

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Larbi Ben M'hidi-Oum El Bouaghi
Faculté des Sciences et des Sciences Appliquées



THÈSE

Présentée au Département de Génie Électrique
pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

Option : Génie Électrique

Par

BOUKAROURA Abdelkader

Thème :

**Contribution à la modélisation et à l'optimisation
des réseaux de distribution sous incertitudes**

Soutenue le 01/07/2021 devant un Jury composé de :

RAHEM Djamel	Professeur	Université de OEB	Président
SLIMANI Linda	Professeur	Université de Sétif 1	Rapporteur
DIB Abderrahmane	Professeur	Université de OEB	Examineur
BAHI Tahar	Professeur	Université de Annaba	Examineur
LEKHCHINE Salima	MCA	Université de Skikda	Examineur

Remerciements

Mes remerciements vont tout premièrement, à Dieu le tout puissant de m'avoir donné le courage pour réaliser cette thèse.

اللهم وارحم برحمتك الواسعة الأستاذ بوكثير طارق.

Cette thèse a été préparée au sein du département de Génie électrique de la faculté des sciences et des sciences appliquées de l'université Larbi Ben M'hidi-Oum El Bouaghi.

Je tiens, avant tout, à exprimer ma profonde gratitude à ma directrice de thèse madame SLIMANI Linda Professeur à l'université de Sétif 1 et monsieur BOUKTIR Tarek (رحمه الله) Professeur à l'université de Sétif 1, de m'avoir proposé ce sujet de thèse et pour la confiance qu'ils m'ont prodiguée et l'aide qu'ils m'ont apportée durant toute la durée de ce travail de recherche et en me faisant profiter de leurs conseils et leurs grandes compétences dans le domaine des réseaux de distribution intelligents.

J'exprime mes sincères remerciements à Monsieur RAHEM Djamel, Professeur à l'université d'Oum El Bouaghi, pour avoir accepté de juger ce travail et pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury.

Je remercie aussi Monsieur DIB Abderrahmane, Professeur à l'université d'Oum El Bouaghi, pour avoir accepté d'examiner ma thèse.

Mes vifs remerciements sont adressés à Monsieur BAHY Tahar Professeur à l'université de Annaba, pour avoir accepté d'évaluer mes travaux et mon mémoire de thèse.

Toute ma gratitude pour madame LEKHCHINE Salima, Maître de conférences à l'université de Skikda, pour avoir accepté d'examiner mon travail et pour l'intérêt qu'elle lui a porté.

Je remercie Messieurs Dr. AMROUNE Mohammed, Dr. BOURZAMI Arif, Dr. KETFI Nadhir et Dr. DJABALI Chabane pour leur aide continue et pour leurs encouragements répétés afin que je finalise ce travail de thèse.

Mes chaleureux remerciements à toute l'équipe de recherche « Smart Grids » présidée par le professeur SLIMANI Linda.

Enfin, je tiens à remercier tous les membres de ma famille pour leurs encouragements et leur soutien inconditionnel et toute personne ayant contribué de près ou de loin pour la réalisation de cette thèse.

Sommaire

Liste d'abréviations et symboles

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale	1
Chapitre 1 : Généralités sur les réseaux de distribution	
1.1 Introduction.....	3
1.2 Structure du réseau électrique.....	4
1.3 Fonctionnement des réseaux électriques.....	6
1.3.1 Production.....	6
1.3.2 Transport.....	6
1.3.3 Distribution.....	8
1.3.4 Consommation.....	8
1.3.5 Supervision.....	9
1.4 Les réseaux de distribution.....	9
1.4.1 Caractéristiques techniques générales.....	9
1.4.2 Schémas d'exploitations.....	10
1.4.2.1 Poste source HTB/HTA.....	10
1.4.2.2 Lignes et départ HTA.....	11
1.5 Les réseaux de distribution intelligents.....	13
1.5.1 Définition.....	13
1.5.2 Objectifs des réseaux intelligents.....	13
1.5.3 Caractéristiques des réseaux intelligents.....	14
1.5.4 Architecture des réseaux intelligents.....	14
1.5.5 Fonctionnalités associées au concept des réseaux intelligents.....	17
1.5.5.1 Gestion de la demande.....	17
1.5.5.2 Systèmes de stockage d'énergie électrique.....	17
1.5.5.3 Véhicules électriques.....	18
1.5.5.4 Micro-Réseaux.....	19
1.5.5.5 Production décentralisée	19
1.6 Production décentralisée et leur impact sur le réseau de distribution.....	20
1.6.1 Définition de la production décentralisée.....	20
1.6.2 Les différents types de la production décentralisée.....	21
1.6.3 Impacts de la production décentralisée sur le réseau de distribution	23
1.6.3.1 Impact sur l'écoulement de puissance.....	23
1.6.3.2 Impact sur le profil et la stabilité de la tension.....	24
1.6.3.3 Impact sur les pertes de puissances	25
1.6.3.4 Impact sur la stabilité du réseau	25
1.6.3.5 Impact sur le plan de protection	26
1.6.3.6 Impact sur l'observabilité et de contrôlabilité du système	26
1.6.3.7 Impact sur la continuité de service.....	26

1.6.3.8 Impact sur la qualité de service.....	26
1.7 Conclusion.....	26
Chapitre 2 : Ecoulement de puissance dans les réseaux de distribution	
2.1 Introduction.....	27
2.2 Réseau de distribution radial.....	28
2.2.1 Types des jeux de barres	28
2.2.1.1 Jeu de barres terminal.....	29
2.2.1.2 Jeu de barres commun.....	29
2.2.1.3 Jeu de barres intermédiaire.....	29
2.2.2 Identification des types des jeux de barres.....	29
2.2.2.1 Identification des jeux de barres terminaux	29
2.2.2.2 Identification des jeux de barres intermédiaires.....	29
2.2.2.3 Identification des jeux de barres communs.....	30
2.2.3 Définition et identification du type de chaque ligne	30
2.2.3.1 Ligne principale.....	30
2.2.3.2 Ligne latérale.....	32
2.2.3.3 Ligne sous-latérale.....	32
2.2.3.4 Ligne mineure.....	34
2.3 Exemple d'application.....	34
2.4 Ecoulement de puissance du réseau de distribution radial	37
2.4.1 Unité relative	37
2.4.2 Puissance et courant dans les branches	38
2.4.3 Courants des branches	39
2.4.3.1 Courant de charge.....	39
2.4.3.2 Courants des branches d'une ligne mineure.....	40
2.4.3.3 Courants des branches d'une ligne sous-latérale.....	40
2.4.3.4 Courants des branches d'une ligne latérale.....	41
2.4.3.5 Courants des branches de la ligne principale.....	41
2.4.4 Amplitude et angle de la tension au niveau de chaque jeu de barres	42
2.4.5 Les pertes de puissance active et réactive.....	43
2.5 Déviation de la tension.....	43
2.6 Analyse de la stabilité de tension du réseau de distribution.....	44
2.7 L'indices de stabilité de tension VSI.....	44
2.8 Solution de l'écoulement de puissance.....	45
2.9 Applications numériques.....	45
2.9.1 Application au réseau test IEEE 33 jeux de barres.....	47
2.9.2 Application au réseau test IEEE 69 jeux de barres.....	49
2.9.3 Application au réseau Algérien-Djanet 112 jeux de barres.....	53
2.10 Conclusion.....	56
Chapitre 3 : Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes	
3.1 Introduction.....	57
3.2 Méthodes de modélisation des incertitudes.....	57
3.3 Méthode probabiliste.....	57
3.3.1 Fonction de densité de probabilité	58
3.3.2 Modélisation probabiliste des incertitudes.....	60

3.3.2.1 Incertitude de la charge	60
3.3.2.2 Incertitude des générateurs éoliens	60
3.3.2.3 Incertitude des générateurs photovoltaïques	62
3.3.3 Méthode de simulation Monté Carlo.....	62
3.4 Méthode possibiliste (Logique floue)	63
3.4.1 Ensembles classiques.....	64
3.4.2 Ensembles flous.....	64
3.4.3 Nombres flous.....	65
3.4.4 Alpha-cuts du degré de confiance.....	65
3.4.5 Types de nombres flous.....	66
3.4.5.1 Fonction d'appartenance gaussienne.....	66
3.4.5.2 Fonction d'appartenance trapézoïdal.....	66
3.4.5.3 Fonction d'appartenance triangulaire.....	67
3.4.6 Opérations arithmétiques des intervalles flous.....	67
3.5 Modèle statique de la charge.....	68
3.6 Incertitude de la charge.....	68
3.7 Modèle de l'incertitude de la charge.....	68
3.8 Applications numériques	71
3.8.1 Application au réseau test IEEE 33 jeux de barres.....	71
3.8.2 Application au réseau test IEEE 69 jeux de barres.....	73
3.8.3 Application au réseau Algérien-Djanet 112 jeux de barres.....	74
3.9 Conclusion.....	76
Chapitre 4 : Optimisation de l'emplacement et de la taille des générateurs dispersés	
4.1 Introduction.....	77
4.2 Optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs.....	77
4.2.1 Méthodes d'optimisation.....	77
4.2.1.1 Les méthodes conventionnelles.....	78
4.2.1.2 Les méthodes méta-heuristiques	78
4.3 Algorithme de libellule (DA)	79
4.4 Formulation du problème d'optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs.....	82
4.4.1 Fonctions objectifs	82
4.4.1.1 Fonction mono-objectif.....	83
4.4.1.2 Fonction multi-objectifs	83
4.4.2 Contraintes d'égalités et d'inégalités	83
4.4.2.1 Contraintes d'égalités	83
4.4.2.2 Contraintes d'inégalités.....	84
4.6 Application de l'algorithme de libellule (DA)	85
4.7 Résultats et discussions	86
4.7.1 Fonction mono-objectif	86
4.7.1.1 Réseau test IEEE 33 jeux de barres.....	86
4.7.1.2 Réseau test IEEE 69 jeux de barres.....	91
4.7.1.3 Réseau Algérien-Djanet 112 jeux de barres.....	96
4.7.2 Fonction multi-objectifs	99
4.7.2.1 Réseau test IEEE 33 jeux de barres.....	99
4.7.2.2 Réseau test IEEE 69 jeux de barres.....	101

4.7.2.3 Réseau Algérien-Djanet 112 jeux de barres.....	102
4.8 Conclusion.....	104
Conclusion générale.....	105
Bibliographie.....	107
Annexes.....	116
Annexe 1.....	116
Annexe 2.....	118
Annexe 3.....	122

Liste d'abréviations et symboles

Abréviations

HT	: Haute tension
HTB	: Haute tension B
HTA	: Haute tension A
BTB	: Basse tension B
BTA	: Basse tension A
TBT	: Très basse tension
GRTE	: Gestionnaire de réseau de transport électrique
GRDE	: Gestionnaire de réseau de distribution électrique
NF	: Interrupteur normalement fermé
NO	: Interrupteur normalement ouvert
VE	: Véhicule électrique
V2G	: Vehicle to Grid
DG	: Distributed Generation
RTU	: Unités de télégestion (Remote Terminal Units)
μ -PMUs	: Unités de mesure (Micro-Phasor Measurement Units)
SCADA	: Système de contrôle et d'acquisition de données (Supervisory Control and Data Acquisition)
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 branches du réseau
busdata	: 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 $i+1$
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.u	: Unité relative (Per Unit)

MCS	: Algorithme de Monté Carlo (Monte Carlo Simulation)
NLP	: Programmation Non Linéaire (Nonlinear Programming)
SA	: Approche de la Sensibilité (Sensitivity Approach)
MFO	: Optimisation du Papion de Nuit (Moth-Flame Optimization)
DA	: Algorithme de Libellule (Dragonfly Algorithm)
AEO	: Optimisation basée sur l'Ecosystème Artificiel (Artificial Ecosystem-based Optimization)
HHO	: Optimiseur Harris Hawks (Harris Hawks Optimizer)
IHHO	: Optimiseur Harris Hawks Amélioré (Improved Harris Hawks Optimizer)
CSCA	: Algorithme Chaotique sinus cosinus (Chaotic Sine Cosine Algorithm)
SFSA	: Algorithme de Recherche Fractale Stochastique (Stochastic Fractal Search Algorithm)
CTLBO	: Optimisation Complète Basée sur l'Apprentissage (Comprehensive Teaching Learning-Based Optimization)
SKHA	: Algorithme de Stud Krill Heard (Stud Krill Heard Algorithm)
PSO	: Optimiseur d'Essaim de Particules (Particle Swarm Optimizer)
IA	: Analyse Amélioré (Improved Analytical)
HSA	: Algorithme de Recherche d'Harmonie (Harmony Search Algorithm)
ABC	: Colonie d'Abeilles Artificielles (Artificial Bee Colony)
SOS	: Recherche d'Organismes Artificielles (Symbiotic Organisms Search)
C-SOS	: Recherche d'Organismes Artificielles Chaotique (Chaotic Symbiotic Organisms Search)
IMOHS	: Recherche d'Harmonie Multi-Objectifs Améliorée (Improved Multi-Objective Harmony Search)

Symboles

R	: Résistance de la branche
X	: Réactance de la branche
P_L	: Puissance active de la charge
Q_L	: Puissance réactive de la charge
V_{base}	: Tension de base
S_{base}	: Puissance de base
$P_{Loss, i}$: 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 réactive
VD	: Déviation de la tension (Voltage Deviation)
VSI	: Indice de stabilité de tension (Voltage Stability Index)
PDF	: Fonction de distribution de probabilité (Probability Distribution Function)
CDF	: Fonction de distribution cumulative (Cumulative Distribution Function)
μ	: La valeur moyenne
σ	: L'écart type
V	: La variance
$f(v)$: La fonction de densité de Weibull
k	: Facteur de forme
c	: Facteur d'échelle

$\Gamma(x)$: La fonction gamma
v_h	: La vitesse du vent
v_{in}	: La vitesse du vent de démarrage
v_r	: La vitesse du vent nominal
v_o	: La vitesse du vent de coupure
P_r	: La puissance de sortie nominale de l'éolienne
$f(s)$: La fonction de densité de Bêta
α	: Paramètre de forme
β	: Paramètre de forme
s	: L'intensité lumineuse
s_r	: L'intensité lumineuse nominale du générateur photovoltaïque
P_r	: Puissance active nominale du générateur photovoltaïque
$\mu_A(x)$: La fonction d'appartenance
S	: Séparation
A	: Alignement
C	: Cohésion
F	: Attraction vers la source de nourriture
E	: Echapper des ennemies
X^+	: Positions de la source nutritionnelle
X^-	: Position de l'ennemi
X	: Position de l'individu
w	: Poids d'inertie
w_1, w_2	: Facteurs de pondération

Liste des figures

Figure 1.1 : Schéma de l'organisation des réseaux électriques en fonction de leur tension	5
Figure 1.2 : Architecture générale du réseau électrique en Algérie	7
Figure 1.3 : Normalisation des différents niveaux de tension	8
Figure 1.4 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA	11
Figure 1.5 : Schéma simple dérivation	11
Figure 1.6 : Variation de la tension le long d'un départ HTA.....	12
Figure 1.7 : Schéma de double dérivation	12
Figure 1.8 : Schéma de coupure d'artère.....	12
Figure 1.9 : Exemple d'architecture d'un réseau intelligent	16
Figure 1.10 : Impact de DG sur l'écoulement de puissance.....	24
Figure 1.11 : Exemple de l'écoulement de puissance pour une condition de fonctionnement ...	24
Figure 1.12 : Variations de la tension du réseau sans et avec DG	25
Figure 2.1 : Représentation des types des jeux de barres	28
Figure 2.2 : Organigramme de l'identification du type de chaque jeu de barres	31
Figure 2.3 : Détermination du vecteur de ligne principale.....	32
Figure 2.4 : Détermination des vecteurs des lignes latérales	33
Figure 2.5 : Réseau de distribution radial 17 jeux de barres modifié.....	34
Figure 2.6 : Type de lignes du réseau de distribution 17 jeux de barres modifié.....	36
Figure 2.7 : Schéma unifilaire d'un réseau de distribution radial.....	38
Figure 2.8 : Représentation de deux jeux de barres dans le réseau de distribution radial.....	38
Figure 2.9 : Organigramme de la solution de l'écoulement de puissance.....	46
Figure 2.10 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres	47
Figure 2.11 : Profile de tension du réseau IEEE 33 jeux de barres	48
Figure 2.12 : Valeurs de l'indice de stabilité de tension du réseau IEEE 33 jeux de barres	48
Figure 2.13 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE 33 jeux de barres	49
Figure 2.14 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 69 jeux de barres	50
Figure 2.15 : Profile de tension du réseau IEEE 69 jeux de barres	51
Figure 2.16 : Valeurs de l'indice de stabilité de tension du réseau IEEE 69 jeux de barres	52
Figure 2.17 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE 69 jeux de barres	52
Figure 2.18 : Représentation simplifiée du réseau de distribution Algérien-Djanet 112 jeux de barres.....	53
Figure 2.19 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau 112 jeux de barres.....	55
Figure 2.20 : Profile de tension du réseau 112 jeux de barres.....	56
Figure 2.21 : Valeurs de l'indice de stabilité de tension du réseau 112 jeux de barres.....	56
Figure 3.1 : Propriétés du nombre flou.....	65
Figure 3.2 : Types du nombre flou : Gaussien, triangulaire et trapézoïdal.....	66
Figure 3.3 : Organigramme de l'algorithme de l'arithmétique floue.....	70
Figure 3.4 : Profile de tension du réseau IEEE 33 jeux de barres pour trois niveaux de charge..	71

Figure 3.5 : Indice de stabilité de tension du réseau IEEE 33 jeux de barres pour trois niveaux de charge	72
Figure 3.6 : Pertes de puissances active dans les branches du réseau IEEE 33 jeux de barres pour trois niveaux de charge	72
Figure 3.7 : Pertes de puissances réactive dans les branches du réseau IEEE 33 jeux de barres pour trois niveaux de charge	72
Figure 3.8 : Profile de tension du réseau IEEE 69 jeux de barres pour trois niveaux de charge.....	73
Figure 3.9 : Indice de stabilité de tension du réseau IEEE 69 jeux de barres pour trois niveaux de charge	73
Figure 3.10 : Pertes de puissances active dans les branches du réseau IEEE 69 jeux de barres pour trois niveaux de charge	74
Figure 3.11 : Pertes de puissances réactive dans les branches du réseau IEEE 69 jeux de barres pour trois niveaux de charge	74
Figure 3.12 : Profile de tension du réseau 112 jeux de barres pour trois niveaux de charge.....	75
Figure 3.13 : Indice de stabilité de tension du réseau 112 jeux de barres pour trois niveaux de charge	75
Figure 3.14 : Pertes de puissances active dans les branches du réseau 112 jeux de barres pour trois niveaux de charge.....	75
Figure 3.15 : Pertes de puissances réactive dans les branches du réseau 112 jeux de barres pour trois niveaux de charge.....	76
Figure 4.1 : Essaims de libellules dynamiques.....	80
Figure 4.2 : Essaims de libellules statiques.....	80
Figure 4.3 : Mise a jours de la position des individus des libellules	82
Figure 4.4 : Organigramme d'optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs par DA ...	85
Figure 4.5 : Caractéristique de convergence de DA du réseau IEEE 33 jeux de barres avec 50 % de la charge.....	86
Figure 4.6 : Caractéristique de convergence de DA du réseau IEEE 33 jeux de barres avec 100 % de la charge	87
Figure 4.7 : Caractéristique de convergence de DA du réseau IEEE 33 jeux de barres avec 150 % de la charge	87
Figure 4.8 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec 50 % de la charge	88
Figure 4.9 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec 100 % de la charge	88
Figure 4.10 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec 150 % de la charge	88
Figure 4.11 : Caractéristique de convergence de DA du réseau IEEE 69 jeux de barres avec 50 % de la charge	91
Figure 4.12 : Caractéristique de convergence de DA du réseau IEEE 69 jeux de barres avec 100 % de la charge	91
Figure 4.13 : Caractéristique de convergence de DA du réseau IEEE 69 jeux de barres avec 150 % de la charge	92
Figure 4.14: Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 69 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec 50 % de la charge	92
Figure 4.15: Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 69 jeux de barres avant et	

après l'installation des DGs avec 100 % de la charge	93
Figure 4.16 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 69 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec 150 % de la charge	93
Figure 4.17 : Caractéristique de convergence de DA du réseau 112 jeux de barres avec 50 % de la charge	96
Figure 4.18 : Caractéristique de convergence de DA du réseau 112 jeux de barres avec 100 % de la charge.....	97
Figure 4.19 : Caractéristique de convergence de DA du réseau 112 jeux de barres avec 150 % de la charge.....	97
Figure 4.20 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau 112 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec 50 % de la charge	97
Figure 4.21 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau 112 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec 100 % de la charge.	98
Figure 4.22 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau 112 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec 150 % de la charge	98
Figure 4.23 : Caractéristique de convergence de DA du réseau 33 jeux de barres.....	100
Figure 4.24 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 jeux de barres avant et après l'installation des 3 DGs	100
Figure 4.25 : Caractéristique de convergence de DA du réseau IEEE 69 jeux de barres	101
Figure 4.26 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 69 jeux de barres avant et après l'installation des 3 DGs	102
Figure 4.27 : Caractéristique de convergence de DA du réseau 112 jeux de barres	103
Figure 4.28 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau 112 jeux de barres avant et après l'installation des 3 DGs.....	103

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Tableau des domaines de tension.....	8
Tableau 1.2 : Comparaison entre le réseau électrique traditionnel et intelligent	16
Tableau 2.1 : Données du réseau 17 jeux de barres modifie.....	35
Tableau 2.2 : Types des jeux de barres selon la méthode de comparaison.....	36
Tableau 2.3 : Résultats de l'application de la technique d'identification de la topologie du réseau	37
Tableau 2.4 : Résultats de l'identification de la topologie du réseau IEEE 33 jeux de barres.....	47
Tableau 2.5 : Résultats de l'identification de la topologie du réseau IEEE 69 jeux de barres.....	51
Tableau 2.6 : Résultats de l'identification de la topologie du réseau 112 jeux de barres.....	54
Tableau 4.1 : Résultats de simulation du réseau IEEE 33 jeux de barres avec 50% de la charge.....	89
Tableau 4.2 : Résultats de simulation du réseau IEEE 33 jeux de barres avec 100% de la charge.....	90
Tableau 4.3 : Résultats de simulation du réseau IEEE 33 jeux de barres avec 150% de la charge.....	91
Tableau 4.4 : Résultats de simulation du réseau IEEE 69 jeux de barres avec 50% de la charge.....	94
Tableau 4.5 : Résultats de simulation du réseau IEEE 69 jeux de barres avec 100% de la charge.....	95
Tableau 4.6 : Résultats de simulation du réseau IEEE 69 jeux de barres avec 150% de la charge.....	96
Tableau 4.7 : Résultats de simulation du réseau 112 jeux de barres avec 50% de la charge.....	98
Tableau 4.8 : Résultats de simulation du réseau 112 jeux de barres avec 100% de la charge.....	99
Tableau 4.9 : Résultats de simulation du réseau 112 jeux de barres avec 150% de la charge.....	99
Tableau 4.10 : Résultats de simulation du réseau 33 jeux de barres avec 100 % de la charge....	101
Tableau 4.11 : Résultats de simulation du réseau 69 jeux de barres avec 100 % de la charge...	102
Tableau 4.12 : Résultats de simulation du réseau 112 jeux de barres avec 100 % de la charge.	103
Tableau A1.1 : Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres.....	116
Tableau A1.2 : Caractéristiques techniques des jeux de barres du réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres.....	117
Tableau A2.1 : Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution IEEE 69 jeux de barres.....	118
Tableau A2.2 : Caractéristiques techniques des jeux de barres du réseau de distribution IEEE 69 jeux de barres.....	120
Tableau A3.1 : Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution Algérien-Djanet 112 jeux de barres.....	122
Tableau A3.2 : Caractéristiques techniques des jeux de barres du réseau de distribution Algérien-Djanet 112 jeux de barres.....	125

Introduction générale

Le développement de nouvelles sources de production décentralisée ou de génération dispersée (en anglais : Distributed Generation (DG)) est désormais une réalité dans plusieurs pays à travers le monde, grâce à la libéralisation du marché de l'énergie ainsi qu'aux évolutions technologiques des moyens de production de petite puissance [1]. Cependant, ces moyens de production décentralisés introduits des changements radicaux notamment sur les réseaux de distribution qui n'ont pas été conçus pour accueillir ce type de production. L'insertion de ces sources d'énergie au niveau de ces réseaux peut avoir des conséquences importantes sur la circulation des flux énergétiques, le profil de tension ainsi que sur les systèmes de protection [2].

L'insertion optimale des DGs dans les réseaux de distribution est un moyen efficace dont l'objectif est de minimiser/maximiser une fonction objectif comporte un ou plusieurs objectifs (La minimisation des pertes de puissance, amélioration du profil de tension, maximisation de la marge de stabilité, ... etc).

De nombreux travaux s'appuient sur des méthodes d'optimisation appelées méta-heuristiques ont été proposés pour l'insertion optimale des DGs dans les réseaux de distribution.

Ces techniques d'optimisation sont généralement des algorithmes stochastiques itératifs sert à résoudre des problèmes qui consistent à minimiser ou maximiser une fonction sur un ensemble.

Dans la littérature plusieurs méthodes méta-heuristiques ont été développées, parmi lesquelles, Algorithme génétique (GA) [3], Essaim de particules (PSO) [4], Colonie d'abeilles artificielle (ABC) [5], Recuit simulé (SA) [6], Papillon de nuit (MFO) [7].

Afin d'assurer une meilleure insertion des DGs dans le réseau de distribution nous proposons dans ce travail, l'utilisation d'un algorithme dénommé algorithme de libellule (en anglais : Dragonfly Algorithm (DA)) [8] pour optimiser l'emplacement et la taille des DGs en tenant compte de plusieurs objectifs et de l'incertitude de la charge.

Ce travail comprend quatre chapitres. Le premier chapitre est consacré à quelques généralités sur les réseaux de distribution plus particulièrement les réseaux de distribution intelligents.

Le deuxième chapitre s'intéresse à l'application d'une technique basée sur l'identification de la topologie du réseau pour le calcul de l'écoulement de puissance dans les réseaux IEEE 33 jeux de barres, IEEE 69 jeux de barres et dans le réseau Algérien-Djanet 112 jeux de barres.

Le troisième chapitre présente les bases théoriques et les concepts mathématiques nécessaires pour la modélisation des incertitudes. Ensuite, il présente la modélisation des incertitudes de la charge, de la puissance du générateur éolien ainsi que de la puissance du générateur photovoltaïque. A la fin de ce chapitre, une application de l'algorithme arithmétique flou pour modéliser la variation de la charge des réseaux IEEE 33 jeux de barres, IEEE 69 jeux de barres et du réseau Algérien-Djanet 112 jeux de barres est présenté.

Le quatrième chapitre se concentre sur l'application de l'algorithme DA dans l'optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs. Dans un premier temps, nous formulons le problème d'optimisation avec un seul objectif (minimisation des pertes de puissance active), ensuite, avec la combinaison des trois objectifs (minimisation des pertes de puissance active, amélioration de la déviation de tension et de la stabilité de tension). La validation de la méthode proposée est effectuée sur trois réseaux de distribution, réseau IEEE 33 jeux de barres, réseau IEEE 69 jeux de barres et sur le réseau Algérien-Djanet 112 jeux de barres.

Finalement, pour clôturer ce travail, une conclusion générale, perspectives et propositions envisagées pour poursuivre cette recherche sont présentées.

1.1 Introduction

Les réseaux électriques sont les infrastructures qui permettent d'acheminer l'énergie électrique des installations de production jusqu'aux consommateurs. En Algérie, les réseaux électriques utilisent le courant alternatif triphasé sinusoïdal à la fréquence de 50 Hz. Il comprend des milliers de composants (Générateurs, transformateurs, lignes, système de protection, etc.) [9].

L'ouverture du marché de l'énergie électrique, les préoccupations environnementales liées au changement climatique planétaire et l'évolution technologique des moyens de production décentralisée, basée sur les énergies renouvelables, amènent des changements importants en particulier sur les réseaux de distribution. Cependant, 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.

Il est à prévoir que cette production d'énergie va tendre à s'accroître dans le future, amenant avec elle des problèmes d'intégration dans le réseau de distribution actuel et des impacts sur les différents paramètres du réseau à savoir l'impact sur la stabilité des réseaux, le problème d'ajustement des protections, l'impact sur les niveaux de tension et la difficulté de contrôle de tension.

Pour faire face à ces défis les autorités prennent des mesures pour moderniser les infrastructures du réseau électrique, et en particulier le réseau de distribution, afin d'assurer la gestion, la sécurité et la fiabilité de ce dernier. Parmi les nouvelles technologies envisagées pour atteindre ces objectifs, la technologie de réseaux de distribution intelligents (en anglais : Distribution Smart Grids). Ces réseaux sont équipés par de nouveaux systèmes de communication et des techniques de mesure et de gestion pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables et pour assurer une gestion efficace du réseau [10].

Dans ce premier chapitre, on présentera, en premier lieu, la structure des réseaux électriques conventionnels avec une description plus détaillée des réseaux de distribution. Ensuite, on s'intéressera au réseau de distribution intelligent, sa définition, ses caractéristiques et ses objectifs et les différentes fonctionnalités associées au concept des réseaux électriques intelligents. Enfin, on parlera des 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.

1.2 Structure du réseau électrique

Il est entendu que le réseau électrique désigne l'ensemble de la chaîne d'alimentation en électricité. Il regroupe les centrales de production et l'ensemble des réseaux de transport, de répartition et de distribution qui acheminent l'électricité des centrales de production vers les sites de consommation [11].

La production d'énergie est principalement basée sur des sources primaires contrôlables telles que : les centrales thermiques utilisant les combustibles fossiles, les centrales nucléaires, 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 [12].

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 [13].

L'organisation des réseaux de transport et de distribution est subdivisée en fonction du niveau de tension comme l'indique la figure 1.1 :

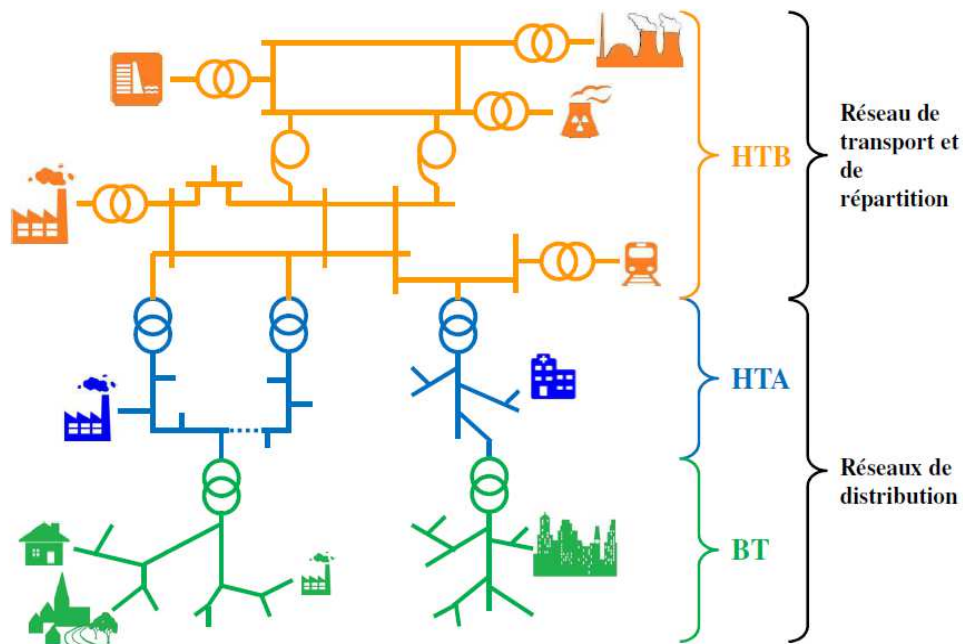


Figure 1.1 : Schéma de l'organisation des réseaux électriques en fonction de leur tension [14]

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 décentralisée. 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 [2].

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 thermoélectrique ;
- 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 hydro-électrique 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 [12, 15].

1.3 Fonctionnement des réseaux 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 1.2 illustre l'architecture générale des réseaux électriques 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 élévateur. L'ordre de grandeur de la puissance active produite par ces groupes est compris entre 100 MW pour les centrales thermiques de faibles puissances et 1650 MW pour les plus puissantes tranches des centrales nucléaires [12]. La production peut être classée suivant le type d'énergie primaire utilisée pour générer de l'électricité.

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.

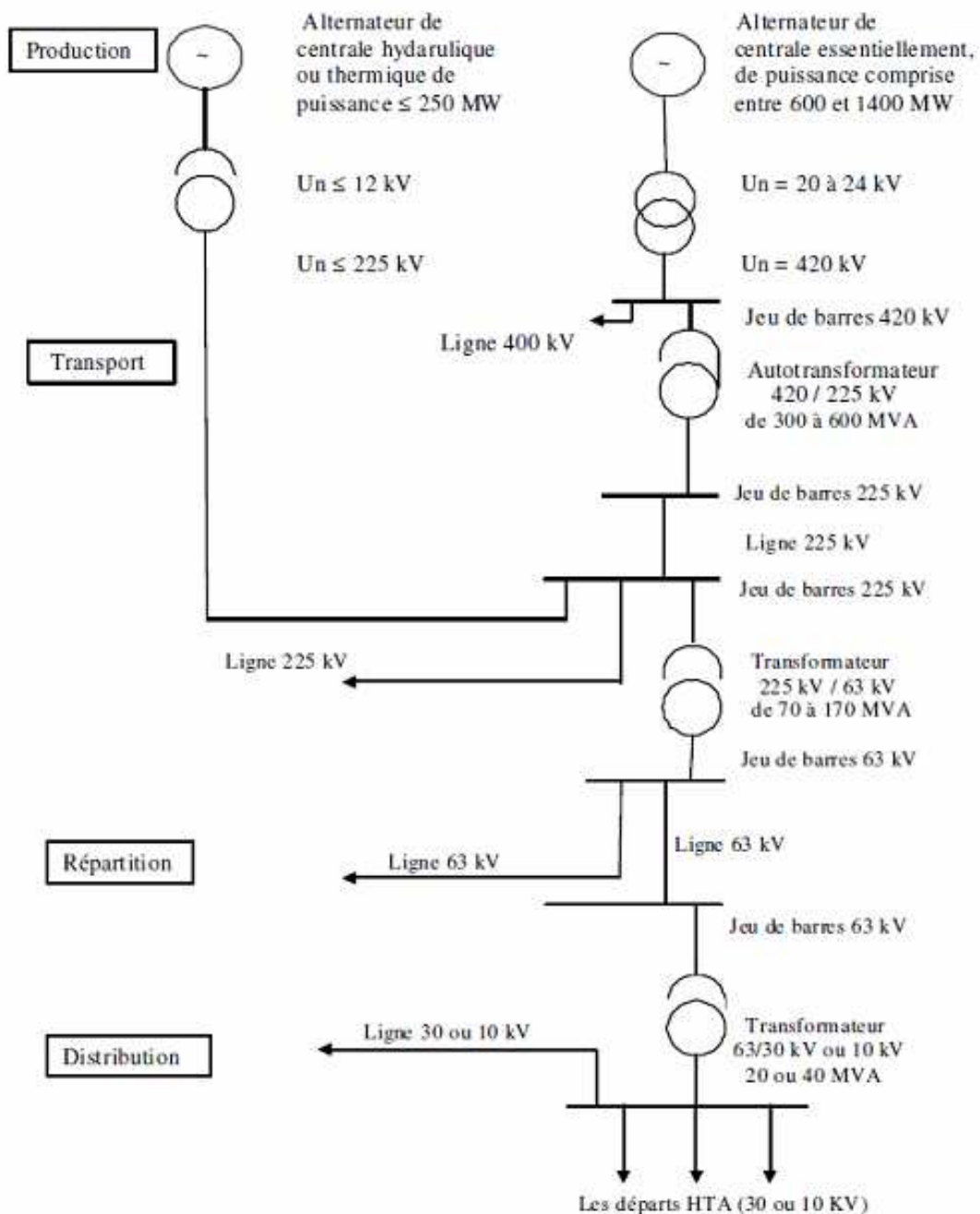


Figure 1.2 : Architecture générale du réseau électrique en Algérie

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

Tableau 1.1 : Tableau des domaines de tension [2]

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:

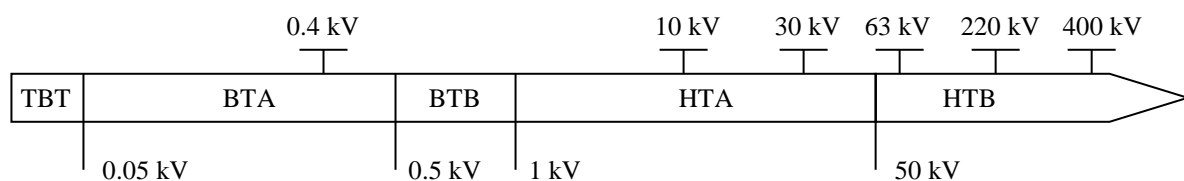


Figure 1.3 : Normalisation des différents niveaux de tension [12]

1.3.3 Distribution

Les réseaux de distribution constituent l'architecture la plus importante du réseau 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 (HTA) 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 HTA 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 [12]. 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.

1.3.5 Supervision

Le transport et la distribution d'énergie électrique sont des activités encadrées par deux gestionnaires : les gestionnaires de réseaux de transport électrique (GRTE) et les gestionnaires de réseaux de distribution électrique (GRDE). Leur supervision est d'assurer 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 la production et la demande et donc d'assurer le réglage de fréquence et ainsi la stabilité globale du système électrique [12]. 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 réseau 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).

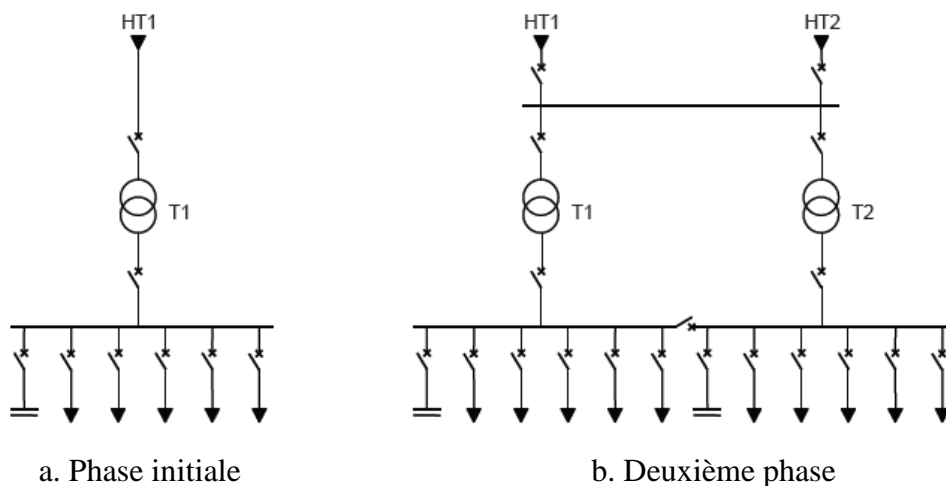
Les réseaux de distribution sont, dans la très grande majorité des cas, exploités de manière radiale. Cette structure simplifie notamment le système de protections puisque le transit de puissance se fait de manière unilatérale du poste source HTB/HTA vers les postes HTA/BT et les

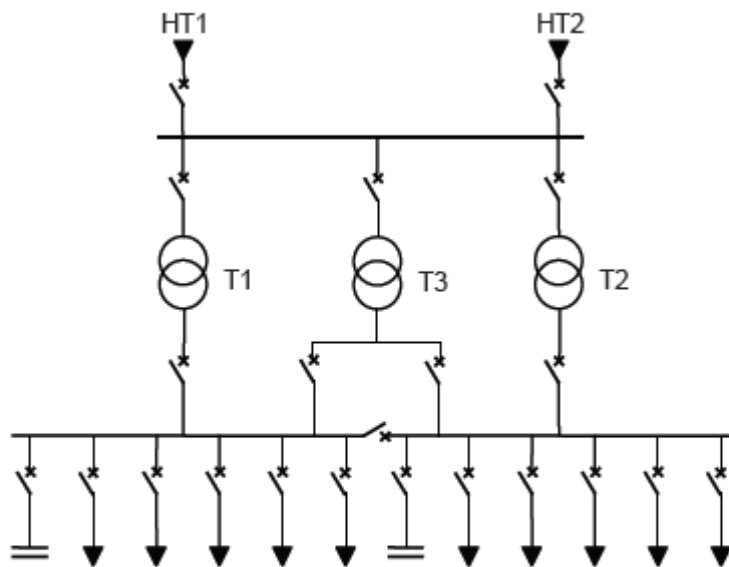
consommateurs finaux pour la détection et l'élimination rapide des défauts et permet facilement d'assurer la maintenance du réseau, ainsi que le comptage de l'énergie aux postes sources. Des schémas d'exploitation de secours entre postes sources sont bien entendu prévus et permettent de minimiser le nombre de clients coupés en cas de défaillances [2].

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 1.4.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 1.4.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 1.4.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 [13].





c. Phase finale

Figure 1.4 : 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 1.5), 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 1.6).

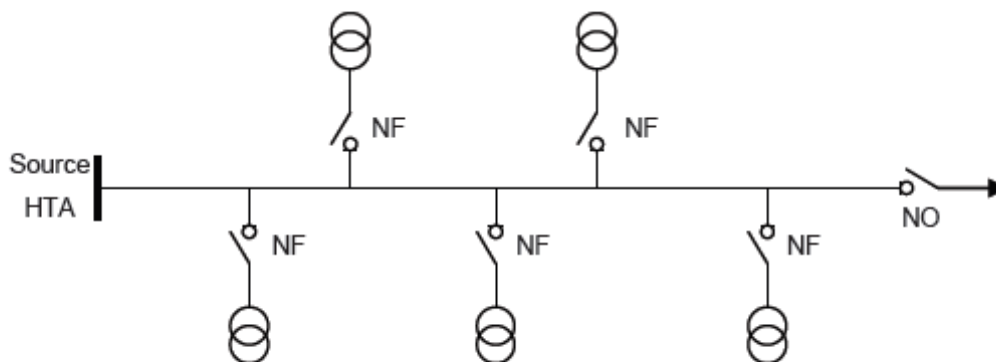


Figure 1.5 : Schéma simple dérivation

Où : NF et NO sont, respectivement, interrupteur normalement fermé et interrupteur normalement ouvert.

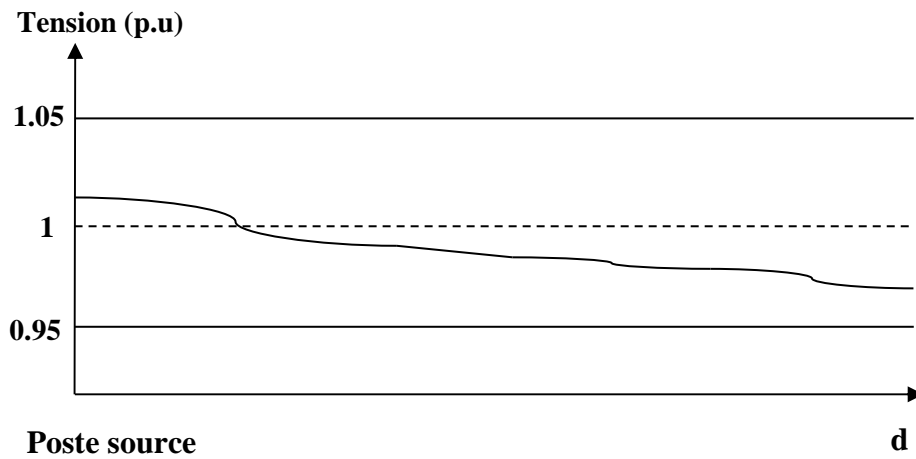


Figure 1.6 : Variation de la tension le long d'un départ HTA

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 1.7) ou en coupure d'artère (Figure 1.8) 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.

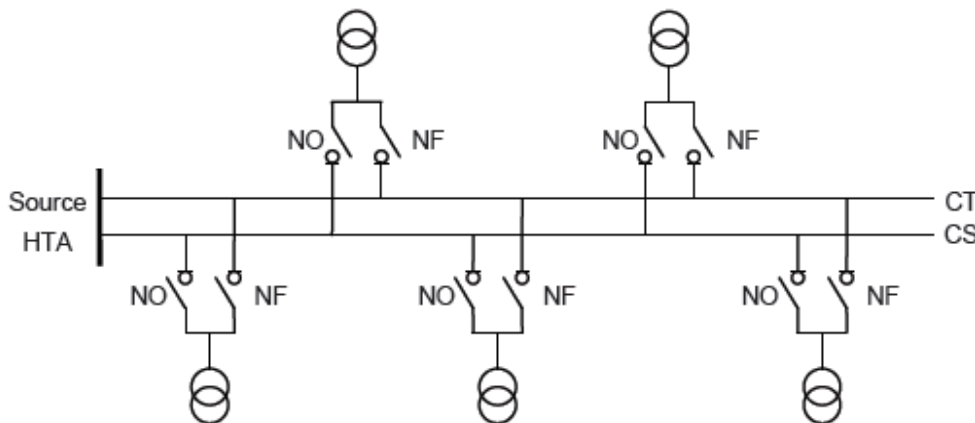


Figure 1.7 : Schéma de double dérivation

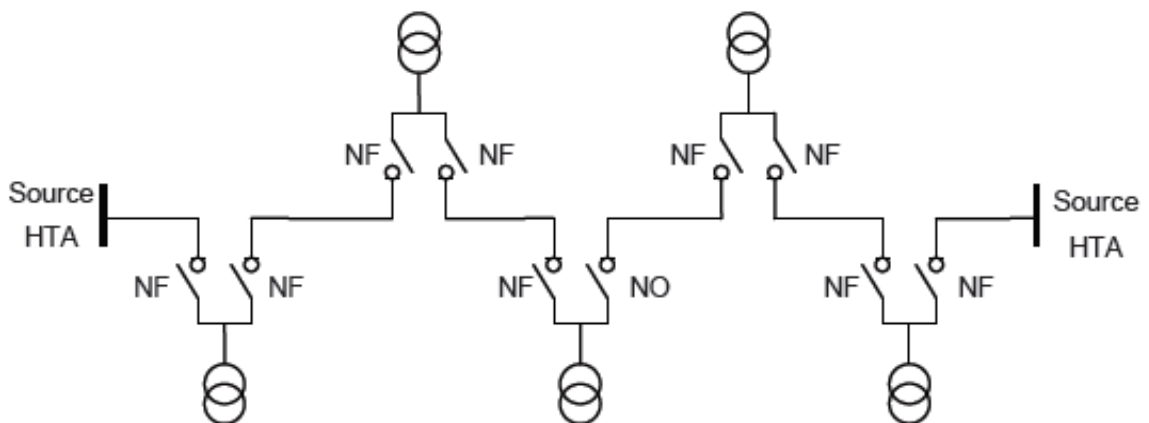


Figure 1.8 : Schéma de coupure d'artère

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 Les réseaux de distribution intelligents

1.5.1 Définition

Le concept de réseaux de distribution intelligents est arrivé dans le secteur électrique il y a quelques années déjà, à travers la problématique des énergies renouvelables et la gestion des pics croissants de consommation d'électricité. Le concept s'élargit aujourd'hui à l'ensemble des réseaux d'énergie (gaz, chaleur, eau). Les réseaux de distribution intelligents sont capables d'intégrer et de coordonner les actions des différents utilisateurs, consommateurs et/ou producteurs, afin de maintenir une fourniture d'électricité efficace, durable, économique et sécurisée.

Les réseaux intelligents peuvent se définir comme une combinaison de l'infrastructure et de l'intelligence embarquée associée (logiciel, automatismes, transmission et traitement de l'information). Cette intelligence peut être déployée à divers niveaux de la chaîne énergétique (production, transport, distribution et consommation). L'intelligence et la communication se trouvent donc du producteur jusqu'au consommateur final [16].

1.5.2 Objectifs des réseaux intelligents

Les réseaux électriques ne permettront pas de faire face à l'augmentation de consommation mondiale d'électricité, notamment ces dernières années, ils ont besoin d'évoluer et de devenir des réseaux plus intelligents pour corriger leurs principales lacunes [17] :

- Sécurité du réseau : que ce soit au niveau du producteur, de transport ou du consommateur, le réseau n'est pas sécurisé aux niveaux physique et informatique ;
- L'intégration des énergies renouvelables : l'arrivée des énergies renouvelables n'est pas récente. Mais leur rentabilité augmente, leur nombre accroit, et de nouveaux types de centrales émergent de ces technologies. Que ce soit une petite ou une grande source d'énergie renouvelable, leur production est intermittente et leur gestion est difficile ;
- Conservation de l'énergie : les batteries se sont développées et leur capacité est devenue assez importante pour entrer en compte dans la gestion de l'énergie. Ces batteries sont à la fois capables de consommer ou de produire. Mais pour avoir un impact sur le réseau, ces batteries doivent faire partie d'une gestion intelligente afin de ne pas accentuer les pics de consommations ;

- Gestion de la demande (demand side management et demand response) permet, en incitant, par des signaux tarifaires, aux utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation en période de pointe et à la reporter en période creuse, de mieux gérer l'équilibre production/consommation. Cependant, actuellement, le réseau ne peut pas exploiter les données de l'ensemble des appareils consommateurs intelligents et leur gestion est bien souvent délaissée ou manuelle.

1.5.3 Caractéristiques des réseaux intelligents

Les réseaux d'électricité du monde, font face à de nombreux défis, y compris le vieillissement des infrastructures, la croissance continue de la demande, l'intégration d'un nombre croissant de sources d'énergie renouvelables et des véhicules électriques et la nécessité d'améliorer la sécurité du réseau et de réduire les émissions de gaz à effet de serre. La technologie des réseaux intelligents offre des moyens non seulement pour répondre à ces défis, mais de les faire d'une façon plus abordable et plus durable. Les caractéristiques des réseaux intelligents peuvent être définies en quatre points essentiels [18] :

- **Flexibilité** : ils permettent de gérer plus finement l'équilibre entre production et consommation ;
- **Fiabilité** : ils améliorent l'efficacité et la sécurité des réseaux ;
- **Accessibilité** : ils favorisent l'intégration des sources d'énergies renouvelables sur l'ensemble du réseau ;
- **Economie** : ils apportent, grâce à une meilleure gestion du système, des économies d'énergie et une diminution des coûts (à la production comme à la consommation).

1.5.4 Architecture des réseaux intelligent

La plupart des réseaux électriques dans le monde sont construits selon la même architecture. L'électricité est généralement produite dans des grandes centrales, puis transportée vers les postes de transformation, avant d'être distribuée aux utilisateurs finaux. Actuellement, il existe très peu d'installations de stockage de l'électricité (barrages hydroélectriques par exemple), ce qui signifie que la production d'électricité doit constamment égale la consommation. C'est le gestionnaire du réseau qui est chargé d'assurer cet équilibre.

Le réseau intelligent constitue une révolution conceptuelle dans la mesure où la circulation bidirectionnelle de la puissance affectera à la fois le côté production et le côté consommation. Cette nouvelle architecture des réseaux électriques entraînera plus de flexibilité et transformera profondément notre rapport à l'électricité.

Les réseaux intelligents sont des systèmes complexes mettant en œuvre toute une architecture d'équipements connectés les uns aux autres, et couvrant les systèmes de transport, de distribution, de comptage et d'utilisation domestique de l'énergie. Ces équipements sont fabriqués, mis au point et livrés par tout un écosystème industriel, un même équipement pouvant être fourni par plusieurs industriels. Les équipements sont amenés à interagir les uns avec les autres et à s'échanger, en continu parfois, tout un ensemble d'informations nécessaires au bon fonctionnement des applications énergétiques : puissances appelées, courbes de charges etc.

L'interopérabilité de ces équipements est alors un enjeu crucial pour le bon fonctionnement du réseau intelligent.

Différents modèles et architectures peuvent être donnés pour l'exploitation des réseaux intelligents. La figure 1.9 représente l'un de ces modèles. Le réseau intelligent dans ce modèle peut se décomposer en trois niveaux [18].

- Une première couche d'infrastructure composée d'équipements qui servent à acheminer l'électricité (lignes, transformateurs, etc.).
- Un deuxième niveau formé par des architectures de communication collectant des données issues de différents capteurs réseau.
- Un dernier niveau constitué par des applications et des services, comme le monitoring, les systèmes d'intervention à distance et l'automatisation des réponses à la demande d'électricité utilisant une information en temps réel.

Les caractéristiques et les propriétés principales du réseau électrique actuel vont devenir obsolètes et sont sujets à être modifiées [19, 20, 21].

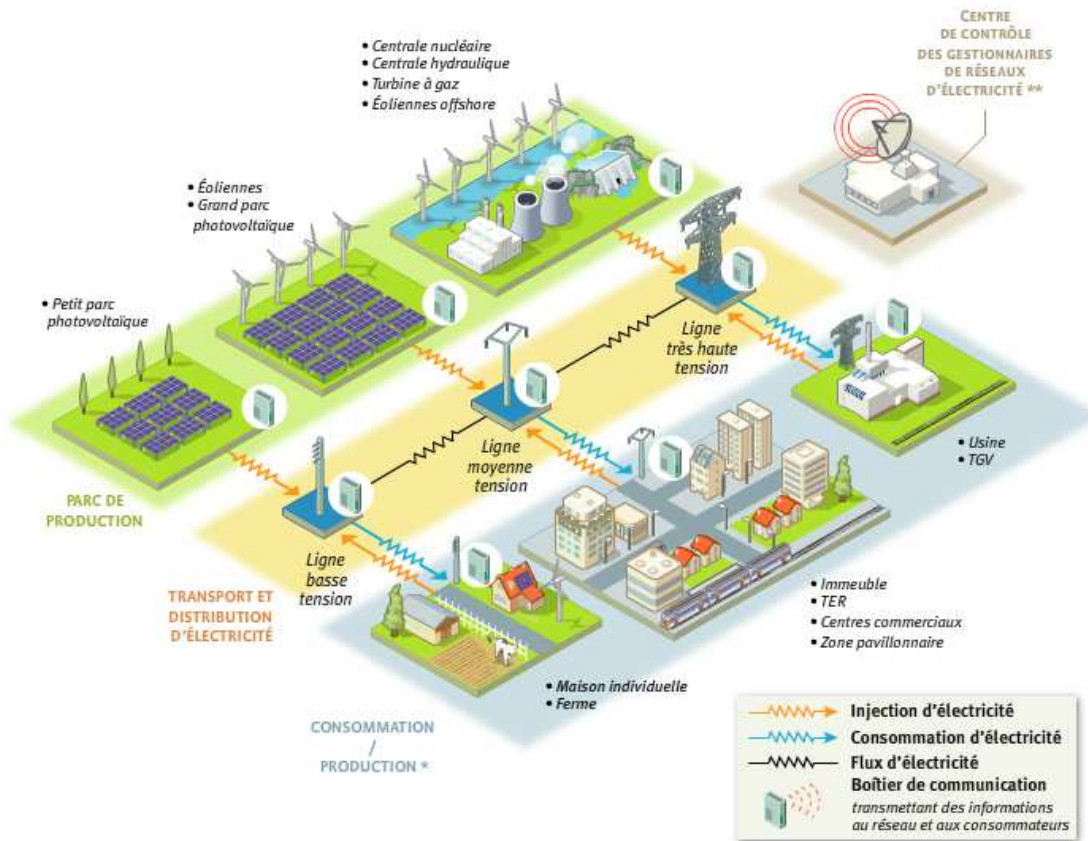


Figure 1.9 : Exemple d’architecture d’un réseau intelligent [18]

Le tableau 1.2 ci-dessous représente les principales caractéristiques qui distinguent les réseaux électriques classiques et les réseaux électriques intelligents.

Tableau 1.2 : Comparaison entre le réseau électrique traditionnel et intelligent [19]

Caractéristiques des réseaux électriques traditionnels	Caractéristiques des réseaux électriques Intelligents
Analogique	Numérique
Unidirectionnel	Bidirectionnel
Production centralisée	Production décentralisée
Communicant sur une partie du réseau	Communicant sur l’ensemble du réseau
Un seul acteur économique	Choix du fournisseur
Gestion de l’équilibre du système électrique par l’offre (production)	Gestion de l’équilibre du système électrique par la demande (consommation)
Consommateur	Consomm’acteur
Peu instrumenté	Complètement instrumenté
Hierarchique	Maillé

1.5.5 Fonctionnalités associées au concept des réseaux intelligents

Le réseau traditionnel est confronté à de nombreux défis, notamment l'ancienne infrastructure, le manque de communication, la demande croissante en énergie et les problèmes de sécurité. Pour résoudre ces problèmes, le concept de réseau intelligent a fait son apparition et comprend des technologies de l'information et de la communication permettant une communication bidirectionnelle entre le service public et les consommateurs d'énergie. D'une manière générale, le réseau intelligent apparaît comme un réseau de nouvelle génération et intègre des technologies avancées en matière de communication, de génération distribuée, et d'infrastructure de comptage avancée. L'objectif clé du réseau intelligent est la transformation du réseau traditionnel en un réseau électrique rentable et économe en énergie [18].

1.5.5.1 Gestion de la demande

La gestion de la demande est un élément essentiel de la gestion de l'énergie du réseau électrique intelligent. C'est un ensemble de programmes permettant aux clients de planifier et de surveiller les activités liées à l'utilisation de l'électricité. En particulier, cela les aide à jouer un rôle important dans le déplacement de leurs propres demandes d'électricité pendant les périodes de pointe afin de consommer moins d'énergie et/ou de déplacer leurs demandes vers les heures creuses afin d'atténuer la courbe de la demande. En fait, en réduisant la charge globale d'un réseau électrique.

La gestion de la demande peut atténuer les urgences du système électrique par [22] :

- L'augmentation de la fiabilité du système ;
- La réduction du nombre de coupures de courant ;
- Le réglage des profils de tension.

1.5.5.2 Systèmes de stockage d'énergie électrique

La production d'électricité est en forte évolution avec le développement massif des énergies renouvelables. Certaines de ces énergies comme le solaire et l'éolien, possèdent une production variable et intermittente en fonction des conditions climatiques [23]. Malgré le couplage de plusieurs sources renouvelables réduisant ainsi la variabilité de production, l'équilibrage entre l'offre et la demande y est impacté.

Pour réduire l'impact de l'intermittence du solaire et de l'éolien sur le réseau électrique, notamment au niveau local, les systèmes de stockage de l'énergie doivent se développer [24]. Les avantages du stockage pour le réseau électrique sont :

- Le stockage du surplus de production électrique afin de garantir l'équilibre ;
- La sécurité de l'approvisionnement grâce à une capacité de démarrage rapide ;
- Le lissage de la charge pour soulager le réseau pendant les pics de consommation ;
- Le maintien de la qualité d'alimentation par une aide à la régulation de la tension et de la fréquence du réseau.

1.5.5.3 Véhicules électriques

La forte croissance annoncée du véhicule électrique (VE) dans les prochaines années est un facteur important à prendre en considération dans le développement du réseau électrique du futur. Bien que la voiture électrique ne soit pas un concept nouveau, des prototypes existant depuis la fin du 19^{ème} siècle, les progrès réalisés sur les batteries et l'autonomie, l'évolution des mentalités et les incitations politiques ont permis au marché du VE de devenir plus attractif. Lors du mondial de l'automobile de 2014, plus de 20 constructeurs présentaient des modèles 100 % électriques ou hybrides rechargeables [25].

La plupart des VE peuvent être rechargés de deux façons, une dite normale et une dite rapide. Bien que la puissance absorbée durant un chargement varie d'un véhicule à un autre, globalement une recharge normale absorbe autour de 3 kW et jusqu'à 50 kW pour une recharge rapide. Ainsi pour un parc de VE important, la charge supplémentaire que devra fournir le réseau de distribution est considérable. De plus, sans pilotage intelligent des recharges, la puissance soutirée sur le réseau par un parc de VE est fortement concentrée sur une certaine période de la journée et tend à accentuer les pics de consommation journaliers. Par exemple pour un quartier résidentiel, une forte concentration de VE risque d'augmenter le pic de consommation du soir à cause des recharges de la majorité des véhicules en fin de journée. Afin d'éviter ce phénomène, de nombreuses études sont menées dans l'objectif de piloter la recharge des VE, par exemple par étalement dans le temps, de manière à ce qu'ils deviennent des outils de flexibilité.

Pour le réseau, le VE peut être perçu de deux façons, comme une charge, ou comme un moyen de stockage de l'énergie. Dans le premier cas, le pilotage de la recharge consiste à décaler dans le temps la consommation des VE, afin de limiter les pics de puissance sur le réseau, ou de faire coïncider la recharge avec les périodes de forte production des DGs. Dans le deuxième cas, il s'agit d'utiliser la batterie des VE pour absorber ou fournir de l'énergie en fonction des prix du marché, de la disponibilité des DGs ou de la consommation du particulier. C'est le concept du « véhicule électrique pour le réseau », ou plus communément appelé en Anglais : Vehicle to Grid (V2G) [26].

1.5.5.4 Micro-Réseaux

Les micro-réseaux peuvent être vus comme un nœud du réseau. Ils sont définis [27, 28] comme des réseaux électriques intelligents de petite taille, conçus pour fournir un approvisionnement électrique fiable à un nombre réduit de consommateurs. Ils agrègent des installations de production distribuées d'origines renouvelables, des systèmes de stockage et des sites de consommations sur un territoire restreint tel qu'un quartier, une ville, une zone industrielle ou commerciale, ou même un bâtiment. Les micro-réseaux intègrent également des outils de supervision et de gestion de la demande. L'utilisateur final n'est plus seulement un consommateur, il devient consomm'acteur, et participe au fonctionnement du réseau. Les micro-réseaux sont connectés au réseau de distribution mais peuvent également fonctionner en mode îlotage, en cas de défaut dans le réseau principal. En cas de besoin, les micro-réseaux peuvent faire appel aux micro-réseaux voisins ou au réseau de distribution pour garantir l'approvisionnement des consommateurs et l'équilibrage entre la production et la consommation.

1.5.5.5 Production décentralisée

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 [12]. Les avantages de la production décentralisée concernent à la fois les fournisseurs d'électricité et les consommateurs. Pour les premiers, il s'avère que [29] :

- Le moyen de production peut être installé à proximité du consommateur, d'où une baisse des coûts de transport et de distribution, moins de pertes électriques et amélioration de la stabilité du réseau ;
- 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 émissions de gaz à effet de serre, qui est devenue une préoccupation environnementale.

De nombreuses compagnies d'électricité utilisent actuellement des systèmes pour contrôler leurs réseaux de distribution en présence des DGs, tel que le système SCADA pour le contrôle et l'acquisition des données, les unités de télépilotage (Remote Terminal Units (RTU)) et les micro

synchrophaseurs (Micro-Phasor Measurement Units (μ -PMUs)). Avec ces systèmes, il est possible de voir l'état courant des différentes parties du réseau [30].

1.6 Production décentralisée et leur impact sur le réseau de distribution

1.6.1 Définition de la production décentralisée

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 [12].

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 cogénération, 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 [13]. Elle peut être classifiée [15, 31] 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.

1.6.2 Les différents types de la production décentralisée

Des classifications sont faites en fonction de type de source d'énergie utilisée [12, 13] et en fonction de la capacité de fournir des puissances actives et réactives [32].

En fonction de type de source d'énergie utilisée, la production décentralisée peut être classifiée en deux catégories : les énergies renouvelables et les énergies non 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 5 MW. 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.

Deux types de technologies non renouvelables, de la production décentralisée, peuvent être décrits comme suit :

- **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 la 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'espoirs 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 Oxyd Fuel Cell) pour des applications stationnaires de cogénération. Ces technologies restent cependant coûteuses et donc peu répandues.

La production décentralisée peut être aussi classées en quatre grands types basés sur la capacité de fournir de la puissance active et réactive.

- **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.
- **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.
- **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.

- **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.

1.6.3 Impacts de la production décentralisée sur le réseau de distribution

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 [33, 34]. En particulier, le plan de tension peut être grandement modifié par la présence des DGs [35], 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 [36]. 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 [33].

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 [34]. Elle ne peut donc pas garantir une puissance de sortie et proposer toute la puissance disponible sur le marché [37].

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. Les principaux impacts à rappeler sont les suivants :

1.6.3.1 Impact sur l'écoulement de puissance

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 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 [38]. 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.

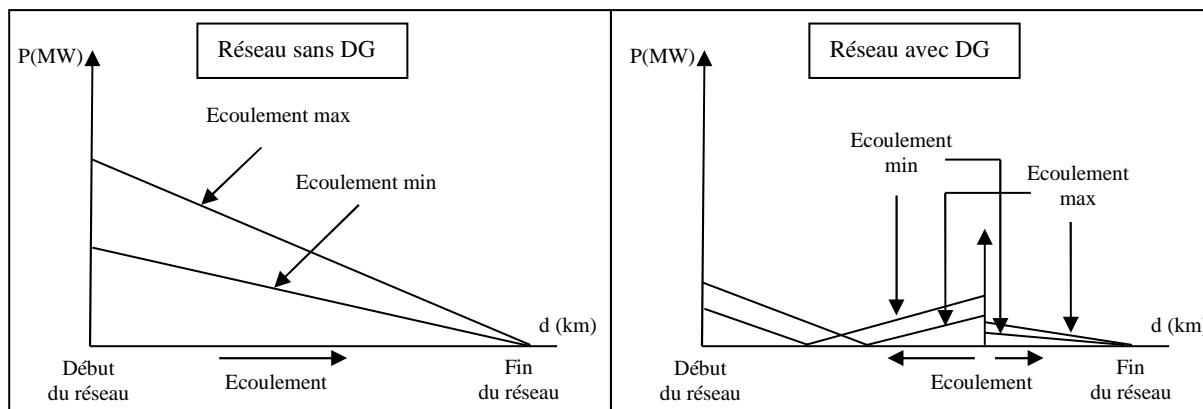


Figure 1.10 : Impact de DG sur l'écoulement de puissance

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 [38].

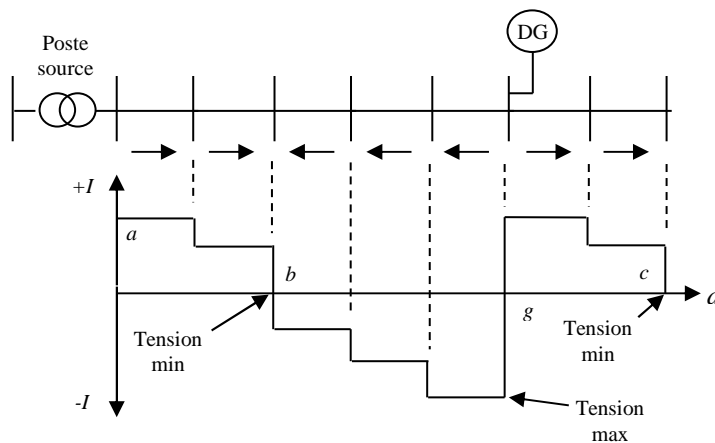


Figure 1.11 : Exemple de l'écoulement de puissance pour une condition de fonctionnement

1.6.3.2 Impact sur le profil et la stabilité 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 1.12. L'ajout d'une ou plusieurs DGs 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 [12]. 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 et la stabilité de tension.

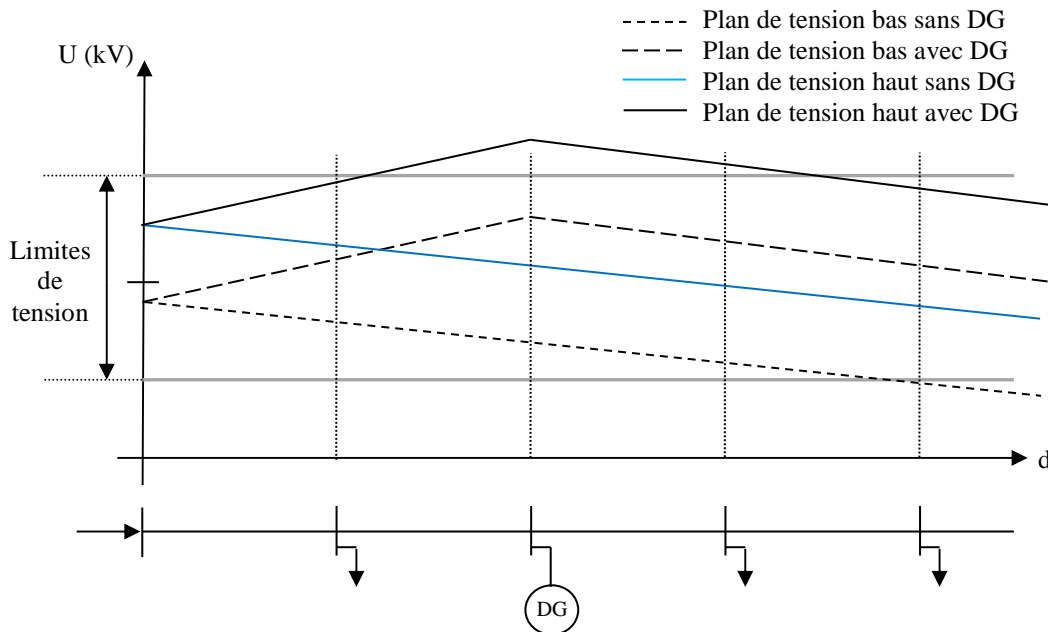


Figure 1.12 : Variations de la tension du réseau sans et avec DG

1.6.3.3 Impact sur les pertes de puissances

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 [12]. 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 [37]. Plusieurs recherches [39, 40] 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 l'emplacement et la taille des DGs dans le réseau.

1.6.3.4 Impact sur la stabilité du réseau

Les génératrices de productions décentralisées peuvent être de type synchrone ou asynchrone. L'insertion de générateurs synchrones dans le réseau va changer le temps critique d'élimination de défaut (correspondant à la durée maximale d'une perturbation à laquelle le réseau peut résister sans perte de stabilité). Ceci influencera directement la limite de la stabilité dynamique du système en considération [41].

1.6.3.5 Impact sur le plan de protection

La connexion de nouveaux générateurs au réseau modifiera également les courants de courts-circuits et donc le réglage des seuils des protections. D'ailleurs, ce changement peut provoquer une mauvaise sélectivité, des déclenchements intempestifs ou l'aveuglement du système de protection [41].

1.6.3.6 Impact sur l'observabilité et de contrôlabilité du système

Les DGs, notamment celles à type énergie nouvelle et renouvelable, sont caractérisées par l'intermittence des sources primaires. Cela sera difficile pour l'opérateur d'estimer la puissance de sortie de ces producteurs, donc la puissance fournie du système, par conséquent [41].

1.6.3.7 Impact sur la continuité de service

Pour la même raison concernant la caractéristique d'intermittence, l'indisponibilité des DGs lors que le système les sollicite peut occasionner la rupture d'électricité par manque de puissance [41].

1.6.3.8 Impact sur la qualité de service

Les DGs de type machine asynchrone consomment de la puissance réactive afin de magnétiser leur circuit magnétique. Lors de la connexion au réseau, elles appellent un courant fort, ce qui contribue au creux de tension (en profondeur). D'ailleurs, la présence d'interfaces d'électronique de puissance peut faire augmenter le taux des harmoniques qui nuisent gravement à la qualité de service fournie [41].

1.7 Conclusion

La production décentralisée a amené d'important changement 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 réseau électrique sont à prévoir.

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

2.1 Introduction

L'écoulement de puissance représente un élément clé pour une meilleure planification et un bon fonctionnement des réseaux de distribution. Pour cela, une grande occupation a été consacrée à l'analyse de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution afin d'avoir un minimum de pertes de puissance, un bon profil de tension et une grande marge de stabilité de tension au niveau des jeux de barres formant le réseau. Plusieurs méthodes d'écoulement de puissance sont rapportées dans la littérature. Ces méthodes peuvent être classés en deux catégories, à savoir les méthodes newtoniennes [42, 43, 44, 45] et méthodes de balayage arrière avant (en anglais : backward/forward sweep) [46, 47].

Les méthodes newtoniennes sont généralement exploitées pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance dans les réseaux de transport. Cependant, l'application de ces méthodes dans les réseaux de distribution, notamment de grande taille, prouve dans la majorité des cas un échec dans leur divergence, en raison des caractéristiques typiques différentes par rapport aux réseaux de transport [47, 48]. Les méthodes de balayage arrière avant (backward/forward sweep methods) sont basées sur un balayage vers l'arrière pour le calcul du courant des branches et un balayage vers l'avant pour le calcul de la tension des jeux de barres [49, 50]. Cette méthode a reçu plus d'attention et elle est utilisée pour résoudre l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution pollués déséquilibrés et harmoniques [50, 51].

Dans ce chapitre, nous allons nous intéresser au calcul de l'écoulement de puissance dans le réseau de distribution radial. Nous allons utiliser la méthode de balayage arrière avant. Cette 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.

La performance de la technique sera par la suite testée sur les réseaux de distribution IEEE 33 jeux de barres, IEEE 69 jeux de barres et sur le réseau algérien-Djanet 112 jeux de barres.

2.2 Réseau de distribution radial

Comme a été mentionné auparavant, la technique de balayage arrière avant 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 qui sont : le nombre des jeux de barres et les charges au niveau de chacun d'eux, les jeux de barres de départ, les jeux de barres d'arrivée et la caractéristique résistance, réactance et le courant maximal de chaque branche [2].

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 [2] :

- 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. Généralement ces réseaux contiennent quatre types de lignes [46] :

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

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

2.2.1 Types des jeux de barres

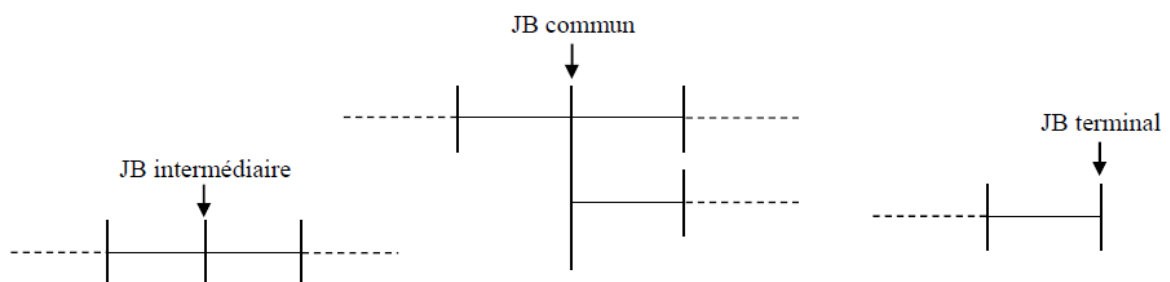


Figure 2.1 : Représentation des types des jeux de barres.

2.2.1.1 Jeu de barres terminal

Un jeu de barres terminal est un jeu de barres qui est lié à une seule branche, on peut dire que c'est le bout des lignes 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 barres du réseau de distribution, une méthode dite méthode de comparaison peut être utilisée. En basant sur cette méthode, le type de chaque jeu de barres peut être identifié comme suit :

2.2.2.1 Identification des jeux de barres terminaux

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 comme montre l'organigramme de la figure 2.2. 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 qui signifie que ce jeu de barres est un jeu de barre terminal [2].

2.2.2.2 Identification des jeux de barres intermédiaires

Pour déterminer un jeu de barres intermédiaire en se basant sur les données du réseau, on compare chaque jeu de barres d'arrivée aux jeux de barres de départ selon l'organigramme de la figure 2.2. 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 [2].

2.2.2.3 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 de la figure 2.2. 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 six colonnes et $(n-1)$ lignes où n est le nombre de jeux de barres. La première colonne de la matrice représente le numéro de chaque branche, la deuxième représente les jeux de barres de départ de chaque branche et la troisième représente les jeux de barres d'arrivée de chaque branche. La quatrième, la cinquième et la sixième colonne représentent, respectivement, la caractéristique résistance, réactance et courant maximal de chaque branche [2].

2.2.3 Définition et identification du type de chaque ligne

2.2.3.1 Ligne principale

Une ligne principale est une ligne qui débute d'un jeu de barres dit jeu de barres de référence (JBref).

La détermination des jeux de barres constituant la ligne principale (LP) se fait selon l'organigramme de la figure 2.3. 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.

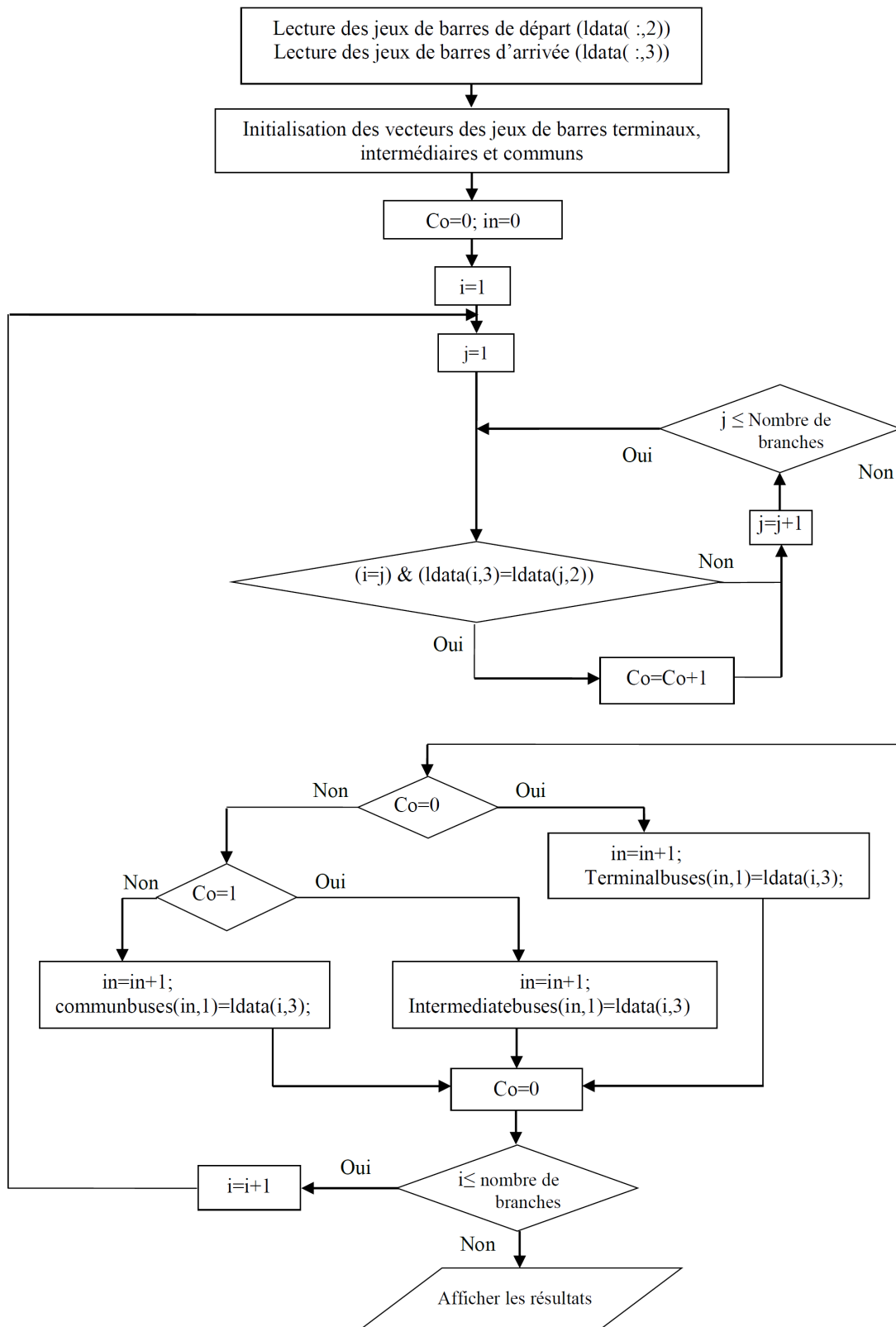


Figure 2.2 : Organigramme de l'identification du type de chaque jeu de barres [2]

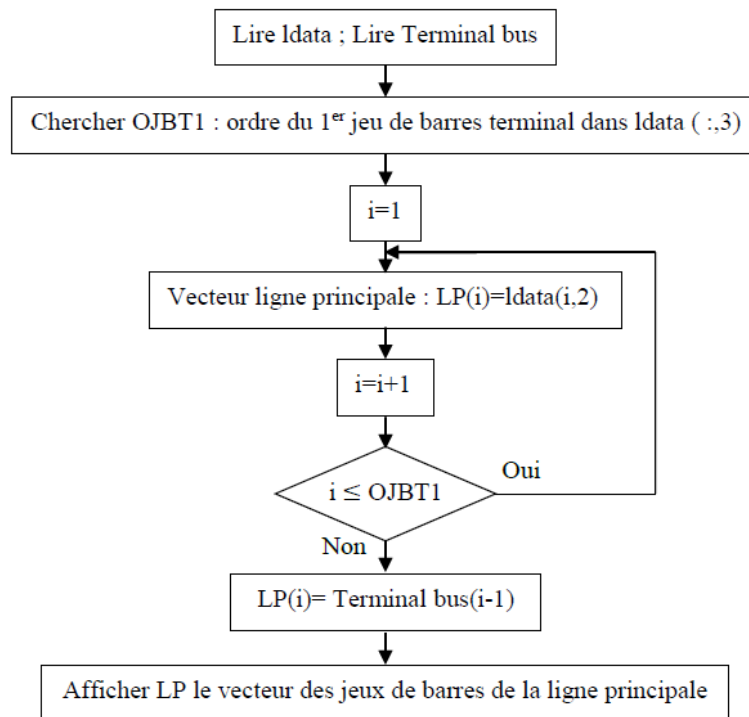


Figure 2.3 : Détermination du vecteur de la ligne principale [2]

2.2.3.2 Ligne latérale

Une ligne latérale 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). 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 et 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].

2.2.3.3 Ligne sous-latérale

Une ligne sous-latérale 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 de la figure 2.4 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.

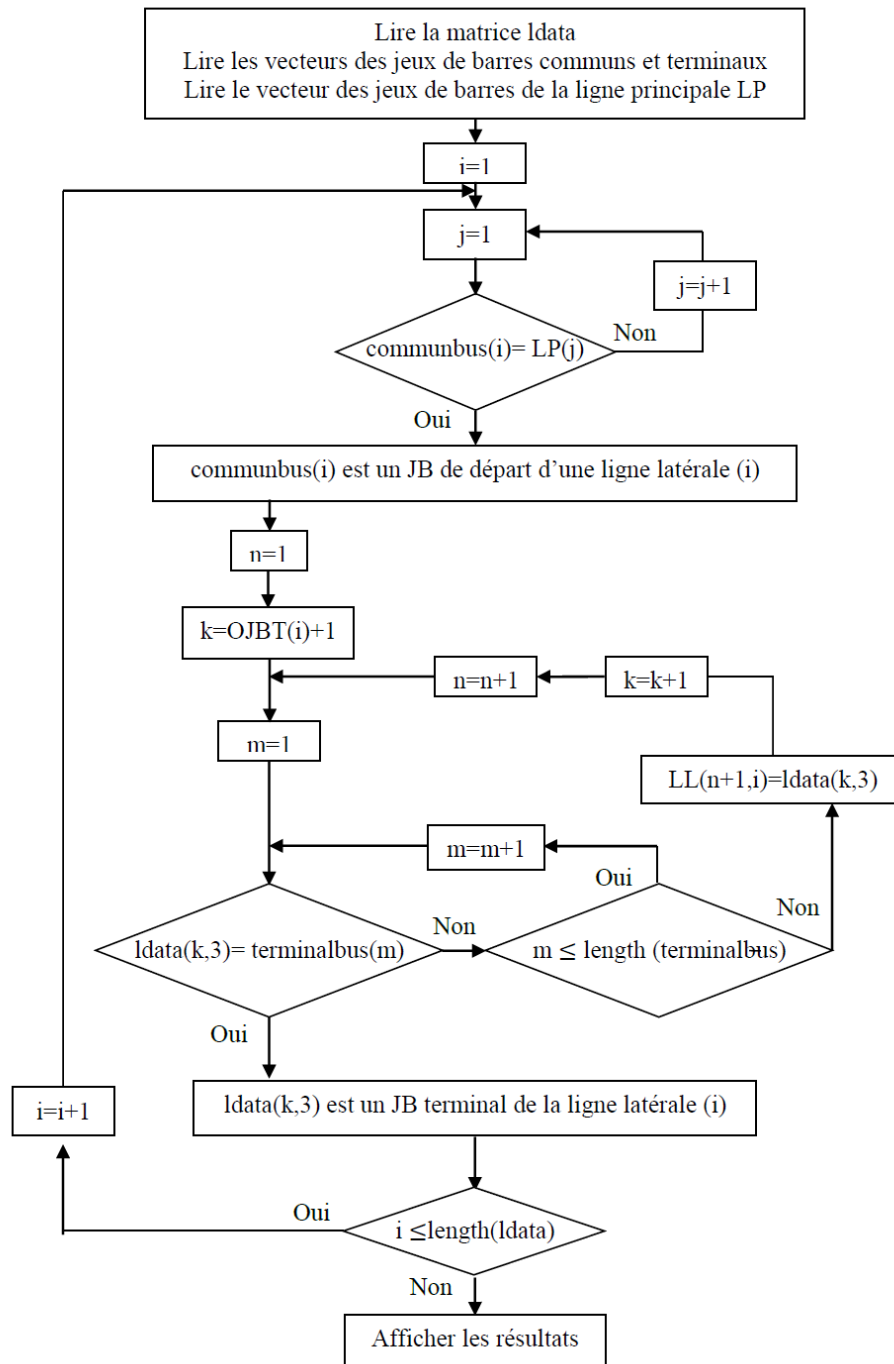


Figure 2.4 : Détermination des vecteurs des lignes latérales [2]

2.2.2.4 Ligne mineure

Une ligne mineure 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 de la figure 2.4 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 mineures [2].

2.3 Exemple d'application

Afin de mieux comprendre la technique de la topologie du réseau, nous présentons le réseau de distribution 17 jeux de barres modifié (Figure 2.5) [52]. Il est constitué de 17 jeux de barres et 16 branches.

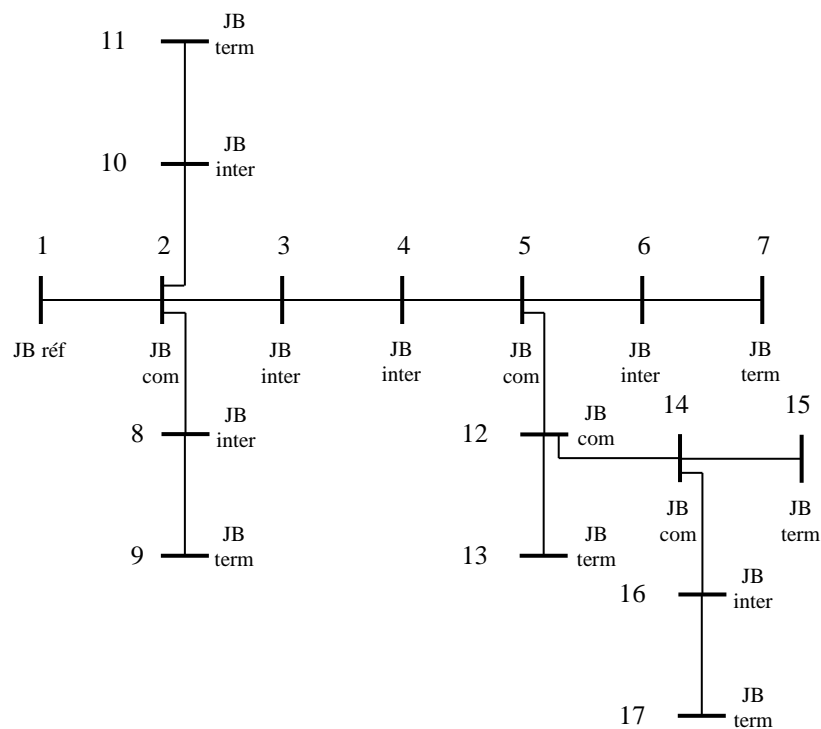


Figure 2.5 : Réseau de distribution radial 17 jeux de barres modifié

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

Tableau 2.1 : Données du réseau 17 jeux de barres modifié

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 2.5 l'application de la technique de comparaison, pour déterminer les types des jeux de barres, donne les résultats représentés sur le tableau 2.2.

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.

L'application de la technique de comparaison, pour déterminer les types de lignes, donne les résultats représentés sur la figure 2.6.

Le tableau 2.3 représente un résumé des résultats de l'application de la technique d'identification de la topologie du réseau.

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

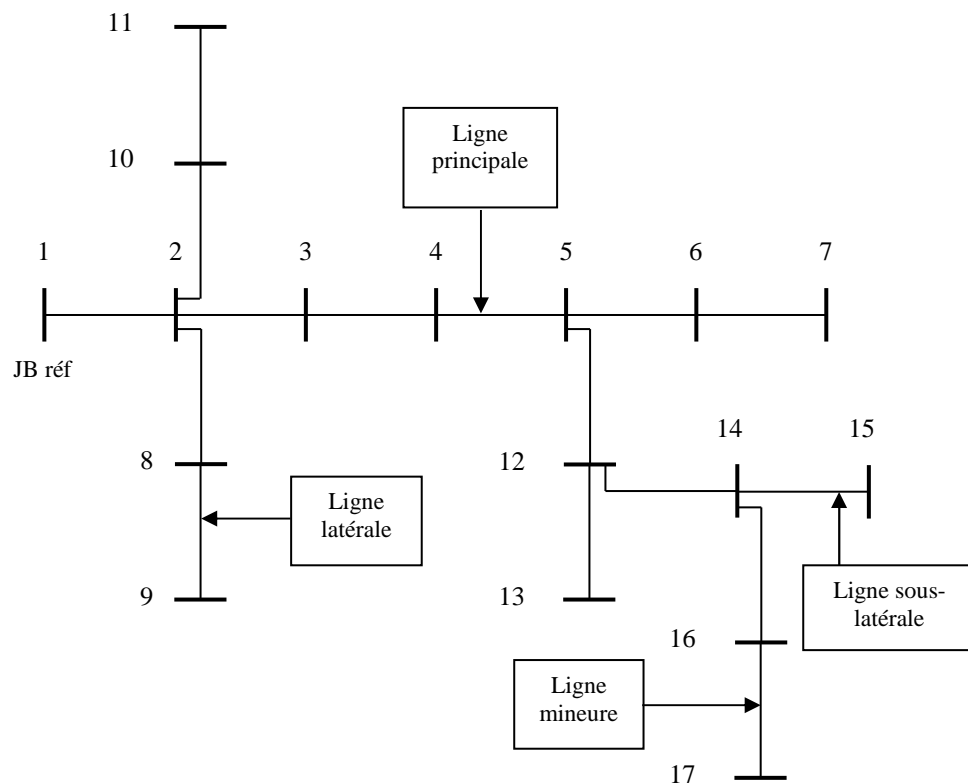


Figure 2.6 : Type de lignes du réseau de distribution 17 jeux de barres modifié

Tableau 2.3 : Résultats de l'application de la technique d'identification de la topologie du réseau

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

2.4 Ecoulement de puissance du réseau de distribution radial

L'identification de la topologie du réseau par la détermination des types de jeux de barres et de 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.

2.4.1 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 réelle de manière à l'exprimer dans un système adimensionnel « p.u » (ou en pourcentage de sa valeur de base) dont les ordres de grandeur sont bien connus [2].

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

$$R_{p.u} = R \left(\frac{S_{base}}{10^3 V_{base}^2} \right) \quad (2.1)$$

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

$$P_{p.u} = \frac{P}{S_{base}} \quad (2.2)$$

La puissance réactive normalisée $Q_{p.u}$ en unité relative en fonction de la puissance réactive Q en MVar est obtenue par :

$$Q_{p.u} = \frac{Q}{S_{base}} \quad (2.3)$$

2.4.2 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 [53].

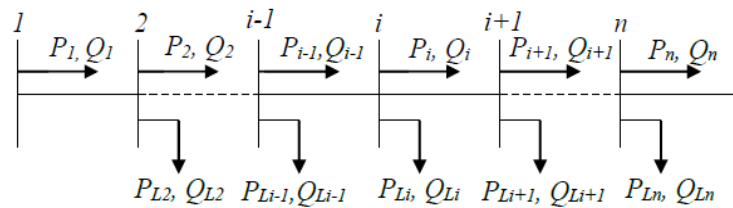


Figure 2.7 : Schéma unifilaire d'un réseau de distribution radial

L'impédance d'une branche (i) quelconque de ce réseau s'écrit comme suit [49] :

$$Z_i = R_i + jX_i \quad (2.4)$$

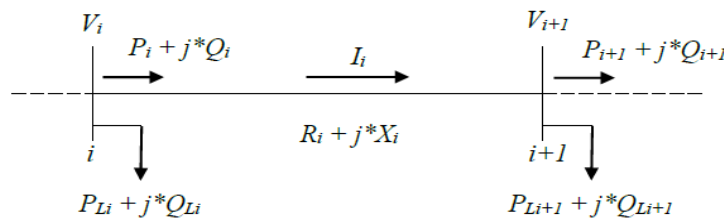


Figure 2.8: Représentation de deux jeux de barres dans le réseau de distribution radial

Les puissances active et réactive transitées du jeu de barres i au jeu de barres $i+1$ peuvent être calculées comme suit [54] :

$$P_i = P'_{i+1} + R_i \left(\frac{P_{i+1}'^2 + Q_{i+1}'^2}{V_{i+1}^2} \right) \quad (2.5)$$

$$Q_i = Q'_{i+1} + X_i \left(\frac{P_{i+1}'^2 + Q_{i+1}'^2}{V_{i+1}^2} \right) \quad (2.6)$$

Où :

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

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 [55] :

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

$$P_{Li+1} - jQ_{Li+1} = V_{i+1}^* * I_i \quad (2.8)$$

2.4.3 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 [46].

2.4.3.1 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 [56] :

$$I_{Li} = \left(\frac{S_{Li}^*}{V_i^*} \right) \quad (2.9)$$

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

2.4.1.1 Courants des branches d'une ligne mineure

Le courant traversant une branche appartenant à une ligne mineure peut être calculé comme suit [46] :

$$I_b = I_{b+1} + I_{L(b+1)} \quad (2.10)$$

Où

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

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.

2.4.3.2 Courants des branches d'une ligne sous-latérale

Le courant traversant une branche appartenant à une ligne sous latérale s'écrit comme suit [46] :

$$I_b = I_{b+1} + I_{L(b+1)} + \sum_{m=1}^{N_m} I_{bm,m} \quad (2.11)$$

Où

$$\begin{cases} b = (JBDSL_{sl} - 1) \text{ jusqu'à } (JBTSL_{sl} - 1) \forall sl, sl = 1, 2, \dots, N_{sl}, \\ I_{bm,m} = 0, \text{ si } (b+1) \neq n_{slm} \forall m, m = 1, 2, \dots, N_m, \\ I_{b+1} = 0, \text{ si } (b+1) = JBTSL_{sl} \\ I_{bsl,sl} = I_b, \text{ si } b = b_{sl} \end{cases}$$

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

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

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

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

$I_{bsl,sl}$: 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 $sl^{ème}$ ligne sous-latérale.

2.4.3.3 Courants des branches d'une ligne latérale

Le courant traversant une branche appartenant à une ligne latérale s'écrit selon l'équation suivante [46] :

$$I_b = I_{b+1} + I_{L(b+1)} + \sum_{sl=1}^{N_{sl}} I_{bsl,sl} \quad (2.12)$$

Où

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

N_l : est le nombre total des lignes latérales ;

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

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

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

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

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

2.4.3.4 Courants des branches de la ligne principale

Le courant traversant une branche appartenant à une ligne principale s'écrit selon l'équation suivante [46] :

$$I_b = I_{b+1} + I_{L(b+1)} + \sum_{l=1}^{N_l} I_{bl,l} \quad (2.13)$$

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.

2.4.4 Amplitude et angle de la tension au niveau de chaque jeu de barres

D'après la figure 2.8, le courant dans la branche $(i, i+1)$ s'écrit de deux façons [2] :

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

En assimilant les équations (2.14), on obtient :

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

En assimilant les parties réelles et imaginaires des deux côtés de l'équation (2.15), on aura :

$$V_i^2 - V_i V_{i+1} \angle (\delta_{i+1} - \delta_i) = (P_i - jQ_i)(R_i + jX_i) \quad (2.16)$$

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

En élevant les deux côtés des équations (2.17) à la puissance deux, on obtient :

$$\begin{cases} (V_i V_{i+1})^2 [\cos(\delta_{i+1} - \delta_i)]^2 = [V_i^2 - (P_i R_i + Q_i X_i)]^2 \\ (V_i V_{i+1})^2 [\sin(\delta_{i+1} - \delta_i)]^2 = (Q_i R_i - P_i X_i)^2 \end{cases} \quad (2.18)$$

En rassemblant les équations (2.18) côté à l'autre, une nouvelle équation est obtenue :

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

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

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

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

$$V_{i+1} = \left[V_i^2 - 2(P_i R_i + Q_i X_i) + (R_i^2 + X_i^2) \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{V_i^2} \right]^{1/2} \quad (2.22)$$

Toujours à partir des équations (2.17), l'angle de tension peut s'écrire :

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

$$\delta_{i+1} = \delta_i - \tan^{-1}\left(\frac{(Q_i R_i - P_i X_i)}{[V_i^2 + (P_i R_i + Q_i X_i)]}\right) \quad (2.24)$$

2.4.5 Les pertes de puissances active et réactive

Les pertes de puissance active au niveau d'une branche i (Figure 2.8) s'écrivent comme suit [54] :

$$P_{Loss,i} = R_i \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{|V_i|^2} \quad (2.25)$$

Les pertes totales de puissance active dans le réseau peuvent être déterminées en additionnant les pertes de toutes les branches de l'équation (2.25) :

$$P_{T,Loss} = \sum_{i=1}^{Nbr} P_{Loss,i} \quad (2.26)$$

Les pertes de puissance réactive au niveau d'une branche (i) s'écrivent comme suit [54] :

$$Q_{Loss,i} = X_i \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{|V_i|^2} \quad (2.27)$$

Les pertes totales de puissance réactive dans le réseau peuvent être déterminées en additionnant les pertes de toutes les branches de l'équation (2.27) :

$$Q_{T,Loss} = \sum_{i=1}^{Nbr} Q_{Loss,i} \quad (2.28)$$

2.5 Déviation de la tension

La déviation de la tension peut être définie comme la différence entre la tension du jeu de barres de référence et la tension du jeu de barres i . Plus la déviation de la tension est petite, plus la tension du réseau est meilleure. La déviation de la tension (VD) est définie comme suit [57] :

$$VD = \sum_{i=1}^{N_{JB}} (V_i - V_1)^2 \quad (2.29)$$

Où VD est la déviation de tension totale, V_i est l'amplitude de la tension du jeu de barres i et V_1 est la tension nominale (1.0 p.u).

2.6 Analyse de la stabilité de tension du réseau de distribution

La stabilité de tension est définie comme la capacité d'un réseau électrique à maintenir des tensions acceptables en chaque jeu de barres suite à une perturbation [58]. Plusieurs phénomènes tel que, une défaillance d'une ligne ou une variation importante de la charge, peuvent engendrer une chute progressive et incontrôlable de la tension, aboutissant en un effondrement généralisé de la tension du réseau. Plusieurs méthodes d'analyse de la stabilité de tension ont été proposées dans la littérature pour évaluer la stabilité du réseau de distribution dans différentes conditions de fonctionnement et de proposer des méthodes de contrôle appropriées [59]. Les indices de stabilité de la tension sont très applicables pour évaluer la stabilité de tension du réseau de distribution et pour quantifier la distance du point de fonctionnement particulier au point d'effondrement de la tension. L'indice de stabilité de tension proposé par Chakravorty et Das [60] sera utilisé dans notre étude.

2.7 L'indice de stabilité de tension VSI

L'indice de stabilité de tension *VSI* proposé par Chakravorty et Das [60] peut être dérivé du schéma simplifié de réseau de distribution radial de la figure 2.8 et représenté par les équations suivantes :

De l'équations (2.7) et (2.8) nous obtenons :

$$|V_{i+1}|^4 - (|V_i|^2 - 2P_{Li+1} * R_i - 2Q_{Li+1} * X_i) |V_{i+1}|^2 + (P_{Li+1}^2 + Q_{Li+1}^2)(R_i^2 + X_i^2) = 0 \quad (2.30)$$

En remplaçant les termes $(|V_i|^2 - 2P_{Li+1} * R_i - 2Q_{Li+1} * X_i)$ et $(P_{Li+1}^2 + Q_{Li+1}^2)(R_i^2 + X_i^2)$ par b_i et c_i , respectivement, on obtient l'équation suivante :

$$|V_{i+1}|^4 - b_i |V_{i+1}|^2 + c_i = 0 \quad (2.31)$$

On voit que l'équation (2.31) a quatre solutions, qui sont :

- $0.0707 \left[b_i - (b_i^2 - 4c_i)^{1/2} \right]^{1/2}$
- $-0.0707 \left[b_i - (b_i^2 - 4c_i)^{1/2} \right]^{1/2}$
- $-0.0707 \left[b_i + (b_i^2 - 4c_i)^{1/2} \right]^{1/2}$
- $0.0707 \left[b_i + (b_i^2 - 4c_i)^{1/2} \right]^{1/2}$

Maintenant, pour des données réalistes lorsque P , Q , R , X et V sont exprimées en unité relative, b_i est toujours positive car le terme : $2(P_{Li+1} * R_i + Q_{Li+1} * X_i)$ est très petit par rapport à $|V_i|^2$ et aussi le terme $4c_i$ est très petit par rapport à b_i^2 par conséquent $(b_i^2 - 4c_i)^{1/2}$ est presque

égale à b_i , et donc deux solutions de $|V_{i+1}|$ sont presque égales à zéro et pas faisable, la troisième solution est négative et donc pas faisable, la quatrième solution de $|V_{i+1}|$ est positive et réalisable.

Par conséquent, la solution de l'équation (2.31) est :

$$|V_{i+1}| = 0.0707 \left[b_i + (b_i^2 - 4c_i)^{1/2} \right]^{1/2} \quad (2.32)$$

De l'équation (2.32), on voit qu'une solution acceptable de l'écoulement de puissance du réseau de distribution radial existera si :

$$(b_i^2 - 4c_i) \geq 0 \quad (2.33)$$

On remplace les équations de b_i et c_i dans l'équation (2.33), on obtient :

$$VSI_{i+1} = |V_i|^4 - 4(P_{Li+1} * X_i - Q_{Li+1} * R_i)^2 - 4(P_{Li+1} * R_i + Q_{Li+1} * X_i) |V_i|^2 \geq 0 \quad (2.34)$$

Où VSI_{i+1} est l'indice de stabilité de tension du jeu de barres $i+1$ ($i=1, 2, 3, \dots, N$)

N est le nombre total des jeux de barres.

Pour un fonctionnement stable du réseau, VSI_{i+1} doit être supérieur ou égale à 0. Les auteurs de [60] attestent que plus la valeur de VSI proche de 1, le système deviendrait plus stable.

2.8 Solution de l'écoulement de puissance

Tout d'abord, le type de chaque jeu de barres est déterminé selon la méthode de comparaison. 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 jeux de barres à 1,0 p.u. Les courants de charges, les courants traversant les branches des lignes mineures, sous-latérales, latérales et de la ligne principale ainsi que les puissances transitées dans les branches sont calculées en backward. Les tensions sont calculées en forward [61]. Le processus se répète d'une manière itérative avec les nouvelles tensions obtenues à chaque jeu de barres et la différence maximale de grandeurs de tension pour deux itérations successives est prise comme critère de convergence. Ensuite, les pertes totales de puissance, la déviation tension et la stabilité de tension sont calculées. La figure 2.9 représente l'organigramme de la solution de l'écoulement de puissance.

2.9 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 ont appliquée sur trois réseaux tests IEEE 33

jeux de barres, IEEE 69 jeu de barres et réseau algérien-Djanet 112 jeux de barres [62, 63, 64, 65] présentés respectivement par les figures 2.10, 2.14 et 2.18.

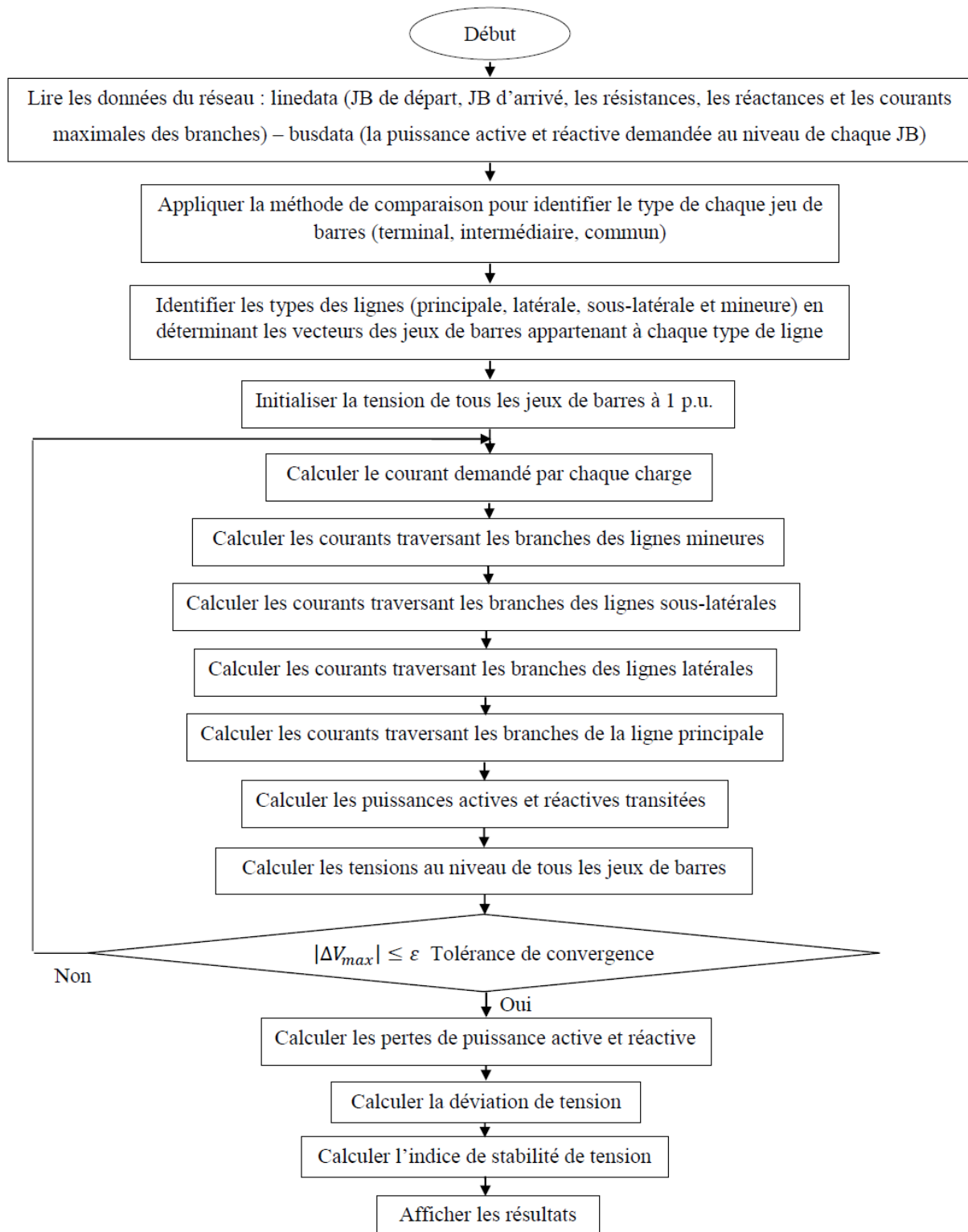


Figure 2.9: Organigramme de la solution de l'écoulement de puissance

2.9.1 Application au réseau test IEEE 33 jeux de barres

Les caractéristiques du réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres de la figure 2.10 sont données comme suit :

- Nombre de jeux de barres =33 ;
- Nombre de branches =32 ;
- Jeu de barres de référence N° =1 ;
- Tension de base =12,66 kV ;
- Puissance de base = 100 MVA.

Les données de ce réseau sont représentées dans l'Annexe 1.

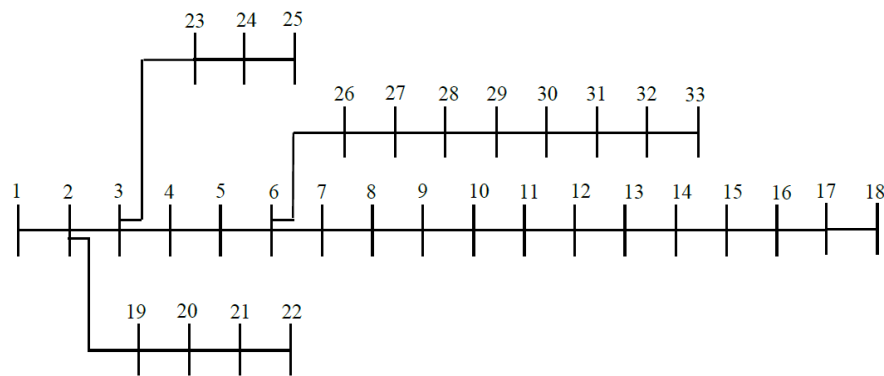


Figure 2.10: Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres

Le tableau 2.4 représente le type de chaque jeu de barres et de chaque ligne constituant le réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres.

Tableau 2.4 : Résultats de l'identification de la topologie du réseau IEEE 33 jeux de barres

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

Les figures 2.11 et 2.12 représentent les modules et les indices de stabilité de tension au niveau de chaque jeu de barres. La valeur de tension la plus basse est 0.9134 p.u avec un indice

de stabilité de tension de 0.6949 qui se trouve au niveau du jeu de barres 18. L'indice de stabilité total du réseau est 26.2341 et la déviation de tension est 0.1164 p.u.

La figure 2.13 a et b représente les pertes de puissance active et réactive au niveau de chaque branche du réseau IEEE 33 jeux de barres. 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 et réactive du réseau sont, respectivement, 201.8925 kW et 134.6413 kVAr. Ces valeurs représentent 5.43 % et 5.85% de la puissance demandée.

La comparaison avec les résultats des méthodes existants dans la littérature [46, 66], confirme la performance de la méthode utilisée.

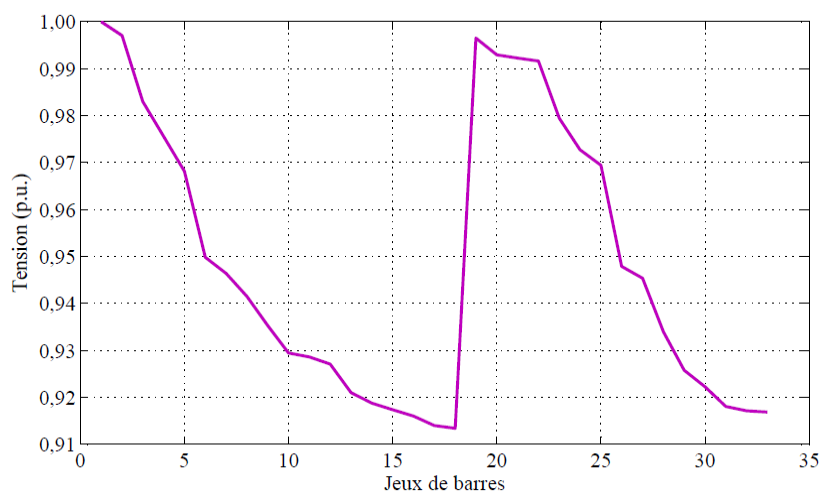


Figure 2.11 : Profile de tension du réseau IEEE 33 jeux de barres

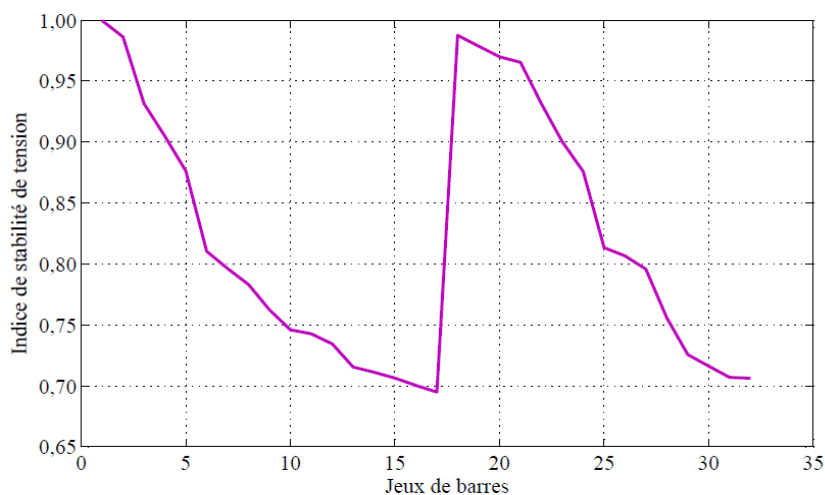
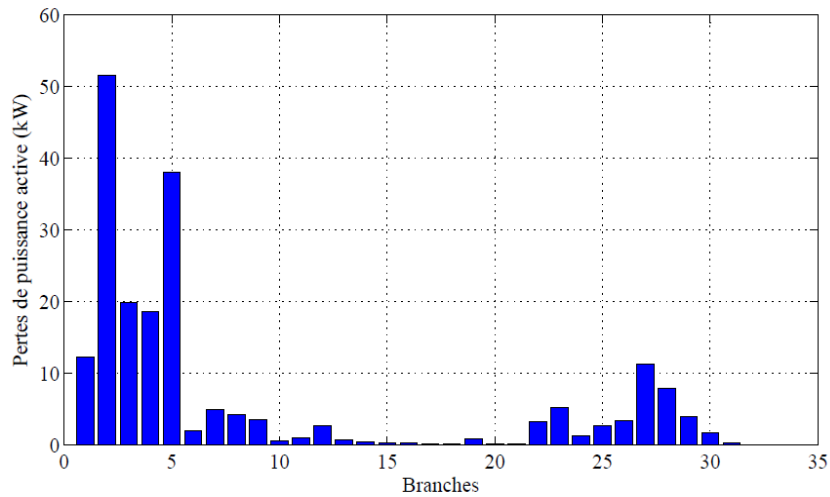
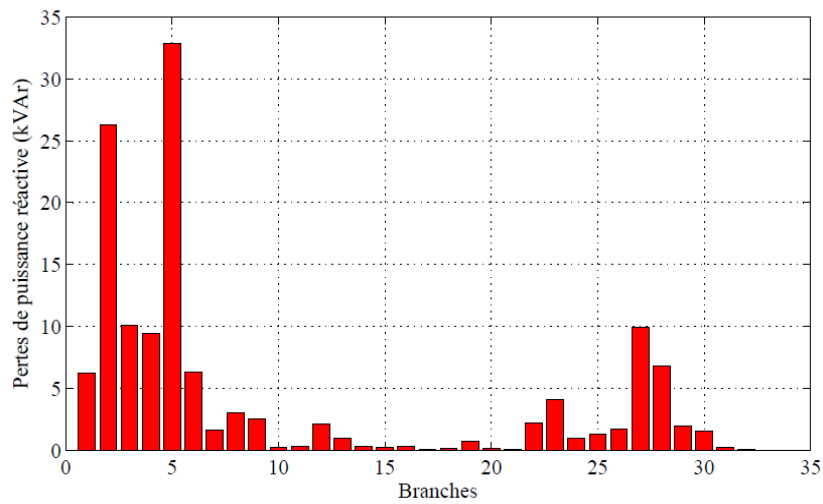


Figure 2.12 : Valeurs de l'indice de stabilité de tension du réseau IEEE 33 jeux de barres



a. Pertes de puissance active



b. Pertes de puissance réactive

Figure 2.13 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE 33 jeux de barres

2.9.2 Application au réseau test IEEE 69 jeux de barres

Les caractéristiques du réseau de distribution IEEE 69 jeux de barres représenté sur 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 = 100 MVA ;
- Tension de base =12,66 kV.

Les données du réseau test IEEE 69 jeux de barres sont représentées, d'une manière détaillée, dans l'Annexe 2.

Le tableau 2.5 représente le type de chaque jeu de barres et de chaque ligne constituant le réseau de distribution IEEE 69 jeux de barres obtenu 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, 46, 50, 52, 65, 67, 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.

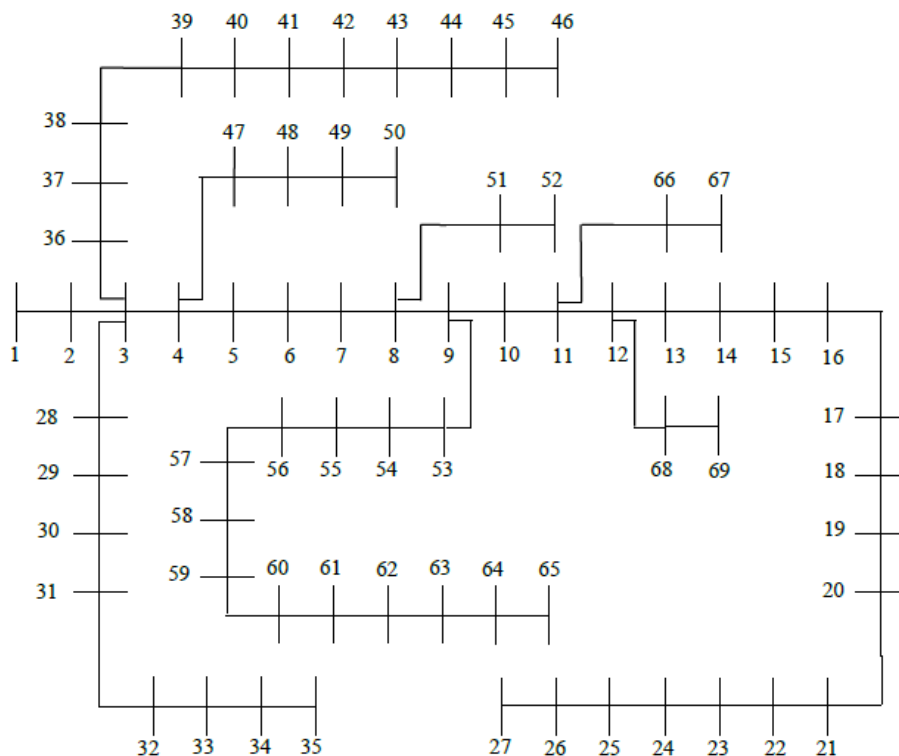


Figure 2.14 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 69 jeux de barres

Les figures 2.15 et 2.16 représentent les modules et les indices de stabilité de tension au niveau de chaque jeu de barres. La valeur de tension la plus basse (0.9102 p.u.) se trouve au niveau du jeu de barres 65 avec un indice de stabilité de tension de 0.6852. L'indice de stabilité total du réseau est 61.6157 et la déviation de tension est 0.0976 p.u.

La figure 2.17 a et b représente les pertes de puissance active et réactive au niveau de chaque branche ainsi que les pertes totales du réseau IEEE 69 jeux de barres. Les plus grandes valeurs de pertes de puissance active (49.5807 kW) et réactive (16.6423 kVAr) sont apparues au niveau de la 56^{ème} branche. Cela est justifié par les valeurs du courant ainsi que les caractéristiques (résistance et réactance) de chaque branche. Les pertes totales active et réactive

du réseau sont, respectivement, 224.5533kW et 101.9725 kVar. Ces valeurs représentent 5.90 % et 3.78 % de la puissance demandée.

La comparaison aux résultats présentés dans [47, 66] confirme l'efficacité de la méthode utilisée.

Tableau 2.5 : Résultats de l'identification de la topologie du réseau IEEE 69 jeux de barres

JB de référence	1
JB terminaux	27, 35, 46, 50, 52, 65, 67,69
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, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 47, 48, 49, 51, 53,54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 66, 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
	3, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46
	4, 47, 48, 49, 50
	8, 51, 52
	9, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65
	11, 66, 67
	12, 68, 69

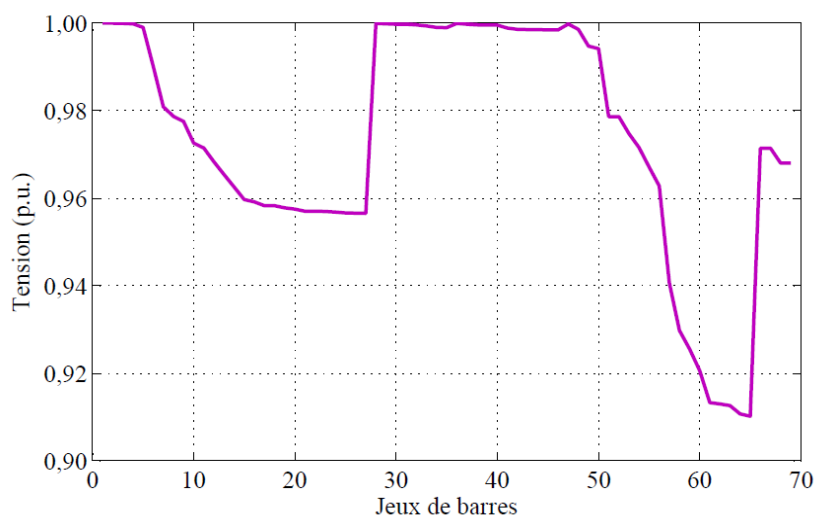


Figure 2.15 : Profile de tension du réseau IEEE 69 jeux de barres

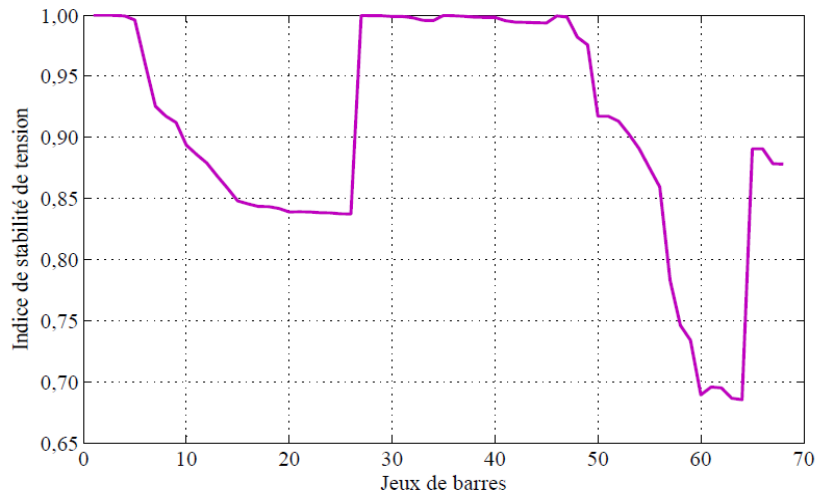
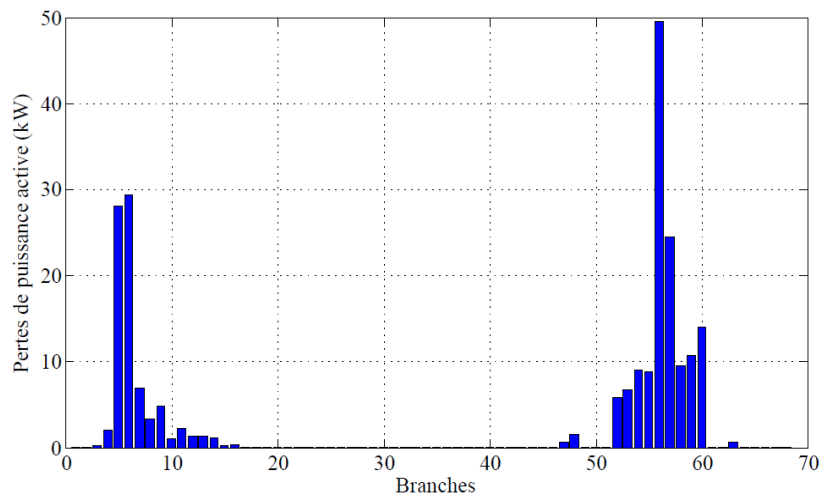
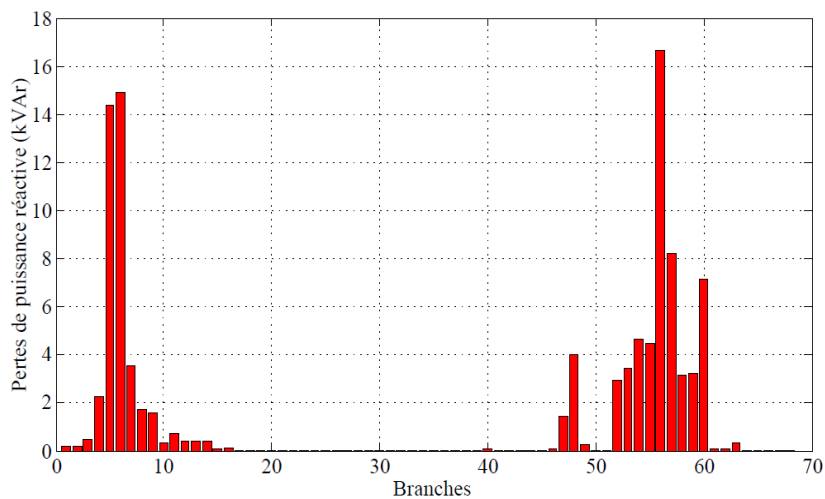


Figure 2.16 : Valeurs de l'indice de stabilité de tension du réseau IEEE 69 jeux de barres



a. Pertes de puissance active



b. Pertes de puissance réactive

Figure 2.17: Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE 69 jeux de barres

2.9.3 Application au réseau Algérien-Djanet 112 jeux de barres

Les caractéristiques du réseau de distribution algérien-Djanet 112 jeux de barres de la figure 2.18 sont données comme suit :

- Nombre de jeux de barres =112 ;
- Nombre de branches =111 ;
- Jeu de barres de référence N° =1 ;
- Puissance de base = 100 MVA ;
- Tension de base =30 kV.

Les données de ce réseau sont représentées dans l'Annexe 3.

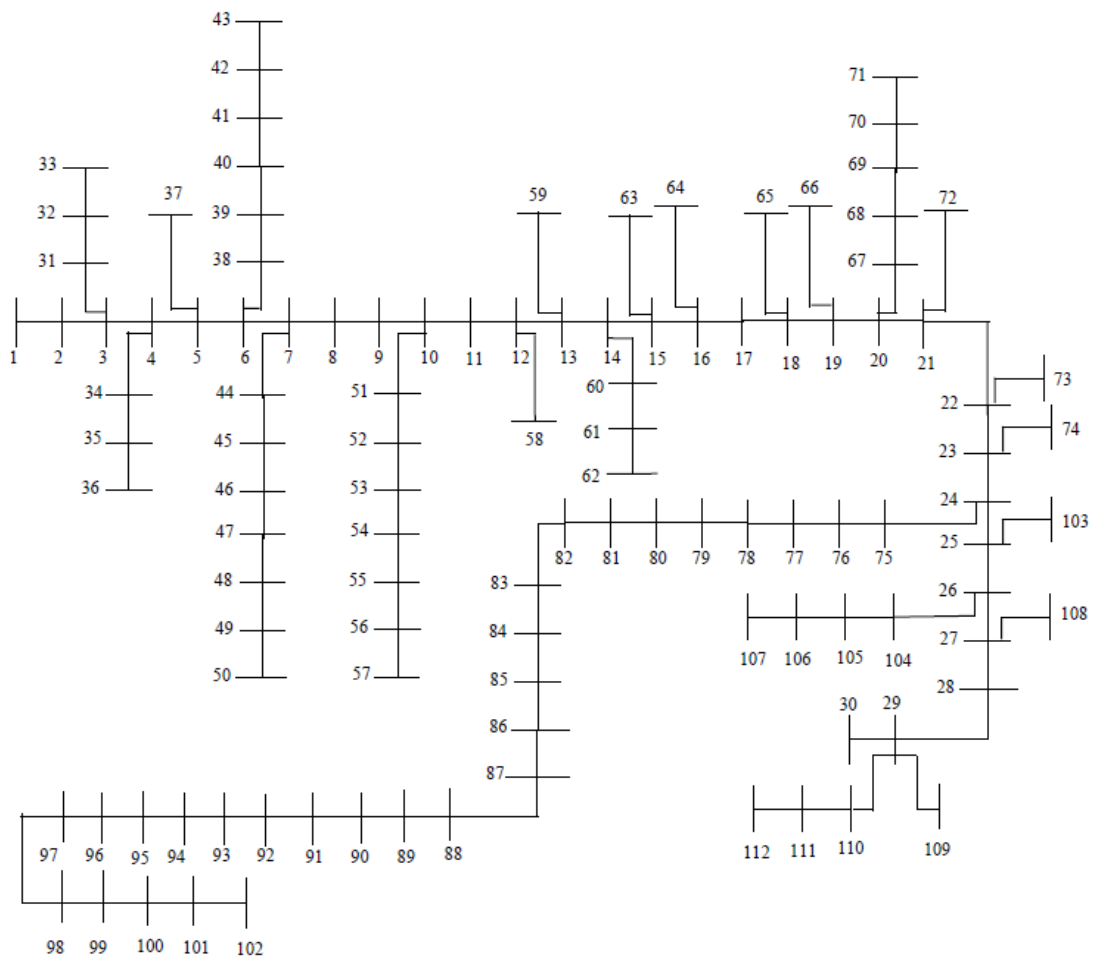


Figure 2.18 : Représentation simplifiée du réseau de distribution Algérien-Djanet 112 jeux de barres

Le tableau 2.6 représente le type de chaque jeu de barres et de chaque ligne constituant le réseau de distribution 112 jeu de barres 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), vingt-quatre jeux de barres terminaux (30, 33, 36, 37, 43, 50, 57, 58, 59, 62, 63, 64, 65, 66, 71, 72, 73, 74, 102, 103, 107, 108, 109, 112) et vingt-deux jeux de barres communs (3, 4, 5, 6, 7, 10, 12, 13, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 29). Le reste des jeux de barres sont des jeux de barres intermédiaires.

Tableau 2.6 : Résultats de l'identification de la topologie du réseau 112 jeux de barres

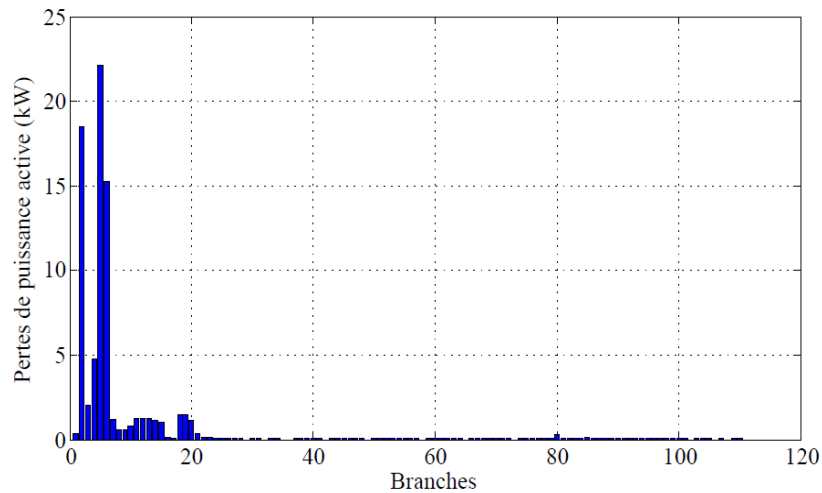
JB de référence	1
JB terminaux	30, 33, 36, 37, 43, 50, 57, 58, 59, 62, 63, 64, 65, 66, 71, 72, 73, 74, 102, 103, 107, 108, 109, 112.
JB intermédiaires	2, 8, 9, 11, 17, 28, 31, 32, 34, 35, 38, 39, 40, 41, 42, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 60, 61, 67, 68, 69, 70, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 104, 105, 106, 110, 111.
JB communs	3, 4, 5, 6, 7, 10, 12, 13, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 29.
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, 28, 29, 30.
Lignes latérales	3, 31, 32, 33.
	4, 34, 35, 36.
	5, 37.
	6, 38, 39, 40, 41, 42, 43.
	7, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50.
	10, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57.
	12, 58.
	13, 59.
	14, 60, 61, 62.
	15, 63.
	16, 64.
	18, 65.
	19, 66.
	20, 67, 68, 69, 70, 71.
	21, 72.
	22, 73.
	23, 74.
	24, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102.
	25, 103.
	26, 104, 105, 106, 107.
27, 108.	
29, 109.	
29, 110, 111, 112.	

La figure 2.19 a et b représente les pertes de puissance active et réactive au niveau de chaque branche ainsi que les pertes totales du réseau 112 jeux de barres. Les plus grandes valeurs de pertes de puissance active (22.1175 kW) et réactive (21.6839 kVAr) sont obtenues au niveau de

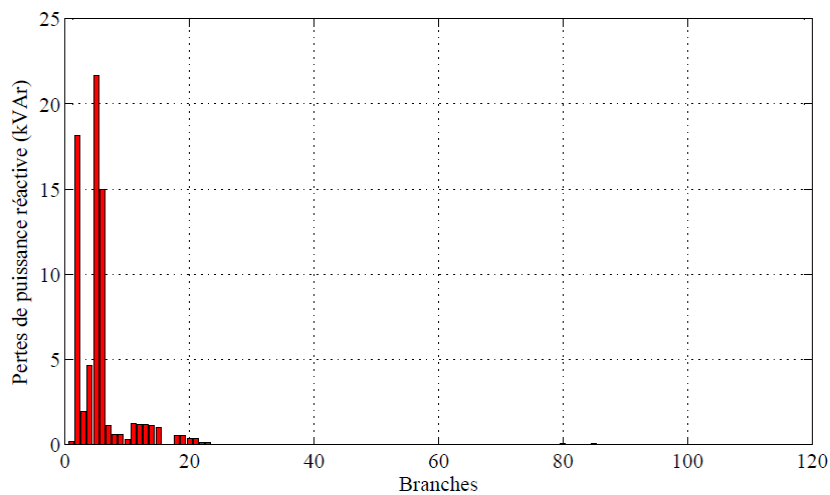
la 5^{ème} branche. Cela est justifié par les valeurs du courant ainsi que les caractéristiques, résistance et réactance de chaque branche. Les pertes totales active et réactive du réseau sont, respectivement, 77.9423 kW et 72.6959 kVAr.

Le profil et la stabilité de tension du réseau de Djanet sont illustrés, respectivement, sur les figures 2.20 et 2.21. On remarque que les valeurs les plus critiques de tension (0.9763 p.u.) et de l'indice de stabilité de tension (0.9083) se trouve au niveau du jeu de barres 102. L'indice de stabilité total du réseau est 102.7455 et la déviation de tension est 0.0448 p.u.

Les résultats de simulation obtenus sont identiques à ceux obtenus dans [65].



a. Pertes de puissance active



b. Pertes de puissance réactive

Figure 2.19: Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau 112 jeux de barres

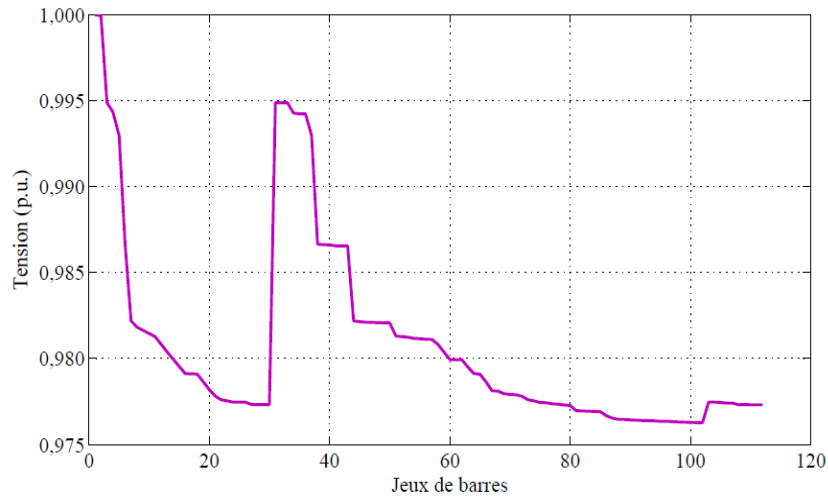


Figure 2.20 : Profile de tension du réseau 112 jeux de barres

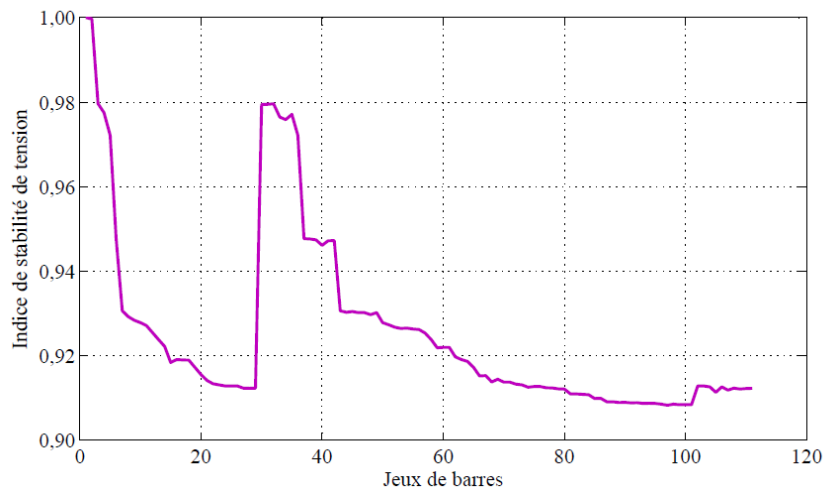


Figure 2.21 : Valeurs de l'indice de stabilité de tension du réseau 112 jeux de barres

2.10 Conclusion

Ce chapitre a été consacré à l'étude de l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution radial. La technique utilisée pour le calcul de l'écoulement de puissance est basée sur la connaissance de la topologie du réseau. Dans un premier temps, nous avons identifié le type de chaque jeu de barres (terminal, commun et intermédiaire) en utilisant une méthode de comparaison, et le type de chaque ligne (principale, latérale, sous-latérale et mineure). Ensuite, 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). L'efficacité de cette technique a été testée sur les réseaux de distribution IEEE 33 jeux de barres, IEEE 69 jeux de barres et sur le réseau de distribution algérien-Djanet 112 jeux de barres. Les résultats obtenus confirment l'efficacité de la technique utilisée.

3.1 Introduction

Les réseaux de distribution intelligents présentent de nombreux paramètres et phénomènes qui ne sont pas déterministes et dépendant de divers processus qu'ils peuvent facilement être considérés comme incertains. En pratique, il y a toujours des variations dans les paramètres du réseau de distribution tels que la charge et la production décentralisée. Les incertitudes des paramètres du réseau, variant de façon aléatoire, ne peuvent pas être analysées par des méthodes déterministes. Les méthodes probabiliste et possibiliste conviennent donc mieux à cette fin. En général, l'incertitude peut être modélisée par des modèles mathématiques. La théorie des probabilités modélise les variables incertaines comme des fonctions de densité de probabilité. La méthode de simulation de Monte-Carlo est l'une des méthodes probabilistes itératives. Elle fait un tirage aléatoire suivant sa fonction de probabilité et évalue les équations conventionnelles de l'algorithme employé normalement dans l'étude. C'est une méthode générale mais qui consomme beaucoup du temps de calcul pour obtenir une réponse détaillée. La théorie des ensembles flous, notamment la méthode de l'arithmétique des nombres flous, est une autre méthode qui peut être exploitée pour évaluer les incertitudes dans les réseaux de distribution.

Dans ce chapitre, la méthode possibiliste (la méthode de l'arithmétique des nombres flous) a été utilisée pour modéliser la variation de la charge. Cet algorithme est appliqué au réseau IEEE 33 Jeux de barres, réseau IEEE 69 Jeux de barres et au réseau Algérien-Djanet 112 Jeux de barres.

3.2 Méthodes de modélisation des incertitudes

Les méthodes les plus utilisées pour modéliser les incertitudes sont les méthodes probabilistes et les méthodes possibilistes.

3.3 Méthode probabiliste

La première formulation de la méthode probabiliste a été introduite au début des années 1970 [67, 68]. La méthode probabiliste est la méthode la plus ancienne de modélisation des incertitudes [69]. Cette approche modélise l'incertitude de chaque variable d'entrée du réseau électrique comme une variable aléatoire qui suit une loi de probabilité. La loi de probabilité ou la fonction de densité de probabilité, modélise les valeurs que la variable peut prendre avec une expression mathématique en fonction de sa probabilité. La fonction de densité de probabilité est toujours liée à une fonction de répartition qui somme toutes les probabilités dues à ses valeurs possibles. Ainsi les valeurs minimales et maximales de n'importe quelle fonction de répartition sont 0 et 1.

Dans la littérature, plusieurs approches probabilistes sont souvent présentées, et la plus utilisée est la méthode de Simulation de Monte- Carlo.

3.3.1 Fonction de densité de probabilité

La fonction de densité de probabilité (en anglais : Probability Density Function (PDF)) décrit la plage de valeurs possibles qu'une variable aléatoire peut atteindre et la probabilité que la valeur de la variable aléatoire soit dans tout sous-ensemble mesurable de cette plage. La fonction de distribution de probabilité peut être discrète ou continue selon la nature des événements considérés. Pour les variables aléatoires discrètes, la fonction de distribution de probabilité est une fonction discrète. Si la variable aléatoire est continue, sa fonction de distribution de probabilité doit être une fonction continue.

La fonction de distribution cumulative (en anglais : Cumulative Distribution Function (CDF)) et la fonction PDF sont deux fonctions représentatives d'une distribution.

Pour les variables aléatoires discrètes X avec des valeurs possibles x_1, x_2, \dots, x_n , leur distribution peut être décrite par une fonction qui spécifie la probabilité à chacune des valeurs discrètes pour X . PDF pour une variable discrète est une fonction telle que [70] :

$$f(x_i) \geq 0 \quad (3.1)$$

$$\sum_{i=1}^n f(x_i) = 1 \quad (3.2)$$

$$f(x_i) = P(X = x_i) \quad (3.3)$$

La fonction PDF est positive pour toutes les valeurs x réelles (équation (3.1)). La somme de toutes les probabilités de PDF égale 1 (équation (3.2)). La probabilité de la variable discrète x_i est donnée par l'équation (3.3).

Pour une variable aléatoire continue X , la fonction PDF peut être représentée comme suit [70] :

$$f(x_i) \geq 0 \quad (3.4)$$

$$\int_{-\infty}^{+\infty} f(x)dx = 1 \quad (3.5)$$

$$P(a \leq X \leq b) = \int_a^b f(x)dx \quad (3.6)$$

La fonction $f(x)$ est positive pour tout x (équation (3.4)). L'intégrale de la fonction PDF égale à 1 (équation (3.5)). La probabilité que x se situe entre deux points a et b est calculée en utilisant l'équation (3.6).

Les PDF continues sont définies pour un nombre infini de points sur un intervalle continu et la probabilité en un seul point est nulle. Les probabilités sont mesurées sur des intervalles et l'aire sous la courbe entre deux points distincts définit la probabilité pour cet intervalle.

Il y a plusieurs distributions de probabilité utilisées dans diverses applications. Les fonctions les plus utilisées sont [71] :

- La fonction de distribution de probabilité normale ou distribution de Gaussien ;
- La fonction de distribution de probabilité de beta ;
- La fonction de distribution de probabilité weibull.

Les caractéristiques de chaque distribution sont représentées comme suit :

- **La valeur moyenne (μ) :**

$$\mu = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (3.7)$$

Pour une fonction continue $f(x)$ sur l'intervalle $[a, b]$, la valeur moyenne est calculée comme suit [70] :

$$\mu = \frac{1}{b-a} \int_a^b f(x) dx \quad (3.8)$$

La valeur attendue $E(X)$ d'une variable aléatoire X est définie par l'équation suivante :

$$E(X) = \sum_{xf(x)>0} xf(x) \quad (3.9)$$

- **L'écart type (σ) :** est une mesure de la dispersion d'un ensemble de données de sa moyenne. Si les données sont plus dispersées, l'écart est plus élevé. L'écart type est calculé comme suit [70] :

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2} \quad (3.10)$$

- **La variance (V) :** est une mesure de la dispersion d'un ensemble de points de données autour de leur valeur moyenne. La variance est une espérance mathématique des écarts carrés moyens de la moyenne. La variance est le carré de l'écart type [70] :

$$V = \sigma^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2 \quad (3.11)$$

La variance de la variable aléatoire X de moyenne finie μ est définie par l'équation suivante :

$$V(X) = E[(X - \mu)^2] = E[X^2] - (E[X])^2 \quad (3.12)$$

L'écart type d'une variable aléatoire X est défini comme suit :

$$\sigma(X) = \sqrt{V(X)} \quad (3.13)$$

Un intervalle de confiance est un intervalle dans lequel se situe une mesure ou un essai correspondant à une probabilité donnée. Il est déterminé par un niveau de confiance particulier, généralement exprimé en pourcentage. Les limites de confiance sont les points extrêmes de l'intervalle de confiance.

3.3.2 Modélisation probabiliste des incertitudes

La partie suivante décrit la modélisation des incertitudes y compris l'incertitude de la charge, l'incertitude de la puissance du générateur éolienne causée par la fluctuation de la vitesse de vent et l'incertitude de la puissance du générateur photovoltaïque causée par la variation de l'intensité lumineuse.

3.3.2.1 Incertitude de la charge

La fonction de distribution de probabilité normale peut être adoptée afin de refléter approximativement l'incertitude de la charge [72, 73] :

$$f(P_L) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_p} \exp\left[-\frac{(P_L - \mu_p)^2}{2\sigma_p^2}\right] \quad (3.14)$$

$$f(Q_L) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_Q} \exp\left[-\frac{(Q_L - \mu_Q)^2}{2\sigma_Q^2}\right] \quad (3.15)$$

Où P_L et Q_L sont la puissance active et réactive aléatoire de la charge, respectivement ; μ_p , μ_q et σ_p , σ_Q sont les valeurs moyennes et les écarts types de la puissance active et réactive, respectivement.

3.3.2.2 Incertitude des générateurs éoliens

Les productions électriques à base des énergies renouvelables du type éolien sont des sources intermittentes d'énergie car la puissance qu'elles produisent est fluctuante et difficilement prévisible. L'évaluation du potentiel de cette énergie est un des éléments les plus importants pour assurer à tout instant l'équilibre entre la production et la consommation électrique. Donc il est nécessaire de trouver un modèle mathématique pour prendre en compte l'incertitude, la fluctuation continue et le comportement aléatoire de vitesse du vent ainsi que les changements météorologiques.

Les études de modélisation de la distribution des vitesses du vent ont été orientées vers différents modèles. Le modèle le plus utilisé est le modèle de Weibull. Ce modèle permet de caractériser la distribution fréquentielle de la vitesse de vent sur une période donnée : une année, un mois ou une journée par exemple [72]. Cependant, dans la majorité des cas, cette distribution est utilisée pour une période d'une année. La fonction de densité de Weibull est la suivante :

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (3.16)$$

Où v représente la vitesse du vent ; k est le facteur de forme et c est le facteur d'échelle.

La moyenne μ et la variance σ^2 de la fonction de distribution de Weibull sont exprimées par les équations suivantes [74] :

$$\mu = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (3.17)$$

$$\sigma^2 = c^2\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \mu^2 \quad (3.18)$$

Où la fonction gamma est : $\Gamma(x) = \int_0^{\infty} u^{x-1} \exp(-u) du, u > 0$

La relation entre le facteur de forme et la moyenne de la vitesse du vent [74] est donnée par :

$$k = \left(\frac{\sigma}{\mu}\right)^{-1.086} \quad (3.19)$$

Le facteur d'échelle c peut être calculé par l'équation suivante :

$$c = \frac{\mu}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (3.20)$$

Normalement, la vitesse du vent observée est celle à la hauteur de 10 m du sol (désigné par v_{10}).

La vitesse v_{10} doit être convertie en vitesse du vent (notée v_h) à la hauteur du moyeu d'éolienne [75] :

$$v_h = v_{10} \left[\frac{h}{10}\right]^{\frac{1}{7}} \quad (3.21)$$

Tant que v_h et les paramètres d'une éolienne sont connus, la puissance de l'éolienne avec une vitesse de vent v_h donnée est exprimée par [72, 76] :

$$P = \begin{cases} 0, & 0 < v_h < v_{in} \\ P_r \left(\frac{v_h - v_{in}}{v_r - v_{in}} \right), & v_{in} \leq v_h \leq v_r \\ P_r, & v_r \leq v_h \leq v_0 \\ 0, & v_h > v_0 \end{cases} \quad (3.22)$$

Où v_{in} , v_r et v_0 sont, respectivement, les vitesses de vent de démarrage, nominale et de coupure et P_r est la puissance nominale de l'éolienne.

$$Q = P \tan(\varphi) \quad (3.23)$$

Où φ est l'angle du facteur de puissance de la charge.

3.3.2.3 Incertitude des générateurs photovoltaïques

De nombreux facteurs peuvent influencer la puissance d'un générateur photovoltaïque, telles que la température, l'intensité lumineuse et l'humidité. Pour simplifier le modèle, on prend seulement l'intensité lumineuse s . L'intensité lumineuse stochastique est généralement décrite par la fonction de distribution de probabilité Bêta exprimée par [73, 75, 76] :

$$f(s) = \frac{\Gamma(\alpha+\beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \left(\frac{s}{s_r} \right)^{\alpha-1} \left(1 - \frac{s}{s_r} \right)^{\beta-1} \quad (3.24)$$

Où α et β sont les paramètres de forme de la distribution Bêta ; s_r est l'intensité lumineuse nominale du générateur photovoltaïque ; $\Gamma(\cdot)$ est la fonction Gamma.

La puissance active du générateur photovoltaïque peut être calculée, en fonction de l'intensité de la lumière, par l'équation suivante [72, 73, 77] :

$$P = \begin{cases} P_r \frac{s}{s_r} & s \leq s_r \\ P_r & s > s_r \end{cases} \quad (3.25)$$

Où P_r est la puissance active nominale du générateur photovoltaïque.

3.3.3 Méthode de simulation Monte-Carlo

La méthode de Simulation de Monté Carlo permet de résoudre des problèmes physiques et mathématiques à travers la simulation de variables aléatoires. C'est un outil standard pour l'analyse des systèmes complexes multidimensionnels. Il peut être utilisé pour résoudre des problèmes stochastiques. Cette méthode est basée sur un processus itératif, raison pour laquelle,

à chaque étape du processus, l'ensemble des valeurs des variables aléatoires impliquées est utilisé. Ces valeurs sont générées en fonction des fonctions de densité de probabilité de chaque variable. Le but de la méthode de Monte Carlo est d'obtenir la réponse d'un système en fonction des variables aléatoires d'entrée. Le processus d'échantillonnage est répété itérativement jusqu'à la convergence [15].

3.4 Méthode possibiliste (logique floue)

La logique floue a été proposée pour la première fois en 1965 par Lotfi A. Zadeh [78]. La logique floue a été appliquée à de nombreux domaines, tels que les systèmes de contrôle, le diagnostic des systèmes, la robotique et les réseaux électriques.

La théorie des ensembles flous a été reconnue comme un outil potentiel pour améliorer la capacité de traitement des problèmes trop complexes ou mal définis pour être résolu par des méthodes conventionnelles. Un modèle flou peut, soit décrire un degré d'incertitude de la valeur exacte du modèle, soit donner une description linguistique de la gamme possible des valeurs basées sur des jugements humains. Prenons, par exemple, l'analyse comparative de l'impact de l'interconnexion de deux types de sources d'origines solaire et éolienne dans la planification du réseau électrique. Cela implique l'étude de deux types d'incertitudes :

- **Qualitative** : Cette incertitude qui concerne le type de source d'énergie (énergie solaire ou éolienne) et le lieu de production. Le concepteur du réseau peut avoir un degré de certitude concernant le type de source à installer. Ce type d'incertitude se modélise en utilisant l'approche possibiliste.
- **Quantitative** : Cette incertitude se réfère à la production de puissance du générateur stochastique en un lieu donné. Cette incertitude peut être quantifiée en termes numériques par l'analyse statistique de données.

Par erreur, on interprète souvent l'incertitude quantitative à l'aide d'une méthode possibiliste. Un exemple peut être trouvé dans [79], où une approche floue est présentée pour la modélisation de la corrélation entre les entrées stochastiques, se référant à la puissance des petites centrales hydroélectriques, les systèmes solaires, les parcs éoliens et les charges. Dans ce cas, une représentation qualitative est utilisée pour évaluer quantitativement la répartition d'énergie dans le système, conduisant à une interprétation erronée des résultats. La confusion concernant la frontière entre les deux méthodes provient de l'absence de définitions concernant la théorie de possibilité et celle de nombre flou [15]. Dans la définition du problème, il convient de préciser quel type d'incertitude est concerné. L'incertitude de la production stochastique ou de charge

dans un système spécifique est de nature quantitative. L'approche de modélisation appropriée est celle utilisant l'analyse probabiliste. Comme nous l'avons indiqué plus haut, l'origine de la logique floue découle de la notion d'ensembles flous.

La notion d'ensemble flou permet alors des graduations dans l'appartenance d'un élément à une classe, c'est-à-dire autoriser un élément à appartenir plus ou moins fortement à cette classe.

3.4.1 Ensembles classiques

La notion d'appartenance ou d'un élément à un ensemble A peut être exprimée numériquement par une fonction caractéristique φ_A . Cette fonction affecte à chaque élément x une valeur 0 ou 1.

$$\varphi_A : S \rightarrow \{0,1\} \quad \varphi_A(x) = \begin{cases} 1 & \text{si } x \in A \\ 0 & \text{si } x \notin A \end{cases} \quad (3.26)$$

Tout ensemble $A \subset S$ peut être défini par les couples qui composent chaque élément x de l'univers et sa fonction caractéristique φ , exprimée comme suit : $A = \{(x, \varphi_A(x)) : x \in S\}$.

3.4.2 Ensembles flous

Les ensembles classiques sont définis par un état qui résulte d'une bipartition claire de l'univers S . Toutefois, le raisonnement humain ne peut pas toujours être tranché en termes de oui ou non (0 ou 1), nous devons donc faire appel à la notion d'ensemble flou. La façon la plus appropriée pour résoudre ce problème est de considérer que l'appartenance ou la non appartenance d'un élément x de l'ensemble A n'est pas absolue mais graduelle et qu'elle définit un ensemble flou A [15].

- **Fonction d'appartenance**

La fonction caractéristique φ de l'ensemble A est remplacée par une fonction d'appartenance μ_A . La fonction d'appartenance ne prend plus les valeurs discrètes $\{0, 1\}$, sinon celles de l'intervalle fermé continu $[0, 1]$. Cette fonction détermine le degré dans laquelle un élément $x \in [0, 1]$ (Où S est l'univers) appartient à l'ensemble A [80].

$$\mu_A : S \rightarrow [0, 1] \quad \mu_A(x) \in [0, 1] \quad (3.27)$$

Où $\mu_A(x)$ donne le degré d'appartenance de la variable x dans l'intervalle continu $[0, 1]$ vers la condition qui constitue l'ensemble. Lorsque $\mu_A(x) = 0$, l'élément n'appartient pas à l'ensemble A , et quand $\mu_A(x) = 1$ il lui appartient entièrement.

En utilisant la notation mathématique utilisée pour les ensembles classiques, tout ensemble $A \subset S$ peut être défini par les couples qui composent chaque élément x de l'univers et sa fonction d'appartenance définie par l'expression $A : \{(x, \mu_A(x)) : x \in S\}$.

3.4.3 Nombres flous

Les nombres flous sont définis à partir d'un ensemble flou A sur l'univers S . Ils constituent l'ensemble des paires ordonnées qui accomplissent la condition $A : \{(x, \mu_A(x)) : x \in S\}$ avec leurs degrés d'appartenance respectifs [81].

Les propriétés des nombres flous sont montrées dans la figure 3.1.

- Le maximum de la fonction est $hgt(\tilde{A}) = 1$;
- Le noyau de la fonction est $core(\tilde{A})$;
- La fonction est continue et bornée par $sup(\tilde{A})$.

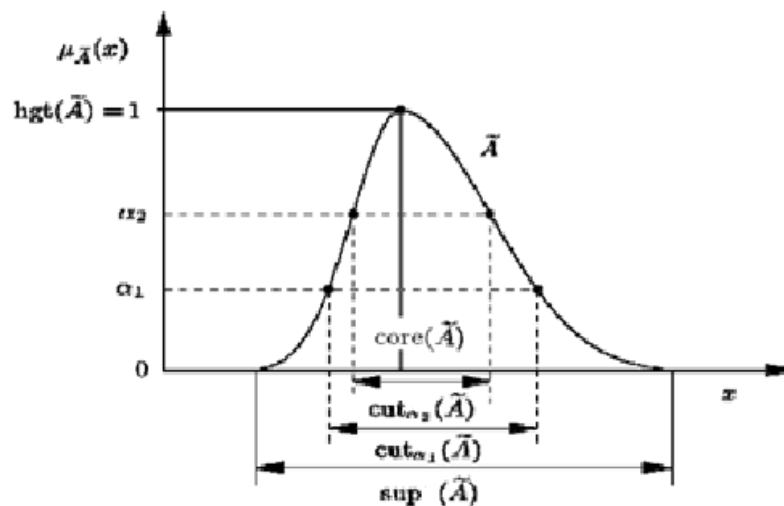


Figure 3.1 : Propriétés du nombre flou [82]

3.4.4 Alpha-cuts du degré de confiance

La fonction d'appartenance $\mu_A(x)$ de la figure 3.1 de la section précédente peut être coupée, par exemple, par deux droites réelles des valeurs du degré de confiance de la fonction α_1 et α_2 appelées coupes alpha ou alpha-cuts. Le degré de confiance détermine un intervalle de variation de la fonction.

Les coupes alpha sont constitués par les éléments dont le degré d'appartenance $\mu_A(x)$ du nombre flou dépasse ou atteint le seuil de α . On peut passer des ensembles flous aux ensembles classiques en utilisant le degré de confiance de la fonction d'appartenance. Etant donné un

nombre $\alpha \in [0,1]$ et un ensemble flou A , les coupes alpha de A sont définis comme l'ensemble A_α dont la fonction caractéristique est définie comme suit :

$$\varphi_A(x) = \begin{cases} 1 & \text{si } \mu_A(x) \geq \alpha \\ 0 & \text{autrement} \end{cases} \quad (3.28)$$

On peut construire un ensemble flou par l'union de leur coupes alpha.

Les coupes alpha sont particulièrement utiles dans l'étude de l'arithmétique des nombres flous.

3.4.5 Types de nombres flous

Les nombres flous (ou ensembles flous) peuvent avoir de nombreuses formes de type gaussien, triangulaire et trapézoïdal comme montre la figure suivante [83] :

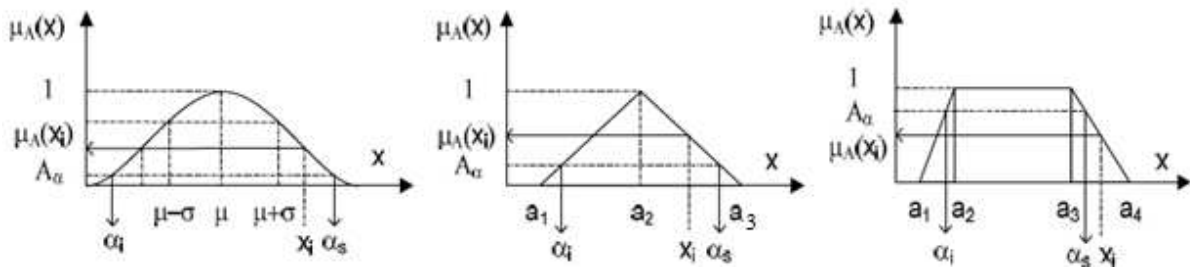


Figure 3.2 : Types du nombre flou : Gaussien, triangulaire et trapézoïdal

3.4.5.1 Fonction d'appartenance Gaussienne

Cette fonction est caractérisée par une fonction normalisée et, en général, asymétrique gaussienne.

$$\mu_A(x) = \exp\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right] \quad (3.29)$$

Où μ est l'espérance mathématique et σ est l'écart type.

Dans la figure 3.2, on peut trouver la forme de cette fonction. La fonction d'appartenance peut être écrite en termes des intervalles de confiance par l'équation suivante :

$$A_\alpha = \left[\mu - 2\sigma\sqrt{\ln \alpha^{-1}}, \mu + 2\sigma\sqrt{\ln \alpha^{-1}} \right], \quad \forall \alpha \in [0, 1] \quad (3.30)$$

3.4.5.2 Fonction d'appartenance trapézoïdal

Cette fonction est déterminée par quatre paramètres qui se réfèrent aux points a_1, a_2, a_3, a_4 de la fonction d'appartenance. La forme exacte de la fonction d'appartenance trapézoïdale est définie comme suit [81] :

$$\mu_A(x) = \begin{cases} \frac{x-a_1}{a_2-a_1}, & \text{pour } a_1 \leq x \leq a_2 \\ 1, & \text{pour } a_2 \leq x \leq a_3 \\ \frac{a_4-x}{a_4-a_3}, & \text{pour } a_3 \leq x \leq a_4 \end{cases} \quad (3.31)$$

Où : a_1, a_4 sont les valeurs pour les extrêmes $\alpha = 0$.

a_2, a_3 les valeurs extrêmes $\alpha = 1$ avec $a_1 \leq a_2 \leq a_3 \leq a_4$.

La fonction d'appartenance peut être aussi écrite en termes des intervalles de confiance, donc α -cuts avec l'équation suivante :

$$A_\alpha = [a_1 + \alpha(a_2 - a_1), a_4 - \alpha(a_4 - a_3)], \quad \forall \alpha \in [0, 1] \quad (3.32)$$

3.4.5.3 Fonction d'appartenance triangulaire

Pour introduire et pour représenter les fonctions d'appartenance du nombre flou triangulaire ou rectangulaire, on met ($a_2 = a_3$) ou ($a_1 = a_2$ et $a_3 = a_4$) dans les équations (3.31) et (3.32).

3.4.6 Opérations arithmétiques des intervalles flous

Les règles pour les opérations arithmétiques entre les nombres flous peuvent être déduites à partir du principe d'extension de Zadeh [84, 85].

Si le nombre flou C est une fonction de deux nombres flous A et B ($C = f(A, B)$), le principe d'extension donne :

$$\mu_C(z) = \max \{ \min \{ \mu_A(x), \mu_B(y) : f(x, y) = z \} \} \quad (3.33)$$

Si A et B sont deux nombres flous trapézoïdaux $A = [a_1, a_2, a_3, a_4]$ et $B = [b_1, b_2, b_3, b_4]$, les opérations arithmétiques de base sont les suivantes :

$$\begin{aligned} A + B &= [a_1 + b_1, a_2 + b_2, a_3 + b_3, a_4 + b_4] \\ A - B &= [a_1 - b_4, a_2 - b_3, a_3 - b_2, a_4 - b_1] \\ A \times B &= [a_1 \times b_1, a_2 \times b_2, a_3 \times b_3, a_4 \times b_4] \\ A \div B &= [a_1 \div b_4, a_2 \div b_3, a_3 \div b_2, a_4 \div b_1] \end{aligned} \quad (3.34)$$

On peut observer que les opérations arithmétiques entre nombres flous sont évaluées pour chacune des valeurs extrêmes de chaque intervalle.

Les résultats de l'intervalle extérieur 1 et 4 sont les résultats des opérations entre a_1 et a_4 et aussi pour l'intervalle intérieur a_2 et a_3 .

Pour le noyau, les opérations sont réalisées comme pour un nombre qui n'est pas flou.

Maintenant, si A et B sont deux nombres flous triangulaires $A = [a_1, a_2, a_3]$ et $B = [b_1, b_2, b_3]$, les opérations arithmétiques de base deviennent :

$$\begin{aligned} A + B &= [a_1 + b_1, a_2 + b_2, a_3 + b_3] \\ A - B &= [a_1 - b_3, a_2 - b_2, a_3 - b_1] \\ A \times B &= [a_1 \times b_1, a_2 \times b_2, a_3 \times b_3] \\ A \div B &= [a_1 \div b_3, a_2 \div b_2, a_3 \div b_1] \end{aligned} \quad (3.35)$$

3.5 Modèle statique de la charge

Le modèle statique des charges électriques est considéré par une combinaison linéaire des trois catégories suivantes : puissance constante, courant constant ou impédance constante, les équations présentent la modélisation exponentielle retenue [86] :

$$P = P_n \times \left(\frac{V}{V_n}\right)^{k_1} \quad (3.36)$$

$$Q = Q_n \times \left(\frac{V}{V_n}\right)^{k_2} \quad (3.37)$$

Où P_n et Q_n sont respectivement les puissances actives et réactives à la tension nominale ; V_n est la tension nominale du jeu de barres ; V est la tension du jeu de barres charge ; $k_1=k_2=0$ pour les charges à puissance constante ; $k_1=k_2=1$ pour les charges à courant constant ; $k_1=k_2=2$ pour les charges à impédance constante.

3.6 Incertitude de la charge

En réalité, la charge est assez incertaine et dépend de nombreux facteurs tels que le temps, les saisons, les conditions météorologiques et les prix de l'électricité [87]. La prévision de la charge basée sur les enregistrements historiques de la variation de la charge peut donner une image grossière de la probable situation. Le scénario réel peut bien dévier celui prédit par une image considérable. Donc au lieu d'une représentation de la charge par plusieurs niveaux de charge définis, une variation possibiliste des charges serait une meilleure représentation [88].

3.7 Modèle de l'incertitude de la charge

La charge est le paramètre le plus incertain dans le réseau de distribution. La complexité de sa modélisation est due à l'existence des cycles journaliers, hebdomadaires et annuels, qui varient, de plus, suivant la demande. En général, la valeur la plus intéressante pour le

planificateur est la demande de pointe annuelle, car elle détermine les besoins en capacité pour le parc de production. Parmi les facteurs fondamentaux qui influent la demande, on peut citer [15]:

- La température qui a un impact différent d'un pays à l'autre en fonction de la saison, affecte la charge. En outre, les charges résidentielles sont des charges très thermosensibles pendant l'hiver, dans certains pays et pendant l'été dans d'autres pays.
- Le facteur économique : qui affecté la charge de pointe annuelle à long terme, ainsi que le facteur démographique et le niveau de l'activité industrielle de la région. Ces paramètres définissent l'augmentation ou la baisse de la charge du réseau de distribution. Ils doivent être pris en compte dans la prévision de charge à long terme, qui est l'un des points de départ pour les études de planification du réseau.
- D'autre sources d'incertitudes : qui sont liées aux facteurs temporels et métrologiques. Les facteurs temporels proviennent des variations saisonnières, des cycles de charges hebdomadaires, quotidiens, et de l'activité économique (pendant jours fériés). La température varie d'un pays à l'autre en fonction de la saison et affecte la charge. En outre, les charges résidentielles sont les charges les plus thermosensibles pendant l'hiver, dans certains pays et pendant l'été dans d'autres pays.

L'incertitude de la charge peut être modélisée par une fonction de densité de probabilité normal dont les paramètres sont la valeur moyenne et la déviation standard calculées en utilisant les données historiques de la charge [89, 90]. Une autre méthode possibiliste basée sur la logique floue est aussi utilisée.

En principe, l'algorithme, de calcul de la répartition de charges, possibiliste « Arithmétique floue » est semblable à celui dans le cas déterministe. La figure ci-dessous montre la procédure générale de l'algorithme appliqué aux études statistiques du réseau pour traiter les incertitudes liées à ces problèmes.

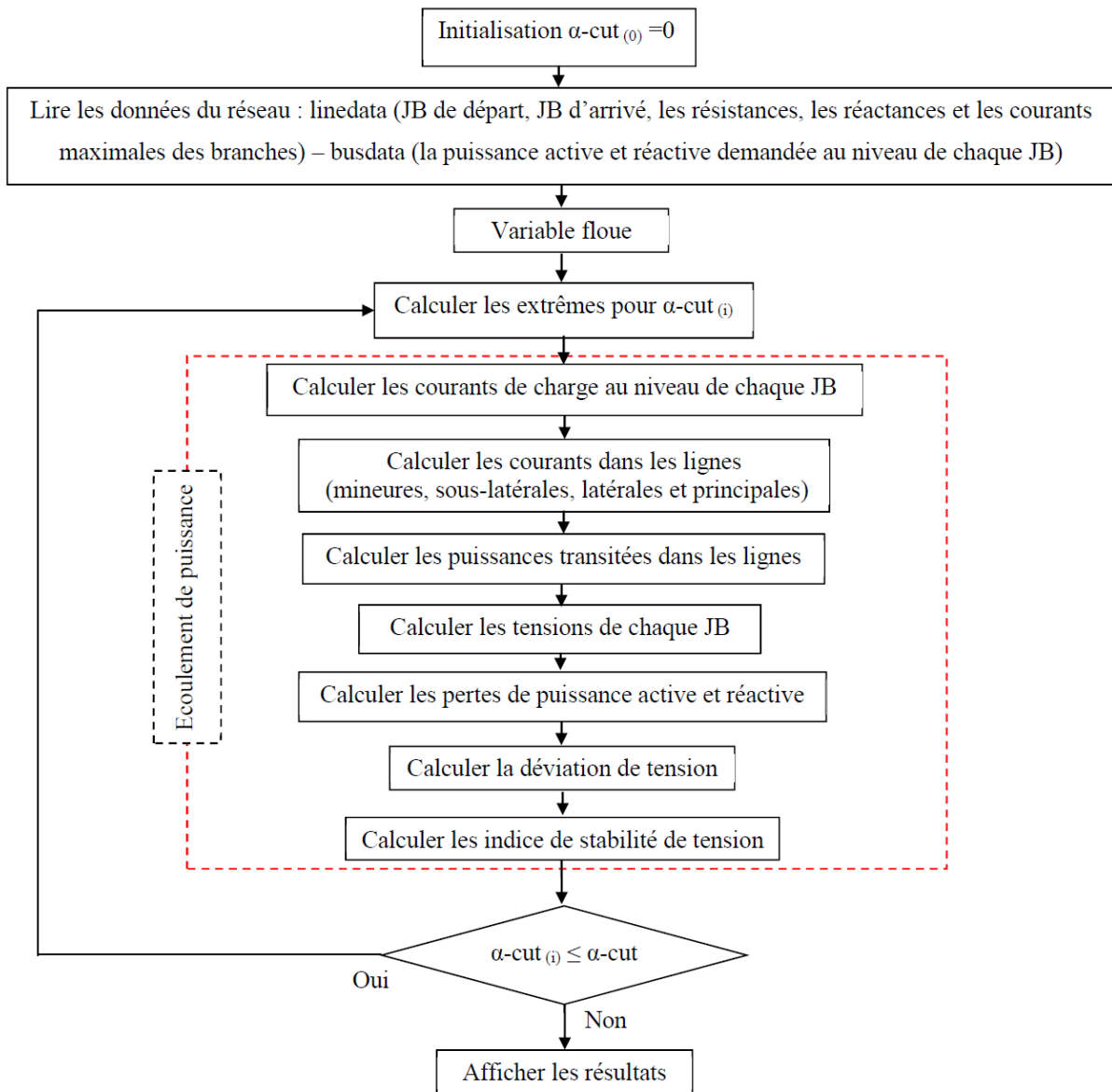


Figure 3.3 : Organigramme de l'algorithme arithmétique flou

La puissance active et réactive des charges varie d'une manière continue. L'incertitude de la charge est modélisée en utilisant un nombre flou triangulaire. Les extrêmes de la fonction floue triangulaire associée sont définis par le triple $(a_1, a_2, a_3) = (0.50, 1.00, 1.5)$ de la charge nominale [91].

On considère que la variable d'incertitude de la charge est continue. L'intervalle de confiance des valeurs possibles d'incertitude floue est déterminé avec les alpha-cuts de la fonction d'appartenance $\mu_A(x)$.

3.8 Applications numériques

Dans cette section, nous avons appliqué la méthode de l'arithmétique floue sur trois réseaux de distribution : IEEE 33 jeux de barres, IEEE 69 jeux de barres et le réseau de distribution Algérien-Djanet 112 jeux de barres avec l'incertitude de la charge.

3.8.1 Application au réseau test IEEE 33 jeux de barres

Les résultats montrés dans la section suivante correspondent aux études de répartition de charges en utilisant l'algorithme de l'arithmétique floue. Les figure 3.4 et 3.5 représentent, respectivement, le profil de tension et l'indice de stabilité de tension du réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres pour trois niveaux de charge (50 %, 100 % et 150 %). D'après les courbes des trois niveaux de charge, les valeurs de tension les plus basses sont 0.9583 p.u, 0.9134 p.u et 0.8642 p.u, respectivement, avec des indices de stabilité de tension de 0.8412, 0.6949 et 0.5576, respectivement, au niveau du jeu de barres 18. Les déviations de la tension du réseau, pour les trois niveaux de charge, sont 0.0270 p.u, 0.1164 p.u et 0.2852 p.u, respectivement. L'indice total de stabilité est 29.0016, 26.2341 et 23.5511, respectivement pour chaque niveau de charge.

Les figures 3.6 et 3.7 représentent, respectivement, les pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau test IEEE 33 jeux de barres pour les trois niveaux de charge. Les pertes totales active sont 46.9929 kW, 201.8925 kW et 492.8714 kW et les pertes totales réactive du réseau sont 31.3011 kVAr, 134.6413 kVAr et 329.1664 kVAr pour les trois niveaux de charge.

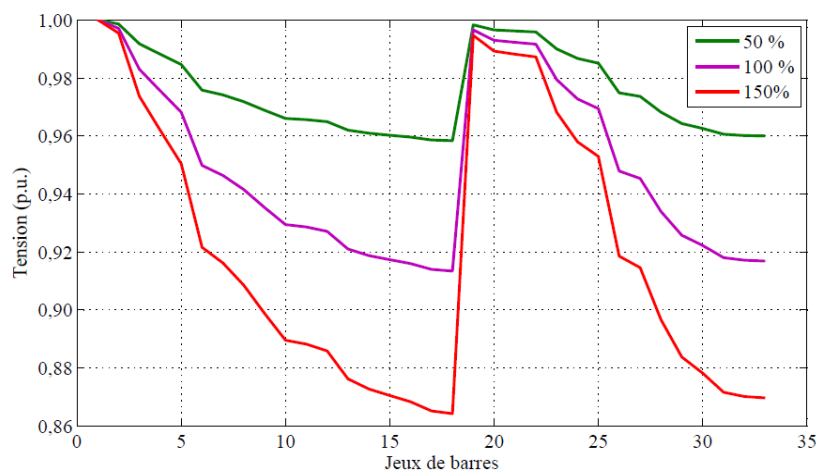


Figure 3.4 : Profil de tension du réseau IEEE 33 jeux de barres pour trois niveaux de charge

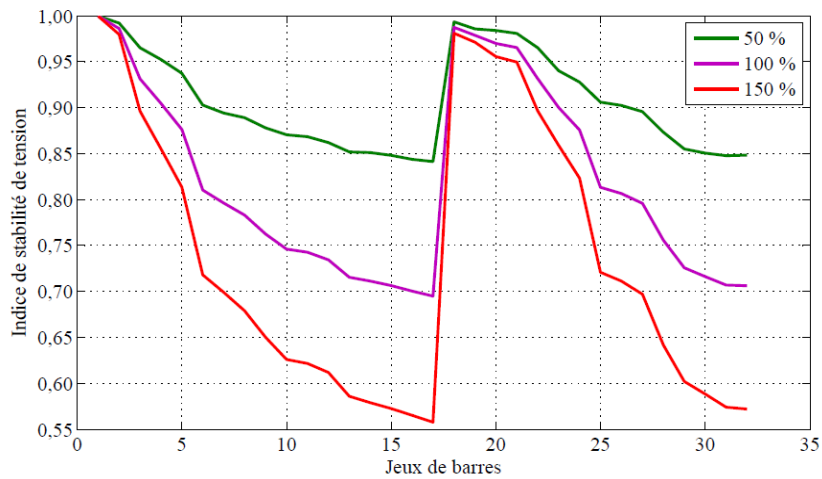


Figure 3.5 : Indice de stabilité de tension du réseau IEEE 33 jeux barres pour trois niveaux de charge

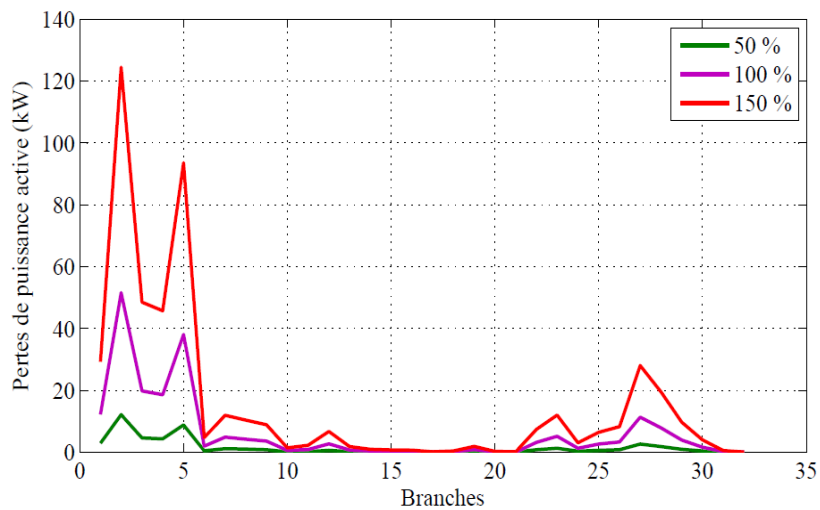


Figure 3.6 : Pertes de puissances active dans les branches du réseau IEEE 33 jeux de barres pour trois niveaux de charge

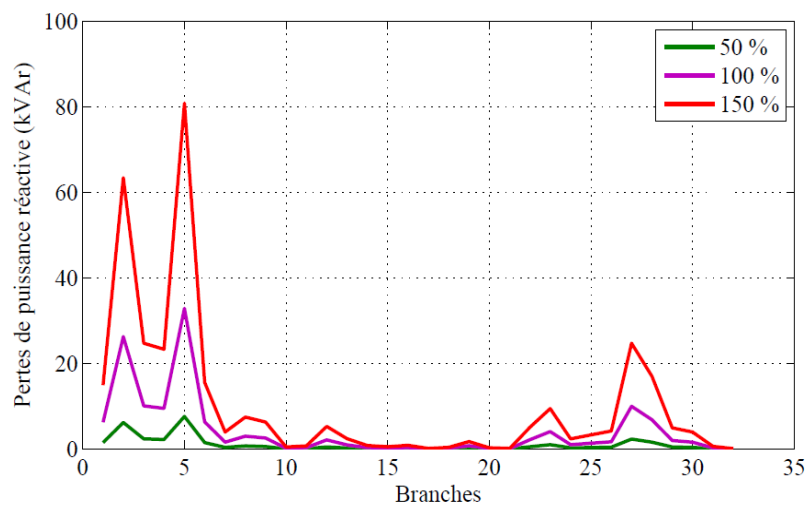


Figure 3.7 : Pertes de puissances réactive dans les branches du réseau IEEE 33 jeux de barres pour trois niveaux de charge

3.8.2 Application au réseau test IEEE 69 jeux de barres

Les figures 3.8, 3.9, 3.10 et 3.11 représentent, respectivement, les profils de tension, les indices de stabilité de tension, les pertes de puissance active et les pertes de puissance réactive pour les trois niveaux de charge (50 %, 100 % et 150 %). Les valeurs de tension les plus basses correspondantes aux niveaux de charges sont 0.9569 p.u, 0.9102 p.u et 0.8591 p.u, respectivement. Les indices de stabilité de tension correspondants à ces niveaux de charges sont 0.8241, 0.6852 et 0.5445, respectivement. Ces valeurs sont trouvées au niveau du jeu de barres 65. Les déviations de tension et les indices de stabilité totales correspondants aux trois niveaux de charge sont 0.0227, 0.0976 p.u, 0.2380 p.u et 64.7458, 61.6157, 58.5181, respectivement. Les pertes totales active sont, respectivement, 51.5796 kW, 224.5533 kW et 557.1248 kW et les pertes totales réactive du réseau sont, respectivement, 23.5397 kVAr, 101.9725 kVAr et 251.6254 kVAr.

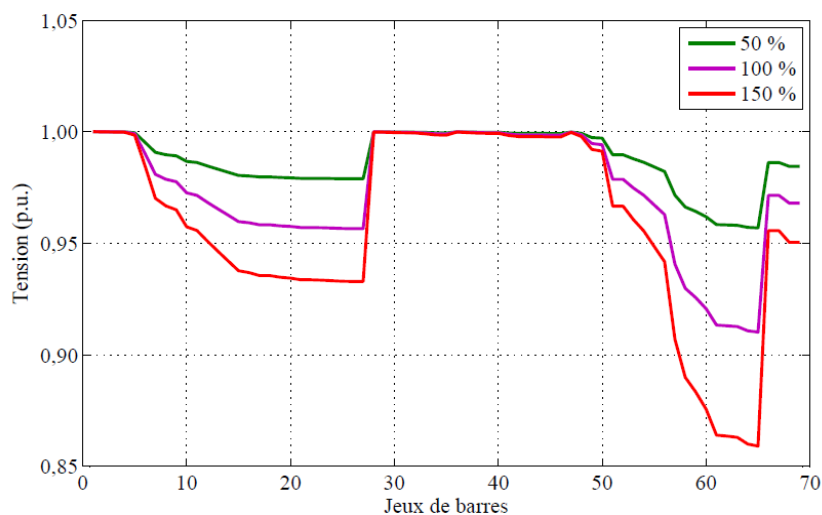


Figure 3.8 : Profil de tension du réseau IEEE 69 jeux de barres pour trois niveaux de charge

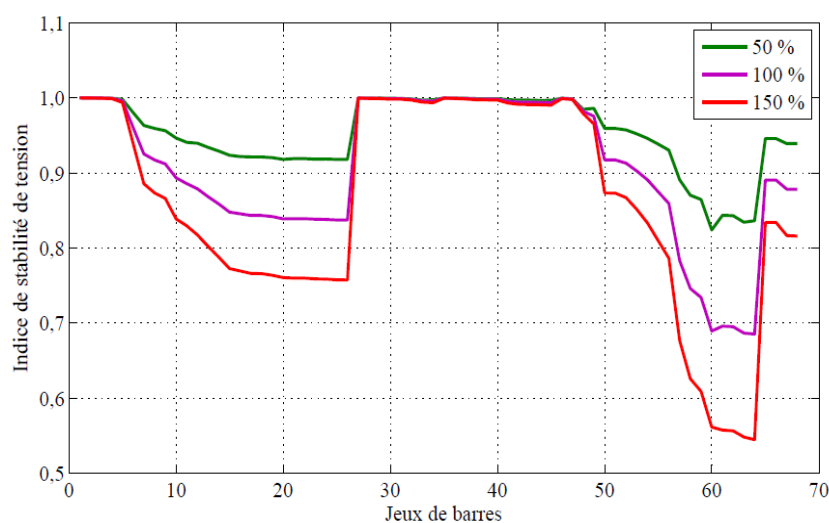


Figure 3.9 : Valeurs de l'indice de stabilité de tension du réseau IEEE 69 jeux barres pour trois niveaux de charge

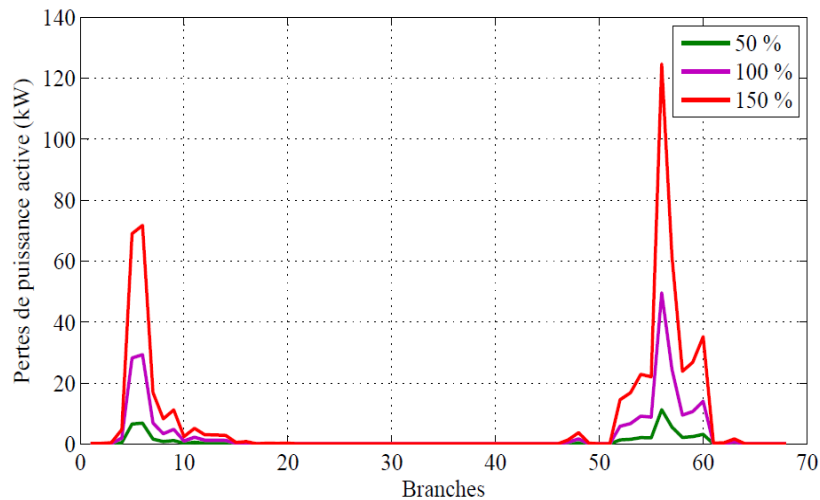


Figure 3.10 : Pertes de puissances active dans les branches du réseau IEEE 69 jeux de barres pour trois niveaux de charge

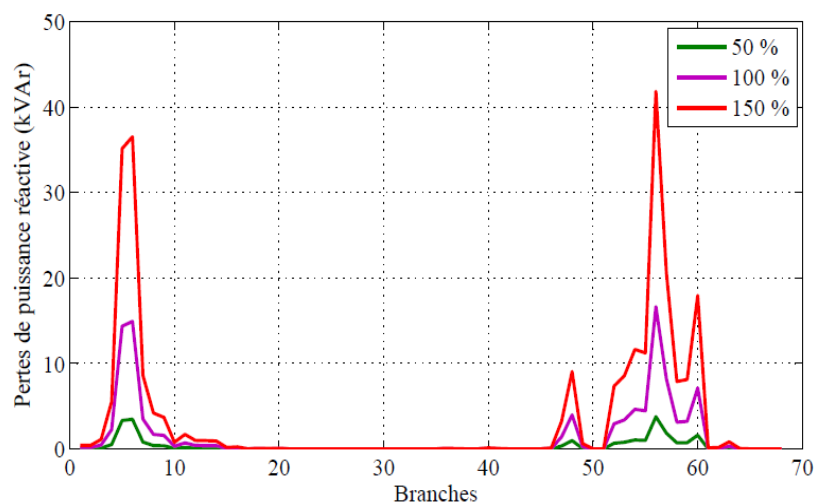


Figure 3.11 : Pertes de puissances réactive dans les branches du réseau IEEE 69 jeux de barres pour trois niveaux de charge

3.8.3 Application au réseau Algérien-Djanet 112 jeux de barres

Le profil et l'indice de stabilité de tension du réseau de Djanet sont illustrés, respectivement, sur les figures 3.12 et 3.13. On remarque que les valeurs de la tension dans tous les jeux de barres du réseau (correspondantes au niveau de charge 150%) sont dans les limites admissibles ($\pm 5\%$). La valeur minimale de la tension (0.9640 p.u) se trouve au niveau du jeu de barres 102. Les valeurs de la déviation de tension et de l'indice total de la stabilité de tension sont 0.1032 p.u et 98.6917, respectivement.

Les figures 3.14 et 3.15 représentent les pertes de puissance active et réactive au niveau de chaque branche du réseau 112 jeux de barres. Les pertes totales active et réactive du réseau sont, respectivement, 179.3869 kW et 167.3011 kVAr.

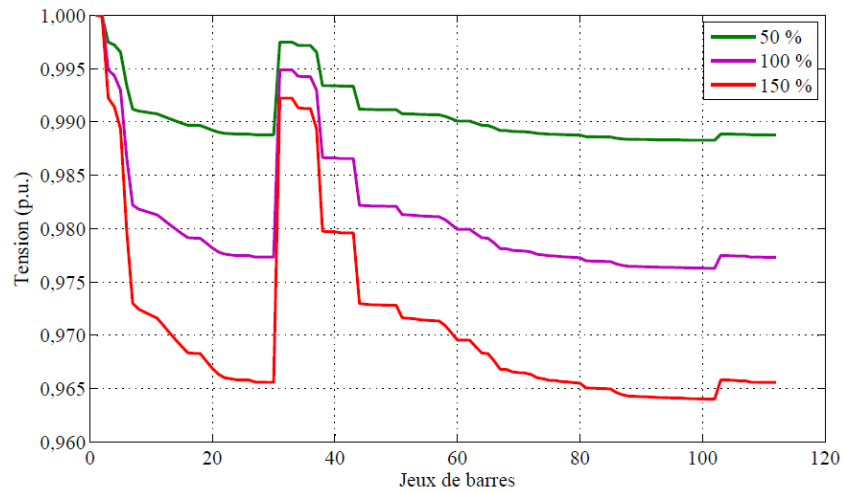


Figure 3.12 : Profil de tension du réseau 112 jeux de barres pour trois niveaux de charge

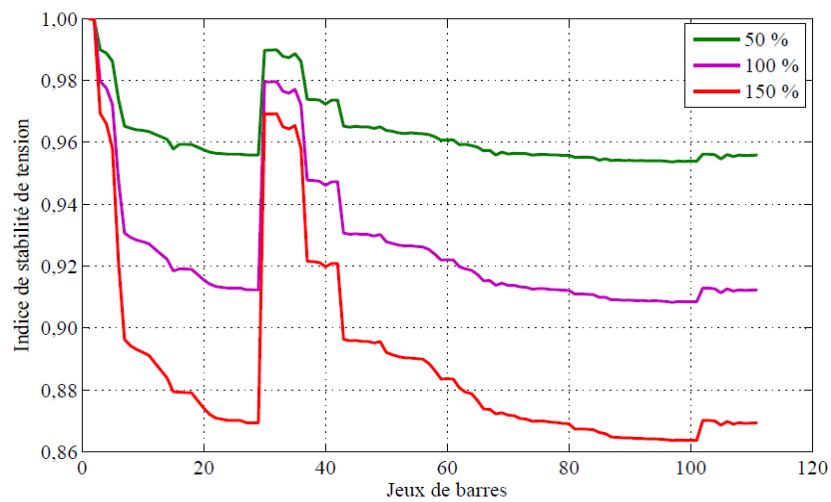


Figure 3.13 : Valeurs de l'indice de stabilité de tension du réseau 112 jeux barres pour trois niveaux de charge

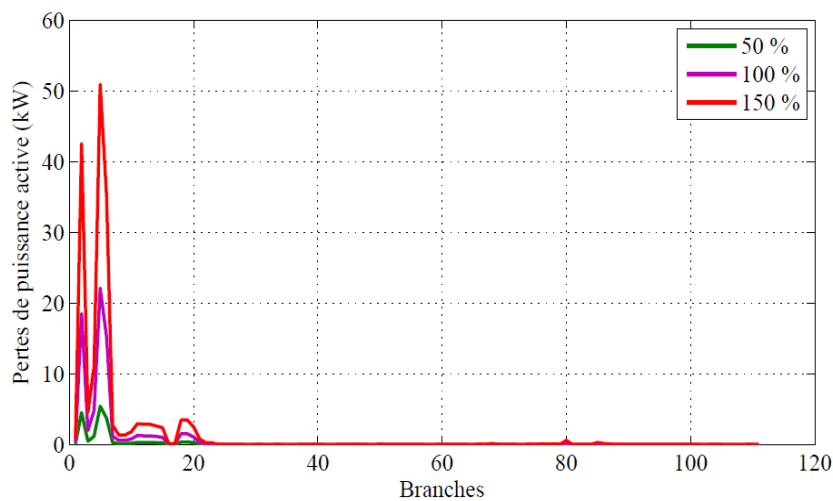


Figure 3.14 : Pertes de puissances active dans les branches du réseau 112 jeux de barres pour trois niveaux de charge

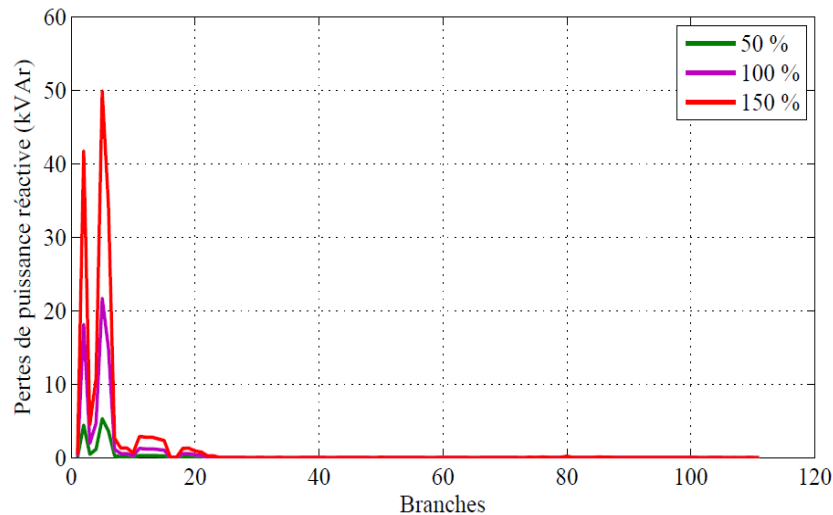


Figure 3.15 : Pertes de puissances réactive dans les branches du réseau 112 jeux de barres pour trois niveaux de charge

3.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons brièvement présenté les méthodes de modélisation des incertitudes des paramètres du réseau de distribution à savoir les méthodes probabilistes (Monte Carlo) et les méthodes possibilistes (Arithmétique flous). Nous avons ensuite décrit la modélisation des incertitudes de la charge, de la puissance du générateur éolien ainsi que de la puissance du générateur photovoltaïque. L'algorithme arithmétique flou a été utilisé pour modéliser la variation de la charge. Cet algorithme a été appliqué au réseau IEEE 33 jeux de barres, réseau IEEE 69 jeux de barres et au réseau Algérien-Djanet 112 jeux de barres. Les résultats de simulation montrent que l'augmentation de la charge peut provoquer un abaissement de tension et une augmentation des pertes des puissances active et réactive.

Une méthode méta-heuristique sera par la suite utilisé dans le but de résoudre le problème d'optimisation de l'emplacement et de la taille des générateurs dispersés, afin d'améliorer les performances du réseau de distribution de point de vue, pertes de puissance totales, profil de tension et stabilité de tension.

4.1 Introduction

L'insertion de la génération dispersée (DG) dans un réseau de distribution, comme a été mentionné dans le chapitre un, joue un rôle important dans l'amélioration des performances du réseau. Cependant, l'insertion non optimale de ces sources d'énergie peut apparaître dans l'augmentation des pertes, l'augmentation de la déviation de tension ainsi que dans la stabilité du réseau.

Afin d'assurer une meilleure insertion des DGs dans le réseau de distribution, nous proposons dans ce chapitre, l'utilisation d'un algorithme dénommé algorithme de libellule (en anglais : Dragonfly Algorithm (DA)) pour optimiser l'emplacement et la taille des DGs. Diverses fonctions objectifs seront considérées à savoir la minimisation des pertes de puissance active, l'amélioration de la déviation de tension et de la stabilité de tension. Nous formulons le problème d'optimisation en premier lieu avec un seul objectif, minimisation des pertes de puissance active, et en second lieu avec plusieurs objectifs par la combinaison des trois objectifs susmentionnés.

Dans ce chapitre, nous allons d'abord exposer les méthodes d'optimisation méta-heuristiques, ensuite présenter et détailler la méthode DA utilisée et enfin évaluer les performances de cette méthode sur les réseaux test IEEE 33 Jeux de barres, IEEE 69 Jeux de barres et le réseau Algérien-Djanet 112 Jeux de barres.

4.2 Optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs

4.2.1 Méthodes d'optimisation

L'optimisation est une branche mathématique cherchant à modéliser, analyser et résoudre analytiquement ou numériquement des problèmes qui consistent à minimiser ou maximiser une fonction sur un ensemble. Les problèmes d'optimisation en électrotechnique présentent plusieurs difficultés liées aux besoins de l'utilisateur, aux caractéristiques du problème à résoudre et au temps de calcul. De nombreux travaux s'appuient sur des méthodes de résolution exactes permettant d'obtenir une solution dont l'optimalité est garantie. Dans certaines situations, on peut cependant chercher des solutions d'une bonne qualité, sans garantie d'optimalité, mais au profit d'un temps de calcul plus réduit [58, 92].

Les méthodes d'optimisation peuvent être divisées en deux groupes : Les méthodes conventionnelles et les méthodes méta-heuristiques.

4.2.1.1 Les méthodes conventionnelles

- **Techniques analytiques** : Ce type de techniques représente le système par un ensemble d'équations numériques et calcule sa solution directe. De telles méthodes se caractérisent par leur simplicité de mise en œuvre et leur capacité de convergence vers la solution optimale [93]. Cependant, leur efficacité de calcul peut être affectée par la taille et la complexité du système considéré.
- **Techniques déterministes** : Il s'agit d'une classe de méthodes d'optimisation mathématique basées sur l'amélioration itérative de la solution initiale. Il existe de nombreux algorithmes déterministes tels que la programmation non linéaire (NLP) [94] et la méthode analytique améliorée [95]. La sensibilité au nombre de variables de décision, le temps de calcul important et le piègeage par un optimum local sont les principaux inconvénients de ces techniques [93, 96].

4.2.1.2 Les méthodes méta-heuristiques

Le mot méta-heuristique a été introduit par Glover en 1986. Il est composé de deux mots grecs, le premier signifie : « au-delà ou dans un niveau supérieur » et le deuxième : « trouver ou découvrir » [97].

Les méta-heuristiques sont généralement des algorithmes stochastiques itératifs, qui progressent vers un optimum global, c'est-à-dire l'extremum global d'une fonction, par échantillonnage d'une fonction objectif. Elles se comportent comme des algorithmes de recherche, tentant d'apprendre les caractéristiques d'un problème afin d'en trouver une approximation de la meilleure solution. Il existe un grand nombre de méta-heuristiques, allant de la simple recherche locale à des algorithmes complexes de la recherche globale. Ces méthodes utilisent cependant un haut niveau d'abstraction, leur permettant d'être adaptées à une large gamme de problèmes différents [98].

Les méthodes d'optimisation peuvent alors être partagées en deux catégories : les méthodes locales, qui permettent de déterminer un minimum local, et les méthodes de la recherche globale, qui s'efforcent de déterminer un optimum global. Afin d'améliorer les performances d'une recherche, plusieurs auteurs ont pensé à combiner ces deux approches [99]. L'algorithme résultant possède alors deux phases : l'exploration et l'exploitation. L'exploration permet à l'algorithme de rechercher de nouvelles solutions dans l'espace de la recherche. Lors de cette phase, on cherchera des solutions dans des espaces encore non explorés afin de trouver d'éventuels optimums locaux. La phase d'exploitation, quant à elle, utilise les résultats obtenus

lors de la phase d'exploration, afin de sélectionner le sous-espace de recherche le plus prometteur, et de "plonger" vers l'optimum local le plus proche. C'est dans cette phase que l'on essaiera d'obtenir la meilleure précision possible pour une solution [58].

Les méthodes d'optimisation méta-heuristiques disposent les caractéristiques communes suivantes [100] :

- Elles sont généralement non-déterministes et elles peuvent ne pas trouver la solution optimale, et encore moins prouver l'optimalité de la solution trouvée ;
- Elles sont inspirées par des analogies avec la physique (recuit simulé), avec la biologie (algorithmes évolutionnaires) ou encore l'éthologie (l'intelligence en essaim) ;
- Elles sont stochastiques, ce qui permet de faire face à l'explosion combinatoire des possibilités et ce qui limite le piègeage dans les optima locaux ;
- Elles sont à l'origine dédiées aux problèmes combinatoires, où les paramètres ne peuvent prendre que des valeurs discrètes.

Cependant, elles ont l'inconvénient d'avoir plusieurs paramètres à régler, et le temps de calcul est élevé.

4.3 Algorithme de libellule (DA)

L'algorithme de libellule (Dragonfly Algorithm (DA)) qui a été récemment développé par Seyedali Mirjalili en 2015 [8], est inspiré des comportements d'essaimage statique (la chasse) et dynamique (la migration) des libellules dans la nature. Ces deux comportements sont similaires aux explorations et exploitations des méthodes d'optimisation méta-heuristiques.

Il imite le comportement des insectes libellules dans la nature. En général, les groupes de libellules sont à la fois statiques et dynamiques dans la nature. Les groupes dynamiques ou les soi-disant essaims migrants se forment lorsque de grands groupes volent dans un seul trajet et voyagent sur de longues distances, comme le montre la figure 4.1. Essaims statiques dans lesquels les insectes libellules chassent leurs proies, grâce à cette procédure, les libellules volent en petits groupes généralement autour d'une petite zone bien définie et à proximité de la terre, comme le montre la figure 4.2. Par nature, chaque individu du groupe attire vers les sources de nutrition et distrait les fugitifs. De ces deux comportements que dérive l'algorithme DA.

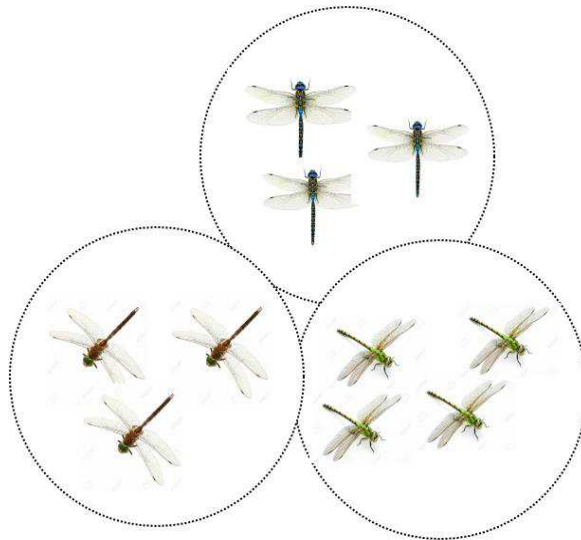


Figure 4.1 : Essaims de libellules dynamiques [101]



Figure 4.2 : Essaims de libellules statiques [101]

La mise à jour de l'emplacement de chaque individu dans l'essaim est représentée sur la figure 4.3 et expliquée mathématiquement comme suit [102].

- **Séparation (S)** : Dans cette étape, les individus sont détachés des autres individus pour éviter la collision avec leurs voisins. Cette séparation est donnée par l'équation suivante :

$$S_i = -\sum_{j=1}^n (X - X_j) \quad (4.1)$$

Où X et X_j sont respectivement les emplacements de l'individu actuel et du $j^{\text{ème}}$ individu voisin ; n est le nombre de voisins.

- **Alignement (A)** : Dans cette étape, la vitesse de chaque individu coïncide avec l'autre. L'alignement est donné par l'équation (4.2).

$$A_i = \frac{\sum_{j=1}^n V_j}{n} \quad (4.2)$$

Où V_j est la vitesse de l'individu j voisin.

- **Cohésion (C)** : Désigne l'attraction des individus vers le centre du groupe de l'essaim :

$$C_i = \frac{\sum_{j=1}^n X_j}{n} - X \quad (4.3)$$

- **Attraction vers la source de nourriture (F)** : Cette étape est représentée par :

$$F_i = X^+ - X \quad (4.4)$$

Où X^+ désigne la position de la source nutritionnelle.

- **Echapper des ennemis (E)** : Est calculé à l'aide de l'équation (4.5) :

$$E_i = X^- + X \quad (4.5)$$

Où X^- dénote la position de l'ennemi ; X est la position de l'individu.

La position de chaque individu est mise à jour sur la base du vecteur de pas ΔX calculé à l'aide de l'équation suivante :

$$\Delta X_i = (sS_i + aA_i + cC_i + fF_i + eE_i) + w \Delta X_t \quad (4.6)$$

Où s , a et c représentent les poids de séparation, d'alignement et de cohésion, respectivement ; f et e sont, respectivement, la nourriture et les facteurs ennemis ; w est le poids d'inertie et t est le compteur d'itérations.

La mise à jour du vecteur de position est déterminée comme suit :

$$X_{t+1} = X_t + \Delta X_{t+1} \quad (4.7)$$

Dans le cas de l'absence des solutions voisines établies, les libellules volent à proximité de l'espace de recherche en utilisant la marche arbitraire (*Lévy*). La mise à jour de la position des libellules est donnée par l'équation suivante [8] :

$$X_{t+1} = X_t + Lévy(d) \times X_t \quad (4.8)$$

Où t est l'itération actuelle et d est la dimension de vecteur de position.

La fonction *Lévy* est donnée par [102] :

$$Lévy(x) = 0.01 \times \frac{r_1 \times \sigma}{|r_2|^{\frac{1}{\beta}}} \quad (4.9)$$

Où r_1 et r_2 sont des nombres aléatoires dans l'intervalle de $[0, 1]$, β est une constante et σ est donnée par l'équation (4.10).

$$\sigma = \left(\frac{\Gamma(1+\beta) \times \sin\left(\frac{\pi\beta}{2}\right)}{\Gamma\left(\frac{1+\beta}{2}\right) \times \beta \times 2^{\left(\frac{\beta-1}{2}\right)}} \right)^{\frac{1}{\beta}} \quad (4.10)$$

Où $\Gamma(x) = (x-1)!$

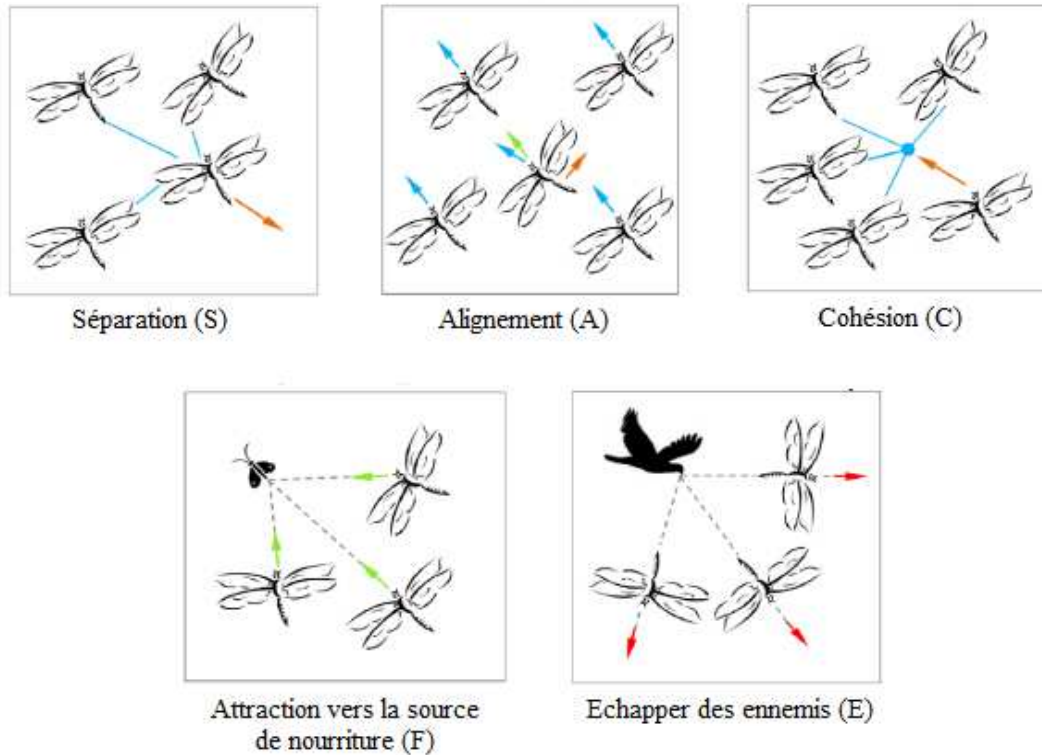


Figure 4.3 : Mise à jour de la position des individus des libellules [103]

4.4 Formulation du problème d'optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs

L'objectif du problème d'optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs est de minimiser les pertes totales de puissance active, d'améliorer le profil de tension et la stabilité de tension tout en respectant les contraintes d'égalités et d'inégalités.

Mathématiquement, les fonctions objectifs et les contraintes de l'emplacement et de la taille des DGs peuvent être formulées comme suit :

4.4.1 Fonctions objectifs

Les fonctions objectifs peuvent être classées en deux catégories : fonctions avec un seul objectif ou mono-objectif et fonction avec plusieurs objectifs ou multi-objectifs. Les fonctions mono-objectif ont pour but de minimiser/maximiser un seul objectif (ex : les pertes de puissance, le profil de tension, la stabilité, etc.) et la fonction multi-objectifs serait la combinaison de deux ou plusieurs fonctions mono-objectif.

4.4.1.1 Fonction mono-objectif

- Minimisation des pertes de puissance active

L'objectif de cette fonction est de minimiser les pertes totales de puissance active du réseau de distribution.

$$F_1 = \min(P_{T, Loss}) \quad (4.11)$$

Où $P_{T, Loss}$ sont les pertes totales de puissance active du réseau exprimées par les équation (2.25) et (2.26).

4.4.1.2 Fonction multi-objectifs

La fonction objectif considérée combine trois objectifs : la minimisation des pertes de puissance active, la minimisation de la déviation de tension et l'amélioration de la stabilité de tension. Pour représenter ces objectifs dans une seule expression mathématique, nous divisons chaque fonction par sa valeur de base et les combinées par des coefficients. L'utilisation des coefficients de pondération permet de transformer les trois fonctions mono-objectif en une seule fonction multi-objectifs [104] :

$$F_2 = \min\left(\frac{P_{T, Loss}}{P_{T, Loss_base}} + w_1 \frac{VD}{VD_{base}} + w_2 \frac{VSI^{-1}}{VSI_{base}^{-1}}\right) \quad (4.12)$$

Où $P_{T, Loss_base}$, VD_{base} et VSI_{base} sont, respectivement, les pertes de puissance active totales, la déviation de tension et l'indice de stabilité de tension du réseau sans DGs ; w_1 et w_2 sont des facteurs de pondération. Dans ce travail, les valeurs de w_1 et w_2 sont, respectivement, 0.65 et 0.35 [104].

La déviation de tension (VD) et l'indice de stabilité de tension (VSI) sont donnés par les équations (2.29) et (2.34) respectivement.

4.4.2 Contraintes d'égalités et d'inégalités

4.4.2.1 Contraintes d'égalités

Les équations d'équilibre de puissance active et réactive sont définies comme des contraintes d'égalité. Ces contraintes s'expriment par [105] :

$$P_{G,i} - P_{l,i} = |V_i| \sum_{j=1}^{N_{JB}} |Y_{ij}| |V_j| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (4.13)$$

$$Q_{G,i} - Q_{L,i} = |V_i| \sum_{j=1}^{N_{bus}} |Y_{ij}| |V_j| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (4.14)$$

Où $P_{G,i}$ et $Q_{G,i}$ sont, respectivement, les sorties de puissance active et réactive du $i^{\text{ème}}$ générateur; $P_{L,i}$ et $Q_{L,i}$ sont respectivement les puissances active et réactive du $i^{\text{ème}}$ jeu de barres de charge ; θ_{ij} est l'angle du $i^{\text{ème}}$ élément dans la matrice d'admittance du système lié aux jeux de barres i et j .

4.4.2.2 Contraintes d'inégalités

Les contraintes d'inégalités s'expriment par [104] :

- **Tension du jeu de barres**

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

$$V_{\min} \leq |V_i| \leq V_{\max} \quad i = 1, 2, \dots, N_{JB} \quad (4.15)$$

- **Courant de branche**

Le courant de chaque branche est limité comme suit :

$$I_i \leq I_{i,\max} \quad i = 1, 2, \dots, N_{br} \quad (4.16)$$

- **Puissances générées par les DGs**

Les limites des puissances générées par les DGs :

$$P_{DG}^{\min} \leq |P_{DGi}| \leq P_{DG}^{\max} \quad (4.17)$$

- **Position de DG**

$$2 \leq |DG_{JB}| \leq N_{JB} \quad (4.18)$$

Où V_{\min} et V_{\max} sont considérées comme 0,95 et 1,05 (p.u) respectivement ; N_{JB} est le nombre total de jeux de barres ; DG_{JB} est le numéro de jeu de barres de l'installation de DG ; V_i est la tension du jeu de barres ; I_i est le courant de la branche i ; $I_{i,\max}$ est le courant maximal de la branche i ; P_{DG} est la puissance totale de DG et N_{br} est le nombre total de branches.

- Le coût annuel des pertes d'énergie peut être calculé par l'équation suivante [6] :

$$C_{Loss} = P_{T,Loss} \times (K_p + K_e + L_{sf} \times 8760) \$ \quad (4.19)$$

Où, K_p est le coût annuel de perte de puissance (\$ / kW) ; K_e est le coût annuel de la perte d'énergie (\$ / kWh) ; L_{sf} est le facteur de perte exprimé comme suit :

$$L_{sf} = k \times L_f + (1 - k) \times L_f^2 \quad (4.20)$$

Dans ce travail, les valeurs de coefficients sont : $k = 0,2$; $L_f = 0,47$; $K_p = 57,6923$ \$/kW ; $K_e = 0,00961538$ \$/kWh [6].

4.5 Application de l'algorithme de libellule (DA)

Le processus d'intégration de l'algorithme DA afin de résoudre le problème d'optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs pour la fonction mono-objectif et la fonction multi-objectifs est présenté par la figure 4.4.

Dans notre travail, les paramètres de DA ont été pris comme suit [106] :

- Nombre de la population = 100 ;
- Nombre maximum des itérations = 200 ;
- Nombre de DGs insérées : une seule DG, deux DGs et trois DGs ;
- Taille de DG : pour faible charge (50 %) $0,01 \text{ MW} \leq P_{DG} \leq 1,5 \text{ MW}$, pour moyenne charge (100%) $0,01 \text{ MW} \leq P_{DG} \leq 3 \text{ MW}$ et pour pleine charge (150%) $0,01 \text{ MW} \leq P_{DG} \leq 4,5 \text{ MW}$.

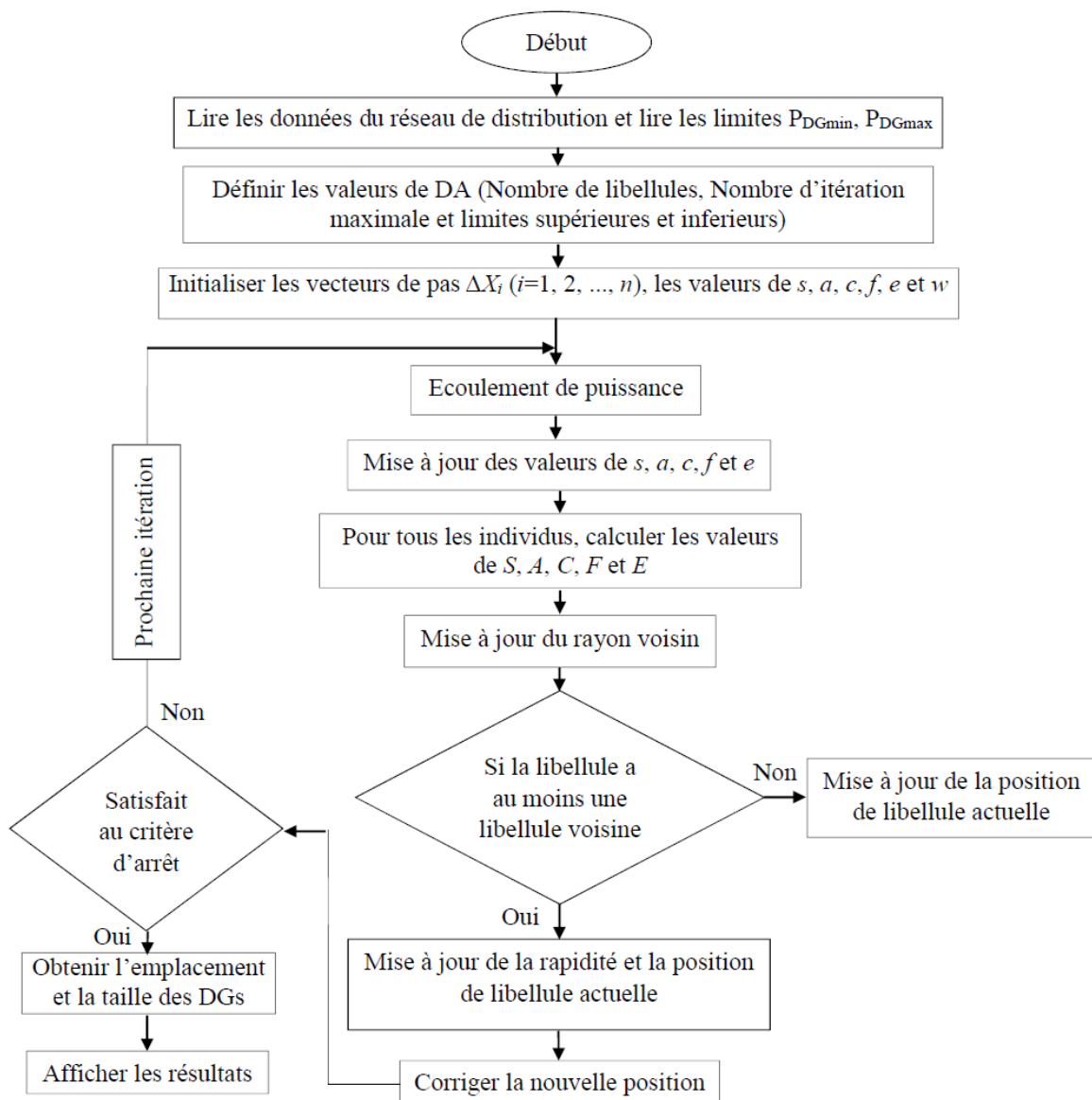


Figure 4.4 : Organigramme d'optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs par DA

4.6 Résultats et discussions

4.6.1 Fonction mono-objectif

L'intégration optimale de la production décentralisée dans les réseaux de distribution IEEE 33 jeux de barres, IEEE 69 jeux de barres et le réseau Algérien-Djanet 112 jeux de barres sera effectuée avec différents niveaux de charge (faible charge (50%), moyenne charge (100%) et pleine charge (150%)) selon les cas suivants :

- **Cas 1** : Sans insertion de DG ;
- **Cas 2** : Avec insertion d'une DG ;
- **Cas 3** : Avec insertion de deux DGs ;
- **Cas 4** : Avec insertion de trois DGs.

4.6.1.1 Réseau test IEEE 33 jeux de barres

Les figures 4.5 – 4.7 représentent les caractéristiques de convergence de l'algorithme DA avec les niveaux de charge (50 %, 100 % et 150 %) pour les cas 2, 3 et 4.

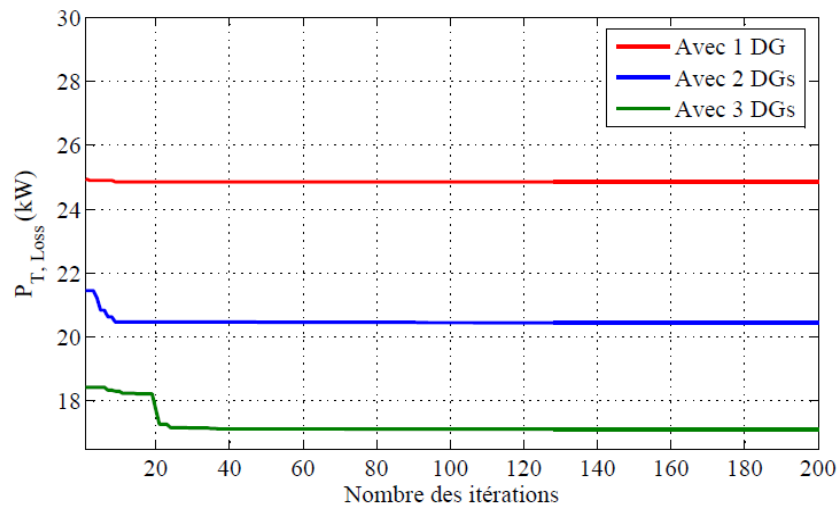


Figure 4.5 : Caractéristique de convergence de DA du réseau IEEE 33 jeux de barres avec 50 % de la charge

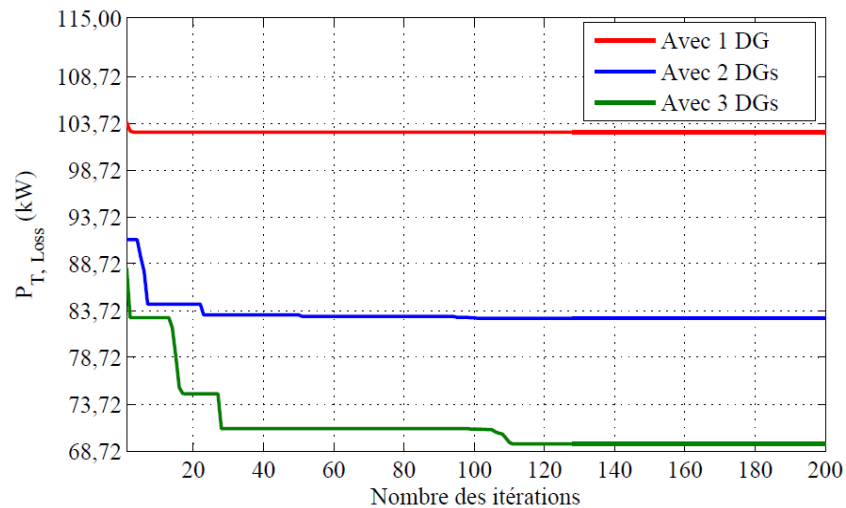


Figure 4.6 : Caractéristique de convergence de DA du réseau IEEE 33 jeux de barres avec 100% de la charge

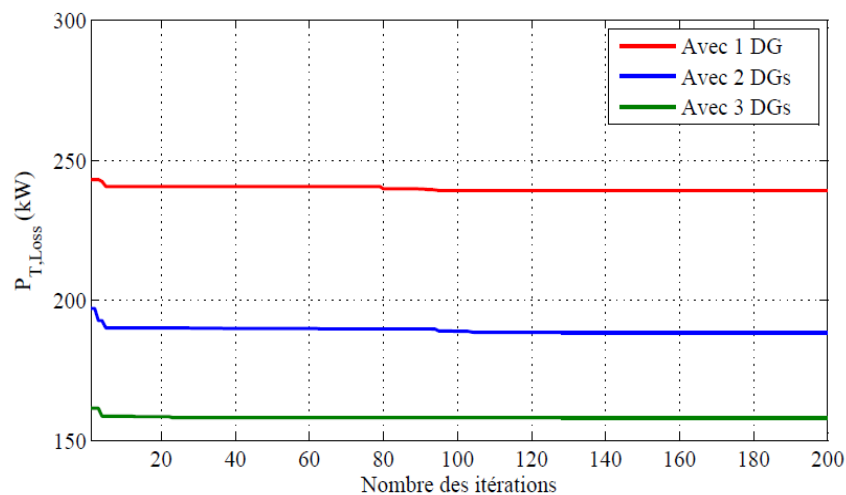


Figure 4.7 : Caractéristique de convergence de DA du réseau IEEE 33 jeux de barres avec 150% de la charge

Les figures 4.8 – 4.10 représentent le profil de tension pour les différents niveaux de charge. Il est clair, d'après ces figures, que le profil de tension est amélioré après l'intégration des DGs. Le meilleur profil de tension est obtenu par l'intégration de deux ou trois DGs. On constate également que l'augmentation de la charge a un effet négatif sur le profil de tension.

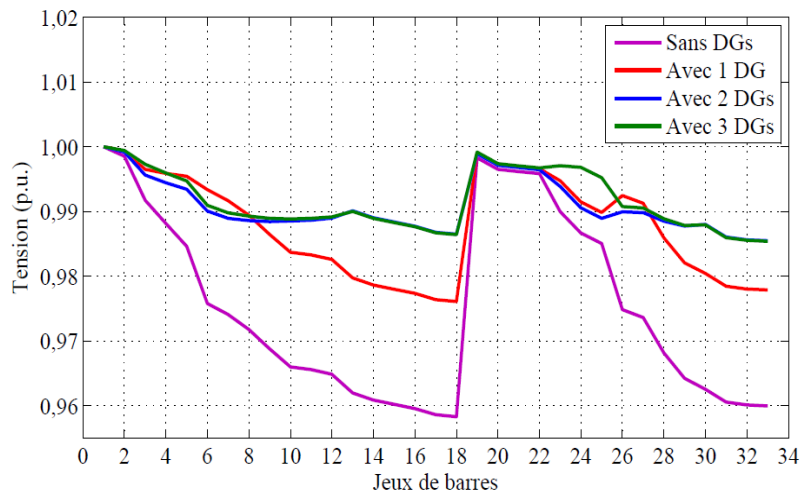


Figure 4.8 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec 50 % de la charge

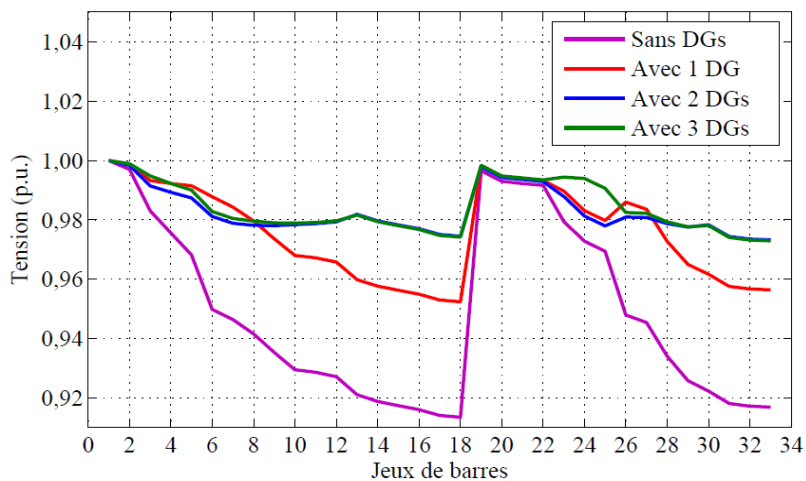


Figure 4.9 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec 100 % de la charge

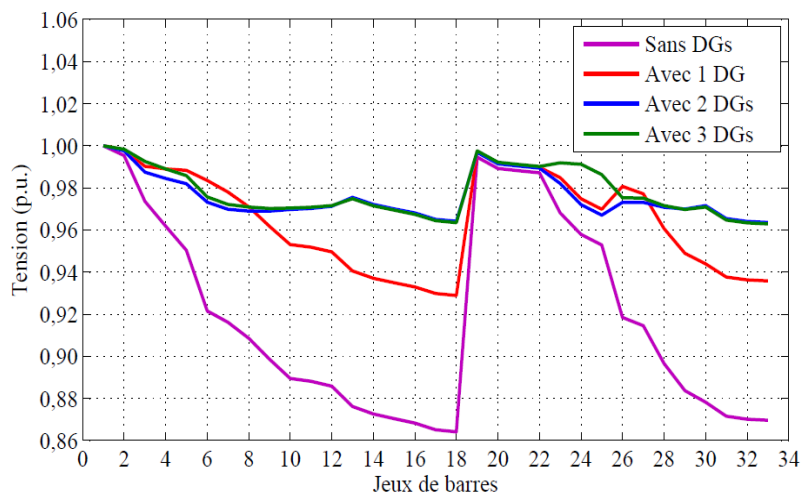


Figure 4.10 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec 150 % de la charge

Les tableaux (4.1), (4.2) et (4.3) représentent les résultats de l'optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs pour différents niveaux de charge. Dans le premier cas de simulation, les pertes totales de puissance active étaient 47.00 kW, 201.89 kW, 492.87 kW.

Dans le second cas, par l'application de l'algorithme DA, l'emplacement optimal de DG est au niveau du jeu de barres numéro 6 pour les trois niveaux de charge. Les tailles optimales sont 1.25 MW, 2.58 MW et 4.01 MW, respectivement pour les mêmes niveaux de charge. Il peut être observé qu'avec l'insertion d'un DG, les pertes de puissance active du réseau sont diminuées de 47.09 %, 49.08 % et 51.46 % par rapport au premier cas respectivement pour les trois niveaux de charge. Une comparaison avec d'autres méthodes d'optimisation prouve l'efficacité de l'algorithme DA comme montré au tableau (4.2).

Dans le cas de l'insertion de deux DGs (cas 3), les pertes totales de la puissance active sont diminuées de 56.49 %, 58.94 % et 61.74 %, respectivement pour les trois niveaux de charge.

Dans le cas de l'insertion de trois DGs (cas 4), les pertes de puissance totales sont diminuées de 63.59 %, 65.63 % et 67.97 %, respectivement, pour les trois niveaux de charge.

Les résultats de comparaison de DA avec d'autres méthodes, représentés dans le tableau 4.2, montrent l'efficacité de l'algorithme DA dans l'optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs.

Tableau 4.1 : Résultats de simulation du réseau IEEE 33 jeux de barres avec 50% de la charge

Cas étudiés	Emplacement optimal des DGs	Taille optimal des DGs (MW)	Taille total des DGs (MW)	Pertes de puissance active (kW)	Réduction des pertes (%)	Coût des pertes d'énergie (\$)
Cas 1 : Sans DG	-	-	-	47.00	00.00	3780.21
Cas 2: 1 DG	6	1.25	1.25	24.86	47.09	1999.49
Cas 3: 2 DGs	13	0.42	0.99	20.45	56.49	1644.79
	30	0.57				
Cas 4 : 3 DGs	14	0.37	1.43	17.10	63.59	1375.35
	24	0.53				
	30	0.53				

Tableau 4.2 : Résultats de simulation du réseau IEEE 33 jeux de barres avec 100% de la charge

Cas étudiés	Méthode d'optimisation	Emplacement optimal des DGs	Taille optimal des DGs (MW)	Taille total des DGs (MW)	Pertes de puissance active (kW)	Reduction des pertes (%)	Coût des Pertes d'énergie (\$)
Cas 1: Sans DG	-	-	-	-	201.89	0.00	16238.01
Cas 2: 1 DG	DA	6	2.58	2.58	102.78	49.08	8266.59
	AEO [107]	6	2.59	2.59	111.01	47.33	8928.53
	SKHA [111]	6	2.59	2.59	111.01	47.38	8928.53
	PSO [112]	6	2.59	2.59	111.03	47.38	8930.14
	IA [95]	6	2.60	2.60	111.10	47.39	8935.77
	SA [6]	6	2.49	2.49	111.14	47.32	8938.99
	HSA [113]	6	2.59	2.59	111.00	47.39	8927.73
	ABC [114]	6	2.57	2.57	105.02	48.49	8446.75
Cas 3: 2 DGs	DA	13	0.85	2.04	82.89	58.94	6666.84
		30	1.19				
	AEO [107]	13	0.85	2.00	87.16	58.68	7010.27
		30	1.15				
	SKHA [111]	13	0.85	2.00	87.16	58.68	7010.27
		30	1.15				
	PSO [112]	13	0.85	2.01	87.17	58.69	7011.08
		30	1.16				
	IA [95]	6	1.80	2.52	91.63	56.61	7369.80
		14	0.72				
	HSA [113]	6	1.69	2.40	91.54	56.61	7362.56
		15	0.71				
	ABC [114]	6	1.97	2.54	89.96	55.88	7235.48
		15	0.57				
Cas 4 : 3 DGs	DA	14	0.76	2.93	69.38	65.63	5580.23
		24	1.07				
		30	1.10				
	AEO [107]	13	0.80	2.94	72.78	65.50	5853.69
		24	1.09				
		30	1.05				
	HHO [108]	14	0.74	2.89	72.98	65.40	5869.75
		24	1.02				
		30	1.13				
	IHHO [108]	14	0.77	2.91	72.79	65.50	5854.50
		24	1.08				
		30	1.06				
	CSCA [109]	13	0.87	2.91	71.94	64.50	5786.13
		24	1.09				
		30	0.95				
	SFSA [104]	13	0.80	2.94	72.87	65.50	5861.33
		24	1.09				
		30	1.05				
	CTLBO [110]	13	0.80	2.94	72.78	65.50	5854.26
		24	1.09				
		30	1.05				
	SKHA [111]	13	0.80	2.94	72.78	65.50	5853.69
		24	1.09				
		30	1.05				
	PSO [112]	14	0.77	2.93	72.79	65.50	5854.49
		24	1.09				
		30	1.07				
	IA [95]	6	0.90	2.52	81.05	61.62	6518.85
		12	0.90				
		31	0.72				
	HSA [113]	6	1.54	2.43	79.69	62.23	6409.46
		15	0.56				
		33	0.33				
	ABC [114]	6	1.75	3.10	79.25	61.13	6374.07
	15	0.57					
	25	0.78					

Tableau 4.3 : Résultats de simulation du réseau IEEE 33 jeux de barres avec 150% de la charge

Cas étudiés	Emplacement optimal des DGs	Taille optimal des DGs (MW)	Taille total des DGs (MW)	Pertes de puissance active (kW)	Réduction des pertes (%)	Coût des pertes d'énergie (\$)
Cas 1 : Sans DG	-	-	-	492.87	00.00	39641.53
Cas 2 : 1 DG	6	4.01	4.01	239.22	51.46	19240.46
Cas 3 : 2 DGs	13	1.29	3.13	188.53	61.74	15163.46
	30	1.84				
Cas 4 : 3 DGs	14	1.15	4.45	157.84	67.97	12695.07
	24	1.60				
	30	1.70				

4.6.1.2 Réseau test IEEE 69 jeux de barres

Les figures 4.11 – 4.13 représentent les caractéristiques de convergence de l'algorithme DA pour les différents cas et pour les trois niveaux de charge (50 %, 100 % et 150 %).

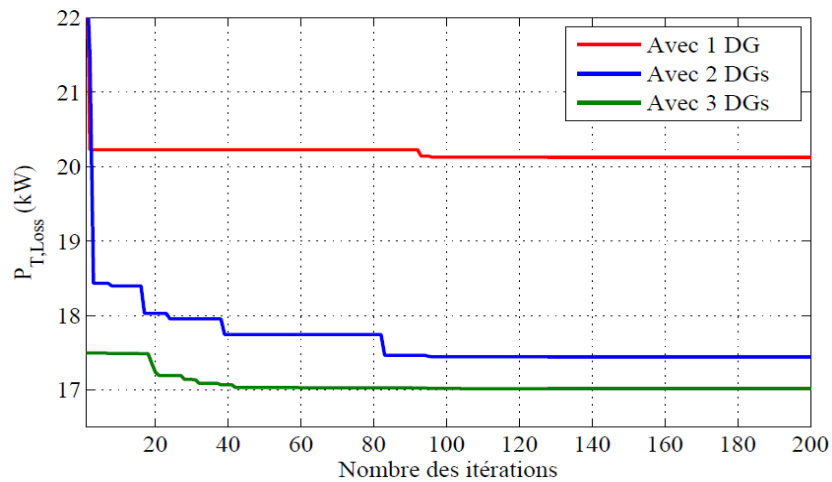


Figure 4.11 : Caractéristique de convergence de DA du réseau IEEE 69 jeux de barres avec 50% de la charge

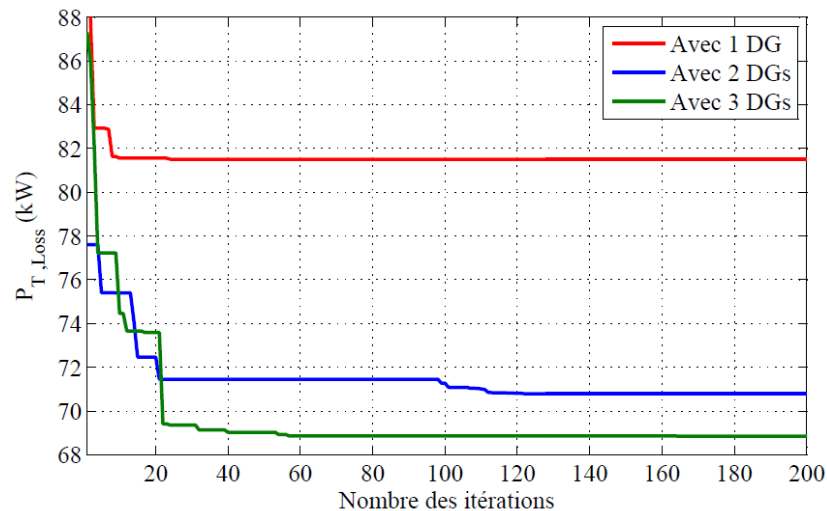


Figure 4.12 : Caractéristique de convergence de DA du réseau de distribution IEEE 69 jeux de barres avec 100 % de la charge

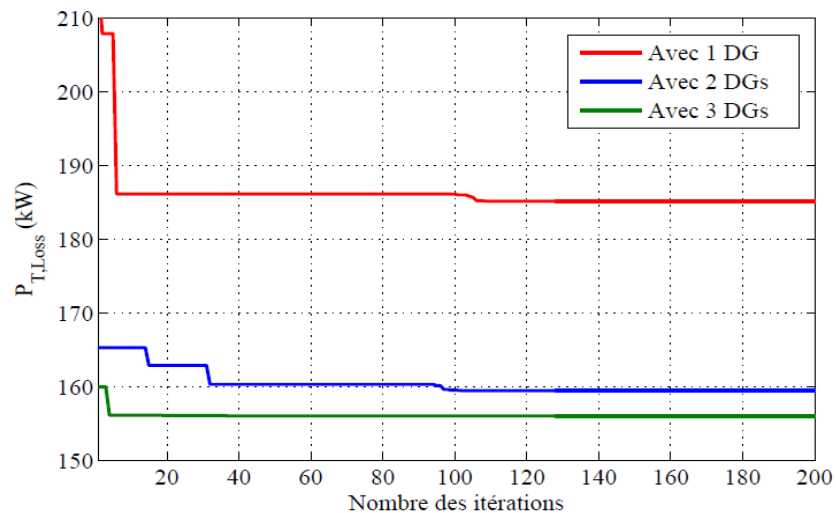


Figure 4.13 : Caractéristique de convergence de DA du réseau IEEE 69 jeux de barres avec 150% de la charge

Les figures 4.14 – 4.16 représentent le profil de tension pour les différents niveaux de charge. Il est clair, d'après ces figures, que le profil de tension est amélioré après l'insertion des DGs. Le meilleur profil de tension est obtenu par l'intégration de deux ou trois DGs. On constate également que l'augmentation de la charge a un effet négatif sur le profil de tension.

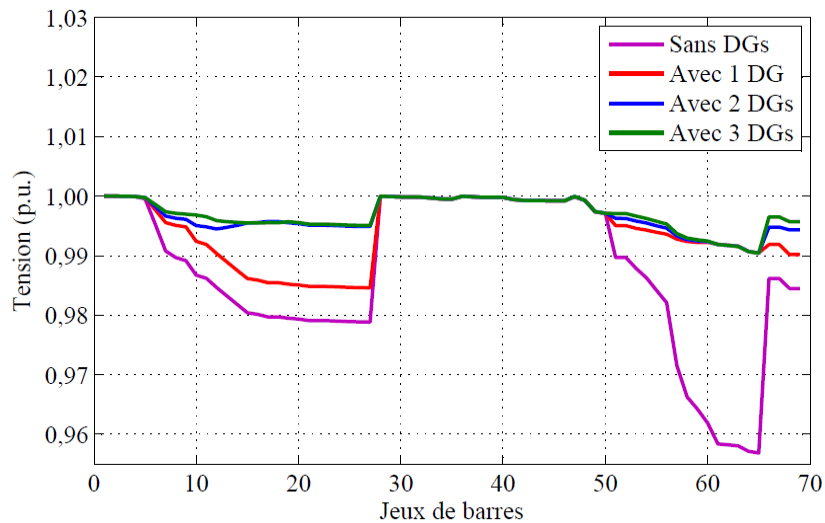


Figure 4.14 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 69 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec 50 % de la charge

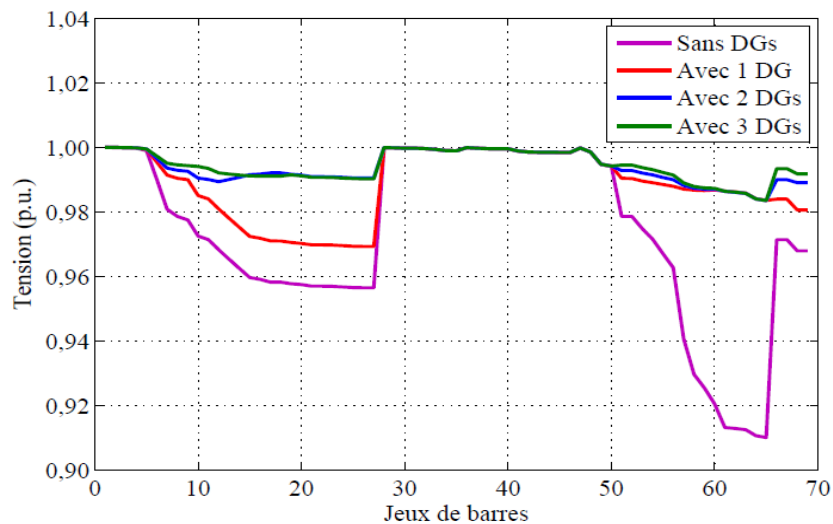


Figure 4.15 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 69 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec 100 % de la charge

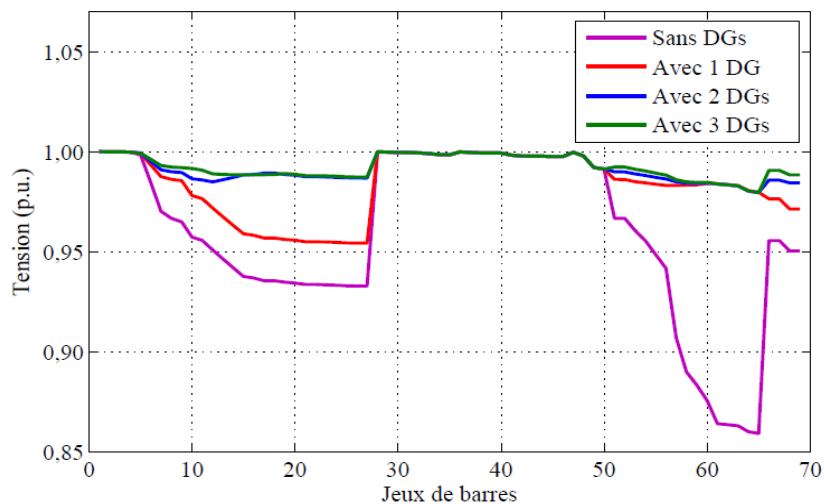


Figure 4.16 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 69 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec 150 % de la charge

Les emplacements et les tailles optimaux des DGs obtenus par l'algorithme DA pour les différents niveaux de charge dans le cas de l'insertion de deux DGs (cas 3) sont représentés dans le tableau (4.4).

L'emplacement et la taille des DGs, les pertes de puissance active et le coût des pertes d'énergie sous différents niveaux de charge (50%, 100% et 150%) dans le réseau IEEE 69 jeux de barres sont indiqués dans les tableaux (4.5), (4.6) et (4.7), respectivement. Avant d'intégrer les DGs, les pertes de puissances active étaient 51.58 kW, 224,55 kW, 557.12 kW. Dans le second cas, par l'application de l'algorithme DA, l'emplacement optimal du DG est au niveau du jeu de barres numéro 61. Il peut être observé qu'avec l'utilisation du DG, la perte de puissance active du réseau est réduite pour les trois niveaux de charge.

Les emplacements optimaux des DG obtenus par l'algorithme DA pour les trois niveaux de charge, sont les jeux de barres 17 et 61 pour le cas 3 et 11, 19 et 61 pour le cas 4.

L'intégration des DGs permet de bénéficier des pertes de puissance et par conséquent du coût des pertes d'énergie comme montré aux tableaux (4.4), (4.5) et (4.6). Ce bénéfice dépend du nombre de DG installé dans le réseau. Avec l'intégration d'un DG dans le réseau IEEE 69, on peut bénéficier d'un coût annuel de 11505,51 \$. Ce bénéfice augmente avec l'augmentation du nombre de DG (12395,87 \$ avec deux DGs et 12536,62 \$ avec trois DGs).

Tableau 4.4 : Résultats de simulation du réseau IEEE 69 jeux de barres avec 50 % de la charge

Cas étudiés	Emplacement optimal des DGs	Taille optimal des DGs (MW)	Taille total des DGs (MW)	Pertes de puissance active (kW)	Réduction des pertes (%)	Coût des pertes d'énergie (\$)
Cas 1 : Sans DG	-	-	-	51.58	00.00	4148.57
Cas 2: 1 DG	61	0.92	0.92	20.12	60.99	1618.25
Cas 3: 2 DGs	17 61	0.26 0.88	1.14	17.44	66.18	1402.69
Cas 4 : 3 DGs	11 19 61	0.25 0.18 0.85	1.28	16.98	67.07	1365.70

Tableau 4.5 : Résultats de simulation du réseau IEEE 69 jeux de barres avec 100 % de la charge

Cas étudiés	Méthode d'optimisation	Emplacement optimal des DGs	Taille optimal des DGs (MW)	Taille total des DGs (MW)	Pertes de puissance active (kW)	Reduction des pertes (%)	Coût des pertes d'énergie (\$)
Cas 1 : Sans DG	-	-	-	-	224.55	00.00	18060.55
Cas 2: 1 DG	DA	61	1.88	1.88	81.50	63.70	6555.04
	AEO [107]	61	1.87	1.87	83.17	63.02	6689.36
	SKHA [111]	61	1.86	1.86	81.60	62.99	6563.08
	PSO [112]	61	1.87	1.87	83.22	63.01	6693.38
	IA [95]	61	1.90	1.90	81.33	62.91	6541.37
	SA [6]	61	1.83	1.83	83.19	63.00	6690.97
	HSA [113]	63	1.79	1.79	86.97	61.17	6994.99
Cas 3: 2 DGs	DA	17	0.52	2.31	70.43	68.63	5664.68
		61	1.90				
	AEO [107]	17	0.53	2.40	71.64	68.15	5762.00
		61	1.87				
	SKHA [111]	17	0.52	2.29	70.40	68.07	5662.27
		61	1.77				
	PSO [112]	17	1.87	2.31	71.68	68.14	5765.22
		61	0.53				
	IA [95]	17	0.51	2.21	70.30	67.94	5654.23
		61	1.70				
	HSA [113]	18	0.53	2.17	75.03	66.50	6034.66
		63	0.49				
Cas 4 : 3 DGs	DA	11	0.49	2.62	68.68	69.38	5523.93
		19	0.37				
		61	1.76				
	AEO [107]	11	0.52	2.60	69.39	69.15	5581.03
		18	0.37				
		61	1.71				
	HHO [108]	11	0.37	2.55	69.73	69.00	5608.64
		17	0.48				
		61	1.70				
	IHHO [108]	11	0.52	2.61	69.41	69.15	5582.64
		17	0.38				
		61	1.71				
	CSCA [109]	17	0.36	2.68	70.07	68.85	5635.73
		61	1.67				
		67	0.65				
	SFSA [104]	11	0.52	2.61	69.42	69.14	5584.09
		18	0.38				
		61	1.71				
	CTLBO [110]	11	0.52	2.61	69.38	69.15	5580.87
		18	0.38				
		61	1.71				
	SKHA [111]	11	0.52	2.60	68.15	69.09	5481.30
		17	0.37				
		61	1.71				
	PSO [112]	11	0.51	2.56	69.54	69.06	5593.10
		17	0.38				
		61	1.67				
IA [95]	11	0.34	2.55	68.38	68.82	5499.80	
	17	0.51					
	61	1.70					
HSA [113]	18	0.52	2.26	71.58	68.04	5757.17	
	61	1.45					
	63	0.29					

Tableau 4.6 : Résultats de simulation du réseau IEEE 69 jeux de barres avec 150% de la charge

Cas étudiés	Emplacement optimal des DGs	Taille optimal des DGs (MW)	Taille total des DGs (MW)	Pertes de puissance active (kW)	Réduction des pertes (%)	Coût des pertes d'énergie (\$)
Cas 1 : Sans DG	-	-	-	557.12	00.00	44809.16
Cas 2: 1 DG	61	2.88	2.88	185.12	66.77	14889.20
Cas 3: 2 DGs	17	0.79	3.53	159.41	71.38	12821.34
	61	2.74				
Cas 4 : 3 DGs	11	0.71	3.94	155.60	72.07	12514.90
	19	0.57				
	61	2.66				

4.6.1.3 Réseau Algérien-Djanet 112 jeux de barres

Les figures 4.17 – 4.19 représentent les caractéristiques de convergence de l'algorithme DA pour les trois niveaux de charge (50 %, 100 % et 150 %) et pour les différents cas susmentionnés. Les figures 4.20 – 4.22 représentent les profils des tensions du réseau 112 jeux de barres pour différents niveaux de charge. D'après ces figures, on constate que l'intégration des DGs améliore le profil de tension et le meilleur profil est obtenu par l'intégration de trois DGs. On constate également que l'augmentation de la charge a un effet négatif sur le profil de tension du réseau 112 jeux de barres.

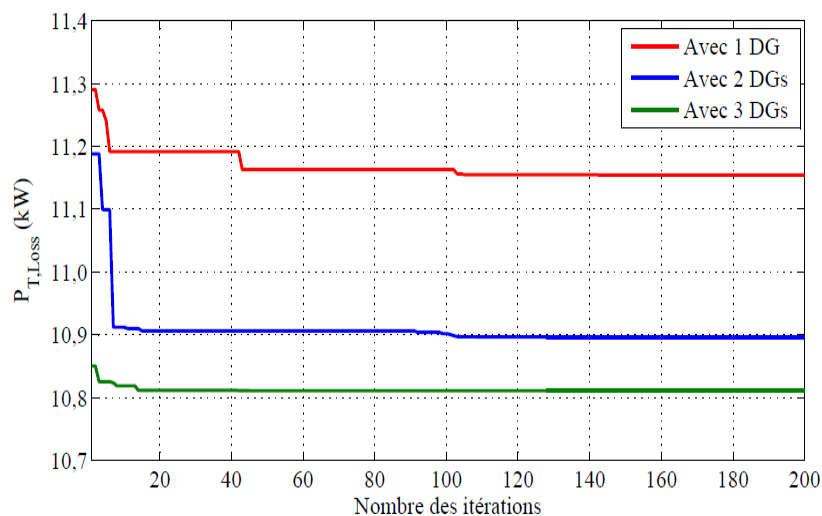


Figure 4.17 : Caractéristique de convergence de DA du réseau 112 jeux de barres avec 50 % de la charge

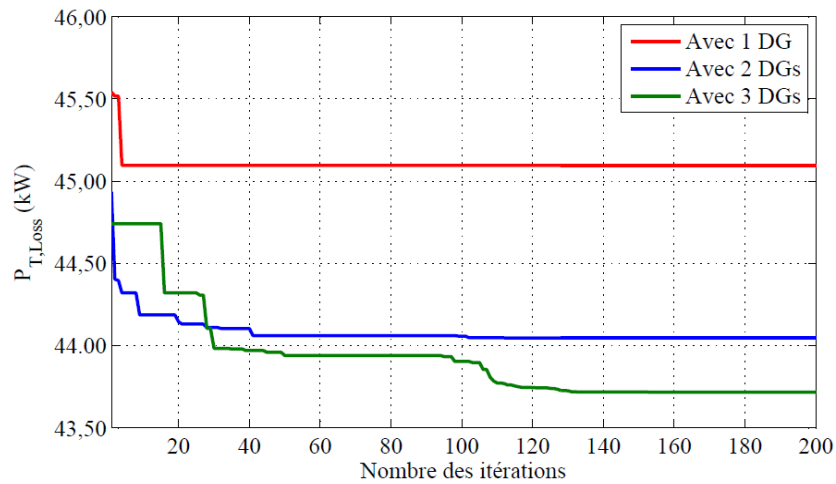


Figure 4.18 : Caractéristique de convergence de DA du réseau 112 jeux de barres avec 100 % de la charge

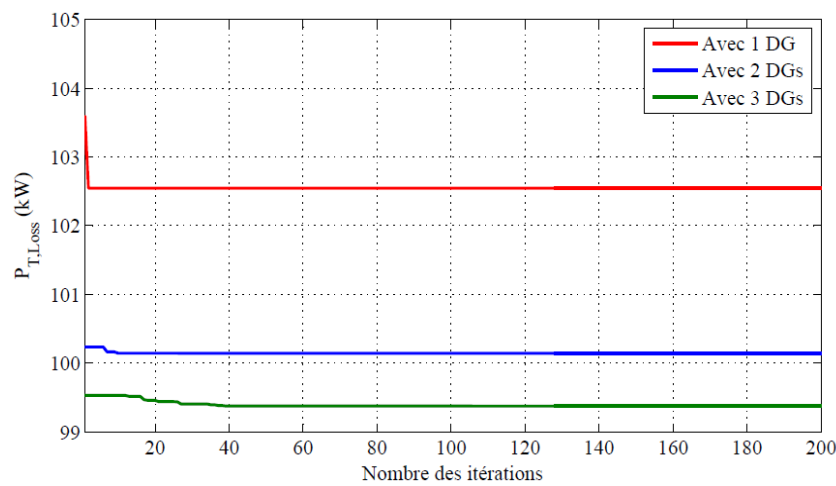


Figure 4.19 : Caractéristique de convergence de DA du réseau 112 jeux de barres avec 150 % de la charge

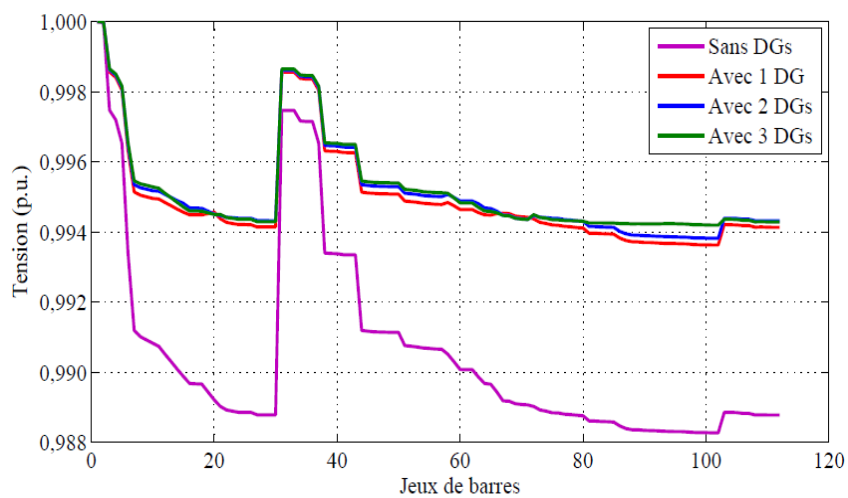


Figure 4.20 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau 112 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec 50 % de la charge

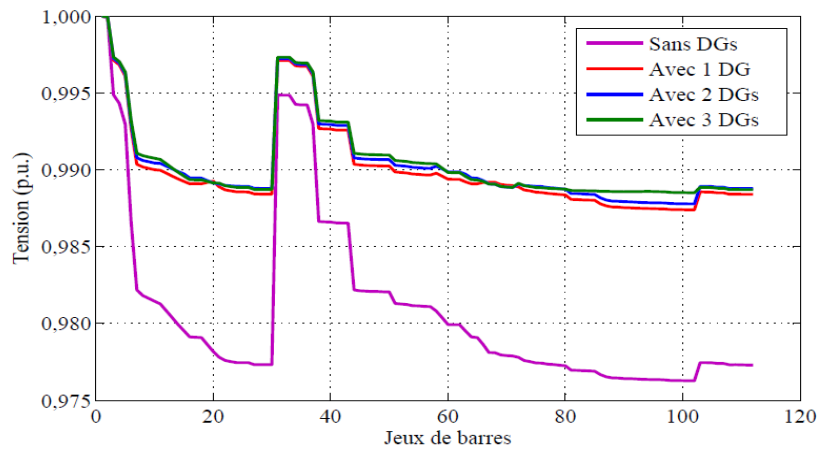


Figure 4.21 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau 112 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec 100 % de la charge

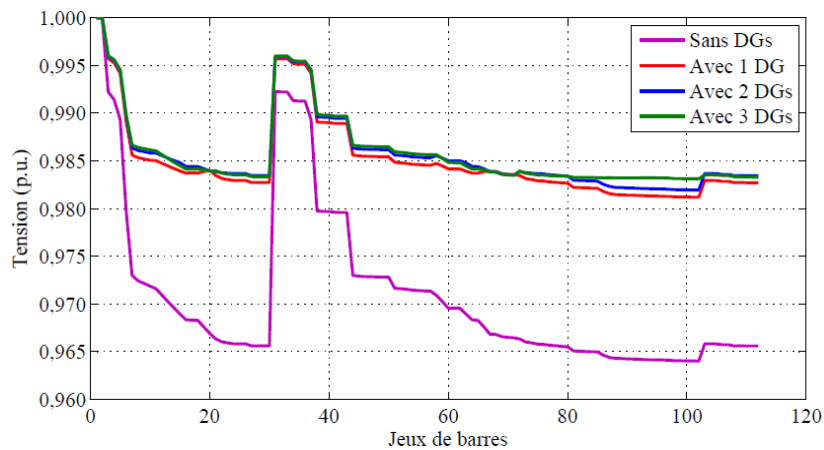


Figure 4.22 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau 112 jeux de barres avant et après l'installation des DGs avec 150 % de la charge

Les tableaux (4.7), (4.8) et (4.9) représentent les résultats de simulation du réseau 112 jeux de barres avant et après l'intégration des DGs pour les différents niveaux de charge. Il est clair de ces tableaux que les tailles et les emplacements optimaux des DGs mènent à une réduction des pertes de puissance active allant jusqu'à 43.91 %. Ce bénéfice peut être estimé par un coût de 2753.12 \$.

Tableau 4.7 : Résultats de simulation du réseau 112 jeux de barres avec 50 % de la charge

Cas étudiés	Emplacement optimal des DGs	Taille optimal des DGs (MW)	Taille total des DGs (MW)	Pertes de puissance active (kW)	Réduction des pertes (%)	Coût des pertes d'énergie (\$)
Cas 1 : Sans DG	-	-	-	19.06	00.00	1532.99
Cas 2: 1 DG	20	1.48	1.48	11.15	41.50	896.79
Cas 3: 2 DGs	15	0.77	1.56	10.89	42.86	875.88
	75	0.79				
Cas 4 : 3 DGs	10	0.60	1.59	10.81	43.28	869.44
	21	0.73				
	94	0.26				

Tableau 4.8 : Résultats de simulation du réseau 112 jeux de barres avec 100 % de la charge

Cas étudiés	Emplacement optimal des DGs	Taille optimal des DGs (MW)	Taille total des DGs (MW)	Pertes de puissance active (kW)	Réduction des pertes (%)	Coût des pertes d'énergie (\$)
Cas 1 : Sans DG	-	-	-	77.94	00.00	6268.71
Cas 2 : 1 DG	20	3.00	3.00	45.09	42.14	3626.58
Cas 3 : 2 DGs	15	1.54	3.14	44.04	43.49	3542.13
	75	1.60				
Cas 4 : 3 DGs	10	1.32	3.25	43.71	43.91	3515.59
	21	1.43				
	94	0.50				

Tableau 4.9 : Résultats de simulation du réseau 112 jeux de barres avec 150 % de la charge

Cas étudiés	Emplacement optimal des DGs	Taille optimal des DGs (MW)	Taille total des DGs (MW)	Pertes de puissance active (kW)	Réduction des pertes (%)	Coût des pertes d'énergie (\$)
Cas 1 : Sans DG	-	-	-	179.38	00.00	14427.53
Cas 2: 1 DG	20	4.50	4.50	102.54	42.83	8247.29
Cas 3: 2 DGs	15	2.30	4.75	100.14	44.17	8054.26
	75	2.45				
Cas 4 : 3 DGs	10	1.78	4.87	99.37	44.60	7992.33
	21	2.28				
	94	0.81				

4.6.2 Fonction multi-objectifs

Dans cette section, la fonction objectif considérée combine trois objectifs (minimisation des pertes de puissance active, minimisation de la déviation de tension et amélioration de la stabilité de tension). Afin d'évaluer les performances de l'algorithme DA dans le cas d'une fonction multi-objectifs, nous l'appliquons pour l'optimisation de l'emplacement et de la taille des trois DGs dans les mêmes réseaux test avec 100 % de la charge et avec les mêmes paramètres que ceux de la section précédente.

4.6.2.1 Réseau test IEEE 33 jeux de barres

La première application que nous présentons est celle du réseau IEEE 33 jeux de barres. La figure 4.23 montre l'évolution de la fonction objectif en fonction du nombre des itérations.

Le tableau 4.10 représente les résultats obtenus par l'algorithme DA. Nous pouvons remarquer une importante minimisation des pertes qui a pu atteindre 63.66 %. Le tableau 4.10 représente aussi une comparaison des résultats obtenus par DA et ceux obtenus par d'autres méthodes. L'analyse de ces résultats montre que l'algorithme DA a permis d'obtenir les valeurs les plus petites des pertes (73.3653 kW) et de la déviation de tension (0.0036 p.u), ainsi que la valeur la plus grande de l'indice de stabilité de tension (0.9369).

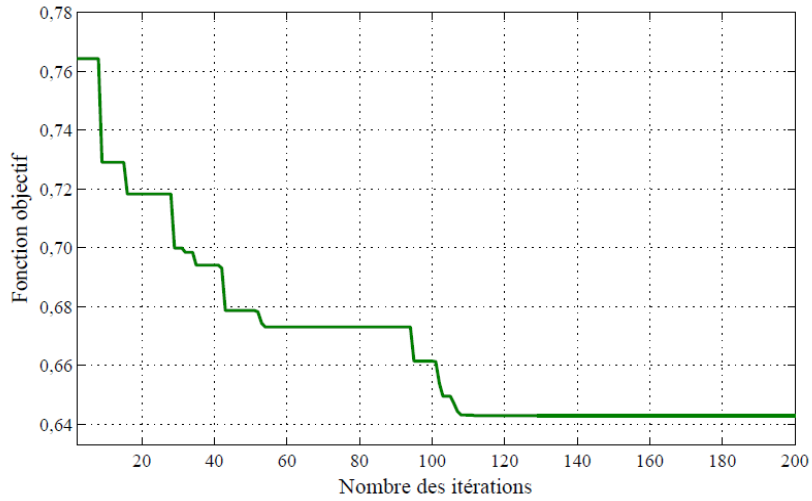


Figure 4.23 : Caractéristique de convergence de DA du réseau IEEE 33 jeux de barres

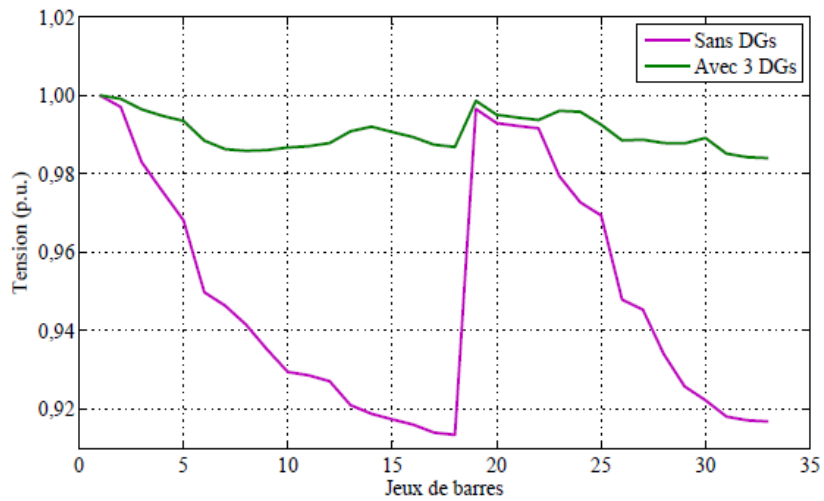


Figure 4.24 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 33 jeux de barres avant et après l'installation des 3 DGs

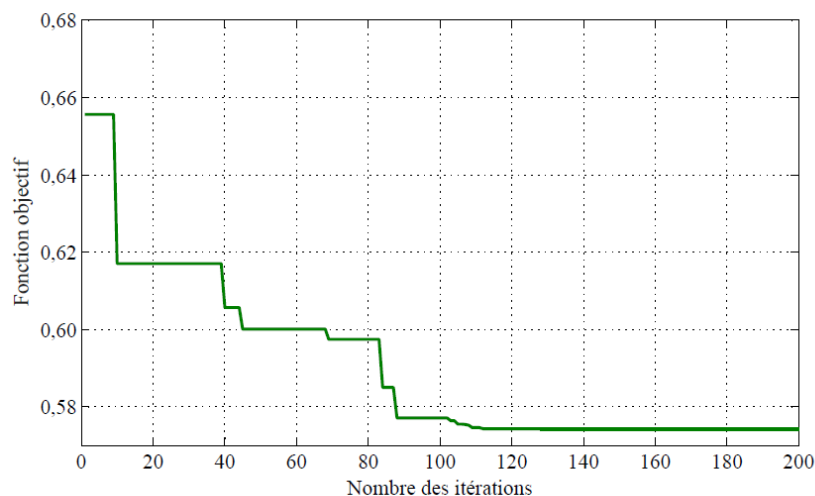
Tableau 4.10: Résultats de simulation du réseau 33 jeux de barres avec 100 % de la charge

Méthode	Emplacement des DGs	Taille des DGs (MW)	Pertes totale (kW)	Déviaton de tension (p.u)	VSI _{min} ⁻¹	VSI _{min}	Réduction des pertes totale (%)	Coût des pertes d'énergie (\$)
DA	14	0.8944	73.3653	0.0036	1.0673	0.9369	63.66	5900.77
	24	1.1007						
	30	1.3569						
SFSA [104]	13	0.9647	77.4100	0.0062	1.0891	0.9182	63.31	6226.08
	24	1.1337						
	30	1.3018						
SOS [115]	6	1.0690	77.0000	0.0135	1.1357	0.8805	63.50	6193.11
	14	0.6430						
	31	0.7390						
IMOHS [116]	11	0.9250	103.360	0.0124	1.0517	0.9208	51.01	8313.24
	16	0.8630						
	32	1.2000						
PSO [117]	8	1.1770	105.300	0.0335	1.0804	0.9256	50.09	8469.28
	13	0.9820						
	32	0.8290						

4.6.2.2 Réseau test IEEE 69 jeux de barres

La deuxième application que nous présentons est celle du réseau IEEE 69 jeux de barres. La figure 4.25 représente la caractéristique de convergence de l'algorithme DA.

Le tableau 4.11 montre les bénéfices de l'insertion optimale des DGs par la méthode DA en termes de réduction des pertes, amélioration de la déviaton tension et stabilité de la tension. Ces résultats sont comparés aux résultats obtenus par d'autres méthodes présentés dans le tableau 4.11. L'analyse de ces résultats montre que l'algorithme DA a permis d'obtenir les meilleures valeurs en termes de pertes de puissance (71.4519 kW), de la déviaton de tension (0.0009 p.u) et de l'indice de stabilité de tension (0.9667).

**Figure 4.25 :** Caractéristique de convergence de DA du réseau 69 jeux de barres

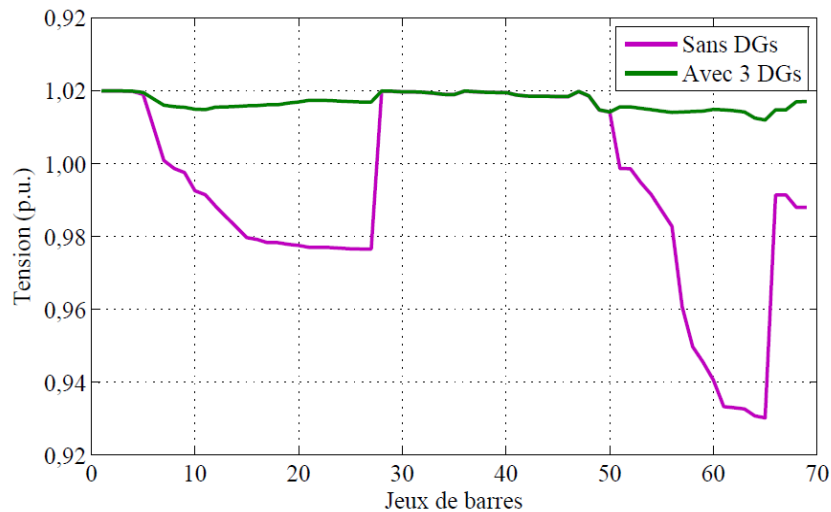


Figure 4.26 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau IEEE 69 jeux de barres avant et après l'installation des 3 DGs

Tableau 4.11: Résultats de simulation du réseau 69 jeux de barres avec 100 % de la charge

Méthode	Emplacement des DGs	Taille des DGs (MWatt)	Pertes totale (kWatt)	Déviaton de tension (p.u)	VSI _{min} ⁻¹	VSI _{min}	Réduction des pertes totale (%)	Coût des pertes d'énergie (\$)
DA	21 61 69	0.4342 1.9794 0.3855	71.4519	0.0009	1.0344	0.9667	68.18	5746.87
SFSA [104]	11 19 61	0.5703 0.4661 1.9674	72.4450	0.00143	1.0485	0.9537	67.80	5826.75
SOS [115]	61 64 66	1.2000 0.4980 0.8330	74.2000	0.0105	1.0946	0.9136	66.97	5967.90
C-SOS [115]	17 61 64	0.5370 1.2000 0.5360	71.5000	0.0063	1.0842	0.9223	68.16	5750.74

4.6.2.3 Réseau Algérien-Djanet 112 jeux de barres

Dans cette application, on considère un réseau de grande taille contenant 112 jeux de barres ce qui rend le problème plus compliqué. La figure 4.27 représente la caractéristique de convergence de l'algorithme DA.

Les valeurs des tensions au niveau de tous les jeux de barres du réseau sont données dans la figure 4.28. Cette figure montre que les tensions aux divers jeux de barres ne dépassent pas les limites admissibles après l'insertion des DGs.

Les résultats d'optimisation de l'emplacement et de la taille des trois DGs sont présentés dans le tableau 4.12. Comme dans l'application précédente, ces résultats prouvent l'efficacité de

l'algorithme DA dans l'optimisation de l'insertion des DGs en prenant en compte plusieurs objectifs.

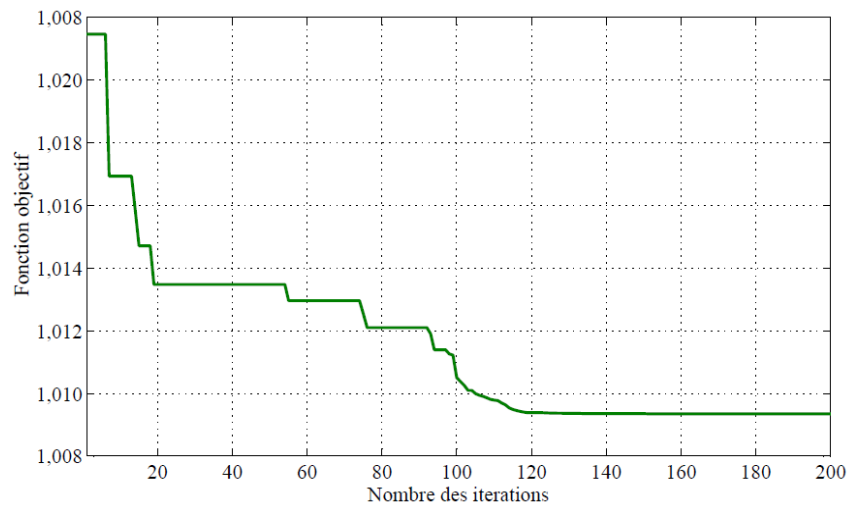


Figure 4.27 : Caractéristique de convergence de DA du réseau 112 jeux de barres

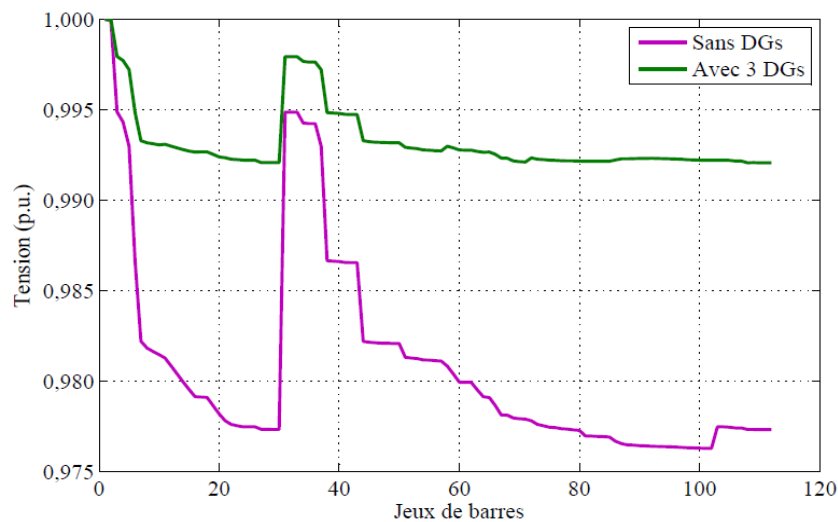


Figure 4.28 : Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau 112 jeux de barres avant et après l'installation des 3 DGs

Tableau 4.12: Résultats de simulation du réseau 112 jeux de barres avec 100 % de la charge

Méthode	Emplacement des DGs	Taille des DGs (MW)	Pertes totale (kW)	Déviations de tension (p.u)	VSI _{min} ⁻¹	VSI _{min}	Réduction des pertes totale (%)	Coût des pertes d'énergie (\$)
DA	18	2.3666	46.6659	0.0055	1.0334	0.9676	40.13	3753.34
	75	0.9506						
	92	0.7493						

4.9 Conclusion

Tout au long de ce chapitre, nous avons présenté une méthode pour l'optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs dans les réseaux de distribution en utilisant l'algorithme DA. Ensuite, nous avons évalué par simulations les performances de l'algorithme DA par rapport à d'autres algorithmes connus.

Les résultats des simulations ont montré que l'optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs permet d'améliorer l'utilisation globale de l'énergie en réduisant de manière considérable les pertes de puissance dans le réseau. Ces résultats ont, également, prouvé que la méthode proposée permet d'améliorer aussi les performances en optimisant simultanément les pertes de puissance active, la déviation de tension et la stabilité de tension regroupées toutes en une seule fonction objectif.

Conclusion générale

La libéralisation du marché de l'électricité et l'augmentation de la consommation d'énergie ont conduit les chercheurs à développer des techniques pour l'intégration des nouvelles sources de génération d'énergie au niveau du réseau de distribution. Ce type de source de production est généralement connue sous la nomination production décentralisée (Distributed Generation (DG)). Cependant, l'insertion non-planifiée de ces moyens de production au niveau des réseaux de distribution peut avoir des conséquences sur le bon fonctionnement de ces derniers.

L'optimisation de l'insertion des DGs est un facteur essentiel pour l'amélioration de l'efficacité du fonctionnement des réseaux de distribution.

Plusieurs techniques et outils ont été proposés dans la littérature pour l'optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs dans les réseaux de distribution.

Dans le cadre de ce travail, nous avons présentés :

- Une application d'une technique basée sur l'identification de la topologie du réseau pour le calcul de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution IEEE 33 jeux de barres, IEEE 69 jeux de barres et dans le réseau de distribution Algérien-Djanet 112 jeux de barres ;
- La modélisation des incertitudes de la charge, de la puissance du générateur éolien ainsi que de la puissance du générateur photovoltaïque ;
- Une application de l'algorithme arithmétique flou pour la modélisation de l'incertitude de la charge des réseaux de distribution IEEE 33 jeux de barres, IEEE 69 jeux de barres et du réseau de distribution Algérien-Djanet 112 jeux de barres ;
- Une application de l'algorithme de libellule (Dragonfly Algorithm (DA)) dans l'optimisation de l'emplacement et de la taille des DGs dans les réseaux de distribution IEEE 33 jeux de barres, IEEE 69 jeux de barres et le réseau de distribution Algérien-Djanet 112 jeux de barres. Nous avons formulé, dans un premier temps, le problème d'optimisation avec un seul objectif qui est la minimisation des pertes de puissance active, ensuite, avec la combinaison de trois objectifs qui sont la minimisation des pertes de puissance active, l'amélioration de la déviation de tension et l'amélioration de la stabilité de tension. Les résultats obtenus ont montré que l'insertion optimale des DGs permet le bon fonctionnement du réseau en réduisant d'une façon considérable les pertes

de puissance. Ces résultats ont également montré l'efficacité de l'algorithme DA.

De nombreuses perspectives s'ouvrent sur le sujet de l'intégration optimale de la production décentralisée dans le réseau de distribution parmi lesquelles on peut citer :

- Le contrôle en temps réel de la tension des réseaux de distribution intelligent en présence des énergies renouvelables, des véhicules électriques et des batteries de stockage ;
- Le développement des techniques pour la gestion de la demande en parallèle avec le contrôle en temps réel de la tension ;
- Les techniques d'optimisation récemment développées peuvent être incorporées à des méthodes d'apprentissage automatique pour développer des outils puissants pouvant être exploités pour la gestion des réseaux de distribution en présence des DGs.

Bibliographie

- [1] T. K. V. Dung, “Interconnexion des sources d'énergie renouvelable au réseau de distribution électrique”, Thèse de doctorat, Université du Québec à Trois-Rivières, 2009.
- [2] N. Ketfi, “Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée”, Thèse de doctorat, Université de Batna, 2014.
- [3] J. H. Holland, “Genetic Algorithms”, *Scientific American*, Vol. 267, No. 1, pp. 66–73, 1992.
- [4] J. Kennedy and R.C. Eberhart, “Particle swarm optimization”, In *Proceedings of IEEE international conference on neural networks*, Vol. 4, pp. 1942–1948, 1995.
- [5] D. Karaboga and B. Basturk, “On the performance of artificial bee colony (ABC) algorithm”, *Applied Soft Computing*, Vol. 8, pp. 687–697, 2008.
- [6] V. V. S. N. Murthy and A. Kumar, “Comparison of optimal DG allocation methods in radial distribution systems based on sensitivity approaches”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 53, pp. 450–467, 2013.
- [7] S. Mirdjalili, “Moth-flame optimization algorithm a novel nature-inspired heuristic Paradigm” *Knowledge-Based Systems*”, Vol. 89, pp. 228–249, 2015.
- [8] S. Mirjalili, “Dragonfly algorithm: A new metaheuristic optimization technique for solving single-objective, discrete, and multi-objective problems”, *Neural Computing and Applications*, Vol. 27, No. 4, pp. 1053–1073, 2015.
- [9] D. Labed, “Production décentralisée et couplage au réseau”, Thèse de doctorat, Université de Constantine, 2008.
- [10] X. Yan, “Gestion énergétique sous incertitude : Application à la planification et à l'allocation de réserve dans un micro réseau électrique urbain comportant des générateurs photovoltaïques actifs et du stockage”, Thèse de doctorat, Université de Lille, 2017.
- [11] T. Yuvaraj and K. Ravi, “Multi-objective simultaneous DG and DSTATCOM allocation in radial distribution networks using cuckoo searching algorithm”, *Alexandria Engineering Journal*, Vol. 57, No. 4, pp. 2729–2742, 2018.
- [12] B. Berseneff, “Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur”, Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2010.
- [13] O. Richardot, “Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée”, Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2006.
- [14] V. Gouin, “Evaluation de l'impact du Smart Grid sur les pratiques de planification en cas d'insertion de production décentralisée et de charges flexibles”, Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2015.

- [15] W. C. B. Vicente, “Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes”, Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2012.
- [16] H. Liang, A. K. Tamang, W. Zhuang and X. Shen, “Stochastic Information Management in Smart Grid”, *IEEE Communication Surveys and Tutorials*, Vol. 16, No. 3, pp. 1746–1770, 2014.
- [17] G. Guérrad, “Optimisation de la diffusion de l’énergie dans les smart grids”, Thèse de doctorat, Université de Versailles, 2014.
- [18] E. Duverger, “Réseau électrique intelligent pour les nouveaux usages”, Thèse de doctorat, Université de Perpignan Via Domitia, 2019.
- [19] H. Farhangi, “The Path of the Smart Grid”, *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol. 8, No. 1, pp. 18–28, 2010.
- [20] X. Fang, S. Misra, G. Xue and D. Yang, “Smart Grid – The New and Improved Power Grid: A survey”, *IEEE Communication Surveys and Tutorials*, Vol. 14, No. 4, pp. 944–980, 2012.
- [21] M. E. El-hawary, “The Smart Grid – State-of-the-art and Future Trends”, *Electric Power Components and Systems*, Vol. 42, No. 3-4, pp. 239–250, 2014.
- [22] S. Kakran and S. Chanana, “Smart operations of smart grids integrated with distributed generation: A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 81, Part 1, pp. 524–535, 2018.
- [23] A. Burtin and V. Silva, “Technical and Economic Analysis of the European Electricity System with 60% Renewables”, Technical Report, 2015.
- [24] K. Mahmud, B. Khan, J. Ravishankar, A. Ahmadi and, P. Siano, “An internet of energy framework with distributed energy resources, prosumers and small-scale virtual power plants: An overview”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 127, 109840, 2020.
- [25] L. Negra, “Livre Vert sur les infrastructures de recharge ouvertes au public pour les véhicules « décarbonés »”, 2011.
- [26] B. Mercier, “Pilotage de la production décentralisée et des charges non conventionnelles dans le contexte Smart Grid et simulation hybride temps réel”, Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2015.
- [27] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani and C. Marnay, “Microgrids: An Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects”, *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol. 5, No. 4, pp. 78–94, 2007.
- [28] E. Mashhour and S. M. Moghaddas-Tafreshi, “A Review on Operation of Micro Grids and Virtual Power Plants in the Power Markets”, 2nd International Conference on Adaptive Science & Technology (ICAST) Accra, Ghana, 978-1-4244-3523-4/09/\$25.00©IEEE, 2009.

- [29] A. Ehsan and Q. Yang, "Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques", *Applied Energy*, Vol. 210, pp. 44–59, 2018.
- [30] M. Amroune, "Contribution à l'étude de la stabilité des réseaux électriques intelligents (smart grids)", Thèse de doctorat, Université de Sétif, 2018.
- [31] T. Ackermann, G. Andersson and L. Soder, "Distributed generation: a definition", *Electric Power Systems Research*, Vol. 57, pp. 195–204, 2001.
- [32] B. Singh and D. K. Mishra, "A survey on enhancement of power system performances by optimally placed DG in distribution networks", *Energy Reports*, Vol. 4, pp. 129–158, 2018.
- [33] M. Dussart, "Problems encountered with connecting decentralized generating plants to the distribution networks", 14th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Birmingham, UK, Conference Publication No. 438, ©IEE, 1997.
- [34] J. G. Slootweg and W. L. Kling, "Impacts of Distributed Generation on Power System Transient Stability", *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 2, pp. 862–867, 2002.
- [35] J. A. Peças Lopes, "Integration of Dispersed Generation on Distribution Networks Impact Studies", *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, Vol. 1, pp. 323–328, 2000.
- [36] 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 Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 4, pp. 1718–1727, 2005.
- [37] Y. Pankow, "Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension : Application au générateur photovoltaïque", Thèse de doctorat, Université de Lille, 2004.
- [38] R. A. Mohr, R. Moreno and H. Rudnick, "Insertion of distributed generation into rural feeders", *CIGRE/IEEE PES Joint Symposium Integration of Wide-Scale Renewable Resources into the Power Delivery System*, Calgary, AB, pp. 1–10, 2009.
- [39] K. Balamurugan, D. Srinivasan and T. Reindl, "Impact of Distributed Generation on Power Distribution Systems", *Energy Procedia*, Vol. 25, pp. 93–100, 2012.
- [40] V. Vita, T. Alimardan and L. Ekonomou, "The Impact of Distributed Generation in the Distribution Networks' Voltage Profile and Energy Losses" *IEEE European Modelling Symposium (EMS)*, Madrid, Spain, pp. 260–265, 2015.
- [41] T. T. H. Phan, "Influences de la production décentralisée sur la gestion des infrastructures critiques des réseaux de puissance", Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2006.
- [42] W. F. Tinney and C. E. Hart, "Power Flow Solution by Newton's Method", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-86, No. 11, pp. 1449–1460, 1967.

- [43] H. D. Chiang, "A decoupled load flow method for distribution power networks: algorithms, analysis and convergence study", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 13, No. 3, pp. 130–138, 1991.
- [44] B. Stott and O. Alsac, "Fast Decoupled Load Flow", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-93, No. 3, pp. 859–869, 1974.
- [45] A. Semlyen and F. de Leon, "Quasi-Newton power flow using partial Jacobian updates", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 3, pp. 332–339, 2001.
- [46] K. V. Kumar and M. P. Selvan, "A simplified Approach for Load Flow Analysis of Radial Distribution Network", *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, Vol. 2, No. 3, pp. 439–450, 2008.
- [47] S. Singh and T. Chose, "Improved radial load flow method", *International Journal of Electric Power and Energy Systems*, Vol. 44, No. 1, pp. 721–727, 2013.
- [48] A. R. Abul'Wafa, "A network-topology-based load flow for radial distribution networks with composite and exponential load", *Electric Power Systems Research*, Vol. 91, pp. 37–43, 2012.
- [49] J. P. Chiou, C. F. Chang and C. T. Su, "Ant direction hybrid differential evolution for solving large capacitor placement problems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 4, pp. 1794–1800, 2004.
- [50] V. V. K. Reddy and M. Sydulu, "Index and GA based Optimal Location and Sizing of Distribution System Capacitors", *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, FL, pp. 1–4, 2007.
- [51] P. Xiao, D. C. Yu and W. Yan, "A unified three-phase transformer model for distribution load flow calculations", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 1, pp. 153–159, 2006.
- [52] J. E. Mendoza, D. A. Morales, R. A. Lopez, E. A. Lopez, J. Vannier and C. A. Coello Coello, "Multiobjective Location of Automatic Voltage Regulators in a Radial Distribution Network Using a Micro Genetic Algorithm", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 1, pp. 404–412, 2007.
- [53] C. T. Su and C. C. Tsai, "A new fuzzy-reasoning approach to optimum capacitor allocation for primary distribution systems", *Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT'96)*, Shanghai, China, pp. 237–241, 1996.
- [54] J. P. Chiou, C. F. Chang and C. T. Su, "Variable scaling hybrid differential evolution for solving network reconfiguration of distribution systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 4, pp. 668–674, 2005.
- [55] J. A. Michlin Rupa and S. Ganesh, "Power Flow Analysis for Radial Distribution System Using Backward/Forward Sweep Method", *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, Vol. 8, No. 10, pp. 1628–1632, 2014.

- [56] G. Díaz, J. Gómez-Aleixandre and J. Coto, “Direct Backward/Forward Sweep Algorithm for Solving Load Power Flows in AC Droop-Regulated Microgrids”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 7, No. 5, pp. 2208–2217, 2016.
- [57] An. D. T. Le, M. A. Kashem, M. Negnevitsky and G. Ledwich, “Minimizing Voltage Deviation in Distribution Feeders by Optimizing Size and Location of Distributed Generation”, *Australian Journal of Electrical & Electronics Engineering*, Vol. 3, No. 2, pp. 147–155, 2007.
- [58] A. Bourzami, “Contribution à l’étude de la stabilité des grands réseaux électriques dans un marché de l’électricité dérégulé en présence des sources d’énergie renouvelable par la logique floue”, Thèse de doctorat, Université de Sétif, 2019.
- [59] H. A. Abo-Khalil, “Impacts of Wind Farms on Power System Stability”, *Electrical Engineering Department, Majmaah University, Saudi Arabia*, 2013.
- [60] M. Chakravorty and D. Das, “Voltage stability analysis of radial distribution networks”, *International Journal of Electric Power and Energy Systems*, Vol. 23, No. 2, pp. 129–135, 2001.
- [61] G. W. Chang, S. Y. Chu and H. L. Wang, “An Improved Backward/Forward Sweep Load Flow Algorithm for Radial Distribution Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 2, pp. 882–884, 2007.
- [62] M. E. Baran and F. F. Wu, “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, No. 2, pp. 1401–1407, 1989.
- [63] A. Khodabakhshian and M. H. Ardishgar, “Simultaneous placement and sizing of DGs and shunt capacitors in distribution systems by using IMDE algorithm”, *International Journal of Electric Power and Energy Systems*, Vol. 82, pp. 599–607, 2016.
- [64] N. Kanwar, N. Gupta, K. R. Niazi, A. Swarnkar and R. C. Bansal, “Simultaneous allocation of distributed energy resource using improved particle swarm optimization”, *Applied Energy*, Vol. 185, Part. 2, pp. 1684–1693, 2017.
- [65] Y. Amrane, “Optimisation de la compensation de l’énergie réactive dans les réseaux de transport et de distribution”, Thèse de doctorat, Université des sciences et de la technologie de Alger, 2014.
- [66] E.S. Ali, S.M. Abd Elazim, A.Y. Abdelaziz, “Ant Lion Optimization Algorithm for optimal location and sizing of renewable distributed generations”, *Renewable Energy*, Vol. 101, pp. 1311–1324, 2017.
- [67] B. Borkowska, “Probabilistic Load Flow”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-93, No. 3, pp. 752–759, 1974.
- [68] R. N. Allan, B. Borkowska and C. H. Grigg, “Probabilistic analysis of power flows”, *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, Vol. 121, No. 12, pp. 1551–1556, 1974.

- [69] H. M. Merrill and A. J. Wood, "Risk and uncertainty in power system planning", *International Journal of Electric Power and Energy Systems*, Vol. 13, No.2, pp. 81–90, 1991.
- [70] P. Olofsson and M. Andersson, "Probability, Statistics, and Stochastic Processes", John Wiley & Sons, 2012.
- [71] M. B. Jannat, "Analysis of Optimal Sizing and Location of Shunt Capacitors in Active Distribution Networks", Ph. D Thesis, University of Belgrade, 2018.
- [72] S. Zhang, H. Cheng, L. Zhang, M. Bazargan and L. Yao, "Probabilistic Evaluation of Available Load Supply Capability for Distribution System", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 28, No. 3, pp. 3215–3225, 2013.
- [73] V. V. S. N. Murty and A. Kumar, "Multi-objective Planning Model for Reconfigured Microgrids with Distribution Generation and Capacitors under Uncertainty Environment", *IEEE 9th Power India International Conference (PIICON)*, SONEPAT, India, pp. 1–6, 2020.
- [74] Y. Yuan, J. Zhou, P. Ju and J. Feuchtwang, "Probabilistic load flow computation of a power system containing wind farms using the method of combined cumulants and Gram-Charlier expansion", *IET Renewable Power Generation*, Vol. 5, No. 6, pp. 448–454, 2011.
- [75] S. Zhang, H. Cheng, K. Li, N. N. Tai, D. Wang and F. Li, "Multi-objective distributed generation planning in distribution network considering correlations among uncertainties", *Applied Energy*, Vol. 226, pp. 743–755, 2018.
- [76] K. Li, S. Zhang, N. Tai and X. Chen, "Optimal Allocation of Intermittent Distributed Generators in Active Distribution Network", *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, Vol. 13, No. 3, pp. 404–410, 2018.
- [77] Z. Liu, F. Wen and G. Ledwich, "Optimal Siting and Sizing of Distributed Generators in Distribution Systems Considering Uncertainties", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 26, No. 4, pp. 2541–2551, 2011.
- [78] L. A. Zadeh, "Fuzzy Sets", *Information and Control*, Vol. 8, No. 3, pp. 338–353, 1965.
- [79] J. T. Saraiva, N. Fonseca, and M. A. Matos, "Fuzzy Power flow-An AC model addressing correlated data", *8th International Conference on Probability Methods Applied to Power Systems (PMAFS)*, Iowa State University, Ames, Iowa, USA, pp. 519–524, 2004.
- [80] D. Das, S. Ghosh and D. K. Srinivas, "Fuzzy Distribution Load Flow", *Electric Machines and Power Systems*, Vol. 27, No.11, pp. 1215–1226, 1999.
- [81] W. C. B. Vicente, R. Caire and N. Hadjsaid, "Interval arithmetic for short-circuit computation in MV radial networks with Distributed Generation", *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, pp. 1–6, 2012.
- [82] D. Das, "A Noniterative Load Flow Algorithm for Radial Distribution Networks Using Fuzzy Set Approach and Interval Arithmetic", *Electric Power Components and Systems*, Vol. 33, No. 1, pp. 59–72, 2005.

- [83] A. Salhi, “Contribution à l’optimisation de l’écoulement de puissance en utilisant la logique floue associée aux réseaux de neurones (Neuro-Flou)”, Thèse de doctorat, Université de Biskra, 2015.
- [84] L. A. Zadeh, “Fuzzy sets as a basis for a theory of possibility”, *Fuzzy Sets and Systems*, Vol. 1, No.1, pp. 3–28, 1978.
- [85] A. Boukaroura, L. Slimani and T. Bouktir, “Analysis of Radial Distribution System Load Flow under Uncertainties with Fuzzy Arithmetic Algorithm”, *Third International Conference on Information Processing and Electrical Engineering*, Tebessa, Algeria, 2014.
- [86] D. K. Patel, D. Singh and B. Singh, “Genetic algorithm-based multi-objective optimization for distributed generations planning in distribution systems with constant impedance, constant current, constant power load models”, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Vol. 30, No.11, pp. 1–16, 2020.
- [87] M. Aien, M. Fotuhi-Firuzabad and M. Rashidinejad, “Probabilistic Optimal Power Flow in Correlated Hybrid Wind–Photovoltaic Power Systems”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 5, No. 1, pp. 130–138, 2014.
- [88] M. Mukherjee and S. K. Goswami, “Solving capacitor placement problem considering uncertainty in load variation”, *International Journal of Electric Power and Energy Systems*, Vol. 62, pp. 90–94, 2014.
- [89] R. Bo and F. Li, “Probabilistic LMP forecasting considering load uncertainty”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 24, No. 3, pp. 130–138, 2009.
- [90] R. Billinton and D. Huang, “Effects of Load Forecast Uncertainty on Bulk Electric System Reliability Evaluation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 23, No. 2, pp. 418–425, 2008.
- [91] S. Ganguly and D. Samajpati, “Distributed Generation Allocation on Radial Distribution Networks Under Uncertainties of Load and Generation Using Genetic Algorithm”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 6, No. 3, pp. 688–697, 2015.
- [92] L. Slimani, “Contribution à l’application de l’optimisation par des méthodes méta-heuristiques à l’écoulement de puissance optimal dans un environnement de l’électricité dérégulé”, Thèse de doctorat, Université de Batna, 2009.
- [93] Z. Abdmouleh, A. Gastli, L. Ben-Brahim, M. Haouari, N. A. Al-Emadi, “Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources”, *Renewable Energy*, Vol. 113, pp. 266–280, 2017.
- [94] Y. M. Atwa, E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama and R. Seethapathy, “Optimal Renewable Resources Mix for Distribution System Energy Loss Minimization”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 25, No. 1, pp. 360–370, 2010.
- [95] D. Q. Hung and N. Mithulanathan, “Multiple Distributed Generator Placement in Primary Distribution Networks for Loss Reduction”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 60, No. 4, pp. 1700–1708, 2013.

- [96] R. H. A. Zubo, G. Mokryani, H. S. Rajamani, J. Aghaei, T. Niknam and P. Pillai, “Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties: A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 72, pp. 1177–1198, 2017.
- [97] K. Sorensen, M. Sevaux, F. Glover F, “A history of metaheuristics”, *Handbook of Heuristics*, Springer, 2-2, pp. 791–808, 2018.
- [98] O. Hajji, “Contribution au développement de méthodes d’optimisation stochastiques. Application à la conception des dispositifs Electrotechniques”, Thèse de doctorat, Université des sciences et technologies de Lille, 2003.
- [99] F. Glover, “Tabu search - part I”, *ORSA Journal on Computing*, Vol. 1, No. 3, pp. 190–206, 1989.
- [100] O. Herbadji, “Contribution à l’optimisation des réseaux électriques en présence des Multi-FACTS par des méthodes méta-heuristiques hybrides”, Thèse de doctorat, Université de Sétif, 2019.
- [101] M. Amroune, T. Bouktir, and I. Musirin, “Power system voltage stability assessment using a hybrid approach combining dragonfly optimization algorithm and support vector regression”, *Arabian Journal for Science and Engineering*, Vol. 43, pp. 3023–3036, 2018.
- [102] R. Klages, G. Randos, and I. Sokolov, “Anomalous transport foundations and applications”, John Wiley & Sons, 2008.
- [103] L. Zhong, Y. Zhou, Q. Luo and K. Zhong, “Wind driven dragonfly algorithm for global optimization”, John Wiley & Sons, 2020.
- [104] T. P. Nguyen and D. N. Vo, “A novel stochastic fractal search algorithm for optimal allocation of distributed generators in radial distribution systems”, *Applied Soft Computing*, Vol. 70, pp. 773–796, 2018.
- [105] M. Kefayat, A. Lashkar Ara, and S. A. Nabavi Niaki, “A hybrid of ant colony optimization and artificial bee colony algorithm for probabilistic optimal placement and sizing of distributed energy resources”, *Energy Conversion and Management*, Vol. 92, pp. 149–161, 2015.
- [106] A. Boukaroura, L. Slimani and T. Bouktir, “Optimal Placement and Sizing of Multiple Renewable Distributed Generation Units Considering Load Variations Via Dragonfly Optimization Algorithm”, *Iranian Journal of Electrical and Electronic Engineering, Special Issue on Smart Grids*, Vol. 16, No. 3, pp. 353–362, 2020.
- [107] A. Eid, S. Kamel, A. Korashy and T. Khurshaid, “An Enhanced Artificial Ecosystem-Based Optimization for Optimal Allocation of Multiple Distributed Generations”, *IEEE Access*, Vol. 8, pp. 178493–178513, 2020.
- [108] A. Selim, S. Kamel, A. S. Alghamdi and F. Jurado, “Optimal Placement of DGs in Distribution System Using an Improved Harris Hawks Optimizer Based on Single- and Multi-Objective Approaches”, *IEEE Access*, Vol. 8, pp. 52815–52829, 2020.

- [109] A. Selim, S. Kamel and F. Jurado, “Efficient optimization technique for multiple DG allocation in distribution networks”, *Applied Soft Computing Journal*, Vol. 86, 105938, 2019.
- [110] I. A. Quadri, S. Bhowmick and D. Joshi, “A comprehensive technique for optimal allocation of distributed energy resources in radial distribution systems”, *Applied Energy*, Vol. 211, pp. 1245–1260, 2018.
- [111] S. A. Chithra Devi, L. Lakshminarasimman and R. Balamurugan, “Stud Krill herd Algorithm for multiple DG placement an sizing in a radial distribution system”, *Engineering Science and Technology, an International Journal*, Vol. 20, No. 2, pp. 748–759, 2017.
- [112] S. Kansal, V. Kumar and B. Tyagi, “Hybrid approach for optimal placement of multiple DGs of multiple types in distribution networks”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2016, Vol. 75, pp. 226–235, 2016.
- [113] K. Srinivasa Rao and M. Nageswara Rao, “Multiple Distributed Generator Allocation by Harmony Search Algorithm for Loss Reduction”, *International Conference on Emerging trends in Electrical engineering and Energy Management*, pp. 59–64, 2012.
- [114] M. Padma Lalitha, N. Sinarami Reddy and V. C. Veera Reddy, “Optimal DG placement for maximum loss reduction in radial distribution system using ABC algorithm”, *International Journal of Reviews in Computing*, Vol. 3, pp. 44–52, 2010.
- [115] S. Saha and V. Mukherjee, “Optimal placement and sizing of DGs in RDS using chaos embedded SOS algorithm”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 10, No. 14, pp. 3671–3680, 2016.
- [116] K. Nekooei, M. M. Farsangi, H. Nezamabadi-Pour and K. Y. Lee, “An Improved Multi-Objective Harmony Search for Optimal Placement of DGs in Distribution Systems”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 4, No. 1, pp. 557–567, 2013.
- [117] M. H. Moradi and M. Abedini, “A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal distributed generation location and sizing in distribution systems with fuzzy optimal theory”, *International Journal of Green Energy*, Vol. 9, No. 7, pp. 641–660, 2012.

Annexes

Annexe 1

Tableau A1.1 : Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres

Branche N°.	Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivée	Résistance (Ω)	Réactance (Ω)	Courant maximale (A)
1	1	2	0.0922	0.0470	400
2	2	3	0.4930	0.2512	400
3	3	4	0.3661	0.1864	250
4	4	5	0.3811	0.1941	250
5	5	6	0.8190	0.7070	250
6	6	7	0.1872	0.6188	150
7	7	8	0.7115	0.2351	150
8	8	9	1.0299	0.7400	150
9	9	10	1.0440	0.7400	150
10	10	11	0.1967	0.0651	150
11	11	12	0.3744	0.1298	150
12	12	13	1.4680	1.1549	150
13	13	14	0.5416	0.7129	150
14	14	15	0.5909	0.5260	150
15	15	16	0.7462	0.5449	150
16	16	17	1.2889	1.7210	150
17	17	18	0.7320	0.5739	150
18	2	19	0.1640	0.1565	250
19	19	20	1.5042	1.3555	250
20	20	21	0.4095	0.4784	250
21	21	22	0.7089	0.9373	150
22	3	23	0.4512	0.3084	250
23	23	24	0.8980	0.7091	250
24	24	25	0.8959	0.7071	250
25	6	26	0.2031	0.1034	250
26	26	27	0.2842	0.1447	250
27	27	28	1.0589	0.9338	250
28	28	29	0.8043	0.7006	250
29	29	30	0.5074	0.2585	250
30	30	31	0.9745	0.9629	150
31	31	32	0.3105	0.3619	150
32	32	33	0.3411	0.5302	150

Tableau A1.2 : Caractéristiques techniques des jeux de barres du réseau de distribution IEEE 33 jeux de barres

Jeu de barres N°.	P (MW)	Q (MVA _r)
1	0	0
2	0.1000	0.0600
3	0.0900	0.0400
4	0.1200	0.0800
5	0.0600	0.0300
6	0.0600	0.0200
7	0.2000	0.1000
8	0.2000	0.1000
9	0.0600	0.0200
10	0.0600	0.0200
11	0.0450	0.0300
12	0.0600	0.0350
13	0.0600	0.0350
14	0.1200	0.0800
15	0.0600	0.0100
16	0.0600	0.0200
17	0.0600	0.0200
18	0.0900	0.0400
19	0.0900	0.0400
20	0.0900	0.0400
21	0.0900	0.0400
22	0.0900	0.0400
23	0.0900	0.0500
24	0.4200	0.2000
25	0.4200	0.2000
26	0.0600	0.0250
27	0.0600	0.0250
28	0.0600	0.0200
29	0.1200	0.0700
30	0.2000	0.6000
31	0.1500	0.7000
32	0.2100	0.1000
33	0.0600	0.0400

Annexe 2

Tableau A2.1 : Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution IEEE 69 jeux de barres

Branche N°.	Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivée	Résistance (Ω)	Réactance (Ω)	Courant maximale (A)
1	1	2	0.0005	0.0012	400
2	2	3	0.0005	0.0012	400
3	3	4	0.0015	0.0036	400
4	4	5	0.0251	0.0294	400
5	5	6	0.3660	0.1864	400
6	6	7	0.3811	0.1941	400
7	7	8	0.0922	0.0470	400
8	8	9	0.0493	0.0251	400
9	9	10	0.8190	0.2707	400
10	10	11	0.1872	0.0619	200
11	11	12	0.7114	0.2351	200
12	12	13	1.0300	0.3400	200
13	13	14	1.0440	0.3450	200
14	14	15	1.0580	0.3496	200
15	15	16	0.1966	0.0650	200
16	16	17	0.3744	0.1238	200
17	17	18	0.0047	0.0016	200
18	18	19	0.3276	0.1083	200
19	19	20	0.2106	0.0690	200
20	20	21	0.3416	0.1129	200
21	21	22	0.0140	0.0046	200
22	22	23	0.1591	0.0526	200
23	23	24	0.3463	0.1145	200
24	24	25	0.7488	0.2475	200
25	25	26	0.3089	0.1021	200
26	26	27	0.1732	0.0572	200
27	3	28	0.0044	0.0108	200
28	28	29	0.0640	0.1565	200
29	29	30	0.3978	0.1315	200
30	30	31	0.0702	0.0232	200
31	31	32	0.3510	0.1160	200
32	32	33	0.8390	0.2816	200
33	33	34	1.7080	0.5646	200
34	34	35	1.4740	0.4873	200
35	3	36	0.0044	0.0108	200

36	36	37	0.0640	0.1565	200
37	37	38	0.1053	0.1230	200
38	38	39	0.0304	0.0355	200
39	39	40	0.0018	0.0021	200
40	40	41	0.7283	0.8509	200
41	41	42	0.3100	0.3623	200
42	42	43	0.0410	0.0478	200
43	43	44	0.0092	0.0116	200
44	44	45	0.1089	0.1373	200
45	45	46	0.0009	0.0012	200
46	4	47	0.0034	0.0084	200
47	47	48	0.0851	0.2083	200
48	48	49	0.2898	0.7091	300
49	49	50	0.0822	0.2011	300
50	8	51	0.0928	0.0473	300
51	51	52	0.3319	0.1114	300
52	9	53	0.1740	0.0886	300
53	53	54	0.2030	0.1034	200
54	54	55	0.2842	0.1447	200
55	55	56	0.2813	0.1433	300
56	56	57	1.5900	0.5337	300
57	57	58	0.7837	0.2630	300
58	58	59	0.3042	0.1006	300
59	59	60	0.3861	0.1172	300
60	60	61	0.5075	0.2585	300
61	61	62	0.0974	0.0496	300
62	62	63	0.1450	0.0738	300
63	63	64	0.7105	0.3619	300
64	64	65	1.0410	0.5302	300
65	11	66	0.2012	0.0611	300
66	66	67	0.0047	0.0014	300
67	12	68	0.7394	0.2444	300
68	68	69	0.0047	0.0016	200

Tableau A2.2 : Caractéristiques techniques des jeux de barres du réseau de distribution IEEE 69 jeux de barres

Jeu de barres N°.	P (MW)	Q (MVA _r)
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	0.0026	0.0022
7	0.0404	0.0300
8	0.0750	0.0540
9	0.0300	0.0220
10	0.0280	0.0190
11	0.1450	0.1040
12	0.1450	0.1040
13	0.0080	0.0050
14	0.0080	0.0055
15	0	0
16	0.0455	0.0300
17	0.0600	0.0350
18	0.0600	0.0350
19	0	0
20	0.0010	0.0006
21	0.1140	0.0810
22	0.0050	0.0035
23	0	0
24	0.0280	0.0200
25	0	0
26	0.0140	0.0100
27	0.0140	0.0100
28	0.0260	0.0186
29	0.0260	0.0186
30	0	0
31	0	0
32	0	0
33	0.0140	0.0100
34	0.0195	0.0140
35	0.0060	0.0040
36	0.0260	0.0186
37	0.0260	0.0186

38	0	0
39	0.0240	0.0170
40	0.0240	0.0170
41	0.0012	0.0010
42	0	0
43	0.0060	0.0043
44	0	0
45	0.0392	0.0263
46	0.0392	0.0263
47	0	0
48	0.0790	0.0564
49	0.3847	0.2745
50	0.3847	0.2745
51	0.0405	0.0283
52	0.0036	0.0027
53	0.0043	0.0035
54	0.0264	0.0190
55	0.0240	0.0172
56	0	0
57	0	0
58	0	0
59	0.1000	0.0720
60	0	0
61	1.2440	0.8880
62	0.0320	0.0230
63	0	0
64	0.2270	0.1620
65	0.0590	0.0420
66	0.0180	0.0130
67	0.0180	0.0130
68	0.0280	0.0200
69	0.0280	0.0200

Annexe 3

Tableau A3.1 : Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution Algérien-Djanet 112 jeux de barres

Branche N°.	Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivée	Résistance (Ω)	Réactance (Ω)	Courant maximale (A)
1	1	2	0.0014	0.0008	270
2	2	3	0.0704	0.0690	270
3	3	4	0.0079	0.0078	270
4	4	5	0.0198	0.0194	270
5	5	6	0.0919	0.0901	270
6	6	7	0.0674	0.0661	270
7	7	8	0.0060	0.0058	270
8	8	9	0.0030	0.0029	270
9	9	10	0.0030	0.0029	270
10	10	11	0.0049	0.0018	270
11	11	12	0.0079	0.0078	270
12	12	13	0.0079	0.0078	270
13	13	14	0.0079	0.0078	270
14	14	15	0.0079	0.0078	270
15	15	16	0.0079	0.0078	270
16	16	17	0.0009	0.0003	270
17	17	18	0.0004	0.0004	270
18	18	19	0.0172	0.0063	270
19	19	20	0.0174	0.0063	270
20	20	21	0.0181	0.0066	270
21	21	22	0.0071	0.0070	270
22	22	23	0.0024	0.0023	270
23	23	24	0.0024	0.0023	270
24	24	25	0.0001	0.0001	270
25	25	26	0.0002	0.0002	270
26	26	27	0.0397	0.0389	270
27	27	28	0.0021	0.0008	135
28	28	29	0.0013	0.0005	135
29	29	30	0.1171	0.0428	135
30	3	31	0.0056	0.0054	135
31	31	32	0.0075	0.0027	135
32	32	33	0.0532	0.0194	135
33	4	34	0.0532	0.0194	135
34	34	35	0.0734	0.0268	135
35	35	36	0.0077	0.0028	135

36	5	37	0.0021	0.0008	135
37	6	38	0.0160	0.0058	135
38	38	39	0.0160	0.0058	135
39	39	40	0.0075	0.0027	135
40	40	41	0.0593	0.0217	135
41	41	42	0.0067	0.0024	135
42	42	43	0.0043	0.0016	135
43	7	44	0.0021	0.0008	135
44	44	45	0.0149	0.0054	135
45	45	46	0.0118	0.0043	135
46	4	47	0.0068	0.0025	135
47	47	48	0.0030	0.0011	135
48	48	49	0.0145	0.0053	135
49	49	50	0.0131	0.0048	135
50	10	51	0.0317	0.0311	135
51	51	52	0.0106	0.0039	135
52	52	53	0.0106	0.0039	135
53	53	54	0.0303	0.0111	135
54	54	55	0.0103	0.0038	135
55	55	56	0.0319	0.0117	135
56	56	57	0.0176	0.0064	135
57	12	58	0.0051	0.0019	135
58	13	59	0.0090	0.0033	135
59	14	60	0.0119	0.0044	135
60	60	61	0.0053	0.0019	135
61	61	62	0.0106	0.0039	135
62	15	63	0.0149	0.0054	135
63	16	64	0.0015	0.0005	135
64	18	65	0.0330	0.0121	135
65	19	66	0.0043	0.0016	135
66	20	67	0.0117	0.0043	135
67	67	68	0.0031	0.0011	135
68	68	69	0.0321	0.0117	135
69	69	70	0.0133	0.0049	135
70	70	71	0.0087	0.0032	135
71	21	72	0.0043	0.0016	135
72	22	73	0.0059	0.0021	135
73	23	74	0.0053	0.0019	135
74	24	75	0.0010	0.0010	270
75	75	76	0.0010	0.0010	270

76	76	77	0.0048	0.0047	270
77	77	78	0.0020	0.0019	270
78	78	79	0.0050	0.0018	270
79	79	80	0.0024	0.0023	270
80	80	81	0.0374	0.0137	270
81	81	82	0.0008	0.0008	270
82	82	83	0.0032	0.0012	270
83	83	84	0.0021	0.0008	135
84	84	85	0.0016	0.0016	135
85	85	86	0.0383	0.0140	135
86	86	87	0.0266	0.0097	135
87	87	88	0.0095	0.0093	135
88	88	89	0.0021	0.0008	135
89	89	90	0.0044	0.0043	135
90	90	91	0.0022	0.0008	135
91	91	92	0.0040	0.0039	135
92	92	93	0.0053	0.0019	135
93	93	94	0.0024	0.0023	135
94	94	95	0.0043	0.0016	135
95	95	96	0.0016	0.0016	135
96	96	97	0.0064	0.0023	135
97	97	98	0.0160	0.0058	135
98	98	99	0.0064	0.0023	135
99	99	100	0.0032	0.0031	135
100	100	101	0.0165	0.0060	135
101	101	102	0.0016	0.0016	135
102	25	103	0.0142	0.0052	135
103	26	104	0.0002	0.0001	135
104	104	105	0.0106	0.0039	135
105	105	106	0.0639	0.0233	135
106	106	107	0.0112	0.0041	135
107	27	108	0.0150	0.0147	135
108	29	109	0.0053	0.0019	135
109	29	110	0.0106	0.0039	135
110	110	111	0.0032	0.0003	135
111	111	112	0.0106	0.0039	135

Tableau A3.2 : Caractéristiques techniques des jeux de barres du réseau de distribution Algérien-Djanet 112 jeux de barres

Jeu de barres N°.	P (MW)	Q (MVAr)
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	0	0
8	0	0
9	0	0
10	0	0.0015
11	0	0
12	0	0
13	0	0
14	0	0
15	0	0
16	0.0046	0.0035
17	0	0
18	0	0
19	0	0
20	0	0
21	0	0
22	0	0
23	0	0
24	0	0
25	0	0
26	0	0
27	0	0
28	0	0
29	0.0005	0.0004
30	0	0
31	0.0005	0.0004
32	0.0004	0.0003
33	0	0
34	0.0004	0.0003
35	0.0004	0.0003
36	0	0
37	0	0

38	0	0
39	0	0
40	0.0004	0.0003
41	0.0005	0.0004
42	0.0003	0.0002
43	0	0
44	0	0
45	0.0005	0.0004
46	0	0
47	0.0005	0.0004
48	0.0005	0.0004
49	0.0008	0.0006
50	0	0
51	0	0
52	0	0
53	0.0008	0.0006
54	0.0004	0.0003
55	0.0005	0.0004
56	0.0003	0.0002
57	0.0005	0.0004
58	0.0005	0.0004
59	0	0
60	0.0005	0.0004
61	0.0005	0.0004
62	0.0003	0.0002
63	0.0013	0.0010
64	0.0005	0.0004
65	0.0002	0.0002
66	0	0
67	0.0006	0.0005
68	0	0
69	0.0011	0.0008
70	0.0004	0.0003
71	0.0021	0.0016
72	0.0021	0.0016
73	0.0004	0.0003
74	0	0
75	0	0.0090
76	0.0010	0.0008
77	0	0

78	0.0004	0.0003
79	0	0
80	0.0004	0.0003
81	0	0
82	0.0005	0.0019
83	0	0
84	0	0
85	0.0005	0.0004
86	0.0005	0.0004
87	0	0
88	0.0005	0.0004
89	0	0
90	0.0005	0.0004
91	0	0
92	0.0005	0.0004
93	0	0
94	0.0005	0.0004
95	0	0
96	0	0
97	0.0005	0.0004
98	0.0005	0.0004
99	0	0
100	0.0005	0.0004
101	0	0
102	0.0004	0.0003
103	0	0
104	0	0
105	0.0004	0.0003
106	0.0005	0.0004
107	0	0
108	0.0005	0.0004
109	0	0
110	0.0004	0.0003
111	0.0004	0.0003
112	0	0

يزداد الطلب على الطاقة الكهربائية بشكل كبير في العديد من البلدان حول العالم بسبب الزيادة السكانية والتنمية الاقتصادية والأنشطة البشرية. و نظرا لهذا، تسعى الشركات المتخصصة في توزيع الطاقة الكهربائية لتشجيع الاعتماد على مصادر الإنتاج اللامركزي للطاقة و خاصة الطاقات المتجددة في شبكات التوزيع الذكية. ومن أجل تقليل الضياعات في الطاقة الفعالة في شبكات التوزيع وتحسين الجهد وإستقرار الجهد، يجب تحديد بطريقة مثلى الموقع والحجم لتثبيت مصادر الطاقة اللامركزية. في هذه الأطروحة، تم إستخدام خوارزمية العسوب من أجل حل هذه المشكلة. هذه الخوارزمية التي تعتبر من الخوارزميات الجديدة المستوحاة من الطبيعة تعتمد في عملها على سلوك السرب الثابت والديناميكي للعسوب و تتميز ببنيته البسيطة وقدرتها القوية على البحث وسهولة الإستخدام. في هذا العمل، يتم الإدراج الأمثل لمصادر الطاقة اللامركزية في شبكة التوزيع من حيث الموقع والحجم لهدف واحد (تقليل الضياعات في الطاقة الفعالة) وكذلك لعدة أهداف (تقليل الضياعات في الطاقة الفعالة، تحسين الجهد وإستقرار الجهد). لإثبات أداء خوارزمية العسوب، ثلاث شبكات توزيع كهربائية 33 عقدة، 69 عقدة وشبكة التوزيع الجزائرية لمدينة جانات 112 عقدة أستعملت كأنظمة إختبار. تؤكد النتائج التي تم الحصول عليها على نجاعة خوارزمية العسوب.

الكلمات المفتاحية : شبكات التوزيع الذكية، مصادر الإنتاج اللامركزي، خوارزمية الحساب الضبابي، خوارزمية العسوب، الأمثلة الوحيدة الهدف، الأمثلة المتعددة الأهداف.

Abstract

The electrical energy demand is increasing dramatically in many countries around the world due to population increasing, economic development and human activities of modern life. Due to this significant demand increasing, electricity distribution companies seek to promote decentralized production or distributed generation (DG), particularly using renewable sources. In order to reduce active power losses in distribution network and to improve voltage profile and voltage stability, the location and sizing of the DGs should be determined in an optimal way. In this thesis, an optimization algorithm namely dragonfly algorithm (DA) is proposed to solve the DGs allocation problem. The DA algorithm is a new meta-heuristic algorithm based on the static and dynamic swarm behavior of dragonflies. It is characterized by simple structure, strong search ability and easy implementation. In this work, the optimal integration of DGs is carried out for a single objective (minimization of active power losses) as well as for several objectives (minimization of active power losses, improvement of the voltage profile and improvement of the voltage stability). In order to show the effectiveness of the DA algorithm, three distribution networks: IEEE 33-bus, IEEE 69-bus and Algerian-Djanet 112-bus are used. The results confirm the performance of the DA algorithm.

Key-words: Smart Distribution Networks, Distributed Generation, Fuzzy Arithmetic Algorithm, Dragonfly Algorithm, Single objective optimization, Multi objectives optimization.

Résumé

La demande d'énergie électrique augmente considérablement dans plusieurs pays du monde en raison d'augmentation de la population, du développement économique et des activités humaines de la vie moderne. En raison de cette augmentation significative de la quantité d'énergie électrique consommée dans les réseaux de distribution, les entreprises de distribution d'électricité cherchent à favoriser la dépendance à la production décentralisée ou distribuée (Distributed Generation (DG)) dans le réseau de distribution intelligent. Afin de réduire les pertes de puissance active dans les réseaux de distribution et d'améliorer le profil de tension et la stabilité de tension, il faut déterminer d'une façon optimale l'emplacement et la taille des DGs. Dans cette thèse un algorithme d'optimisation dit algorithme de libellule (Dragonfly Algorithm(DA)) est utilisé pour résoudre ce problème. L'algorithme DA est un nouvel algorithme méta-heuristique basé sur le comportement en essaim statique et dynamique des libellules. Il est caractérisé par une structure simple, une forte capacité de recherche et une mise en œuvre facile. Dans ce travail, l'insertion optimale de la production décentralisée est effectuée pour un seul objectif (minimisation des pertes de puissance active) ainsi que pour plusieurs objectifs (minimisation des pertes de puissance active, amélioration du profil de tension et amélioration de la stabilité de tension). Afin de démontrer la performance de l'algorithme DA, trois réseaux de distribution IEEE 33 jeux de barres, IEEE 69 jeux de barres et le réseau Algérien-Djanet 112 jeux de barres sont utilisés. Les résultats obtenus confirment la performance de l'algorithme DA.

Mots clés : Réseau de distribution intelligent, Production décentralisée, Algorithme de l'arithmétique floue, Algorithme de libellule, Optimisation mono-objectif, Optimisation multi-objectifs.