



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Echahid Hamma Lakhdar - El Oued

Faculté de la Technologie

Département de Génie Mécanique

MÉMOIRE

Présenté en vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Spécialité : Électromécanique.

Présenté par :

1. BEN ALI MOKBEL.
2. CHETUOUI ABDELKARIM.

Intitulé :

**Optimisation de l'emplacement des condensateurs dans un réseau
de distribution radiale par un algorithme métaheuristique.**

Soutenue le :/...../2025

Devant le jury composé de :

Dr :

Président

Dr :

Examineur

Dr : REMHA Souhaib

Encadreur

Année académique : 2024/2025

Sommaire

Sommaire	i
Liste des figures	iv
Liste des tableaux	vi
Acronymes et abréviations.....	vii
Nomenclature.....	viii
Introduction générale.....	1

Chapitre 1 : Généralités sur les réseaux électriques et la GED

1.1 Introduction	3
1.2 Organisation des réseaux électriques	4
1.2.1 Production	5
1.2.2 Transport	7
1.2.3 Distribution	8
1.2.4 Consommation	8
1.3 Réseaux électriques de distribution	10
1.3.1 Postes source HTB / HTA	10
1.3.2 Architectures des réseaux de distribution HTA	11
1.3.2.1 Réseaux ruraux	12
1.3.2.2 Réseaux urbains	13
1.3.2.2.1 Structure en double dérivation	13
1.3.2.2.2 Structures en coupure d'artère	14
1.4 Production décentralisée	18
1.4.1 Définition	18
1.4.2 Types de production décentralisée	20
1.4.2.1 Classification en fonction du type d'énergie primaire utilisée	20

1.4.2.2 Classification de GED à base de type de puissance délivrée	24
1.5 Insertion de GED au réseau électrique	25
1.6 Apports de la GED	26
1.7 Impact de la GED sur le réseau de distribution	27
1.6 Conclusion	29

Chapitre 2 : Ecoulement de puissance dans les réseaux de distribution

2.1 Introduction	32
2.2 Unité relative	32
2.3 Modélisation des branches et des charges du réseau de distribution	33
2.3.1 Modélisation des branches	33
2.3.2 Modélisation des charges	34
2.3.2.1 Modèle périodique de charge constante	34
2.3.2.2 Modèle de la charge statique	35
2.4 Modèle de calcul d'écoulement de puissance	36
2.4.1 Modèle AC de calcul d'écoulement de puissance	36
2.4.2 Algorithme de balayage avant et arrière	37
2.4.3 Organigramme de la méthode de balayage avant/arrière	40
2.5 Applications numériques	41
2.5.1 Réseau test IEEE 33 nœuds	41
2.5.2 Résultats d'EP	42
2.6 Conclusion	43

Chapitre 3 : Insertion optimale des CBs dans le réseau de distribution

4.1 Introduction	42
4.2 Impact de l'intégration des DGs sur l'organisation du réseau de distribution	42
4.3 Algorithme des chauves-souris	44
4.3 Formulation du problème d'optimisation	46
4.3.1 Fonction objectif	46
4.3.2 Contraintes	47
4.3.3 Variables de contrôle	48

4.4 Applications	50
4.4.1 Résultats et discussions.	50
4.5 Conclusion	57
Conclusion générale.....	58
Bibliographie.....	63

Liste des figures

Figure 1.1 Architecture verticale d'un réseau d'énergie électrique	4
Figure 1.2 Source de la production mondiale d'électricité pour l'année 2018	5
Figure 1.3 Puissance installée par type de centrale électrique à la fin de l'année 2017...	6
Figure 1.4 Courbe de charge de la journée du 03 février 2021, source OSE	9
Figure 1.5 Architecture des postes HTB/HTA	11
Figure 1.6 Réseau rural radial	12
Figure 1.7 Structure en double dérivation.....	14
Figure 1.8 Structure en coupure d'artère	14
Figure 1.9 Structure en fuseau.....	15
Figure 1.10 Structure en épi	16
Figure 1.11 Structure maillée ou la grille	16
Figure 1.12 Structure maille	17
Figure 1.13 Boucles ou pétales de marguerite	18
Figure 1.14 Classification des GEDs sur la base de la puissance nominale.....	20
Figure. 1.15 Type des parcs éoliens.....	23
Figure 2.1 Représentation de deux nœuds dans un réseau de distribution radial.....	33
Figure 2.2 Organigramme de l'algorithme de balayage arrière / avant.....	40
Figure 2.3 Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 33 nœuds.....	41
Figure 2.4 Profil de tension pour les trois niveaux de charge du réseau IEEE 33 nœuds.....	43
Figure 3.1 Organisation du réseau de distribution en présence des DGs.....	43
Figure 3.2 Principe d'optimisation de l'emplacement et de la capacité des CBs.....	49
Figure 3.3 Profil de tension avant et après installation de CBs	57
Figure 3.4 Pertes de puissance active dans les branches du réseau IEEE33-bus avant et après l'installation des CBs	54
Figure 3.5 Pertes de puissance réactive dans les branches du réseau IEEE33-bus avant et après l'installation des CBs	56

Liste des tableaux

Tableau 1.1 Evolution de l'énergie électrique produite sur la période 1980-2017, par type de centrale électrique.....	6
Tableau 1.2 Tableau des domaines de tension	7
Tableau 1.3 Répartition des clients et leur consommation d'électricité en Algérie pour l'année 2017.....	9
Tableau 2.1 Solution de l'écoulement de puissances du réseau IEEE 33 nœuds	42
Tableau 3.1 Résultats obtenus par BA pour différents niveaux de charge.....	50
Tableau 3.2 Amplitudes de tension après installation des CBs	51
Tableau 3.3 Pertes de puissance active au niveau de chaque branche avant et après l'installation des CBs	53
Tableau 3.4 Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche avant et après l'installation des CBs.....	54
Tableau 3.5 Résultats obtenus par BA comparés à IP, SA et à BFOA.....	56

Acronymes et abréviations

HT	Haute Tension
HTB	Haute Tension catégorie B
HTA	Haute Tension catégorie A
BTB	Basse Tension catégorie B
BTA	Basse Tension catégorie A
TBT	Très Basse Tension
SONELGAZ	Société Nationale d'Electricité et du Gaz
OSE	Opérateur du Système Electrique
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
AIE	Agence Internationale de l'Energie
GED	Génération d'Energie Décentralisée
LP	Linear Programming
NLP	Non-Linear Programming
GA	Genetic Algorithm
ACO	Ant Colony Optimisation
ABC	Artificial Bee Colony
SFLA	Shuffled Frog-Leaping Algorithm
CSA	Cuckoo Search Algorithm
PSO	Particle Swarm Optimization
BA	Bat Algorithm
p.u	Per Unit

Nomenclature

S_{Base}	Puissance de base
V_{Base}	Tension de base
R_i	Résistance de la branche i
X_i	Réactance de la branche i
P_G, Q_G	Puissances active et réactive générées au nœud de source
P_{Li}, Q_{Li}	Puissances active et réactive demandées au nœud i
$P_{loss,i}, Q_{loss,i}$	Pertes de puissance active et réactive de la ligne i.
P_{PVS_i}, Q_{PVS_i}	Puissances active et réactive générées par la i ^{ème} PVS
$P_{PVS_i}^{Min}, Q_{PVS_i}^{Min}$	Puissances active et réactive minimales générées par la i ^{ème} PVS
$P_{T,Loss,wo}$	Perte totale de puissance active du cas de base
V_i	Tension du nœud i
$V_{min,i}, V_{max,i}$	Tension minimale et maximale du nœud i
V_{ref}	Tension de référence
VD	Déviation de la tension
S_{li}	Puissance apparente transmise dans la i ^{ème} ligne
S_{li}^{max}	Puissance apparente maximale transmise dans la i ^{ème} ligne
Nb	Nombre total des branches du réseau
Nn	Nombre total des charges du réseau
$NPVS$	Nombre total des sources photovoltaïques
X^T	Vecteur des variables d'état du système
K_V	Facteur de pénalité de tension
K_S	Facteur de pénalité de puissance
$H(V)$	Fonction de pénalisation des violations de la tension des nœuds
$H(S)$	Fonction de pénalisation des violations de la puissance parcourant la ligne
F_{Obj}	Fonction objectif

Introduction générale

Au cours des dernières années, la demande mondiale en énergie électrique a connu une augmentation significative, notamment dans la majorité des pays en voie de développement. Cette croissance est généralement corrélée à l'augmentation de la population ainsi qu'à l'amélioration des conditions de vie et du confort des citoyens [1]. Pour répondre à cette évolution, des investissements importants sont nécessaires, accompagnés d'une politique énergétique appropriée. Ces efforts doivent notamment porter sur le développement de nouvelles unités de production basées sur les énergies renouvelables, dont l'intégration se fait principalement au niveau des réseaux électriques de distribution (RED).

La problématique centrale consiste alors à déterminer comment intégrer ces sources décentralisées de manière optimale, de façon à maximiser leurs avantages – notamment en termes de réduction des émissions et de proximité de production – tout en limitant leurs effets indésirables sur le fonctionnement du réseau. En effet, l'introduction de ces unités dans les REDs peut entraîner des perturbations importantes sur les flux de puissance, les profils de tension, les pertes d'énergie et même sur le comportement des systèmes de protection [2].

Dans ce contexte, le présent travail s'intéresse particulièrement au problème de l'insertion optimisée de la production décentralisée (de type 2) dans les réseaux de distribution. Plus précisément, il s'agit d'intégrer des batteries de condensateurs (CBs) dans le réseau, à l'aide d'une méthode d'optimisation métaheuristique, afin de réduire les pertes actives totales et améliorer le profil de tension.

Ce mémoire est structuré en trois chapitres :

- Le premier chapitre présente les notions générales relatives aux réseaux électriques, en mettant l'accent sur les réseaux de distribution. Il introduit ensuite les différentes technologies de production décentralisée (DG) ainsi que leurs impacts sur le réseau.
- Le deuxième chapitre est dédié au calcul de l'écoulement de puissance dans les REDs. Pour cela, une méthode efficace, appelée Backward/Forward Sweep Algorithm, est présentée et implémentée sur un réseau test IEEE à 33 nœuds.
- Le troisième chapitre traite de l'application de l'algorithme des chauves-souris (Bat Algorithm – BA) pour résoudre le problème d'optimisation de l'emplacement et de la capacité des CBs. La méthode proposée repose sur une fonction objectif unique : la

minimisation des pertes de puissance active. La solution est validée à l'aide du même réseau test.

Enfin, une conclusion générale est présentée, résumant les principales contributions de ce travail, suivie de perspectives et de pistes futures pour approfondir cette recherche.

Chapitre 1

Généralités sur les réseaux électriques et la GED

1.1 Introduction

L'énergie électrique occupe aujourd'hui une place centrale dans tous les domaines de la vie quotidienne, qu'il s'agisse du transport, de l'éclairage ou encore des activités industrielles. Elle est unanimement reconnue comme un levier fondamental pour le développement socio-économique de toute nation. Ainsi, même les perturbations mineures d'origine électrique peuvent avoir des répercussions significatives sur la continuité des activités économiques. Il devient donc impératif de disposer d'un réseau électrique à la fois fiable, performant et économique, assurant une alimentation continue de qualité, afin de soutenir durablement la croissance et le progrès de nos sociétés contemporaines.

Traditionnellement, les réseaux électriques ont pour fonction de transporter l'énergie depuis les centres de production vers les pôles de consommation, à travers les infrastructures de transport et de distribution. Le réseau de distribution, en tant que maillon terminal de cette chaîne, joue un rôle stratégique dans la livraison de l'énergie aux utilisateurs finaux. Il constitue ainsi un élément structurant du système électrique global.

Face aux nouvelles exigences énergétiques et environnementales, les réseaux de distribution sont appelés à évoluer vers des configurations plus intelligentes et flexibles, capables d'intégrer efficacement les sources d'énergie renouvelable et les producteurs locaux. La déréglementation du marché de l'électricité, couplée à une conscience environnementale accrue, a profondément transformé l'architecture des réseaux, notamment avec l'émergence massive de la production décentralisée. Cette transition s'appuie sur le développement de systèmes intelligents aptes à minimiser les perturbations liées à l'intégration de ces nouvelles sources, tout en explorant de nouvelles structures plus adaptées aux réalités contemporaines. Ces stratégies visent à favoriser une insertion optimale de la production décentralisée, dans des conditions optimales de sécurité et de rentabilité économique.

Ce chapitre se décline en sept sections. Il débute par une présentation de l'organisation verticale du système électrique, suivie d'une analyse approfondie des réseaux de distribution et de leurs différentes configurations architecturales. Il aborde ensuite les divers types de production décentralisée, classés selon la nature de l'énergie primaire et la puissance générée. Les contributions et les effets de cette production sur le fonctionnement du réseau seront également examinés. Enfin, une attention particulière sera portée à la problématique de la reconfiguration du réseau de distribution, en tant que levier d'optimisation de ses performances.

1.2 Organisation des réseaux électriques

La figure 1.1 présente la configuration verticale d'un réseau électrique, mettant en évidence la hiérarchie fonctionnelle entre les différentes composantes du système : le transport, la répartition et la distribution. Sur le plan physique, ce réseau est structuré selon plusieurs niveaux de tension. D'une part, les réseaux de transport et de répartition sont destinés à l'acheminement de l'énergie électrique sur de longues distances, reliant principalement les grandes unités de production centralisée. D'autre part, le réseau de distribution assure la desserte finale de l'électricité vers les utilisateurs finaux, en adaptant les niveaux de tension aux besoins spécifiques des consommateurs.

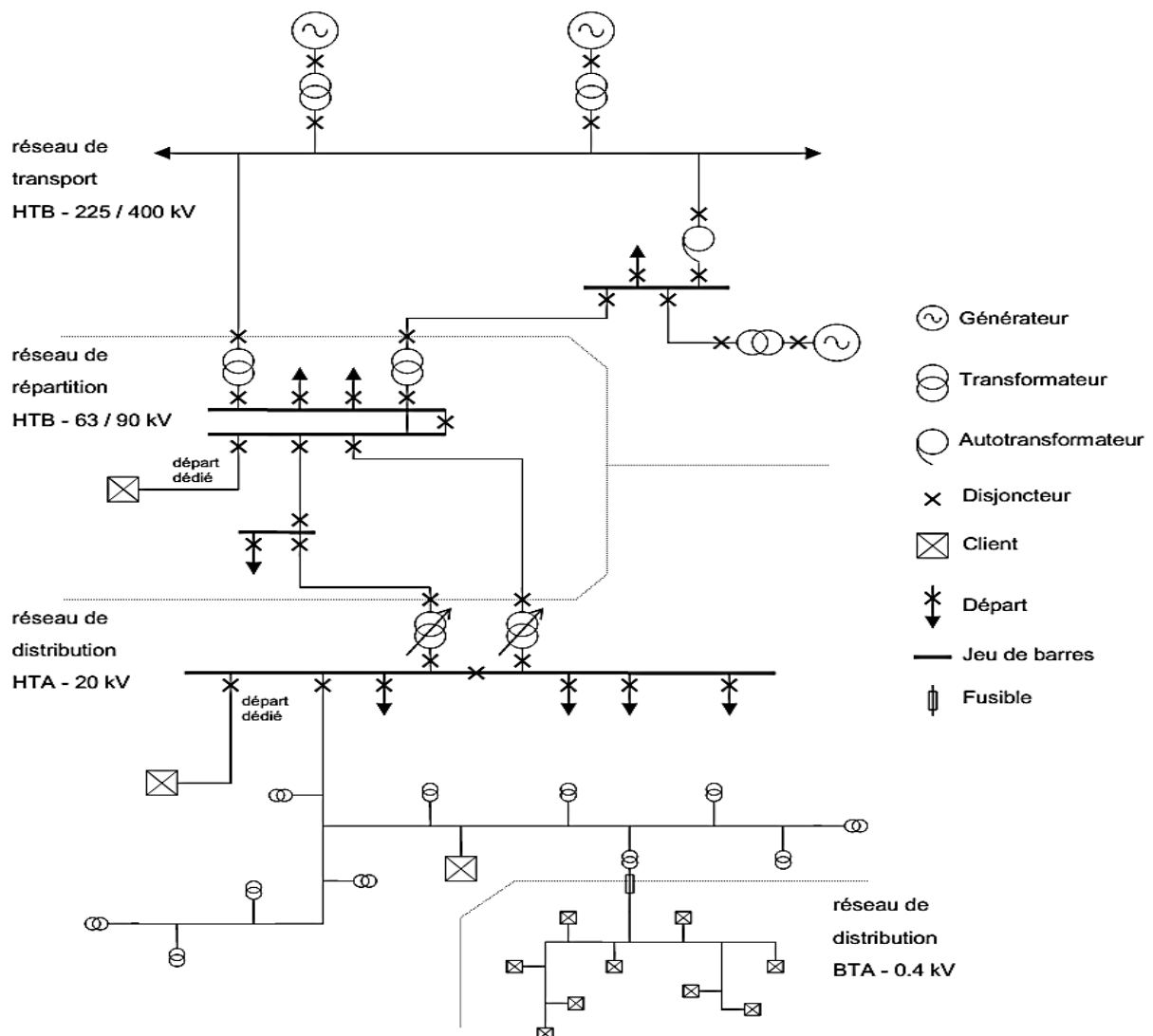


Figure 1.1 : Architecture verticale d'un réseau d'énergie électrique [4].

1.2.1 Production

Les installations de production d'électricité conventionnelle reposent généralement sur l'utilisation d'alternateurs synchrones de grande capacité, entraînés par divers types de turbines – à vapeur, à gaz ou hydrauliques – en fonction des sources d'énergie mobilisées. Ces unités de production sont reliées au réseau de transport à travers des transformateurs de groupe. La puissance active générée varie selon les technologies, allant de 100 MW pour les centrales thermiques de petite envergure jusqu'à 1650 MW pour les unités les plus puissantes des centrales nucléaires [5].

La classification des moyens de production se fait habituellement en fonction du type d'énergie primaire utilisée pour la conversion en électricité. Selon les données statistiques publiées par l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) en 2018, près de deux tiers de la production mondiale d'électricité sont issus de sources non renouvelables, principalement les combustibles fossiles. La figure 1.2 illustre la répartition mondiale des différentes filières de production. Le charbon, à lui seul, représente 38 % des ressources utilisées, contre seulement 7 % pour les énergies solaire et éolienne. Le choix des technologies de production adoptées par les différents pays est fortement influencé par des considérations géostratégiques, économiques, politiques et environnementales.

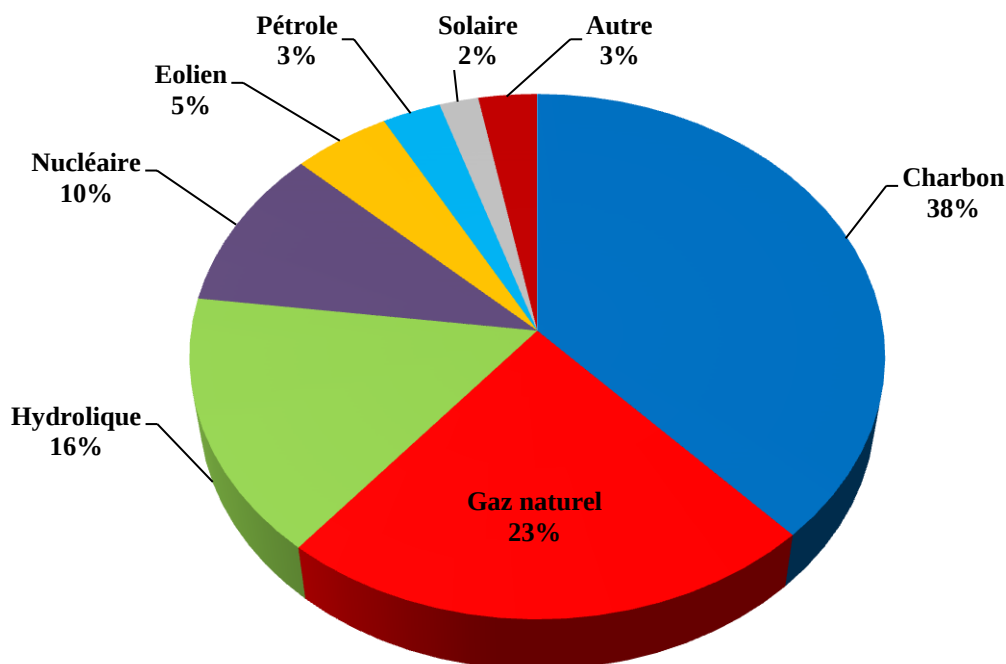


Figure 1.2 : Source de la production mondiale d'électricité pour l'année 2018 [6].

En Algérie, le parc national de production d'électricité a enregistré une croissance remarquable de sa capacité installée entre 2006 et 2017. Durant cette période, la puissance de production est passée de 7 906 MW à 19 586 MW, marquant une augmentation de plus de 11 000 MW en l'espace de onze ans. Cette évolution témoigne des efforts soutenus déployés pour répondre à la demande croissante en énergie. La figure 1.3 illustre la répartition de la puissance installée selon les types de centrales électriques en service à la fin de l'année 2017. Parallèlement, la production d'électricité est passée de 34 922 GWh en 2006 à 71 470 GWh en 2017, traduisant un quasi-doublement de l'énergie générée. Le tableau 1.1 retrace l'évolution historique de la production nationale d'électricité sur la période 1980–2017, exprimée en gigawattheures (GWh) [7].

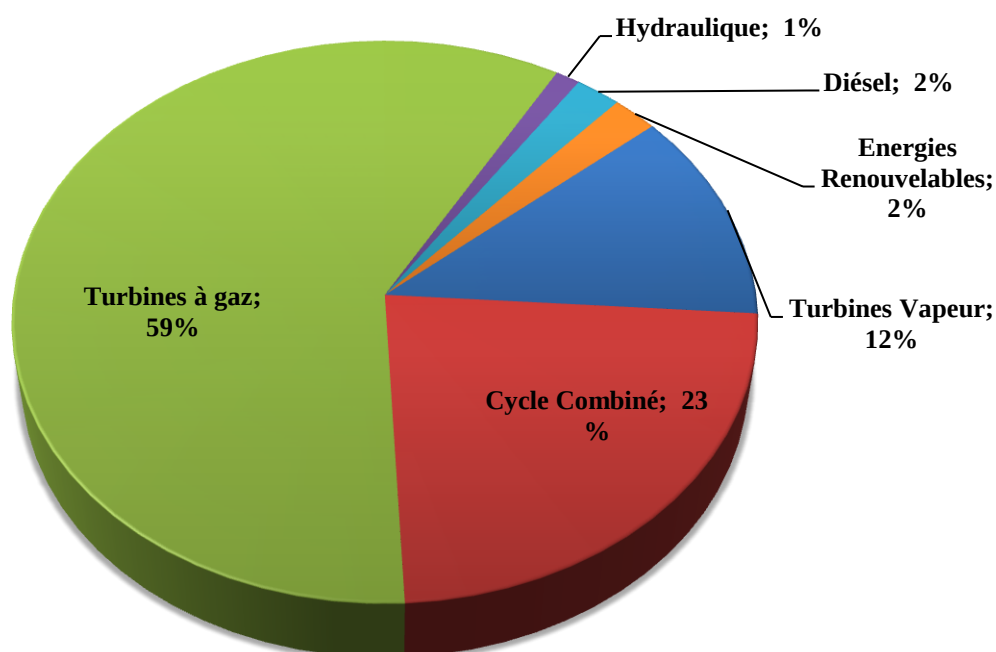


Figure 1.3 : Puissance installée par type de centrale électrique à la fin d'année 2017 [7].

Tableau 1.1: Evolution de l'énergie électrique produite sur la période 1980-2017, par type de centrale électrique [7].

Type de centrale	1980	1990	2000	2006	2010	2016	2017
Thermique vapeur	3 621	8 397	15 757	14 558	9 692	11 512	10 074
Thermique gaz	2 223	6 704	8 830	16 463	19 564	24 441	31 009
Cycle combiné	-	-	-	3 419	15 341	28 899	29 508
Hydraulique	251	135	54	218	173	72	71
Diesel	125	216	368	264	403	281	286
Eolien	-	-	-	-	-	19	21

Photovoltaïque	-	-	-	-	-	205	500
Total	6 220	15 452	25 008	34 922	45 174	66 263	71 470

1.2.2 Transport

Le réseau de transport joue un rôle stratégique dans le système électrique, en assurant l'acheminement de volumes importants d'énergie électrique à très haute tension – généralement compris entre 63 kV et 400 kV – depuis les sites de production vers les réseaux de distribution et les grands consommateurs industriels. Ce transport d'énergie sur de longues distances s'effectue avec une attention particulière portée à la minimisation des pertes et des chutes de tension. D'un point de vue topologique, les réseaux de transport sont configurés sous forme de maillages afin de garantir une redondance opérationnelle et une sécurité accrue en cas de défaillance. Ce maillage permet également d'assurer des flux de puissance bidirectionnels, offrant ainsi une meilleure flexibilité dans l'exploitation du réseau.

Comparativement aux réseaux de distribution, les réseaux de transport bénéficient d'une supervision renforcée permettant un pilotage précis des paramètres essentiels tels que la tension, la fréquence, la répartition des flux de puissance ainsi que l'optimisation des coûts de production.

En Algérie, le réseau national de transport d'électricité s'étendait sur plus de 29 233 kilomètres de lignes électriques à la fin de l'année 2017 [7]. Dans le cadre de la stratégie d'expansion du groupe SONELGAZ, des investissements ambitieux ont été programmés pour la période 2018–2028, visant l'ajout de 22 526 kilomètres de lignes supplémentaires à l'horizon 2028 [8]. Le tableau suivant présente les différentes gammes de tension utilisées dans le réseau électrique national selon les classifications adoptées par le groupe SONELGAZ.

Tableau 1.2: Tableau des domaines de tension [9].

Domaines de tension		Valeur de la tension composée nominale (Un en Volts)	
		Tension Alternative	Tension Continue
Très Basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n < 120$
Basse Tension (BT)	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$

Haute Tension (HT)	HTA ou MT	$1000 < U_n \leq 50\,000$	$1500 < U_n \leq 75\,000$
	HTB	$U_n > 50\,000$	$U_n > 75\,000$

1.2.3 Distribution

Les réseaux de distribution, qui constituent l'objet central de cette étude, représentent l'ultime maillon de la chaîne d'acheminement de l'énergie électrique. Celle-ci débute au niveau des unités de production et s'achève chez les consommateurs finaux. Ces réseaux fonctionnent à des niveaux de tension inférieurs ou égaux à 50 kV et se subdivisent en deux grandes catégories :

- Le réseau de distribution moyenne tension (MT), également désigné comme réseau haute tension de catégorie A (HTA), dont les niveaux varient généralement entre 10 kV et 30 kV, assurant la liaison avec le réseau de transport.
- Le réseau de distribution basse tension de catégorie A (BTA), opérant à 230/400 V, dédié principalement à l'alimentation des usagers résidentiels.

Le réseau BTA constitue ainsi le dernier niveau de transformation et de distribution dans le système électrique. Il est alimenté via les postes de distribution HTA/BTA, lesquels assurent la conversion entre moyenne et basse tension. Ce découpage technico-économique permet de concilier plusieurs objectifs : réduire les chutes de tension, optimiser le nombre de postes sources (HTB/HTA) nécessaires, et limiter les contraintes associées aux infrastructures à haute tension.

En Algérie, le réseau national de distribution d'électricité comptait, à la fin de l'année 2017, un linéaire de 328 996 kilomètres de lignes électriques [5]. Dans le cadre de sa stratégie de développement, l'État a engagé un programme ambitieux visant à renforcer ce réseau sur la période 2018–2028, avec un objectif de 106 563 kilomètres de lignes de distribution supplémentaires à l'horizon 2028 [8].

1.2.4 Consommation

L'énergie électrique est principalement utilisée, tant par les consommateurs résidentiels qu'industriels, pour satisfaire trois besoins fondamentaux : l'éclairage (énergie lumineuse), le chauffage (énergie thermique) et l'entraînement de machines (énergie mécanique via les moteurs électriques). Dans le contexte des réseaux électriques, les utilisateurs sont désignés sous le terme de charges, caractérisées par leur consommation en puissance active et réactive.

À partir des mesures de puissance sur des intervalles de temps définis, il est possible de déterminer à la fois la puissance maximale – ou puissance de pointe – et la puissance moyenne absorbée. Pour suivre l'évolution temporelle de la demande en électricité, les courants sont enregistrés au niveau des postes de transformation situés entre les réseaux de transport et de distribution. Ces mesures permettent de tracer des courbes de consommation, communément appelées courbes de charge.

Ces courbes constituent un outil fondamental pour les gestionnaires de réseau, leur offrant une visibilité sur la dynamique de la charge et facilitant ainsi l'élaboration de plans prévisionnels de production. La figure ci-après illustre l'évolution journalière de la consommation électrique observée le 03 février 2021.

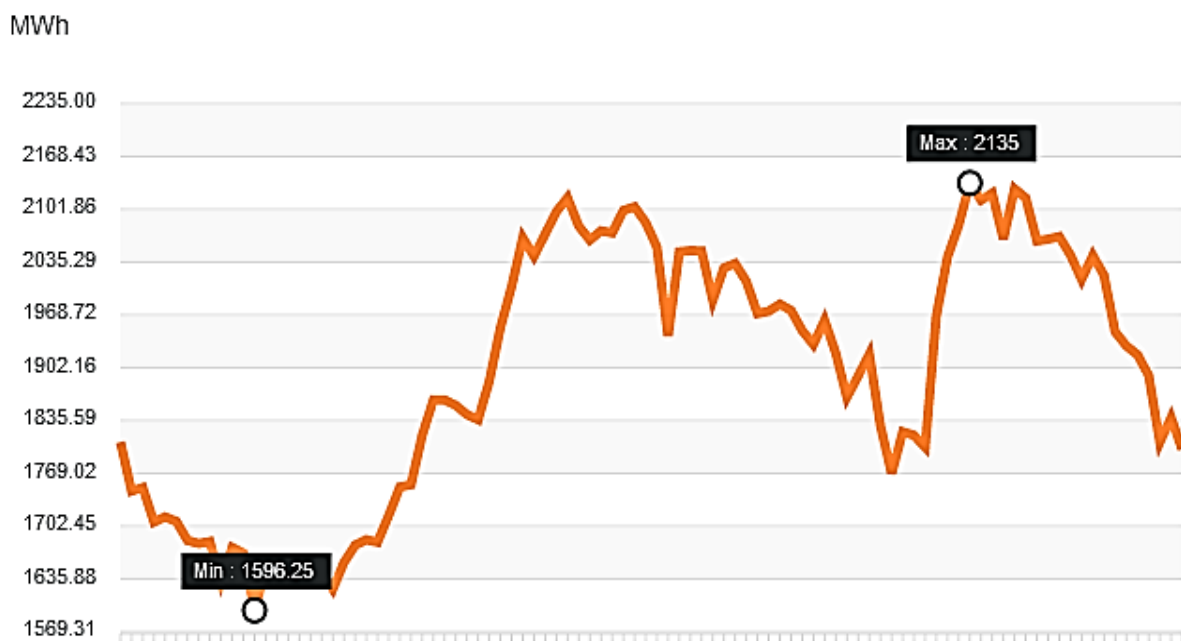


Figure 1.4 : Courbe de charge de la journée du 03 février 2021, source OSE [10].

En 2017, la consommation nationale d'électricité s'élevait à 55 148,9 GWh, répartis sur 9184 962 consommateurs [7]. Le tableau ci-dessous présente le nombre de consommateurs et leur consommation d'électricité dans l'Algérie pour l'année 2017.

Tableau 1.3: Répartition de clients et leur consommation d'électricité en Algérie pour l'année 2017 [7].

	Nombre de clients	Consommation (GWh)
Haute Tension	115	10 801.7
Moyenne Tension	57 539	15 752,8

Basse Tension	9 127 308	32 869,2
Total	9 184 962	53 423,7

1.3 Le réseaux électriques de distribution

Les réseaux de distribution représentent l'ossature essentielle du système énergétique, dans la mesure où ils assurent le lien final entre le réseau électrique et la majorité des utilisateurs. En tant qu'interface terminale, ils sont responsables de la livraison directe de l'électricité aux consommateurs. Comparativement aux réseaux de transport, les réseaux de distribution se distinguent par leur étendue plus vaste et leur densité plus élevée, caractéristiques rendues nécessaires par la dispersion géographique et la diversité des charges à desservir. Ils sont alimentés en énergie à partir des postes sources HTB/HTA, qui assurent la transition entre haute et moyenne tension.

1.3.1 Postes source HTB / HTA

Les postes sources HTB/HTA constituent le point de transition physique et fonctionnel entre le réseau de transport d'électricité à très haute tension (HTB) et le réseau de distribution moyenne tension (HTA). Le côté primaire des transformateurs dans ces postes est alimenté par des lignes HTB. Dans un souci de fiabilité et de continuité de service, la majorité de ces postes sont équipés de deux transformateurs fonctionnant en régime radial, c'est-à-dire de manière indépendante en conditions normales d'exploitation. En cas de dysfonctionnement de l'un des transformateurs, un système d'interrupteurs permet de l'isoler rapidement et de transférer la charge vers le transformateur opérationnel.

Compte tenu du caractère maillé du réseau de transport, il est fréquent que le primaire des postes HTB/HTA soit raccordé à une seconde alimentation HTB, garantissant ainsi une redondance en cas de coupure. Du côté secondaire, un ou plusieurs jeux de barres assurent l'alimentation des départs HTA vers les réseaux de distribution. La figure 1.5 illustre les principales configurations architecturales adoptées dans les postes HTB/HTA.

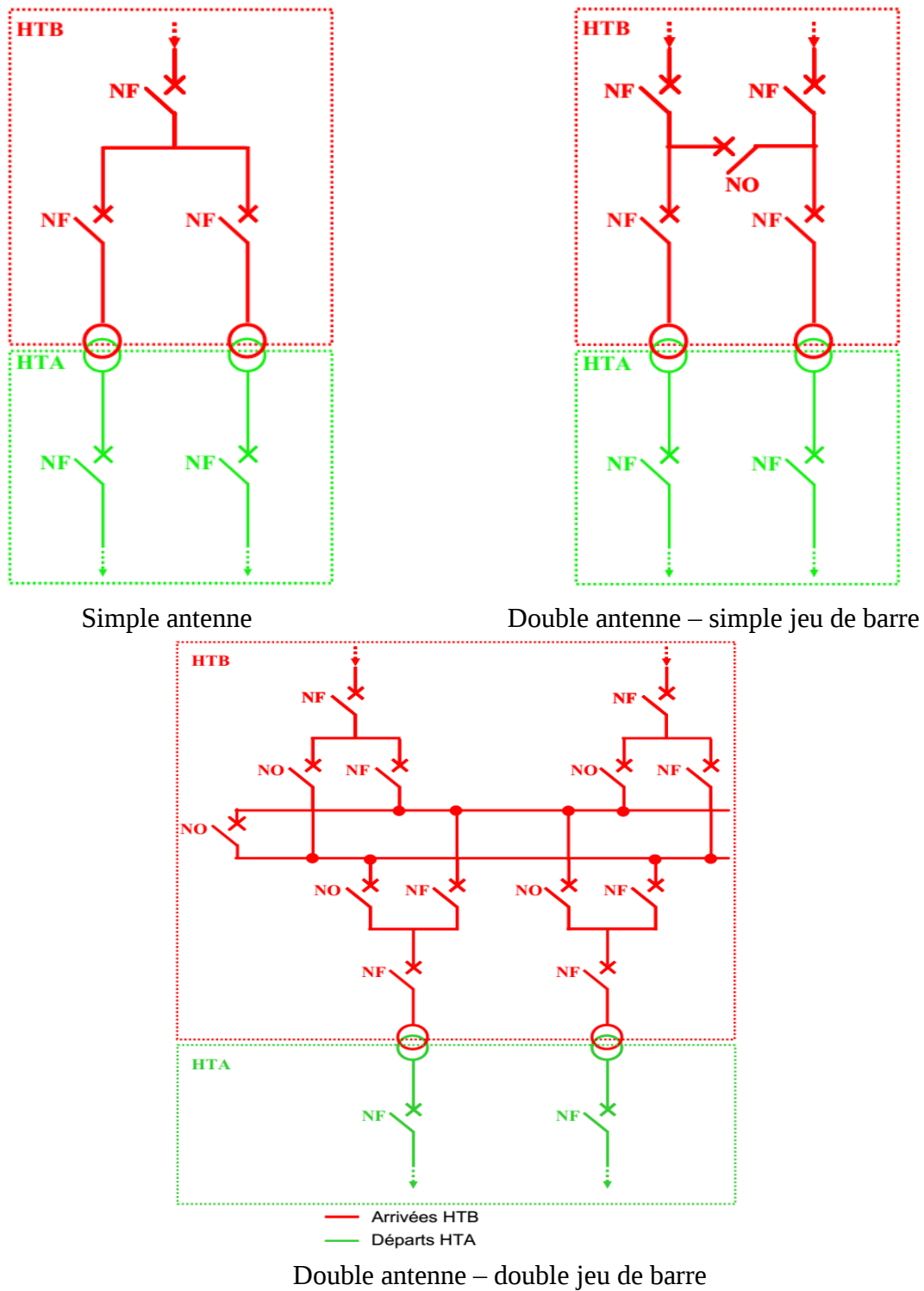


Figure 1.5 : Architecture des postes HTB/HTA [3]

1.3.2 Architectures des réseaux de distribution HTA

Dans le cas des réseaux de distribution HTA, on distingue les réseaux ruraux de types aériens et les réseaux urbains de types souterrains.

1.3.2.1 Réseaux ruraux

Les réseaux de distribution ruraux se distinguent par une densité de charges généralement faible et hétérogène, répartie sur de vastes territoires. Cette configuration géographique entraîne des longueurs importantes de conducteurs nécessaires pour acheminer l'énergie jusqu'aux points de consommation. Ces réseaux adoptent généralement une structure arborescente, parfois bouclée pour des raisons de sécurité, mais exploitée en régime radial afin de simplifier la gestion et la protection.

Les boucles peuvent être établies soit entre deux départs voisins issus du même poste source HTB/HTA, soit entre des départs provenant de postes sources différents. L'un des principaux défis associés à ce type de réseau concerne les chutes de tension en bout de ligne, souvent critiques en raison des distances élevées et de la faiblesse des charges raccordées. La figure 1.6 illustre de manière schématique l'architecture typique d'un réseau rural radial.

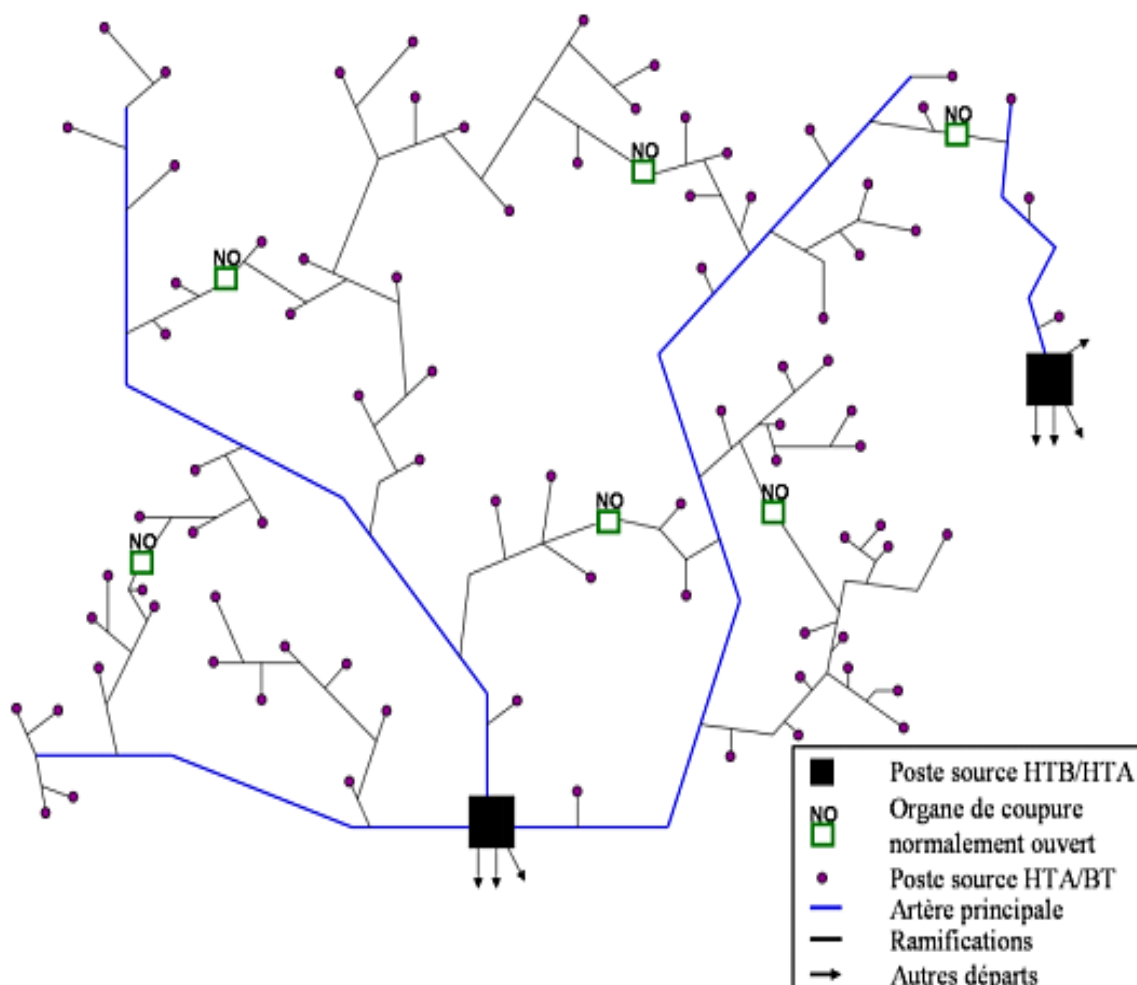


Figure 1.6 : Réseau rural radial [3]

1.3.2.2 Réseaux urbains

À la différence des réseaux ruraux, les réseaux urbains se caractérisent par une densité de charges particulièrement élevée, concentrée sur des zones géographiques restreintes. Cette spécificité impose des configurations architecturales plus complexes et diversifiées. On distingue principalement deux grandes familles de structures utilisées dans les réseaux urbains:

- les structures en dérivations multiples,
- et les structures en coupure d'artère.

Ces configurations visent à garantir à la fois la continuité de service, la flexibilité d'exploitation et la capacité de reprise rapide en cas de défaillance, tout en tenant compte des contraintes techniques propres à l'environnement urbain.

1.3.2.2.1 Structure en double dérivation

La structure en double dérivation repose sur la présence de deux postes sources HTB/HTA interconnectés par deux ou plusieurs circuits triphasés disposés en parallèle. Chaque poste de transformation HTA/BTA est, en conditions normales, alimenté via un circuit principal. En cas de défaillance sur ce dernier, la charge peut être automatiquement transférée vers un circuit secondaire, généralement dédié au secours.

Ce type d'architecture présente l'avantage majeur d'assurer une continuité optimale de l'alimentation électrique et de permettre une reprise rapide et automatique du service en cas d'incident. La figure 1.7 illustre la configuration typique d'un réseau urbain organisé selon une structure en double dérivation.

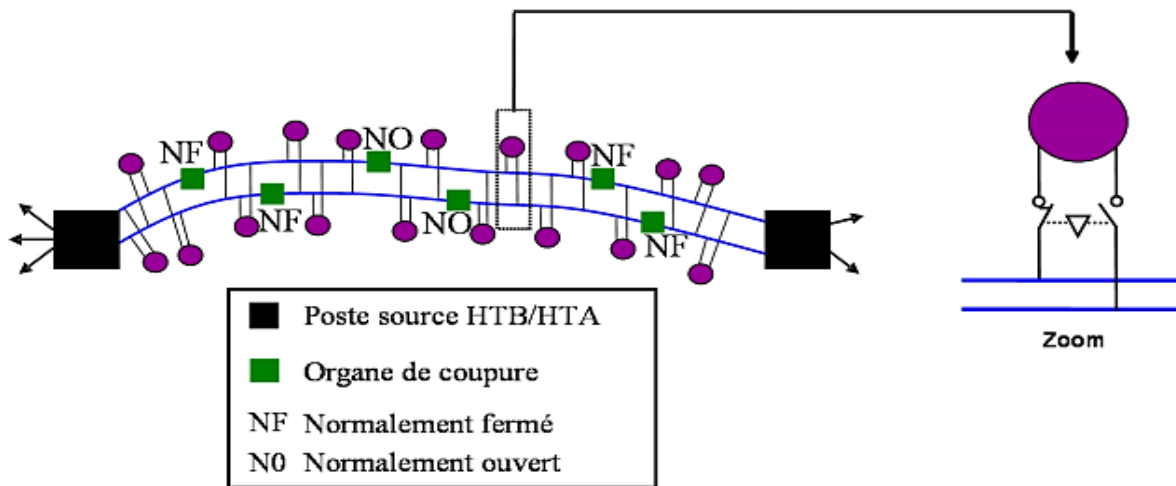


Figure 1.7 Structure en double dérivation [3]

1.3.2.2.2 Structures en coupure d'artère

Dans le cas de la structure dite « en coupure d'artère » (illustrée à la figure 1.8), les postes sources HTB/HTA sont interconnectés par paires au moyen de circuits appelés artères. Chaque poste de transformation HTA/BTA est directement alimenté à partir de l'une de ces artères. Celles-ci intègrent un ou plusieurs organes de coupure, dont l'état – normalement ouvert ou fermé – permet d'exploiter le réseau selon une configuration radiale.

Ce type de structure offre une flexibilité opérationnelle tout en maintenant une topologie simple. Dans certaines situations, le lien entre deux postes sources HTB/HTA peut être renforcé par un câble de secours, destiné à améliorer la résilience du réseau en cas de défaillance. Plusieurs variantes de cette structure existent et seront présentées dans les sections suivantes.

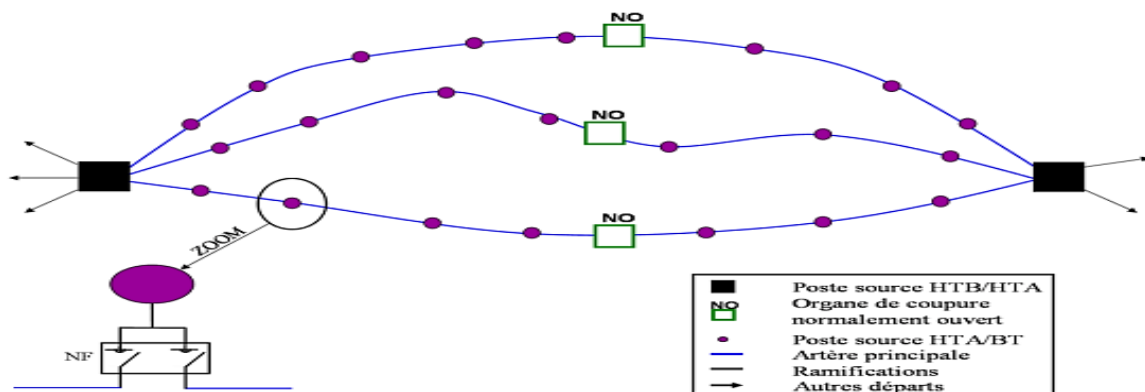


Figure 1.8 : Structure en coupure d'artère [3]

a) Structure en fuseau

Dans une structure en fuseau, l'ensemble des câbles de distribution émanant d'un même poste source convergent vers un point centralisé, désigné sous le nom de point de réflexion (PR). Ce point constitue une zone stratégique dans l'architecture du réseau, car il offre un emplacement favorable à l'implantation future de nouveaux postes de transformation HTB/HTA en fonction de l'évolution des besoins. Par ailleurs, le point de réflexion peut également être relié au poste source initial par un câble de secours, renforçant ainsi la sécurité d'alimentation.

Cette configuration se distingue par sa simplicité de conception et sa facilité d'exploitation. Elle garantit en outre une qualité de fourniture électrique satisfaisante, ce qui en fait une solution adaptée aux environnements urbains. La figure 1.9 illustre la structure typique en fuseau d'un réseau de distribution urbain.

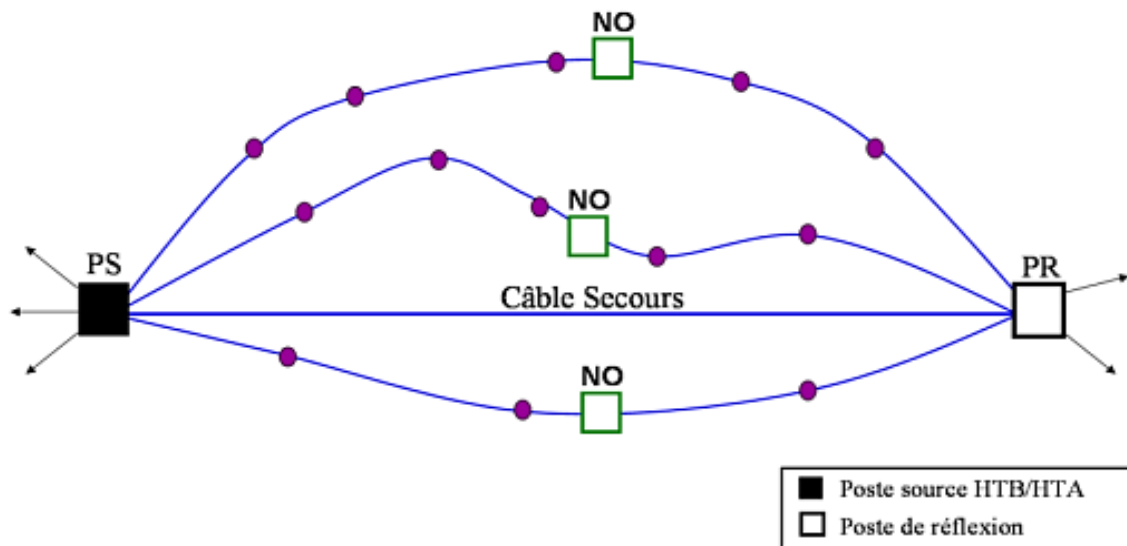


Figure 1.9 Structure en fuseau [3].

b) Structure en épi

La structure en épi se distingue par la présence de plusieurs points de réflexion, reliés successivement entre eux par des câbles de secours, et connectés au poste source HTB/HTA via des liaisons distinctes. Cette configuration permet une extension du réseau plus économique et plus souple autour d'un même poste source que ne le permet la structure en fuseau.

Elle présente également l'avantage de mieux s'adapter à la répartition réelle des charges sur le territoire desservi, ce qui se traduit par une optimisation de l'infrastructure et une

réduction de la longueur totale des lignes électriques nécessaires. La figure 1.10 illustre l'architecture typique d'un réseau urbain organisé selon une structure en épi.

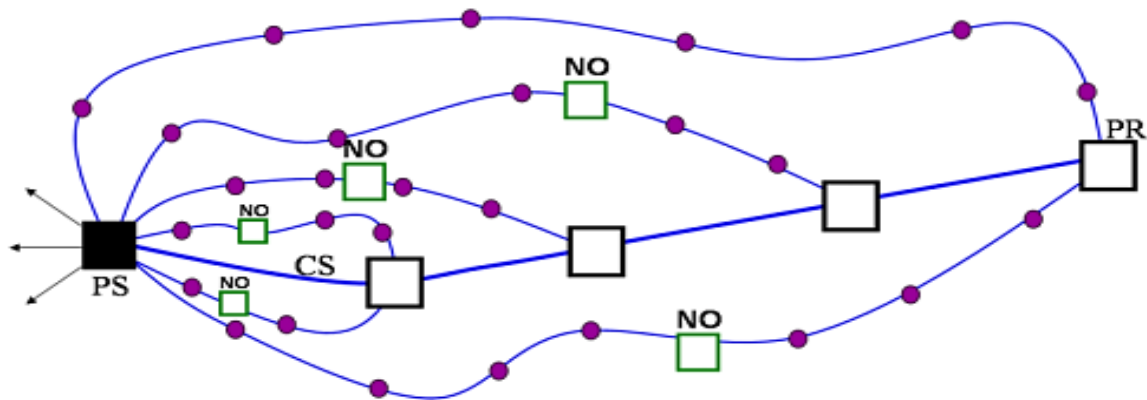


Figure 1.10 Structure en épi [3].

c) Structure maillée

La structure maillée, également appelée structure en grille, constitue une évolution de la configuration en coupure d'artères. Elle se distingue par la présence d'un grand nombre de boucles, formées par les conducteurs, les charges, ainsi que les connexions intermédiaires reliant les différents postes HT/MT entre eux. Bien que cette structure soit physiquement maillée, son exploitation s'effectue de manière radiale grâce à l'utilisation stratégique d'organes de coupure placés en position normalement ouverte.

L'abondance des interconnexions entre les artères principales confère à cette architecture une très haute qualité de service et une résilience accrue face aux incidents. Toutefois, cette complexité structurelle engendre un coût de mise en œuvre significativement plus élevé que les configurations plus simples. La figure 1.11 illustre une représentation typique d'un réseau de distribution à structure maillée.

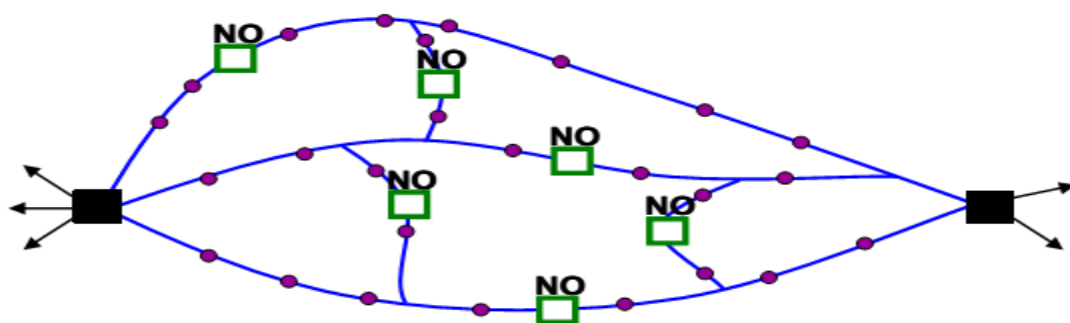


Figure 1.11 Structure maillée ou la grille [3].

d) Structure maille

Dans la structure en maille (illustrée à la figure 1.12), chaque boucle du réseau est alimentée soit directement par un poste source HTB/HTA, soit par un poste dit « tête de boucle ». Ce dernier est connecté au poste source principal au moyen d'un conducteur de forte capacité, communément appelé câble de structure. Le poste tête de boucle reprend l'architecture générale d'un poste source, à l'exception notable de l'absence de transformateur HTB/HTA.

Par ailleurs, des liaisons interboucles sont prévues afin de permettre une alimentation de secours en cas de défaillance d'un câble de structure. Cette redondance renforce la résilience du réseau et assure la continuité d'alimentation même en situation de défaut.

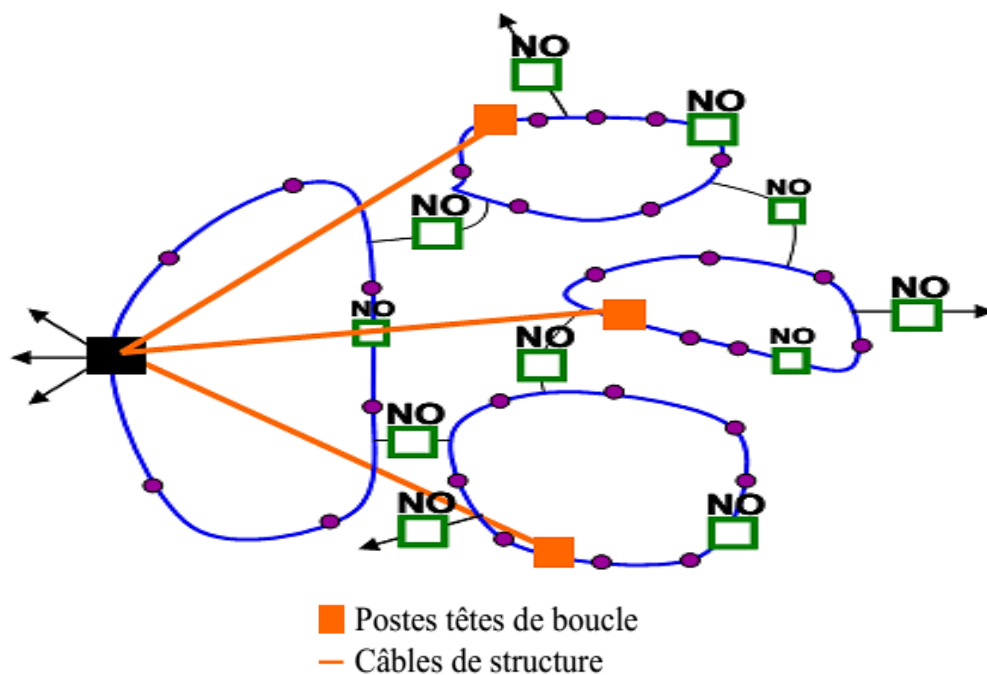


Figure 1.12 : Structure maille [3].

e) Structure boucles (ou pétales de marguerite)

La structure en boucles, également désignée sous le nom de configuration en « pétales de marguerite » (voir figure 1.13), est généralement utilisée lorsque le centre de gravité des charges à desservir se situe à une distance significative du poste source HTB/HTA. Dans cette

architecture, chaque ligne constituant une boucle est alimentée à partir d'un poste appelé « poste tête de pétale », relié au poste source principal par un ou deux câbles de distribution.

Bien que cette structure permette une desserte étendue dans des zones éloignées, elle présente une flexibilité réduite par rapport à la structure en maille, notamment en ce qui concerne la possibilité de transférer la charge d'une boucle vers une autre en cas de défaut. Cette limitation peut affecter la continuité du service en situation de perturbation.

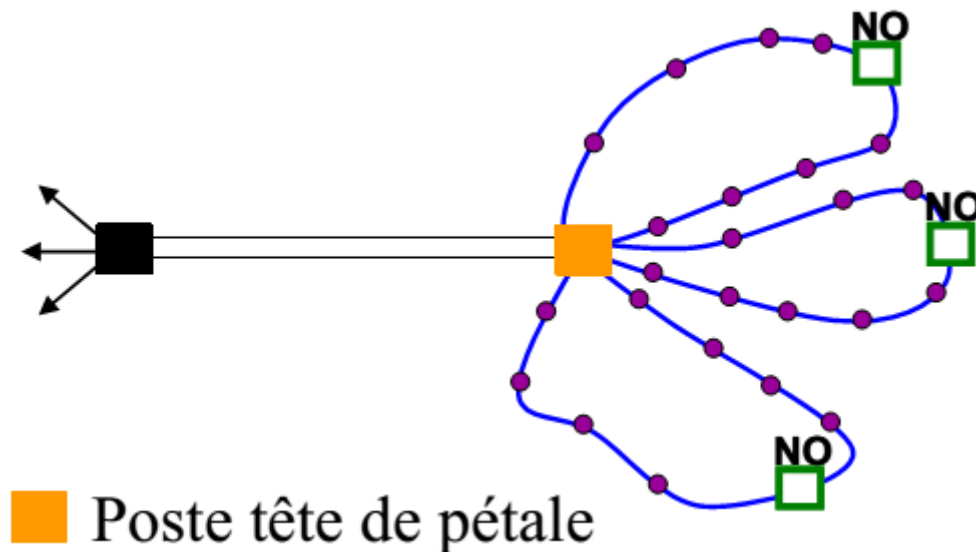


Figure 1.13 : Boucles ou pétales de marguerite [3].

1.4 Production décentralisée

1.4.1 Définition

Dans la littérature scientifique et technique, plusieurs terminologies sont utilisées pour désigner la production décentralisée, telles que : Génération d'Énergie Décentralisée ou Distribuée, Génération d'Énergie Dispersée, ou encore Production Distribuée [11]. Dans le cadre de cette étude, le terme « Génération d'Énergie Décentralisée » (GED) sera adopté de manière systématique.

Il convient de souligner qu'il n'existe pas de définition universellement reconnue de la GED ; chaque pays, voire chaque organisme, en propose une interprétation propre. Pour certains, la GED est définie en fonction du niveau de tension auquel les générateurs sont raccordés. Pour d'autres, elle se caractérise par une injection directe de l'énergie au niveau des charges. D'autres encore considèrent des critères technologiques et fonctionnels, tels que

le recours aux énergies renouvelables, la cogénération, ou le caractère non dispatchable des unités de production.

Plusieurs institutions et auteurs de référence ont proposé des définitions de la génération d'énergie décentralisée (GED), reflétant la diversité des critères techniques, géographiques et fonctionnels associés à ce concept.

- L'Electric Power Research Institute (EPRI) définit la GED comme l'ensemble des petites unités de production, allant de quelques kilowatts (kW) jusqu'à 50 mégawatts (MW), ainsi que les dispositifs de stockage d'énergie, généralement situés à proximité des charges, des postes de distribution ou des sous-stations de transport [11].
- L'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) considère la GED comme une production d'énergie assurée par des unités suffisamment petites pour pouvoir être raccordées à presque n'importe quel point du réseau électrique, à la différence des grandes installations de production centralisée [12].
- Le Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRÉ) définit la GED comme un ensemble de sources de production dont la capacité maximale varie entre 50 MW et 100 MW. Ces unités sont généralement connectées au réseau de distribution et ne sont ni observables ni pilotables par le gestionnaire de réseau, ce qui les rend non dispatchables [11].
- L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) considère la GED comme une forme de production électrique localisée à proximité des sites de consommation, destinée à répondre à des besoins spécifiques tout en contribuant au soutien du réseau de distribution. Cette définition englobe des technologies variées telles que les moteurs à pistons, les turbines, les piles à combustible et les systèmes photovoltaïques [13].
- Chambers [14] définit la GED comme une source de petite puissance, généralement inférieure ou égale à 30 MW, implantée à proximité des consommateurs afin de répondre à leurs besoins locaux ou de renforcer la performance du réseau de distribution.
- Enfin, Ackermann et al. [14] proposent une définition plus large et technologique, fondée sur les critères d'interconnexion et de localisation. Ils considèrent toute source de production d'énergie connectée directement au réseau de distribution, ou en aval

du compteur d'un client, comme une unité de GED, indépendamment de sa capacité ou de la technologie utilisée. Cette approche, très inclusive, reflète la flexibilité et la diversité des applications potentielles de la production distribuée.

Les unités de la GED se distinguent des unités de production classique par le fait qu'elles sont le plus souvent raccordées au réseau de distribution, et par leur petite taille [4]. La classification sur la base de la capacité de production [11] [15] est indiquée sur la figure 1.14.

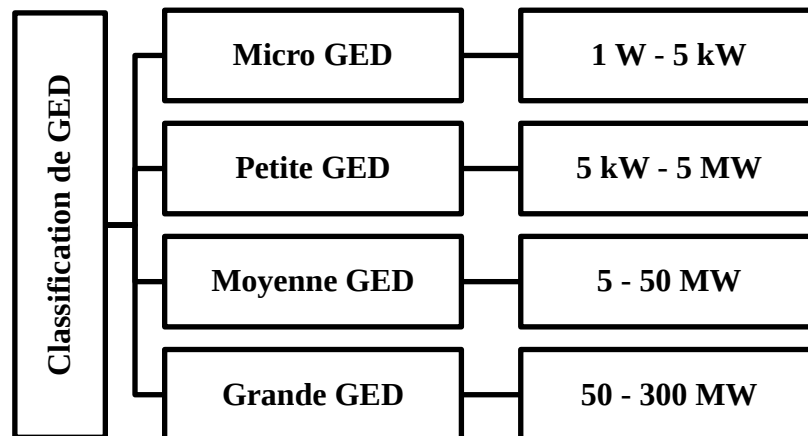


Figure 1.14 : Classification de GED à la base de la puissance nominale

1.4.2 Types de production décentralisée

Plusieurs de GEDs utilisent des technologies matures ou en phase de développement. Les énergies primaires utilisées sont également très variées, d'origine renouvelable ou fossile. Des classifications sont faites en fonction du type d'énergies primaires utilisée [4] [5] et en fonction de type de puissance délivrée [18].

1.4.2.1 Classification en fonction du type d'énergies primaires utilisée

a) Les énergies non renouvelables

Deux types de technologies non renouvelables peuvent être décrits :

✚ Énergies fossiles (gaz, charbon, pétrole)

Le principe de fonctionnement de cette technologie repose sur les mêmes fondements que ceux des grandes installations thermiques de production centralisée. Il s'agit de convertir l'énergie issue de la combustion de combustibles fossiles – tels que le gaz naturel, le charbon ou le pétrole – en chaleur, laquelle est ensuite transformée en électricité par le biais de

dispositifs thermodynamiques. Les principales technologies mises en œuvre dans ce cadre incluent les centrales thermiques à flamme, les turbines à gaz ainsi que les moteurs diesel.

Ces systèmes, en particulier les turbines à gaz, peuvent également être exploités dans des configurations de cogénération, où la chaleur résiduelle issue de la production électrique est récupérée pour des usages thermiques. Cette approche, qualifiée de production combinée, permet d'atteindre un rendement énergétique global nettement supérieur à celui des systèmes de production séparée, en valorisant simultanément les deux formes d'énergie produites.

Hydrogène

Les piles à combustible représentent une technologie émergente permettant la production d'électricité à partir de la réaction électrochimique entre l'hydrogène et l'oxygène. Ce procédé génère de l'énergie électrique sans combustion, ce qui en fait une solution particulièrement respectueuse de l'environnement.

Actuellement, deux types de piles à combustible font l'objet de recherches intensives :

- les piles à membrane échangeuse de protons (PEMFC – Proton Exchange Membrane Fuel Cell), principalement destinées aux applications de faible puissance, notamment dans les secteurs de la mobilité et de l'électronique,
- les piles à combustible à oxyde solide (SOFC – Solid Oxide Fuel Cell), mieux adaptées aux installations stationnaires de cogénération en raison de leur rendement élevé et de leur capacité à fonctionner à haute température.

Malgré leur fort potentiel écologique et leur rendement énergétique prometteur, ces technologies demeurent encore peu répandues en raison de leurs coûts d'investissement élevés et des contraintes liées à leur mise en œuvre.

b) Les énergies renouvelables

Les principales sources d'énergies renouvelables sont :

Hydraulique

Les centrales hydrauliques génèrent de l'électricité en exploitant l'énergie potentielle gravitationnelle d'un volume d'eau transféré d'un niveau supérieur vers un niveau inférieur. Ce déplacement entraîne des turbines hydrauliques couplées à des alternateurs qui assurent la

conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique. Le mouvement de l'eau peut être issu du débit naturel d'un cours d'eau, tel qu'une rivière, un fleuve ou un lac.

Dans le cadre de la génération d'énergie décentralisée (GED), ce principe est appliqué à des échelles plus réduites au moyen de microcentrales hydrauliques. Celles-ci sont conçues pour des puissances électriques de l'ordre de 5 MW, ce qui les rend adaptées aux besoins locaux tout en assurant une production propre et fiable.

Le principal avantage de ce type de production est qu'elle n'est pas intermittente et leur énergie primaire gratuite. Le coût élevé de l'investissement initial et l'impact sur l'environnement sont ses principaux inconvénients.

Solaire

L'énergie issue du rayonnement solaire peut être convertie en électricité selon deux approches principales. La première consiste en une conversion directe en courant continu à l'aide de panneaux photovoltaïques. La seconde, dite solaire thermique, repose sur la concentration de la chaleur solaire à l'aide de miroirs paraboliques ou de concentrateurs, permettant ainsi de générer de l'électricité de manière indirecte.

L'attrait pour ces technologies s'explique par plusieurs avantages notables : l'abondance et la gratuité de la ressource solaire, la longévité des installations, ainsi qu'une maintenance relativement simple. Toutefois, ces systèmes présentent également des limites. Leur performance dépend fortement des conditions météorologiques, ce qui induit une variabilité de la production. De plus, les coûts initiaux d'investissement restent élevés, ce qui freine leur déploiement à grande échelle, en particulier dans les contextes économiques contraints.

Eolien

Les aérogénérateurs, communément appelés éoliennes, sont des dispositifs conçus pour convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, laquelle est ensuite transformée en énergie électrique grâce à une génératrice. Cette technologie constitue l'un des moyens les plus répandus d'exploitation de l'énergie éolienne.

Deux principales configurations d'installation de parcs éoliens sont distinguées :

- les parcs éoliens terrestres (onshore), implantés sur le continent,

- les parcs éoliens en mer (offshore), installés au large des côtes et bénéficiant généralement de vitesses de vent plus régulières, permettant des capacités de production plus élevées (voir figure 1.15).

Dans le contexte de la génération d'énergie décentralisée (GED), les éoliennes sont typiquement déployées avec des puissances unitaires variant entre 200 kW et 5 MW, ce qui les rend adaptées aux applications locales ou régionales.



Eolienne offshore



Eolienne onshore

Figure. 1.15 : Type des parcs éoliens.

Le principal avantage de cette source d'énergie est que son coût d'installation est moins cher que les autres sources d'énergie renouvelables. Cependant, l'énergie éolienne est intermittente et l'installation de parcs éoliens aura des impacts sur le paysage et le bruit.

Géothermie

Les centrales géothermiques exploitent la chaleur naturelle du sous-sol terrestre en faisant circuler un fluide caloporteur à travers les formations géologiques profondes. Ce fluide, qui peut provenir soit de nappes phréatiques naturelles, soit être de l'eau injectée artificiellement dans des roches chaudes ou des puits dédiés, capte l'énergie thermique présente dans le sol. Une fois réchauffé, il remonte en surface à haute température, permettant d'actionner des turbines classiques qui convertissent cette énergie thermique en électricité.

Cette technologie repose sur l'utilisation durable de la chaleur interne de la Terre et offre une solution de production énergétique stable, indépendante des conditions climatiques.

Cette source d'énergie a l'avantage de préserver l'environnement et d'être indépendante des conditions climatiques, elle est donc fiable et stable. Malheureusement, cette source

d'énergie nécessite des forages dont les résultats sont parfois aléatoires et dont le temps de mise en place de l'installation pour son utilisation est assez important.

Biomasse

Certaines centrales thermiques à flamme utilisent la biomasse comme source primaire d'énergie. Celle-ci regroupe une variété de matières organiques renouvelables telles que les résidus agricoles, le bois, le biogaz, ainsi que certains déchets industriels et ménagers. Ces matières sont valorisées par combustion pour produire de la chaleur, qui est ensuite convertie en électricité par des systèmes thermodynamiques classiques.

En raison de son caractère renouvelable et de sa capacité à valoriser les déchets locaux, cette technologie connaît une adoption croissante, en particulier dans les zones rurales où les ressources en biomasse sont abondantes et facilement accessibles.

1.4.2.2 Classification de GED à base de type de puissance délivrée

La génération d'énergie décentralisée (GED) peut également être classée selon la nature de la puissance qu'elle est capable de fournir. Cette typologie permet de mieux adapter les unités de production aux besoins spécifiques du réseau. On distingue ainsi quatre grandes catégories :

- GED de Type 1 : Ce type regroupe les unités capables de fournir exclusivement de la puissance active. C'est le cas, par exemple, des micro-turbines, des installations photovoltaïques et des piles à combustible, qui sont généralement raccordées au réseau à l'aide de convertisseurs statiques ou d'onduleurs.
- GED de Type 2 : Ces unités produisent uniquement de la puissance réactive. Elles incluent principalement des dispositifs tels que les compensateurs synchrones et les batteries de condensateurs, utilisés pour le support de tension et la compensation de puissance réactive dans le réseau.
- GED de Type 3 : Ces sources sont capables de fournir à la fois de la puissance active et de la puissance réactive. Ce groupe comprend les petites centrales hydrauliques, les turbines à gaz ainsi que les installations de cogénération, qui permettent une contribution polyvalente au réseau.

- GED de Type 4 : Les unités de ce type injectent de la puissance active tout en consommant de la puissance réactive. Les générateurs à induction, largement utilisés dans les parcs éoliens, constituent l'exemple typique de cette catégorie.

1.5 Insertion de GED au réseau électrique

Contrairement aux réseaux traditionnels, dont l'évolution repose sur des infrastructures centralisées, les réseaux électriques contemporains se développent essentiellement par l'intégration croissante de la production décentralisée, notamment au niveau des réseaux de distribution. Cette transformation structurelle induit une transition vers une architecture plus flexible, où les unités de production sont fréquemment raccordées localement au réseau de distribution. Une telle insertion modifie fondamentalement le sens des flux énergétiques, qui deviennent bidirectionnels entre les niveaux de transport et de distribution. Ainsi, les réseaux de distribution acquièrent un caractère actif, en participant à la fois à l'absorption et à l'injection d'énergie. À l'inverse, les réseaux de distribution dépourvus de GED demeurent passifs, se contentant de distribuer l'électricité issue du réseau de transport vers les consommateurs.

Cette dynamique d'intégration est portée par un ensemble de motivations d'ordre technique, économique et environnemental, qui justifient le développement accéléré de la GED [17, 18] :

- La croissance continue de la demande en électricité, conjuguée à l'épuisement progressif des ressources fossiles utilisées dans les systèmes de production conventionnels, pousse de nombreux pays à rechercher des alternatives durables, basées sur des sources d'énergie renouvelable.
- Les coûts d'investissement très élevés liés à la construction de grandes centrales de production et des infrastructures de transport associées, ainsi que l'opposition sociale croissante face à ces projets, incitent à privilégier des installations de moindre envergure, mieux acceptées localement.
- Les engagements environnementaux internationaux, notamment dans le cadre du Protocole de Kyoto (1997), ont renforcé la pression pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Dans cette perspective, la GED constitue un levier essentiel de transition énergétique, grâce à sa faible empreinte environnementale.

- La nature modulaire et décentralisée des GED leur permet d'être implantées progressivement, à proximité des lieux de consommation, en réponse à des besoins spécifiques ou croissants. Cette modularité offre une souplesse de déploiement, avec des délais de mise en œuvre et des investissements réduits.
- Enfin, la libéralisation des marchés de l'électricité et l'introduction de producteurs décentralisés favorisent l'émergence d'une concurrence saine. Cela se traduit par une amélioration globale de la qualité de service et une tendance à la baisse des prix de l'énergie pour les usagers.

1.6 Apports de la GED

L'intégration de la génération d'énergie décentralisée (GED) dans les systèmes électriques présente de nombreux avantages répartis sur trois plans fondamentaux : technique, économique et environnemental [17, 18]. Ces apports peuvent être résumés comme suit :

- Réduction des pertes en ligne : Étant implantées à proximité des points de consommation, les unités GED permettent de limiter les transmissions longue distance de l'énergie électrique, réduisant ainsi les pertes par effet Joule. Ce rapprochement entre la production et la demande améliore l'efficacité globale du réseau et contribue à la réduction des coûts d'exploitation, malgré les investissements initiaux élevés associés aux infrastructures locales.
- Atténuation de la demande de pointe : Lors des périodes de forte demande, la production centralisée est soumise à une sollicitation maximale, entraînant une hausse significative des coûts. L'exploitation de sources GED durant ces pics permet non seulement de réduire la sollicitation des lignes de transport et des transformateurs, mais aussi d'optimiser la durée de vie des équipements en limitant les échauffements liés aux courants élevés.
- Réduction des délais de mise en service : Contrairement aux grandes centrales de production, dont la construction peut s'étendre sur 7 à 10 ans, les installations GED peuvent être déployées en quelques mois. Cette rapidité de mise en œuvre constitue une réponse efficace et adaptable à l'évolution rapide des besoins énergétiques.
- Renforcement de la sécurité énergétique : En cas de panne généralisée ou de crise énergétique, la présence de sources GED localisées permet de délester une partie de la

charge sur le réseau principal. Cela contribue à la résilience du système et limite les risques de coupures massives.

- Contribution au redémarrage du réseau : À la suite d'un black-out, le redémarrage du réseau nécessite une remise sous tension progressive. Les unités GED peuvent jouer un rôle essentiel dans ce processus en alimentant localement certaines zones et en facilitant le démarrage des centrales conventionnelles.
- Soutien à l'intégration des énergies renouvelables : Les réseaux intelligents s'appuient sur la GED pour favoriser l'intégration de sources renouvelables à grande échelle. En réduisant la dépendance aux énergies fossiles, cette approche permet également de limiter les émissions de gaz à effet de serre et de promouvoir une production énergétique propre et durable.
- Amélioration de la fiabilité de l'alimentation : Certaines charges sensibles nécessitent une alimentation stable et sécurisée. La proximité de sources GED assure une alimentation de secours quasi instantanée, garantissant ainsi la continuité de service pour les applications critiques.
- Baisse du coût de l'électricité : Le développement généralisé de la production décentralisée, tant au niveau régional que national, peut favoriser une diminution progressive du coût de l'énergie. Les « centrales virtuelles » — regroupements coordonnés de plusieurs GED — permettent aux opérateurs de disposer de réserves énergétiques flexibles et potentiellement moins coûteuses que le recours au marché de l'ajustement.
- Réduction de la pollution environnementale : Bien que certaines unités GED fonctionnent à base de carburants, leur impact environnemental demeure faible comparé aux grandes centrales. Leur déploiement dans les zones résidentielles est facilité par leur faible niveau d'émissions polluantes, ce qui en fait une solution adaptée aux environnements urbains.

1.7 Impact de la GED sur le réseau de distribution

L'intégration de la génération d'énergie décentralisée (GED) dans les réseaux électriques pose de nouveaux défis en matière d'exploitation et de planification, en particulier au niveau des réseaux de distribution. Ces derniers, historiquement conçus pour un transit

unidirectionnel de l'énergie – du réseau de transport vers les consommateurs – doivent aujourd'hui évoluer vers des architectures plus dynamiques et adaptables. Les paragraphes suivants analysent les principaux impacts techniques liés à cette transformation.

a) Sens de transit de puissance

Traditionnellement, les réseaux de distribution sont dimensionnés pour recevoir l'énergie électrique depuis le réseau haute tension, via les postes HTB/HTA, et la distribuer vers les niveaux inférieurs. L'introduction de la GED peut inverser ce flux, provoquant un transit de puissance du réseau basse tension vers le réseau haute tension. Cette inversion requiert une adaptation des dispositifs de protection, qui doivent désormais fonctionner de manière bidirectionnelle.

À court terme, cette situation peut être tolérée sans perturbation majeure. Toutefois, à mesure que le taux de pénétration des unités GED augmente, le risque de congestions locales s'intensifie, notamment dans les zones où l'infrastructure n'a pas été conçue pour accueillir des flux inverses [19, 20].

b) Pertes électriques

La GED peut contribuer soit à la réduction, soit à l'augmentation des pertes sur le réseau, selon divers facteurs : localisation des unités, capacité installée, nature des sources, configuration du réseau et structure de la charge [21, 22]. Une évaluation rigoureuse de ces paramètres est essentielle afin d'anticiper les effets sur les rendements énergétiques globaux.

c) Profil de tension

La présence de sources GED modifie le plan de tension le long des départs, provoquant souvent une élévation locale de la tension. Cette élévation dépend de plusieurs éléments : le nombre et la localisation des unités GED, leur capacité, leur facteur de puissance ainsi que la configuration du réseau [23]. Dans certains cas, ces surtensions peuvent dépasser les seuils réglementaires, surtout en période de faible charge.

Des régulateurs de tension installés sur les lignes de distribution permettent généralement de maintenir le profil dans les plages admissibles. Toutefois, lorsque les conditions de fonctionnement deviennent trop variables, même ces dispositifs peuvent s'avérer insuffisants.

d) Stabilité du système

Lorsque les unités GED utilisent des générateurs synchrones ou asynchrones connectés directement au réseau, leur interaction en cas de défaut peut affecter la stabilité globale du système. Il est essentiel que ces unités soient capables de rester synchronisées et de maintenir leur connexion au réseau après une perturbation, afin d'éviter des déséquilibres ou des chutes brutales de tension.

e) Puissance de court-circuit

L'injection de puissance par des générateurs, en particulier rotatifs, peut considérablement modifier les niveaux de courant de court-circuit dans le réseau [23]. Cette variation peut dépasser la capacité des équipements existants (lignes, transformateurs, protections), entraînant des contraintes thermiques et mécaniques.

Avant toute connexion de GED, il est donc impératif de vérifier que les niveaux de court-circuit restent inférieurs aux seuils admissibles des composants. Il convient également de s'assurer que l'injection de courant ne provoque pas le déclenchement intempestif des relais de surintensité, notamment sur les premières sections de ligne issues du poste source.

En cas de dépassement des limites, des solutions doivent être envisagées : renforcement ou renouvellement des équipements, révision des protections, ou relocalisation des unités GED.

f) Qualité de service

Certaines GED, notamment celles à base de générateurs asynchrones, peuvent provoquer des baisses brutales de tension lors de leur mise en service, en raison de l'appel de courant nécessaire à la magnétisation du circuit. En outre, les interfaces électroniques utilisées pour le raccordement (convertisseurs, onduleurs) peuvent introduire des harmoniques nuisibles, dégradant ainsi la qualité de l'énergie fournie aux usagers [19].

1.8 Conclusion

La génération d'énergie décentralisée (GED) a introduit des changements significatifs dans les réseaux de distribution, en transformant profondément leur mode de fonctionnement. Cette transition marque un tournant dans la gestion de l'énergie électrique, en rendant le réseau plus interactif, flexible et orienté vers une production locale.

De nombreux effets bénéfiques peuvent être attendus, tant pour le consommateur que pour le producteur, le gestionnaire de réseau, le régulateur, et plus largement pour la société dans son ensemble. Parmi ces avantages, on peut citer la réduction des pertes liées au transport de l'électricité, la diversification des sources d'énergie, et l'amélioration de la résilience énergétique.

Cependant, l'insertion de la GED n'est pas sans effets secondaires potentiels. Elle peut entraîner des problèmes techniques notables au sein des réseaux de distribution, notamment :

- une modification des pertes de puissance (parfois à la hausse),
- une détérioration du profil de tension,
- ainsi qu'une réduction de la stabilité de tension, en particulier lorsque les sources intégrées sont intermittentes comme le solaire ou l'éolien.

Ces impacts soulignent la nécessité de stratégies de gestion et d'optimisation adaptées, afin d'assurer une intégration efficace et sûre de la GED dans les infrastructures électriques existantes.

Chapitre 2

Ecoulement de puissance dans les réseaux de distribution

2.1 Introduction

Le réseau de distribution électrique se distingue par la variabilité constante de la demande en charge, ce qui influence directement les pertes de puissance dans les branches ainsi que le profil de tension aux différents nœuds du réseau. Cette dynamique impose le recours à des méthodes de calcul adaptées pour évaluer avec précision l'écoulement de puissance.

Dans la littérature, plusieurs approches ont été développées à cet effet. Elles se répartissent principalement en deux grandes catégories :

- les méthodes de type newtonien [25–28],
- et les méthodes de balayage arrière/avant [29, 30].

Les méthodes newtoniennes, telles que Newton-Raphson ou la méthode découplée rapide, sont couramment utilisées pour le calcul de l'écoulement de puissance dans les réseaux de transport. Elles sont reconnues pour leur robustesse et leur rapidité de convergence dans ces environnements. Toutefois, leur application aux réseaux de distribution se heurte à des problèmes de divergence, en raison des caractéristiques spécifiques de ces réseaux (structure radiale, fort rapport R/X , déséquilibres, etc.) [30, 31].

À l'inverse, les méthodes dites de balayage arrière/avant ont été conçues spécifiquement pour les réseaux de distribution. Elles reposent sur une double phase :

- un balayage arrière pour le calcul des courants dans les branches,
- suivi d'un balayage avant pour le calcul des tensions aux nœuds [32, 33].

Dans le présent chapitre, nous adoptons cette seconde approche pour modéliser et résoudre le problème d'écoulement de puissance dans un réseau de distribution. La méthode proposée sera évaluée en termes de performance à travers son application au réseau test IEEE à 33 nœuds.

2.2. Unité relative

Le système d'unités relatives (ou per *unit*) constitue une méthode normalisée de représentation des grandeurs électriques, permettant de travailler avec des valeurs réduites, indépendantes des niveaux absolus de tension et de puissance. Ce système facilite ainsi la comparaison et l'analyse des différents éléments du réseau en exprimant les grandeurs sous forme de rapports à des valeurs de base choisies [34].

Pour une puissance de base S_{Base} exprimée en kVA, une tension de base V_{Base} en kV, et une résistance R en ohms (Ω), la résistance en unité relative R_{pu} est déterminée à l'aide de la relation suivante :

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

Les puissances active et réactive de charge normalisées sont obtenues respectivement à l'aide des formules (2.2) et (2.3) :

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

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

2.3. Modélisation des branches et des charges du réseau de distribution

2.3.1 Modélisation des branches

Le réseau de distribution à structure radiale est composé d'un ensemble de branches interconnectées reliant les différents nœuds du système. Chaque branche peut être représentée par un modèle électrique simplifié constitué d'une résistance série associée à une inductance pure. Cette modélisation permet de prendre en compte à la fois les pertes ohmiques et les effets inductifs liés au transport du courant.

L'impédance d'une branche ii donnée dans le réseau (voir Figure 2.1) est ainsi exprimée sous la forme :

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

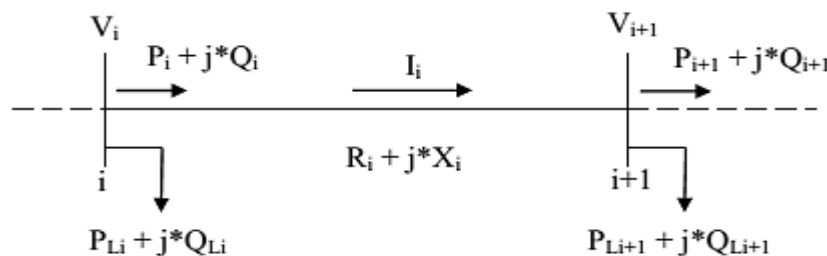


Figure 2.1 : Représentation de deux nœuds dans le réseau de distribution radial

2.3.2 Modélisation des charges

Dans un réseau de distribution électrique, la charge constitue l'un des paramètres les plus incertains et les plus variables. Elle fluctue en permanence au cours du temps, que ce soit d'une saison à l'autre, d'un jour à l'autre, voire d'une heure à l'autre. Cette variabilité fait de la charge un élément particulièrement sensible, ayant une influence directe sur les résultats de toute étude de planification et d'optimisation des réseaux de distribution.

Dans de nombreuses études issues de la littérature, la charge est souvent modélisée comme étant constante, afin de simplifier l'analyse. Toutefois, cette hypothèse ne reflète pas fidèlement la réalité opérationnelle des systèmes de distribution, où la charge est en pratique loin d'être stable. Par conséquent, les décisions fondées sur de tels modèles risquent de manquer de pertinence technique et de robustesse.

Dans le cadre de cette étude, et afin d'assurer une modélisation plus représentative, deux types de charges seront pris en compte.

2.3.2.1 Modèle périodique de charge constante

Le modèle périodique de charge constante se caractérise par une consommation électrique relativement stable au cours de périodes déterminées. Les variations de la demande y sont généralement peu influencées par les conditions météorologiques. Ce type de profil présente une régularité notable, tant sur une base journalière que saisonnière.

En pratique, le niveau de consommation peut varier de manière significative une à trois fois par jour, selon les phases d'activité. Ce modèle est typique des grands consommateurs, notamment les industries lourdes ou les utilisateurs à usage intensif et régulier de l'énergie.

Sur le plan mathématique, les puissances active P_α et réactive Q_α correspondant à un niveau donné de demande α sont exprimées par les relations suivantes :

$$P_\alpha = P_0 \times D_\alpha \quad (2.5)$$

$$Q_\alpha = Q_0 \times D_\alpha \quad (2.6)$$

Où :

- P_0 et Q_0 sont respectivement les puissances active et réactive nominales ;
- D_α est le facteur de niveau de charge.

2.3.2.2 Modèle de la charge statique

Le modèle statique de charge permet de représenter le comportement des charges en régime permanent. Il établit, de manière générale, une relation fonctionnelle entre la puissance (active et réactive) absorbée par la charge et le niveau de tension auquel elle est soumise, sur une période de temps donnée. Ce modèle s'appuie sur des expressions de type exponentiel, permettant de refléter différentes sensibilités des charges aux variations de tension.

En plus de son usage en régime permanent, ce modèle peut également servir d'approximation pour certaines caractéristiques dynamiques, notamment dans les simulations de stabilité à court terme.

Les puissances active P_i et réactive Q_i au nœud i , pour une tension V_i , sont données par les expressions suivantes [35] :

$$P_i = P_0 \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^\alpha \quad (2.7)$$

$$Q_i = Q_0 \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^\beta \quad (2.8)$$

Où :

- P_0 et Q_0 sont les puissances active et réactive nominales,
- V_0 est la tension de référence (nominale),
- α et β sont les exposants caractérisant la dépendance de la charge à la tension.

Ces coefficients déterminent le **type de charge** :

- $\alpha = \beta = 0$: charge à puissance constante,
- $\alpha = \beta = 1$: charge à courant constant,
- $\alpha = \beta = 2$: charge à impédance constante.

2.4 Modèle de calcul d'écoulement de puissances

2.4.1 Modèle AC de calcul d'écoulement de puissances

Les calculs d'écoulement de puissance, également appelés calculs de répartition de charge, occupent une place centrale dans la planification et l'analyse des réseaux électriques. Leur objectif principal est de déterminer les pertes énergétiques associées à différents états possibles du réseau, tout en vérifiant que ces états respectent les contraintes d'exploitation imposées par les conditions opérationnelles.

Dans le cadre des problèmes d'optimisation, tels que ceux abordés dans cette étude, les calculs d'écoulement de puissance doivent être effectués de manière répétée. Cela rend indispensable le recours à une méthode à la fois rapide, stable et précise pour assurer l'efficacité du processus d'évaluation.

L'état électrique complet d'un réseau est défini par les amplitudes et phases des tensions en chaque nœud. Ces grandeurs sont obtenues par la résolution d'un système d'équations non linéaires issu du modèle AC d'écoulement de puissance, formulé comme suit :

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^{N_n} V_j (G_{ij} \cdot \cos \delta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \delta_{ij}) \quad (2.9)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^{N_n} V_j (G_{ij} \cdot \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \delta_{ij}) \quad (2.10)$$

Où :

- P_i et Q_i sont respectivement les puissances active et réactive nettes injectées au nœud i ,
- V_i est module de la tension au nœud i ,
- δ_{ij} est l'angle entre les vecteurs de tension V_i et V_j ,
- G_{ij} et B_{ij} sont les parties réelles et imaginaires de la matrice admittance du réseau,
- N_n est le nombre total de nœuds.

Les réseaux de distribution électrique présentent des caractéristiques structurales et opérationnelles distinctes de celles des réseaux de transport. Ces spécificités incluent notamment [36] :

- une topologie généralement radiale ou faiblement maillée,
- un rapport résistance/réactance (R/X) relativement élevé,
- un grand nombre de branches et de nœuds,

- la présence de charges déséquilibrées.

Ces particularités rendent inadaptées certaines méthodes classiques d'écoulement de puissance, largement utilisées dans les réseaux de transport. En réponse à ces défis, de nombreux algorithmes spécifiques ont été développés et documentés dans la littérature [37, 38], dans le but de traiter efficacement le problème de calcul de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution.

Parmi ces méthodes, l'une des plus couramment utilisées est l'algorithme de balayage avant et arrière (Backward and Forward Sweep Algorithm) [39], dont le principe et le fonctionnement seront détaillés dans la section suivante.

2.4.2 Algorithme de balayage avant et arrière

Au cours des dernières décennies, plusieurs variantes de l'algorithme de balayage avant/arrière (Forward/Backward Sweep Algorithm) ont été proposées dans la littérature [40–42], dans le but d'accélérer les calculs d'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution. Ces approches offrent une convergence robuste tout en évitant la résolution directe de systèmes d'équations non linéaires ou l'utilisation de matrices de grandes dimensions, souvent coûteuses en ressources de calcul.

Contrairement aux méthodes classiques telles que Gauss-Seidel ou Newton-Raphson, l'algorithme de balayage se distingue par sa simplicité de mise en œuvre, sa rapidité et son efficacité numérique. Il repose sur un processus itératif composé de deux phases principales à chaque itération :

- Le balayage arrière (Backward Sweep) : permet de déterminer les courants dans les branches du réseau à partir des courants d'injection calculés aux nœuds, en appliquant la loi des nœuds de Kirchhoff.
- Le balayage avant (Forward Sweep) : consiste à mettre à jour les tensions nodales en calculant les chutes de tension le long des branches, en remontant du nœud source vers les nœuds terminaux.

Étapes de l'algorithme :**Etape 1 : Calcul des courants d'injection**

Après lecture des données du réseau et initialisation des tensions nodales (souvent à 1 p.u.), le courant injecté au nœud i est calculé comme suit :

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} \quad (2.11)$$

Où :

- S_i^* est la puissance complexe absorbée par la charge au nœud i .
- V_i^* est la tension complexe au nœud i .

Etape 2 : Balayage arrière

Les courants de branche sont ensuite calculés par un balayage descendant depuis les nœuds terminaux vers le nœud source, selon :

$$[J] = [BIBC][I] \quad (2.12)$$

Où : BIBC est la matrice de distribution des courants de branche, contenant uniquement des 0 et 1 (matrice triangulaire supérieure).

Etape 3 : Balayage avant

À partir du nœud source, les tensions aux nœuds sont mises à jour à l'aide de la formule :

$$V_{jr} = V_{js} - Z_j \cdot J_j, \quad j = 1, 2, \dots, N_b \quad (2.13)$$

Où :

- js, jr sont le début et la fin de la branche i .
- Z_j est l'impédance série de la branche i .

Critère de convergence

L'algorithme itératif se répète jusqu'à ce que la variation de tension entre deux itérations successives soit inférieure à un seuil de tolérance ε :

$$|V_i^{k+1} - V_i^k| < \varepsilon, \quad i = 1, 2, \dots, N_n \quad (2.14)$$

Calcul des pertes :

Pertes de puissance active par branche :

$$P_{Loss,i} = R_i \cdot \frac{P_i^2 + Q_i^2}{|V_i|^2} \quad (2.15)$$

Pertes totales de puissance active dans le réseau :

$$P_{T,Loss} = \sum_{i=1}^{N_b} P_{Loss,i} = \sum_{i=1}^{N_b} R_i \cdot \frac{P_i^2 + Q_i^2}{|V_i|^2} \quad (2.16)$$

Pertes de puissance réactive par branche :

$$Q_{Loss,i} = X_i \cdot \frac{P_i^2 + Q_i^2}{|V_i|^2} \quad (2.17)$$

Pertes totales de puissance réactive dans le réseau :

$$Q_{T,Loss} = \sum_{i=1}^{N_b} Q_{Loss,i} = \sum_{i=1}^{N_b} X_i \cdot \frac{P_i^2 + Q_i^2}{|V_i|^2} \quad (2.18)$$

2.4.3 Organigramme de la méthode de balayage avant/arrière

L'organigramme de l'algorithme de balayage avant et arrière est décrit dans la figure 2.2.

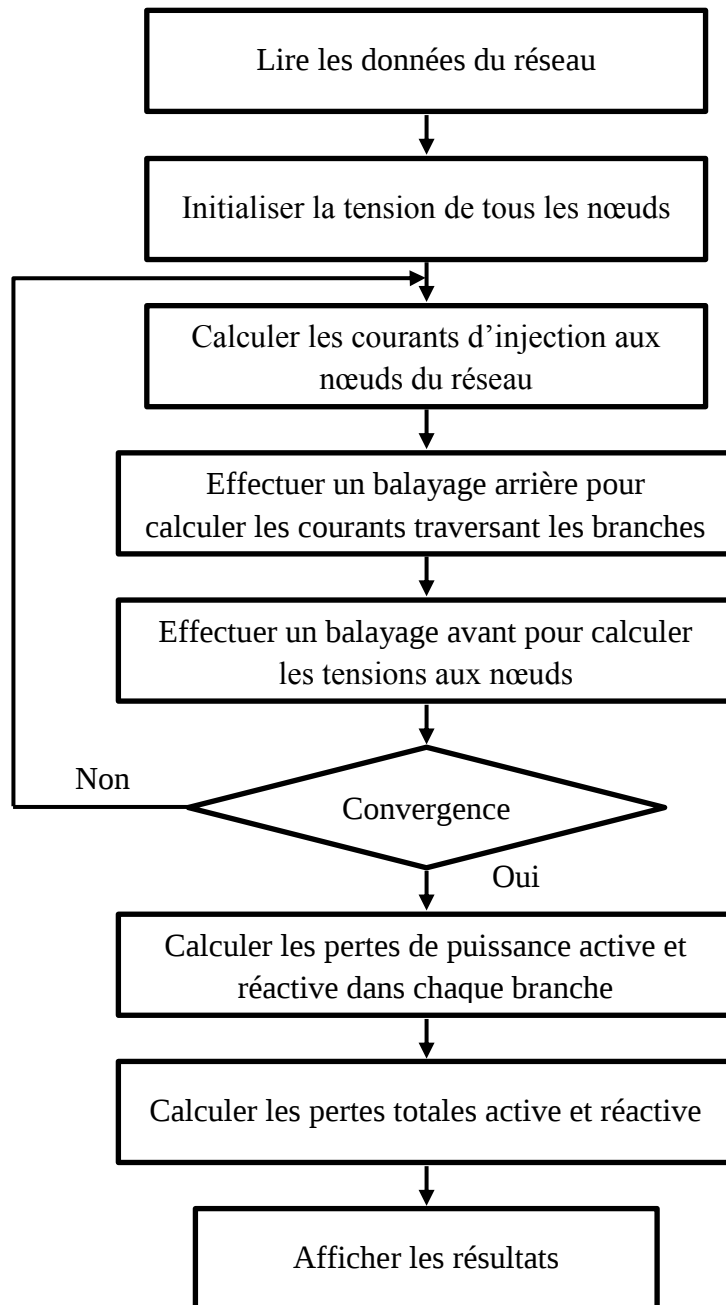


Figure 2.2 Organigramme de l'algorithme de balayage arrière / avant

2.5 Applications numériques

Afin de tester l'efficacité de la technique proposée pour la solution de l'écoulement de puissance, on a fait des applications sur le réseau test IEEE 33 nœuds pour différents niveaux et types de charge.

2.5.1 Réseau test IEEE 33 nœuds

La Figure 2.3 représente le réseau de distribution IEEE 33 nœuds. Les caractéristiques de ce réseau sont données comme suit :

- Nombre de nœuds =33 ;
- Nombre de branches =32 ;
- Nombre d'interrupteurs ouverts =5 ;
- Nœud de référence N°=1 ;
- Puissance de base = 10MVA ;
- Tension de base =12,66kV.

Les données de ligne et de charge sont fournies dans l'annexe 1.

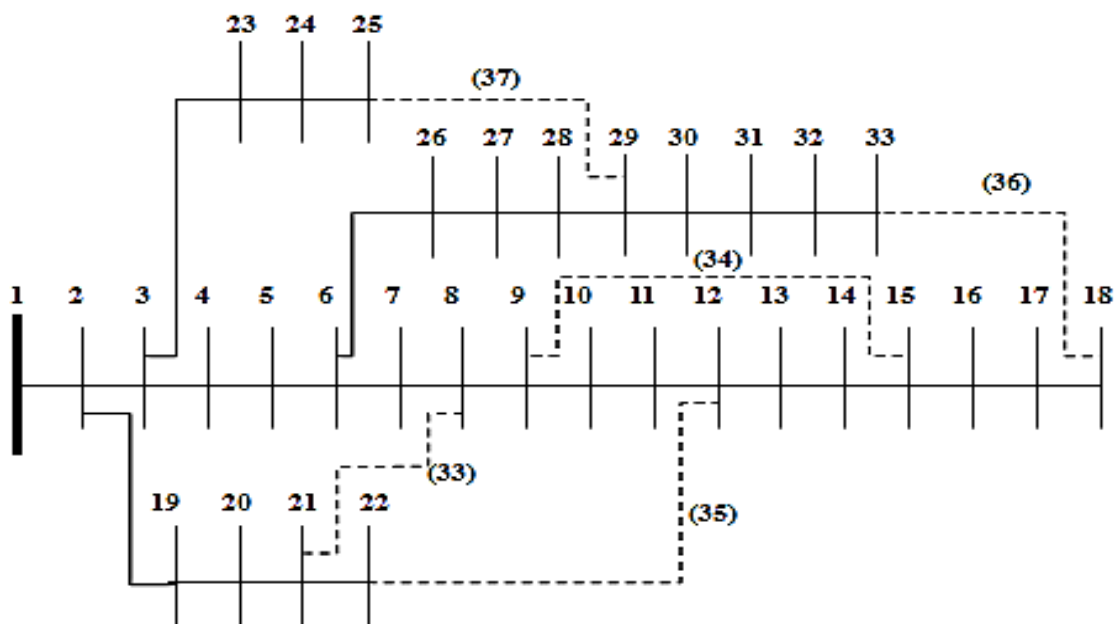


Figure 2.3 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 33 nœuds

2.5.2 Résultats d'EP

Les résultats présentés dans la sous-section suivante correspondent à une étude effectuée sur le réseau de distribution IEEE à 33 nœuds. Le tableau 2.1 fournit les valeurs des amplitudes de tension mesurées à chaque nœud du réseau, tandis que le profil de tension global est représenté graphiquement dans la figure 2.5.

L'analyse conjointe du tableau 2.1 et de la figure 2.5 permet de constater que la tension minimale enregistrée dans le réseau est de 0.9130 p.u., cette valeur étant observée au niveau du nœud terminal 18, situé à l'extrémité de la ligne principale. Cette chute de tension, relativement significative, met en évidence la nécessité de stratégies de régulation ou de compensation adaptées, notamment dans les zones éloignées du poste source.

Tableau 2.1 : Solution de l'écoulement de puissances du réseau IEEE 33 nœuds.

N° des Nœuds	V (p.u)	N° des Nœuds	V (p.u)
1	1,0000	18	0,9130
2	0,9970	19	0,9965
3	0,9829	20	0,9929
4	0,9754	21	0,9922
5	0,9680	22	0,9916
6	0,9496	23	0,9793
7	0,9462	24	0,9727
8	0,9413	25	0,9693
9	0,9350	26	0,9477
10	0,9292	27	0,9452
11	0,9284	28	0,9337
12	0,9269	29	0,9255
13	0,9207	30	0,9219
14	0,9185	31	0,9178
15	0,9170	32	0,9169
16	0,9157	33	0,9166
17	0,9136		

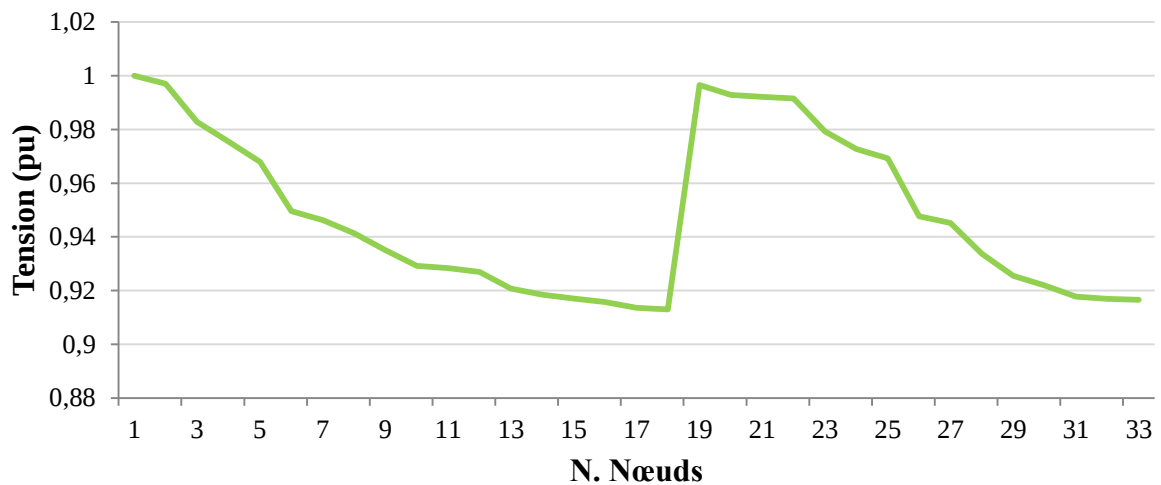


Figure 2.4 : Profil de tension du réseau IEEE 33 nœuds.

2.6 Conclusion

Ce chapitre a été consacré à l'étude de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution. Dans un premier temps, nous avons présenté les différents modèles utilisés pour la représentation des composants du réseau de distribution, tels que les lignes, les charges et les sources. Nous avons ensuite introduit une méthode itérative largement reconnue dans la littérature scientifique, à savoir l'algorithme du balayage arrière/avant (Backward/Forward Sweep Algorithm), spécifiquement adapté aux réseaux de distribution à structure radiale. Cette méthode s'articule en deux phases distinctes : une phase de balayage arrière visant à déterminer les courants circulant dans les branches, suivie d'une phase de balayage avant permettant de calculer les tensions aux différents nœuds du réseau. Enfin, nous avons appliqué cette méthode au réseau de distribution de test IEEE à 33 nœuds, afin de valider son efficacité et sa robustesse.

Chapitre 3

Insertion optimale des CBs dans le réseau de distribution

3.1 Introduction

Face à la croissance rapide de la demande en énergie électrique, les réseaux de distribution subissent aujourd'hui des mutations profondes. Cette évolution s'explique en grande partie par la nécessité d'adapter l'infrastructure électrique aux nouvelles exigences de consommation et de durabilité. Ainsi, les opérateurs du réseau investissent massivement dans l'intégration de sources de production décentralisée.

Contrairement au modèle centralisé traditionnel, basé sur de grandes unités de production raccordées aux réseaux de transport à haute tension, la production décentralisée repose sur des générateurs de moindre capacité, implantés à proximité des zones de consommation. Cette évolution concerne principalement les réseaux de distribution, qui constituent désormais l'axe principal de développement des énergies renouvelables et des technologies intelligentes [2].

Cependant, l'injection massive de production décentralisée dans ces réseaux soulève plusieurs problématiques techniques : modification des flux de puissance, variations de tension, et dégradation possible de la stabilité du système électrique [12]. Il devient alors crucial d'adopter des stratégies de gestion et d'optimisation adaptées pour maintenir les performances globales du réseau.

Dans ce contexte, ce chapitre se consacre à l'analyse d'un réseau de distribution intégrant des batteries de condensateurs (CBs). L'objectif est de déterminer le placement optimal ainsi que le dimensionnement des CBs, en s'appuyant sur une approche métaheuristique performante : l'algorithme des chauves-souris (Bat Algorithm – BA).

3.2 Impact de l'intégration des DGs sur l'organisation du réseau de distribution

Pour que l'intégration des unités de production décentralisée (DGs) dans le réseau de distribution soit à la fois techniquement efficace et économiquement viable, il est impératif d'optimiser leur insertion en tenant compte à la fois de leur capacité et de leur emplacement optimal, tout en respectant les contraintes opérationnelles et les caractéristiques électriques du réseau.

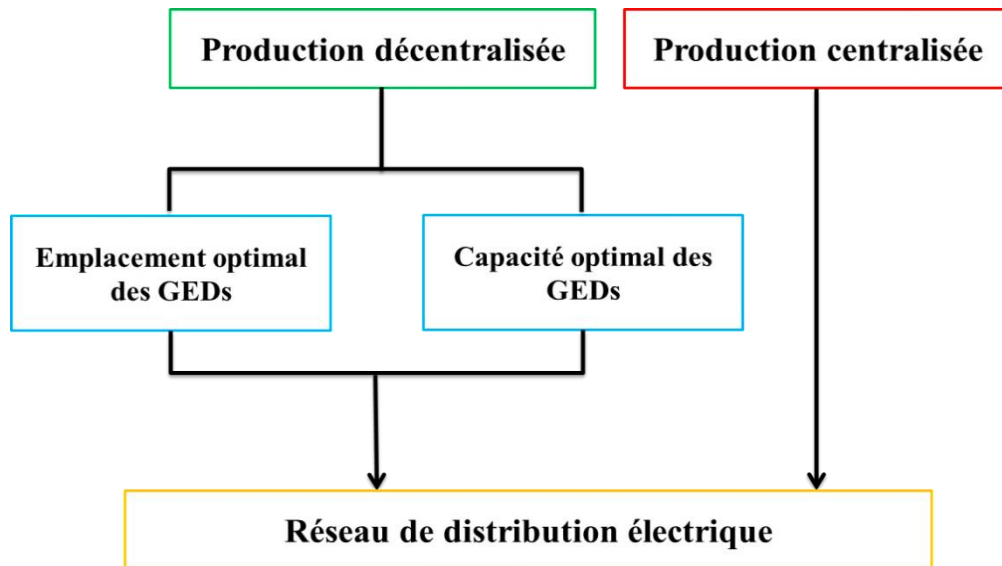


Figure 3.1 : Organisation du réseau de distribution en présence des DGs

Emplacement des unités de DGs

Les unités DGs doivent être intégrées de manière stratégique afin de réduire les coûts liés au transport de l'énergie électrique, de minimiser les pertes de puissance dans les lignes, ainsi que de limiter l'appel de puissance réactive au niveau du poste source. Pour atteindre ces objectifs, il est essentiel d'optimiser leur emplacement au sein du réseau de distribution, de sorte que les tensions aux différents nœuds restent dans les limites admissibles et que les pertes énergétiques soient minimisées.

Capacité des unités de DGs

Une insertion non planifiée des unités DGs peut avoir des effets contre-productifs sur les pertes de puissance ainsi que sur le profil de tension du réseau de distribution. Pour éviter de tels déséquilibres, il est essentiel que la puissance injectée par chaque unité soit optimale, de manière à assurer un équilibre entre la production locale et la demande énergétique, et ce, durant les différentes périodes de charge. Par conséquent, le problème étudié dans ce travail consiste non seulement à optimiser l'emplacement des unités DGs, mais également à déterminer leur capacité optimale afin de garantir une intégration efficace et techniquement fiable dans le réseau.

3.3 Algorithme des chauves-souris

L'algorithme des chauves-souris (BA: Bat Algorithm) est un algorithme d'optimisation métaheuristique inspiré de la nature, basé sur le comportement de l'écholocation de microchiroptères. Il a été proposé par le docteur X. Yang en 2010 [25].

Pour des raisons d'optimisation, le docteur X. Yang a idéalisé le comportement des chauves-souris par l'utilisation de trois règles idéalisées suivantes [25] :

- 1- Toutes les chauves-souris utilisent l'écholocation pour déterminer l'environnement autour d'eux, ils peuvent détecter la distance et l'orientation de la cible (proie) ainsi que l'emplacement des obstacles.
- 2- Les chauves-souris volent aléatoirement avec une vitesse v_i à une position x_i avec une fréquence fixée f_{min} , en variant la longueur d'onde λ et l'intensité A_0 de recherche de proie. Elles peuvent ajuster automatiquement la longueur d'onde (ou la fréquence) ainsi que le taux d'émission de pulsation $r \in [0,1]$, selon la proximité de leurs proies.
- 3- Bien que l'intensité puisse varier de plusieurs manières, nous supposons que l'intensité varie dans un intervalle de $A \in [A_0, A_{min}]$.

A- Mouvement des chauves-souris virtuelles

Dans les simulations, nous utilisons naturellement des chauves-souris virtuelles. Nous devons définir les règles, comment mettre à jour leurs positions x_i et les vitesses v_i , dans un espace de recherche bidimensionnel, à chaque itération t . Les nouvelles solutions x_i^t et les vitesses v_i^t au pas de temps t sont données par :

$$f_i = f_{min} + (f_{max} - f_{min})\beta \quad (3.1)$$

$$v_i^t = v_i^{t-1} + (x_i^t - x^*)f_i \quad (3.2)$$

$$x_i^t = x_i^{t-1} + v_i^t \quad (3.3)$$

$\beta \in [0,1]$ est un vecteur aléatoire issu d'une distribution uniforme. x^* est la meilleure position (solution) globale courante qui est déterminée en comparant toutes les solutions parmi tous les n chauves-souris. Alors que $\lambda_i f_i$ est l'augmentation de vitesse, nous utilisons f_i pour régler la vitesse tout en fixant l'autre facteur λ_i . La plage de valeurs de f_i diffère d'un problème à l'autre en fonction du domaine, de la taille, etc. Initialement, chaque chauve-souris reçoit de manière aléatoire une fréquence qui est dérivée uniformément de $[f_{min}, f_{max}]$.

Pour la recherche locale, une fois une solution est sélectionnée parmi les meilleures solutions courantes, une nouvelle solution pour chaque chauve-souris est générée localement en utilisant le parcours aléatoire.

$$x_{new} = x_{old} + \varepsilon A^t \quad (3.4)$$

Où $\varepsilon \in [-1,1]$ est un nombre aléatoire, tandis que $A^t = \langle A_i^t \rangle$ est la moyenne d'intensité de toutes les chauves-souris à cette étape de traitement.

La mise à jour des vitesses et des positions des chauves-souris présente une certaine similitude avec la procédure d'optimisation standard des essaims de particules. Étant donné le contrôle de la portée du mouvement des particules envahissantes, l'algorithme de chauves-souris peut être considéré comme étant une combinaison équilibrée de l'optimisation standard des essaims de particules et de la recherche locale intensive, contrôlée par le volume et le taux de pulsation.

B- L'intensité et le pouls

En outre, l'intensité A_i et le pouls r_i doivent être mis à jour à chaque itération. Au fur et à mesure que l'intensité diminue une fois que la chauve-souris a trouvé sa proie, alors que le pouls r_i augmente, l'intensité peut être choisie comme valeur de commodité. Lorsque l'intensité atteint le minimum A_{min} , cela signifie que la chauve-souris a trouvé la proie et a cessé d'émettre un son. Les équations suivantes montrent comment l'intensité A_i et le pouls r_i sont mis à jour pendant les itérations.

$$A_i^{t+1} = \alpha A_i^t \quad (3.5)$$

$$r_i^{t+1} = r_i^0 [1 - \exp(-\gamma t)] \quad (3.6)$$

Où α et γ sont des constantes. Le facteur α constant est similaire au facteur de refroidissement dans le recuit simulé. Pour tout $0 < \alpha < 1$ et $\gamma > 0$ tel que

$$A_i^t \rightarrow 0 \quad \text{et} \quad r_i^t \rightarrow r_i^0 \quad \text{lorsque} \quad t \rightarrow \infty \quad (3.7)$$

Le choix des paramètres nécessite une certaine expérimentation. Chaque chauve-souris devrait avoir différentes valeurs de sonorité et taux d'émission d'impulsion. L'intensité et le taux d'émission ne sont mis à jour que si les nouvelles solutions sont améliorées, ce qui signifie que ces chauves-souris se déplacent vers la solution optimale.

Le pseudo-code de l'algorithme des chauves-souris (BA) peut être décrit comme suit :

Fonction objectif : $f(x)$, $x = (x_1, \dots, x_d)^T$

Initialiser la population de chauve-souris x_i et la vitesse v_i , $i = 1, 2, \dots, n$

Définir la fréquence d'impulsions f_i de chaque position x_i

Initialiser le pouls r_i et l'intensité A_i

Tant que ($t < \text{nombre maximum d'itérations}$)

Générer de nouvelles solutions en ajustant la fréquence et en actualisant les vitesses et les positions / solutions (équations (3.1), (3.2) et (3.3)).

Si ($\text{rand} > r_i$)

Sélectionnez une solution parmi les meilleures solutions

Générer une solution locale autour de la meilleure solution sélectionnée x^* (équation 3.4)

Fin si

Si ($\text{rand} < A_i$ et $f(x_i) < f(x^*)$)

Accepter de nouvelles solutions

Augmenter r_i et réduire A_i (équations (3.5), (3.6))

Fin si

Trouver la meilleure solution x^*

Fin tant que

Afficher les résultats donnés par la meilleure solution x^*

Fin de l'algorithme

3.4 Formulation du problème d'optimisation

3.4.1 Fonction objectif

La fonction objective retenue dans ce chapitre consiste à minimiser les pertes totales de puissance active dans le réseau de distribution. Sur le plan mathématique, cette fonction peut être formulée comme suit [40] :

$$F_{Obj} = \min \sum_{i=1}^{Nb} P_{loss,i} \quad (3.8)$$

Où :

- Nb est le nombre de branches dans le réseau de distribution ;
- $P_{loss,i}$ est la perte de puissance active dans une branche.

3.4.2 Contraintes

a) Contraintes égalités

Les contraintes d'égalités sont définies par les équations de flux de puissance, correspondant à un point de fonctionnement du réseau, pour une puissance demandée et une puissance générée données. Ces contraintes prennent la forme d'équations non linéaires et visent à garantir que, pour chaque nœud, la somme des puissances actives et réactives injectées soit nulle. Elles s'expriment mathématiquement comme suit [40] :

$$\begin{cases} P_G + \sum_{i=1}^{NCBs} P_{CBsi} + \sum_{i=1}^{Nn} P_{Li} - \sum_{i=1}^{Nb} P_{loss} = 0 \\ Q_G + \sum_{i=1}^{NCBs} Q_{CBsi} + \sum_{i=1}^{Nn} Q_{Li} - \sum_{i=1}^{Nb} Q_{loss} = 0 \end{cases} \quad (3.9)$$

Où :

- Nb est le nombre total des branches ;
- Nn est le nombre total des nœuds de charge ;
- $NCBs$ est le nombre total des CBs;
- P_G, Q_G , sont respectivement la puissance active et réactive générée provenant de la source ;
- P_{PVS_i}, Q_{PVS_i} sont respectivement la puissance active et réactive générée par la CBs au nœud i ;
- P_{loss}, Q_{loss} sont respectivement les pertes de puissance active et réactive dans une branche.

b) Contraintes inégalités

• **Contrainte de tension** : Le niveau de tension de chaque nœud doit être conservée dans les limites spécifiées comme suit [40]:

$$V_{min,i} \leq V_i \leq V_{max,i} \quad (3.10)$$

Où $V_{min,i}$ et $V_{max,i}$ sont respectivement les valeurs minimale et maximale d'amplitude de la tension au niveau du nœud i .

• **Contrainte de puissances transmise des lignes** : La puissance apparente de chaque ligne doit être toujours inférieure ou égale à la valeur maximale admissible.

$$|S_{li}| \leq S_{li}^{max} \quad (3.11)$$

Où :

- S_{li} est la puissance apparente transmise dans la ligne li ;
- S_{li}^{max} est la puissance apparente maximale transmise dans la ligne li .
- **Contrainte de capacité de CBs:** La puissance active injectée par les CBs doit être toujours entre leurs limites min et max .

$$Q_{CBs_i}^{Min} \leq Q_{CBs_i} \leq Q_{CBs_i}^{Max} \quad (3.12)$$

Où

- P_{PVS_i} est la puissance active injectée par la CBs au nœud i .

3.4.3 Variables de contrôle

La localisation optimale des unités de compensation (CBs) aux emplacements stratégiques permet de réduire significativement les pertes énergétiques du système, d'améliorer le profil de tension global, et de limiter la surcharge des lignes de distribution. Dans ce contexte, les variables de contrôle du problème d'optimisation sont constituées des emplacements des CBs ainsi que de leurs capacités installées. Ces deux paramètres influencent directement la fonction objective, qui vise à minimiser les pertes actives tout en respectant les contraintes techniques du réseau.

Le vecteur d'état X^T comporte les puissances réactives générées par les CBs et leurs emplacements dans le réseau de distribution. Le vecteur d'état est exprimé comme suit :

$$X^T = [L^1 \ L^2 \ \dots \ L^n \ S^1 \ S^2 \ \dots \ S^n] \quad (3.13)$$

Où :

- L^1, L^2 jusqu'à L^n sont les emplacements optimaux des CBs.
- S^1, S^2 jusqu'à S^n sont les capacités optimales des CBs.

La figure ci-dessous présente le principe de la détermination de l'emplacement et la capacité optimaux des CBs dans les réseaux de distribution par la méthode d'optimisation.

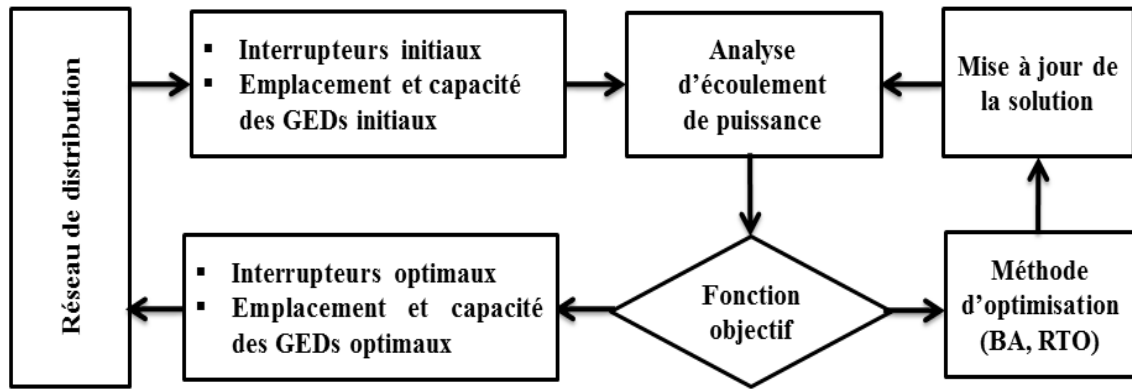


Figure 3.2 : Principe d'optimisation de l'emplacement et de la capacité des CBs.

Les différentes étapes de la recherche d'une configuration optimale du système et la localisation optimale des CBs dans le réseau de distribution en utilisant des méthodes d'optimisation métaheuristique sont données comme suit :

Etape 1 : Lire les données du réseau de distribution.

Etape 2 : Exécuter l'écoulement de puissance en considérant la configuration initiale et calculer les pertes totales.

Etape 3 : Initialiser les paramètres de la méthode d'optimisation utilisée.

Etape 4 : Générer aléatoirement un nombre des individus qui forment une population initiale, ceci représente les emplacements et les capacités des CBs, $P^0 = [X_1, X_2, \dots, X_i]$. Initialiser le compteur d'itération ($t = 0$).

Etape 5 : Calculer l'écoulement de puissance pour chaque variable d'état et évaluer la fonction objectif.

Etape 6 : Après le calcul d'écoulement de puissance, vérifier les contraintes de sécurité du système et de topologie.

Etape 7 : Générer les nouvelles solutions selon le processus de la méthode d'optimisation utilisée, et allez à l'étape 5.

Etape 8 : Répéter la procédure de l'étape 5 à 7 jusqu'à ce que le nombre maximum des générations soit atteint.

Etape 9 : Choisir le meilleur individu et afficher les résultats (les emplacements des CBs, les capacités des CBs, les pertes totales et le profil de tension).

3.5 Applications

L'optimisation de la configuration du système, incluant l'emplacement et la capacité des batteries de condensateurs (CBs), est réalisée à l'aide de l'algorithme métaheuristique des chauves-souris (Bat Algorithm – BA). L'implémentation a été effectuée sous l'environnement MATLAB, et les performances de la méthode ont été évaluées sur le réseau de distribution standard IEEE à 33 nœuds.

3.5.1 Résultats et discussions

Le tableau ci-dessous compare les performances du réseau avant et après le placement optimal de trois condensateurs sur les barres 8, 24 et 30, avec des tailles respectives de 550, 511 et 963 kVAR. Les indicateurs de performance incluent les pertes actives (TAPL), les pertes réactives (TRPL), ainsi que les pourcentages de réduction associés.

Ces résultats démontrent que les CBs ont été placés stratégiquement à des endroits du réseau où leur effet est maximisé — notamment dans les zones où la chute de tension et les charges réactives sont élevées.

Tableau 3.1 : Résultats obtenus par BA

	No. Jeu de barres	Taille du CB (kVAr)	TAPL (kW)	TRPL (kVAr)	Réduction des pertes active (%)	Réduction des pertes réactive (%)
Avant CBs			202.7060	135.2388		
Après CBs	8	550	133.2897	89.0503	34.2448	34.1533
	24	511				
	30	963				

Le tableau des tensions montre clairement une amélioration générale du profil de tension après l'installation des CBs. Avant compensation, la tension minimale enregistrée est de 0.9130 p.u. au niveau du bus 18, ce qui est inférieur à la limite acceptable de 0.95 p.u. Après placement des condensateurs, cette tension est relevée à 0.9323 p.u., ce qui réduit significativement le risque de sous-tension.

L'évolution des tensions confirme que les condensateurs ont été judicieusement placés en aval du réseau, là où les chutes de tension étaient les plus marquées. La tension au niveau du bus 1 (source) reste stable à 1.0000 p.u., servant de référence pour l'ensemble du réseau.

Tableau 3.2 : Amplitudes de tension avant et après installation des CBs

Jeu de barres	V (pu) Avant CBs	V (pu) Après CBs
1	1.0000	1.0000
2	0.9970	0.9977
3	0.9829	0.9871
4	0.9754	0.9815
5	0.9680	0.9762
6	0.9496	0.9651
7	0.9462	0.9639
8	0.9413	0.9600
9	0.9350	0.9539
10	0.9292	0.9482
11	0.9284	0.9473
12	0.9269	0.9459
13	0.9207	0.9398
14	0.9185	0.9376
15	0.9170	0.9362
16	0.9157	0.9349
17	0.9136	0.9329
18	0.9130	0.9323
19	0.9965	0.9972
20	0.9929	0.9936
21	0.9922	0.9929
22	0.9916	0.9922
23	0.9793	0.9845
24	0.9727	0.9802
25	0.9693	0.9769
26	0.9477	0.9639
27	0.9452	0.9623
28	0.9337	0.9571

29	0.9255	0.9535
30	0.9219	0.9517
31	0.9178	0.9477
32	0.9169	0.9468
33	0.9166	0.9465

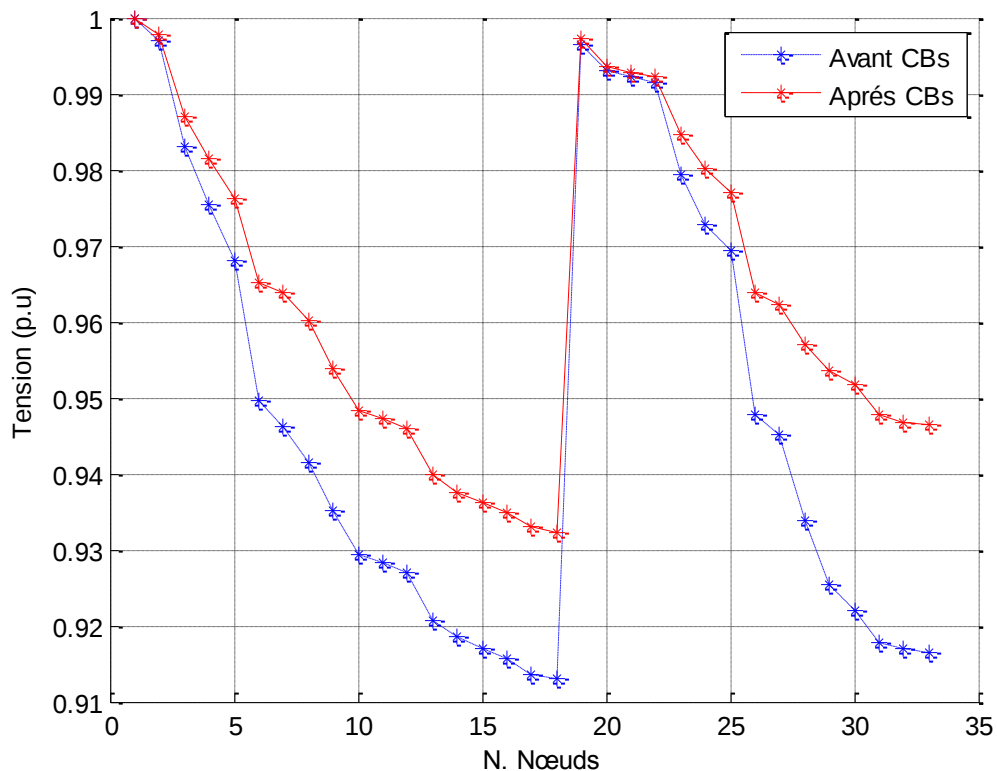


Figure 3.3 : Profil de tension avant et après installation des CBs.

Le tableau de la puissance active révèle une diminution notable des pertes actives dans le système. Par exemple :

- Au branche 2, la puissance est passée de 51.79 kW à 35.33 kW (soit une réduction de 31.8 %).
- Au branche 13, de 18.70 kW à 11.76 kW.
- Au branche 14, de 38.25 kW à 23.89 kW.

Cette réduction s'explique par le soulagement du transformateur source et la réduction du courant dans les lignes, conséquence directe de la compensation réactive locale. Ainsi, les pertes Joules sont diminuées et le rendement énergétique du réseau s'améliore.

Tableau 3.3 : Pertes de puissance active au niveau de chaque branche avant et après l'installation des CBs

Num branche	P (kW) Avant CBs	P (kW) Après CBs
1	12.2408	8.5959
2	51.7928	35.3347
3	0.1610	0.1607
4	0.8322	0.8311
5	0.1008	0.1006
6	0.0436	0.0436
7	19.9012	12.6071
8	3.1817	2.5511
9	5.1438	4.1980
10	1.2875	1.2677
11	18.6996	11.7633
12	38.2500	23.8930
13	1.9146	1.4997
14	2.6009	1.1851
15	3.3291	1.4540
16	11.3011	4.7125
17	7.8335	3.0833
18	3.8957	1.4311
19	1.5937	1.4945
20	0.2132	0.1999
21	0.0132	0.0123
22	4.8383	3.8796
23	4.1809	4.0126
24	3.5612	3.4175
25	0.5537	0.5314
26	0.8812	0.8455
27	2.6883	2.5791
28	0.7292	0.6996
29	0.3570	0.3425
30	0.2815	0.2700
31	0.2517	0.2414

32	0.0531	0.0510
----	--------	--------

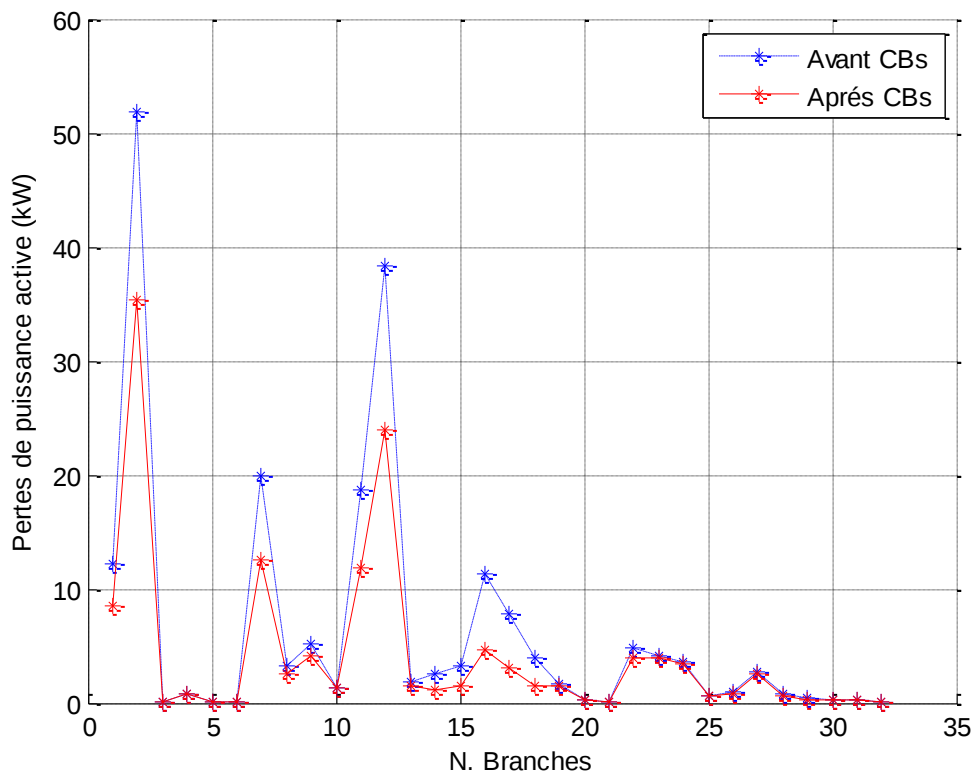


Figure 3.4 : Pertes de puissance active dans les branches du réseau IEEE33-bus avant et après l'installation des CBs

De même, la puissance réactive enregistrée dans les différents bus a considérablement diminué après l'installation des CBs. On note par exemple :

- Au branche 2 : de 26.38 kVAR à 17.99 kVAR
- Au branche 13 : de 9.52 kVAR à 5.99 kVAR
- Au branche 14 : de 33.02 kVAR à 20.62 kVAR

Cette baisse indique que les besoins en réactif ont été partiellement couverts par les CBs, ce qui a permis d'améliorer le facteur de puissance global et de réduire les flux de Q sur les lignes.

Tableau 3.4 : Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche avant et après l'installation des CBs

Num branche	Q (kVAR) Avant CBs	V (kVAR) Après CBs
1	6.3328	4.4471
2	26.3797	17.9970
3	0.1536	0.1534

4	0.7499	0.7489
5	0.1177	0.1176
6	0.0577	0.0576
7	10.1355	6.4207
8	2.1740	1.7431
9	4.0618	3.3149
10	1.0074	0.9920
11	9.5240	5.9913
12	33.0192	20.6256
13	6.3289	4.9575
14	1.3248	0.6036
15	1.6950	0.7403
16	9.9640	4.1549
17	6.8244	2.6861
18	1.9843	0.7290
19	1.5750	1.4770
20	0.2485	0.2330
21	0.0205	0.0192
22	1.5989	1.2821
23	3.0037	2.8829
24	2.5242	2.4224
25	0.1831	0.1757
26	0.2914	0.2796
27	2.0980	2.0128
28	0.9599	0.9209
29	0.3177	0.3048
30	0.2056	0.1972
31	0.3360	0.3223
32	0.0417	0.0400

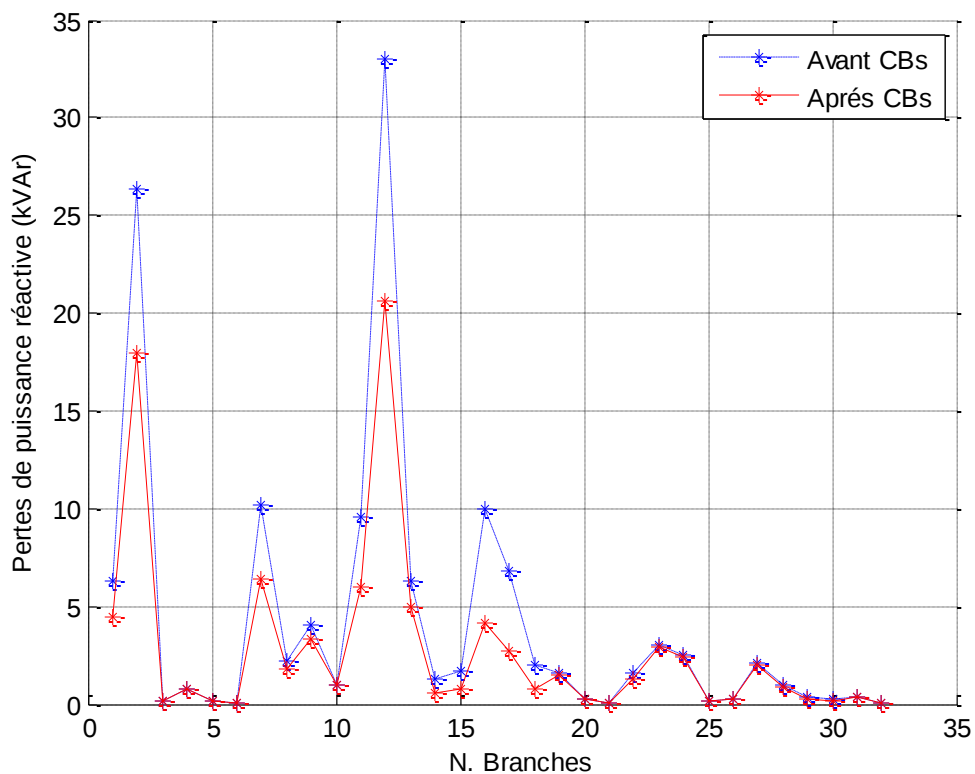


Figure 3.5 : Pertes de puissance réactive dans les branches du réseau IEEE33-bus avant et après l'installation des CBs

Le tableau ci-dessous présente les résultats obtenus pour quatre algorithmes : Algorithme du Point Intérieur (IP), Recuit Simulé (SA), Algorithme d'Optimisation de la Recherche Bactérienne (BFOA), Algorithme des Chauves-souris (BA). Ces algorithmes ont été utilisés pour déterminer les emplacements optimaux des condensateurs, leur taille en kVAr, ainsi que les performances du réseau après optimisation en termes de perte de puissance active et réduction des pertes actives (%).

Tableau 3.5 : Résultats obtenus par BA comparés à IP, SA et à BFOA

Method	No. Jeu de barres	Taille du CB (kVAr)	TAP (kW)	Réduction des pertes active (%)
IP [41]	9	450	171.78	18.58
	29	800		
	30	900		
SA [41]	10	450	151.75	28.07
	30	350		
	14	900		

BFOA [42]	18	349.6	144.04	31.72
	30	820.6		
	33	277.3		
BA	8	550	133.2897	34.2448
	24	511		
	30	963		

Les résultats montrent que le choix de l'algorithme d'optimisation influence fortement les performances globales du réseau :

- L'algorithme BA permet la meilleure réduction des pertes actives avec 34.24 %, grâce à un positionnement optimal des CBs.
- Le BFOA suit de près avec 31.72 %, démontrant sa robustesse et sa capacité à fournir de bonnes solutions.
- Les méthodes classiques comme IP sont nettement moins performantes dans ce contexte, ce qui justifie le recours aux métaheuristiques bio-inspirées.

3.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'application d'une méthode métaheuristique, à savoir l'algorithme des chauves-souris (Bat Algorithm – BA), pour résoudre le problème d'optimisation de l'emplacement et de la capacité des unités CBs dans un réseau de distribution électrique. L'algorithme BA a été intégré au calcul de l'écoulement de puissance dans le but de minimiser les pertes actives totales et d'améliorer le profil de tension dans le réseau.

L'approche proposée a été testée sur le réseau de distribution standard IEEE à 33 nœuds. Les résultats obtenus ont démontré que l'installation optimale de CBs dans le réseau de distribution permet non seulement de réduire significativement les pertes de puissance, mais également d'améliorer la qualité des tensions aux différents nœuds.

Enfin, la comparaison des performances avec d'autres algorithmes d'optimisation (IP, SA et BFOA) a mis en évidence la supériorité de l'algorithme BA en termes de convergence, de qualité de solution, et de robustesse.

Conclusion générale

L'optimisation de l'insertion des unités de production décentralisée (Distributed Generation – DG) ainsi que la reconfiguration des réseaux électriques de distribution (RED) constituent deux leviers fondamentaux pour améliorer l'efficacité opérationnelle et la gestion technique de ces réseaux.

Dans le cadre de ce travail, nous avons étudié l'impact de la présence des DGs sur les performances des REDs, en mettant l'accent sur l'optimisation du fonctionnement global du réseau. Pour ce faire, les étapes suivantes ont été réalisées :

- Une présentation détaillée de la méthode d'écoulement de puissance basée sur l'algorithme de balayage arrière/avant (Backward/Forward Sweep Algorithm), adaptée aux réseaux radiaux, a été effectuée. Cette méthode a été implémentée sur le réseau test IEEE à 33 nœuds, largement utilisé dans la littérature.
- Une application de l'algorithme métaheuristique des chauves-souris (Bat Algorithm – BA) a été menée pour résoudre le problème d'optimisation relatif au placement et au dimensionnement optimal des batteries de condensateurs (CBs). Le problème a été formulé avec un objectif unique : la minimisation des pertes de puissance active. Les résultats obtenus ont montré que l'insertion optimale des CBs contribue de manière significative à l'amélioration du profil de tension et à la réduction des pertes techniques du réseau. De plus, l'algorithme BA a démontré des performances supérieures à celles d'autres méthodes existantes dans la littérature.

Ce travail ouvre plusieurs perspectives prometteuses pour approfondir et étendre l'étude :

- Considération d'objectifs multiples, tels que la stabilité de tension, le coût d'investissement ou encore les émissions de carbone, dans le cadre de l'insertion optimale des DGs.
- Exploration de nouvelles techniques d'optimisation, notamment hybrides ou basées sur l'intelligence artificielle (réseaux neuronaux, apprentissage par renforcement, etc.) pour améliorer la robustesse et la rapidité des solutions proposées.
- Application de la méthodologie développée à un réseau électrique réel, notamment un réseau de distribution algérien, afin de valider les performances des approches proposées dans un contexte concret.

Bibliographie

- [1] V.T Khanh, “Interconnexion des sources d’énergie renouvelable au réseau de distribution électrique”, Thèse de doctorat, Université du Québec à Trois Rivières, 2009.
- [2] M. Mosbah, S. Arif, R. D. Mohammedi, A. Khattara, “Optimal sizing and placement of distributed generation in transmission systems” 4th International Conference on Renewable Energy, Belfort, France, 8-10 Feb 2016.
- [3] M.C Alvarez, “Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée”, Thèse de doctorat de l’Institut National Polytechnique de Grenoble, Décembre 2009.
- [4] O. Richardot, “Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée”, Thèse de doctorat de l’Institut National Polytechnique de Grenoble, 2006.
- [5] Boris Berseneff, “Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur” , Thèse de doctorat de L'Université de Grenoble, Décembre 2010
- [6] Agence internationale de l'énergie (AIE), <https://www.iea.org>
- [7] Ministère de l'énergie et des mines, <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=electricite-et-gaz>.
- [8] Plan de développement 2018-2028 du Sonelgaz, https://www.energy.gov.dz/Media/galerie/plan_de_developpement_2018-2028_5fcf84faf379f.pdf.
- [9] M. Zellagui, « Etude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kV) », Mémoire de Magistère, Université Mentouri Canstantine, 2010.
- [10] Opérateur du Système Electrique OSE, <https://www.os.dz>.
- [11] T. Ackermann, G. Andersson and L. Söder, “Distributed generation: a definition” Electric Power Systems Research, Vol. 57, pp. 195-204, April 2001.
- [12] Wendy Carolina BRICEÑO VICENTE, “Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes”, Thèse docteur de l’Université de Grenoble, 20 septembre 2012.
- [13] H. R. Esmaeilian, O. Darijany, M. Mohammadian, “Optimal placement and sizing of DG units and capacitors simultaneously in radial distribution networks based on the voltage stability security margin”, Turkish Journal of Electrical Engineering &

Computer Sciences 2012.

- [14] T. Funabashi, "Integration of distributed energy resources in power systems implementation, operation, and control. ", Institute of Materials and Systems for Sustainability Nagoya University, Nagoya, Japan, 2016.
- [15] G.B. Gharehpetian, M. Mousavi, "Distributed generation systems, Design, Operation and Grid Integration", Butterworth-Heinemann, 2017.
- [16] B. Robyns, A. Davigny, C. Saudemont, A. Ansel, V. Courtecuisse, S. Plumel, J. Deuse, "Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie ", Actes des journées du club EEA, Gif sur Yvette, 26-28 Mai 2004, Paris, Hermès, p. 53-68.
- [17] G. Joos, B. Ooi, D. McGillis, F. Galiana, R. Marceau, "The potential of distributed generation to provide ancillary services", Power Engineering Society Summer Meeting, (2000). IEEE, Volume 3, Page(s):1762 - 1767.
- [18] V. H. M. Quezada, J. R. Abbad, T. G. S. Roman, "Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation," IEEE Trans. Power Systems, vol. 21, no. 2, pp. 533-540, May 2006.
- [19] R.C. Dugan, S.K. Price, "Issues for Distributed Generation in the US", Proc. of IEEE PES Winter Meeting 2002, New York (USA), 27-31 January 2002, Vol. 1, pp. 121-126.
- [20] J. F. Canard, "Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution", Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, 12 décembre 2000
- [21] K. Nadhir, "Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée ", Thèse de Doctorat en sciences, décembre 2014.
- [22] W. F. Tinney, 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.
- [23] K. V. Kumar, 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.
- [24] 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.
- [25] 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.
- [26] V. V. K. Reddy, 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.

- [27] J. D. Glover, M. S. Sarma, T. Overbye, "Power System Analysis and Design", Cengage Learning, 3 janv. 2011
- [28] D. Singh, D. Singh, K.S. Verma, "Multiobjective optimization for DG planning with load models, IEEE Transactions on Power Systems 24 (1) (2009) 427–436.
- [29] K. D. Singh, S. Ghosh, "A New Efficient Method for Load-Flow Solution for Radial Distribution Networks", PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY (Electrical Review), ISSN 0033-2097, R. 87 NR 12a/2011.
- [30] M.S. Srinivas, "Distribution Load Flow: A Brief Review", IEES PES Winter Meeting 2000.
- [31] Eminoglu, U. Hocaoglu, M.H. "Distribution Systems Forward / Backward Sweep based Algorithms: A Review and Comparison Study", Electric Power Components and Systems, 2009, 37, pp. 91-110.
- [32] A.G. Esposito, E.R. Ramos, "Reliable Load Flow Technique for Radial Distribution Networks", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.14, No.3, August 1999, pp.1063-1069.
- [33] U. Eminoglu, M. H. Hocaoglu, "A new power flow method for radial distribution systems including voltage dependent load models", Electric Power Systems Research, 2005, 76, pp.106-114.
- [34] G. W. Chang, S. Y. Chu, H. L. Wang, "An Improved Backward/Forward Sweep Load Flow Algorithm for Radial Distribution Systems", IEEE Trans. on Power Systems, 2007, 22, (2), pp.882-884.
- [35] J. Liu, M. M. A. Salama, R.R. Mansour, "An efficient power flow algorithm for distribution systems with polynomial load", International Journal of Electrical Engineering Education, 2002, 39, (4), pp.372-386.
- [36] O. Hajji, "Contribution au développement de méthodes d'optimisation stochastiques. Application à la conception des dispositifs Electrotechniques ", Thèse de doctorat en génie électrique, Ecole centrale de Lille, Université des sciences et technologies de Lille, 2003
- [37] 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.
- [38] L. Slimani, "Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes métaheuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé", Thèse de doctorat, Université de Batna, 2009.
- [39] 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.
- [40] S. Remha, S. Chettih, S. Arif, S. "Optimal placement of different DG units type in distribution networks based on voltage stability maximization and minimization of

- power losses. In: 2016 8th international conference on modelling, identification and control (ICMIC). IEEE, 2016. p. 867-873.
- [41] Shuaib, Y.M.; Kalavathi, M.S.; Rajan, C.C.A. Optimal capacitor placement in radial distribution system using gravitational search algorithm. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2015, 64, 384–397.
- [42] Kowsalya, M.; Mohamed Imran, A. Optimal distributed generation and capacitor placement in power distribution networks for power loss minimization. In *Proceedings of the 2014 International Conference on Advances in Electrical Engineering (ICAEE)*, Vellore, India, 9–11 January 2014; pp. 1–6.

Annexe

Données du réseau de distribution IEEE 33 nœuds

N° Interrupteur	Nœud départ	Nœud d'arrivée	R(ohms)	X(ohms)	P(kW)	Q(kVAr)
1	1	2	0.0922	0.0477	100	60
2	2	3	0.4930	0.2511	90	40
3	3	4	0.3660	0.1864	120	80
4	4	5	0.3811	0.1941	60	30
5	5	6	0.8190	0.7070	60	20
6	6	7	0.1872	0.6188	200	100
7	7	8	0.7114	0.2351	200	100
8	8	9	1.0300	0.7400	60	20
9	9	10	1.0440	0.7400	60	20
10	10	11	0.1966	0.0650	45	30
11	11	12	0.3744	0.1238	60	35
12	12	13	1.4800	1.1550	60	35
13	13	14	0.5416	0.7129	120	80
14	14	15	0.5910	0.5260	60	10
15	15	16	0.7463	0.5450	60	20
16	16	17	1.2890	1.7210	60	20
17	17	18	0.7320	0.5740	90	40
18	2	19	0.1640	0.1565	90	40
19	19	20	1.5042	1.3554	90	40
20	20	21	0.4095	0.4784	90	40
21	21	22	0.7089	0.9373	90	40
22	3	23	0.4512	0.3083	90	50
23	23	24	0.8980	0.7091	420	200
24	24	25	0.8960	0.7011	420	200
25	6	26	0.2030	0.1034	60	25
26	26	27	0.2842	0.1447	60	25
27	27	28	1.0590	0.9337	60	20
28	28	29	0.8042	0.7006	120	70
29	29	30	0.5075	0.2585	200	600
30	30	31	0.9744	0.9630	150	70
31	31	32	0.3105	0.3619	210	100
32	32	33	0.3410	0.5302	60	40
33	8	21	2	2	-	-
34	9	15	2	2	-	-
35	12	22	2	2	-	-
36	18	33	0.5	0.5	-	-
37	25	29	0.5	0.5	-	-

ملخص

نظرًا للعدد المتزايد لمستخدمي الشبكة الكهربائية وارتفاع الأحمال على الشبكة، تسعى شركات توزيع الكهرباء إلى تلبية الطلب المتزايد على الطاقة من خلال تصميم الشبكة وتشغيلها بطريقة فعالة. ومع ازدهار الإنتاج اللامركزي للطاقة (DG) المدمج ضمن شبكات التوزيع، أصبح من الضروري تحليل تأثيراته الفنية بدقة. في هذا العمل، يتم وضع بطاريات المكثفات (CBs) بشكل أمثل داخل شبكة توزيع شعاعية، بهدف تقليل فاقد الطاقة الفعالة. وقد تم اعتماد خوارزمية تحسين تُعرف باسم خوارزمية الخفاش (Bat Algorithm) للعثور على الحلول المثلى. تم تقييم أداء الخوارزمية المقترحة على شبكة توزيع قياسية من نوع IEEE 33.

الكلمات المفتاحية: بطاريات المكثفات ، خوارزمية الخفاش، شبكة التوزيع.

Résumé

Étant donné le nombre croissant d'utilisateurs du réseau électrique et l'augmentation de la charge du réseau, les entreprises de distribution d'électricité s'efforcent de répondre à la demande énergétique en concevant et en exploitant le réseau de manière efficace. Avec l'essor de la production décentralisée (DG) intégrée au réseau de distribution, il est crucial d'analyser attentivement ses impacts techniques. Dans ce mémoire, des batteries de condensateurs (CBs) sont placés d'une façon optimale au niveau du réseau de distribution radial, dans l'objectif de minimisation de la perte de puissance active. Un algorithme d'optimisation dit algorithme de Chauve-Souris est utilisé pour trouver des solutions optimales. La performance de l'algorithme proposé est évaluée sur un réseau de distribution IEEE 33.

Mots clés : Batteries de condensateurs, Algorithme de Chauve-Souris, Réseau de Distribution.

Abstract

Given the growing number of electricity network users and the increasing load on the grid, electricity distribution companies are striving to meet energy demand by designing and operating the network more efficiently. With the rise of distributed generation (DG) integrated into the distribution network, it has become crucial to carefully analyze its technical impacts. In this thesis, capacitor banks (CBs) are optimally placed within a radial distribution network with the objective of minimizing active power losses. An optimization algorithm known as the Bat Algorithm (BA) is employed to find optimal solutions. The performance of the proposed algorithm is evaluated on the standard IEEE 33-bus distribution network.

Keywords: Capacitor banks (CBs), Bat algorithm, Distribution network.