

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي



جامعة باجي مختار - عذابة

UNIVERSITÉ BADJI MOKHTAR - ANNABA
BADJI MOKHTAR – ANNABA UNIVERSITY

Faculté : TECHNOLOGIE

Département : ELECTROTECHNIQUE

Domaine : SCIENCES ET TECHNOLOGIES

Filière : ELECTOTECHNIQUE

Spécialité : ELECTOTECHNIQUE INDUSTRIELLE

Mémoire

Présenté en vue de l'obtention du Diplôme de Master

Thème:

Optimisation de l'intégration des éoliennes dans les réseaux de distribution à l'aide de techniques météouristiques

Présenté par : Amara Chiheb eddine

Encadrant : Dr. SETTOUL Samir

Badji Mokhtar - Annaba

Jury de Soutenance :

Dr. MOHAMMEDI Moufid	MCA	Badji Mokhtar - Annaba	Président
Pr. KELAIAIA Mounia Samira	Pr	Badji Mokhtar - Annaba	Examinateur
Dr. SETTOUL Samir	MCB	Badji Mokhtar - Annaba	Encadrant

Année Universitaire : 2024/2025

Remerciements

Avant tout nous rendons grâce à Allah pour nous avoir accordé la force et la persévérance nécessaire à la réalisation de ce mémoire.

Je remercie tout particulièrement Monsieur Settouf Samir, mon encadrant, pour sa disponibilité, le grand support, ses conseils avisés, sa rigueur scientifique et son accompagnement tout au long de ce travail. Son soutien constant et ses remarques constructives ont été d'une grande valeur pour moi.

Je tiens également à adresser mes remerciements à l'ensemble des enseignants du département, pour la qualité de l'enseignement qu'ils nous ont dispensé durant toutes ces années, et pour leur engagement à nous transmettre leurs connaissances avec passion et professionnalisme.

Enfin, je remercie ma famille et les amis proches pour leur soutien moral tout au long de mon parcours universitaire.

Dédicace

À mon père,

Pilier de ma vie, source de sagesse et de courage.

Merci pour tes sacrifices silencieux, ton amour discret mais profond, et ta confiance qui m'a toujours porté, même dans les moments les plus difficiles.

À ma mère,

L'âme de mon existence, mon refuge et ma lumière.

Merci pour ton amour inépuisable, tes prières qui m'ont protégé, et ta tendresse qui m'a donné la force d'aller au bout de mes rêves.

À mon oncle et sa femme,

Pour votre bienveillance, vos encouragements sincères et votre présence réconfortante tout au long de mon parcours.

À mon frère Marouane,

Pour ta complicité, grand support, ton humour, et ta façon unique de croire en moi.

Merci d'avoir été là, à ta manière, toujours.

Enfin à Gherib, pour son soutien moral

À tous, ce mémoire est dédié avec tout mon amour, mon respect et ma profonde reconnaissance.

Table Des Matières

<i>Remerciements.....</i>	<i>II</i>
<i>Dédicace.....</i>	<i>III</i>
<i>Table Des Matières.....</i>	<i>IV</i>
<i>Table Des Figures</i>	<i>VI</i>
<i>Table Des Tableaux</i>	<i>VII</i>
<i>Introduction générale.....</i>	<i>1</i>
<i>Chapitre 1: Généralité sur le réseau de distribution</i>	<i>4</i>
1.1 Introduction :.....	4
1.2 Le réseau électrique.....	4
1.2.1 Classification des tensions dans un réseau électrique :	4
1.2.2 Hiérarchisation d'un réseau électrique :	5
1.2.2.1 Réseaux de transport.....	5
1.2.2.2 Réseaux de répartition :.....	6
1.2.2.3 Réseaux de distribution	6
1.2.3 Topologies des réseaux électriques.....	7
1.2.3.1 Réseaux radiaux.....	7
1.2.3.2 Réseaux maillés	8
1.2.3.3 Réseaux bouclés	8
1.3 Modèle et principe de fonctionnement de l'éolienne.....	8
1.4 Intégration de l'éolienne sur le réseau de distribution	10
1.4.1 Minimisation des pertes	11
1.4.2 Amélioration du profil de tension et stabilité de tension.....	11
1.4.3 Avantages économiques.....	11
1.4.4 Avantages environnementaux.....	11
<i>Chapitre 2: Formulation de problème d'optimisation.....</i>	<i>13</i>
2.1 Introduction.....	13
2.2 Types de Jeux de barres (nœuds) dans le réseau électrique.....	13
2.3 Les Équations d'écoulement de puissance :.....	14
2.4 Calcul d'Écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson :	15
2.5 Solution d'écoulement de puissance avant l'intégration de l'éolienne	17
2.5.1 Réseau IEEE 33-JB	17
2.5.2 Réseau IEEE 69-JB	20
2.6 Formulation du problème d'optimisation pour l'intégration de l'éolienne	22
2.6.1 Définition de l'optimisation	22
2.6.2 Optimisation mono-objectif	22

2.6.3 Optimisation multi-objectifs.....	22
2.6.3.1 Optimum de Pareto	23
2.6.3.2 Méthode de la somme pondérée	23
2.6.4 Modélisation de la ligne de distribution.....	23
2.7 Fonction multi-objectifs	24
2.7.1 Contraintes du réseau de distribution et de l'éolienne.....	25
2.8 Principe d'optimisation par essaim de salpes (SSA)	26
2.8.1 Modèle mathématique proposé pour déplacer les chaînes des salpes	27
2.9 Conclusion	29
<i>Chapitre 3: Résultats et discutions</i>	31
3.1 Introduction.....	31
3.2 Gestion de l'incertitude de la demande sur 24 heures.....	31
3.2.1 Modélisation de la demande de charge horaire	31
3.2.2 La fonction multi-objectifs.....	33
3.3 Résultats d'optimisation	33
3.4 Conclusion	40
<i>Conclusion générale et perspectives</i>	43
<i>Références bibliographies.....</i>	45
<i>Annexe</i>	47
<i>Résumé</i>	50
<i>Abstract</i>	51
<i>ملخص</i>	52

Table Des Figures

FIGURE 1.1 : NIVEAUX DE TENSION DANS UN RESEAU ELECTRIQUE	5
FIGURE 1.2 : ARCHITECTURE D'UN RESEAU ELECTRIQUE	7
FIGURE 1.3 : SCHEMA ILLUSTRANT UN RESEAU RADIAL.....	7
FIGURE 1.4 : ILLUSTRATION D'UN RESEAU MAILLE.....	8
FIGURE 1.5 : ILLUSTRATION D'UN RESEAU BOUCLE.....	8
FIGURE 1.6: SCHEMA EQUIVALENT D'UNE EOLIENNE.....	9
FIGURE 1.7 : COEFFICIENT DE PUISSANCE C_p EN FONCTION DE LA VITESSE SPECIFIQUE Λ	10
FIGURE 2.1 : SCHEMA UNIFILAIRE DE RESEAU IEEE 33-JB.....	18
FIGURE 2.2 : LA TENSION AVANT EOLIENNE : IEEE 33-JB	18
FIGURE 2.3 : LES PERTES ACTIVES AVANT EOLIENNE : IEEE 33-JB.....	19
FIGURE 2.4 : LES PERTES REACTIVE AVANT EOLIENNE : IEEE-33-JB.....	19
FIGURE 2.5 : SCHEMA UNIFILAIRE DE RESEAU IEEE 69-JB.....	20
FIGURE 2.6 : LA TENSION AVANT EOLIENNE : IEEE 69-JB	21
FIGURE 2.7 : LES PERTES ACTIVES AVANT ÉOLIENNE: IEEE 69-JB	21
FIGURE 2.8 : LES PERTES REACTIVES AVANT EOLIENNE : IEEE 69-JB.....	21
FIGURE 2.9 : SCHEMA UNIFILAIRE D'UNE LIGNE DE DISTRIBUTION EN PRESENCE DE L'EOLIENNE.....	24
FIGURE 2.10 : ILLUSTRATION DE LA CHAINE DE SALPES ET DU CONCEPT DE LEADER ET DE SUIVEUR	27
FIGURE 3.1 : PROFILS DE LA DEMANDE DE CHARGE PENDANT 24H.....	32
FIGURE 3.2 : LE PROFIL DE PRODUCTION DE L'EOLIENNE PENDANT 24H	32
FIGURE 3.3 : COURBES DE CONVERGENCE.....	34
FIGURE 3.4 : PROFILS DES TENSION MINIMALES SUR 24H.....	37
FIGURE 3.5 : PERTES ACTIVE TOTALES SUR 24H.....	38
FIGURE 3.6 : PERTES REACTIVES TOTALES SUR 24H	38
FIGURE 3.7 : COUT ANNUEL DES PERTES SUR 24H	39
FIGURE 3.8 INDICE DE STABILITE DE TENSION	40

Table Des Tableaux

TABLEAU 2.1: TYPES DES JEUX DE BARRES DANS UN RESEAU ELECTRIQUE.....	14
TABLEAU 2.2: RESULTATS D'ECOULEMENT DE PUISSANCE POUR LE RESEAU IEEE 33-JB	18
TABLEAU 2.3 : RESULTATS D'ECOULEMENT DE PUISSANCE POUR LE RESEAU IEEE 69-JB	20
TABLEAU 3.1: RESULTATS D'OPTIMISATION SUR 24H	35

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

Bien que le niveau de pénétration des sources d'énergie renouvelable, telles que le photovoltaïque, l'éolien et la biomasse, soit en constante augmentation en raison de leurs avantages techniques, économiques et environnementaux, leur intégration dans les réseaux de distribution actuels peut engendrer des problèmes techniques et de sécurité. Ainsi, pour tirer pleinement parti des bénéfices offerts par ces sources comme la réduction des pertes, l'amélioration du profil de tension et de la capacité de charge, le renforcement de la fiabilité et de la sécurité du système, la qualité de l'énergie, l'efficacité énergétique globale et l'allégement du réseau de transport et de distribution, il est essentiel de planifier de manière optimale leur emplacement et leur dimensionnement. Par ailleurs, étant donné que les réseaux de distribution actuels, notamment dans les pays en développement, sont confrontés à de sérieux problèmes de pertes élevées et de mauvaise qualité de tension, il devient indispensable d'installer les unités de production décentralisée (GED) de taille appropriée aux emplacements optimaux. En revanche, l'implantation de ces unités à des emplacements non optimaux peut entraîner une augmentation des pertes du système, une dégradation du profil de tension, et produire ainsi des effets contraires à ceux attendus [1], [2].

L'intégration de l'éolienne dans les réseaux de distribution électrique revêt une importance stratégique croissante dans le contexte de la transition énergétique. En tant que source d'énergie renouvelable, propre et inépuisable, l'éolien permet de répondre à la demande croissante en électricité tout en réduisant l'impact environnemental. Son intégration bien planifiée dans le réseau permet non seulement de produire de l'électricité localement, mais aussi de réduire significativement les pertes de puissance, d'améliorer le profil de tension, de renforcer la fiabilité du système et de différer les investissements coûteux dans les infrastructures de transport. De plus, l'éolienne contribue à la décarbonation du secteur énergétique, en remplaçant partiellement les sources fossiles. Cependant, pour que ses bénéfices soient pleinement exploités, il est essentiel de déterminer avec précision son emplacement et sa taille optimaux. Une intégration non maîtrisée peut, au contraire, engendrer des problèmes de stabilité, de surcharge ou de dégradation de la qualité de l'énergie. Ainsi, l'intégration optimale de l'éolienne devient un levier clé pour moderniser les réseaux de distribution tout en s'inscrivant dans une logique de développement durable [3].

Ce mémoire se concentre sur la gestion des puissances actives et réactives et de la stabilité de tension dans un réseau de distribution d'énergie électrique à travers l'intégration d'une source de production éolienne. L'éolienne, en tant que source d'énergie renouvelable, constitue une solution efficace pour améliorer le profil de tension, réduire les pertes énergétiques et renforcer la fiabilité du réseau électrique.

Ce mémoire est structuré en trois chapitres principaux :

Le premier chapitre présente les fondements techniques des réseaux électriques, en décrivant leur classification selon les niveaux de tension (TBT, BT, MT, HT) et leur organisation en réseaux de transport, de répartition et de distribution. Il détaille les différentes topologies utilisées, telles que les réseaux radiaux, maillés et bouclés, chacune adaptée à un usage spécifique. L'accent est mis

INTRODUCTION GENERALE

sur le rôle croissant des sources de production décentralisée, en particulier l'éolien, dans les réseaux de distribution. Un modèle mathématique de l'éolienne est exposé, permettant de comprendre comment le vent est converti en énergie électrique. Enfin, les avantages de l'intégration d'éoliennes sont discutés sur les plans technique (réduction des pertes, amélioration du profil de tension), économique (réduction des coûts) et environnemental (réduction des émissions polluantes).

Le deuxième chapitre est destiné à la modélisation mathématique du problème d'optimisation relatif à l'intégration d'éoliennes dans un réseau de distribution. Il débute par la description des types de jeux de barres (PQ, PV, Référence), puis présente les équations d'écoulement de puissance, résolues à l'aide de la méthode de Newton-Raphson. Deux réseaux de test (IEEE 33-JB et 69-JB) sont analysés pour évaluer leur performance avant l'intégration éolienne. Ensuite, le problème d'optimisation est formulé en considérant à la fois des objectifs uniques (mono-objectif) et multiples (multi-objectifs), combinant notamment la réduction des pertes actives et réactives, la stabilité de tension et le coût annuel des pertes. Les contraintes liées aux capacités du réseau et de l'éolienne sont prises en compte. Le chapitre se termine par une présentation de l'algorithme SSA, inspiré du comportement collectif des salpes, utilisé pour trouver les solutions optimales.

Le troisième chapitre présente les résultats obtenus après optimisation des réseaux IEEE 33-JB et 69-JB à l'aide de l'algorithme SSA, intégrant une éolienne. L'étude tient compte de la variation horaire de la charge sur une journée de 24 heures, modélisant l'incertitude de la demande. Les courbes de convergence montrent l'efficacité et la rapidité de l'algorithme. L'analyse comparative avant/après intégration éolienne révèle des améliorations notables : réduction significative des pertes actives et réactives, augmentation de la stabilité de tension et baisse du coût annuel des pertes. Par exemple, les pertes actives dans le réseau 33-JB diminuent de 48,9 % après l'ajout de l'éolienne. Ces résultats démontrent la pertinence de la méthode proposée et son efficacité pour optimiser les performances d'un réseau de distribution face à une production éolienne variable.

CHAPITRE 01

Chapitre 1: Généralité sur le réseau de distribution

1.1 Introduction :

Ce chapitre est consacré aux généralités sur le réseau de distribution électrique. Il commence par une présentation du réseau électrique dans son ensemble, en expliquant les fonctions de production, de transport et de distribution, tout en insistant sur la nécessité de garantir une qualité de service continue et stable. Le chapitre détaille ensuite la classification des niveaux de tension selon les normes en vigueur, puis expose la hiérarchisation des réseaux : transport, répartition et distribution. Chacun de ces niveaux est décrit selon ses caractéristiques techniques et ses rôles dans l'acheminement de l'électricité. Les différentes topologies des réseaux électriques (radial, maillé et bouclé) sont également présentées avec leurs spécificités. Le chapitre aborde ensuite le fonctionnement de l'éolienne, en expliquant le principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique, à travers un modèle mathématique basé sur la vitesse du vent, le coefficient de puissance et la vitesse spécifique. Enfin, une section est dédiée à l'intégration de l'éolienne dans les réseaux de distribution, en mettant en évidence ses avantages techniques (réduction des pertes, amélioration du profil de tension), économiques (réduction des coûts d'exploitation et d'investissement), et environnementaux (réduction des émissions polluantes et production d'énergie propre). Ce chapitre fournit ainsi une base solide pour comprendre les enjeux liés à l'intégration optimale de l'énergie éolienne dans les réseaux de distribution.

1.2 Le réseau électrique

Un réseau électrique est composé de divers équipements permettant la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique. Il vise également à garantir la qualité de l'électricité fournie, la stabilité de la tension et la continuité du service. L'organisation et la structure du réseau sont essentielles à son bon fonctionnement. On peut distinguer deux composantes principales de cette structure : l'architecture des postes électriques et celle dédiée à la distribution [4].

Étant donné que le stockage de grandes quantités d'électricité demeure onéreux, il faut veiller à ce que, à tout instant, le bilan suivant soit vérifié :

$$\text{Production} = \text{Consommation} + \text{Pertes}.$$

Dans la modélisation et l'analyse des réseaux électriques, l'ensemble ou la plupart des sciences de l'ingénieur, du génie civil au génie mécanique, en passant par la thermodynamique, la chimie, l'informatique, le traitement du signal, sont mobilisés de manière plus ou moins étroite et souvent parallèle.

1.2.1 Classification des tensions dans un réseau électrique :

A travers la NF C 15-100 et la NF C13-200, les niveaux de tension sont définis comme suit:

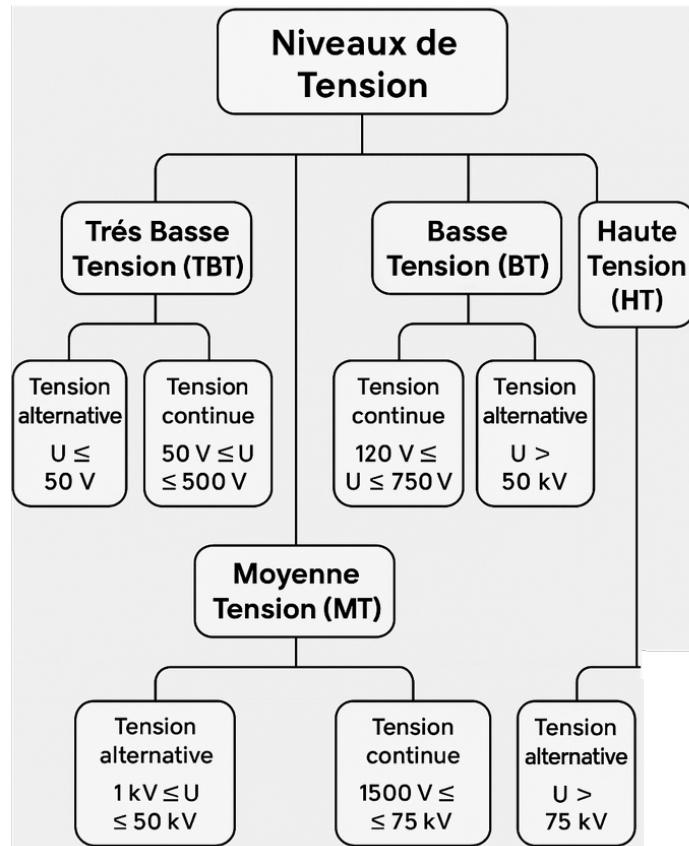


Figure 1.1 : Niveaux de tension dans un réseau électrique.

1.2.2 Hiérarchisation d'un réseau électrique :

Les diverses strates du système électrique se répartissent en fonction des tâches précises qu'elles accomplissent à l'intérieur du premier lieu, et elles sont déterminées en fonction des valeurs de tension adaptées à l'exécution de leurs missions respectives : transport, distribution et desserte.

1.2.2.1 Réseaux de transport

Les réseaux de transport ont pour mission principale d'acheminer l'électricité produite par les grandes centrales vers les zones de consommation, en assurant un transport à haut débit. Ils permettent également une connexion efficace des unités de production au réseau national. Ces réseaux se caractérisent par l'utilisation de niveaux de tension très élevés, tels que 150 kV, 220 kV et plus récemment 420 kV en Algérie, 530 kV en Égypte ou encore 736 kV au Canada. Sur le plan technique, le neutre y est directement mis à la terre, et l'architecture adoptée est généralement de type maillé, offrant une meilleure fiabilité et sécurité d'alimentation [4], [5]

Les réseaux de transport jouent un rôle essentiel dans le cadre de la production décentralisée, car ils sont le pivot du système électrique pour les échanges d'énergie. L'intégration d'une part importante de ce type de production aura des conséquences sur le fonctionnement global du système et son exploitation. Même si une grande partie de cette production décentralisée est connectée au réseau de distribution.

Effectivement, ce processus d'intégration nécessitera une grande souplesse dans les échanges entre production centralisée et production décentralisée.

1.2.2.2 Réseaux de répartition :

Les réseaux de répartition se caractérisent principalement par des niveaux de tension de 90 kV ou 63 kV. Le neutre y est mis à la terre à l'aide d'une réactance ou d'un transformateur de point neutre, ce qui permet de limiter le courant de défaut. Cette limitation est fixée à 1500 A pour les réseaux en 90 kV et à 1000 A pour ceux en 63 kV. Ces caractéristiques techniques visent à améliorer la protection du réseau et à assurer un fonctionnement stable et sécurisé [5].

- Réseaux en boucle fermé ou ouvert, ou maillé.

Ces réseaux sont principalement constitués de lignes aériennes, chacune d'entre elles capable de transporter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Il est possible que ces réseaux soient souterrains sur des distances de quelques kilomètres dans des zones urbaines denses. Les postes de transformation HT/MT alimentent les réseaux de distribution, tandis que les utilisateurs industriels ayant une puissance supérieure à 60 MVA doivent être connectés à cette tension.

1.2.2.3 Réseaux de distribution

Les réseaux de distribution sont traditionnellement passifs, avec des flux de puissance active et réactive circulant des niveaux de tension élevés vers les niveaux plus faibles. Ce sont principalement les charges qui déterminent ces flux et les niveaux de tension. Cependant, l'intégration à grande échelle de la production décentralisée dans ces réseaux modifie profondément leur fonctionnement. Les réseaux deviennent alors actifs, avec des flux et des tensions influencés non seulement par les charges, mais aussi par les sources de production. Dans certains cas, cela peut entraîner une inversion des flux de puissance, se dirigeant des basses vers les hautes tensions [6].

On distingue deux grands types de réseaux de distribution électrique. D'une part, les réseaux de distribution à moyenne tension (MT), caractérisés principalement par des tensions de 30 kV et 10 kV, qui sont les plus couramment utilisées. Dans ces réseaux, le neutre est mis à la terre à travers une résistance, avec une limitation de courant à 300 A pour les réseaux aériens et à 1000 A pour les réseaux souterrains. Ces derniers adoptent généralement une configuration en boucle ouverte. D'autre part, les réseaux de distribution à basse tension (BT) se distinguent par une mise à la terre du neutre également via une résistance. Ils peuvent adopter des structures radiales, maillées ou bouclées, avec une tension standard de 230/400 V [4].

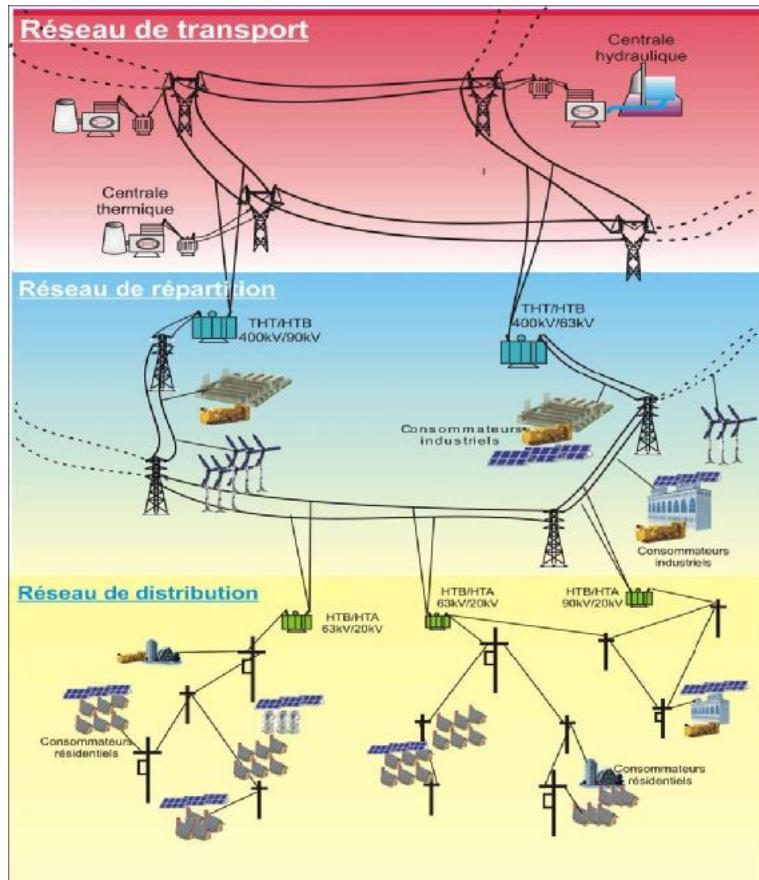


Figure 1.2 : Architecture d'un réseau électrique [7].

1.2.3 Topologies des réseaux électriques

1.2.3.1 Réseaux radiaux

Ceci est une structure de base que l'on trouve généralement dans la distribution MT et BT. La ligne est composée de zones de distribution BT ou MT alimentées initialement par un poste source MT ou HT.

Ces structures ressemblent à celles des réseaux de distribution où les sources de tension sont constituées d'un ou plusieurs transformateurs endommagés. Chaque source peut fournir une tension variable en fonction des fluctuations du réseau haute tension auquel le transformateur est connecté, ou elle peut être ajustée si le rapport de transformation peut être modifié[8].

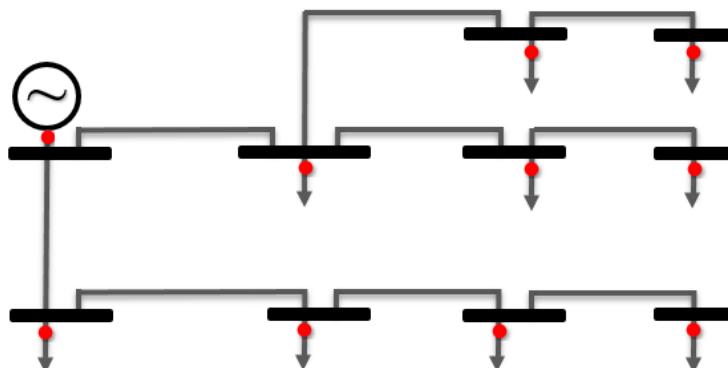


Figure 1.3 : Schéma illustrant un réseau radial.

1.2.3.2 Réseaux maillés

Ces réseaux sont composés de boucles avec des côtés communs, ce qui les rend similaires à des mailles de filet. Ainsi, en l'absence d'un hôte, ses voisins doivent trouver un autre chemin. Cela permet d'éviter la formation de points de défaillance qui pourraient empêcher la connexion d'une partie du réseau.

Tous les tronçons de lignes (ou de câbles) doivent être capables de supporter des charges permanentes et doivent être équipés d'appareils de coupure à leurs deux extrémités, pour les isoler en cas de problème. Cette structure est principalement utilisée pour le transport.

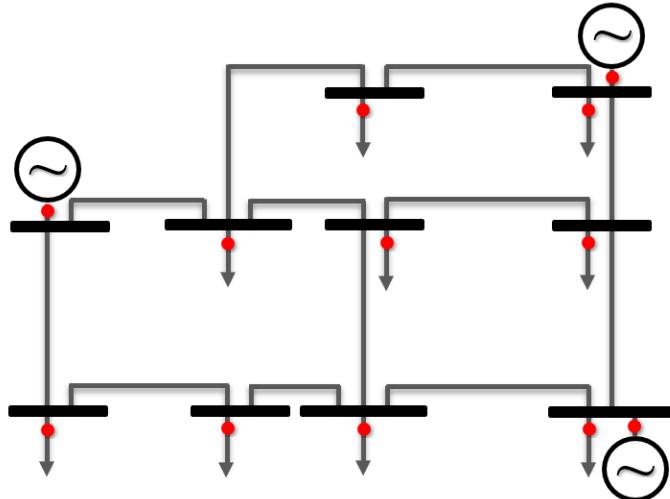


Figure 1.4 : Illustration d'un réseau maillé.

1.2.3.3 Réseaux bouclés

Un réseau bouclé correspond à un réseau maillé simplifié qui comporte plusieurs boucles fermées. On qualifie le réseau de bouclé car chaque phase entraîne la formation d'un circuit fermé sur lui-même. Chaque boucle renferme un nombre restreint de sources.

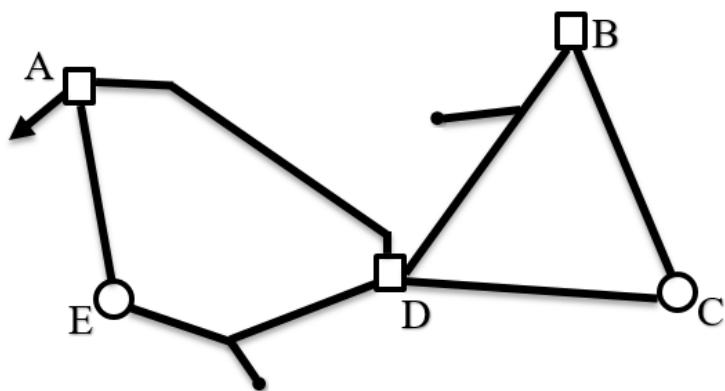


Figure 1.5 : Illustration d'un réseau bouclé.

1.3 Modèle et principe de fonctionnement de l'éolienne

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Dans cette étude, nous supposons que la turbine éolienne étudiée comprenant trois

pales de longueur R, fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse Ω qui entraîne un générateur électrique, comme le montre la figure [3]:

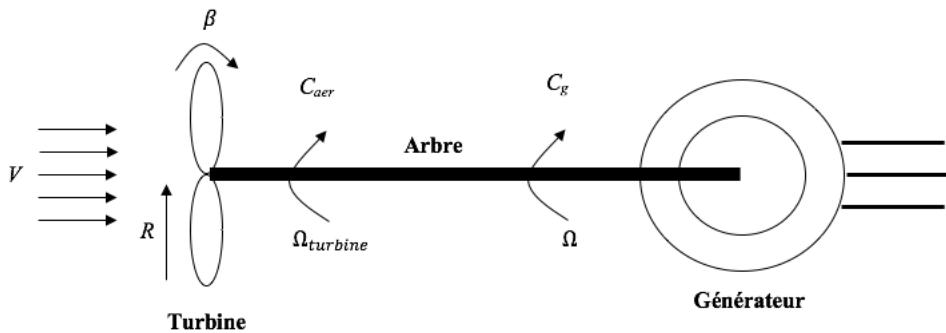


Figure 1.6: Schéma équivalent d'une éolienne.

La puissance de la masse d'air P_v dépend de la vitesse du vent, la densité de l'air et la section de la surface active S de la voilure, elle peut exprimer par :

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (1.1)$$

La puissance du vent n'est pas totalement captée par les pales, d'où la puissance aérodynamique est inférieure à celle du vent, le rapport entre les deux puissances C_p est exprimé par :

$$C_p = P_v \cdot P_{aer} \quad (1.2)$$

Qui devient :

$$P_{aer} = P_v \cdot C_p = \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^3 \right) \cdot C_p \quad (1.3)$$

Avec C_p est le coefficient de la puissance. Il dépend de l'angle d'inclinaison des pales β et du rapport de vitesse spécifique λ . Ce coefficient présente un maximum de 0.59 (16/27) appelé limite de Betz, il est donné par la relation :

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(c_2 \frac{1}{\lambda_i} - c_3 \cdot \beta - c_4 \right) \cdot \exp \left(-\frac{c_5}{\lambda_i} \right) + \lambda c_6 \quad (1.4)$$

Où : $C_1=0.5176$, $C_2=116$, $C_3=0.4$, $C_4=5$, $C_5=21$, $C_6=0.0068$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{(\lambda + 0.08)\beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^3} \quad (1.5)$$

$$\lambda = \frac{\Omega_t \cdot R}{V} \quad (1.6)$$

Les caractéristiques ($C_p - \lambda$), pour différentes valeurs de l'angle de d'inclinaison des pales λ , sont illustrées sur la figure ci-dessous La valeur maximale de $C_p - p_{max} = 0.4535$ est obtenu pour $\beta = 0^\circ$ et $\lambda = 8$.

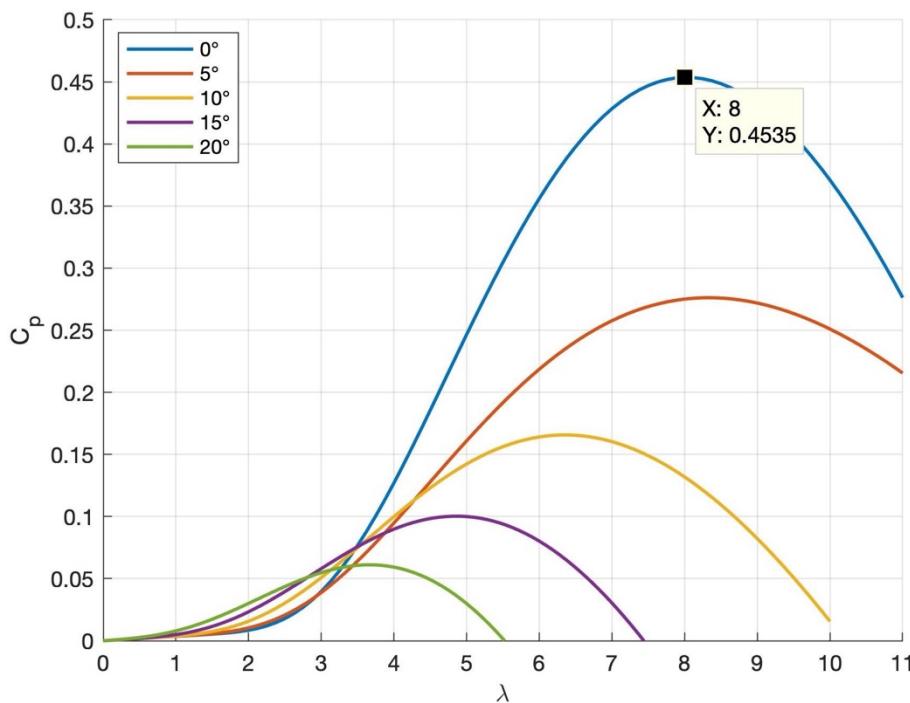


Figure 1.7 : Coefficient de puissance C_p en fonction de la vitesse spécifique λ .

Le couple aérodynamique est exprimé par :

1.4 Intégration de l'éolienne sur le réseau de distribution

L'intégration de l'énergie éolienne dans les réseaux de distribution électrique représente une solution prometteuse pour répondre aux besoins croissants en électricité, tout en assurant un service de qualité et une alimentation continue. Installée à des points stratégiques du réseau, l'éolienne permet de renforcer les performances globales du système électrique. Ses apports sont multiples : réduction des pertes, amélioration du profil de tension, fiabilité accrue, et contribution à la transition énergétique. Les avantages liés à l'injection de l'énergie éolienne dans le réseau peuvent être classés en trois grandes catégories, techniques, économiques et environnementaux. [3]:

Avantages techniques

1.4.1 Minimisation des pertes

Les réseaux de distribution sont souvent caractérisés par un rapport R/X élevé, ce qui engendre des pertes d'énergie importantes, en particulier sous forme de pertes actives. L'injection d'énergie éolienne, lorsqu'elle est correctement dimensionnée et placée, permet de réduire ces pertes en fournissant de l'électricité à proximité des points de consommation. Cela diminue les transferts de puissance à longue distance et allège la charge des transformateurs et des lignes, ce qui améliore l'efficacité énergétique du réseau. Des études montrent qu'une éolienne bien intégrée peut réduire significativement les pertes d'énergie, à condition que son emplacement et sa capacité soient soigneusement optimisés.

1.4.2 Amélioration du profil de tension et stabilité de tension

L'une des contributions majeures de l'éolienne dans un réseau de distribution est l'amélioration du profil de tension. En injectant de l'énergie active (et parfois réactive selon le type de générateur), l'éolienne aide à stabiliser la tension le long du réseau, notamment dans les zones éloignées du poste source où les baisses de tension sont fréquentes. Plusieurs recherches ont montré que l'ajout d'une production éolienne locale permet non seulement de corriger les chutes de tension, mais aussi de renforcer la stabilité globale du système face aux variations de charge.

1.4.3 Avantages économiques

L'intégration d'éoliennes dans les réseaux de distribution présente des bénéfices économiques significatifs. En réduisant les pertes d'énergie, elle diminue les coûts d'exploitation pour les gestionnaires de réseaux. Elle permet également de différer les investissements lourds liés à l'extension ou au renforcement des infrastructures de transport et de distribution. De plus, l'énergie éolienne, étant gratuite à produire une fois l'installation mise en place, contribue à la baisse du coût de l'électricité sur le long terme. Pour les industriels ou les collectivités locales, investir dans des éoliennes peut permettre de couvrir une partie de leur consommation et de réduire leur dépendance vis-à-vis du réseau principal.

1.4.4 Avantages environnementaux

L'énergie éolienne est une source renouvelable propre, qui ne génère ni émissions de gaz à effet de serre ni pollution lors de son fonctionnement. Contrairement aux centrales thermiques, elle ne dépend pas de la combustion de combustibles fossiles, responsables de près de 80 % de la pollution mondiale. De nombreuses études ont démontré que l'éolien permet de réduire considérablement l'empreinte carbone du secteur électrique, avec des réductions estimées à environ 40 % dans certains scénarios. De plus, les éoliennes modernes ont un faible impact sonore et visuel, surtout en milieu rural ou isolé, ce qui renforce leur acceptabilité environnementale.

CHAPITRE 02

Chapitre 2: Formulation de problème d'optimisation

2.1 Introduction

Dans un contexte où la transition énergétique impose une intégration croissante des sources d'énergie renouvelable, l'optimisation des réseaux de distribution électrique devient un enjeu majeur. Ce chapitre s'intéresse particulièrement à la formulation des problèmes d'optimisation associés à l'intégration de l'éolienne dans ces réseaux.

Nous débuterons par la présentation des équations d'écoulement de puissance, essentielles pour modéliser le comportement des réseaux électriques. Nous étudierons ensuite la méthode de Newton-Raphson, largement adoptée pour la résolution de ces équations, en raison de son efficacité dans l'analyse des systèmes de puissance.

Afin de mieux cerner les effets de l'intégration éolienne, nous analyserons deux réseaux de distribution de référence IEEE 33-JB et IEEE 69-JB avant l'ajout des dispositifs de compensation. Ces cas serviront de base comparative pour l'évaluation des performances après optimisation.

Enfin, nous aborderons la formulation détaillée du problème d'optimisation en intégrant les spécificités techniques de l'éolienne. Nous présenterons les approches mono-objectif et multi-objectifs, en insistant sur les fonctions à optimiser et les contraintes propres au réseau. L'objectif est de fournir un cadre rigoureux permettant d'améliorer l'efficacité, la fiabilité et la stabilité des réseaux électriques face aux nouvelles exigences du secteur énergétique.

2.2 Types de Jeux de barres (nœuds) dans le réseau électrique

Pour évaluer les performances d'un système électrique, la planification repose de manière essentielle sur l'analyse de l'écoulement de puissance. Cette analyse permet d'étudier les courants circulant dans les lignes ainsi que les tensions au niveau des jeux de barres, en tenant compte de la structure du réseau ainsi que des puissances injectées et consommées. Elle constitue un outil fondamental pour vérifier le bon fonctionnement du réseau et analyser les échanges d'énergie entre les producteurs et les distributeurs.

Le système électrique peut être modélisé comme un ensemble de jeux de barres (ou nœuds) interconnectés par des impédances. Certains de ces nœuds, correspondant aux générateurs, alimentent des charges qui consomment des puissances complexes, tandis que d'autres peuvent également injecter de l'énergie. On distingue notamment les jeux de barres de type PQ, pour lesquels les puissances active (P) et réactive (Q) sont connues, mais l'amplitude et l'angle de la tension (V, σ) restent à déterminer.

Les jeux de barres PQ sont généralement associés aux charges du réseau. À l'inverse, les jeux de barres de type PV correspondent à des nœuds où la puissance active P et l'amplitude de la tension V sont connues — typiquement ceux connectés aux générateurs — tandis que la puissance réactive Q et l'angle de tension σ sont inconnus. Enfin, le jeu de barres de référence (souvent associé à un générateur dit « de référence » ou « slack ») est celui pour lequel la tension (amplitude V et angle σ) est imposée, alors que les puissances active P et réactive Q doivent être calculées[9],

[10]. Le tableau 2.1 ci-dessous résume les différentes catégories de jeux de barres dans un réseau électrique :

Tableau 2.1: Types des jeux de barres dans un réseau électrique.

Type de JB	Variables inconnues	Variables connues
Référence	P et Q	V et σ
PV	Q et σ	P et V
PQ	V et σ	P et Q

2.3 Les Équations d'écoulement de puissance :

La construction de la matrice d'admittance nodale Y_{bus} s'effectue en première étape de l'analyse des flux de puissance, à partir des paramètres caractéristiques des lignes et transformateurs du réseau. Cette matrice fondamentale permet d'établir la relation matricielle courant-tension selon l'équation 2.1 [3], [11]

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (i, j = 1, 2, \dots n) \quad (2.1)$$

Où :

$$Y_{ii} = \sum_{i,j=1}^n y_{ij} \quad \text{et} \quad Y_{ij} = Y_{ji} = -y_{ij} \quad (2.2)$$

Avec l'équation 2.1, on peut exprimer la puissance apparente complexe au niveau d'un nœud i du réseau électrique selon la formulation suivante [3], [11]:

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* I_i = \sum_{j=1}^n V_i^* V_j Y_{ij} \quad (i, j = 1, 2, \dots n) \quad (2.3)$$

A partir de l'équation 2.3 on peut calculer les puissances active et réactive au jeu de barre i par :

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \sigma_i + \sigma_j) \quad (i, j = 1, 2, \dots n) \quad (2.4)$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \sigma_i + \sigma_j) \quad (i, j = 1, 2, \dots n) \quad (2.5)$$

Où : $V_i = |V_i| \angle \sigma_i$ est la tension au jeu de barre i , $V_j = |V_j| \angle \sigma_j$ est la tension au jeu de barre j , $Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij}$ est l'admittance shunt entre le jeu de barre i et jeu de barre j .

2.4 Calcul d'Écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson :

La méthode de Newton-Raphson représente un algorithme itératif puissant pour la résolution de systèmes d'équations non linéaires. Son principe fondamental repose sur la linéarisation des équations par troncature du développement en série de Taylor au premier ordre. Dans le domaine des études de réseaux électriques, cette méthode s'est imposée comme l'approche privilégiée pour les calculs de flux de puissance, offrant plusieurs avantages décisifs. Comme le soulignent les références [9], [10]. cette méthode constitue un outil fiable pour l'analyse des réseaux électriques, notamment dans les situations présentant des défis particuliers que les approches alternatives ne peuvent sur

C Chaque nœud du réseau électrique est caractérisé par ses écarts de puissance, exprimés à travers les résidus $\Delta P_i^{(k)}$ et $\Delta Q_i^{(k)}$ calculés comme suit [9]:

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^0 - P_i^{(k)} \quad (2.6)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^0 - Q_i^{(k)} \quad (2.7)$$

La méthode de Newton permet de linéariser le système d'équations non-linéaires 2.6 et 2.7 par un développement de Taylor au premier ordre, conduisant à la formulation matricielle caractéristique [3]:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \sigma \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Où :

$$J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

La relation linéarisée entre les variations des variables d'état et les écarts de puissance s'exprime par le système matriciel suivant [9]:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \sigma_2} & \dots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \sigma_n} & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \sigma_2} & \dots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \sigma_n} & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \sigma_2} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \sigma_n} & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \sigma_2} & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \sigma_n} & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \sigma_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \sigma_n^{(k)} \\ \Delta |V_2^{(k)}| \\ \vdots \\ \Delta |V_n^{(k)}| \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

La matrice Jacobienne est composée d'éléments partiellement dérivés des équations 2.4 et 2.5 en fonction des modules et des angles de phase des tensions. On peut les calculer de la manière suivante [3], [9]:

1. Composants de la sous-matrice J_1

$$\frac{\partial P_i}{\partial \sigma_i} = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \sigma_i + \sigma_j) \quad (2.11)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \sigma_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \sigma_i + \sigma_j) \quad (2.12)$$

2. Composants de la sous-matrice J_2

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |Y_{ii}| \cos(\theta_{ii}) + \sum |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \sigma_i + \sigma_j) \quad (2.13)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \sigma_i + \sigma_j) \quad (2.14)$$

3. Composants de la sous-matrice J_3

$$\frac{\partial P_i}{\partial \sigma_i} = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \sigma_i + \sigma_j) \quad (2.15)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \sigma_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \sigma_i + \sigma_j) \quad (2.16)$$

4. Composants de la sous-matrice J_4

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |Y_{ii}| \sin(\theta_{ii}) + \sum |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \sigma_i + \sigma_j) \quad (2.17)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \sigma_i + \sigma_j) \quad (2.18)$$

La méthode de résolution procède selon une approche itérative basée sur le système matriciel de l'équation 2.8 :

$$\begin{bmatrix} \Delta \sigma \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Les estimations récentes des tensions des jeux de barres sont les suivantes :

$$\sigma_i^{k+1} = \sigma_i^k + \Delta \sigma_i^k \quad (2.20)$$

$$|V_i^{k+1}| = |V_i^k| + \Delta |V_i^k| \quad (2.21)$$

Cette procédure itérative spécifiquement adaptée aux réseaux de distribution radiaux s'effectue selon une séquence rigoureuse [3]:

Initialisation :

- Acquisition des paramètres réseau (topologie, impédances, charges)
- Définition des critères d'arrêt ($\epsilon = 10^{-4}$ typiquement, $K_{max} = 20$ itérations)
- Initialisation des tensions nodales (1 p.u. pour les modules, 0 rad pour les angles sauf référence)

Processus itératif :

1. Construction de Y_{bus} à partir des données ligne/transformateur
2. Calcul des injections de puissance (P_{calc} , Q_{calc}) via les équations 2.4 et 2.5
3. Détermination des écarts (ΔP , ΔQ) par rapport aux puissances spécifiées
4. Test de convergence : $\max(|\Delta P|, |\Delta Q|) < \epsilon$?
 - Si oui : calcul final des flux ligne et terminaison
 - Si non : poursuite du processus

Mise à jour des variables :

5. Évaluation des éléments de la Jacobienne réduite (dérivées partielles)
6. Résolution du système linéaire en utilisant l'équation 2.8
7. Actualisation des variables d'état par les équations 2.20 et 2.21
8. Retour à l'étape 2 avec les nouvelles valeurs

2.5 Solution d'écoulement de puissance avant l'intégration de l'éolienne

2.5.1 Réseau IEEE 33-JB

Cette étude examine en premier lieu le réseau IEEE 33-JB, un système de référence composé de 33 nœuds et 32 lignes de distribution. Caractérisé par une tension nominale de 12,66 kV, ce réseau présente des charges totales de 3,715 MW et 2,300 MVAr. La topologie complète du système est illustrée par le schéma unifilaire de la figure 2.1 [3]:

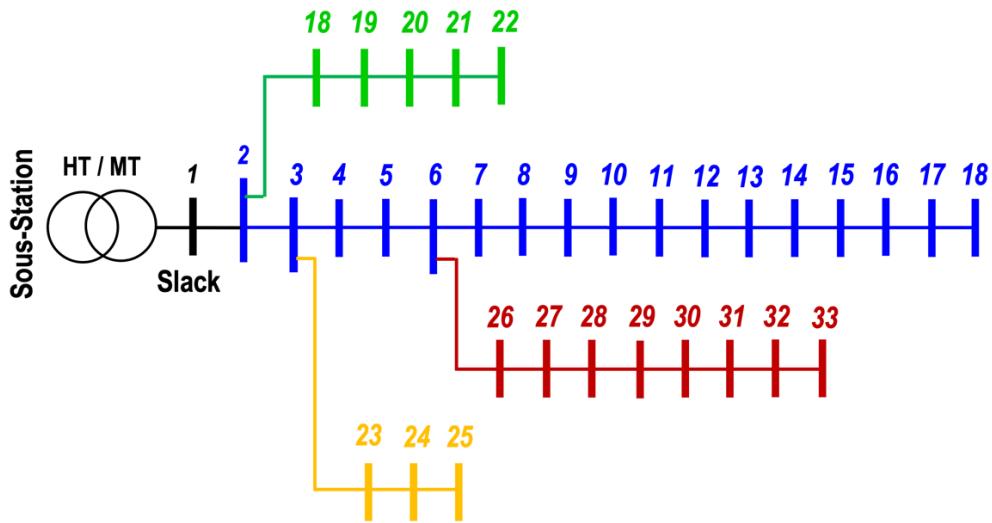


Figure 2.1 : schéma unifilaire de réseau IEEE 33-JB.

Le tableau regroupe les résultats de l'analyse d'écoulement de puissance pour ce réseau.

Tableau 2.2: Résultats d'écoulement de puissance pour le réseau IEEE 33-JB

Paramètres	P_d (kW)	Q_d (kVar)	PAT (kW)	PRT (kVar)	V_{min} (p.u.)	V_{max} (p.u.)
Valeurs	3715	2300	210.9875	143.1284	0.9038	1.0000

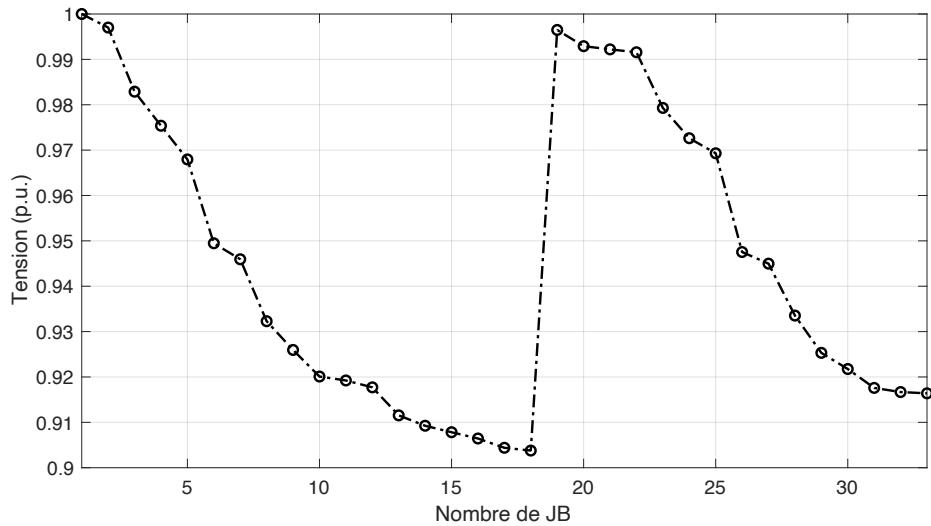


Figure 2.2 : La tension avant éolienne : IEEE 33-JB

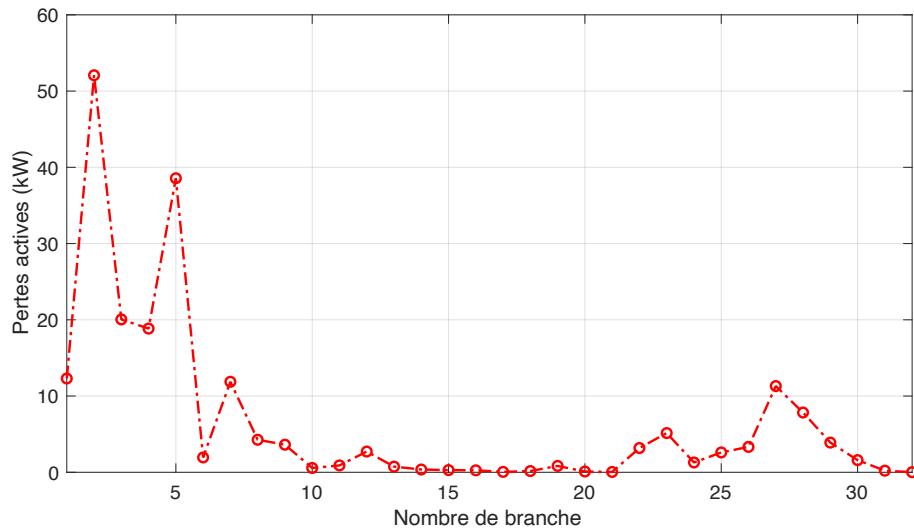


Figure 2.3 : Les pertes actives avant éolienne : IEEE 33-JB

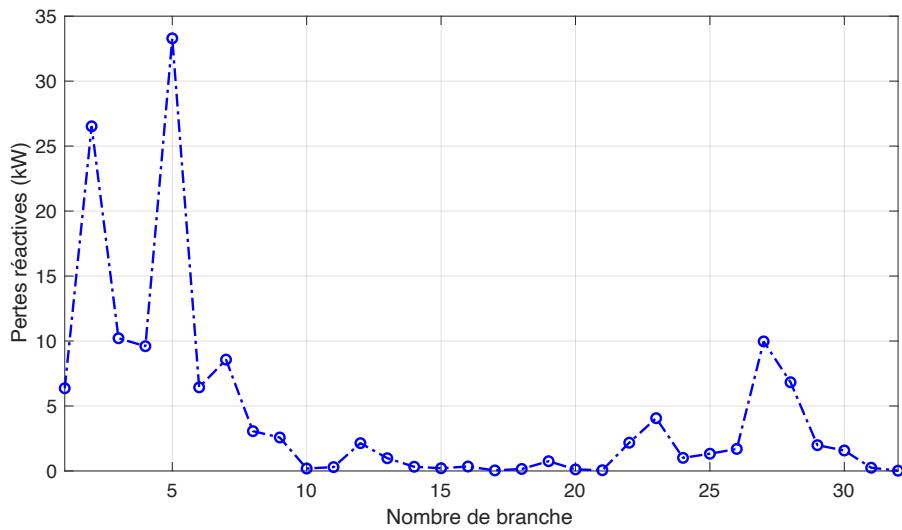


Figure 2.4 : les pertes réactive avant éolienne : IEEE-33-JB

La figure 2.2 présente les profils des tensions dans le réseau IEEE 33-JB avant l'intégration de la source éolienne. On observe une chute de tension marquée sur deux portions distinctes du réseau : entre les nœuds 6 à 18 et entre les nœuds 26 à 33. Le nœud 18 enregistre la tension la plus faible de l'ensemble du système avec seulement 0,9038 p.u., révélant ainsi une zone critique nécessitant une attention particulière pour améliorer la stabilité et la qualité de l'alimentation électrique.

Les figures 2.3 et 2.4 illustrent respectivement les pertes actives et réactives dans les différentes branches du réseau. Les branches 2, 3 et 5 présentent les dissipations d'énergie les plus importantes, avec des pertes actives atteignant 52,0768 kW, 20,0534 kW et 38,5656 kW, et des pertes réactives de 26,5243 kVar, 10,2130 kVar et 33,2917 kVar. Ces résultats mettent en évidence les axes les plus critiques du réseau, où des actions correctives pourraient permettre d'optimiser significativement l'efficacité énergétique globale.

2.5.2 Réseau IEEE 69-JB

Cette étude examine en premier lieu le réseau IEEE 69-JB, un système de référence composé de 33 nœuds et 32 lignes de distribution. Caractérisé par une tension nominale de 12,66 kV, ce réseau présente des charges totales de 3791.89 MW et 2694.10 MVar. La topologie complète du système est illustrée par le schéma unifilaire de la figure 2.5 [3]:

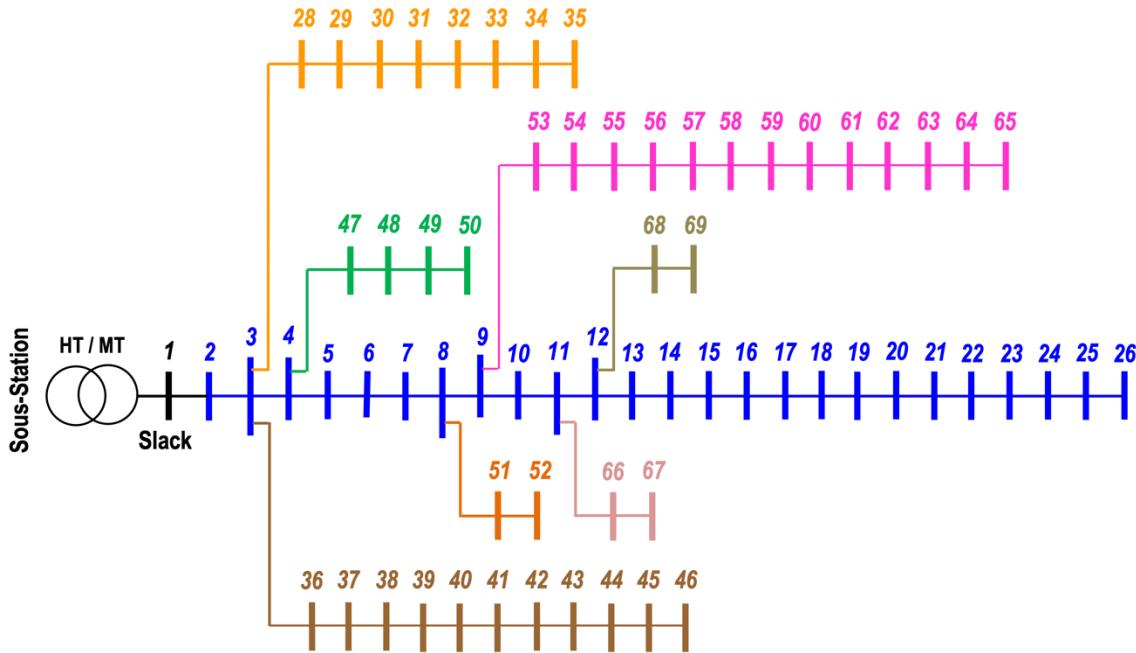


Figure 2.5 : Schéma unifilaire de réseau IEEE 69-JB

Le tableau 2.3 présente les résultats de l'analyse d'écoulement de puissance pour le réseau 69-JB.

Tableau 2.3 : Résultats d'écoulement de puissance pour le réseau IEEE 69-JB

Paramètres	P_d (kW)	Q_d (kVar)	PAT (kW)	PRT (kVar)	V_{min} (p.u.)	V_{max} (p.u.)
Valeurs	3791.89	2694.10	224.9480	102.1406	0.9092	1.0000

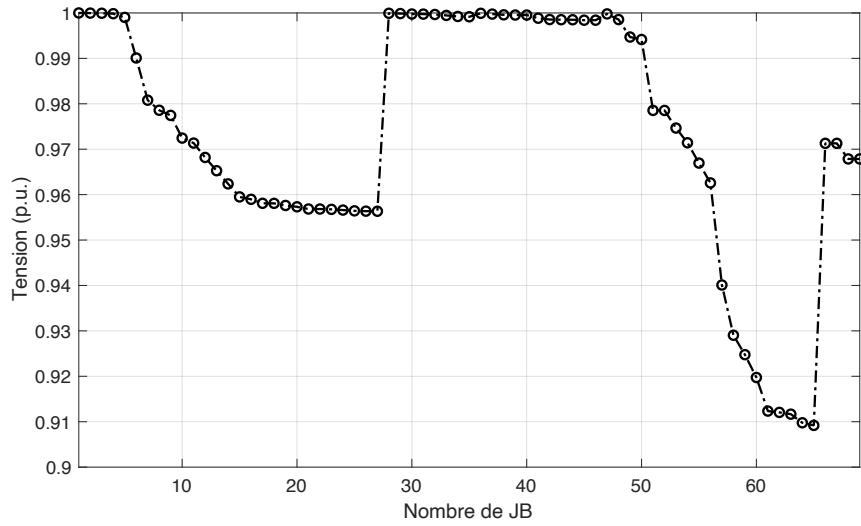


Figure 2.6 : La tension avant éolienne : IEEE 69-JB

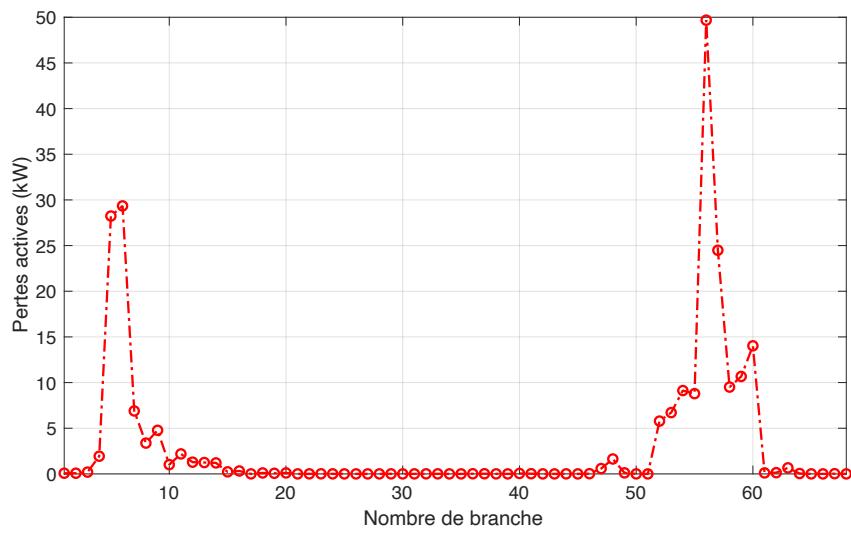


Figure 2.7 : Les pertes actives avant ÉOLIENNE: IEEE 69-JB

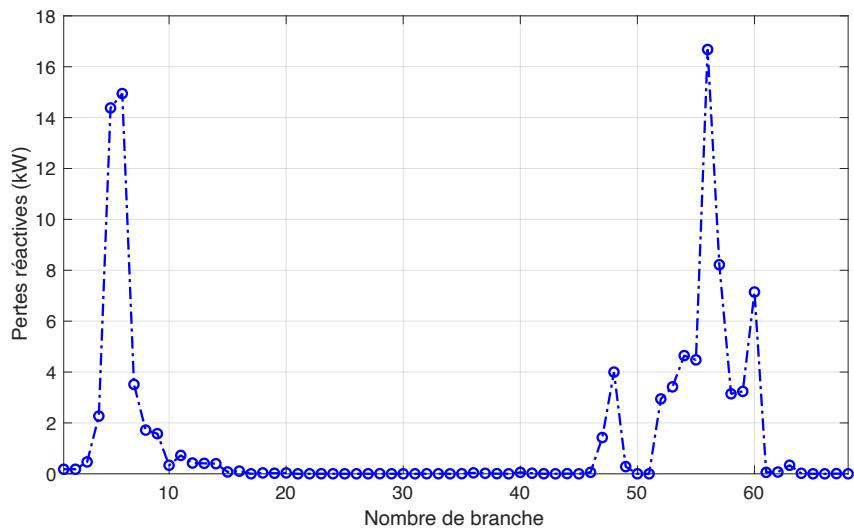


Figure 2.8 : Les pertes réactives avant éolienne : IEEE 69-JB

La figure 2.6 représente la tension du réseau IEEE 69-JB avant l'ajout de la source éolienne. On observe une dégradation progressive des tensions entre les nœuds 57 à 65, avec un minimum critique de 0.9092 p.u. atteint au nœud 65. Cette chute importante révèle des faiblesses structurelles dans cette zone du réseau, susceptibles d'affecter la qualité de l'alimentation électrique pour les utilisateurs connectés à ces nœuds.

Les figures 2.7 et 2.8 relevent que les pertes actives et réactives sont plus élevées dans les branches 56, 6, 5, 57 et 60. La branche 56 représente le point critique avec 49,6845 kW de pertes actives de 22% du total et 16,6771 kVa de pertes réactives et. Pour les branches 6 et 5 sont avec pertes actives avoisinant 30 kW chacune.

2.6 Formulation du problème d'optimisation pour l'intégration de l'éolienne

2.6.1 Définition de l'optimisation

L'optimisation constitue une discipline mathématique et informatique visant à développer, mettre en œuvre et valider des algorithmes capables de résoudre des problèmes complexes de minimisation ou maximisation. Plus précisément, ce processus consiste à identifier les paramètres opératoires permettant d'atteindre l'optimum (minimum ou maximum) d'une fonction objectif, tout en satisfaisant un ensemble de contraintes imposées aux variables du système [12], [13].

Les méthodes traditionnelles se sont principalement focalisées sur des problématiques mono-objectif. Cependant, face aux besoins croissants des applications réelles nécessitant la satisfaction simultanée de plusieurs critères souvent antagonistes (comme coût/performance ou précision/rapidité), la communauté scientifique a développé des approches multi-objectifs innovantes [13]. Ces techniques permettent d'explorer des solutions de compromis optimales (front de Pareto) entre différents objectifs concurrents.

2.6.2 Optimisation mono-objectif

L'optimisation mono-objectif se caractérise par la recherche de optimum global (minimum ou maximum) d'une unique fonction critère, la formulation générale s'exprime [3]:

$$\begin{cases} \min f(x), \\ g(x) = 0, \\ h(x) \leq 0 \end{cases} \quad (2.22)$$

Où $f(x)$ représente la fonction objectif, $g(x)$ et $h(x)$ sont les contraintes d'égalité et d'inégalité respectivement :

2.6.3 Optimisation multi-objectifs

Ce type d'optimisation est classé en deux grandes catégories, les méthodes d'optimisation basées sur Pareto et un des méthodes basées sur la somme pondérée.

2.6.3.1 Optimum de Pareto

Le principe de dominance Pareto, introduit par l'économiste-mathématicien Vilfredo Pareto. Constitue le fondement théorique des méthodes modernes d'optimisation multi-objectifs. Ces approches algorithmiques se structurent autour de deux axes complémentaires : d'une part, la génération systématique d'un ensemble de solutions non-dominées formant le front de Pareto, permettant d'explorer les différents compromis entre objectifs contradictoires ; d'autre part, l'implémentation de mécanismes de sélection sophistiqués intégrant des critères supplémentaires ou des règles de décision a posteriori pour identifier la solution Pareto-optimale la plus pertinente selon le contexte d'application. Cette double logique - production exhaustive puis sélection raisonnée - offre un cadre rigoureux pour résoudre des problèmes complexes nécessitant l'optimisation simultanée de plusieurs critères souvent antagonistes [3], [14]:

$$\begin{cases} \min F(x) = [f_1(x), f_2(x) \dots f_n(x)] \\ g(x) = 0 \\ h(x) \leq 0 \end{cases} \quad (2.23)$$

Où $F(x)$ est le vecteur des fonctions objectif.

2.6.3.2 Méthode de la somme pondérée

Dès 1963, une méthode pionnière a été développée pour reformuler un problème multi-objectifs en un problème mono-objectif. Cette approche, désormais classique, repose sur l'agrégation pondérée des différentes fonctions objectifs. Chaque critère est multiplié par un coefficient de pondération positif, reflétant son importance relative selon les préférences du décideur. Ces poids, normalisés entre 0 et 1 avec une somme unitaire ($\sum w_i = 1$) [15]:

$$\begin{aligned} \min F(x) &= [\omega_1 f_1(x), \omega_2 f_2(x) \dots \omega_n f_n(x)] \\ g(x) &= 0 \\ h(x) &\leq 0 \end{aligned} \quad (2.24)$$

Où

$$\sum_{i=1}^n \omega_i = 1 \quad \text{et} \quad \omega_i > 0 \quad (2.25)$$

2.6.4 Modélisation de la ligne de distribution

Le schéma équivalent basique pour une ligne de distribution radiale entre deux ensembles de barres i et j est représenté sur la Figure 2.9 :

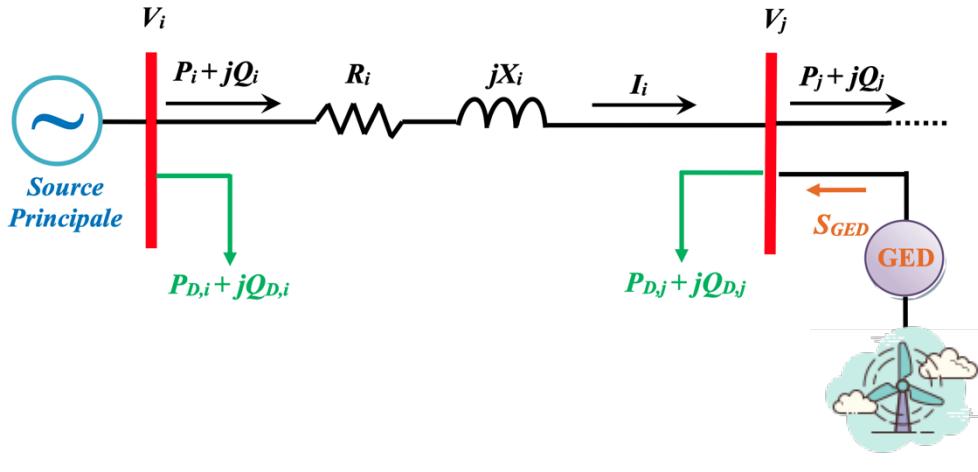


Figure 2.9 : Schéma unifilaire d'une ligne de distribution en présence de l'éolienne.

2.7 Fonction multi-objectifs

Pour résoudre efficacement le problème d'intégration optimale des éoliennes, nous avons développé une approche unifiée combinant cinq critères essentiels en une fonction objectif globale. Cette méthodologie repose sur une somme pondérée des différentes fonctions objectifs, où chaque terme reflète une dimension spécifique de la performance du réseau :

- L'indice de Pertes Actives Totales (PAT_I),
- L'indice de Pertes Réactives Totales (PRT_I),
- L'indice de Stabilité de Tension (VSI_I)
- L'indice de Coût Annuel des Pertes (CAP_I),

Cette fonction est exprimée par :

$$FMO = \min (w_1 \times PAT_I + w_2 \times PRT_I + w_3 \times VSI_I + w_4 \times CAP_I) \quad (2.26)$$

Où

$$\omega_1 + \omega_2 + \omega_3 + \omega_4 = 1 \quad (2.27)$$

avec $\omega_1 = 0.3, \omega_2 = 0.3, \omega_3 = 0.2, \omega_4 = 0.2$

Les paramètres PAT_I, PRT_I, VSI_I et CAP_I sont calculés comme suit :

$$PAT_I = \frac{PAT_{\text{après DS}}}{PAT_{\text{avant DS}}} \quad (2.28)$$

$$PRT_I = \frac{PRT_{\text{après DS}}}{PRT_{\text{avant DS}}} \quad (2.29)$$

Et :

$$VSI_I = \frac{VSI_{\text{avant DS}}}{VSI_{\text{après DS}}} \quad (2.30)$$

$$CAP_I = \frac{CAP_{\text{après DS}}}{CAP_{\text{avant DS}}} \quad (2.31)$$

Où

$$PAT(i,j) = R_{ij} \frac{(P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)}{V_i^2} \quad (2.32)$$

$$PRT(i,j) = X_{ij} \frac{(P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)}{V_i^2} \quad (2.33)$$

Où le jeu de barre pour lequel la valeur VSI est mauvaise est connu pour être sensible à l'effondrement de tension. Cet indice est formulé comme suit [16]:

$$VSI_j = V_i^4 - 4 \cdot (P_j X_i - Q_j R_i)^2 - 4 \cdot (P_j R_i - Q_j X_i)^2 \cdot V_i^2 \quad (2.34)$$

Le CAP peut être calculé comme montre l'équation, où K_p est le coût incrémental de la perte de puissance est égal à 0.06 \$/kW, et T est le nombre d'heures par an est égal à 8760 h [10]

:

$$CAP(i,j) = PAT(i,j) \times K_p \times T \quad (2.35)$$

2.7.1 Contraintes du réseau de distribution et de l'éolienne

A. Contraintes du réseau de distribution :

Équilibre entre la production et la demande : à chaque nœud du réseau, la puissance injectée (production) doit exactement compenser la puissance soutirée (demande). Plus précisément, pour tout jeu de barres i, la somme algébrique des puissances doit satisfaire [16]:

$$P_G + Q_{Eol} = P_D + PAT \quad (2.36)$$

$$Q_G + Q_{Eol} = Q_D + PRT \quad (2.37)$$

Limites des tensions : La stabilité et la qualité de l'alimentation électrique imposent des limites strictes sur les amplitudes de tension aux différents jeux de barres. Pour les réseaux tests IEEE 33-JB et 69-JB, cette contrainte s'exprime par l'inégalité suivante [18]

:

$$V_{min} \leq |V| \leq V_{max} \quad (2.38)$$

Limite de chute de tension : La chute de tension (ΔV) le long des lignes du réseau doit être maintenue dans des limites admissibles pour garantir des conditions de fonctionnement optimales. Cette contrainte peut être exprimée analytiquement comme suit [16]:

$$|V_1 - V_i| \leq \Delta V_{max} \quad (2. 39)$$

Capacité de la ligne : La conception et l'exploitation des réseaux électriques doivent impérativement tenir compte des limites thermiques des conducteurs, comme l'exprime la contrainte fondamentale[16] :

$$|S_{ij}| \leq |S_{max}| \quad (2. 40)$$

B. Contraintes de l'éolienne :

Limites de capacité de l'éolienne : L'intégration des parcs éoliens doit respecter des limites de capacité strictes pour garantir la stabilité du réseau. Ces contraintes s'expriment par :[19]

$$P_{Eol}^{min} \leq P_{Eol} \leq Q_{Eol}^{max} \quad (2. 41)$$

$$Q_{Eol}^{min} \leq Q_{Eol} \leq Q_{Eol}^{max} \quad (2. 42)$$

Position des éoliennes : L'installation des éoliennes est soumise à des règles précises concernant leur localisation dans le réseau. Tous les jeux de barres sont potentiellement installables, à l'exception du jeu de barre de référence, qui est le jeu de barre 1 [17]:

$$2 \leq Eol_{position} \leq NJB \quad (2. 43)$$

Nombre de l'éolienne : Le nombre de l'éolienne installées dans le réseau de distribution est limité par le nombre maximum $N_{Eol,max}$:[19]

$$N_{DS} \leq N_{Eol,max} \quad (2. 44)$$

Emplacement des éoliennes : L'étude considère une configuration avec une seule éolienne implantée à un emplacement unique dans le réseau. Cette approche implique les restrictions suivantes [19]:

$$N_{Eol}/Emplacement \leq 1 \quad (2. 45)$$

2.8 Principe d'optimisation par essaim de salpes (SSA)

Mirjalili et al. Ont développé l'algorithme de d'optimisation par essaim de salpes (en anglais Salp Swarm Algorithm (SSA)) en 2017 qui est une méta-heuristique innovante inspirée du comportement collectif des salpes, des organismes marins translucides de la famille des Salpidae. Ces créatures, caractérisées par leur morphologie cylindrique et leur mode de déplacement par propulsion hydrodynamique (aspiration et rejet d'eau à travers leur corps), servent de modèle biologique à cet algorithme.

2.8.1 Modèle mathématique proposé pour déplacer les chaînes des salpes

L'algorithme SSA structure sa population en deux groupes distincts : un leader unique et des suiveurs. Le leader, positionné en tête de chaîne, guide l'exploration vers les régions prometteuses de l'espace de recherche, tandis que les suiveurs ajustent itérativement leurs positions selon un mécanisme de mise à jour séquentielle qui maintient la cohésion du groupe. Cette modélisation reproduit le comportement naturel des salpes où chaque individu ($i > 1$) suit directement son prédecesseur ($i-1$), créant ainsi une chaîne dynamique qui combine efficacement exploration globale et exploitation locale. La position du leader est continuellement recalculée en fonction de la meilleure solution courante, alors que les suiveurs se déplacent selon des règles d'interaction simplifiées reflétant leur dépendance hiérarchique [20], [21].

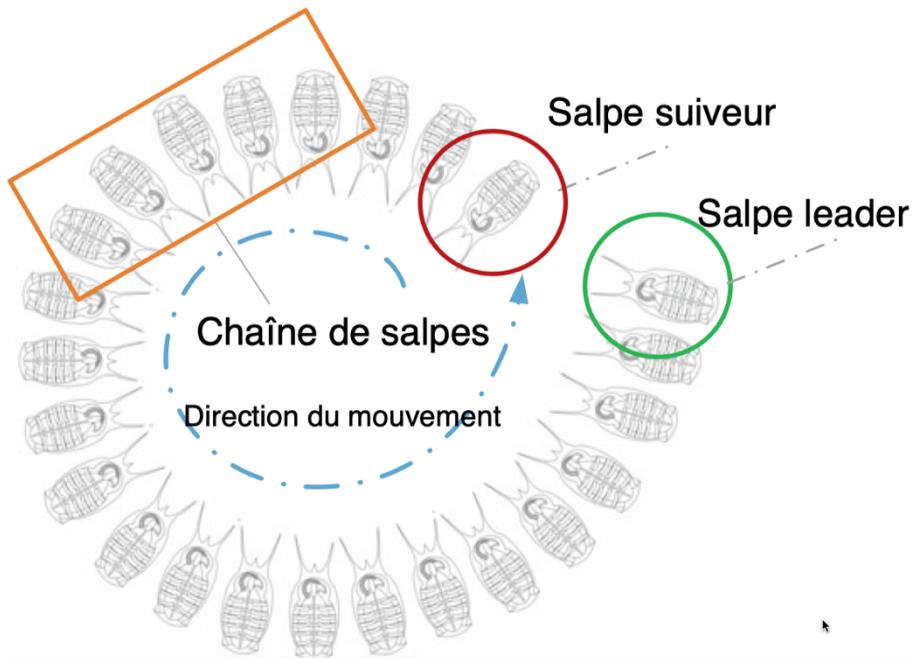


Figure 2.10 : Illustration de la chaîne de salpes et du concept de leader et de suiveur

La population de salpes X est constituée de N agents de d -dimensionnelle. Par conséquent, il peut être exposé par une matrice $N \times d$ -dimensionnelle, comme représente l'équation suivante[20], [21] :

$$x = \begin{bmatrix} x_1^1 & x_2^1 & \dots & x_d^1 \\ x_1^2 & x_2^2 & \dots & x_d^2 \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ x_1^N & x_2^N & \dots & x_d^N \end{bmatrix} \quad (2.46)$$

La position du leader, est calculé par l'équation :

$$x_j^1 = \begin{cases} F_j + c_1((ub_j - lb_j)c_2 + lb_j) & c_3 \geq 0.5 \\ F_j - c_1((ub_j - lb_j)c_2 + lb_j) & c_3 \leq 0.5 \end{cases} \quad (2.47)$$

La dynamique du leader dans l'algorithme d'optimisation par essaim de salpes (SSA) est régie par une équation clé qui détermine sa position dans chaque dimension j de l'espace de recherche. Cette équation fait intervenir plusieurs paramètres essentiels : F_j représente la position actuelle de la source de nourriture (correspondant à la meilleure solution trouvée), tandis que ub_j et lb_j délimitent respectivement les bornes supérieure et inférieure de l'espace de recherche dans cette dimension. Le déplacement est influencé par trois coefficients aléatoires (c_1, c_2, c_3) qui introduisent une composante stochastique dans le processus d'optimisation. Parmi ces coefficients, c_1 joue un rôle primordial en contrôlant l'équilibre délicat entre l'exploration (recherche de nouvelles zones prometteuses) et l'exploitation (affinement des solutions existantes). Son importance est telle qu'il fait l'objet d'une mise à jour spécifique au cours des itérations, suivant généralement une loi décroissante qui permet de transitionner progressivement d'une recherche globale en début de processus à une recherche plus locale en phase finale[13], [14].

$$c_1 = 2e^{\left(\frac{4l}{L}\right)^2} \quad (2.48)$$

Où l est l'itération actuelle et L est le nombre maximal d'itérations. Les paramètres c_2 et c_3 sont des nombres aléatoires générés uniformément dans l'intervalle de $[0,1]$. Pour mettre à jour la position des suiveurs, l'équation suivante est utilisée (loi de mouvement du Newton) :

$$x_j^i = \frac{1}{2}(x_j^i + x_j^{i-1}) \quad (2.49)$$

Le pseudo code de l'algorithme SSA est représenté ci-dessous :

Algorithme : Pseudo-code de l'algorithme SSA

```

1 début
2   Générer la population initiale  $X_i$  ( $i = 1, 2, \dots, N$ )
3   tant que  $t < \text{nombre maximal d'itérations}$  faire
4     Déterminer la valeur de la fonction objectif de chaque solution
5     Définir  $F$  (meilleure salpe) comme la salpe leader
6     Mettre à jour la valeur de  $c_1$  selon l'équation 2.48
7     pour  $i = 1$  à  $N$  faire
8       si  $i=1$  alors
9         | Mettre à jour la position de leader selon l'équation 2.47
10        sinon
11          | Mettre à jour les positions des suiveurs selon l'équation 2.49
12        fin
13      fin
14      Mettre à jour la population en utilisant les limites supérieure et inférieure des variables
15       $t = t + 1$ 
16    fin
17    Retourner  $F$ 
18 fin

```

2.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons traité la problématique de la formulation des problèmes d'optimisation appliqués aux réseaux de distribution électrique, en mettant un accent particulier sur l'intégration de dispositifs de compensation comme l'éolienne. Nous avons d'abord posé les fondements théoriques indispensables, en introduisant les équations d'écoulement de puissance et la méthode de Newton-Raphson, éléments clés pour l'analyse et la compréhension du fonctionnement des réseaux.

L'étude préalable des réseaux IEEE 33-JB et IEEE 69-JB, avant l'ajout de l'éolienne, nous a permis de cerner les conditions initiales et les contraintes spécifiques de ces systèmes, étape fondamentale pour évaluer les effets potentiels des méthodes d'optimisation envisagées.

Par ailleurs, nous avons examiné la définition des fonctions objectifs en optimisation mono-objectif et multi-objectifs ainsi que les contraintes propres aux réseaux électriques et aux dispositifs éoliens. Cette analyse a contribué à enrichir notre compréhension des paramètres influençant les performances des réseaux et à concevoir des stratégies d'optimisation pertinentes.

Nous avons également présenté les algorithmes génétiques, qui représentent une approche puissante et adaptée pour résoudre des problèmes complexes en générant des solutions à la fois robustes et efficaces.

En somme, ce chapitre a mis en évidence l'importance d'une formulation rigoureuse des problèmes d'optimisation pour accroître l'efficacité des réseaux de distribution. L'intégration d'équipements comme l'éolienne se révèle prometteuse pour diminuer les pertes énergétiques et renforcer la stabilité de tension, tout en répondant aux exigences croissantes des systèmes électriques modernes.

CHAPITRE 03

Chapitre 3: Résultats et discutions

3.1 Introduction

Ce chapitre présente les résultats et analyses obtenus suite à l'optimisation des réseaux de distribution IEEE 33-JB et 69-JB intégrant une source éolienne. Notre étude vise à évaluer l'impact de cette intégration sur plusieurs paramètres critiques : la réduction des pertes actives et réactives, l'amélioration de la stabilité des tensions, et l'optimisation des coûts énergétiques.

L'analyse s'articule autour de quatre axes principaux. Premièrement, nous examinerons les courbes de convergence de l'algorithme SSA (Salp Swarm Algorithm) pour démontrer son efficacité dans la résolution du problème d'optimisation. Deuxièmement, une comparaison détaillée des performances des réseaux avant et après intégration éolienne sera présentée, mettant en lumière les améliorations obtenues. Troisièmement, nous analyserons spécifiquement l'évolution des profils de tension et la réduction des pertes énergétiques. Enfin, une évaluation économique des gains réalisés complètera cette étude.

3.2 Gestion de l'incertitude de la demande sur 24 heures

3.2.1 Modélisation de la demande de charge horaire

Bien que les valeurs exactes de la charge électrique dans un réseau de distribution soient souvent difficiles à déterminer, les puissances minimale et maximale à chaque jeu de barres sur une période spécifique peuvent généralement être estimées. Concrètement, la charge de puissance est obtenue en multipliant les valeurs nominales (P_{ch0} , Q_{ch0}) par un coefficient de charge (λ), variant entre 0 et 1. Ce modèle d'incertitude de la demande est représenté par les équations 3.1 et 3.2. Ici, λ représente le paramètre de demande de puissance, tandis que P_{ph} et Q_{ph} désignent respectivement les charges active et réactive instantanées. P_{ph0} et Q_{ph0} correspondent quant à eux aux charges nominales [3]:

$$P_{ch}(t) = \lambda(t) \times P_{ch0} \quad (3.1)$$

$$Q_{ch}(t) = \lambda(t) \times Q_{ch0} \quad (3.2)$$

La Figure 3.1 illustre l'évolution de la demande de charge sur une période de 24 heures. Dans cette étude, on considère que la charge des systèmes IEEE suit le profil présenté, avec un pic atteignant 100 % (1 p.u.). L'analyse de la courbe révèle des fluctuations significatives au cours de la journée : la demande culmine à 100 % vers midi, tandis qu'elle atteint son minimum (55 %) aux alentours de 5h00. Ces variations permettent d'anticiper les besoins en puissance et d'optimiser le réseau en conséquence [3].

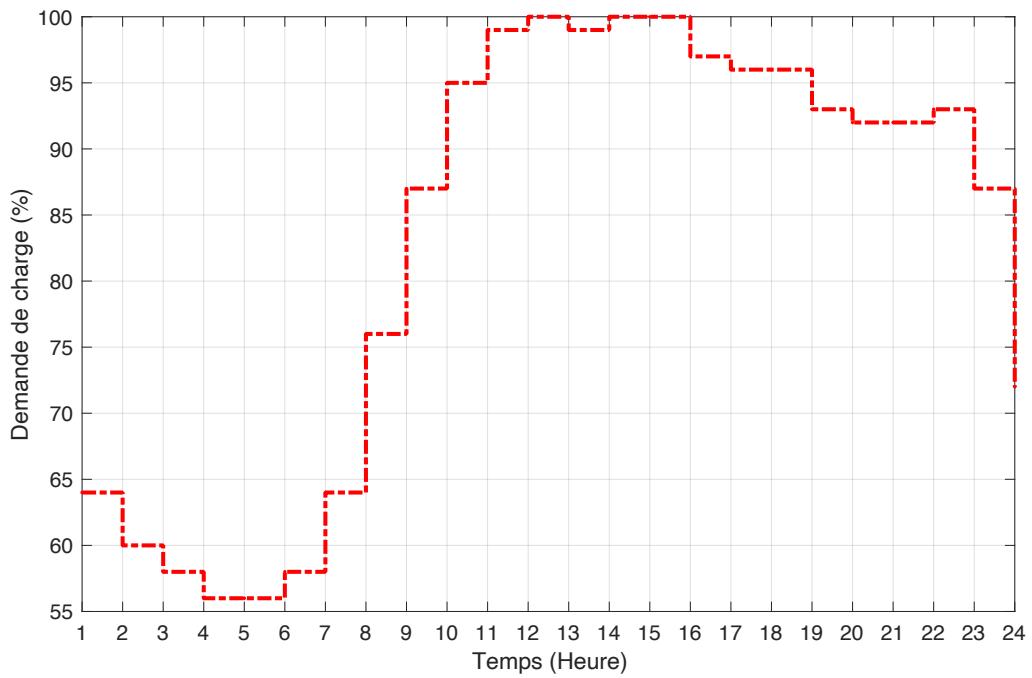


Figure 3.1 : Profils de la demande de charge pendant 24h.

La figure ci-dessous représente la production d'énergie éolienne en fonction du temps sur une période de 24 heures. L'analyse de la figure révèle que l'éolienne produit de l'énergie en continu tout au long de la journée, avec un taux de production minimal d'environ 20 % (observé vers 8h00) et un pic atteignant 100 % (vers 17h00). Cette tendance confirme une corrélation directe entre l'intensité du vent et la puissance générée : plus les conditions sont venteuses, plus la production augmente [3].

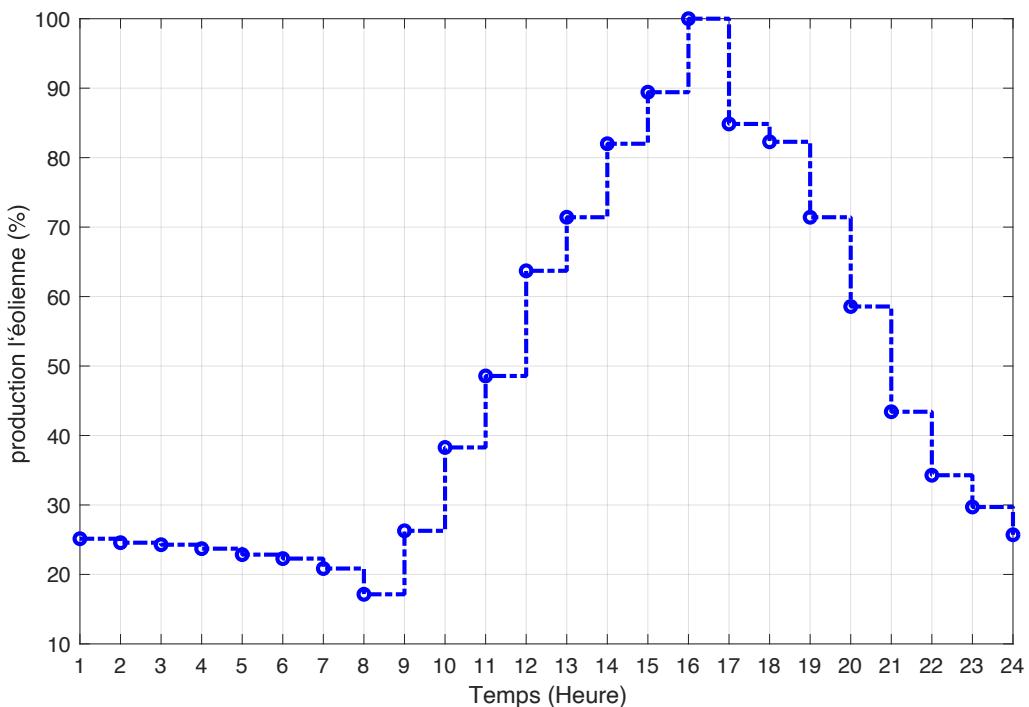


Figure 3.2 : Le profil de production de l'éolienne pendant 24h

3.2.2 La fonction multi-objectifs

Cette section aborde le problème d'optimisation multi-objectifs au moyen d'une fonction objectif dédiée à l'intégration des éoliennes dans les réseaux de distribution. Cette fonction a pour but de minimiser simultanément les paramètres suivants :

- $PAT(t)$ représente les pertes actives totales à l'heure t
- $PRT(t)$ représente les pertes réactives totales à l'heure t
- $VSI(t)$ représente l'Indice de stabilité de la tension à l'heure t
- $CAP(t)$ représente le coût annuel des pertes à l'heure t

La fonction multi-objectifs est exprimée comme suit :

$$FMO = \min \sum_{t=1}^{24} (w_1 \times PAT_I(t) + w_2 \times PRT_I(t) + w_3 \times VSI_I(t) + w_4 \times CAP_I(t)) \quad (3.3)$$

Paramètres de pondération :

$\omega_1, \omega_2, \omega_3, \omega_4$ Sont des coefficients de pondération normalisés vérifiant $\omega_1 + \omega_2 + \omega_3 + \omega_4 = 1$

Dans cette étude, les valeurs retenues sont $\omega_1 = 0.3, \omega_2 = 0.3, \omega_3 = 0.2, \omega_4 = 0.2$

Cette fonction d'optimisation permet d'améliorer les performances globales du réseau électrique en intégrant les variations horaires de la charge sur une journée complète. En transformant le problème multi-objectifs complexe en une formulation mono-objectif pondérée, elle offre une approche pratique pour déterminer une solution optimale équilibrée. Cette solution unique parvient à concilier simultanément trois exigences fondamentales du réseau : la minimisation des pertes d'énergie actives et réactives, l'amélioration de la stabilité de la tension, et la réduction des coûts d'exploitation. L'approche repose sur une évaluation globale des paramètres du réseau, combinant leur évolution temporelle avec des coefficients de pondération reflétant les priorités opérationnelles. Particulièrement adaptée aux réseaux modernes intégrant des énergies renouvelables variables, cette méthodologie fournit un outil efficace pour optimiser le compromis entre les aspects techniques et économiques, tout en tenant compte de la nature fluctuante de la production éolienne et de la demande électrique.

3.3 Résultats d'optimisation

Les courbes de la Figure 3.3 montrent la convergence de la fonction objectif pour l'optimisation tenant compte des variations de demande sur 24 heures. Les courbes montrent une convergence rapide et stable de l'algorithme d'optimisation (SSA) pour les réseaux IEEE 33-JB et 69-JB. Ce qui indique que l'algorithme est capable de s'adapter aux variations horaires de la demande et de trouver des solutions optimales en un nombre réduit d'itération. Cette efficacité confirme la capacité de l'algorithme à minimiser les pertes et à améliorer les performances du réseau malgré les fluctuations de charge.

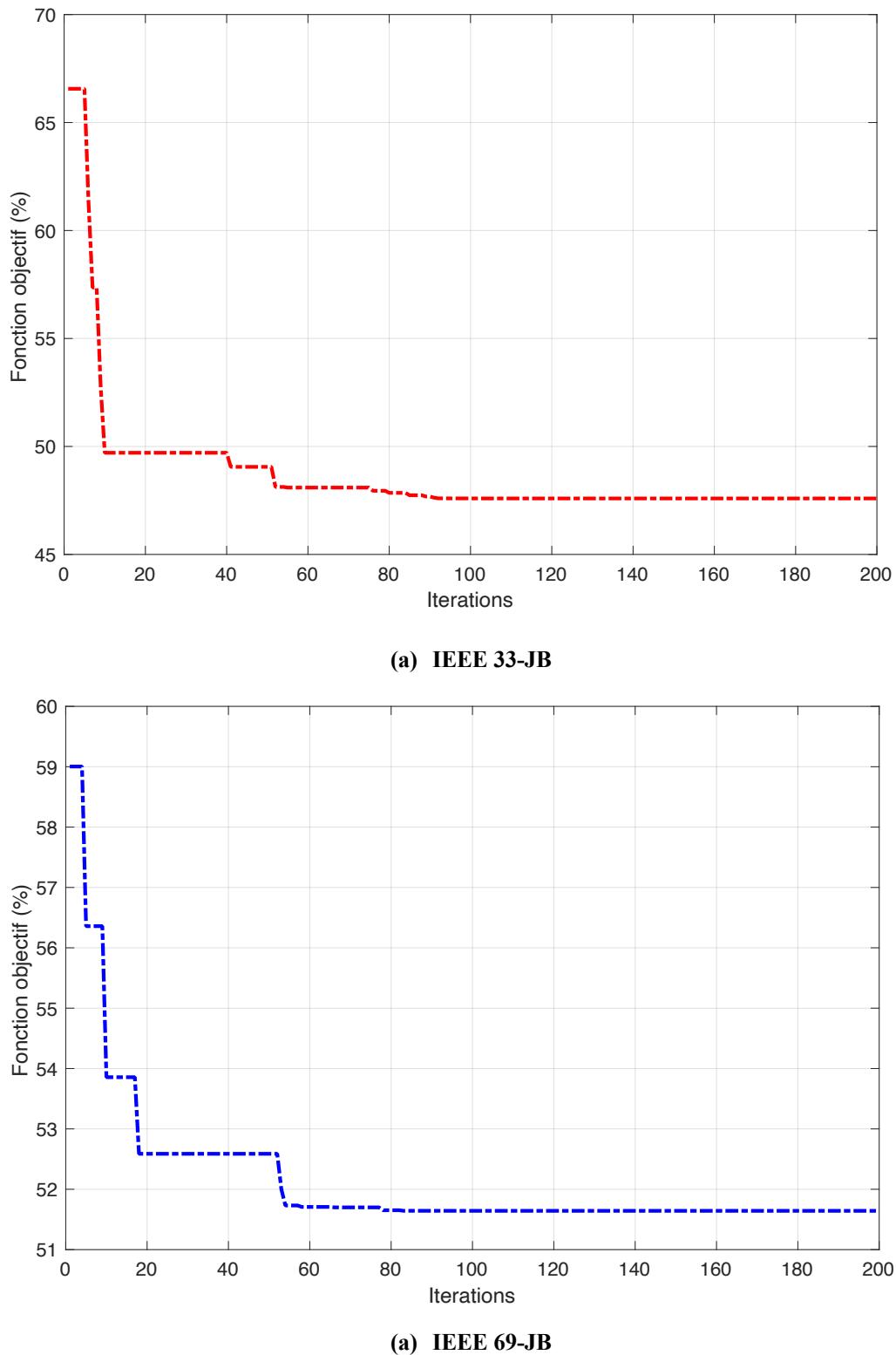


Figure 3.3 : Courbes de convergence

Le tableau présente une analyse comparative des performances des réseaux IEEE 33-JB et 69-JB, évaluant l'impact de l'intégration éolienne sur une période de 24 heures.

Tableau 3.1: Résultats d'optimisation sur 24h

<i>Paramètres</i>	<i>IEEE 33-JB</i>		<i>IEEE 69-JB</i>	
	<i>Avant Eol</i>	<i>Après Eol</i>	<i>Avant Eol</i>	<i>Après Eol</i>
$P_{Eol} (kW)$	---	2144.6	---	1.588.7
$Q_{Eol} (kVar)$	---	1478.5	---	1062.2
<i>Emplacement (JB)</i>	---	6	---	61
$\Sigma P_{AT} (kW)$	3557.1	1818.4	3785.4	1292.7
$\Sigma P_{RT} (kVar)$	2412.2	1326.9	1720.7	651.9575
$\Sigma V_{SI} (p.u.)$	646.5	684.7566	1500.5	1543.4
$\Sigma C_{AP} k\$$	1869.59	955.7595	1989.58	679.5
$\Sigma V_{min}(p.u.)$	22.11	22.6319	22.22	23.0420

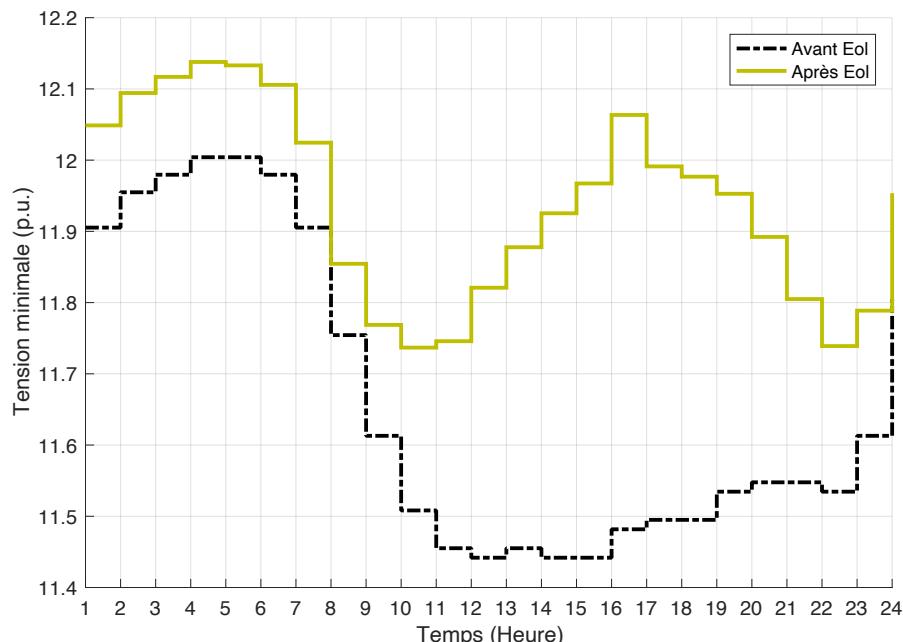
L'emplacement optimal identifié par l'algorithme SSA est le nœud 6, avec une injection de puissance active de 2144.6 kW et réactive de 1478.5 kVar. Qui permet d'obtenir une réduction des pertes actives totales (ΣP_{AT}) de 3557.1 kW à 1818.4 kW, qui représente une diminution de 48.9% (1738.7 kW). Pour Une diminution des pertes réactives totales (ΣP_{RT}) de 2412.2 kVar à 1326.9 kVar, représentant une réduction de 45% (1085.3 kVar économisés. Une augmentation de la tension minimale (ΣV_{min}) passant de 22.11 p.u. à 22.6319 p.u. on observe également une augmentation de l'indice de stabilité de tension (ΣV_{SI}) de 646.5 p.u. à 684.7566 p.u. pour la réduction du coût annuel des pertes (ΣC_{AP}) il estais de 1869.59 k\$ à 955.7595 k\$, qui represente une économisation de 913.83 k\$ (48.9%).

L'algorithme SSA a sélectionné le nœud 61 comme emplacement optimal, avec une injection de 1588.7 kW de puissance active et 1062.2 kVar de puissance réactive. Cela signifie une diminution impressionnante des pertes actives totales (ΣP_{AT}) de 3785.4 kW à 1292.7 kW, équivalant à une réduction de 65.8% qui represente 2492.7 kW d'économisation. De plus, une réduction de 62.1% qui represente 1068.7425 kVar des pertes réactives totales (ΣP_{RT}) de 1720.7 kVar à 651.9575 kVar. On constate également une amélioration de la tension minimale (ΣV_{min}) passant de 22.22 p.u. à 23.0420 p.u. qui conduire à augmentation de l'indice de stabilité de tension (ΣV_{SI}) de 1500.5 p.u. à 1543.4 p.u.. on observe également et une diminution notable du coût annuel des pertes (ΣC_{AP}) de 1989.58 k\$ à 679.5 k\$ qui représente une résuction de 1310.08 k\$ (65.8%).

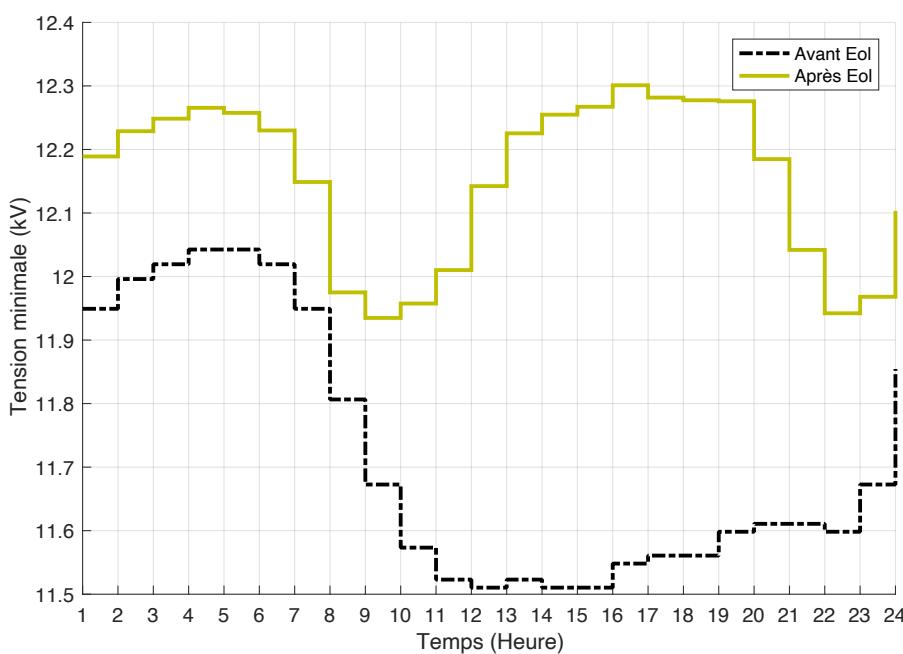
L'optimisation par l'algorithme SSA démontre une amélioration globale des performances des réseaux électriques après intégration éolienne. Les réductions substantielles des pertes actives et réactives, combinées à l'amélioration des paramètres de tension et à la diminution des coûts, confirment l'efficacité de cette approche. Les résultats obtenus avec SSA montrent des performances supérieures dans les deux réseaux testés, avec des gains particulièrement marqués

sur le réseau IEEE 69-JB. Cette méthode d'optimisation permet donc d'améliorer significativement l'efficacité énergétique et la stabilité des réseaux de distribution intégrant des sources d'énergie renouvelable.

La Figure 3.4 montre une comparaison entre les tensions minimales des réseaux IEEE 33-JB et 69-JB avant et après l'intégration de l'éolienne. Pour le réseau IEEE 33-JB, la tension minimale passe de 11.5 kV à presque 12.5. à des valeurs plus élevées et plus stables, réduisant ainsi les risques de sous-tension. De même, pour le réseau IEEE 69-JB, on observe une amélioration significative, avec une tension minimale augmentant de 11.6 kV à 12.4 kV. Ces résultats démontrent que l'intégration éolienne contribue à stabiliser les niveaux de tension, améliorant ainsi la qualité de l'alimentation électrique.



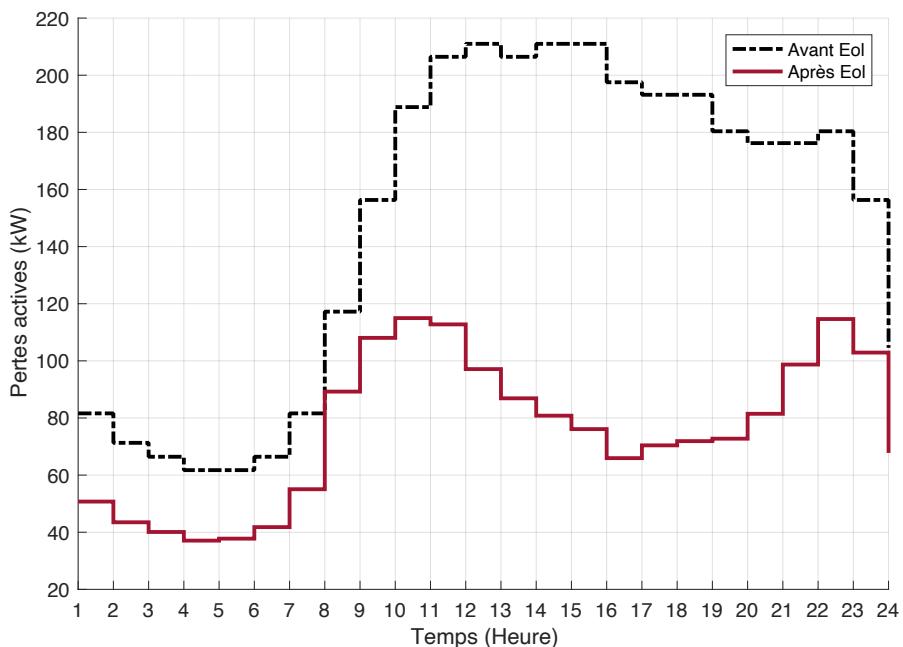
(a) IEEE 33-JB



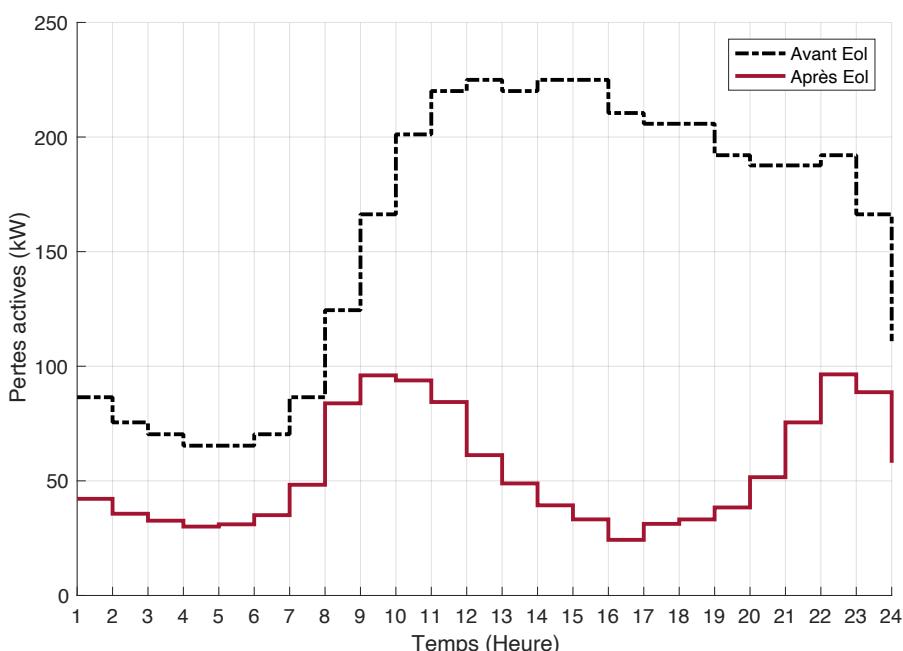
(b) IEEE 69-JB

Figure 3.4 : Profils des tension minimales sur 24h

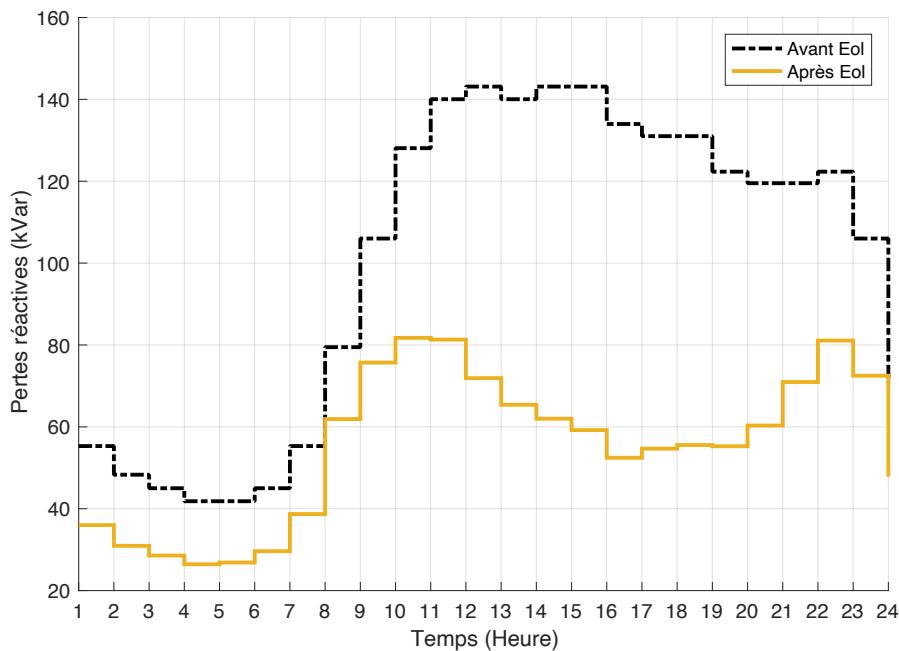
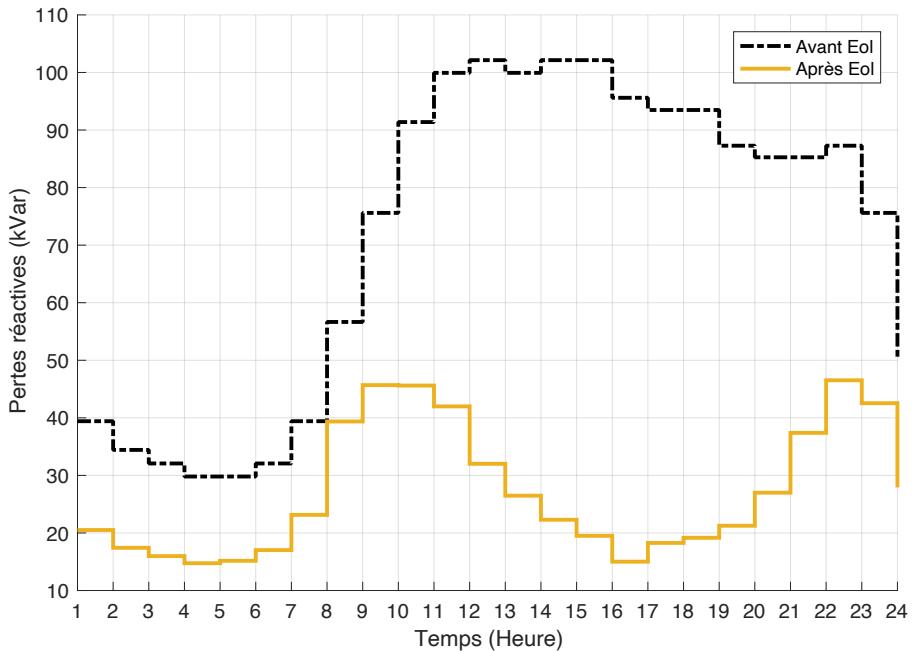
Les Figures 3.5 et 3.6 présentent les profils des pertes actives et réactives dans les réseaux avant et après l'intégration éolienne. On observe une réduction marquée des pertes actives, en particulier pour le réseau IEEE 69-JB, où elles chutent de 250 kW à des valeurs proches de zéro à certains moments de la journée. De même, les pertes réactives diminuent significativement, ce qui traduit une meilleure gestion de la puissance réactive dans le réseau. Ces améliorations confirment l'efficacité de l'éolien pour optimiser l'efficacité énergétique des réseaux de distribution.



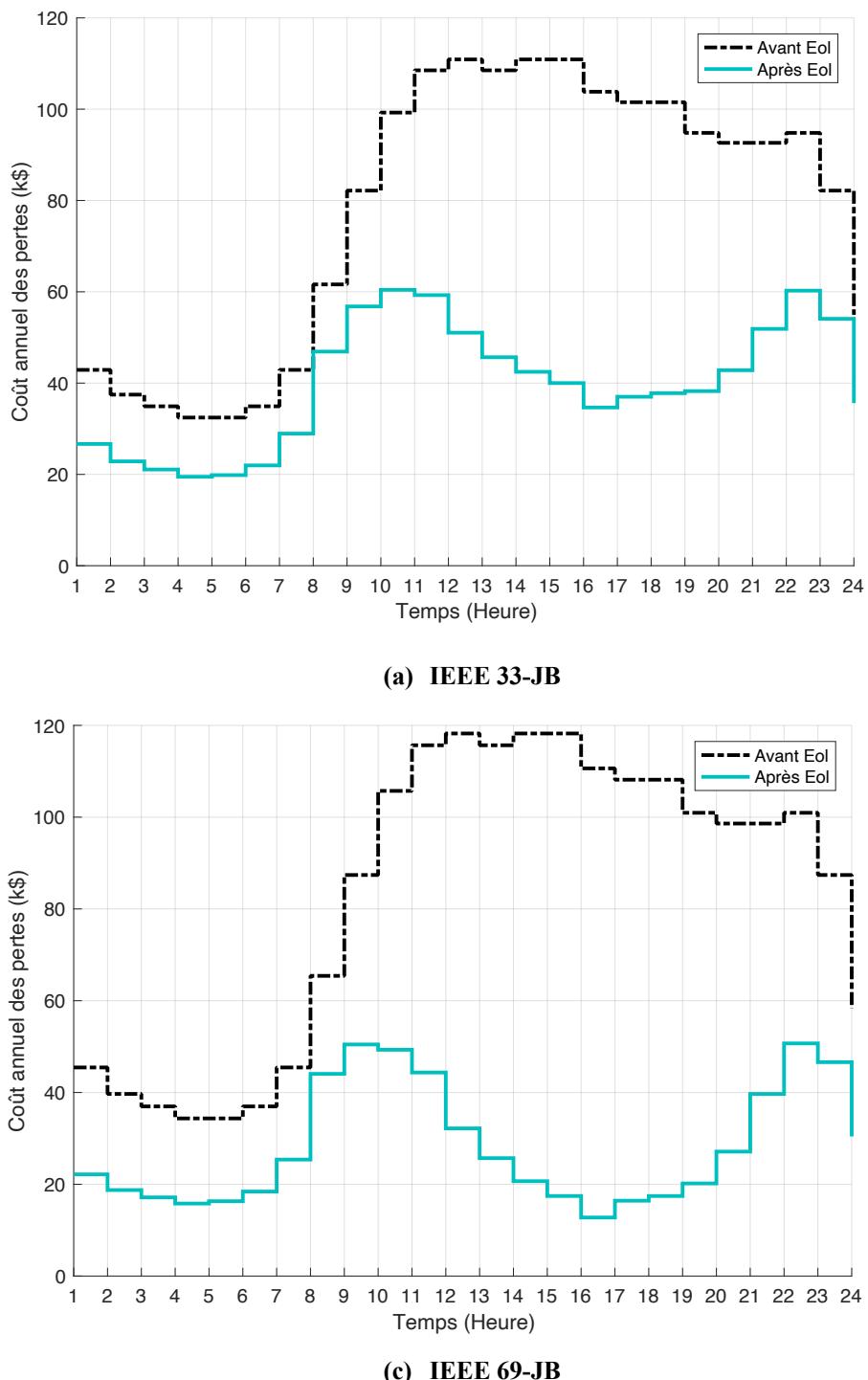
(a) IEEE 33-JB



(b) IEEE 69-JB

Figure 3.5 : Pertes active totales sur 24h**(a) IEEE 33-JB****(b) IEEE 69-JB****Figure 3.6 : Pertes réactives totales sur 24h**

La figure 3.7 présente le coût annuel des pertes pour les réseaux IEEE 33-JB et IEEE 69-JB avant et après l'intégration de l'éolienne. La figure montre une réduction drastique du coût annuel des pertes après l'intégration de l'éolienne. Par exemple, pour le réseau IEEE 69-JB, les coûts chutent de 65.8 %, passant de 1989.58 k\$ à 679.5 k\$. Cette diminution substantielle souligne l'impact économique positif de l'éolien, non seulement en termes d'économies d'énergie, mais aussi en réduisant les dépenses opérationnelles liées aux pertes dans le réseau.

**Figure 3.7 : Coût annuel des pertes sur 24h**

La Figure 3.8 illustre le profil de l'indice de stabilité de tension (VSI) avant et après l'intégration éolienne. On observe une augmentation notable de cet indice, indiquant une amélioration de la stabilité du réseau. Cette amélioration signifie que le réseau est mieux à même de maintenir des niveaux de tension stables malgré les fluctuations de la demande, réduisant ainsi les risques de perturbations et améliorant la qualité de l'alimentation électrique.

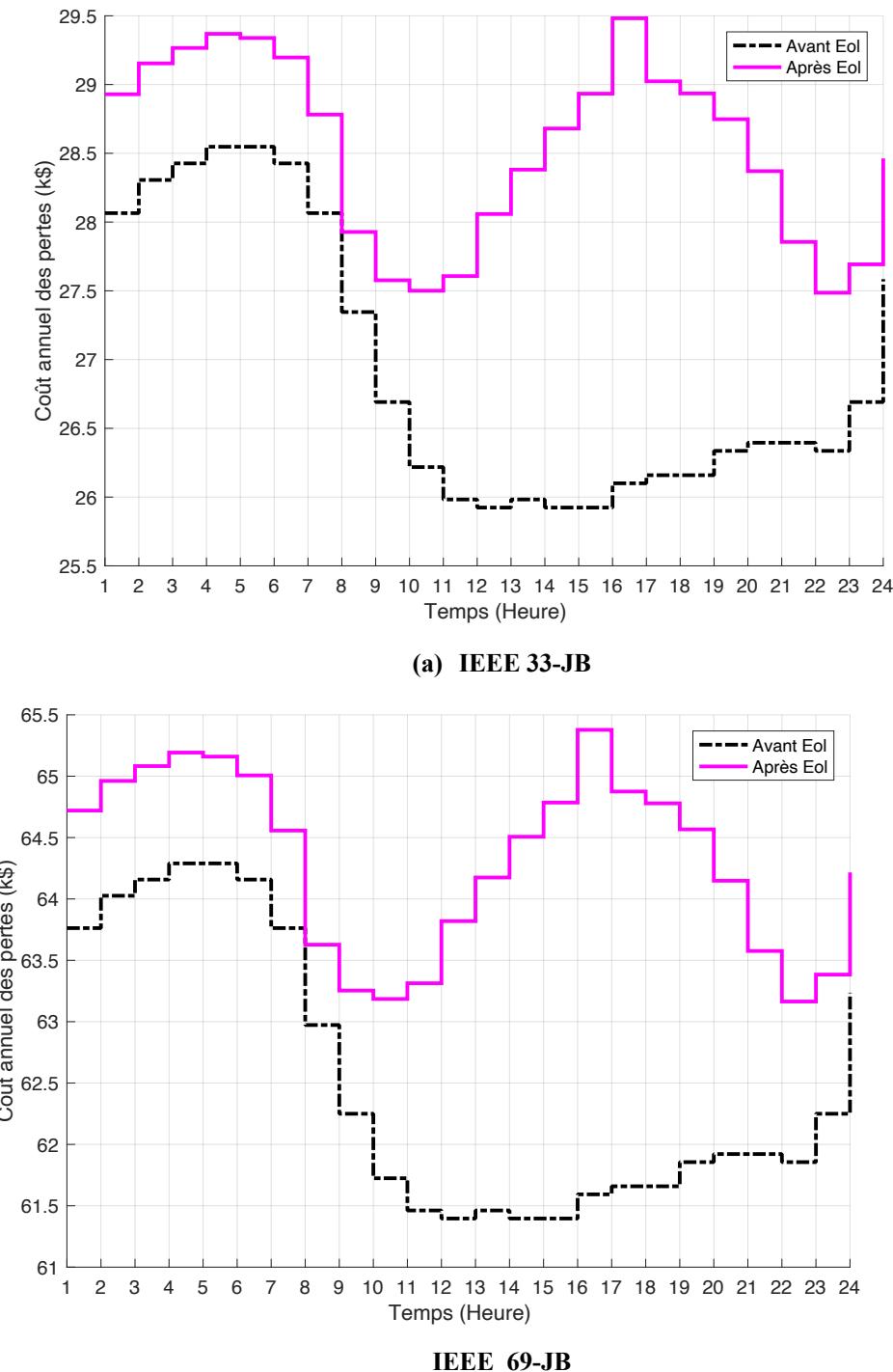


Figure 3.8 Indice de stabilité de tension

3.4 Conclusion

Ce chapitre a présenté une analyse détaillée des résultats obtenus suite à l'intégration éolienne dans les réseaux de distribution IEEE 33-JB et 69-JB. Les différentes simulations et études menées ont permis de mettre en évidence l'apport significatif des énergies renouvelables dans l'optimisation des performances des réseaux électriques.

Les résultats techniques démontrent clairement l'efficacité de la solution proposée. On observe notamment une réduction considérable des pertes actives et réactives, atteignant jusqu'à

65,8% pour le réseau IEEE 69-JB. Parallèlement, les profils de tension ont été notablement améliorés, avec une stabilisation des tensions minimales qui contribue à renforcer la fiabilité du réseau. Ces améliorations techniques s'accompagnent d'avantages économiques substantiels, comme en témoigne la diminution marquée des coûts opérationnels.

L'analyse des courbes de convergence révèle que l'algorithme SSA utilisé montre une excellente capacité à trouver des solutions optimales en un nombre réduit d'itérations. Cette efficacité algorithmique, couplée aux performances du dispositif éolien, permet d'atteindre un équilibre optimal entre les différents objectifs techniques et économiques. Les évaluations de l'indice de stabilité de tension et des coûts annuels viennent confirmer la pertinence de cette approche intégrée.

Les résultats d'optimisation démontrent également une amélioration globale des performances des réseaux électriques après intégration éolienne. Les réductions substantielles des pertes actives et réactives, combinées à l'amélioration des paramètres de tension et à la diminution des coûts, confirment l'efficacité de cette approche. Les résultats obtenus avec SSA montrent des performances supérieures dans les deux réseaux testés, avec des gains particulièrement marqués sur le réseau IEEE 69-JB. Cette méthode d'optimisation permet donc d'améliorer significativement l'efficacité énergétique et la stabilité des réseaux de distribution intégrant des sources d'énergie renouvelable.

En définitive, cette étude prouve que l'intégration éolienne, lorsqu'elle est correctement optimisée, constitue une solution performante pour moderniser les réseaux de distribution électrique. Elle permet non seulement d'améliorer la qualité et la stabilité de l'alimentation, mais aussi de répondre efficacement aux défis énergétiques contemporains. Ces résultats ouvrent des perspectives prometteuses pour le déploiement à plus grande échelle des énergies renouvelables dans les infrastructures électriques, tout en garantissant une gestion optimale des ressources et des coûts.

CONCLUSION GÉNÉRALE ET PERSPECTIVES

Conclusion générale et perspectives

L'évolution croissante des besoins énergétiques, conjuguée aux impératifs environnementaux, impose une modernisation profonde des réseaux électriques, notamment au niveau de la distribution. Dans ce contexte, ce mémoire a étudié l'intégration optimale d'une éolienne dans un réseau de distribution, en mettant l'accent sur le choix judicieux de son emplacement et de sa taille. L'objectif principal était d'améliorer les performances techniques du réseau, notamment la réduction des pertes actives et réactives, l'amélioration du profil de tension et la diminution des coûts énergétiques.

Pour ce faire, deux réseaux tests (IEEE 33-JB et 69-JB) ont été analysés, et l'algorithme SSA (Salp Swarm Algorithm) a été utilisé comme outil d'optimisation en raison de son efficacité dans la recherche de solutions complexes. Les résultats obtenus ont confirmé l'impact positif d'une intégration bien planifiée : réduction significative des pertes, stabilité accrue des tensions, et amélioration globale de l'efficacité du réseau.

Les travaux ont été organisés en trois chapitres. Le chapitre 1 a présenté les bases théoriques liées aux réseaux de distribution, aux niveaux de tension, aux topologies réseau ainsi qu'au fonctionnement et à la modélisation de l'éolienne. Le chapitre 2 a abordé la formulation du problème d'optimisation, en définissant les fonctions objectif (pertes, tension, coût) et les contraintes, et en détaillant le fonctionnement de l'algorithme SSA utilisé pour résoudre le problème. Enfin, le chapitre 3 a présenté les résultats numériques obtenus sur les deux réseaux tests, démontrant l'efficacité de la méthode proposée à travers une amélioration significative des performances techniques et économiques du système.

Ainsi, l'intégration de l'énergie éolienne dans les réseaux de distribution se présente comme une solution à la fois durable, économique et techniquement avantageuse. Toutefois, la réussite de cette démarche dépend fortement d'une planification rigoureuse prenant en compte les caractéristiques propres au réseau et aux sources renouvelables. Les perspectives de ce travail peuvent s'étendre à l'intégration simultanée de plusieurs sources renouvelables, à l'étude de scénarios multi-objectifs plus complexes, ou encore à l'application de la méthode à des réseaux intelligents (smart grids).

REFERENCES

BIBLIOGRAPHIQUES

Références bibliographies

- [1] A. Chakraborty et S. Ray, « Optimal allocation of distribution generation sources with sustainable energy management in radial distribution networks using metaheuristic algorithm », *Computers and Electrical Engineering*, vol. 116, p. 109142, mai 2024, doi: 10.1016/j.compeleceng.2024.109142.
- [2] M. G. Hemeida, S. Alkhafaf, A.-A. A. Mohamed, A. A. Ibrahim, et T. Senju, « Distributed Generators Optimization Based on Multi-Objective Functions Using Manta Rays Foraging Optimization Algorithm (MRFO) », *Energies*, vol. 13, n° 15, p. 3847, juill. 2020, doi: 10.3390/en13153847.
- [3] S. Settoul, R. Chenni, A. Bouzid, et F. Kerrour, « Stratégies d'Intégration optimale de sources des énergies renouvelables dans le réseau de distribution électrique en considérant des indices techniques et économiques. », Thesis, Université Frères Mentouri - Constantine 1, 2022.
- [4] O. Richardot, « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée », phdthesis, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2006.
- [5] G. Rami, « Controle de tension auto adaptatif pour des productions decentralisees d'energies connectees au reseau electrique de distribution », phdthesis, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2006.
- [6] D. Penkov, « Localisation de défauts dans les réseaux HTA en présence de génération d'énergie dispersée », phdthesis, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2006.
- [7] D. Labed et A. Bouzid, « Production décentralisée et couplage au réseau », Thesis, Université Frères Mentouri - Constantine 1, 2008.
- [8] K. Foued et B. Aissa, « Etude des variations rapides de tensin pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau MT », 2017.
- [9] J. Zhu, *Optimization of Power System Operation*. John Wiley & Sons, 2015.
- [10] J. C. Das, *Load Flow Optimization and Optimal Power Flow*. Boca Raton: CRC Press, 2017. doi: 10.1201/9781351228299.
- [11] O. A. Afolabi, W. H. Ali, P. Cofie, J. Fuller, P. Obiomon, et E. S. Kolawole, « Analysis of the Load Flow Problem in Power System Planning Studies », *Energy and Power Engineering*, vol. 7, n° 10, Art. n° 10, sept. 2015, doi: 10.4236/epc.2015.710048.
- [12] S. S. Rao, *Engineering optimization: theory and practice*, Fifth edition. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Ltd, 2020.
- [13] R. Baños, F. Manzano-Agugliaro, F. G. Montoya, C. Gil, A. Alcayde, et J. Gómez, « Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, n° 4, p. 1753-1766, mai 2011, doi: 10.1016/j.rser.2010.12.008.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIE

- [14] S. Nagaballi et V. S. Kale, « Pareto optimality and game theory approach for optimal deployment of DG in radial distribution system to improve techno-economic benefits », *Applied Soft Computing*, vol. 92, p. 106234, juill. 2020, doi: 10.1016/j.asoc.2020.106234.
- [15] R. T. Marler et J. S. Arora, « The weighted sum method for multi-objective optimization: new insights », *Struct Multidisc Optim*, vol. 41, n° 6, p. 853-862, juin 2010, doi: 10.1007/s00158-009-0460-7.
- [16] S. Settoul, M. Zellagui, A. Y. Abdelaziz, et R. Chenni, « Optimal Integration of Renewable Distributed Generation in Practical Distribution Grids based on Moth-Flame optimization Algorithm », in *2019 International Conference on Advanced Electrical Engineering (ICAEE)*, nov. 2019, p. 1-5. doi: 10.1109/ICAEE47123.2019.9014662.
- [17] M. Zellagui, A. Lasmari, S. Settoul, R. A. El-Sehiemy, C. Z. El-Bayeh, et R. Chenni, « Simultaneous allocation of photovoltaic DG and DSTATCOM for techno-economic and environmental benefits in electrical distribution systems at different loading conditions using novel hybrid optimization algorithms », *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 31, n° 8, p. e12992, 2021, doi: 10.1002/2050-7038.12992.
- [18] M. Zellagui, A. Lasmari, S. Settoul, C. Z. El-Bayeh, R. Chenni, et N. Belbachir, « Arithmetic Optimization Algorithm for Optimal Installation of DSTATCOM into Distribution System based on Various Voltage Stability Indices », in *2021 9th International Conference on Modern Power Systems (MPS)*, juin 2021, p. 1-6. doi: 10.1109/MPS52805.2021.9492572.
- [19] M. Zellagui, A. Lasmari, S. Settoul, C. Z. El-Bayeh, et R. Chenni, « Assessment Integration of Hybrid PV-DSTATCOM-BES-DG System in EDS under Uncertainties Using Chaotic Adaptive Inertia Weight PSO Algorithms », in *2021 12th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE)*, mars 2021, p. 1-8. doi: 10.1109/ATEE52255.2021.9425344.
- [20] S. Mirjalili, A. H. Gandomi, S. Z. Mirjalili, S. Saremi, H. Faris, et S. M. Mirjalili, « Salp Swarm Algorithm: A bio-inspired optimizer for engineering design problems », *Advances in Engineering Software*, vol. 114, p. 163-191, déc. 2017, doi: 10.1016/j.advengsoft.2017.07.002.
- [21] H. Faris, S. Mirjalili, I. Aljarah, M. Mafarja, et A. A. Heidari, « Salp Swarm Algorithm: Theory, Literature Review, and Application in Extreme Learning Machines », in *Nature-Inspired Optimizers: Theories, Literature Reviews and Applications*, S. Mirjalili, J. Song Dong, et A. Lewis, Éd. Cham: Springer International Publishing, 2020, p. 185-199. doi: 10.1007/978-3-030-12127-3_11.

Annexe

A.1 Réseau IEEE 33-JB

Tableau A.1 Données du réseau IEEE 33-JB

N° de branche	JB 1	JB 2	Résistance (Ω)	Réactance (Ω)	Charge	
					Puissance active (kW)	Puissance réactive (kVar)
1	1	2	0.0922	0.0477	100	60
2	2	3	0.4930	0.2511	90	40
3	3	4	0.3660	0.1864	120	80
4	4	5	0.3811	0.1941	60	30
5	5	6	0.8190	0.7070	60	20
6	6	7	0.1872	0.6188	200	100
7	7	8	17.114	12.351	200	100
8	8	9	10.300	0.7400	60	20
9	9	10	10.400	0.7400	60	20
10	10	11	0.1966	0.06500	45	30
11	11	12	0.3744	0.1238	60	35
12	12	13	1.468	11.550	60	35
13	13	14	0.5416	0.7129	120	80
14	14	15	0.5910	0.5260	60	10
15	15	16	0.7463	0.5450	60	20
16	16	17	12.890	17.210	60	20
17	17	18	0.7320	0.5740	90	40
18	18	19	0.1640	0.1565	90	40
19	19	20	15.042	13.554	90	40
20	20	21	0.4095	0.4784	90	40
21	21	22	0.7089	0.9373	90	40
22	22	23	0.4512	0.3083	90	50
23	23	24	0.8980	0.7091	420	200
24	24	25	0.8960	0.7011	420	200
25	25	26	0.2030	0.1034	60	25
26	26	27	0.2842	0.1447	60	25
27	27	28	10.590	0.9337	60	20
28	28	29	0.8042	0.7006	120	70
29	29	30	0.5075	0.2585	200	600
30	30	31	0.9744	0.9630	150	70
31	31	32	0.3105	0.3619	210	100
32	32	33	0.3410	0.5302	60	40

A.2 Réseau IEEE 69-JB

Tableau A.2 Données du réseau IEEE 69-JB

N° de branche	JB 1	JB 2	Résistance (Ω)	Réactance (Ω)	Charge	
					Puissance active (kW)	Puissance réactive (kVar)
1	1	2	0.0005	0.0012	0	0
2	2	3	0.0005	0.0012	0	0
3	3	4	0.0015	0.0036	0	0
4	4	5	0.0251	0.0294	0	0
5	5	6	0.366	0.1864	2.6	2.2
6	6	7	0.3811	0.1941	40.4	30
7	7	8	0.0922	0.047	75	54
8	8	9	0.0493	0.0251	30	22
9	9	10	0.819	0.2707	28	19
10	10	11	0.1872	0.0619	145	104
11	11	12	0.7114	0.2351	145	104
12	12	13	1.03	0.34	8	5
13	13	14	1.044	0.345	8	5.5
14	14	15	1.058	0.3496	0	0
15	15	16	0.1966	0.065	45.5	30
16	16	17	0.3744	0.1238	60	35
17	17	18	0.0047	0.0016	60	35
18	18	19	0.3276	0.1083	0	0
19	19	20	0.2106	0.069	1	0.6
20	20	21	0.3416	0.1129	114	81
21	21	22	0.014	0.0046	5	3.5
22	22	23	0.1591	0.0526	0	0
23	23	24	0.3463	0.1145	28	20
24	24	25	0.7488	0.2475	0	0
25	25	26	0.3089	0.1021	14	10
26	26	27	0.1732	0.0572	14	10
27	3	28	0.0044	0.0108	26	18.6
28	28	29	0.064	0.1565	26	18.6
29	29	30	0.3978	0.1315	0	0
30	30	31	0.0702	0.0232	0	0
31	31	32	0.351	0.116	0	0
32	32	33	0.839	0.2816	14	10
33	33	34	1.708	0.5646	9.5	14
34	34	35	1.474	0.4873	6	4
35	3	36	0.0044	0.0108	26	18.55
36	36	37	0.064	0.1565	26	18.55

ANNEXE

37	37	38	0.1053	0.123	0	0
38	38	39	0.0304	0.0355	24	17
39	39	40	0.0018	0.0021	24	17
40	40	41	0.7283	0.8509	1.2	1
41	41	42	0.31	0.3623	0	0
42	42	43	0.041	0.0478	6	4.3
43	43	44	0.0092	0.0116	0	0
44	44	45	0.1089	0.1373	39.22	26.3
45	45	46	0.0009	0.0012	39.22	26.3
46	4	47	0.0034	0.0084	0	0
47	47	48	0.0851	0.2083	79	56.4
48	48	49	0.2898	0.7091	384.7	274.5
49	49	50	0.0822	0.2011	384.7	247.5
50	8	51	0.0928	0.0473	40.5	28.3
51	51	52	0.3319	0.1114	3.6	2.7
52	9	53	0.174	0.0886	4.35	3.5
53	53	54	0.203	0.1034	26.4	19
54	54	55	0.2842	0.1447	24	17.2
55	55	56	0.2813	0.1433	0	0
56	56	57	1.59	0.5337	0	0
57	57	58	0.7837	0.263	0	0
58	58	59	0.3042	0.1006	100	72
59	59	60	0.3861	0.1172	0	0
60	60	61	0.5075	0.2585	1244	888
61	61	62	0.0974	0.0496	32	23
62	62	63	0.145	0.0738	0	0
63	63	64	0.7105	0.3619	227	162
64	64	65	1.041	0.5302	59	42
65	11	66	0.2012	0.0611	18	13
66	66	67	0.0047	0.0014	18	13
67	12	68	0.7394	0.2444	28	20
68	68	69	0.0047	0.0016	28	20

Résumé

Ce mémoire s'intéresse à sur l'intégration optimale d'une éolienne dans un réseau de distribution électrique afin d'améliorer ses performances techniques et économiques. L'étude vise à déterminer l'emplacement et la taille optimaux de l'éolienne pour minimiser les pertes actives et réactives, améliorer le profil de tension et réduire les coûts énergétiques. Deux réseaux de test (IEEE 33-JB et 69-JB) ont été utilisés pour valider la méthode. L'optimisation repose sur l'algorithme d'optimisation par essaim de salpes (SSA) (Salp Swarm Algorithm), choisi pour son efficacité dans la résolution de problèmes complexes. Les résultats montrent que l'intégration éolienne, correctement planifiée, permet une amélioration significative des performances du réseau : réduction des pertes jusqu'à 65 %, stabilité accrue des tensions, et baisse importante du coût annuel des pertes. Ces conclusions confirment l'intérêt de l'éolien comme solution durable pour moderniser les réseaux électriques.

Abstract

This thesis focuses on the optimal integration of a wind turbine into an electrical distribution network to enhance its technical and economic performance. The objective is to determine the optimal location and size of the wind unit in order to minimize active and reactive power losses, improve voltage profile, and reduce energy costs. Two test networks (IEEE 33-bus and 69-bus) were used for validation. The optimization process is based on the Salp Swarm Algorithm (SSA), chosen for its efficiency in solving complex optimization problems. The results show that well-planned wind integration significantly improves network performance: loss reduction of up to 65%, enhanced voltage stability, and a marked decrease in annual loss costs. These findings confirm the potential of wind energy as a sustainable solution for modernizing electrical distribution systems.

ملخص

يركز هذا البحث على الإدماج الأمثل لتوربين رياح داخل شبكة توزيع كهربائية بهدف تحسين أدائها الفني والاقتصادي. تهدف الدراسة إلى تحديد الموقع والحجم المناسبين للتوربين من أجل تقليل الخسارة في الطاقة النشطة والتفاعلية، وتحسين الجهد، وتقليل التكاليف الطاقوية. تم اختبار الطريقة على شبكتين قياسيتين هما IEEE 33 و 69 عقدة. تعتمد عملية التحسين على خوارزمية سرب السلمونيات (SSA) التي أثبتت فعاليتها في حل المسائل المعقدة. أظهرت النتائج أن دمج طاقة الرياح بشكل مدروس يحسن أداء الشبكة بشكل كبير، مع تقليل الخسارة في الطاقة بنسبة تصل إلى 65٪، وزيادة استقرار الجهد، وخفض كبير في التكلفة السنوية للخسارة في الطاقة. تؤكد هذه النتائج أن الطاقة الريحية تمثل خياراً واعداً لتحديث شبكات الكهرباء بشكل مستدام.