techniques des jeux de barres 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 (A2.1) Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution radial IEEE 69-bus

Branche N°.	Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivées	Résistance (pu)	Réactance (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 (A2.2)** Caractéristiques techniques des jeux de barres 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

**Bibliographie**

- [1] M.C Alvarez, "Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée", Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, Décembre 2009.
- [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, pp. 323-328, 2002.
- [4] Boris Berseneff, "Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur " , Thèse de doctorat de L'Université de Grenoble, Décembre 2010
- [5] Olivier Richardot, "Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée " , Thèse docteur de l'INP Grenoble 2006
- [6] Wendy Carolina BRICEÑO VICENTE, "Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes, Thèse docteur de l'Université de Grenoble, 20 septembre 2012
- [7] CEA, Mémento sur l'énergie 2013, Commissariat à l'Énergie Atomique, Tech.Rep.,209.[http://www.cea.fr/content/download/23534/379632/\\_le/cea\\_memento\\_sur\\_l\\_energie\\_209.pdf](http://www.cea.fr/content/download/23534/379632/_le/cea_memento_sur_l_energie_209.pdf)
- [8] Opérateur du système électrique OSE, <http://www.ose.dz/courbes.php>
- [9] Thomas Ackermann, Goran Andersson, Lennart Soder, " Distributed generation: a definition", Electric Power Systems Research 57 195–204, 2001.
- [10] Hamid Reza Esmaeilian, Omid Darijany, Mohsen Mohammadian, "Optimal placement and sizing of DG units and capacitors simultaneously in radial distribution networks based on the voltage stability security margin", Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences 2012
- [11] R.A. Mohr, R. Moreno, H. Rudnick, "Insertion of Distributed Generation into Rural Feeders", Cigré international council on large electric systems, Calgary 2009
- [12] P. Umapathi Reddy, S. Sivanagaraju , P. Sangameswara Raju, "Impact of network reconfiguration for loss allocation of unbalanced radial distribution systems using particle swarm optimization", International Journal of Electrical Engineering Applications Research, Vol 02, Issue 02; August-December 2011

- [13] W.G. Tinney and C.E. Hart, "Power flow solution by Newton's method," IEEE Trans on Power Apparatus and systems, Vol. PAS-86, pp.1449- 1460, 1967.
- [14] B. Stott and O. Alsac , "Fast decoupled load flow", IEEE Trans on Power Apparatus and systems, Vol.PAS-9, pp.859-869, 1974.
- [15] S. Gosh and D. Das , "Method for load flow solution of radial distribution networks", IEEE Proc. Gene. Trans. Distrib, Vol.146, pp.641-648, 1999.
- [16] 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, pp.335-346,1995.
- [17] Kultar Deep Singh, Smarajit Ghosh, "A New Efficient Method for Load-Flow Solution for Radial Distribution Networks", PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY (Electrical Review), ISSN 0033-2097, R. 87 NR 12a/2011.
- [18] S. Sivanagaraju, J.Viswanatha Rao and M. Giridhar, "A loop based load flow method for weakly meshed distribution network", APRN Journal of Engineering and Applied Sciences, Vol.3, No.4, pp.55-59, 2008.
- [19] K. Vinoth Kumar, M.P. Selvan," A Simplified Approach for Load Flow Analysis of Radial Distribution Network", World Academy of Science, Engineering and Technology, Vol:2-03-21, 2008.
- [20] J. Duncan Glover, Mulukutla Sarma, Thomas Overbye , "Power System Analysis and Design", Cengage Learning, 3 janv. 2011
- [21] 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, pp. 73-77, 2012.
- [22] Chandrasekhar Yammani, Sydulu Maheswarapu, Sailajakumari Matam, "Enhancement of voltage profile and loss minimization in Distribution Systems using optimal placement and sizing of power system modeled DGs", J. Electrical Systems 7-4: 448-457, 2011.
- [23] Makwana Nirbhaykumar Navinchandra, "Load flow analysis of radial and weakly meshed distribution system", Master of engineering in power systems and electric drives, Electrical and instrumentation engineering department, Thapar university, july-2012
- [24] Omessaad Hajji, " Contribution au développement de méthodes d'optimisation stochastiques. Application à la conception des dispositifs Electrotechniques ", Thèse de doctorat en génie électrique, Ecole centrale de Lille, Université des sciences et technologies de Lille, 2003

- [25] Baptiste Autin, “Les métaheuristiques en optimisation combinatoire ”,Mémoire présenté en vue d’obtenir l’examen probatoire en informatique, conservatoire national des arts et métiers Paris, mai2006.
- [26] Slimani Linda, “Contribution à l’application de l’optimisation par des méthodes métaheuristiques à l’écoulement de puissance optimal dans un environnement de l’électricité dérégulé”, Thèse de Doctorat en sciences, Option : Electrotechnique, Université de Batna, décembre 2009.
- [27] Alberto Colomi, Marco Dorigo, Vittorio Maniezzo,” Distributed Optimization by Ant Colonies”. Proceedings of ECAL’91-First European Conference on Artificial Life, édité par F.Varela, et al., pages 134\_142.Elsevier Publishing, Paris, France, 1992.
- [28] Hasan Alkhatib, ”Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode métaheuristique”, Thèse de Doctorat en Génie Electrique, Université Paul Cezanne d’Aix-Marseille (Aix-Marseille III), décembre 2008
- [29] Efrén Mezura-Montes Mauricio Damián-Araoz and Omar Cetina-Domínguez, "Smart Flight and Dynamic Tolerances in the Artificial Bee Colony for Constrained Optimization," Sep. 2010.
- [30] Dervis Karaboga and Bahriye Basturk, "Artificial Bee Colony (ABC) Optimization Algorithm for Solving Constrained Optimization Problems," Springer-Verlag Berlin Heidelberg , p. 789–798, 2007.
- [31] Rainer Storn, Kenneth Price, “Differential Evolution – A Simple and Efficient Heuristic for Global Optimization over Continuous Spaces”, Journal of Global Optimization 11: 341–359, 1997
- [32] Linda Slimani, Tarek Bouktir, “Optimal Power Flow Solution of the Algerian Electrical Network using Differential Evolution Algorithm”, TELKOMNIKA, Vol.9, No.1, pp. 1~8 April 2011
- [33] J. Holland, “Adaptation in Natural and Artificial Systems”, University of Michigan Press MIT, 1975.
- [34] M.M. Eusuff, K.E. Lansey, Optimization of water distribution network design using the shuffled frog leaping algorithm. J. Water Resour. Planning Manag. vol. 129 n°3, pp. 210–225. 2003
- [35] Métaheuristiques pour l’extraction de connaissances: Application à la génomique.
- [36] Chao Ou et Weixing Lin, Comparison between PSO and GA for Parameters Optimization of PID Controller, China, Proceedings of the IEEE. 2006.

- [37] Karel Durkota, "Implementation of a discrete firefly algorithm for the gap problem within the seage framework", Czech technical university in Prague faculty of electrical engineering, May 2011.
- [38] X. S. Yang, "Firefly algorithms for multimodal optimization", *Stochastic Algorithms: Foundations and Applications, SAGA, Lecture Notes in Computer Sciences* 5792, 169–178, 2009.
- [39] Xin-She Yang, "Cuckoo Search and Firefly Algorithm Theory and Applications", *Studies in Computational Intelligence Volume 516*, pp. 12-18. Springer Cham Heidelberg New York Dordrecht London, 2014.
- [40] X. S. Yang, "Nature-Inspired Meta-Heuristic Algorithms", Luniver Press, Beckington, UK, 2008.
- [41] X. S. Yang, "Firefly algorithm, stochastic test functions and design optimisation," *International Journal of Bio-Inspired Computation*, vol. 2, no. 2, pp. 78–84, 2010.
- [42] Theofanis Apostolopoulos and Aristidis Vlachos, "Application of the Firefly Algorithm for solving the economic emissions load dispatch problem", *International journal of combinatorics*, Volume 2011
- [43] Ministry of Higher Education, Malaysia under Fundamental Research Grant Scheme (FRGS), "Optimal allocation and sizing of distributed generation in distribution system via Firefly algorithm".
- [44] Raphaël CAIRE, "Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution ", Thèse docteur de L'INPG, Université de Grenoble, avril 2004
- [45] K. Balamurugan, Dipti Srinivasan, Thomas Reindl ,” Impact of Distributed Generation on Power Distribution Systems”, *Energy Procedia* 25 93 – 100, 2012.
- [46] N. Hadjsaid, J.-F. Canard, and F. Dumas , " Dispersed generation impact on distribution networks," *IEEE Computer Applications in Power*, Vol.12 , pp.22-28, 1999.
- [47] M. A. Kashem, V. Ganapathy and G. B. Jasmon, "Network Reconfiguration for Load Balancing in Distribution Networks", *IEE Proceeding of Generation Transmission and Distribution*, vol. 146, no. 6, pp. 563-567, November 1999.
- [48] J. S. Savier and D. Das, "Impact of Network Reconfiguration on Loss Allocation of Radial Distribution Systems," *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 22, no.4, pp. 2473-2480, Oct. 2007.
- [49] S. Civanlar, J. J. Grainger, H. Yin, and S. S. H. Lee, "Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction", *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 3, no.3, pp. 1217–1223, July 1988.

- [50] P. Subburaj, et al., "Distribution System Reconfiguration for Loss Reduction using Genetic Algorithm", J. Electrical Systems, vol. 2, no. 4, pp. 198-207, December 2006.
- [51] J.Z. Zhu, "Optimal Reconfiguration of Electrical Distribution Network using the Refined Genetic Algorithm", Electric Power Systems Research, vol. 62, pp. 37-41, 2002.
- [52] B. Tomoiaga, M. Chindris, «Reconfiguration of Distribution Networks with Dispersed Generation by Pareto Optimality and Evolution Strategies »7th Balkan power conference, Sbenik Croatia, 2008
- [53] Mohammad Javad Kasaei, "Distribution Network Reconfiguration for Optimal Operation of Distributed Generation with Ant Colony Algorithm", PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY, ISSN 0033-2097, R. 88 NR 12a/2012
- [54] Ketfi Nadhir, Djabali Chabane and Tarek Bouktir, " Minimization of active power losses in radial distribution system by optimal location and size of distributed generation using the Firefly algorithm" ACTA ELECTROTECHNICA, Volume 54, Number 1, 2013.
- [55] Ketfi Nadhir, Djabali Chabane and Tarek Bouktir, " Firefly algorithm based energy loss minimization approach for optimal sizing & placement of distributed generation" ICMSAO Tunisia, 978-1-4673-5814-9/13/\$31.00 ©2013 IEEE.
- [56] M.Dussart, "Problems encountered with connecting decentralized generating plants to the distribution networks," International Conference on Electricity Distribution, Vol.1, pp.1- 5, 1997.
- [57] J.G. Sloopweg, W.L. Kling, "Impacts of Distributed Generation on Power System Transient Stability", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol 2,pp. 862-86, 2002.
- [58] IA. Peças Lopes , "Integration of Dispersed Generation on Distribution Networks Impact Studies", IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 1, pp. 323-328, 2000.
- [59] 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. pp. 1718-1727, 2005.
- [60] 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.
- [61] H. Colin, C. Duvauchelle, G. Moine, Y. Tanguy, Y. Tanguy, T. Tran-Quoc , "Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension", ESPRIT, avril 2010

- [62] F. González-Longatt. "Impact of Distributed Generation over Power Losses on Distribution System". 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilization. Barcelona, Spain, 9-11st October of 2007.
- [63] Ketfi Nadhir, Djabali Chabane and Tarek Bouktir, " Firefly Algorithm for Optimal Allocation and Sizing of Distributed Generation in Radial Distribution System for Loss Minimization" CoDIT'13 Tunisia, 978-1-4673-5549-0/13/\$31.00 ©2013 IEEE
- [64] C. T. Su, and C. S. Lee, "Network Reconfiguration of Distribution Systems using Improved Mixed-Integer Hybrid Differential Evolution", IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 18, no. 3, pp. 1022-1027, July 2003.
- [65] Alexander Ismael Rost, "Distribution systems with distributed generation: Analysis and operation", University of New Brunswick, September, 2006
- [66] J. Mendoza, R. López, D. Morales, E. López, M. Meunier, " Un Modèle de Reconfiguration pour la Minimisation de l'Energie Non Fournie utilisant des Algorithmes Génétiques", IV congrès international d'Electrotechnique du futur EF'2005
- [67] R. Srinivasa Rao, S.V.L. Narasimham, M. Ramalingaraju, "Optimization of Distribution Network Configuration for Loss Reduction Using Artificial Bee Colony Algorithm", World Academy of Science, Engineering and Technology 45, 2008
- [68] Tilak Thakur and Jaswanti Dhiman, "A Tabu search algorithm for multi-objective purpose of feeder reconfiguration", Journal of Electrical and Electronics Engineering Research Vol. 3(4), pp. 71-79, June 2011
- [69] 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, Vol.5, 2013.
- [70] 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, ,Vol. 43, pp. 1296-1304, 2012.
- [71] 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, Vol.46,pp. 366–375, 2013.
- [72] Siyamak Porkar Koumleh, " Planification technico-économique de la production décentralisée raccordée aux réseaux de distribution," Thèse de Doctorat en Génie Electrique de l'université Henri Poincaré, Nancy-1, janvier 2011.

- [73] 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*, Vol. 32, pp. 126-132, 2010.
- [74] Sh. Abdi, K. Afshar , "Application of IPSO-Monte Carlo for optimal distributed generation allocation and sizing", *Electrical Power and Energy Systems* 44 786–797, 2013.