

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA
Faculté des Sciences Appliquées
Département de Génie Electrique



Mémoire
MASTER ACADEMIQUE
Domaine : Sciences et technologies
Filière : Electrotechnique
Spécialité : Réseaux électriques

Présenté par :
MEHANI Elhadj Ismail HALIMI Abdetouab

Thème :

**Optimisation de la gestion de la demande dans le
réseau de distribution intégrant de productions
décentralisées**

Soutenu publiquement, le : 07/06/2026

Devant le jury composé de :

M ^r ROUIBAH Tahar	MCA	Président	UKM Ouargla
M ^r BOUKAROURA Abdelkader	MCA	Encadreur/rapporteur	UKM Ouargla
M ^r BOUDJELLA Houari	MCA	Examineur	UKM Ouargla

Année universitaire 2025/2026

Remerciements

Mes remerciements vont tout premièrement, à Dieu le tout puissant de m'avoir donné le courage pour réaliser ce travail. Nous tenons, avant tout, à exprimer nos profondes gratitudes à notre encadreur Dr. BOUKAROURA Abdelkader. Nous tenons à remercier également les membres du jury pour avoir accepté d'examiner ce travail. Nous adressons aussi nos remerciements à tous nos amis et collègues surtout ceux qui nous ont apportés un soutien moral. Enfin, nous tenons à remercier nos familles pour leurs encouragements et leurs soutiens incondtionnelles et toute personne ayant contribué pour la réalisation de ce mémoire.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail

A mes parents que dieu les garde

A ma grand-mère

A mes oncles et leurs familles

A mon cher frère et ma chère sœur.

A mes cousins et toute la famille MEHANI

Et tous mes amis sans exception.

A toute la promotion 2026 d'électrotechnique.

A toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail

A mes parents que dieu les garde

A ma grand-mère

A mes oncles et leurs familles

A mon cher frère et ma chère sœur.

A mes cousins et toute la famille HALIMI

Et tous mes amis sans exception.

A toute la promotion 2026 d'électrotechnique.

A toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Liste d'abréviations et symboles

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale.....	1
Chapitre 1: Les réseaux de distribution intelligents et formulation du problème d'optimisation	
1.1 Introduction.....	3
1.2 Structure du réseau électrique.....	4
1.3 Fonctionnement des réseaux électriques.....	4
1.3.1 Production.....	4
1.3.2 Transport.....	4
1.3.3 Distribution.....	5
1.3.4 Consommation.....	5
1.4 Les réseaux de distribution intelligents.....	6
1.4.1 Définition.....	6
1.4.2 Objectifs des Smart Grids.....	8
1.4.3 Fonctionnalités associées au concept des réseaux intelligents.....	9
1.4.3.1 Stockage d'énergie.....	9
1.4.3.2 Production décentralisée.....	10
1.4.3.2.1 Définition.....	10
1.4.3.2.2 Types de production décentralisée.....	10
1.4.3.2.3 Energies renouvelables.....	10
1.4.3.2.4 Energies non renouvelables	12
1.4.3.3 Gestion de la demande.....	12
1.4.3.4 Catégorisation des programmes de gestion de la demande.....	15
1.4.3.4.1 Réponse à la demande (Demand Responce (DR))	15
1.4.3.4.2 Programmes de gestion indirecte de la charge.....	16
1.4.3.4.3 Programmes de gestion directe de la charge.....	17
1.4.3.4.4 Infrastructure générale des programmes de (Demand Responce (DR)).....	18
1.5 Formulation du problème d'optimisation.....	18
1.5.1 Fonction objectif.....	18
1.5.2 Contraintes d'égalités.....	19
1.5.3 Contraintes d'inégalités.....	19
1.6 Les méthodes d'optimisation.....	19
1.6.1 Les méthodes conventionnelles.....	20.
1.6.1.1 Techniques analytiques.....	20

1.6.1.2 Techniques déterministes.....	20
1.6.2 Les méthodes méta-heuristiques.....	20
1.6.2.1 Optimisation par essaims de particules (PSO).....	21
1.6.2.2 Algorithme de la colonie d'abeilles artificielles (ABC).....	21
1.7 Algorithme du Loup Gris (Grey Wolf Optimizer (GWO)).....	22
1.8 Conclusion.....	25
Chapitre 2 : Résultats de simulation de la gestion de la demande optimale	
2.1 Introduction.....	26
2.2 Résultats de simulation	26
2.2.1(cas1) : Ecoulement de puissance dans les réseaux de distribution	26
2.2.1.1 Déviation de la tension.....	26
2.2.1.1.1 L'indice de stabilité de tension VSI.....	26
2.2.1.1 Les pertes de puissances active et réactive.....	26
2.2.1.4 Application au réseau test IEEE-33 jeux de barres.....	27
2.2.1.5 Application au réseau test IEEE-69 jeux de barres.....	30
2.2.2 (cas 2) : Intégration de la production décentralisée (DG) dans les réseaux de distribution	33
2.2.2.1 Application au réseau test IEEE-33 jeux de barres	33
2.2.2.2 Application au réseau test IEEE-69 jeux de barres	35
2.2.3(Cas 3) : Optimisation de la réduction de la puissance active des clients consommateurs..	38
2.2.3.1 Application au réseau test IEEE-33 jeux de barres.....	38
2.2.3.2 Application au réseau test IEEE-69 jeux de barres	41
2.4 Conclusion.....	44
Conclusion générale.....	45
Bibliographie.....	46
Annexe.....	49

Liste d'abréviations et symboles

*Abréviations

HT	: Haute Tension
MT	: Moyenne Tension
BT	: Basse Tension
HTA	: Haute Tension A
HTB	: Haute Tension B
BTA	: Basse Tension A
BTB	: Basse Tension B
TBT	: Très Basse Tension
KV	: Kilo Volts
MW	: Méga Watts
GW	: Giga Watts
MWh	: Méga Watts heure
FACTS	: Flexible Alternating Current Transmission System
DG	: Distributed Generation
GWO	: Grey Wolf Optimiser
ABC	: Artificial Bee Colony
PSO	: Particle Swarm Optimizer
JB	: Jeu de barres
P_{Loss}	: Pertes de puissance active
Q_{Loss}	: Pertes de puissance réactive

Symbols

ΔV	: Variation de tension
P	: Puissance active
Q	: Puissance réactive
X	: Réactance de la ligne
R	: Résistance de la ligne

Liste des figures

Figure 1.1 : Schéma de l'organisation des réseaux électriques en fonction de leur tension.....	4
Figure 1.2 : Architecture générale du réseau électrique en Algérie	5
Figure 1.3 : Normalisation des différents niveaux de tension [5].....	6
Figure 1.4 : Exemple d'architecture d'un réseau intelligent.....	7
Figure 1.5 : Exemple de stockage d'énergie dans un Smart Grid.....	10
Figure 1.6 : Principe de fonctionnement des cellules solaires.....	11
Figure 1.7 : Energie éolienne	11
Figure 1.8 : Centrale hydraulique.....	12
Figure 1.9 : Techniques de base de pilotage de la charge.....	13
Figure 1.10 : Gestion des pointes dans un profil de charge.....	15
Figure 1.11 : Catégorisation du programme de réponse à la demande.....	16
Figure 1.12 : La hiérarchie des loups gris.....	22
Figure 1.13 : Comportement de chasse des loups gris : (A) chasse, approche et suivi des proies ; (B-D) poursuite, harcèlement et encerclement ; (E) situation stationnaire et attaque.....	23
Figure 1.14 : 2.7 Schéma de la procédure d'optimisation par GWO.....	24
Figure 2.1 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE-33 jeux de barres.....	27
Figure 2.2 : Profile de tension du réseau IEEE-33 jeux de barres.....	28
Figure 2.3 : Valeurs de l'indice de stabilité de tension du réseau IEEE-33 jeux de barres.....	28
Figure 2.4 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE-33 jeux de barres.....	29
Figure 2.5 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE-69 jeux de barres.....	30
Figure 2.6 : Profile de tension du réseau IEEE-69 jeux de barres.....	32
Figure 2.7 : Valeurs de l'indice de stabilité de tension du réseau IEEE-69 jeux de barres.....	32
Figure 2.8 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE-69 jeux Barres.....	33
Figure 2.9 : Profile de tension du réseau IEEE-33 jeux de barres (cas2).....	34
Figure 2.10 : Valeurs de l'indice de stabilité de tension du réseau IEEE-33 jeux de barres (cas2).....	34
Figure 2.11 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE-33 jeux de barres (cas2).....	35
Figure 2.12 : Profile de 13 tension du réseau IEEE-69 jeux de barres (cas2).....	36
Figure 2.: Valeurs de l'indice de stabilité de tension du réseau IEEE-69 jeux de barres (cas2).....	36
Figure 2.14 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE-6 jeux de barres (cas2).....	37

Figure 2.15 : Courbe de convergence de GWO du réseau IEEE-33 jeux de barres (Cas 3).....	38
Figure 2.16 : Profile de tension du réseau IEEE-33 jeux de barres (cas3).....	39
Figure 2.17 : Valeurs de l'indice de stabilité de tension du réseau IEEE-33 jeux de barres (cas3).....	39
Figure 2.18 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE-33 jeux de barres (cas3).....	40
Figure 2.19 : Courbe de convergence de GWO du réseau IEEE-69 jeux de barres (Cas 3).....	41
Figure 2.20 : Profile de tension du réseau IEEE-69 jeux de barres (cas3).....	42
Figure 2.21 : Valeurs de l'indice de stabilité de tension du réseau IEEE-69 jeux de barres (cas3).....	42
Figure 2.22 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE-69 jeux de barres (cas3).....	43

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Tableau des domaines de tension.....	6
Tableau 1.2 : Comparaison entre le réseau électrique traditionnel et intelligent.....	7
Tableau 2.1: Identification de la topologie du réseau de distribution IEEE-33	
Jeux de barres	28
Tableau 2.2: Identification de la topologie du réseau de distribution IEEE-69	
Jeux de barres	31
Tableau 2.3: Résultats de simulation du réseau IEEE-33 jeux de barres.....	38
Tableau 2.4: Résultats de simulation du réseau IEEE-69 jeux de barres	41
Tableau A.1 : Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution IEEE- 33	
jeux de barres.....	49
Tableau A.2: Caractéristiques techniques des jeux de barres du réseau de distribution IEEE- 33	
jeux de barres.....	50
Tableau A.3 : Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution IEEE- 69	
jeux de barres.....	51
Tableau A.4: Caractéristiques techniques des jeux de barres du réseau de distribution IEEE- 69	
jeux de barres.....	53

Introduction générale

Ces dernières années, la demande d'énergie électrique a augmenté considérablement dans la majorité des pays. Cette croissance est généralement liée à celle de la population et à l'amélioration du mode de vie [1].

Pour satisfaire cette augmentation des besoins énergétiques, de nombreux investissements associés à une politique énergétique adéquate sont nécessaires, la construction de nouvelles unités de production du type renouvelable favorisant au niveau du réseau de distribution. L'insertion de ces sources d'énergie au niveau de ces réseaux peut avoir des conséquences importantes sur la circulation des flux énergétiques, le profil de tension, les pertes de puissance ainsi que sur les systèmes de protection [2].

De même, la mise en œuvre des stratégies de gestion de la demande (Demand Side Management (DSM)) nécessite des systèmes de contrôle et de communication performants afin de garantir la stabilité et la fiabilité du réseau électrique. Dans ce travail, nous nous intéressons au problème de la gestion de la demande de l'énergie électrique (Demand Side Management (DSM)) aux présences de la production décentralisées (Distributed Generation (DG)) du type photovoltaïque dans les réseaux de distribution. L'objectif principal de ce travail est d'appliquer un algorithme d'optimisation méta-heuristique, plus précisément l'algorithme du Loup Gris (Grey Wolf Optimizer (GWO)), afin d'assurer une gestion optimale de la demande énergétique dans le réseau de distribution au présence de productions décentralisées de type photovoltaïques. Cette approche vise à améliorer l'exploitation du réseau en optimisant la répartition et la consommation de l'énergie électrique en fonction des besoins des abonnés et des contraintes du système. Les résultats attendus portent sur la réduction de la consommation énergétique au niveau des abonnés, la diminution des pertes de puissance dans le réseau ainsi que l'amélioration des performances, de la stabilité et de la fiabilité globales du réseau de distribution intelligent. De plus, cette méthode contribue à une gestion plus efficace de la demande d'énergie électrique. Ce travail comprend deux chapitres. Le premier chapitre est consacré aux généralités sur les réseaux de distribution, et plus particulièrement aux réseaux de distribution intelligents (Smart Grids). Il présente également la production décentralisée (Distributed Generation (DG)) ainsi que ses différents impacts sur les réseaux électriques. Ensuite, ce chapitre s'intéresse aux stratégies de gestion de la demande électrique (Demand Side Management (DSM)) et à leur rôle dans l'amélioration des performances des réseaux intelligents. Enfin, il aborde l'application d'un algorithme d'optimisation méta-heuristique, à savoir l'algorithme du Loup Gris (Grey Wolf Optimizer (GWO)), en expliquant son principe de fonctionnement et sa formulation pour résoudre le problème de gestion de la demande énergétique.

Dans le deuxième chapitre, nous présentons les réseaux test IEEE-33 jeux de barres et IEEE-69

jeux de barres utilisés pour la validation de la méthode d'optimisation GWO. Ensuite, nous présentons et discutons les résultats de l'application de cet algorithme sur ces réseaux test. Enfin, ce mémoire se termine par une conclusion générale et quelques perspectives.

1.1 Introduction

Les réseaux de distribution d'électricité jouent un rôle essentiel dans l'approvisionnement des consommateurs finaux. Afin d'assurer l'acheminement de l'électricité depuis les sous-stations jusqu'aux utilisateurs, ces réseaux doivent être fiables, efficaces et capables de s'adapter aux variations de la demande ainsi qu'aux défis techniques actuels. La libéralisation du marché de l'électricité, les préoccupations environnementales liées au changement climatique et l'intégration massive des sources de production décentralisée (Distributed Generations (DGs)) entraînent des transformations profondes dans la structure et l'exploitation des réseaux électriques.

Dans ce contexte, l'application des technologies de gestion de la demande électrique (Demand Side Management (DSM)) devient un élément clé de l'architecture future des réseaux intelligents. Leur rôle ne se limite pas uniquement à la réduction des pointes de consommation par la limitation ou le déplacement des charges, mais permet également de mieux exploiter les excédents issus des énergies renouvelables durant les périodes de faible demande. Ainsi, la gestion de la demande contribue à améliorer l'efficacité énergétique, à réduire les pertes de puissance et à renforcer la stabilité ainsi que la fiabilité du réseau de distribution.

Dans ce premier chapitre, nous présenterons tout d'abord la structure des réseaux électriques conventionnels. Ensuite, nous nous intéresserons aux réseaux de distribution intelligents (Smart Grids), en abordant leur définition, leurs caractéristiques ainsi que leurs principaux objectifs. Par la suite, l'insertion des générateurs décentralisés (Distributed Generations – DGs) dans les réseaux de distribution sera étudiée en mettant l'accent sur les impacts de ce type de production sur le fonctionnement du réseau.

Enfin, nous présenterons les différentes fonctionnalités associées au concept des réseaux électriques intelligents, en particulier la gestion de la demande électrique (Demand Side Management – DSM). Dans cette étude, nous proposons l'utilisation d'un algorithme d'optimisation méta-heuristique appelé algorithme du Loup Gris (Grey Wolf Optimizer – GWO), adapté à la résolution des problèmes de gestion de la demande, dans le but de réduire la consommation énergétique des clients et d'améliorer les performances des réseaux de distribution.

1.2 Structure des réseaux électriques

Un réseau électrique est un ensemble d'outils destiné à produire, transporter, distribuer l'énergie électrique et veiller sur la qualité de cette énergie, notamment la continuité de service et la qualité de la tension. L'architecture ou le design du réseau est un facteur clé pour assurer ces objectifs [2].

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

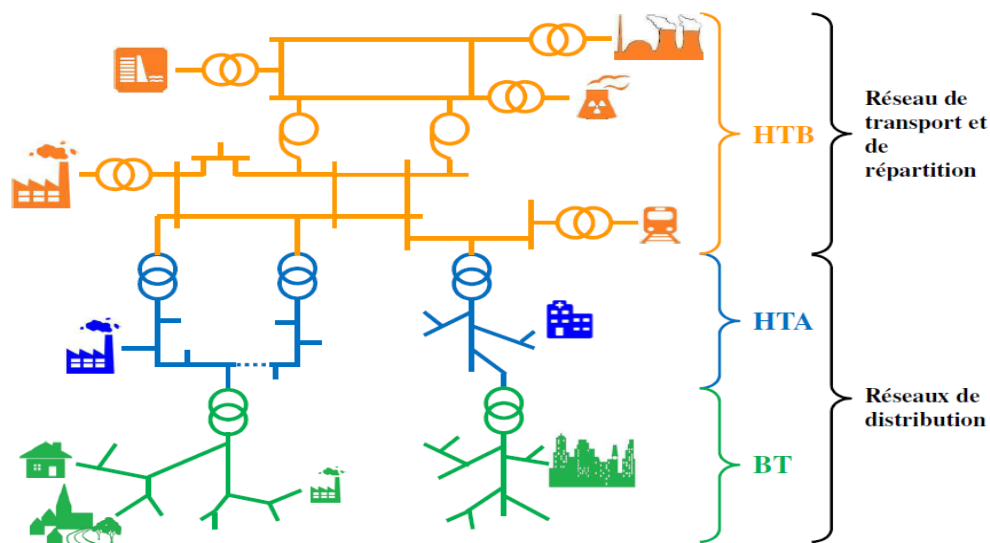


Figure 1.1 : Schéma de l'organisation des réseaux électriques en fonction de leur tension

1.3 Fonctionnement des réseaux électriques

Physiquement, le réseau électrique est organisé en différents niveaux de tension : le réseau de transport et de répartition, auxquels sont connectés les grands groupes de production centralisée et le réseau de distribution alimentant la plupart des consommateurs [3].

1.3.1 Production

Les grands groupes de production d'énergie électrique sont en général basés sur des alternateurs synchrones de grandes tailles entraînés par des turbines à vapeur, à gaz ou hydrauliques. Ils sont connectés sur le réseau de transport via un transformateur élévateur

1.3.2 Transport

Une fois l'électricité produite, elle doit être acheminée sur de longues distances. Cela s'effectue à travers des lignes de transmission à haute tension (comprises entre 90 kV et 400 kV) afin de réduire les pertes d'énergie pendant le transport, ainsi que des postes de transformation qui ajustent les niveaux de tension selon les besoins.

1.3.3 Distribution

Ces réseaux distribuent l'électricité à des tensions faibles, généralement entre 20 kV et 100 kV pour la moyenne tension, et 230 V et 400 V pour les réseaux directement connectés aux consommateurs (ménages). Ils acheminent l'énergie des postes de transformation vers les utilisateurs finaux, qu'il s'agisse de particuliers, d'entreprises ou d'industries.

1.3.4 Consommation

Dans les réseaux, les consommateurs appelés charges sont caractérisées par leurs puissances active et réactive consommées. De ces puissances mesurées sur un certain intervalle de temps sont déduites les puissances maximales (de pointe) et moyennes. Par la mesure des courants dans les postes de transformation entre les réseaux de transport et de distribution, des courbes de consommation appelées courbes de charge sont tracées pour connaître l'évolution des charges au cours du temps [4]. Elles permettent aux gestionnaires de réseau de prédire l'évolution de la consommation sur les réseaux et donc, entre autre, de définir les plans prévisionnels de production.

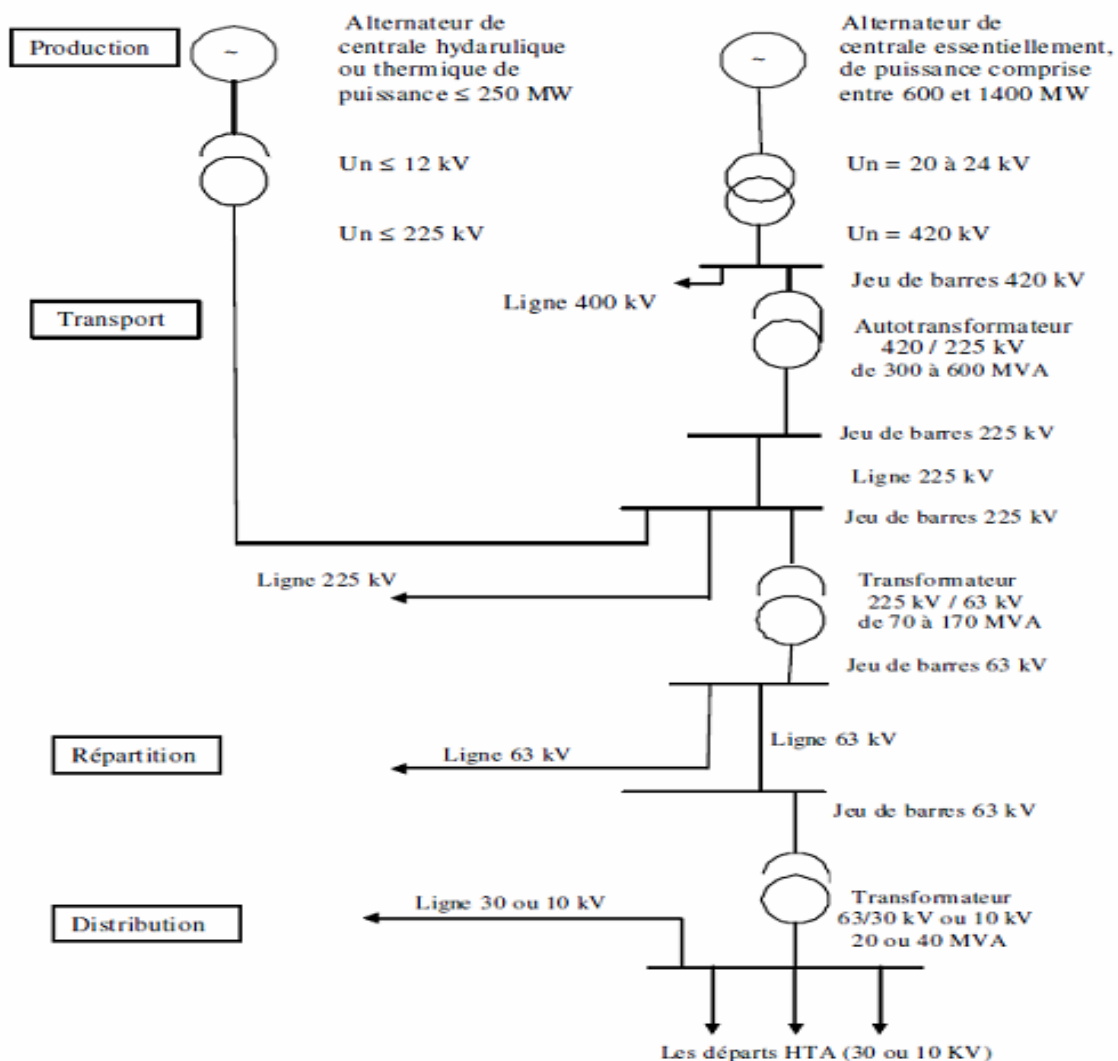


Figure 1.2 : Architecture générale du réseau électrique en Algérie

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

Tableau 1.1 : Tableau des domaines de tension [5]

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

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

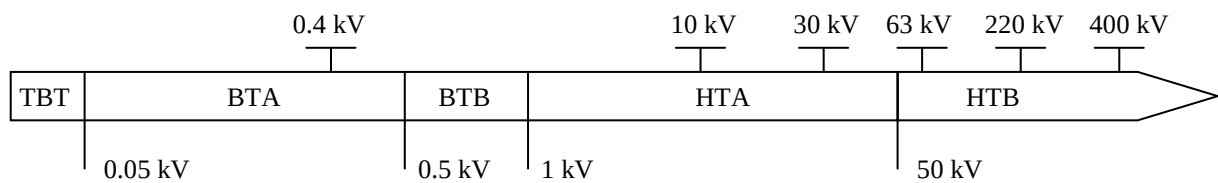


Figure 1.3 : Normalisation des différents niveaux de tension [5].

1.4 Les réseaux de distribution intelligents

1.4.1 Définition

Le réseau intelligent est défini comme un réseau basé sur les nouvelles technologies, les capteurs et les équipements pour gérer des ressources énergétiques étendues et améliorer la fiabilité, l'efficacité et la sécurité de l'ensemble de la chaîne de valeur énergétique [6]. Le principal avantage des réseaux intelligents est la possibilité de mieux intégrer les sources d'énergie renouvelables dans le système et de superviser la consommation et la production d'énergie grâce à un flux bidirectionnel d'énergie et de données entre la production, la distribution et la consommation, comme le montre la figure 1.4. La production d'électricité est la première étape de la chaîne de valeur du réseau intelligent, elle comprend des sources d'énergie telles que le nucléaire, l'hydroélectricité et les énergies renouvelables et elle s'appuie sur des technologies de surveillance et de contrôle à grande échelle pour communiquer avec l'étape suivante appelée distribution d'électricité. Cette dernière repose sur un réseau de proximité qui relie les consommateurs au réseau électrique et transmet les données à l'aide d'une infrastructure de comptage avancée. La consommation d'énergie est la dernière étape de la chaîne de valeur du réseau intelligent et elle concerne les utilisateurs d'électricité, qu'ils soient résidentiels ou

industriels. Il est de plus en plus courant que le consommateur produise de l'énergie électrique en utilisant des méthodes de production d'énergie alternatives (énergie solaire, biomasse, vent, etc.). Pour cette raison, il est très important de superviser leur consommation et leur production afin d'optimiser le service.

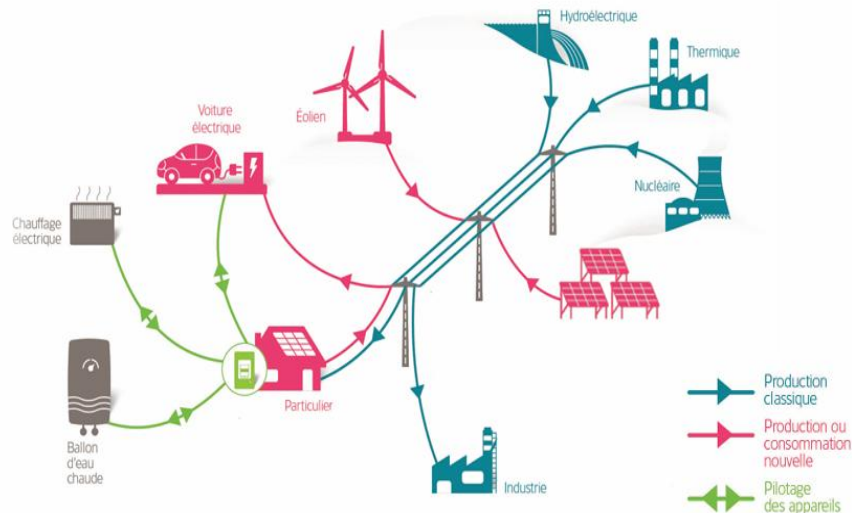


Figure 1.4: Exemple d'architecture d'un réseau intelligent

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

Tableau 1.2 : Comparaison entre le réseau électrique traditionnel et intelligent [7]

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

1.4.2 Objectifs des Smart Grids

La mise en place de Smart Grids a plusieurs objectifs. Tout d'abord, elle vise à diminuer l'impact du système électrique sur l'environnement. Ensuite, elle cherche à sensibiliser les usagers et à les rendre plus actifs par rapport à leur consommation d'électricité, tout en leur permettant de la contrôler efficacement. Ce système intelligent a également pour but de développer la production d'électricité décentralisée équipements essentiels.

➤ Sécurité du réseau

Que ce soit au niveau du producteur, du transport ou du consommateur, le réseau n'est pas sécurisé aux niveaux physique et informatique ;

➤ Conservation de l'énergie

Les batteries sont développées et leur capacité est devenue assez importante pour entrer en compte dans la gestion de l'énergie. Ces batteries sont à la fois capables de consommer ou de produire. Mais pour avoir un impact sur le réseau, ces batteries doivent faire partie d'une gestion intelligente afin de ne pas accentuer les pics de consommation.

➤ L'intégration des énergies renouvelables

L'intégration de sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie solaire et éolienne dans les réseaux électriques contribue à prévenir la surcharge des lignes de transport et les pannes de courant qui en résultent, assurant ainsi une distribution d'électricité fiable en compensant la production supplémentaire dans les zones déficitaires en énergie, tout en réduisant l'injection d'électricité dans les zones où la production est excédentaire.

Surveillance et contrôle à distance.

Gestion automatisée du réseau utilisant les technologies de communication modernes. Un système SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) est un système de gestion à distance à grande échelle permettant le traitement en temps réel de volumes massifs de données de télémétrie et le contrôle à distance d'installations techniques.

Un système SCADA requiert :

- Des contrôleurs ;
- Des équipements de communication ;
- Des bases de données ;
- Un logiciel de gestion des entrées/sorties (E/S) ;
- Une interface homme-machine (IHM).

➤ Gestion de la demande

La gestion de la demande permet, en incitant, par des signaux tarifaires, aux utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation en période de pointe et à la reporter en période creuse, de mieux gérer l'équilibre production/consommation.

1.4.3 Fonctionnalités associées au concept des réseaux intelligents

Les fonctionnalités associées au concept des Réseaux électriques intelligents reposent sur un ensemble de capacités visant à améliorer la performance du réseau électrique et à le rendre plus efficace, flexible et fiable. Ces réseaux permettent une communication bidirectionnelle entre les différents acteurs du système électrique, facilitant l'échange d'informations en temps réel et la surveillance continue de l'état du réseau. Ils intègrent également des fonctions d'automatisation et d'auto-contrôle, telles que l'isolation automatique des défauts et le réglage de la tension. De plus, les réseaux intelligents favorisent l'intégration des sources d'énergie renouvelable, comme l'énergie solaire et éolienne, ainsi que la gestion intelligente de la demande, notamment pendant les périodes de pointe. Ils contribuent aussi à améliorer la qualité et la continuité de l'alimentation électrique grâce à la détection rapide des pannes et à l'accélération des interventions, tout en utilisant des compteurs intelligents permettant une mesure précise de la consommation et une meilleure efficacité énergétique avec la réduction des pertes électriques.

1.4.3.1 Stockage d'énergie

Le Smart Grid est un système qui utilise la technologie informatique afin de réduire intelligemment la consommation d'électricité. Ce système de contrôle permet la production et le stockage décentralisé d'électricité. La disponibilité du stockage à un coût compétitif et à grande échelle serait un facteur clé pour répondre à l'accroissement de la pénétration des énergies renouvelables et à la variabilité de la demande. On pourrait par exemple stocker l'énergie solaire produite dans la journée pour une utilisation nocturne, ou utiliser le stockage pour pallier l'intermittence de l'éolien. La Figure 1.5 représente un exemple d'utilisation des systèmes de stockage d'énergie dans un Smart Grid où ce dernier devrait servir à recharger les batteries pendant les creux de consommation, et d'utiliser cette énergie pendant les pics [8].

Les solutions de stockage d'énergie se divisent en plusieurs catégories :

- Les véhicules électriques (en première vie ou une utilisation des batteries des véhicules usagés);
- Les technologies électrochimiques (batteries aqueuses, batteries à électrolyte organique, batteries haute température, ... etc.) ;
- Les technologies mécaniques (volant à inertie, pompage hydro, air comprimé).

Chacune de ces technologies a ses spécificités (en termes de capacité à livrer de la puissance, de coût, de durée de vie en cycle, de densité énergétique, de maturité, ...etc.) si bien que l'optimum est parfois dans l'association de plusieurs technologies [9]

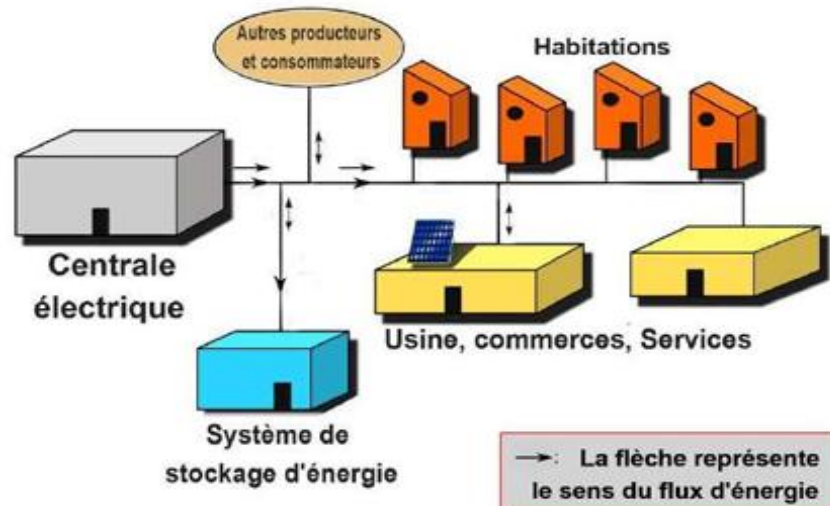


Figure 1.5 : Exemple de stockage d'énergie dans un Smart Grid

1.4.3.2 Production décentralisée

1.4.3.2.1 Définition

Le terme production décentralisée désigne l'ensemble des générateurs d'électricité de faible puissance, connectés aux réseaux de distribution. Ce terme est construit par opposition au terme production centralisée désignant les grandes centrales de production connectées au réseau de transport [10].

1.4.3.2.2 Types de production décentralisée

Différentes technologies de production décentralisées existent sur les réseaux de distribution et elles sont classées selon le type de source d'énergie utilisée comme suit :

1.4.3.2.3 Les énergies renouvelables

Les principales sources de l'énergie renouvelable sont [10] :

➤ Solaire photovoltaïque

Les panneaux solaires convertissent directement l'énergie reçue par rayonnement solaire en énergie électrique à courant continu. Ils sont très utilisés pour l'alimentation de sites isolés (non connectés au réseau) en association avec un système de stockage.

Les panneaux solaires convertissent directement l'énergie reçue par rayonnement solaire en énergie électrique à courant continu. Ils sont très utilisés pour l'alimentation de sites isolés (non connectés au réseau) en association avec un système de stockage

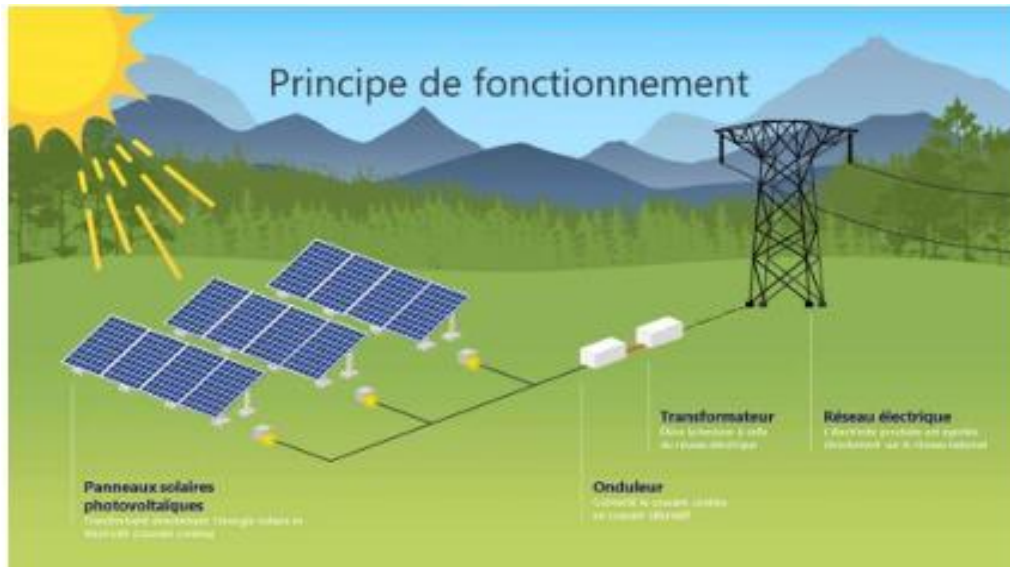


Figure 1.6 : Principe de fonctionnement des cellules solaires

➤ Eolien

Une éolienne est une machine permettant de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique de type éolienne. Cette énergie mécanique éolienne a été utilisée au cours des âges pour pomper l'eau ou moulinier le grain. Les machines actuelles sont utilisées pour produire de l'électricité de type éolienne qui est consommée localement (sites isolés), ou injectée sur le réseau électrique (éoliennes connectées au réseau)



Figure 1.7 : Energie éolienne

➤ Hydraulique :

L'énergie hydroélectrique est une forme d'énergie renouvelable dans laquelle l'énergie cinétique ou de chute de l'eau (comme celle des rivières et des barrages) est exploitée pour la convertir en énergie mécanique, puis en énergie électrique, grâce à l'actionnement de turbines reliées à des générateurs électriques

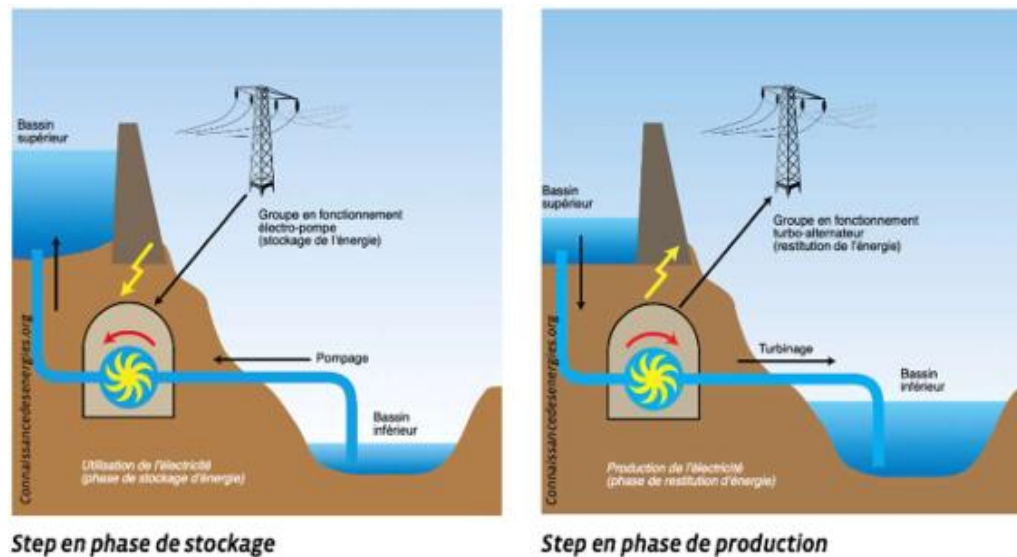


Figure 1.8 : Centrale hydraulique

1.4.3.2.4 Les énergies non renouvelables

Les énergies non renouvelables sont des sources d'énergie qui existent en quantités limitées dans la nature et qui mettent des millions d'années à se former ; elles ne peuvent donc pas être rapidement reconstituées une fois consommées.

Types d'énergies non renouvelables

- **Combustibles fossiles**

Pétrole : utilisé dans les voitures et les avions

Charbon : utilisé pour produire de l'électricité

Gaz naturel : utilisé pour le chauffage et la production d'électricité

- **L'énergie nucléaire**

Qui repose sur l'uranium, est utilisée pour produire de l'électricité dans les centrales nucléaires.

➤Types de production décentralisée selon les puissances injectées dans le réseau

- **Type 1** : Ce type de DG est capable de fournir que la puissance active tels que les photovoltaïques, les micro-turbines, les piles à combustible, qui sont intégrés au réseau à l'aide des convertisseurs / onduleurs.
- **Type 2** : DG capable de délivrer des puissances active et réactive. Les unités à base de machines synchrones (cogénération, turbines à gaz, etc) font partie de ce type.
- **Type 3** : DG capable de fournir que la puissance réactive. Les compensateurs synchrones tels que les turbines à gaz sont un exemple de ce type fonctionnant avec facteur de puissance nul.
- **Type 4** : DG capable de délivrer une puissance active en consommant de la puissance réactive. Principalement les générateurs à induction, qui sont utilisés dans des parcs éoliens, entrent dans cette catégorie.

1.4.3.3 Gestion de la demande

L'un des principaux objectifs de la gestion de la demande (Demand Side Management (DSM))

est de niveler les pics de consommation quotidiens du matin et du soir et de créer des creux pour une utilisation efficace des ressources énergétiques disponibles et de reporter ou d'éliminer, selon le cas, la nécessité d'acquérir des centrales de pointe supplémentaires pour répondre à la demande critique de l'énergie. Cela peut impliquer l'utilisation de technologies d'économie d'énergie, de tarifs d'électricité, d'incitations monétaires et de politiques gouvernementales pour atténuer ces pics [6]. Les formes de charge qui indiquent les demandes d'électricité quotidiennes ou saisonnières des consommateurs industriels, commerciaux ou résidentiels entre les heures de pointe et les heures creuses peuvent être modifiées au moyen de six grandes méthodes : écrêtage des pointes, remplissage des creux, déplacement de la charge, conservation stratégique, croissance stratégique de la charge et la forme de charge flexible. En général, il s'agit des techniques de gestion de la demande qui peuvent être utilisées dans les futurs réseaux intelligents. Ces six techniques de gestion de la demande sont illustrées à la figure 1.9

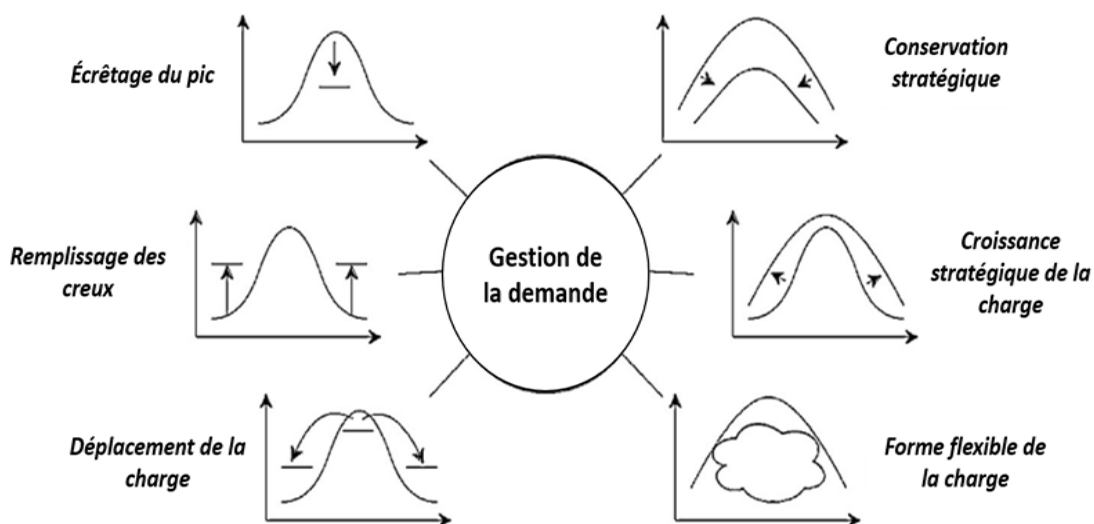


Figure 1.9 : Techniques de base de pilotage de la charge

➤ **Écrêtage du pic** : Cette stratégie vise à réduire les pics de demande d'énergie pendant les périodes de pointe. Ceci peut être réalisé grâce à la commande directe de la charge (CDC), où les fournisseurs d'énergie contrôlent à distance certains appareils ou systèmes dans les logements des consommateurs, tels que les climatiseurs ou les chauffe-eau, pendant les heures de pointe [11]. En réduisant la demande de pointe, les fournisseurs d'énergie peuvent éviter le recours à des capacités de production d'électricité supplémentaires, ce qui entraîne des économies et une réduction des émissions de gaz à effet de serre.

➤ **Remplissage des creuses** : À l'inverse de l'écêtement des pointes, cette stratégie consiste à augmenter la consommation d'énergie pendant les périodes creuses.

Cette stratégie est particulièrement utile en cas de surcapacité de production, souvent issue de sources renouvelables comme le solaire ou l'éolien [12]. En incitant les consommateurs à utiliser de l'énergie pendant ces périodes, les fournisseurs d'énergie peuvent équilibrer le réseau et optimiser l'utilisation des ressources disponibles. Des incitations, telles que des tarifs réduits pendant les heures creuses, peuvent encourager la participation des consommateurs au comblement des creux.

➤ **Déplacement de la charge** : C'est l'une des stratégies de gestion de la demande les plus répandues. Elle consiste à décaler la consommation d'énergie des périodes de pointe vers les périodes creuses, lissant ainsi la courbe de demande. Ceci est généralement réalisé grâce à des systèmes de tarification variable selon l'heure, tels que les tarifs heures pleines et heures creuses, qui incitent les consommateurs à adapter leurs horaires de consommation [13]. Les infrastructures de comptage avancées et les compteurs intelligents jouent un rôle crucial en permettant une communication en temps réel entre les fournisseurs d'énergie et les consommateurs, facilitant ainsi un décalage de charge efficace.

➤ **Conservation stratégique** : Cette stratégie vise à réduire la consommation globale d'énergie grâce à des technologies et des pratiques éco-énergétiques.

Cela inclut l'adoption d'appareils économes en énergie, l'éclairage LED et une meilleure isolation des bâtiments. Les réseaux intelligents permettent un suivi et un retour d'information en temps réel, permettant ainsi aux consommateurs de prendre des décisions éclairées concernant leur consommation d'énergie. Les économies d'énergie stratégiques réduisent non seulement la demande, mais contribuent également au développement durable en diminuant les émissions de carbone [14].

➤ **Conservation stratégique et croissance stratégique de la charge** : Ces techniques sont utilisées pour obtenir une optimisation de la forme de la charge par l'application des méthodes de réduction de la demande chez les clients. Elle peut avoir un effet à long terme sur la planification et l'exploitation du réseau.

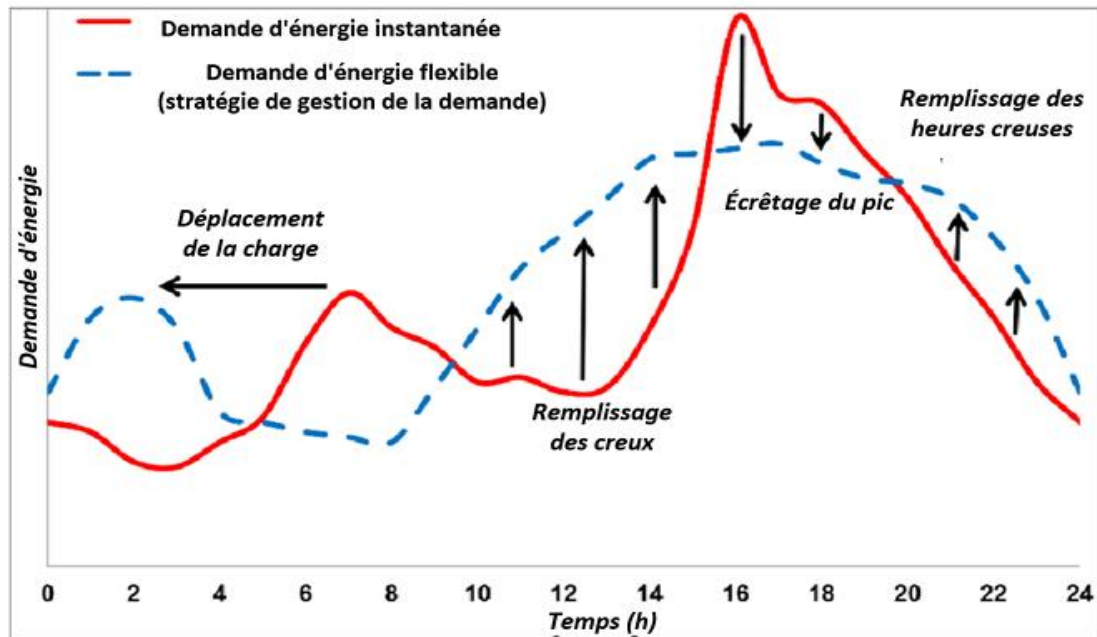


Figure 1.10 : Gestion des pointes dans un profil de charge

1.4.3.4 Catégorisation des programmes de gestion de la demande

1.4.3.4.1 Réponse à la demande (Demand Response (DR))

Les programmes de réduction de la consommation d'électricité peuvent être définis comme une modification de la consommation des clients, adaptée à leurs habitudes de consommation, soit en réponse à l'évolution des prix de l'électricité, soit grâce à des incitations financières destinées à encourager les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes de prix élevés. Ces programmes se divisent en deux catégories :

- **Programmes incitatifs** : Les méthodes incitatives vont du contrôle direct de la charge, où les fournisseurs d'électricité ou les gestionnaires de réseau ont accès aux données de consommation des clients pour gérer les processus d'activation et désactivation, où les clients bénéficient de contrats spécifiques avec des remises limitées.
- **les programmes temporels** : Ils reposent sur la variation du prix de l'électricité en fonction du temps, où les tarifs sont élevés pendant les périodes de pointe et plus faibles durant les périodes normales, ce qui pousse les consommateurs à gérer et organiser leur consommation électrique.

Chaque consommateur peut s'inscrire à l'un de ces programmes proposés par son fournisseur d'électricité, en fonction de ses habitudes de consommation. Ces deux types de programmes de réponse à la demande visent à rendre la demande plus flexible face aux fluctuations des prix de l'électricité.

1.4.3.4.2 Programmes de gestion indirecte de la charge

Une caractéristique commune des méthodes de gestion indirecte de la charge est la possibilité pour le client de décider de participer à la réduction de la charge.

Le service public envoie des signaux au client, avec des informations sur le moment où la réduction de la charge est nécessaire et offre des avantages (par exemple, une réduction de prix) aux clients qui participent à la réduction. Nous avons divisé les programmes de gestion indirecte de la charge en trois grandes catégories : les programmes de tarification, les remises et subventions et les programmes d'éducation (Figure 1.11).

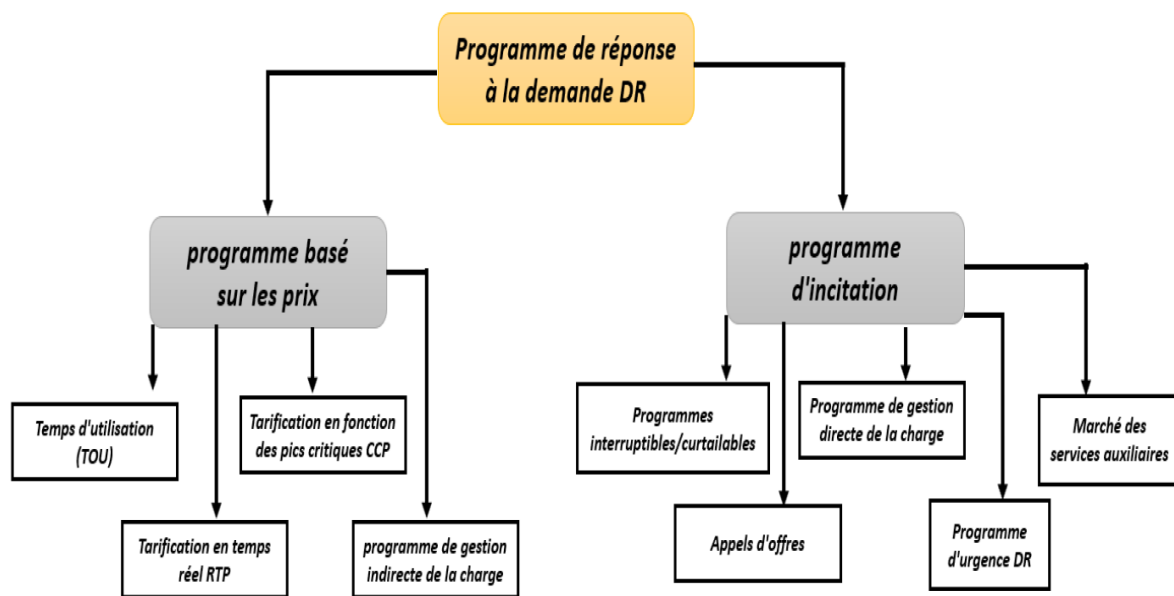


Figure 1.11 : Catégorisation du programme de réponse à la demande

➤ Programmes basés sur les prix

Les programmes de tarification englobent tous les systèmes tarifaires permettant aux clients de bénéficier d'avantages financiers ou de réductions en contrepartie d'une diminution de leur consommation d'électricité à certaines périodes. Ces programmes proposent une variété de tarifs d'électricité. [15] Les consommateurs ajustent volontairement leur consommation d'électricité domestique en fonction de l'heure et suivent le coût instantané de l'électricité grâce à des programmes de tarification.

Parmi les principaux systèmes de tarification :

➤ **La tarification en fonction des heures d'utilisation (TOU) :** Elle consiste à diviser la journée en plusieurs périodes avec des prix différents, comme les heures de pointe et les heures creuses.

➤ **La tarification en temps réel (RTP) :** Les prix changent en permanence en fonction du coût réel de l'électricité.

➤ **La tarification en période de pointe critique (CPP) :** Les prix augmentent fortement pendant les périodes de très forte demande.

Le système TOU est considéré comme le plus utilisé dans le monde, car il permet de déplacer la consommation vers les périodes les moins coûteuses, ce qui contribue à réduire la pression sur le réseau électrique et à améliorer la gestion de l'énergie.

➤ **Programme de la réponse à la demande (DR) à base d'incitations**

Un programme de réduction de la demande basé sur des mesures incitatives fournit des incitations financières aux clients participants qui visent à réduire et à déplacer leur consommation pour réduire leur demande pendant les heures de pointe ; un tarif réduit est accordé à ces clients en échange de leur participation au programme ou du paiement d'un crédit sur facture [16]. Les programmes basés sur des mesures incitatives comprennent les programmes de charge directe, les programmes interruptibles et curtailables et les programmes de soumission de la demande.

1.4.3.4 Programmes de gestion directe de la charge

Dans les programmes de gestion directe de la charge, le service public a le droit de contrôler les appareils des clients, généralement sur la base d'un contrat, ce qui est utile pour réduire les pics de demande ou gérer les situations d'urgence. Le contrôle direct de la charge comprend l'envoi de signaux aux appareils des clients, par exemple le chauffe-eau, la climatisation et l'éclairage public. Ces signaux peuvent éteindre ou allumer les appareils, commuter les relais tarifaires dans les compteurs d'électricité ou informer sur le prix actuel de l'électricité. Les tarifs interruptibles sont des prix de l'électricité convenus entre le service public et le client généralement proposés aux clients industriels et aux clients résidentiels utilisant des chauffe-eaux ou des chauffages d'appoint. L'interruption de la charge peut contribuer à assurer la stabilité du réseau ou à gérer une situation d'urgence. La quantité d'énergie utilisée ne diminue généralement pas ; la charge est seulement déplacée vers les périodes creuses. La réduction de la charge est réalisée par un limiteur de la demande ou des signaux envoyés par le service public. Les programmes de réduction de la charge sont proposés principalement aux grands clients industriels à qui l'on demande de réduire leur charge à un niveau donné. Les avantages pour les clients sont des paiements incitatifs ou des tarifs réduits, mais s'ils ne respectent pas la réduction contractuelle, ils peuvent subir des pénalités. Les programmes d'enchères sur la demande peuvent être considérés comme des extensions de programmes de réduction de la charge. Les programmes d'appels d'offres sont basés sur les offres des clients, qui sont

réalisées sur le marché de gros de l'électricité ou les clients offrent le prix de l'électricité qu'ils sont prêts à payer ou la quantité d'électricité qu'ils peuvent réduire [6]. Dans le programme d'interruption/réduction de la charge, les prix de l'électricité sont convenus entre le service public et les grands clients industriels ou résidentiels, qui éteignent ou déplacent leur charge vers les périodes creuses en cas d'urgence. Les clients sont libres de choisir une valeur d'offre en termes de quantité de réduction d'énergie, et ils seront récompensés si la quantité réelle d'économie d'énergie est conforme à une certaine exigence. En outre, aucune pénalité financière n'est encourue si le client ne parvient pas à réduire sa consommation d'énergie conformément aux exigences.

1.4.3.4 Infrastructure générale des programmes de (DR)

Une infrastructure (DR) contient différents composants qui sont la chaîne de mesure, la chaîne de contrôle, et la chaîne de communication. En ce qui concerne la chaîne de communication, plusieurs technologies sont utilisées pour transférer les données de chaque consommateur individuel au centre de traitement des données. L'envoi des signaux de contrôle de connexion et de déconnexion aux appareils des consommateurs finaux n'est pas possible sans l'utilisation des technologies web et des technologies de communication rapide entre l'opérateur du système électrique et les compteurs. Les technologies de télécommunication disponibles sont les suivantes : Câbles Modem installés en dessus des lignes de puissance (PLC-Power Line Carrier), DSL, Réseau sans fils (Wifi, cellulaire ... etc.), les limiteurs passe bande (BPL) en dessus des lignes de puissances, les fibres optiques, Zig Bee (réseaux sans fil avec capteurs) [17].

1.5 Formulation du problème d'optimisation

L'objectif de cette étude est d'optimiser la réponse à la demande électrique (DR) et d'améliorer la forme de la courbe de charge (réduction du pic) par la réduction des pics de consommation en coordination avec l'intégration de la production décentralisée de (Type 1 (photovoltaïques)), afin d'améliorer le profil et la stabilité de tension et de réduire les pertes totales de puissance active, tout en respectant les contraintes d'égalité et d'inégalité du système électrique.

1.5.1 Fonction objectif

Dans notre étude, l'objectif du problème d'optimisation est de minimiser la réduction de la puissance active des clients consommateurs est décrite comme suit.

$$f = \min \sum_{i=1}^N \Delta P_i \quad (1.1)$$

Où

ΔP_i : représente la réduction de la puissance active du client au niveau jeux du branche i ;

N : est le nombre total des jeux de barres.

1.5.2 Contraintes d'égalités

Les équations d'équilibre des puissances active et réactive sont définies comme des contraintes d'égalité. Ces contraintes s'expriment par [18] :

$$\begin{aligned} P_{G,i} - P_{l,i} &= \sum_{i=1}^{Nbr} P_{Loss,i} \\ Q_{G,i} - Q_{l,i} &= \sum_{i=1}^{Nbr} Q_{Loss,i} \end{aligned} \quad (1.2)$$

Où $P_{G,i}$ et $Q_{G,i}$ sont, respectivement, les sorties de puissance active et réactive du i ème générateur; $P_{l,i}$ et $Q_{l,i}$ sont respectivement les puissances active et réactive du i ème jeu de barres de charge ;

1.5.3 Contraintes d'inégalités

Les contraintes d'inégalités s'expriment par [7]

• Tension du jeu de barres :

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

$$V_{\min} \leq |V| \leq V_{\max} \quad i = 1, 2, 3, \dots, N_{jb} \quad (1.3)$$

• Courant de branche

Le courant de chaque branche est limité comme suit :

$$I_i \leq I_i^{\max} \quad (1.4)$$

• Réduction de la puissance active par les clients

Les limites de réduction de puissance active par les clients :

$$\Delta P_i^{\min} \leq \Delta P_i \leq \Delta P_i^{\max} \quad \text{Où :} \quad (1.5)$$

$\Delta P_i^{\min}$: est égale à 0kW ;

$\Delta P_i^{\max}$: est égale à 100 kW dans notre étude.

1.6 Les méthodes d'optimisation

Un problème d'optimisation se définit comme la recherche du minimum ou du maximum (de l'optimum) d'une fonction donnée. On peut aussi trouver des problèmes d'optimisation pour lesquelles les variables de la fonction à optimiser sont contraintes d'évoluer dans une certaine partie de l'espace de recherche. Dans ce cas, on a une forme particulière de ce que l'on appelle un problème d'optimisation sous contraintes [19]. Les méthodes d'optimisation peuvent être divisées en deux groupes : les méthodes conventionnelles et les méthodes méta-heuristiques.

1.6.1 Les méthodes conventionnelles

1.6.1.1 Techniques analytiques

Ce type de techniques représente le système par un ensemble d'équations numériques et calcule sa solution directe. De telles méthodes se caractérisent par leur simplicité de mise en œuvre et leur capacité de convergence vers la solution optimale [20]. Cependant, leur efficacité de calcul peut être affectée par la taille et la complexité du système considéré.

1.6.1.2 Techniques déterministes

Il s'agit d'une classe de méthodes d'optimisation mathématique basées sur l'amélioration itérative de la solution initiale. Il existe de nombreux algorithmes déterministes tels que la programmation non linéaire [21].

La sensibilité au nombre de variables de décision, le temps de calcul important et le piégeage par un optimum local sont les principaux inconvénients de ces techniques [20]

1.6.2 Les méthodes méta-heuristiques :

Le mot méta-heuristique a été introduit par Glover en 1986. Il est composé de deux mots grecs, le premier signifie : « au-delà ou dans un niveau supérieur » et le deuxième : « trouver ou découvrir » [22]. Les méta-heuristiques sont généralement des algorithmes stochastiques itératifs, qui progressent vers un optimum global, c'est-à-dire l'extremum global d'une fonction, par échantillonnage d'une fonction objectif. Elles se comportent comme des algorithmes de recherche, tentant d'apprendre les caractéristiques d'un problème afin d'en trouver une approximation de la meilleure solution. Il existe un grand nombre de méta-heuristiques, allant de la simple recherche locale à des algorithmes complexes de la recherche globale. Ces méthodes utilisent cependant un haut niveau d'abstraction, leur permettant d'être adaptées à une large gamme de problèmes différents [23]. Les méthodes d'optimisation peuvent alors être partagées en deux catégories : les méthodes locales, qui permettent de déterminer un minimum local, et les méthodes de la recherche globale, qui s'efforcent de déterminer un optimum global. Afin d'améliorer les performances d'une recherche, plusieurs auteurs ont pensé à combiner ces deux approches [24]. L'algorithme résultant possède alors deux phases : l'exploration et l'exploitation. L'exploration permet à l'algorithme de rechercher de nouvelles solutions dans l'espace de la recherche. Lors de cette phase, on cherchera des solutions dans des espaces encore non explorés afin de trouver d'éventuels optimums locaux. La phase d'exploitation, quant à elle, utilise les résultats obtenus lors de la phase d'exploration, afin de sélectionner le sous-espace de recherche le plus prometteur, et de "plonger" vers l'optimum local le plus proche. Les méthodes d'optimisation méta-heuristiques disposent des caractéristiques communes suivantes [25].

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

L'arrivée de nouvelle classe de méthodes d'optimisation marque une grande révolution dans le domaine de l'optimisation. En effet, celles-ci s'appliquent à toutes sortes de problèmes combinatoires, et elles peuvent également s'adapter aux problèmes continus. Ces méthodes permettent de trouver une solution de bonne qualité en un temps de calcul en général raisonnable, sans garantir l'optimalité de la solution obtenue. Ces méthodes sont avantageusement utilisées pour la résolution des problèmes de grande taille. Parmi les méthodes d'optimisation méta-heuristiques les plus utilisées et les plus connues en trouve :

1.6.2.1 Optimisation par essaims de particules (PSO)

Cet algorithme s'inspire de l'intelligence collective des oiseaux et des poissons. Puissant algorithme exploratoire, il est devenu une stratégie fondamentale pour la résolution de problèmes d'optimisation. Son mécanisme permet aux particules d'ajuster dynamiquement leur vitesse en fonction de leurs performances individuelles et collectives, combinant ainsi effort individuel et intelligence collective. L'algorithme PSO est un outil puissant qui vous aide à comprendre des fonctions complexes et à trouver des solutions optimales précises.

1.6.2.2 Algorithme de la colonie d'abeilles artificielles (ABC)

L'algorithme de la colonie d'abeilles artificielles (Artificial Bee Colony - ABC) est une méthode d'optimisation méta heuristique inspirée de l'intelligence collective, développée par Karaboga en 2005. Cet algorithme s'inspire du comportement des abeilles dans la recherche de sources de nourriture, où les solutions possibles sont représentées sous forme de positions correspondant à des sources de nectar, et sont progressivement améliorées afin d'atteindre la meilleure solution.

L'algorithme ABC repose sur une approche de recherche basée sur une population (Population-based search), où les abeilles artificielles ajustent leurs positions dans l'espace de recherche afin d'améliorer la qualité des solutions.

1.7 Algorithme du loup gris (Grey Wolf Optimizer (GWO))

GWO (Grey Wolf Optimization Algorithm) est une méthode d'optimisation méta-heuristique, proposée par Seyed Ali Mirjalili, Seyed Mohammed Mirjalili et Andrew Lewis en 2014, c'est une méthode d'optimisation inspirée de la hiérarchie sociale et des techniques de chasse des loups gris dans la nature [26] [27]. Les loups gris vivent en groupe ; chaque groupe est organisé par un ordre hiérarchique. La hiérarchie sociale des loups gris est Subdivisée en quatre catégories, qui contiennent les loups alpha, les loups bêta, les loups delta et Les loups oméga.

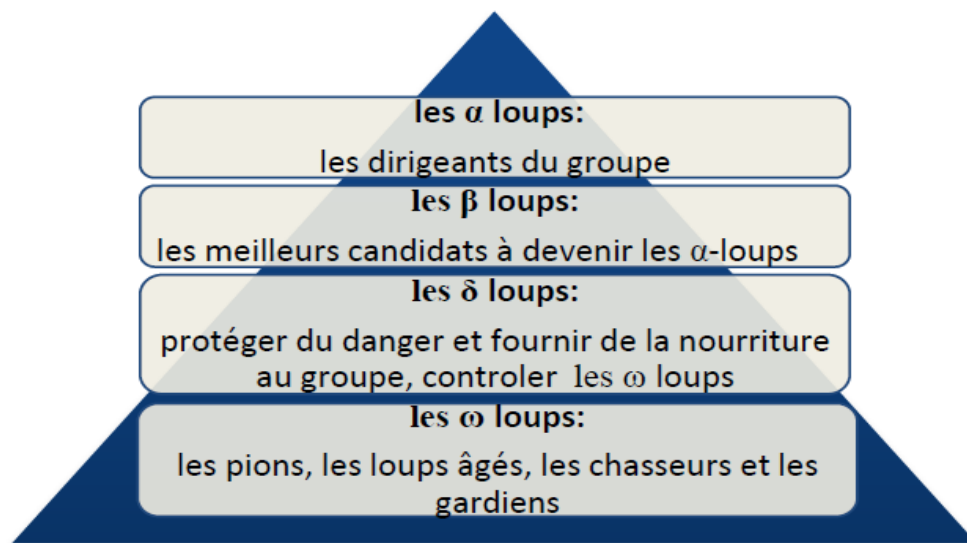


Figure 1.12 : La hiérarchie des loups gris

Dans ce travail, cette technique de chasse et la hiérarchie sociale des loups gris sont modélisées mathématiquement en afin de concevoir GWO et d'effectuer l'optimisation, en plus de la loups gris [28]. Les principales phases de la chasse au loup gris sont les Suivantes :

- Suivi, poursuite et approche de la proie.
- Poursuivre, encercler et harceler la proie jusqu'à ce qu'elle cesse de bouger.
- Attaque vers la proie.

Ces étapes sont illustrées dans la Figure 1.13



Figure 1.13 : Comportement de chasse des loups gris : (A) chasse, approche et suivi des proies ; (B-D) poursuite, harcèlement et encerclement ; (E) situation stationnaire et attaque.

Les étapes principales dans l'algorithme de loups gris :

- **Etape 1 :** Initialisation des agents de recherche ;
- **Etape 2 :** Attribuer Alpha, Beta et Gamma par leur fitness. Jusqu'à ;
- **Etape 3 :** (Encercler la victime) : Représente la zone circulaire autour de la victime, cette étape peut être représentée par les équations suivantes :

$$D = [CX_p(t) - X(t)] \quad (1.6)$$

$$X(t + 1) = |X_p(t) - AD| \quad (1.7)$$

Avec: $X(t)$ est le vecteur de positions des loups ; A et C sont des vecteurs donnés comme suit :

$$A = 2 \cdot a \cdot r_1 - a \quad (1.8)$$

$$C = 2 \cdot r_2 \quad (1.9)$$

Avec :

t est l'itération courante et T_{max} est le nombre totale d'itérations ; r_1 et r_2 sont des vecteurs aléatoires choisies dans l'intervalle $[0, 1]$. L'équation (1.6) représente la distance de la position actuelle, qui devrait être minimisée au maximum pour que la position suivante représentée par l'équation (1.7) s'approche de plus en plus de la position de la victime qui signifié la bonne solution du problème $X_p(t)$

Le paramètre « a » pris dans cet algorithme diminue linéairement dans l'intervalle $[2, 0]$ pour les itérations successives en utilisant l'équation (1.8), ceci modélisera le comportement des loups en s'approchant de la victime (phase exploration), pour cette phase, si la condition $|A| < 1$ est apparait, alors les loups attaque la victime [29].

• **Etape 4 (chasse de la victime) :** Le processus d'encerclement arrive dans la seconde étape incorporant la chasse guidée par le groupe alpha, dont les équations suivantes représentent cette étape :

$$D_\alpha = |C_1 X_\alpha(t) - X(t)| \quad (1.10)$$

$$D_\beta = |C_2 X_\beta(t) - X(t)| \quad (1.11)$$

$$D_\delta = |C_3 X_\delta(t) - X(t)| \quad (1.12)$$

$$X_1 = X_\alpha - A_1 D_\alpha X_2 \quad (1.13)$$

$$X_2 = X_\beta - A_2 D_\beta X_3 \quad (1.14)$$

$$X_3 = X_\delta A_3 D_\delta \quad (1.15)$$

$$X(t+1) = (X_1 + X_2 + X_3)/3 \quad (1.16)$$

• **Etape 5 (Attaque de la victime) :** Premièrement r_1 , et r_2 sont aléatoirement choisies pour la mutation A et C , puis le vecteur de base X est aléatoirement choisi à l'intérieur de l'intervalle $[r_1, r_2]$, cela est pour amener l'algorithme vers la solution globale et éviter l'optimum local. Le fait que « a » diminue de 2 vers 0 rend l'exploration très efficace, mais peut crier un retard de convergence du GWO. Cela fait que la dernière étape d'attaquer la victime est faite par diminuer la valeur de « a » linéairement dans $[2, 0]$ [29].

• **Etape 6 :** Les étapes 2 à 5 sont ensuite répétées jusqu'à ce que le nombre maximal d'itérations soit atteint.

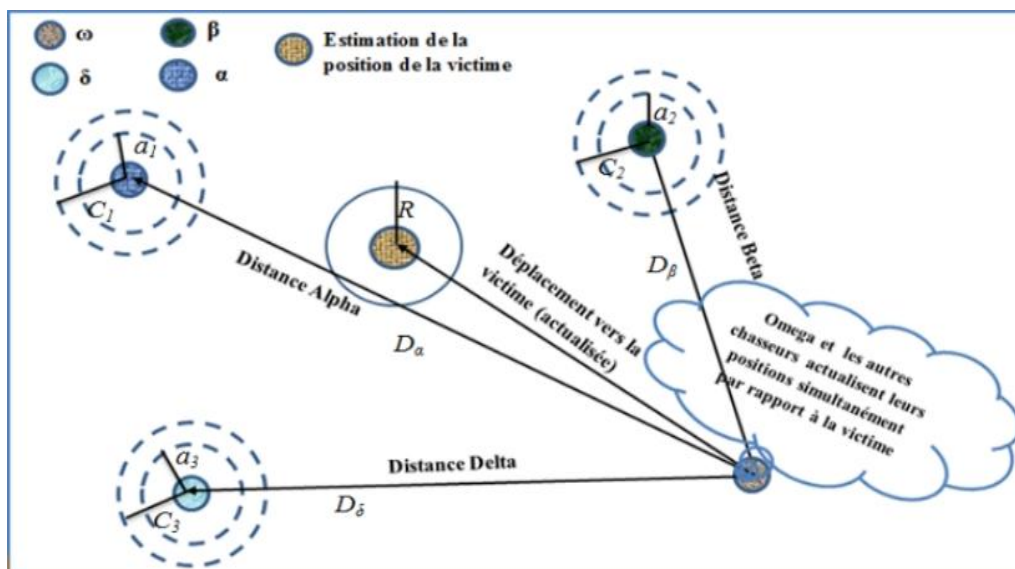


Figure 1.14 : Schéma de la procédure d'optimisation par GWO

Dans notre travail, les paramètres de GWO ont été pris comme suit [29] :

- Nombre de la population =100 ;
- Nombre maximum des itérations = 500 ;

Le processus d'intégration de l'algorithme GWO afin de résoudre le problème d'optimisation de la réduction de la puissance active des clients pour la fonction objectif de minimiser la réduction de la puissance active des clients consommateurs est présenté par les étapes suivantes :

Etape 1 : Lire les données du réseau de distribution ;

Etape 2 : Lire les limites ΔP min et ΔP max ;

Etape 3 : Définir les paramètres de l'algorithme GWO et les limites des variables de décision ;

Etape 4 : Générer la population initiale pour les variables de décision ;

Etape 5 : Ecoulement de puissance (Back ward Forward Sweep) en la présence de DG ;

Etape 6 : Calculer la réduction de puissance active des clients (fonction objectif) ;

Etape 7 : Mise à jour des positions des loups gris ;

Etape 8 : Répéter les étapes 5 à 7 jusqu'à le nombre maximal des itérations ;

Etape 9 : Affiche la solution optimale (réduction optimal de la puissance active des clients).

1.8 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les réseaux de distribution électriques intelligents, dits Smart Grids, ainsi que les différents types de production décentralisée. Ces réseaux ont pour objectifs d'assurer une meilleure sécurité d'alimentation, de faciliter l'intégration des énergies renouvelables, de favoriser l'efficacité énergétique et de garantir une gestion optimale de la demande électrique.

Ensuite, nous avons introduit un aperçu des différentes familles de méthodes d'optimisation, ainsi que les formulations mathématiques décrivant le problème d'optimisation visant à réduire la consommation d'électricité des clients en fonction des contraintes du réseau. Enfin, nous avons détaillé le principe de fonctionnement de la méthode du Loup Gris (Grey Wolf Optimizer (GWO)), qui sera utilisée dans le chapitre suivant pour résoudre le problème d'optimisation de la gestion de la demande (Réponse à la demande).

Dans le chapitre suivant, nous évaluerons les performances de cette méthode sur les réseaux tests IEEE-33 et IEEE-69

2.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à l'évaluation de l'algorithme de Loup Gris (Grey Wolf Optimizer (GWO)) dans l'optimisation de la réduction de la puissance active des clients consommateurs (Gestion de la demande (réponse à la demande)) dans les réseaux de distribution.

Nous présentons, dans un premier lieu, les réseaux de distribution de test IEEE-33 et IEEE-69 jeux de barres utilisés pour l'évaluation de la méthode d'optimisation GWO. Ensuite, nous exposons et discutons les résultats de l'application de cet algorithme sur ces deux réseaux test.

2.2 Applications numériques

- **Cas 1** : Ecoulement de puissance dans les réseaux de distribution ;
- **Cas 2** : Intégration de la production décentralisée (DG) dans les réseaux de distribution ;
- **Cas 3** : Optimisation de la réduction de la puissance active des clients consommateurs.

Les tensions de tous les jeux de barres du réseau sont dans les limites admissibles dans l'intervalle [0.95 p.u., 1.05 p.u.].

2.2.1 Cas 1 : Ecoulement de puissance dans les réseaux de distribution

2.2.1.1 Déviation de la tension

La déviation de la tension peut être définie comme la différence entre la tension du jeu de barres de référence et la tension du jeu de barres i . Plus la déviation de la tension est petite, plus la tension du réseau est meilleure. La déviation de la tension (VD) est définie comme suit [30] :

$$VD = \sum_{i=1}^{N_{JB}} (V_i - V_1)^2 \quad (2.1)$$

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

2.2.1.2 L'indice de stabilité de tension VSI

L'indice de stabilité de tension VSI proposé par Chakravorty et Das [31] peut être dérivé du schéma simplifié de réseau de distribution radial et représenté par l'équation suivante :

$$VSI_{i+1} = |V_i|^4 - 4(P_{Li+1} * X_i - Q_{Li+1} * R_i)^2 - 4(P_{Li+1} * R_i + Q_{Li+1} * X_i) |V_i|^2 \geq 0 \quad (2.2)$$

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

N est le nombre total des jeux de barres.

Pour un fonctionnement stable du réseau, VSI_{i+1} doit être supérieur ou égale à 0. Les auteurs de [31] attestent que plus la valeur de VSI proche de 1, le système deviendrait plus stable.

2.2.1.3 Les pertes de puissances active et réactive

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

$$P_{Loss,i} = R_i \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{|V_i|^2} \quad (2.3)$$

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

$$P_{T, Loss} = \sum_{i=1}^{Nbr} P_{Loss,i} \quad (2.4)$$

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

$$Q_{Loss,i} = X_i \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{|V_i|^2} \quad (2.5)$$

Les pertes totales de puissance réactive dans le réseau peuvent être déterminées en additionnant les pertes de toutes les branches de l'équation (2.5) :

$$Q_{T, Loss} = \sum_{i=1}^{Nbr} Q_{Loss,i} \quad (2.6)$$

2.2.1.4 Application au réseau test IEEE-33 jeux de barres

Les caractéristiques du réseau de distribution IEEE-33 jeux de barres de la figure 2.1 sont données comme suit [32] :

- Nombre de jeux de barres =33 ;
- Nombre de branches =32 ;
- Jeu de barres de référence N° =1 ;
- Tension de base =12,66 kV ;
- Puissance de base = 100 MVA ;
- Les puissances actives et réactives totales demandées du réseau sont 3.72 MW et 2.3 MVar, respectivement. Les données de ce réseau sont représentées dans l'Annexe.

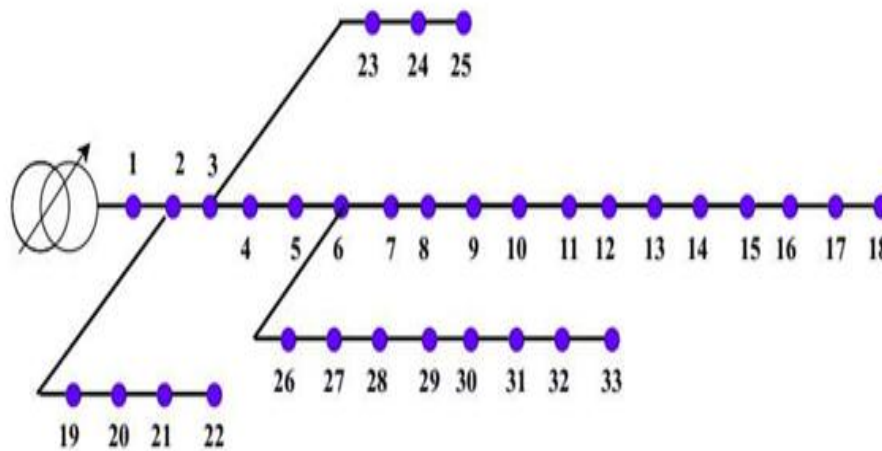


Figure 2.1 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE-33 jeux de barres

Le tableau 3.1 représente le type de chaque jeu de barres et de chaque ligne constituant le réseau de distribution IEEE-33 jeux de barres.

Tableau 2.1: Identification de la topologie du réseau de distribution IEEE-33 Jeux de barres

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

Les figures 2.2 et 2.3 représentent les modules et les indices de stabilité de tension au niveau de chaque jeu de barres. La valeur de tension la plus basse est 0.9134 p.u avec un indice de stabilité de tension de 0.6949 qui se trouve au niveau du jeu de barres 18. L'indice de stabilité total du réseau est 26.2341 et la déviation de tension est 0.1164 p.u.

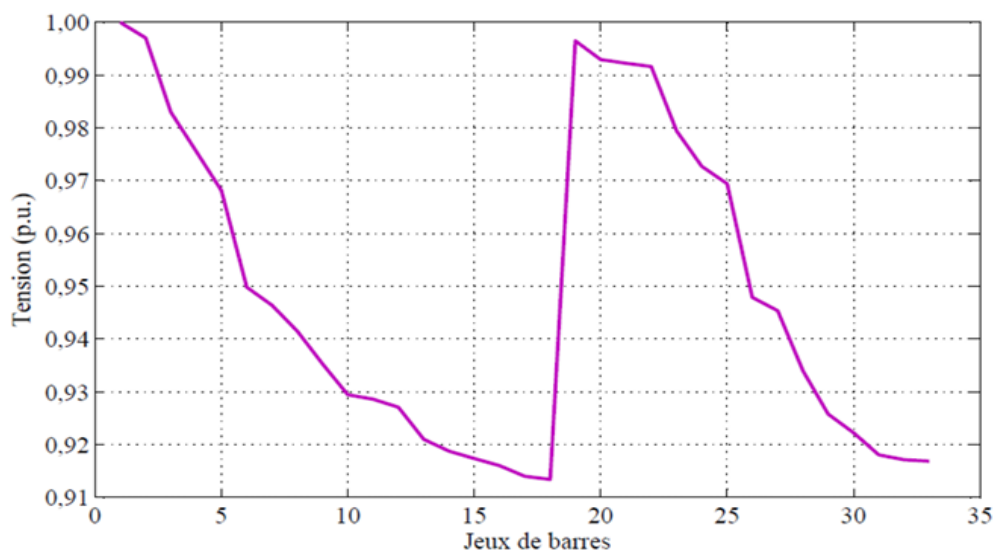


Figure 2.2 : Profile de tension du réseau IEEE-33 jeux de barres

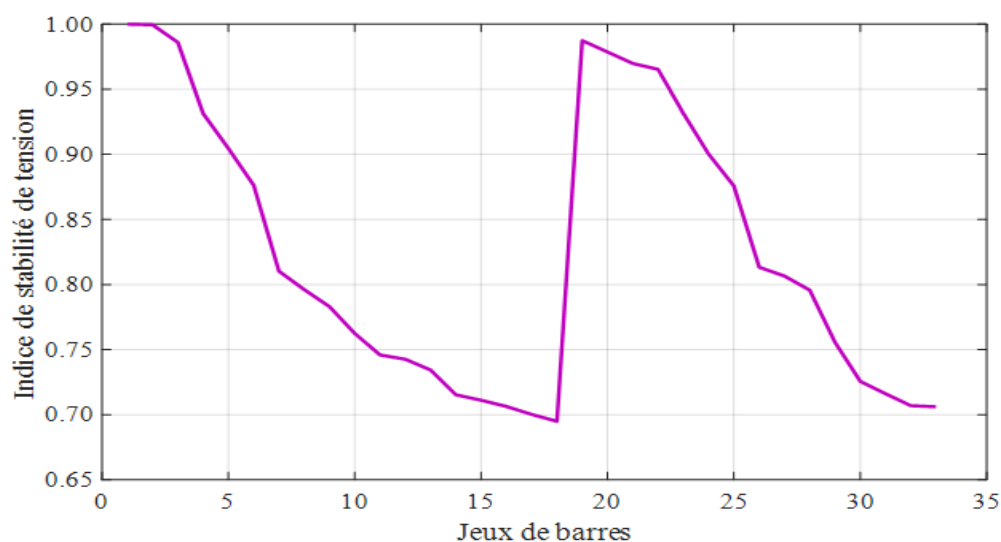
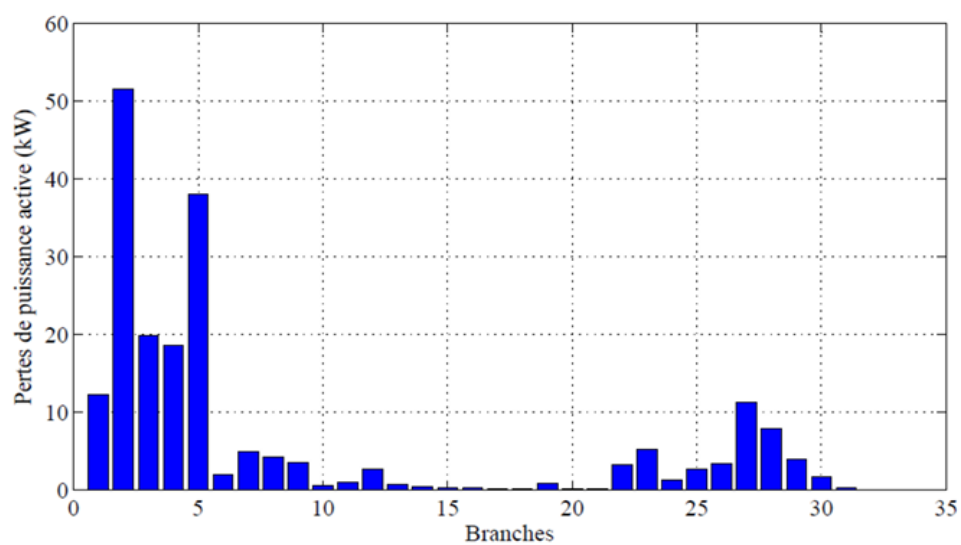
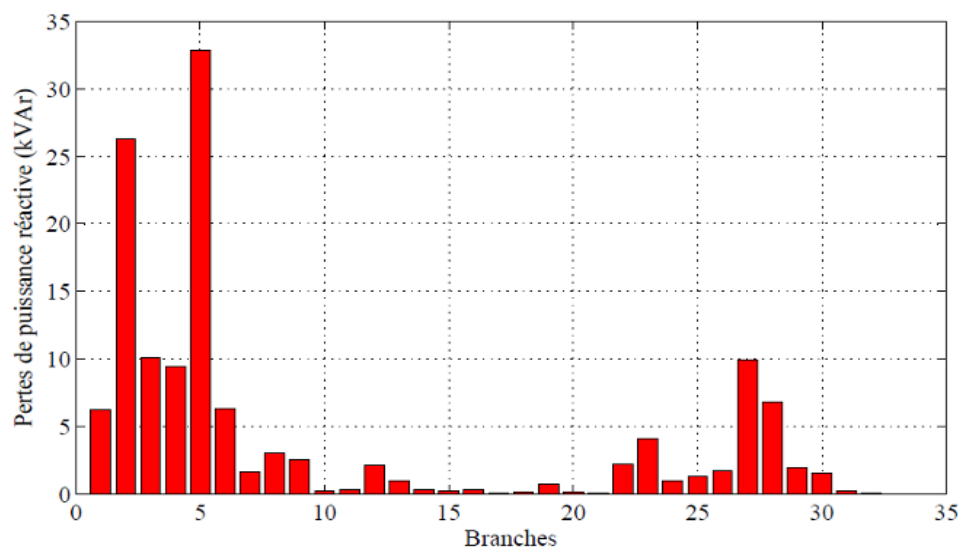


Figure 2.3 : Valeurs de l'indice de stabilité de tension du réseau IEEE-33 jeux de barres

La figure 2.4 a et b représente les pertes de puissance active et réactive au niveau de chaque branche du réseau IEEE 33 jeux de barres. Pour les pertes actives, la plus grande valeur 51.5711kW se trouve au niveau de la branche numéro 2, alors que la plus grande valeur des pertes réactives 32.8256 kVAr se trouve au niveau de la branche numéro 5. Cela est dû aux valeurs des courants traversant ces branches ainsi qu'aux caractéristiques électriques, résistance et réactance relatives à chaque branche du réseau. Les pertes totales active et réactive du réseau sont, respectivement, 201.8925 kW et 134.6413 kVAr. Ces valeurs représentent 5.43 % et 5.85% de la puissance demandée.



a. Pertes de puissance active



b. Pertes de puissance réactive

Figure 2.4 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE 33 jeux de barres

2.2.1.5 Application au réseau test IEEE-69 jeux de barres

Les caractéristiques du réseau de distribution IEEE-69 jeux de barres représenté sur la figure 2.5 sont données comme suit :

- Nombre de jeux de barres =69 ;
- Nombre de branches =68 ;
- Jeu de barres de référence N° =1 ;
- Puissance de base = 100 MVA ;
- Tension de base =12,66 kV.

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

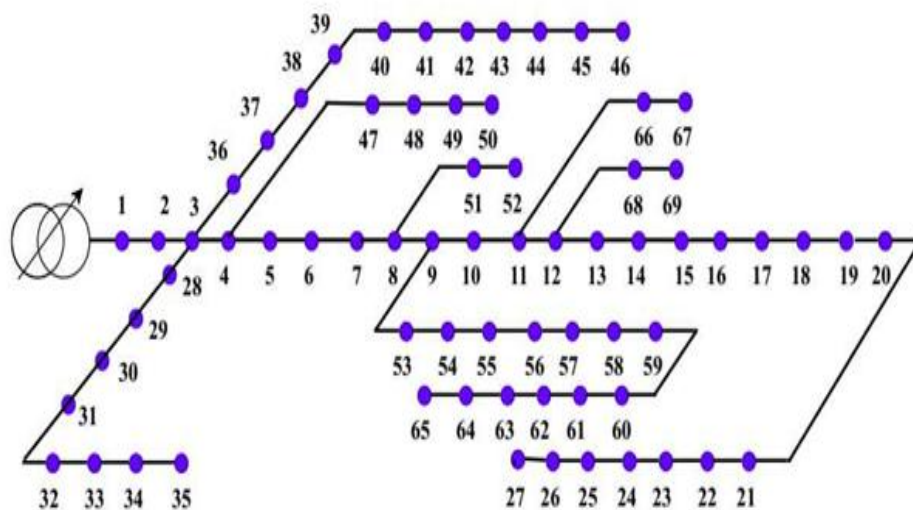


Figure 2.5 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 69 jeux de barres

Le Tableau 2.7 représente le type de chaque jeu de barres et de chaque ligne constituant le réseau de distribution IEEE-69 jeux de barres.

Tableau 2.2: Identification de la topologie du réseau de distribution IEEE-69 Jeux de barres

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

Les figures 2.6 et 2.7 représentent les modules et les indices de stabilité de tension au niveau de chaque jeu de barres. La valeur de tension la plus basse (0.9102 p.u.) se trouve au niveau du jeu de barres 65 avec un indice de stabilité de tension de 0.6852. L'indice de stabilité total du réseau est 61.6157 et la déviation de tension est 0.0976 p.u.

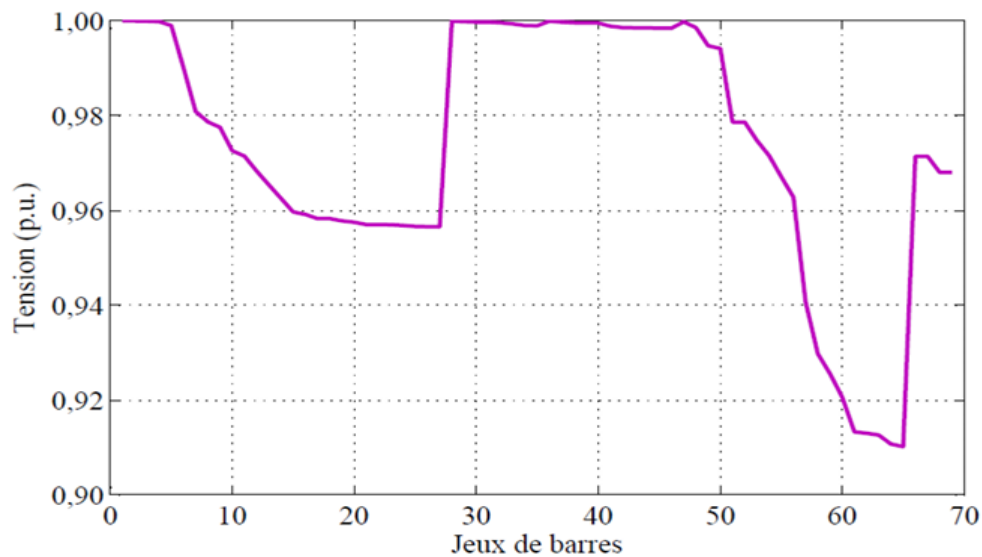


Figure 2.6 : Profile de tension du réseau IEEE-69 jeux de barres

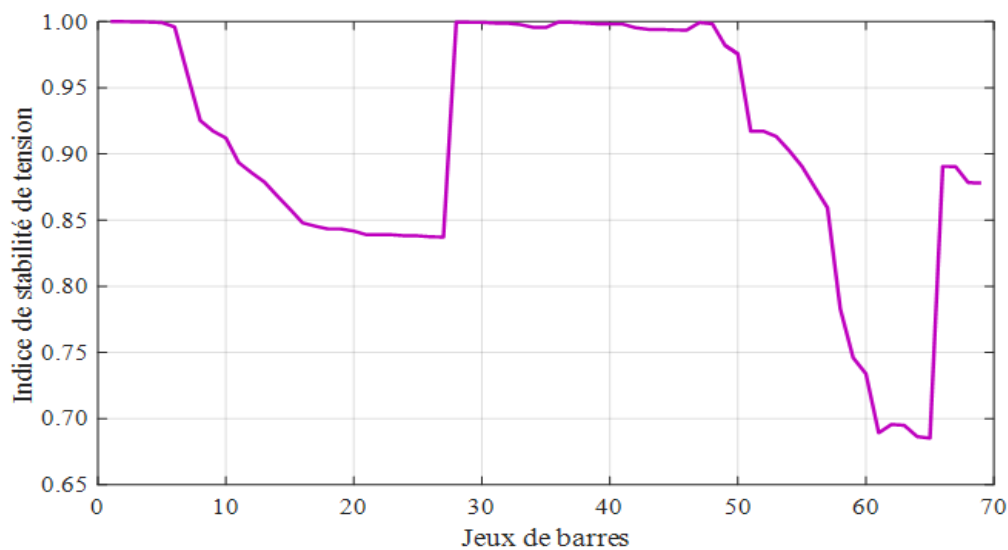
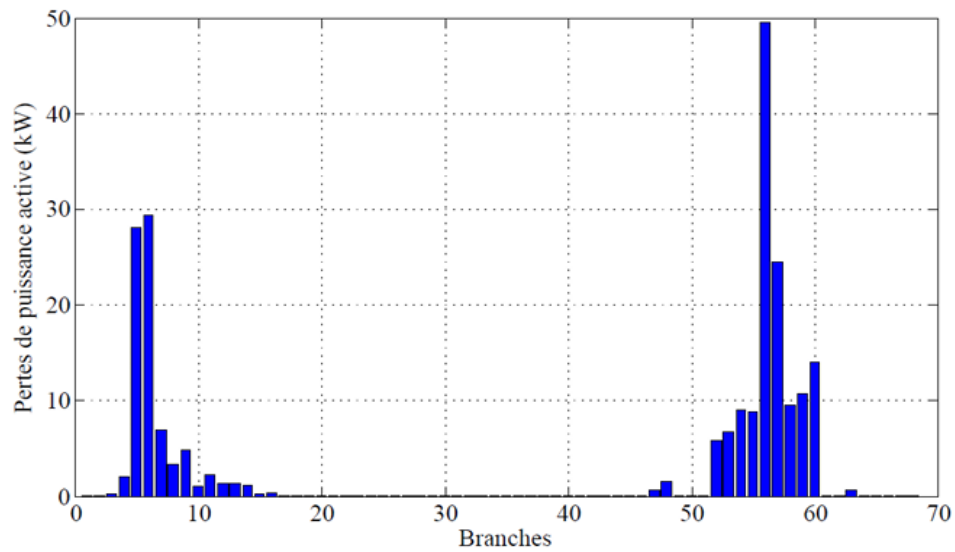
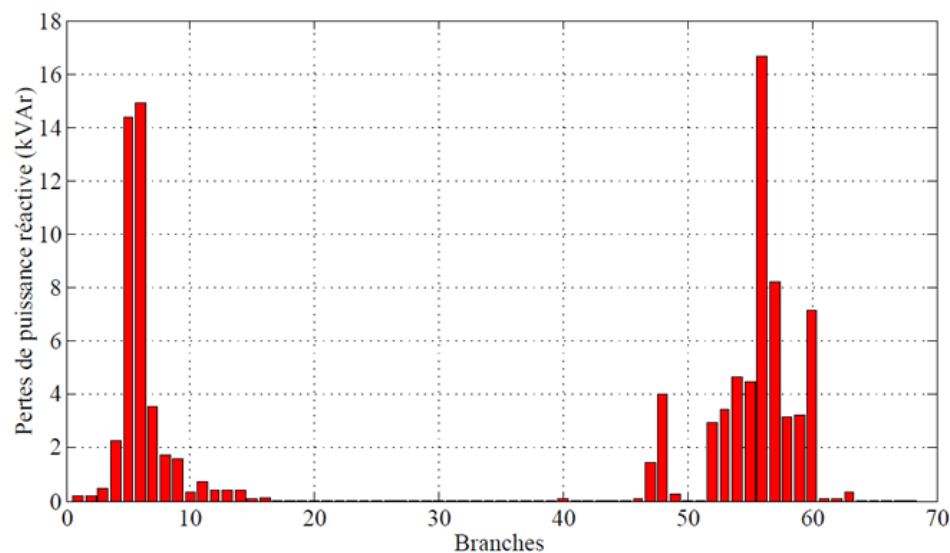


Figure 2.7 : Valeurs de l'indice de stabilité de tension du réseau IEEE-69 jeux de barres

La figure 2.8 a et b représente les pertes de puissance active et réactive au niveau de chaque branche ainsi que les pertes totales du réseau IEEE-69 jeux de barres. Les plus grandes valeurs de pertes de puissance active (49.5807 kW) et réactive (16.6423 kVAr) sont apparues au niveau de la 56ème branche. Cela est justifié par les valeurs du courant ainsi que les caractéristiques (résistance et réactance) de chaque branche. Les pertes totales active et réactive du réseau sont, respectivement, 224.5533kW et 101.9725 kVAr. Ces valeurs représentent 5.90 % et 3.78 % de la puissance demandée.



a. Pertes de puissance active



b. Pertes de puissance réactive

Figure 2.8: Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE 69 jeux de barres

2.2.2 Cas 2 : Intégration de la production décentralisée (DG) dans les réseaux de distribution

2.2.2.1 Application au réseau test IEEE-33 jeux de barres

Avec l'insertion de la génération dispersée (DG) au niveau du jeu de barres numéro 6 la taille est 0.06 MW Il peut être observé qu'avec l'insertion d'un DG les résultats suivants :

Les figures 2.9 et 2.10 représentent les modules et les indices de stabilité de tension au niveau de chaque jeu de barres. La valeur de tension la plus basse est 0.9143 p.u. avec un indice de stabilité de tension de 0.6977 qui se trouve au niveau du jeu de barres 18. L'indice de stabilité total du réseau est 26.3027 et la déviation de tension est 0.1135 p.u.

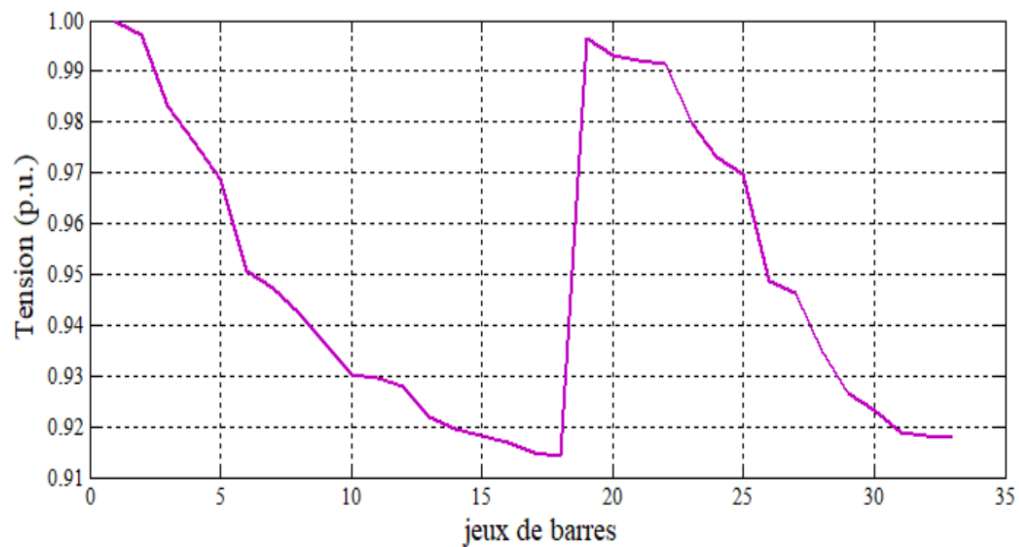


Figure 2.9 : Profile de tension du réseau IEEE-33 jeux de barres (Cas 2).

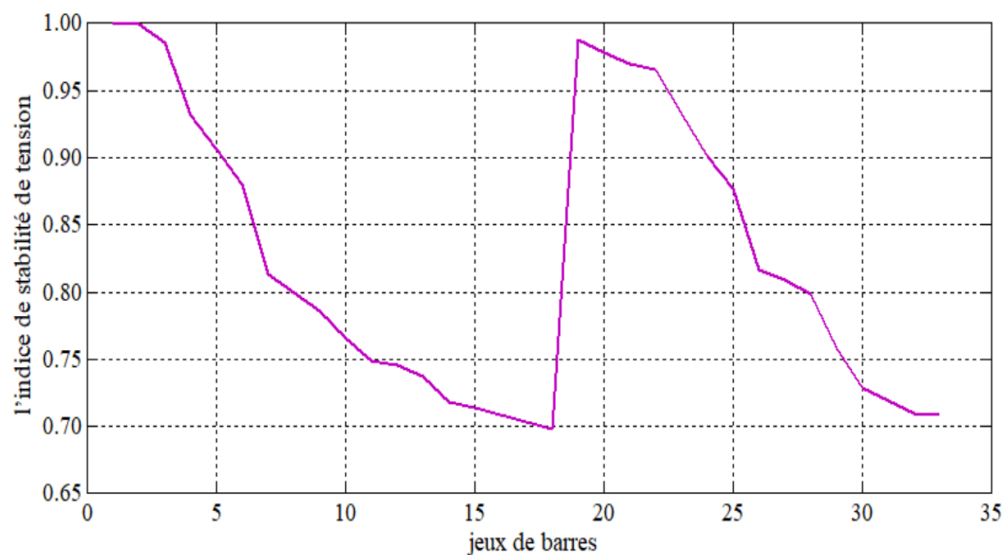
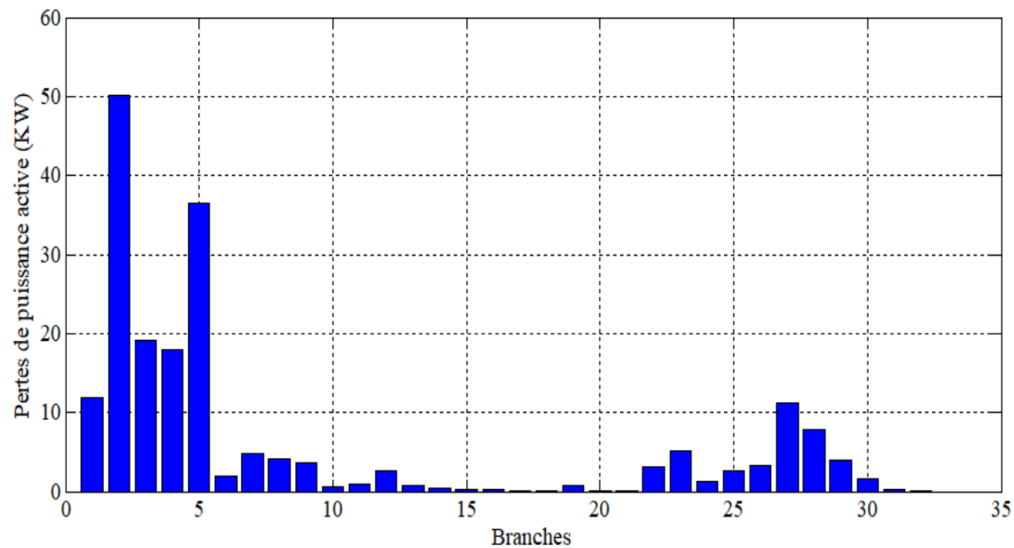


Figure 2.10 : Valeurs de l'indice de stabilité de tension du réseau IEEE-33 jeux de barres (Cas 2)

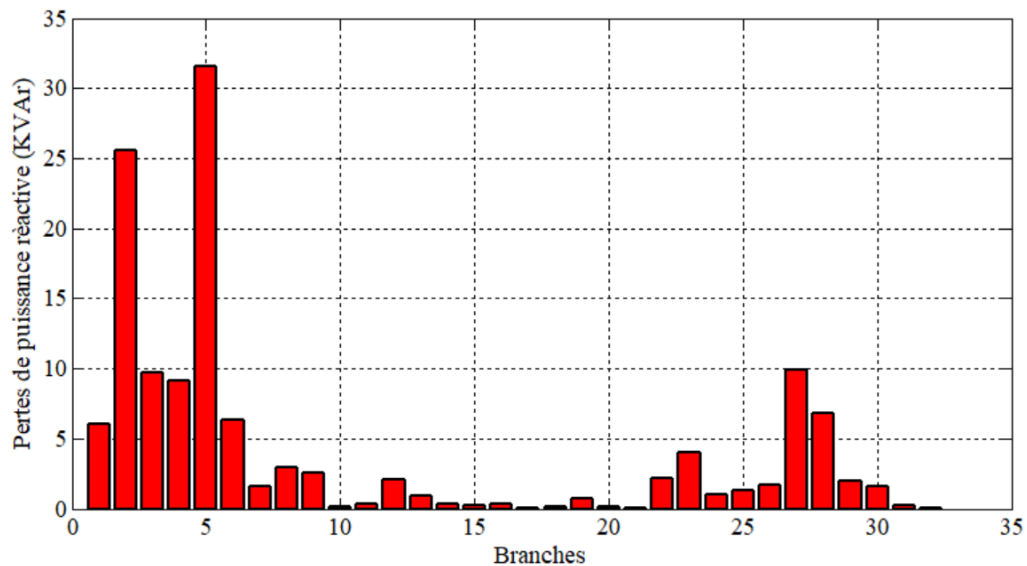
Il est clair, d'après ces figures, que le profil de tension et l'indice de stabilité de tension est amélioré après l'intégration de DG.

La figure 2.11 a et b représente les pertes de puissance active et réactive au niveau de chaque branche du réseau IEEE-33 jeux de barres. Les pertes totales active et réactive du réseau sont, respectivement, 197.1738 kW et 131.6817 kVAr.

Les pertes totales active et réactive du réseau sont, respectivement diminuées de 2.33 % et 2.19 % par rapport au premier cas.



a. Pertes de puissance active



b. Pertes de puissance réactive

Figure 2.11 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE 33 jeux de barres (Cas 2)

2.2.2.2 Application au réseau test IEEE-69 jeux de barres

Avec l'intégration du DG au niveau du jeu de barres numéro 61 la taille est 0.06 MW Il peut être observé qu'avec l'intégration d'un DG les résultats suivants :

Les figures 2.12 et 2.13 représentent les modules et les indices de stabilité de tension au niveau de chaque jeu de barres. La valeur de tension la plus basse est 0.9127 p.u avec un indice de stabilité de tension de 0.6928 qui se trouve au niveau du jeu de barres 65. L'indice de stabilité total du réseau est 61.7244 et la déviation de tension est 0.0934 p.u.

Il est clair, d'après ces figures, que le profil de tension et l'indice de stabilité de tension est amélioré après l'intégration de DG.

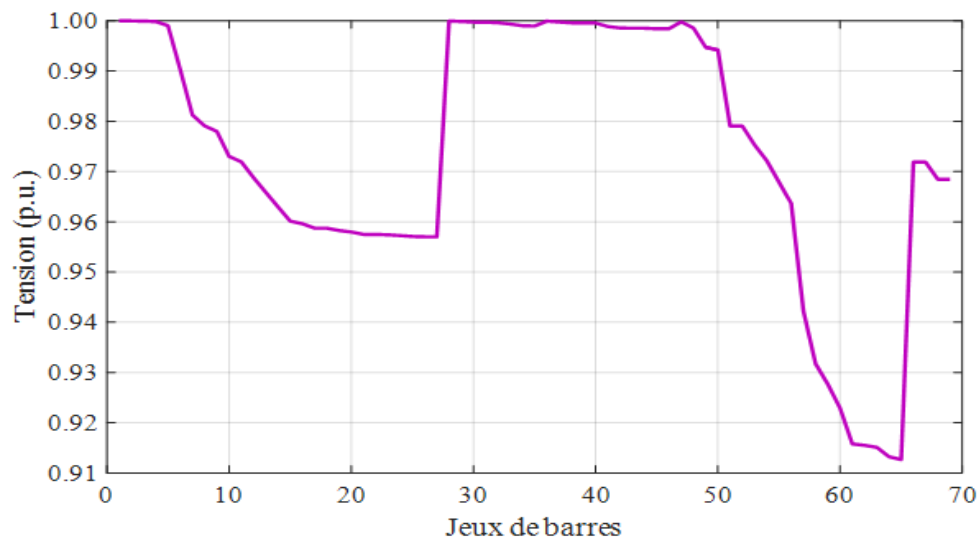


Figure 2.12 : Profile de tension du réseau IEEE-69 jeux de barres (Cas 2).

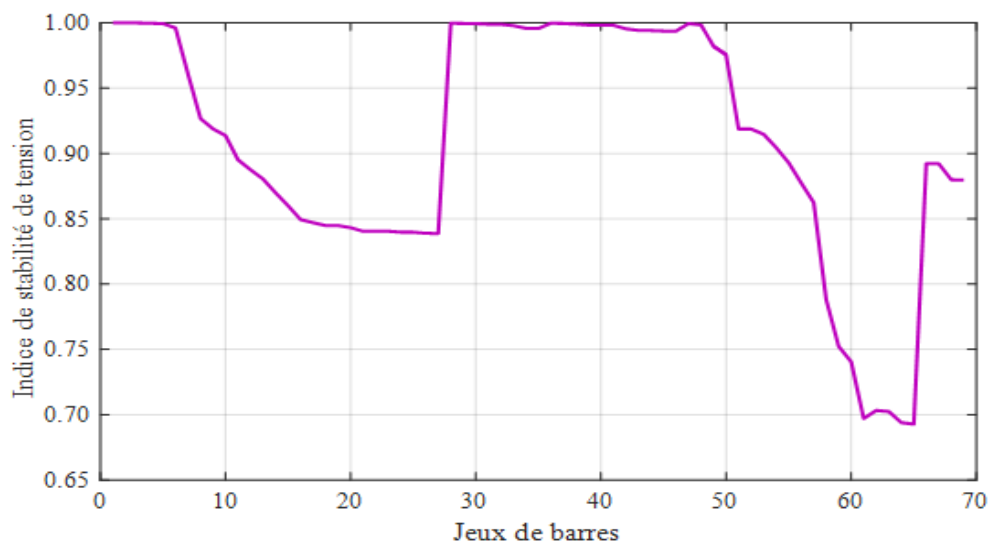
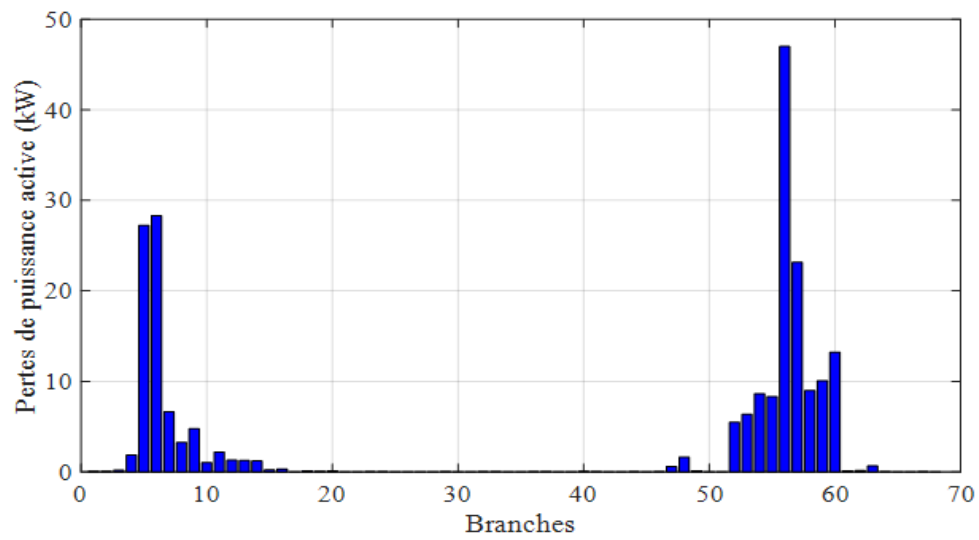


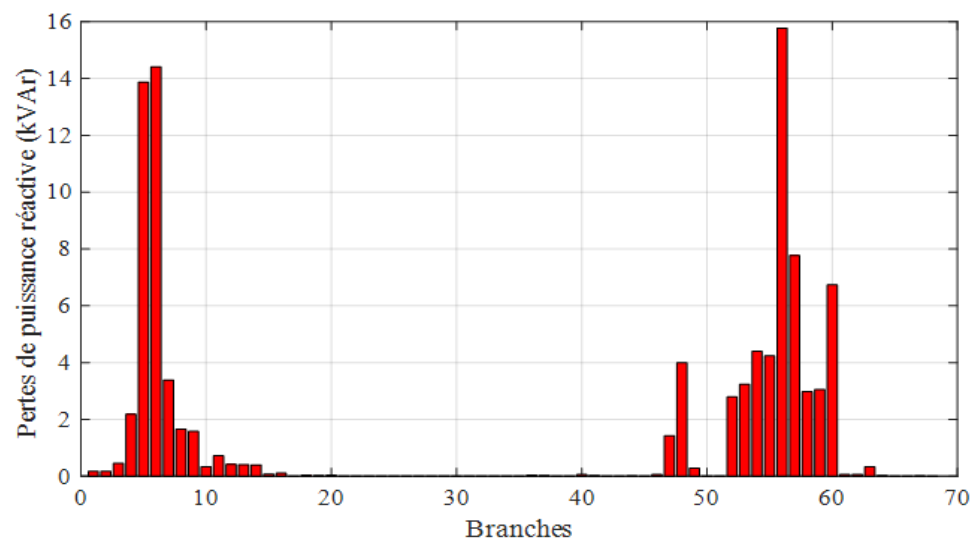
Figure 2.13 : Valeurs de l'indice de stabilité de tension du réseau IEEE-69 jeux de barres (Cas 2)

La figure 2.14 a et b représente les pertes de puissance active et réactive au niveau de chaque branche du réseau IEEE-69 jeux de barres. Les pertes totales active et réactive du réseau sont, respectivement, 214.8865 kW et 97.8697 kVAr.

Les pertes totales active et réactive du réseau sont, respectivement diminuées de 4.30 % et 4.02 % par rapport au premier cas.



a. Pertes de puissance active



b. Pertes de puissance réactive

Figure 2.14 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE-69 jeux de barres (Cas 2)

2.2.3 Cas 3 : Optimisation de la réduction de la puissance active des clients consommateurs

2.2.3.1 Application au réseau test IEEE-33 jeux de barres

La figure 2.15 représente la caractéristique de convergence de l'algorithme GWO.

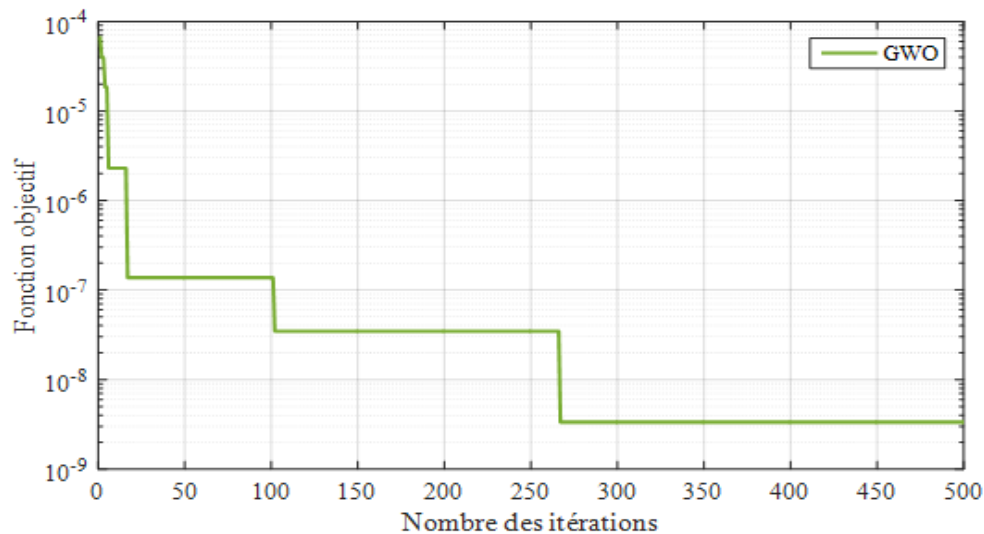


Figure 2.15 : Courbe de convergence de GWO du réseau IEEE-33 jeux de barres (Cas 3).

Les charges connectées aux jeux de barres 7, 8, 24, 25, 30, 31 et 32 du réseau IEEE-33 jeux de barres sont supposées représenter les clients participant à la réduction de la puissance active (sept clients consommateurs).

Le tableau 2.3 présente les résultats de l'optimisation de la réduction de la puissance active ΔP_i (kW) des clients consommateurs en présence d'une production décentralisée (DG).

Par l'application de l'algorithme du Loup Gris (Grey Wolf Optimizer (GWO)) aux clients connectés aux jeux de barres 7, 8, 24, 25, 30, 31 et 32, les réductions de la puissance active obtenues sont respectivement de 97.4073 kW, 5.31278 kW, 47.3803 kW, , 86.7528 kW, 14.1028 kW 25.0631 kW et 0.81496 kW

Tableau 2.3:Résultats de simulation du réseau IEEE-33 jeux de barres

Jeu de barres	ΔP_i (kW)	Jeu de barres	ΔP_i (kW)
7	97.4073	30	14.1028
8	5.31278	31	25.0631
24	47.3803	32	0.81496
25	86.7528		

Les figures 2.16 et 2.17 représentent respectivement le profil de tension et les indices de stabilité de tension du réseau IEEE 33- jeux de barres après l'application de la réduction optimale de la puissance active des clients. Nous observons une amélioration significative du profil de tension, où les niveaux de tension sont devenus plus stables entre [0.95 p.u., 1.05 p.u.],

La valeur de tension la plus basse enregistrée est de 0.9500 p.u., avec un indice de stabilité de tension de 0.8036 au niveau du jeu de barres 18. L'indice de stabilité total du réseau est égal à 29.9609, tandis que la déviation de tension est de 0.0386 p.u.

Nous remarquons également que l'ensemble des tensions demeure dans les limites admissibles [0.95 p.u., 1.05 p.u.], traduisant ainsi une amélioration de la qualité de l'alimentation électrique, ainsi qu'un renforcement de la stabilité et des performances globales du réseau de distribution. Par ailleurs, les résultats des indices de stabilité de tension montrent une amélioration notable de la stabilité du système après l'application de la gestion de la demande. Les valeurs des indices deviennent plus favorables au niveau de la majorité des nœuds, ce qui indique une réduction du risque d'instabilité de tension et une amélioration de la fiabilité du réseau électrique.

Il est clair, d'après ces figures, que le profil de tension et la stabilité de tension sont améliorés après réduction optimale de la puissance active des clients.

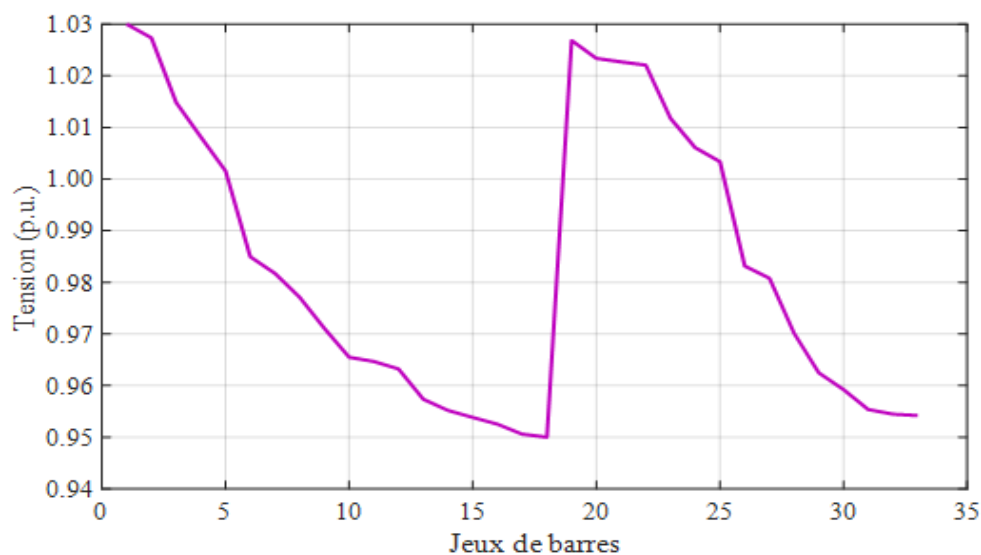


Figure 2.16 : Profile de tension du réseau IEEE 33 jeux de barres (Cas 3).

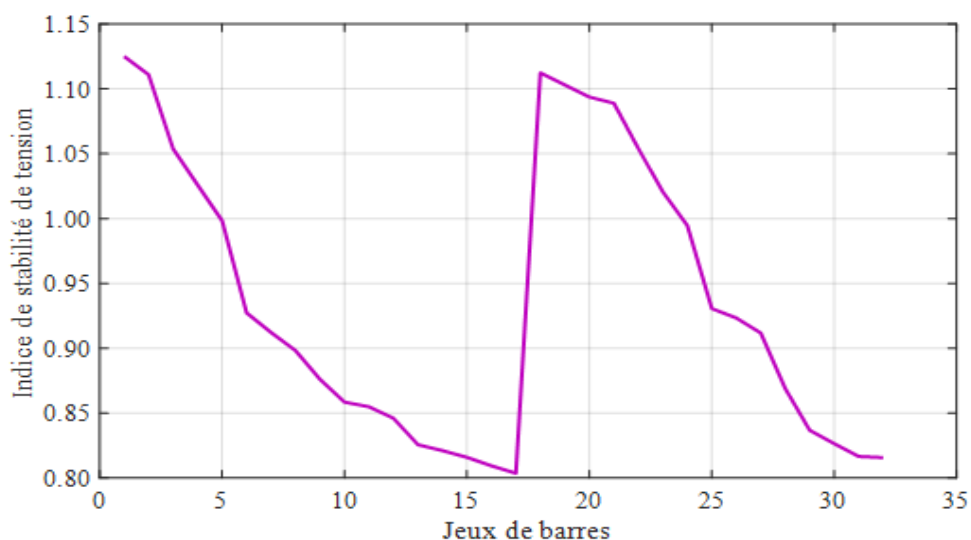
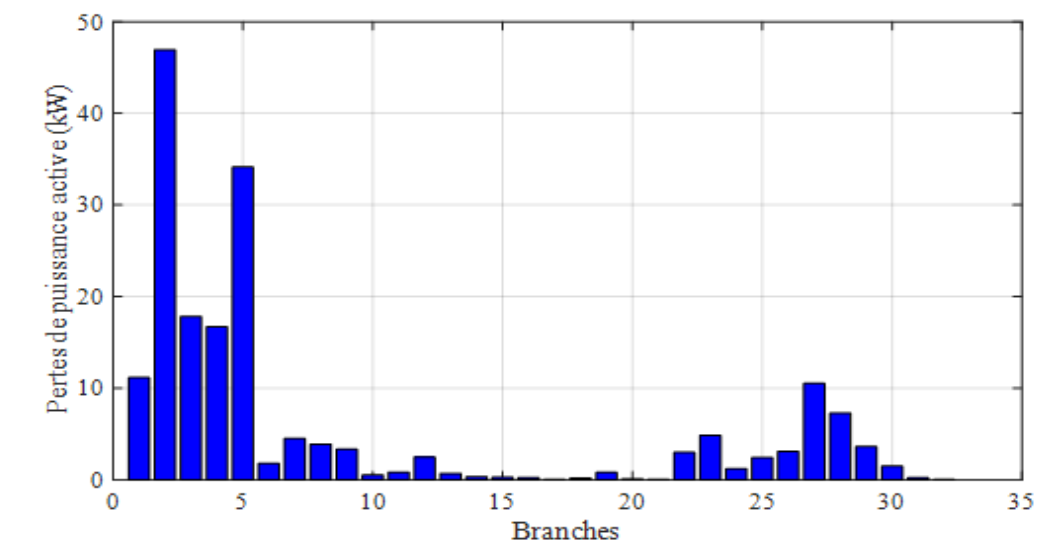


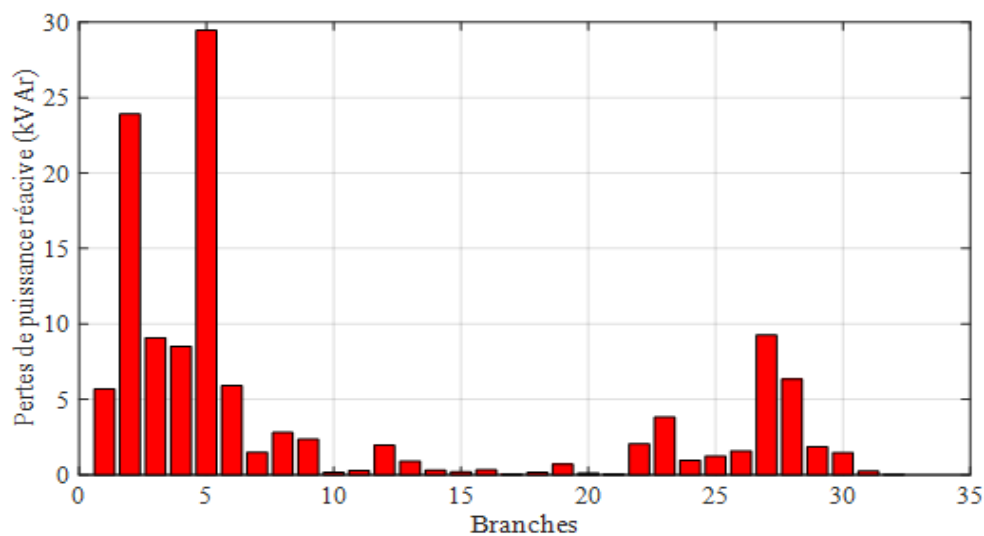
Figure 2.17 : Valeurs de l'indice de stabilité de tension du réseau IEEE 33 jeux de barres (Cas 3)

La figure 2.18 a et b représente respectivement les pertes de puissance active et les pertes de puissance réactive au niveau des différentes branches du réseau IEEE-33 jeux de barres après l'application de la réduction optimale de la puissance active des clients. On observe une réduction notable des pertes de puissance active ainsi que des pertes de puissance réactive le long des branches du réseau. Cette amélioration s'explique par l'allègement des charges et l'optimisation de la répartition de la consommation électrique, ce qui a permis de réduire les courants circulant dans les différentes branches et, par conséquent, de diminuer les pertes électriques liées aux caractéristiques résistives et réactives des lignes.

Les pertes totales active et réactive du réseau sont respectivement de 184.2704 kW et 123.0461 kVAr. Les pertes totales active et réactive du réseau sont, respectivement diminuées de 6.54 % et 6.55 % par rapport au premier cas.



a. Pertes de puissance active



b. Pertes de puissance réactive

Figure 2.18 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE-33 jeux de barres (Cas 3)

2.2.3.2 Application au réseau test IEEE-69 jeux de barres

La figure 2.19 représente la courbe de convergence de l'algorithme GWO.

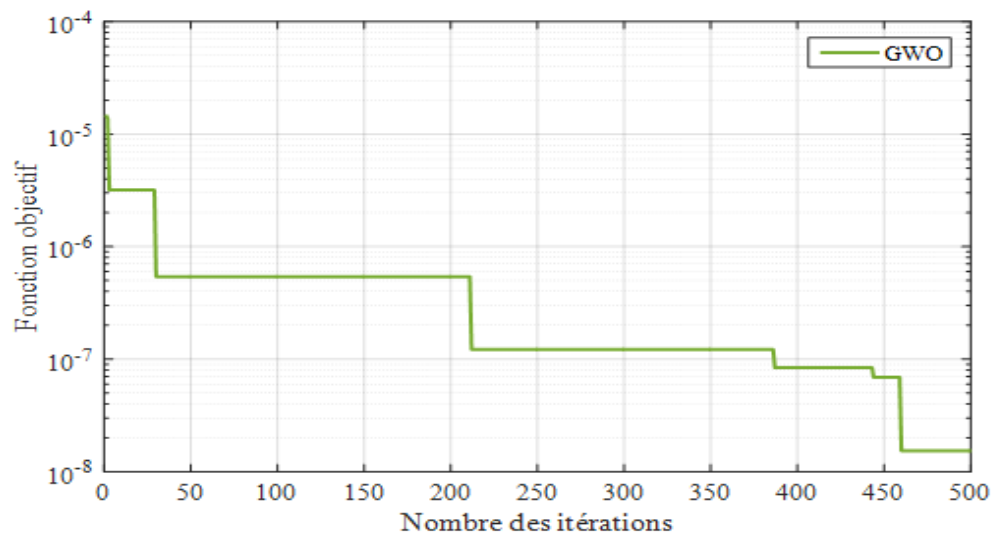


Figure 2.19 : Courbe de convergence de GWO du réseau IEEE 69 jeux de barres (Cas3).

Les charges raccordées aux jeux de barres 7, 8, 24, 25, 30, 31 et 32 du réseau IEEE-69 jeux de barres sont considérées comme les clients consommateurs participant au programme de réduction de la puissance active, soit un total de sept clients.

Le tableau 2.4 illustre les résultats obtenus de l'optimisation de la réduction de la puissance active des clients consommateurs. ΔP_i (kW) des clients consommateurs en présence d'une production décentralisée (DG).

L'application de l'algorithme GWO aux clients connectés aux jeux de barres 11, 12, 21, 49, 50, 59 et 64 a permis d'obtenir des réductions de puissance active de 27.7905 kW, 44.3922 kW, 41.8518 kW, 12.9147 kW, 2.6382 kW, 9.5703 kW et 71.6625 kW, respectivement.

Tableau 2.4: Résultats de simulation du réseau IEEE-69 jeux de barres

Jeu de barres	ΔP_i (kW)	Jeu de barres	ΔP_i (kW)
11	27.7905	50	2.6382
12	44.3922	59	9.5703
21	41.8518	64	71.6625
49	12.9147		

Les figures 2.20 et 2.21 représentent respectivement le profil de tension et les indices de stabilité de tension du réseau IEEE-69 jeux de barres après l'application de la réduction

optimale de la puissance active des clients. Les résultats obtenus montrent une amélioration significative du profil de tension, les niveaux de tension devenant plus stables et se maintenant dans la plage admissible comprise entre 0.95 p.u. et 1.05 p.u.

La valeur minimale de tension enregistrée est de 0.9500 p.u., avec un indice de stabilité de tension de 0.8036 au niveau du jeu de barres 18. Par ailleurs, l'indice global de stabilité du réseau atteint une valeur de 29.9609, tandis que la déviation de tension est estimée à 0.0386 p.u.

Ces figures montrent clairement que le profil de tension ainsi que la stabilité de tension du réseau sont nettement améliorés après l'application de la réduction optimale de la puissance active des clients.

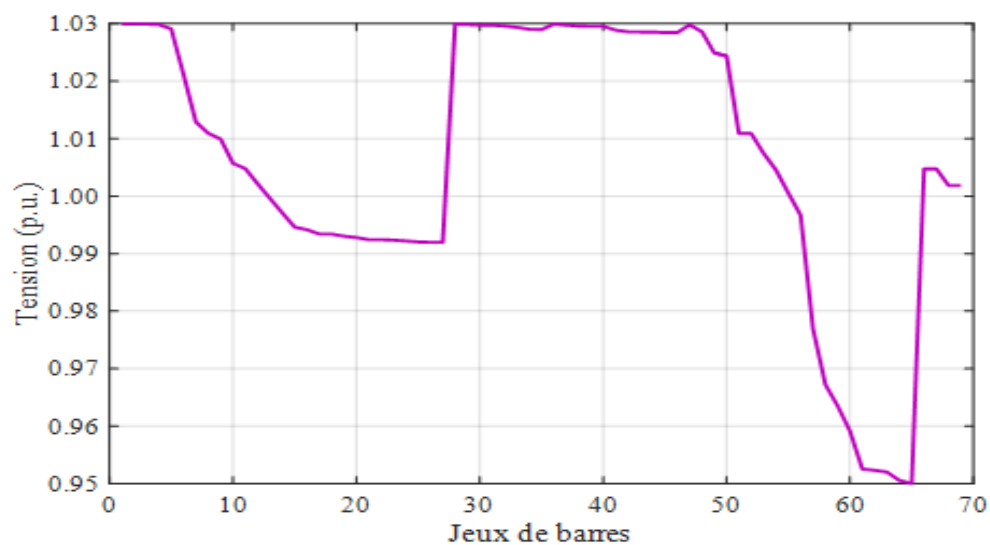


Figure 2.20 : Profile de tension du réseau IEEE 69 jeux de barres (Cas 3).

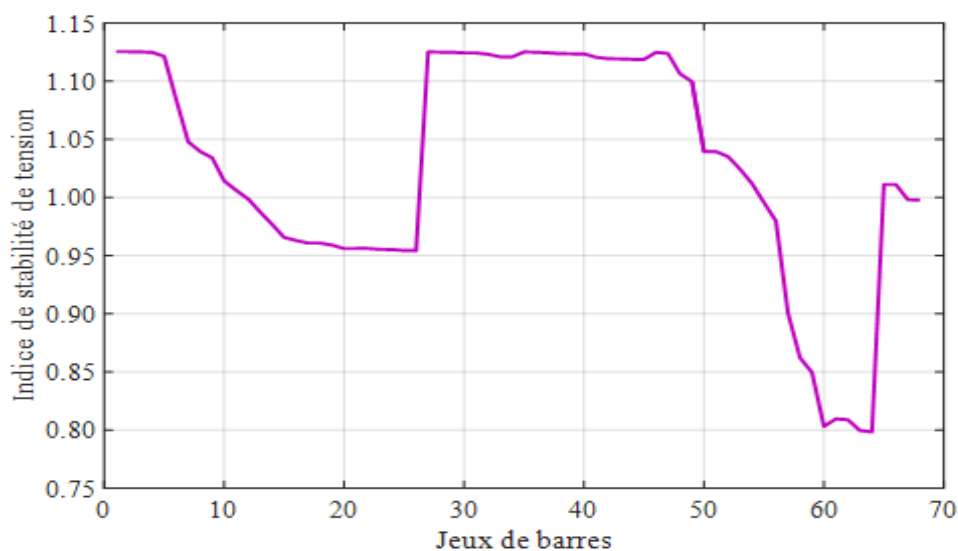
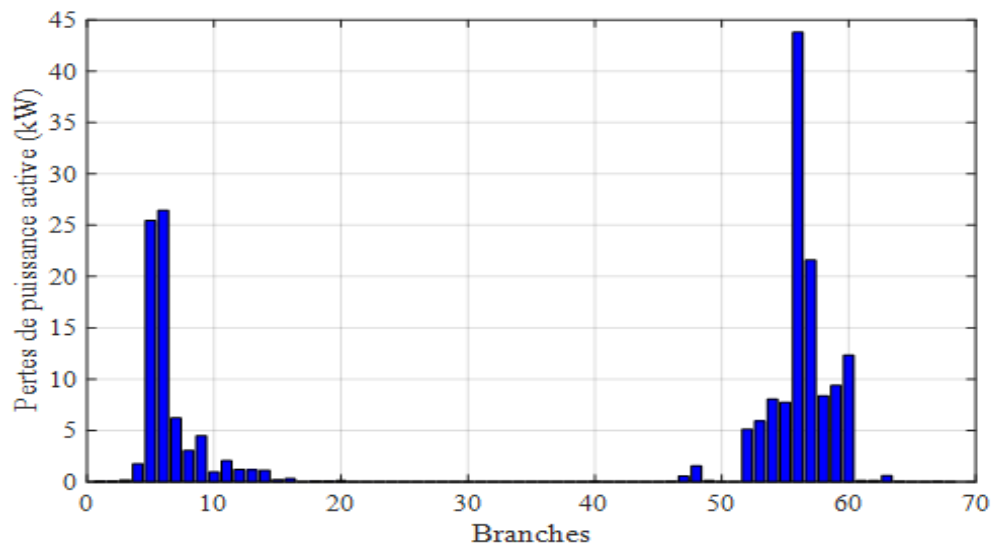


Figure 2.21 : Valeurs de l'indice de stabilité de tension du réseau IEEE 69 jeux de barres (Cas 3)

La figure 2.23 a et b représente respectivement les pertes de puissance active et les pertes de puissance réactive au niveau des différentes branches du réseau IEEE-69 jeux de barres, après l'application de la réduction optimale de la puissance active des clients.

On observe une diminution significative des pertes de puissance active ainsi que des pertes de puissance réactive sur l'ensemble des branches du réseau. Cette amélioration s'explique par l'allègement des charges et l'optimisation de la répartition de la consommation électrique des clients.

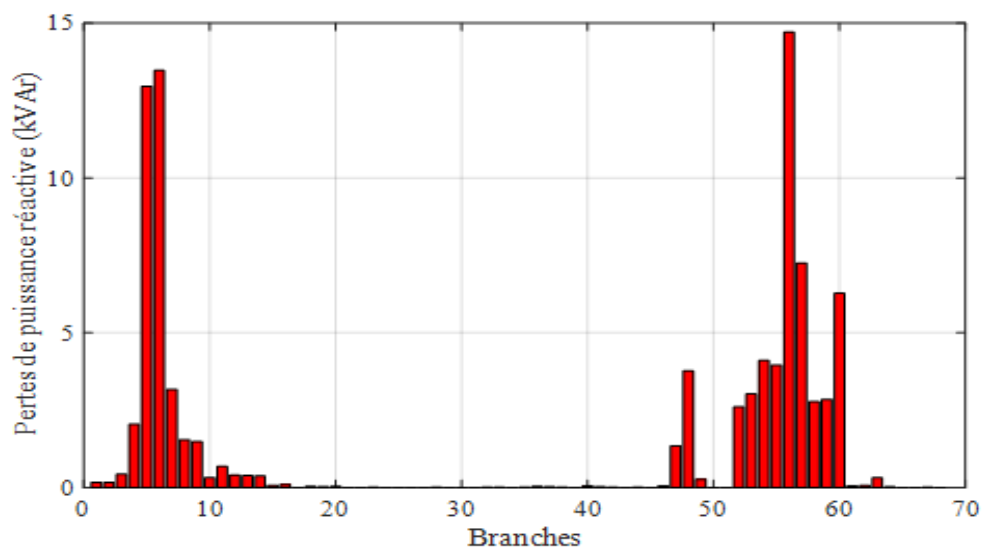
Les pertes totales de puissance active et réactive du réseau sont respectivement de 200.5508 kW et 91.3943 kVAr. Par rapport au premier cas, ces pertes sont réduites de manière significative, avec une diminution de 10.68 % pour la puissance active et de 10.37 % pour la puissance réactive.



a. Pertes de puissance active

b. Pertes de puissance réactive

Figure 2.22 : Pertes de puissances active et réactive dans les branches du réseau IEEE 69 JB



2.4 Conclusion

Ce chapitre a été consacré à l'étude de l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution. La méthode utilisée pour le calcul de cet écoulement repose sur la connaissance de la topologie du réseau. Cette dernière a ensuite été exploitée à travers l'application de la technique du double balayage (backward/forward sweep).

Par ailleurs, nous avons présenté l'intégration des générateurs décentralisés (DG) dans les réseaux de distribution ainsi que l'optimisation par l'algorithme du Loup Gris (Grey Wolf Optimizer (GWO)) de la réduction de la puissance active des clients consommateurs, dans le cadre de la gestion de la demande (Demand Response) en présence de DG.

Enfin, cette approche a été appliquée sur deux réseaux tests, à savoir le réseau de distribution IEEE-33 jeux de barres et le réseau IEEE-69 jeux de barres.

Conclusion Générale

L'optimisation de la réduction de la puissance active des clients consommateurs en présence de DG de type photovoltaïque (PV), dans le cadre de la gestion de la demande (Réponse à la demande) en présence de DG dans les réseaux de distribution est un facteur essentiel pour l'amélioration de l'efficacité du fonctionnement des réseaux de distribution.

Dans le cadre de ce travail, nous avons présentés :

- Une application de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution IEEE-33 jeux de barres et IEEE-69 jeux de barres ;
- Insertion de DG dans les réseaux de distribution IEEE 33 jeux de barres et IEEE 69 jeux de barres ;
- Application de l'algorithme du Loup Gris (Grey Wolf Optimizer (GWO)) de la réduction de la puissance active des clients consommateurs dans le cadre de la gestion de la demande (Demand Response) en présence de DG dans les réseaux de distribution IEEE-33 jeux de barres et IEEE-69 jeux de barres. Nous avons formulé le problème d'optimisation avec un objectif qui est la minimisation de la réduction de la puissance active des clients consommateurs pour la minimisation des pertes de puissance active, l'amélioration de la déviation de tension et l'amélioration de la stabilité de tension.

Les résultats obtenus montrent l'efficacité de cette méthode d'optimisation GWO.

De nombreuses perspectives s'ouvrent dans l'avenir à savoir, parmi lesquelles on peut citer :

- Le développement des techniques pour la gestion de la demande en parallèle avec le contrôle en temps réel de la tension.
- Le contrôle en temps réel de la tension des réseaux de distribution intelligent en présence des énergies renouvelables, des véhicules électriques et des batteries de stockage ;

- [1] A. Sami et O. Oussama, “Etude de l’intégration de la production décentralisée dans un réseau électrique”, Mémoire de master, Université de Sétif 1, 2020.
- [2] M F. Hamoudi, “Architectures des réseaux électriques”, PhD, Electrotechnique, Université Khenchela, Algérie, 2018.
- [3] W. C. B. Vicente, “Modélisation des réseaux de distribution sous incertitude”, Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2012.
- [4] Opérateur du système électrique OSE, <http://www.ose.dz/courbes.php>.
- [5] V. Gouin, “Evaluation de l’impact du Smart Grid sur les pratiques de planification en cas d’insertion de production décentralisée et de charges flexibles”, Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2015.
- [6] ATTOU N.-E., Contribution à l’étude des Réseaux Electriques Intelligents du futur (Smart-Grids), Thèse de Doctorat, Université Djillali Liabès de Sidi Bel-Abbès, Algérie, 2022.
- [7] A. Boukaroura, “Contribution à la modélisation et à l’optimisation des réseaux de distribution sous incertitudes”, Thèse de doctorat, Université de Oum El Bouaghi, 2021.
- [8] M. E. El-hawary, “The Smart Grid – State-of-the-art and Future Trends”, *Electric Power Components and Systems*, Vol. 42, No. 3-4, pp. 239–250, 2014.
- [9] DJABALI Abdelhak, “Mitigation des risques d’instabilité de tension des réseaux électriques intelligents par la gestion de la demande”, Mémoire de Master, Université Ferhat Abbas Setif1, 2019.
- [10] B. Berseneff, “Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur”, Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2010.
- [11] Huang L, Xiaolu Z. Impact of financial development on trade-embodied carbon dioxide emissions: evidence from 30 provinces in China. *J Clean Prod* 2018; 198:721–36. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.021>.
- [12] Curiel JAR, Thakur J. A novel approach for direct load control of residential air conditioners for demand side management in developing regions. *Energy* 2022; 258:124763. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124763>.
- [13] Ghanbarzadeh T, Habibi D, Aziz A. Addressing reliability challenges in generation capacity planning under high penetration of renewable energy resources and storage solutions: a review. *Renew Sustain Energy Rev* 2025;212:115461.
- [14] Yang M, Chen L, Wang J, Msigwa G, Osman AI, Fawzy S, Rooney DW, Yap PS. Circular economy strategies for combating climate change and other environmental issues. *Environ Chem Lett* 2023;21:55–80. <https://doi.org/10.1007/s10311-022-01499-6>.

- [15] STEFANO Leonori, MAURIZIO Paschero, FABIO Massimo. “Optimization strategies for Microgrid energy management systems by Genetic Algorithms”. In: Applied Soft Computing, Elsevier, 2020, vol. 86, p. 105903.
- [16] PAUL Codani. Integration des véhicules électriques dans les réseaux électriques : Modèles d’affaire et contraintes techniques pour constructeurs automobiles. Thèse de doctorat. Université Paris Saclay (COMUE), France. 2016.
- [17] SHAREEF, Hussain, AHMED, Maytham S., MOHAMED, Azah, et al. Review on home energy management system considering demand responses, smart technologies, and intelligent controllers. Ieee Access, 2018, vol. 6, p. 24498-24509.
- [18] M. Hérault, “Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée ”, Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2009.
- [19] T. P. Nguyen and D. N. Vo, “A novel stochastic fractal search algorithm for optimal allocation of distributed generators in radial distribution systems”, Applied Soft Computing, Vol. 70, pp. 773–796, 2018
- [20] V. V. S. N. Murthy and A. Kumar, “Comparison of optimal DG allocation methods in radial distribution systems based on sensitivity approaches”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol. 53, pp. 450–467, 2013.
- [21] L. Farida, “Optimisation du plan de tension et de la répartition de la puissance réactive par les techniques intelligentes hybrides améliorées”, Thèse de Docteur de l’Université de Skikda, 2019.
- [22] 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
- [23] Y. M. Atwa, E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama and R. Seethapathy, “Optimal Renewable Resources Mix for Distribution System Energy Loss Minimization”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 25, No. 1, pp. 360–370, 2010.
- [24] K. Sorensen, M. Sevaux, F. Glover F, “A history of meta heuristics”, Handbook of Heuristics, Springer, 2-2, pp. 791–808, 2018.
- [25] O. Hajji, “Contribution au développement de méthodes d’optimisation stochastiques. Application à la conception des dispositifs Electrotechniques”, Thèse de doctorat, Université des sciences et technologies de Lille, 2003.
- [26] S. M. Mirjalili, A. Lewis, « Grey Wolf Optimizer, Advances in Engineering Software», vol. 69, pp. 46-55, 2014, DOI:<http://dx.doi.org/10.1016/j.advengsoft.2013.12.007>
- [27] :Wang, JS., Li, SX, « An Improved Grey Wolf OptimizerBased on Differential

- Evolution and Elimination Mechanism», SciRep 9, 7181 (2019).
<https://doi.org/10.1038/s41598-019-43546-3>
- [28] L. D. Mech, "Alpha status, dominance, and division of labor in wolf packs," Canadian Journal of Zoology, vol. 77, pp. 1196-1203, 1999
- [29] Seyedali, Mirjalili, A. Lewis, « Grey Wolf Optimizer», Advances in Engineering Software, vol. 69, pp. 46-61, 2014
- [30] An. D. T. Le, M. A. Kashem, M. Negnevitsky and G. Ledwich, "Minimizing Voltage Deviation in Distribution Feeders by Optimizing Size and Location of Distributed Generation", Australian Journal of Electrical & Electronics Engineering, Vol. 3, No. 2, pp. 147–155, 2007.
- [31] M. Chakravorty and D. Das, "Voltage stability analysis of radial distribution networks", International Journal of Electric Power and Energy Systems, Vol. 23, No. 2, pp. 129–135, 2001.
- [32] H. Farhangi, "The Path of the Smart Grid", IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 8, No. 1, pp. 18–28, 2010.

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

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

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

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

TableauA.3:Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution IEEE-69 jeux de barres

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

35	3	36	0.0044	0.0108	200
36	36	37	0.0640	0.1565	200
37	37	38	0.1053	0.1230	200
38	38	39	0.0304	0.0355	200
39	39	40	0.0018	0.0021	200
40	40	41	0.7283	0.8509	200
41	41	42	0.3100	0.3623	200
42	42	43	0.0410	0.0478	200
43	43	44	0.0092	0.0116	200
44	44	45	0.1089	0.1373	200
45	45	46	0.0009	0.0012	200
46	4	47	0.0034	0.0084	200
47	47	48	0.0851	0.2083	200
48	48	49	0.2898	0.7091	300
49	49	50	0.0822	0.2011	300
50	8	51	0.0928	0.0473	300
51	51	52	0.3319	0.1114	300
52	9	53	0.1740	0.0886	300
53	53	54	0.2030	0.1034	200
54	54	55	0.2842	0.1447	200
55	55	56	0.2813	0.1433	300
56	56	57	1.5900	0.5337	300
57	57	58	0.7837	0.2630	300
58	58	59	0.3042	0.1006	300
59	59	60	0.3861	0.1172	300
60	60	61	0.5075	0.2585	300
61	61	62	0.0974	0.0496	300
62	62	63	0.1450	0.0738	300
63	63	64	0.7105	0.3619	300
64	64	65	1.0410	0.5302	300
65	11	66	0.2012	0.0611	300
66	66	67	0.0047	0.0014	300
67	12	68	0.7394	0.2444	300
68	68	69	0.0047	0.0016	200

TableauA.4 : : Caractéristiques techniques des jeux de barres du réseau de distribution IEEE-69 jeux de barres

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

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

ملخص :

أصبحت إدارة جانب الطلب في شبكات التوزيع ضرورة استراتيجية مع تزايد دمج مصادر التوليد الموزع، مثل الطاقة الشمسية الكهروضوئية وطاقة الرياح. لا يُحسن هذا النهج موثوقية الشبكة وكفاءة الطاقة فحسب، بل يُسهّل أيضًا دمج مصادر الطاقة المتجددة. يعرض هذا العمل استخدام خوارزمية مُحسّنة الذئب الرمادي لتحسين إدارة جانب الطلب وفوائدها في ظل وجود التوليد اللامركزي الطاقة الشمسية الكهروضوئية

الكلمات المفتاحية: شبكة التوزيع , مصادر الإنتاج اللامركزي, إدارة جانب الطلب , التحسين , خوارزمية الذئب الرمادي

Abstract

Demand side management (DSM) in distribution networks is becoming a strategic necessity with the increasing integration of distributed generation (DG) sources, such as photovoltaics (PV) and wind power. This approach not only improves network reliability and energy efficiency but also facilitates the integration of renewable energy sources. This work presents the use of the Grey Wolf Optimizer (GWO) algorithm to optimize demand side management and its benefits in the presence of distributed generation (PV).

Key-words: Distribution Network, Distributed Generators, Demand Side Management (DSM), Optimization, Grey Wolf Optimizer (GWO).

Résumé

La gestion de la demande optimale (Demand Side Management (DSM)) dans les réseaux de distribution devient une nécessité stratégique avec l'intégration croissante des sources de production décentralisées (Distributed Generation (DG)), telles que le photovoltaïque (PV) et l'éolien. Cette approche permet non seulement d'améliorer la fiabilité et l'efficacité énergétique du réseau, mais aussi de faciliter l'intégration des énergies renouvelables. Ce travail présente l'utilisation de l'algorithme du loup gris (Grey Wolf Optimizer (GWO)) pour optimiser la gestion de la demande, ainsi que ses bénéfices en présence de production décentralisée (PV).

Mots clés : Réseau de distribution, Production décentralisée, Gestion de la demande (DSM), Optimisation, Algorithme du Loup Gris (GWO).