

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 :

BENLAMNOUAR Chouaib

BERINOUBA Ahmed Salim

Thème:

Reconfiguration optimale d'un réseau de distribution
intégrant des productions décentralisées éolienne et
photovoltaïque

Soutenu publiquement, le 02/06/2025

Devant le jury composé de :

Mr. BOUHADOUZA Boubakeur	MCB	Président	UKM Ouargla
Mr. SADAoui Fares	Pr	Encadreur/rapporteur	UKM Ouargla
Mr. BOUKAROURA Abdelkader	MCA	Examineur	UKM Ouargla

Année universitaire 2024/2025



Remerciements

Au début, nous tenons à remercier Dieu de nous avoir donné la force, le courage et la volonté nécessaires pour accomplir ce travail.

Nous tenons à exprimer notre profonde reconnaissance à notre encadrant, Pr SADAOUI Fares, pour la qualité de son accompagnement tout au long de ce travail. Sa rigueur scientifique, sa disponibilité constante et la clarté de ses orientations ont grandement contribué à la réussite de ce mémoire.

Son engagement a largement dépassé le cadre académique. Il nous a transmis des valeurs essentielles telles que l'éthique, l'exigence intellectuelle et la persévérance, qui resteront pour nous des repères durables dans notre parcours.

Nous lui sommes profondément reconnaissants pour son soutien, ses conseils précieux et la confiance qu'il nous a accordée tout au long de cette aventure.

Nous tenons à remercier les membres du jury, en l'occurrence le président, Dr. BOUHADOUZA Boubekour et l'examineur Dr. BOUKAROURA Abdelkader, d'avoir accepté d'examiner et d'évaluer ce mémoire.

Nous remercions également toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce modeste travail.

Nous voudrions également exprimer notre gratitude envers le personnel (enseignants et administrateurs) de la Faculté des Sciences Appliquées, en particulier ceux du Département de Génie Electrique.



Résumé :

Dans ce travail, nous avons proposé une démarche afin de déterminer, d'une part, la reconfiguration optimale d'un réseau de distribution standard IEEE à 33 jeux de barres et, d'autre part, l'emplacement et le dimensionnement de deux productions décentralisées photovoltaïques et de deux unités éoliennes. Dans cette étude, nous avons considéré une fonction multi-objectif dans la perspective de diminuer les pertes actives, d'améliorer le profil de tension en réduisant la déviation de tension, de minimiser le coût annuel du système ainsi que de réduire les émissions de gaz polluants. De plus, notre analyse est menée sur une période de 24 h, durant laquelle nous avons tenu compte de la variation horaire de la charge, de la température, de l'irradiance solaire, de la vitesse du vent et du prix de l'énergie. Pour résoudre ce problème complexe, nous avons appliqué l'algorithme BSLO (Blood Sucking Leeches Optimizer). Le problème d'écoulement de puissance dans un réseau reconfiguré a été résolu en utilisant la méthode dite directe, associée à une démarche de construction de la matrice BIBC modifiée. Les résultats obtenus montrent que la méthode BSLO procure une meilleure solution par rapport aux algorithmes GWO (Grey Wolf Optimizer) et WaOA (Walrus Optimization Algorithm). De plus, nous avons montré que l'intégration optimale de productions décentralisées, associée à une reconfiguration adaptée du réseau de distribution testé, a permis d'améliorer les caractéristiques techniques, économiques et environnementales. La démarche suivie procure une meilleure convergence vers la solution globale grâce au choix de l'algorithme d'optimisation BSLO, qui nécessite moins de calculs d'écoulement de puissance, et à la simplicité de la méthode utilisée pour l'analyse de l'écoulement de puissance.

Mots clés :

Réseau de distribution, Ecoulement de puissance, Optimisation multi-objectif, Blood-Sucking Optimizer, reconfiguration, Production décentralisée.

ملخص:

في هذا العمل، اقترحنا منهجية لتحديد، من جهة، إعادة التهيئة المثلى لشبكة توزيع IEEE 33 عقدة، ومن جهة أخرى، تحديد الموقع والحجم الأمثلين لوحدين من الإنتاج اللامركزي الكهروضوئي ووحدين رياحيين. لقد أخذنا في هذه الدراسة دالة متعددة الأهداف بهدف تقليل الفوائد النشطة، وتحسين الجهد من خلال تقليل انحراف الجهد، وتقليل التكلفة السنوية للنظام، بالإضافة إلى تقليل انبعاث الغازات الملوثة. كما أجرينا التحليل على مدى 24 ساعة، حيث أخذنا بعين الاعتبار التغير الزمني في الحمولة، ودرجة الحرارة، والإشعاع الشمسي، وسرعة الرياح، وسعر الطاقة. ولحل هذا الإشكال المعقد، استخدمنا خوارزمية BSLO. أما مسألة تدفق القدرة في شبكة معاد تهيئتها فقد تم حلها باستخدام الطريقة المباشرة المرتبطة بمنهجية بناء مصفوفة BIBC المعدلة. أظهرت النتائج المحصلة أن خوارزمية BSLO وفر حلاً أفضل مقارنة بخوارزميات GWO و WaOA. بالإضافة إلى ذلك، أظهرنا أن الإدماج الأمثل للإنتاجات اللامركزية المصحوب بإعادة تهيئة ملائمة للشبكة المختيرة أدى إلى تحسين الخصائص التقنية والاقتصادية والبيئية. المنهجية المتبعة أظهرت قدرة أعلى على التقارب نحو الحل الأمثل، وذلك بفضل اختيار خوارزمية BSLO التي تتطلب عدداً أقل من حسابات تدفق القدرة، فضلاً عن بساطة الطريقة المستخدمة في تحليل تدفق القدرة.

الكلمات المفتاحية

شبكة التوزيع، تدفق القدرة، تحسين متعدد الأهداف، خوارزمية BSLO، إعادة التهيئة، الإنتاج اللامركزي.

Table des matières

Abréviations et symboles	i
Liste des figures	iii
Liste des tableaux.....	v
Introduction générale	2
Chapitre I : Ecoulement de puissance dans un réseau de distribution.....	4
I.1. Introduction.....	5
I.2. Grandeurs relatives	5
I.3. Méthode directe de calcul d'écoulement de puissance	6
I.3.1. Principe de la méthode	6
I.3.2. Construction des matrices BIBC et BCBV	7
I.3.2.1. Principe de base	7
I.3.2.2. Etapes de construction des matrices BIBC et BCBV	9
I.4. Caractéristiques techniques, économique et environnementale	10
I.4.1. Pertes actives et réactives totales	10
I.4.2. Déviation totale de la tension	11
I.4.3. Cout annuelle.....	11
I.4.4. Emission totale	12
I.5. Modélisation des productions décentralisées.....	12
I.5.1. Production décentralisée de type PV.....	12
I.5.2. Production décentralisée de type éolienne	13
I.6. Résultats de simulation	14
I.6.1. Résultats d'écoulement de puissance	14
I.6.2. Résultats de la modélisation des productions décentralisées	19
I.7. Conclusion	22
Chapitre II : Intégration optimale de productions décentralisées dans un réseau de distribution	23
II.1. Introduction.....	24
II.2. Formulation mathématique du problem d'optimisation	24
II.2.1. Fonction objectif	24
II.2.2. Contraintes d'égalité	26
II.2.3. Contraintes d'inégalité	27
II.2.3.1. Contrainte de la tension	27

II.2.3.2	Contrainte du courant de branche	27
II.2.3.3	Contraintes liées aux productions décentralisées	27
II.3.	Algorithme d'optimisation BSLO	28
II.3.1	Phase d'initialisation	28
II.3.2	Stratégie d'exploration des sangsues directionnelles	29
II.3.3	Stratégie d'exploitation des sangsues directionnelles	31
II.3.4	Transition entre les stratégies d'exploration et d'exploitation des sangsues directionnelles	31
II.3.5	Stratégie de recherche des sangsues non directionnelles	31
II.3.6	Stratégie de repositionnement des sangsues.....	32
II.4.	Résultats de simulation	33
II.5.	Conclusion	38
Chapitre III : Reconfiguration optimale d'un réseau de distribution en présence de PV et WT		40
III.1.	Introduction	41
III.2.	Reconfiguration et calcul d'écoulement.....	41
III.3.	Fonction objectif et contraintes	44
III.4.	Résultats de simulation.....	45
III.5.	Conclusion.....	49
Conclusion générale.....		51
Références bibliographiques.....		54

Abréviations et symboles

$BCBV$	Branch-current to bus-voltage.
BIBC	Bus-injection to branch-current.
BSLO	Blood-Sucking Leech Optimizer
GWO	Grey Wolf Optimizer
p.u.	Unité relative
PD	Production décentralisée
PV	Panneau photovoltaïques
WaOA	Walrus Optimization Algorithm
WT	Turbine éolienne
C_g	le coût de l'électricité du réseau
F_l	Objective functions
I	Courant de branche
I_L	Courant de charges
MOF	Fonction multi-objectif
N_{PV}, N_{WT}	Nombre de PV /WT
N_{br}	Nombre de branches
N_{bus}	Nombre de jeux de barres du réseau de distribution
P	Puissance active
$P_{L,i}$	Puissance active de la charge au jeu de barres i
P_{PV}	Puissance active générée par le PV
$P_{PVmin} P_{PVmax}$	Puissance active minimale et maximale des productions photovoltaïques
P_{WT}	Puissance active injectée par WT
P_g, Q_g	Puissance active et réactive générées par le poste source
$P_{loss,i}$ et $Q_{loss,i}$	Pertes actives et réactives de puissance dans la branche i
POS_{PV}, POS_{WT}	Emplacement du PV /WT
Q	Puissance réactive
Q_{WTmin}, Q_{WTmax}	Puissance réactive minimale et maximale de WT
Q_{WT}	Puissance réactive injectée par WT

S_L	Puissance apparente absorbée par la charge
S_{base}	Puissance de base
T	Température du culle
T_C	Température ambiant
TP_{loss}	Pertes de puissance active totales
TQ_{loss}	Pertes de puissance réactive totales
TVD	Déviations de tension totale
V	Tension
VD_i	Déviations de la tension du jeu de barre i
V_{base}	Tension de base
V_t	vitesse du vent
Z	Impédance de la ligne
f_p	Facteur de puissance de l'éolienne
ε_d	Erreur désirée
ε_{max}	Ecart de tension maximal
$\omega_1, \omega_2, \omega_3$ et ω_4	ponds de la fonction objectif.
G	Irradiation solaire
TE	Emission total des gaz à effet de serre
T_{cout}	Coût total
β	Coefficient de température

Liste des figures

Figure I.1 : Réseau de distribution à 7 jeux de barres	7
Figure I.2: Schéma unifilaire de réseau de 33 jeux de barres.....	14
Figure I.3: Profil de charge journalier.....	15
Figure I.4: Prix de l'énergie horaire.....	15
Figure I.5: Profil de tension.....	16
Figure I.6: Déviation totale de la tension.....	16
Figure I.7: Pertes actives et réactives du réseau de distribution.....	17
Figure I.8: Coût Annuel.....	17
Figure I.9: Emission annuelle.....	18
Figure I.10: Bilan des puissances actives.....	19
Figure I.11: Bilan des puissances réactives.....	19
Figure I.12: Températures ambiante et de la cellule du panneau photovoltaïque.....	20
Figure I.13: Irradiance solaire.....	20
Figure I.14: Vitesse du vent.....	21
Figure I.15: Puissance active généré par un panneau photovoltaïque.....	21
Figure I.16: Puissance active générée par une turbine éolienne.....	22
Figure II. 1: Comportement de recherche de nourriture des sangsues suceuses de sang.....	29
Figure II.2. Organigramme de l'algorithme BSLO.....	33
Figure II.3 : Réseau IEEE 33 nœud en présence de productions décentralisées PV et WT...35	
Figure II.4 : Pertes actives avant et après intégration de PD.....	35
Figure II.5 : Puissances actives injectées par les deux unités PV.....	36
Figure II.6 : Puissances actives injectées par les deux unités éoliennes.....	36
Figure II.7 : Déviation de tension avant et après intégration de PD.....	37
Figure II.8 : Profit de tension après intégration de PD.....	37
Figure II.9 : Coût annuel avant et après intégration de PD.....	38
Figure II.10 : Coût annuel avant et après intégration de PD.....	38
Figure III. 1 : Reconfiguration d'un réseau de distribution radial à 7 jeux de barres.....	42
Figure III.2: Réseau de distribution standard IEEE 33 nœuds avec branches supplémentaires	45
Figure III.3: Profil de tension dans les différents cas étudiés.....	47

Figure III.4: Indicateurs techniques, économique et environnementale du réseau IEEE 33 noeuds.48

Figure III.5: Courbes de convergence BSLO, GWO et WaOA.....49

Liste des tableaux

Tableau II.1: Limites inférieures et supérieures adoptées pour les différents paramètres du problème d'optimisation.	28
Tableau II.2: : Résultats de l'optimisation de l'intégration des PV et WT.	34
Tableau III.1 : Construction du vecteur temporaire <i>tmp</i>	43
Tableau III.2 : Construction de la matrice <i>rBIBC</i>	43
Tableau III.3: Résultats de simulation pour les différents cas considérés.	46

Introduction générale

Introduction générale

La transition vers des systèmes énergétiques durables et résilients est devenue une priorité mondiale en raison des préoccupations environnementales croissantes et de l'augmentation constante de la demande en énergie [1]. L'intégration de la production décentralisée (PD), en particulier des systèmes solaires photovoltaïques (PV) et des éoliennes (WT), dans les réseaux de distribution apparaît comme une solution prometteuse aux défis techniques, économiques et environnementaux. Cette intégration permet de réduire les pertes d'énergie, de renforcer la résilience des réseaux en diversifiant les sources de production, et de diminuer la dépendance aux centrales de production centralisées [2]. De plus, la production décentralisée contribue à la décarbonation du secteur énergétique en augmentant la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique global et en réduisant les coûts de production [3] [4]. Cependant, cette intégration soulève également certains défis. La variabilité et l'intermittence des énergies solaire et éolienne peuvent provoquer des fluctuations de tension et des déséquilibres de charge, compromettant ainsi la stabilité et la fiabilité du réseau [5].

L'optimisation de la planification énergétique d'un réseau de distribution intégrant des sources renouvelables s'avère complexe, car elle nécessite de prendre en compte simultanément plusieurs variables dynamiques et interdépendantes, telles que les profils de charge journaliers, les variations du prix de l'énergie, ainsi que les conditions climatiques changeantes (température, irradiation solaire, vitesse du vent). L'incertitude inhérente à ces facteurs exige le recours à des techniques d'optimisation avancées et robustes pour relever efficacement les défis liés à cette variabilité [6].

La reconfiguration des réseaux de distribution constitue une stratégie essentielle, qui consiste à redéfinir la topologie du réseau en ouvrant ou fermant certains interrupteurs de ligne. Cette approche permet une redistribution optimale des flux de puissance, entraînant une réduction des pertes actives, une amélioration du profil de tension et une meilleure stabilité globale du réseau [7] [8].

Ce travail vise à optimiser l'intégration de sources de production décentralisée de type photovoltaïque et éolien dans un réseau de distribution, en combinaison avec une reconfiguration optimale de sa topologie. L'objectif principal est de réduire les pertes actives,

minimiser la déviation de tension, diminuer le coût annuel du système et réduire les émissions de gaz à effet de serre. Pour ce faire, nous utilisons l'algorithme Blood-Sucking Leech Optimization (BSLO). L'étude est réalisée sur un réseau standard IEEE à 33 jeux de barres, en considérant une période d'analyse de 24 heures, incluant les variations horaires de la charge, des conditions climatiques et du prix de l'énergie.

Le présent mémoire est structuré en trois chapitres. Le premier chapitre est consacré à l'analyse de l'écoulement de puissance dans le réseau testé, en utilisant la méthode de balayage arrière/avant. Ce chapitre introduit également les modèles mathématiques des unités de production photovoltaïque et éolienne, qui seront utilisés pour les simulations. Le deuxième chapitre porte sur l'intégration optimale de deux unités PV et deux unités WT à l'aide de l'algorithme BSLO, en vue d'améliorer les performances techniques, économiques et environnementales du réseau. Enfin, le troisième chapitre étend l'approche précédente en ajoutant une reconfiguration optimale du réseau, permettant une planification conjointe des unités de production décentralisée et de la topologie du réseau pour une optimisation globale. Ce mémoire se conclut par une conclusion générale qui résume les principaux résultats obtenus ainsi que par la présentation de quelques perspectives pour des travaux futurs.

**Chapitre I : Ecoulement de puissance
dans un réseau de distribution**

I.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous analysons l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution standard IEEE à 33 nœuds, en utilisant la méthode dite directe, basée sur le principe du balayage arrière/avant, couramment utilisée pour le calcul des flux de puissance dans les réseaux de distribution électrique. Cette méthode repose sur la construction de deux matrices fondamentales : la matrice BIBC (Bus Injection to Branch Current), utilisée pour le calcul des courants de branche lors de la phase de balayage arrière à partir des courants de charge, et la matrice BCBV (Branch Current to Bus Voltage), utilisée pour le calcul des tensions aux jeux de barres à partir des courants de branche obtenus précédemment.

L'analyse de l'écoulement de puissance est effectuée sur une période de 24 heures, en tenant compte de la variation horaire de la charge, de la température ambiante, de l'irradiation solaire, de la vitesse du vent, ainsi que du prix de l'énergie produite par la centrale thermique placée au nœud de référence.

Nous présentons également dans ce chapitre les modèles mathématiques des productions décentralisées de type photovoltaïque et éolienne. Ces modèles seront intégrés dans les parties de notre mémoire, qui porte sur l'optimisation de l'intégration de ces productions dans un réseau de distribution.

I.2. Grandeurs relatives

L'utilisation des unités relatives (per unit) dans l'analyse de l'écoulement de puissance permet de normaliser les grandeurs électriques (tension, courant, puissance, impédance) et de faciliter ainsi la comparaison entre différentes composantes du réseau, quelle que soit leur tension nominale.

Les tensions dans un réseau électrique, initialement exprimées en kilovolts (kV), peuvent être converties en unités relatives (p.u.) en les rapportant à une tension de base V_{base} (kV)

$$V(p. u.) = \frac{V(KV)}{V_{base}(KV)} \quad (I.1)$$

De la même manière, les puissances actives P (en kW) et réactives Q (en kVAr) peuvent être exprimées en unités relatives en les rapportant à une puissance apparente de base, exprimée en MVA.

$$P(p.u.) = \frac{P(KW)}{S(MVA) \times 10^3} \quad (I.2)$$

$$Q(p.u.) = \frac{Q(KVAr)}{S(MVA) \times 10^3} \quad (I.3)$$

Ainsi, la puissance apparente en unités relatives, représentée sous forme complexe, peut être exprimée comme suit :

$$S(p.u.) = P(p.u.) + j Q(p.u.) \quad (I.4)$$

Les impédances Z (en ohms) peuvent également être exprimées en unités relatives en les rapportant à une impédance de base Z_{base} (Ω).

$$Z(p.u.) = \frac{Z(\Omega)}{Z_{base}(\Omega)} \quad (I.5)$$

$$Z_{base}(\Omega) = \frac{V_{base}(kV)^2}{S_{base}(MVA)} \quad (I.6)$$

I.3. Méthode directe de calcul d'écoulement de puissance

I.3.1. Principe de la méthode

Pour calculer l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution, nous avons utilisé la méthode directe proposée par Jen-Hao Teng [9], qui constitue une variante des méthodes de balayage arrière/avant, particulièrement bien adaptée aux réseaux radiaux. Ce choix est motivé par la simplicité de sa mise en œuvre, ainsi que par sa rapidité de convergence. Ces caractéristiques sont particulièrement importantes dans le cadre de notre étude, où l'écoulement de puissance est calculé à 24 reprises dans la section abordée dans ce chapitre, puis de manière bien plus importante dans les deux chapitres suivants, consacrés à l'optimisation de l'intégration des sources de production décentralisée et la configuration du réseau. En effet, selon l'algorithme d'optimisation utilisé, l'écoulement devra être recalculé un très grand nombre de fois. Le choix d'une méthode efficace et rapide s'avère donc déterminant pour réduire le temps de simulation global.

Cette méthode directe est basée sur la construction de deux matrices fondamentales qui constituent la base de l'algorithme: la matrice BIBC et la matrice BCBV

I.3.2. Construction des matrices BIBC et BCBV

I.3.2.1. Principe de base

Pour illustrer la démarche suivie dans l'élaboration des matrices BIBC et BCBV, nous avons utilisé un réseau simplifié, représenté dans la Figure I.1, composé de 7 jeux de barres dont un jeu de barres de référence et six jeux de barres de charge, ainsi que de 6 branches.

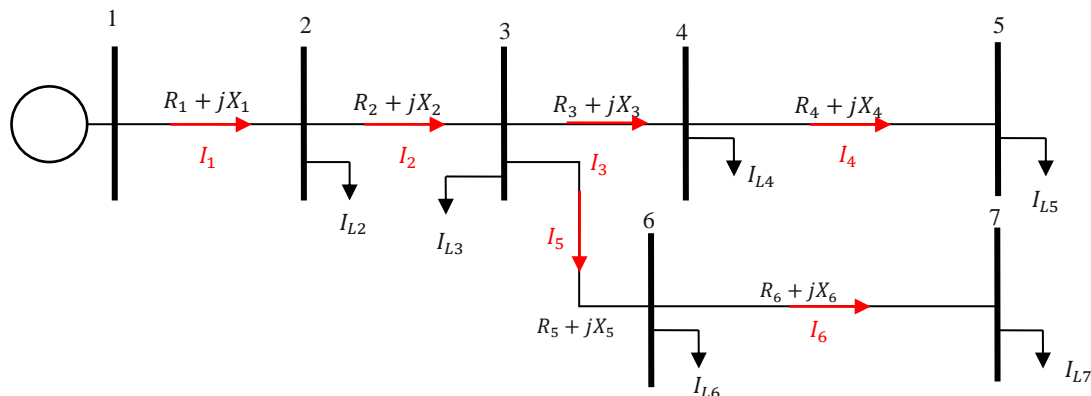


Figure I.1 : Réseau de distribution à 7 jeux de barres

La puissance apprenante injectée au jeu de barres i s'écrit :

$$S_{Li} = P_{Li} + j Q_{Li}; \quad i = 1, \dots, N_{JB} \quad (\text{I.7})$$

Le courant injecté I_{Li} au nœud i en fonction de la tension V_i et de la puissance apparente S_{Li} est donné par la relation suivante :

$$I_{Li} = \left(\frac{S_{Li}}{V_i} \right)^*; \quad i = 1, \dots, N_{JB} \quad (\text{I.8})$$

Les expressions des courants de branche sont déduites à partir de la loi de nœuds :

$$\begin{aligned} I_6 &= I_{L7} \\ I_5 &= I_{L6} + I_6 = I_{L6} + I_{L7} \\ I_4 &= I_{L5} \\ I_3 &= I_{L4} + I_4 = I_{L4} + I_{L5} \\ I_2 &= I_{L3} + I_3 + I_5 = I_{L3} + I_{L4} + I_{L5} + I_{L6} + I_{L7} \\ I_1 &= I_{L2} + I_2 = I_{L2} + I_{L3} + I_{L4} + I_{L5} + I_{L6} + I_{L7} \end{aligned} \quad (\text{I.9})$$

La relation entre les courants de branche et les courants de charge peut s'exprimer comme suit :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{L2} \\ I_{L3} \\ I_{L4} \\ I_{L5} \\ I_{L6} \\ I_{L7} \end{bmatrix} \quad (\text{I.10})$$

L'équation sous une forme générale s'écrit

$$[I] = [BIBC][I_L] \quad (\text{I.11})$$

où $[BIBC]$ est la matrice reliant les courants de branche aux courants de charge (en anglais Bus Injection to Branch Current matrix). Il s'agit d'une matrice triangulaire supérieure composée uniquement d'éléments égaux à 1 ou 0.

Les tensions aux nœuds des réseaux peuvent s'exprimer en fonction des courants de branche comme suit :

$$\begin{aligned} V_2 &= V_1 - Z_1 \cdot I_1 \\ V_3 &= V_2 - Z_2 I_2 = V_1 - Z_1 I_1 - Z_2 I_2 \\ V_4 &= V_3 - Z_3 I_3 = V_1 - Z_1 I_1 - Z_2 I_2 - Z_3 I_3 \\ V_5 &= V_4 - Z_4 I_4 = V_1 - Z_1 I_1 - Z_2 I_2 - Z_3 I_3 - Z_4 I_4 \\ V_6 &= V_5 - Z_5 I_5 = V_1 - Z_1 I_1 - Z_2 I_2 - Z_3 I_3 - Z_4 I_4 - Z_5 I_5 \\ V_7 &= V_6 - Z_6 I_6 = V_1 - Z_1 I_1 - Z_2 I_2 - Z_3 I_3 - Z_4 I_4 - Z_5 I_5 - Z_6 I_6 \end{aligned} \quad (\text{I.12})$$

Où V_i et Z_i représentent respectivement la tension au nœud i et l'impédance de la branche i . Les tensions aux nœuds peuvent être exprimées en fonction de la tension du jeu de barres de référence V_1 , des courants de branche, ainsi que des paramètres des lignes selon la relation suivante :

$$\begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \\ V_7 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_1 & Z_2 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_1 & Z_2 & Z_3 & 0 & 0 & 0 \\ Z_1 & Z_2 & Z_3 & Z_4 & 0 & 0 \\ Z_1 & Z_2 & 0 & 0 & Z_5 & 0 \\ Z_1 & Z_2 & 0 & 0 & Z_5 & Z_6 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} \quad (\text{I.13})$$

Cette équation sous sa forme générale donne :

$$[V] = [V_1] - [BCBV][I] \quad (\text{I.14})$$

$$[\Delta V] = [BCBV][I] \quad (\text{I.15})$$

A chaque itération $k + 1$, les nouvelles tensions des nœuds sont calculées de la manière suivante :

$$V^{k+1} = [V_1] - [\Delta V]^k \quad (\text{I.16})$$

La convergence du programme d'écoulement de puissance est assurée lorsque la condition d'arrêt suivante est satisfaite :

$$\varepsilon_{max} = \max(|V^{k+1} - V^k|) \leq \varepsilon_d \quad (\text{I.17})$$

où ε_d représente l'erreur absolue souhaitée.

I.3.2.2. Etapes de construction des matrices BIBC et BCBV

Pour un réseau de distribution comportant m branches et n jeux de barres, la matrice *BIBC* se construit selon les étapes suivantes :

1. Initialiser une matrice *BIBC* nulle de dimensions $m \times (n - 1)$.
2. Pour chaque branche ($k = 1, 2, \dots, m$), située entre le jeu de barres de départ i et le jeu de barres d'arrivée j , on procède comme suit :
 - Si ($i = 1$), on affecte la valeur 1 à l'élément situé à la ligne ($j - 1$) et à la colonne ($j - 1$) de la matrice *BIBC*.
 - Sinon ($i \neq 1$), copier la colonne ($i - 1$) de la matrice *BIBC*, puis la collée dans la colonne ($j-1$). Ensuite, l'élément situé à la ligne ($j - 1$) et à la colonne ($j - 1$) de la matrice *BIBC* est remplacé par la valeur 1.

La matrice $BCBV$ se déduit facilement à partir de la matrice $BIBC$ du réseau de distribution déjà construite, ainsi que du vecteur d'impédances des branches $[Z]$, en suivant les étapes suivantes :

1. Initialiser la matrice $BCBV$ comme étant la transposée de la matrice $BIBC$.
2. Pour chaque $k = 1, 2, \dots, m$, multiplier élément par élément la k -ième colonne de la matrice $BCBV$ par le vecteur d'impédance $[Z]$.

I.4. Caractéristiques techniques, économique et environnementale

Dans ce chapitre, nous présentons les performances d'un réseau de distribution avant l'intégration des productions décentralisées et toute modification de sa topologie. Ce cas d'étude est considéré comme le cas de référence pour les comparaisons ultérieures.

L'objectif est d'évaluer les indicateurs techniques, tels que les pertes de puissance active et réactive, ainsi que la déviation de tension. Les indicateurs économique (coût annuel) et environnemental (quantité de gaz à effet de serre émise par les centrales thermiques) seront également analysés.

I.4.1. Pertes actives et réactives totales

Les pertes de puissance active dans une branche i , de résistance R_i , à l'instant h , s'expriment par :

$$P_{loss,i}(h) = R_i |I_i(h)|^2 \quad (\text{I.18})$$

Les pertes totales de puissance active dans le réseau de distribution à l'instant h sont obtenues en sommant les pertes sur l'ensemble des branches :

$$P_{loss}(h) = \sum_{i=1}^{N_{br}} P_{loss,i}(h) \quad (\text{I.19})$$

Les pertes totales de puissance active sur une journée (sur une période de 24 heures) se calculent comme suit :

$$TP_{loss} = \sum_{h=1}^{24} P_{loss}(h) \quad (\text{I.20})$$

Les pertes de puissance réactive se calculent de manière analogue. Elles s'expriment par :

$$TQ_{loss} = \sum_{h=1}^{24} \sum_{i=1}^{N_{br}} X_i |I_i(h)|^2 \quad (I.21)$$

I.4.2. Déviation totale de la tension

La réduction de la déviation de tension est essentielle pour améliorer les performances des réseaux électriques, en particulier pour assurer la stabilité des niveaux de tension à travers le réseau. La déviation de tension au niveau du jeu de barres i est donnée par l'équation suivante :

$$VD_i(h) = |V_i(h) - 1| \quad (I.22)$$

où V_i est la tension du jeu de barres i à l'instant h .

Il est important de souligner que la déviation totale de la tension constitue un indicateur pertinent de la qualité de l'alimentation électrique dans le réseau. Des déviations importantes peuvent révéler des problèmes tels que des surcharges, des chutes de tension excessives ou des déséquilibres de charge. La déviation totale de la tension dans un réseau de distribution est exprimée par la relation suivante :

$$TVD = \sum_{h=1}^{24} \sum_{i=2}^{N_{bus}} VD_i(h) \quad (I.23)$$

Par conséquent, la surveillance et l'analyse des déviations de tension sont essentielles pour garantir le bon fonctionnement et la stabilité du réseau électrique.

I.4.3. Cout annuelle

Dans le cas de base, le coût total annuel d'un réseau de distribution est composé du coût des pertes de puissance active, noté CP_{Loss} , ainsi que du coût de génération C_g associé à la production de la centrale thermique [10] :

$$Tcost = CP_{loss} + C_g \quad (I.24)$$

$$CP_{loss} = 365 \times C_{loss} \times TP_{loss} \quad (I.25)$$

$$C_g = 365 \times \sum_{h=1}^{24} C_{grid}(h) \times P_g(h) \quad (I.26)$$

où $P_g(h)$ représente la puissance générée par la centrale thermique à l'instant h , $C_g(h)$ le coût unitaire de génération à cet instant, et C_{loss} le coût associé aux pertes d'énergie.

I.4.4. Emission totale

Les émissions annuelles totales (TE) générées par la centrale thermique tiennent compte de trois principaux polluants : le dioxyde de carbone (CO_2), les oxydes d'azote (NO_x) et le dioxyde de soufre (SO_2), qui constituent des indicateurs clés de l'impact environnemental de la production d'énergie. L'émission totale s'exprime par [11]:

$$TE = \sum_{h=1}^{24} P_g(h) (C_{CO_2} + C_{NO_x} + C_{SO_2}) \times 365 \quad (I.27)$$

Où C_{CO_2} , C_{NO_x} et C_{SO_2} représentent les facteurs d'émission respectifs du dioxyde de carbone des oxydes d'azote et du dioxyde de soufre exprimés généralement en kg/MWh ou en g/kWh. Ces coefficients traduisent la quantité de chaque polluant émis par unité d'énergie produite.

I.5. Modélisation des productions décentralisées

I.5.1. Production décentralisée de type PV

La puissance d'une unité de production photovoltaïque peut être déterminée à l'aide de la formule suivante [11] [12] :

$$P_{PV}(h) = N_r \times S_r \times \eta_{PV} \times G(h) \quad (I.28)$$

$$\eta_{PV}(h) = \eta_r \times \eta_{MPPT} \left(1 - \beta \times (T_c(h) - T_{ref}) \right) \quad (I.29)$$

$$T_c(h) = T_{air} + \left(\frac{Noct - 20}{800} \right) \times G(h) \quad (I.30)$$

Avec :

- $P_{PV}(h)$: Puissance active produite à l'instant h par le générateur PV.
- S_r : Surface d'un seul panneau solaire ;
- T_{air} : Température ambiante de l'air ;

- η_r : rendement du panneau solaire ;
- η_{MPPT} : rendement du dispositif MPPT ;
- $\eta_{PV}(h)$: rendement du générateur PV à l'instant h ;
- β : coefficient de température ;
- $G(h)$: irradiation solaire à l'instant h ;
- $T_C(h)$: Température du PV à l'instant h ;
- $NOCT$: température nominale d'utilisation des cellules photovoltaïques ;
- T_{cref} : température de référence.

I.5.2. Production décentralisée de type éolienne

La puissance active générée par une production décentralisée de type éolienne à la vitesse du vent $v(h)$ peut être déterminée en utilisant la formule suivante [12]:

$$P_{WT}(v, h) = \begin{cases} 0 & v < v_D \text{ and } v \geq v_M \\ P_{nominale_WT} \left(\frac{v(h) - v_D}{v_N - v_D} \right) & v_D \leq v < v_n \\ P_{nominale_WT} & v_N \leq v < v_M \end{cases} \quad (I.31)$$

Avec :

- v_D : vitesse de démarrage de l'éolienne ;
- v_N : vitesse nominale à laquelle l'éolienne produit sa puissance maximale ;
- v_M : vitesse à laquelle l'éolienne s'arrête pour des raisons de sécurité ;
- $v(h)$: vitesse du vent à l'instant h ;
- $P_{nominale_WT}$: puissance nominale de l'éolienne.

La production d'énergie électrique d'une éolienne dépend de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu. Elle peut être déterminée à partir de l'équation suivante [13]:

$$v(h) = v(h_g) \left(\frac{h}{h_g} \right)^\alpha \quad (I.32)$$

où $v(h)$ est la vitesse du vent à la hauteur du moyeu de la turbine (en m/s), $v(h_g)$ est la vitesse du vent mesurée (en m/s) à une hauteur de référence ($h_g=10$ m), et α est le facteur de rugosité prise égale à 1/7.

I.6. Résultats de simulation

I.6.1. Résultats d'écoulement de puissance

Nous avons analysé l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution standard IEEE à 33 jeux de barres [3][4], dont le schéma unifilaire est présenté à la Figure I.2. La charge active nominale est de 3715 kW, tandis que la puissance réactive totale s'élève à 2300 kVAr.

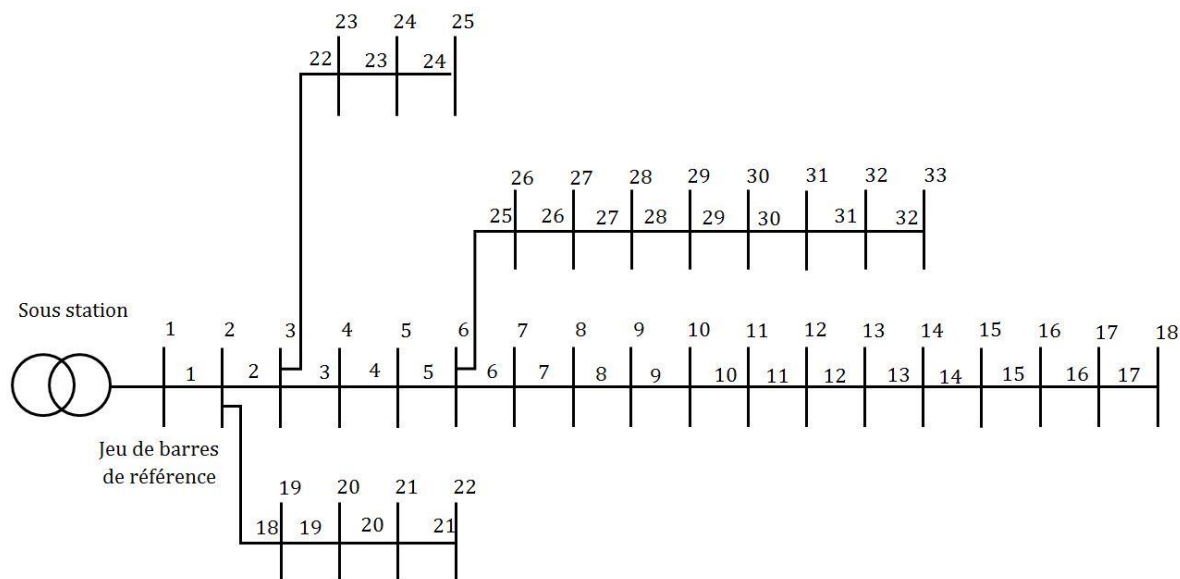


Figure I.2: Schéma unifilaire de réseau de 33 jeux de barres.

Le réseau est constitué de 33 nœuds, incluant un jeu de barres de référence situé au nœud 1, et 32 jeux de barres de charge. L'analyse de l'écoulement de puissance a été réalisée sur une période de 24 heures, en utilisant un profil de charge journalier illustré à la Figure I.3. Le coût de l'énergie horaire est présenté à la Figure I.4.

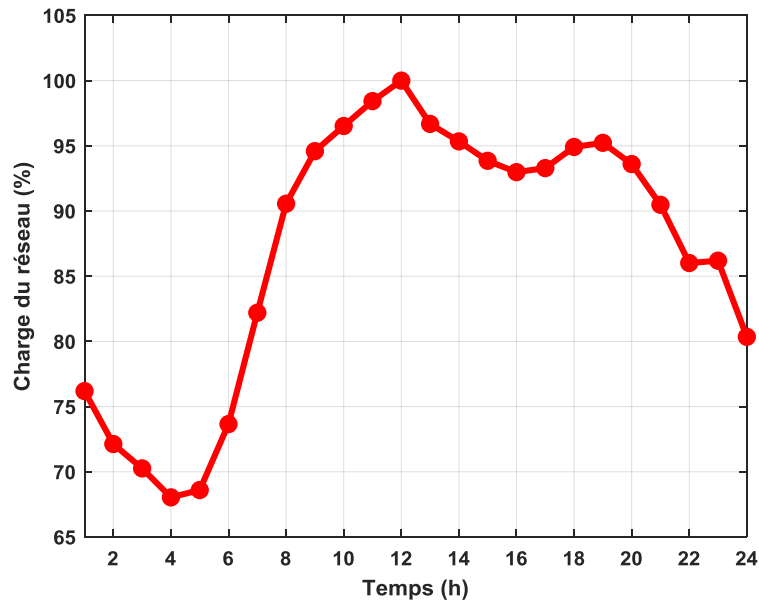


Figure I.3: Profil de charge journalier.

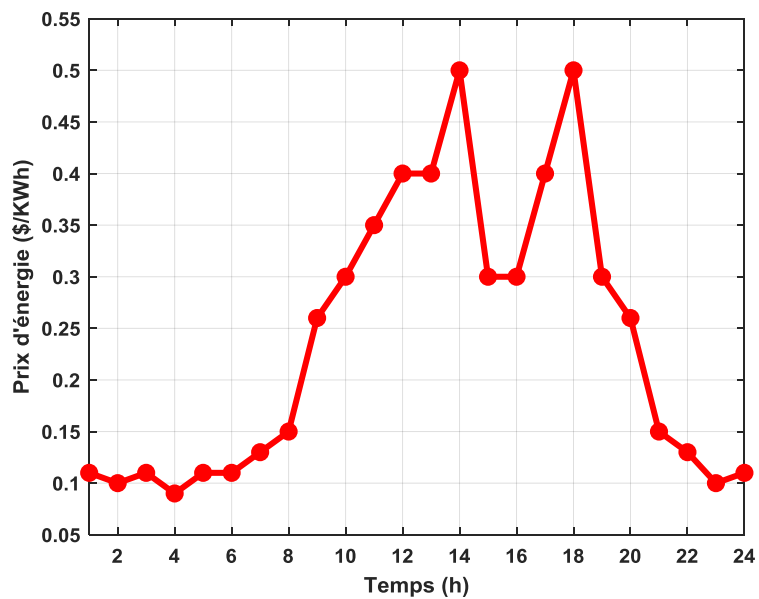


Figure I.4: Prix de l'énergie horaire.

La Figure I.5 présente le profil horaire de la tension aux jeux de barres du réseau de distribution. La tension minimale a été enregistrée à 12h, moment où la charge du réseau atteint sa valeur maximale. Cette chute de tension est observée au niveau du jeu de barres 18, avec une valeur de 0,9038 p.u. À cette même heure, 21 jeux de barres ont une tension inférieure à 0,95 p.u., ce qui représente une situation de sous-tension dans une grande partie du réseau.

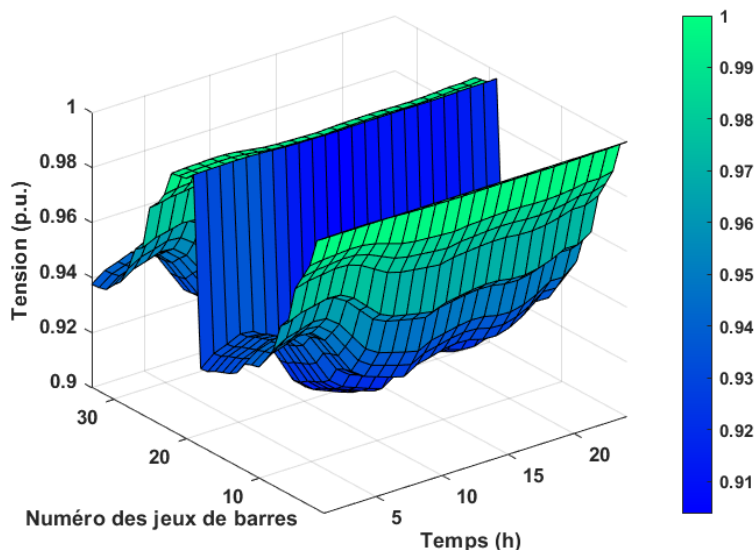


Figure I.5: Profil de tension.

La Figure I.6 présente l'évolution horaire de la déviation totale de la tension. La déviation cumulée sur l'ensemble de la journée atteint une valeur de 37,3480. La déviation maximale, quant à elle, est enregistrée à 12h, avec une valeur de 1,8047 p.u., correspondant au moment où la charge du réseau est la plus élevée.

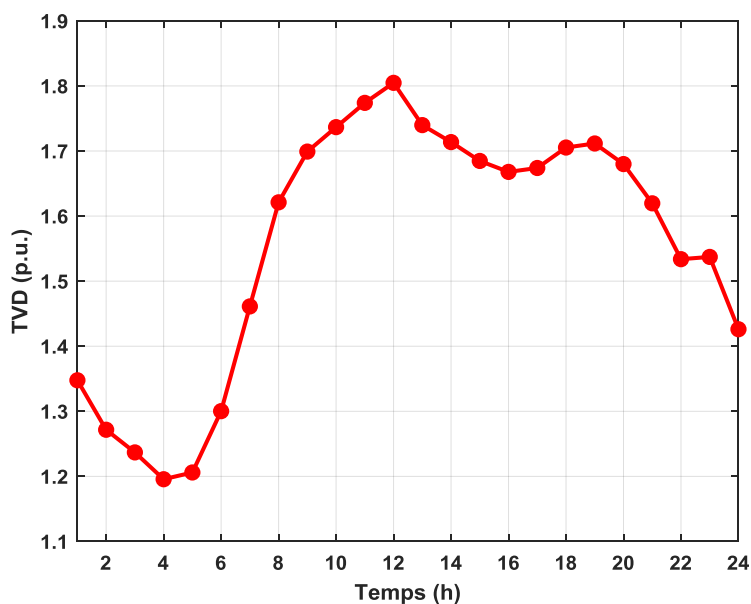


Figure I.6: Déviation totale de la tension.

La Figure I.7 illustre l'évolution des pertes actives et réactives en fonction du temps (en heures). Les pertes totales enregistrées sur l'ensemble du réseau de distribution s'élèvent à 3826.4764 kW pour la puissance active et à 2594.9605 kVAr pour la puissance réactive. On

observe que les pertes atteignent leur maximum à 12h, avec des valeurs de 210.9876 kW pour les pertes actives et 143.1284 kVAr pour les pertes réactives.

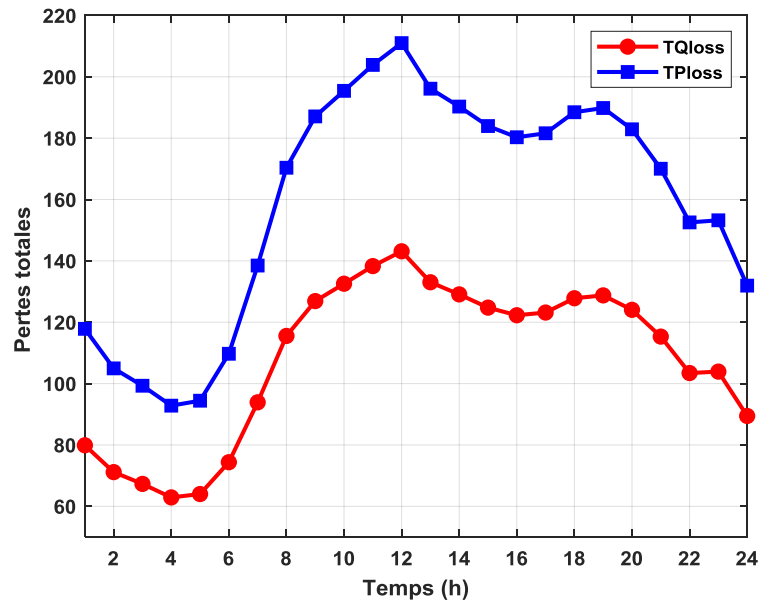


Figure I.7: Pertes actives et réactives du réseau de distribution.

La Figure I.8 illustre la variation horaire du coût annuel. Le coût annuel total s'élève à $7,4955 \times 10^6$ \$, dont $8,3800 \times 10^4$ \$ correspondent aux pertes de puissance active et $7,4117 \times 10^6$ \$ à la génération. Le coût horaire maximal est observé à 14h, avec une valeur de $6,8574 \times 10^5$ \$.

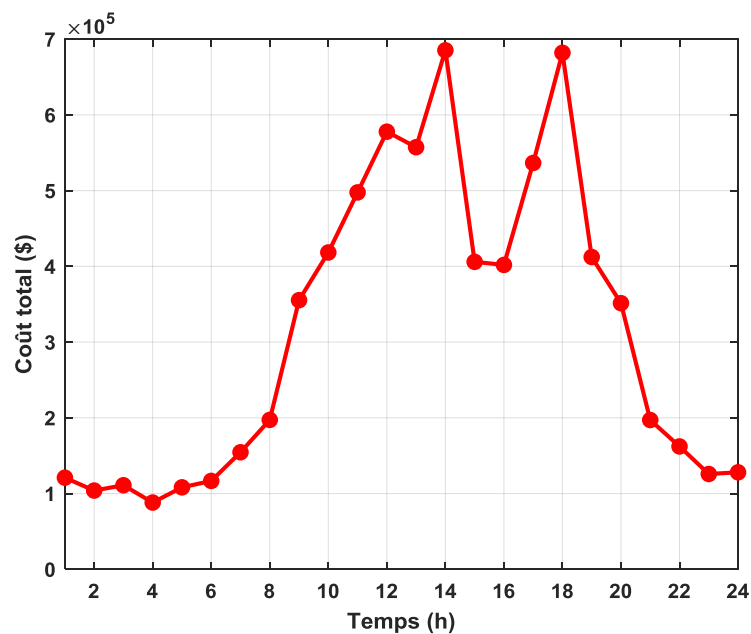


Figure I.8: Coût Annuel.

L'évolution des émissions de gaz à effet de serre en fonction du temps est représentée sur la Figure I.9. Les émissions annuelles totales s'élèvent à $2,7571 \times 10^7$ kg. La quantité maximale de gaz émise par la centrale est enregistrée à 12h, avec une valeur de $1,3286 \times 10^6$ kg.

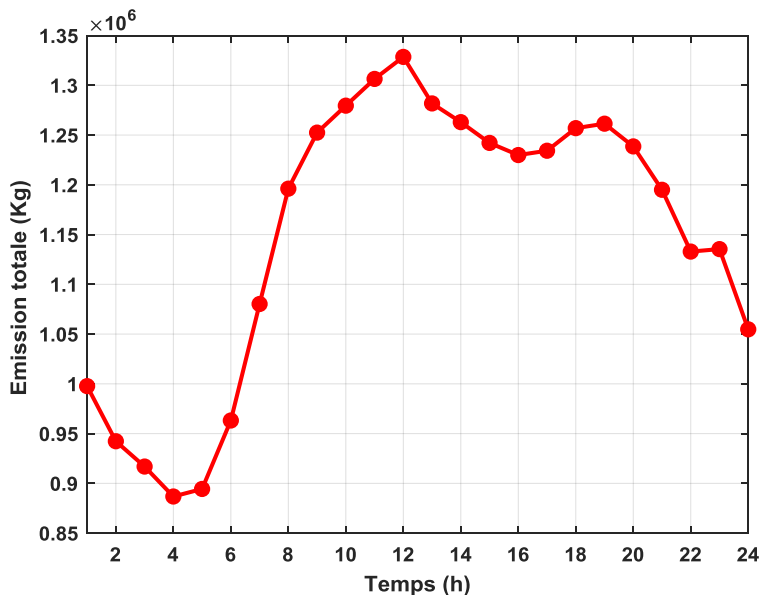


Figure I.9: Emission annuelle.

La Figure I.10 schématise le bilan de puissance active dans le réseau de distribution. À chaque instant h , on observe que la puissance générée par la centrale est équivalente à la somme de la puissance active consommée par les charges et des pertes actives dans les branches du réseau. De même, la

Figure I.11 montre que le bilans des puissances réactives est vérifié.

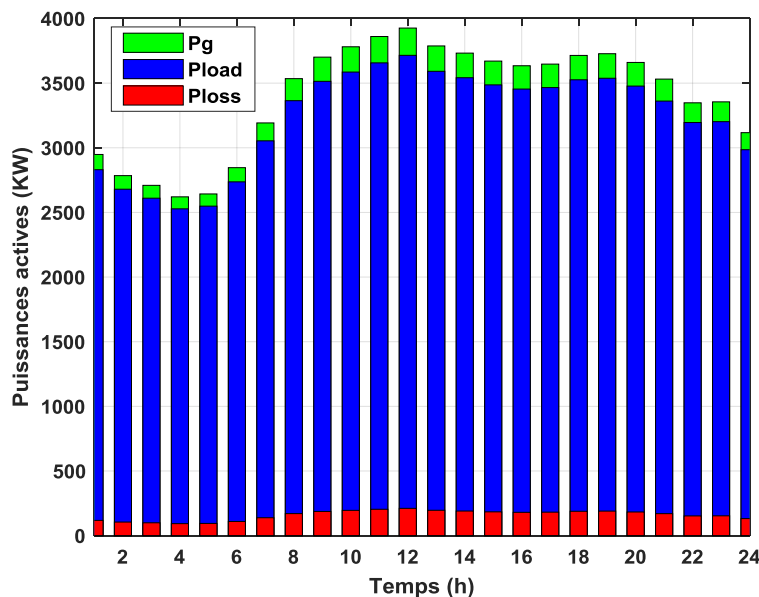
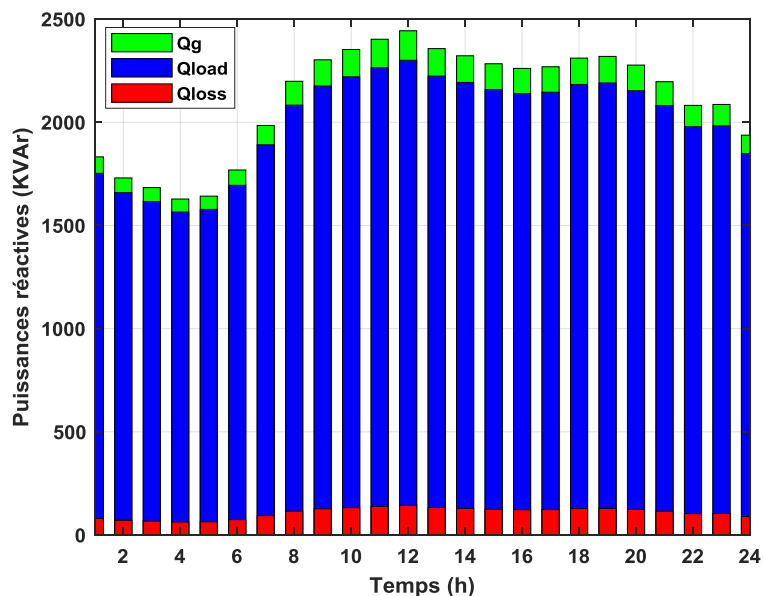


Figure I.10: Bilan des puissances actives.**Figure I.11:** Bilan des puissances réactives.

I.6.2. Résultats de la modélisation des productions décentralisées

Dans cette section du chapitre, nous présentons la puissance active générée par un panneau photovoltaïque et une turbine éolienne. La production photovoltaïque dépend de la température ambiante et de l'irradiance solaire. L'évolution horaire de la température ambiante, celle de la température de la cellule photovoltaïque, est illustrée sur la Figure I.12, tandis que l'irradiance solaire est représentée à la Figure I.13. Le profil de vitesse du vent, à la hauteur de référence de 10 m ainsi qu'à la hauteur des pales (50 m), est présenté dans la Figure I.14. Les modèles adoptés pour ces deux types de production décentralisée seront intégrés au problème d'optimisation abordé dans les chapitres 2 et 3 du mémoire.

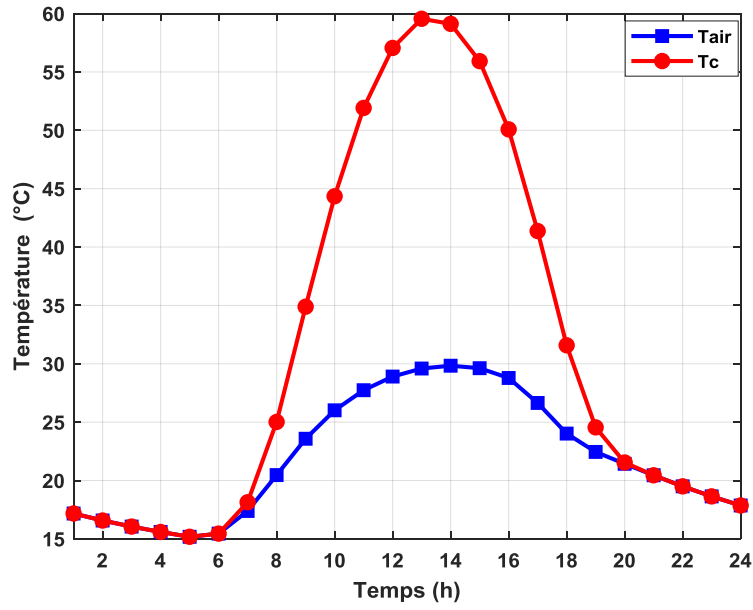


Figure I.12: Températures ambiante et de la cellule du panneau photovoltaïque.

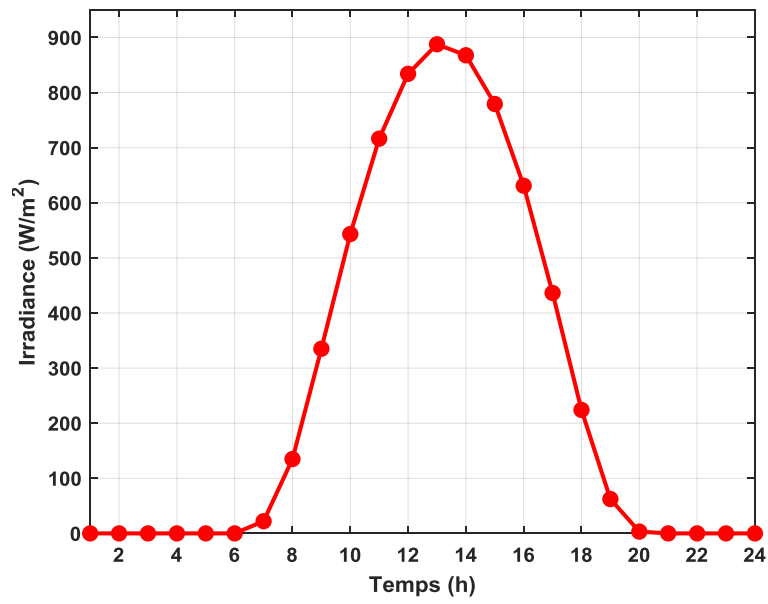


Figure I.13: Irradiance solaire.

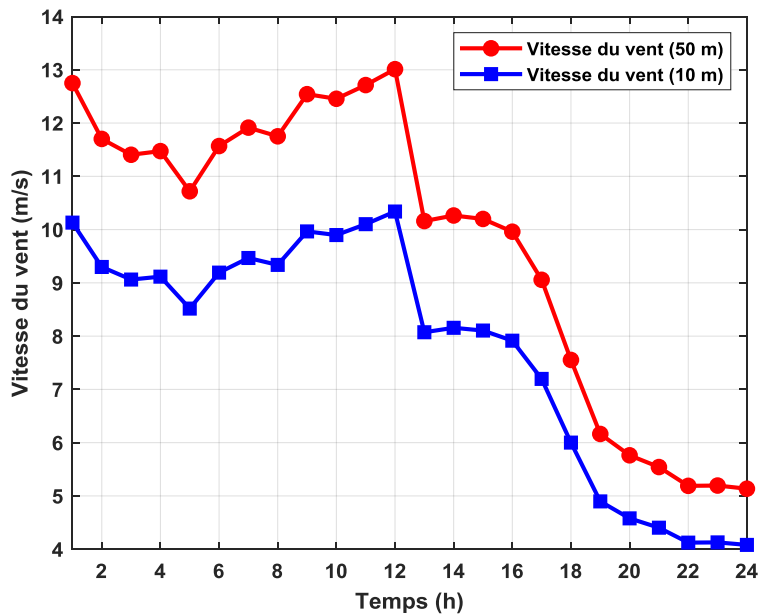


Figure I.14: Vitesse du vent.

La Figure I.15 et la Figure I.16 présentent la puissance active générée à chaque heure, respectivement par le panneau photovoltaïque et par la turbine éolienne.

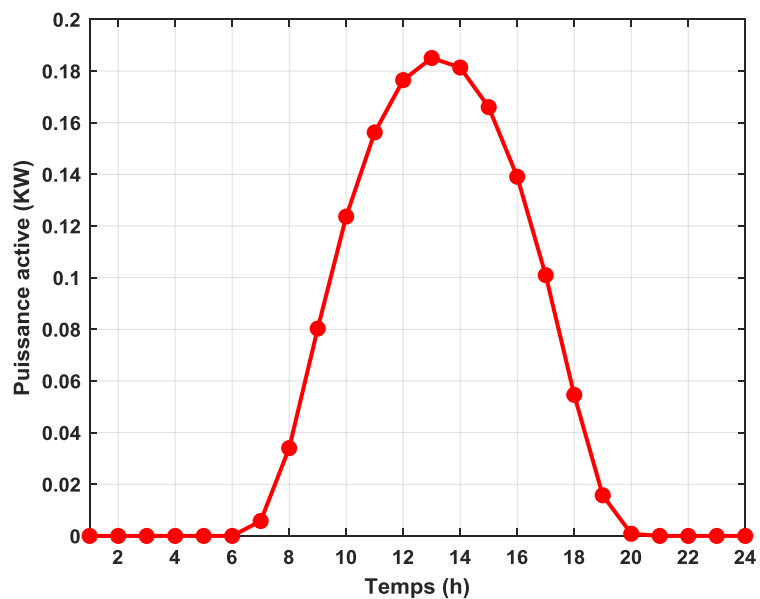


Figure I.15: Puissance active générée par un panneau photovoltaïque.

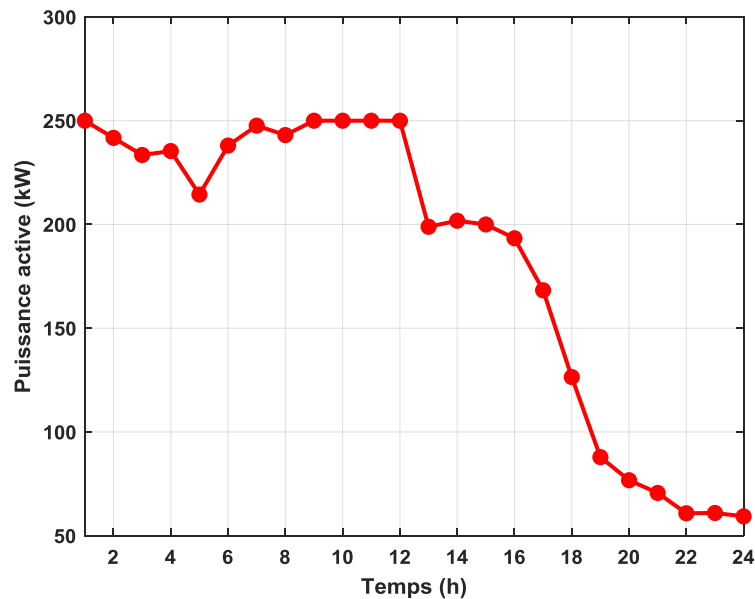


Figure I.16: Puissance active générée par une turbine éolienne.

I.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons appliqué la méthode dite « directe » pour l'analyse de l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution de test IEEE à 33 jeux de barres, en tenant compte d'un profil journalier de charge. Cette approche itérative s'appuie sur la matrice BIBC pour le calcul des courants de branche à partir des courants de charge, puis sur la matrice BCBV pour la mise à jour des tensions aux jeux de barres.

Les résultats obtenus mettent en évidence des pertes actives totales de 3826,48 kW, une déviation de tension cumulée de 37,35 p.u., un coût annuel de 7.4955×10^6 \$, ainsi que des émissions annuelles de gaz à effet de serre de $2,7571 \times 10^7$ kg. La tension la plus faible a été enregistrée au niveau du jeu de barres 18, à 12h, avec une valeur de 0,9038 p.u., moment correspondant à la charge maximale du réseau. L'un des principaux avantages de cette méthode réside dans son temps de calcul réduit, un atout important dans la résolution des problèmes d'optimisation développés aux chapitres suivants. Enfin, ce chapitre a permis de modéliser les deux principales sources de production décentralisée : le photovoltaïque et l'éolien.

Chapitre II : Intégration optimale de productions décentralisées dans un réseau de distribution

II.1. Introduction

L'intégration optimale des énergies renouvelables décentralisées, telles que le solaire photovoltaïque (PV) et l'éolien, dans les réseaux de distribution électrique représente un enjeu majeur de la transition énergétique. Toutefois, pour tirer pleinement parti des avantages de ces sources de production décentralisées, il est essentiel de garantir une intégration optimale, tant en termes de localisation que de dimensionnement.

Dans ce deuxième chapitre, nous appliquons l'algorithme d'optimisation BSLO (Blood-Sucking Leech Optimization), inspiré du comportement des sangsues, afin de déterminer l'emplacement et la taille optimaux des unités de production décentralisée (PD). L'objectif est de réduire les pertes actives, d'améliorer le profil de tension en minimisant les déviations de tension, de réduire le coût annuel du système et déminuer les émissions de gaz polluants.

L'étude porte sur l'intégration de deux unités photovoltaïques et de deux centrales éoliennes dans le réseau test IEEE à 33 jeux de barres, sur une période de 24 heures. L'optimisation tient compte des variations horaires de la charge, de la température ambiante, de l'irradiance solaire, de la vitesse du vent, ainsi que des fluctuations du prix de l'énergie.

II.2. Formulation mathématique du problem d'optimisation

II.2.1 Fonction objectif

La fonction objectif de notre problème d'optimisation vise à minimiser simultanément les pertes actives, les déviations de tension, le coût annuel ainsi que les émissions de gaz polluants. La formulation mathématique de cette fonction multi-objectifs est donnée ci-après :

$$\min(FMO) = \min(\omega_1 f_1 + \omega_2 f_2 + \omega_3 f_3 + \omega_4 f_4) \quad (II.1)$$

$$f_1 = \frac{TP_{loss}^{Après\ intégration\ de\ PD}}{TP_{loss}^{Avant\ intégration\ de\ PD}} \quad (II.2)$$

$$f_2 = \frac{TVD^{Après\ intégration\ de\ PD}}{TVD^{Avant\ intégration\ de\ PD}} \quad (II.3)$$

$$f_3 = \frac{TCost^{Après\ intégration\ de\ PD}}{TCost^{Avant\ intégration\ de\ PD}} \quad (II.4)$$

$$f_4 = \frac{TE^{\text{Après intégration de PD}}}{TE^{\text{Avant intégration de PD}}} \quad (\text{II.5})$$

Où les coefficients ω_1 , ω_2 , ω_3 et ω_4 représentent les poids attribués à chaque critère de la fonction objectif, fixés de manière égale à 0,25 chacun, reflétant ainsi une importance identique accordée à chaque composante de l'optimisation.

Les pertes actives totales (TP_{loss}), la déviation totale de tension (TVD) ainsi que les émissions totales (TE) après l'intégration des productions décentralisées sont calculées de la même manière que pour le cas de base, c'est-à-dire un réseau sans sources décentralisées, tel que présenté au chapitre I. En revanche, le coût annuel total après intégration diffère. En plus des coûts de génération ($Cost_g$) et du coût associé aux pertes de puissance active $Cost_{P_{loss}}$, il intègre également des coûts supplémentaires liés aux unités de production décentralisée, photovoltaïque ($Cost_{PV}$) et d'éolien ($Cost_{WT}$). Ces coûts comprennent l'investissement initial, considéré comme un coût fixe ($Cost^{Fixe}$), ainsi que les coûts d'exploitation et de maintenance ($Cost^{O\&M}$), qui sont considérés comme des coûts variables

$$TCost^{\text{Après intégration de PD}} = Cost_{WT} + Cost_{PV} + Cost_{P_{loss}} + Cost_g \quad (\text{II.6})$$

Le coût des unités de production PV vaut :

$$Cost_{PV} = Cost_{PV}^{Fixe} + Cost_{PV}^{O\&M} \quad (\text{II.7})$$

$$Cost_{PV}^{O\&M} = 365 \times C_{PV}^{O\&M} \sum_{h=1}^{24} \sum_{i=1}^{NPV} P_{PV,i}(h) \quad (\text{II.8})$$

$$Cost_{PV}^{Fixe} = CF \times C_{PV} \times P_{nominale_PV} \quad (\text{II.9})$$

$$CF = \frac{\beta \times (1 + \beta)^{NP}}{(1 + \beta)^{NP} - 1} \quad (\text{II.10})$$

De même, pour la production éolienne, on a:

$$Cost_{WT} = Cost_{WT}^{Fixe} + Cost_{WT}^{O\&M} \quad (\text{II.11})$$

$$Cost_{WT}^{O\&M} = 365 \times C_{WT}^{O\&M} \sum_{h=1}^{24} \sum_{i=1}^{N_{WT}} P_{WT,i}(h) \quad (II.12)$$

$$Cost_{WT}^{Fixe} = CF \times C_{WT} \times P_{nominale_WT} \quad (II.13)$$

Avec :

- CF : facteur de récupération du capital ;
- $C_{PV}^{O\&M}, C_{WT}^{O\&M}$: Coût de maintenance et d'exploitation du PV et WT, respectivement;
- C_{PV}, C_{WT} : Coûts d'achat du PV et WT, respectivement;
- $P_{nominale_PV}, P_{nominale_WT}$: Puissance nominale d'un système de production PV et WT;
- NP, β : Durée de vie et taux d'intérêt des PV ou des WT, respectivement ;
- N_{PV}, N_{WT} : le nombre d'unités de production PV et WT, respectivement.

II.2.2 Contraintes d'égalité

Ces contraintes traduisent l'équilibre de puissance à chaque période h entre, d'une part, la production issue du poste source, des unités photovoltaïques et des générateurs éoliens, et, d'autre part, la demande des charges ainsi que les pertes actives dans les lignes du réseau. Elles peuvent être exprimées par la relation suivante :

$$\sum_{i=1}^{N_{PV}} P_{PV,i} + \sum_{i=1}^{N_{WT}} P_{WT,i} + P_g = \sum_{i=2}^{N_{bus}} P_{load,i} + \sum_{i=1}^{N_{br}} P_{loss,i} \quad (II.14)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{WT}} Q_{WT,i} + Q_g = \sum_{i=2}^{N_{bus}} Q_{load,i} + \sum_{i=1}^{N_{br}} Q_{loss,i} \quad (II.15)$$

Avec :

- P_g, Q_g : la puissance active et réactive générées par le poste source, respectivement ;
- $P_{WT,i}, Q_{WT,i}$: puissances active et réactive injectées par l'éolienne i ;
- $P_{PV,i}$: puissance active fournie par la i ème production de type PV ;
- $P_{loss,i}, Q_{loss,i}$: pertes actives et réactives dans la branche i ;
- $P_{load,i}, Q_{load,i}$: puissances active et réactive de la charge au niveau du jeu de barres i ;

- N_{PV}, N_{WT} : nombre de productions décentralisées de type PV et WT;
- N_{br}, N_{bus} : nombre de branches et de jeux de barres du réseau de distribution, respectivement.

II.2.3 Contraintes d'inégalité

Ces contraintes sont liées aux conditions de fonctionnement du réseau de distribution.

II.2.3.1 Contrainte de la tension

Cette contrainte garantit que la tension dans chaque jeu de barres du réseau reste dans une plage de valeurs admissible. Si nous notons V_i la tension au jeu de barres i , la contrainte d'inégalité de la tension peut être formulée comme suit :

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad (II.16)$$

Où V_{min} et V_{max} représentent respectivement les valeurs minimale et maximale admissibles de la tension dans le réseau de distribution.

II.2.3.2 Contrainte du courant de branche

Le courant circulant dans chaque branche du réseau ne doit pas dépasser sa valeur maximale admissible.

$$I_i \leq I_{max,i} \quad (II.17)$$

II.2.3.3 Contraintes liées aux productions décentralisées

$$2 \leq POS_{PV}, POS_{WT} \leq N_{bus} \quad (II.18)$$

$$P_{PVmin} \leq P_{PV,i} \leq P_{PVmax} \quad (II.19)$$

$$P_{WTmin} \leq P_{WT,i} \leq P_{WTmax} \quad (II.20)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{PV}} P_{PV,i} + \sum_{i=1}^{N_{WT}} P_{WT,i} \leq \sum_{i=2}^{N_{bus}} P_{load,i} \quad (II.21)$$

$$F_{PWTmin} \leq F_{PWT,i} \leq F_{PWTmax} \quad (II.22)$$

Le Tableau II.1 regroupe les limites inférieures et supérieures utilisées pour les différentes paramètres du problème d'optimisation.

Paramètre	Valeur minimale	Valeur maximale
Puissance active du PV (kW)	0	3715
Puissance active du WT (kW)	0	3715
Facteur de puissance du WT	0,7	1
Tension des jeux de barres (p.u)	0,9	1,1

Tableau II.1: Limites inférieures et supérieures adoptées pour les différents paramètres du problème d'optimisation.

II.3. Algorithme d'optimisation BSLO

L'algorithme d'optimisation BSLO (Blood-Sucking Leech Optimization) est un nouvel algorithme d'intelligence en essaim introduit en 2024 par Jainfu Bai et al. [14] inspiré du comportement de recherche de nourriture des sangsues suceuses de sang dans les rizières. Ces sangsues se nourrissent du sang de leurs proies, y compris les humains. Elles sont dotées de multiples récepteurs sensoriels qui leur permettent de suivre leurs proies en détectant divers stimuli émis, comme les vagues. Le modèle mathématique utilisé pour décrire ce comportement distingue deux types de sangsues. Les premières, dites directionnelles, interprètent avec précision les stimuli de leurs proies, leur permettant de nager progressivement plus près de leurs proies à chaque itération. À l'inverse, les secondes, dites non directionnelles, interprètent mal ces stimuli et nagent dans la mauvaise direction. Le comportement des sangsues comprend les processus suivants :

II.3.1 Phase d'initialisation

La population de sangsues hématophages est formée aléatoirement, comme le montre l'équation ci-dessous :

$$X = rand(1, D) \times (ub - lb) + lb \quad (II.23)$$

Où X représente la position de toutes les sangsues, $rand$ est un nombre aléatoire dans l'intervalle $[0, 1]$, D est la dimension du problème d'optimisation, et ub et lb désignent respectivement les limites supérieure et inférieure.

II.3.2 Stratégie d'exploration des sangsues directionnelles

Pendant la phase d'exploration, les N_1 sangsues directionnelles dont le nombre est déterminé par l'équation (II.24) nagent en direction de leur proie selon un angle α , formé par leur interaction avec un stimulus de type onde circulaire. La longueur L de l'arc vert (illustré dans la Figure II. 1) diminue à mesure que les sangsues se rapprochent de leur proie.

$$N_1 = \text{floor} \left(N \times \left(m + (1 - m) \times \left(\frac{t}{T} \right)^2 \right) \right) \quad (\text{II.24})$$

Où t et T représentent respectivement les itérations actuelles et maximales, N est la taille de la population et la fonction *floor* dans MATLAB arrondit chaque élément à l'entier le plus proche inférieur ou égal à l'élément. m est défini égal à 0,8 et représente le paramètre de ratio.

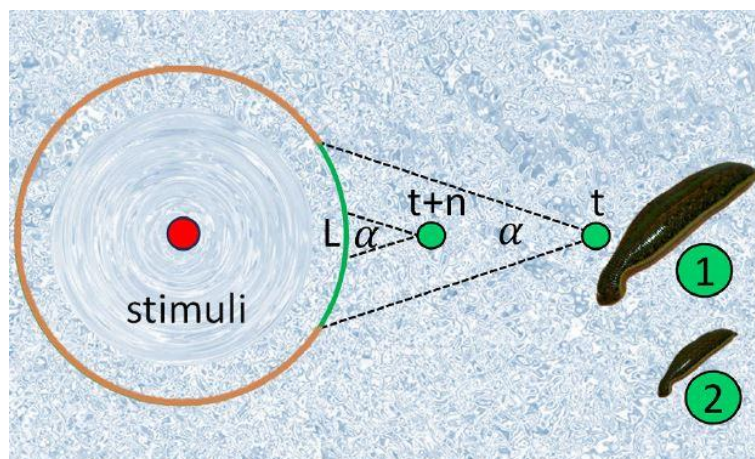


Figure II. 1: Comportement de recherche de nourriture des sangsues suceuses de sang.

Les équations régissant la phase d'exploration sont les suivantes :

$$x_{(i,j)}^{t+1} = \begin{cases} x_{(i,j)}^t + C \times x_{(i,j)}^t - L_1, & \text{if } r < a \text{ and } |x_{prey(j)}| > |x_{(i,j)}^t| \\ x_{(i,j)}^t + C \times x_{(i,j)}^t + L_1, & \text{if } r < a \text{ and } |x_{prey(j)}| < |x_{(i,j)}^t| \\ x_{(i,j)}^t + C \times x_{(i,j)}^t - L_2, & \text{if } r > a \text{ and } |x_{prey(j)}| > |x_{(i,j)}^t| \\ x_{(i,j)}^t + C \times x_{(i,j)}^t + L_2, & \text{if } r > a \text{ and } |x_{prey(j)}| < |x_{(i,j)}^t| \end{cases} \quad (\text{II.25})$$

Où r est un nombre aléatoire compris entre 0 et 1 et a est un paramètre de l'algorithme BSLO, fixé à 0,97. C représente le coefficient de perturbation défini comme suit :

$$C = b \times \left(1 - \frac{t}{T} \right) \times 0,5 \times Levy \quad (\text{II.26})$$

$$Levy = 0,01 \times \frac{\mu \times \sigma}{\left| \omega^{\frac{1}{\beta}} \right|} \quad (II.27)$$

$$\sigma = \left(\frac{\Gamma(1 + \beta) \times \sin(\pi\beta/2)}{\Gamma\left(\frac{1 + \beta}{2}\right) \times \beta \times 2^{\frac{\beta-1}{2}}} \right)^{\frac{1}{\beta}} \quad (II.28)$$

$$Levy = 0,01 \times \frac{\mu \times \sigma}{\left| \omega^{\frac{1}{\beta}} \right|} \quad (II.29)$$

$$\beta = -0,5 \times \left(\frac{t}{T}\right)^6 + \left(\frac{t}{T}\right)^4 + 1,5 \quad (II.30)$$

Où $Levy$ représente la fonction de distribution des vols de Levy, b , fixé à 0,001, est le paramètre de la méthode BSLO, tandis que μ et ω sont des nombres aléatoires uniformément distribués dans l'intervalle $[0, 1]$.

Les deux longueurs d'arc, L_1 et L_2 , dans l'équation (II.25) sont définies comme suit :

$$L_1 = r_1 \times |x_{prey(j)} - x_{(i,j)}^t| \times PD \times \left(1 - \frac{k_1}{N}\right) \quad (II.31)$$

$$L_2 = |x_{prey(j)} - x_{(i,k)}^t| \times PD \times \left(1 - r_1^2 \times \frac{k_1}{N}\right) \quad (II.32)$$

Où k_1 est un entier aléatoire dans l'intervalle $\left[1, \text{floor}\left(N \times \left(1 + \frac{t}{T}\right)\right)\right]$ et k est un entier aléatoire dans $[1, m]$. r_1 représente une valeur aléatoire dans l'intervalle $[-1, 1]$, et PD est la distance perçue, qui représente la distance perçue par les sangsues directionnelles par rapport à la proie, calculée comme suit :

$$PD = s \times r_2 \times \left(1 - \frac{t}{T}\right) \quad (II.33)$$

Où r_2 est un nombre aléatoire dans $[-1, 1]$, et la valeur de s est exprimée comme :

$$s = \begin{cases} 8 - \left(-\frac{t^2}{T} + 1\right) & \text{if } r < 0.5 \\ 8 - 7 \times \left(-\frac{t^2}{T} + 1\right) & \text{else} \end{cases} \quad (II.34)$$

II.3.3 Stratégie d'exploitation des sangsues directionnelles

Durant cette phase, les sangsues directionnelles se rapprochent progressivement de leurs proies et pénètrent dans des zones à stimuli intenses. Leurs nouvelles positions sont calculées à l'aide des équations suivantes :

$$x_{(i,j)}^{t+1} = \begin{cases} x_{prey(j)} + C \times x_{prey(j)} - L_3 & \text{if } r < a \text{ and } |x_{prey(j)}| > |x_{(i,j)}^t| \\ x_{prey(j)} + C \times x_{prey(j)} + L_3 & \text{if } r < a \text{ and } |x_{prey(j)}| < |x_{(i,j)}^t| \\ x_{prey(j)} + C \times x_{prey(j)} - L_4 & \text{if } r > a \text{ and } |x_{prey(j)}| > |x_{(i,j)}^t| \\ x_{prey(j)} + C \times x_{prey(j)} + L_4 & \text{if } r > a \text{ and } |x_{prey(j)}| < |x_{(i,j)}^t| \end{cases} \quad (\text{II.35})$$

La valeur de C est calculée à l'aide de l'équation (II.26), où b est fixé à 0,001 lorsque ($t < 0,1 \times T$) et à 0,00001 dans les autres cas. Cela garantit que le coefficient de distribution diminue après de nombreuses itérations, en suivant l'algorithme BSLO pour trouver la solution optimale. Les longueurs d'arc L_3 et L_4 sont exprimées comme suit :

$$L_3 = |x_{prey(j)} - x_{(i,j)}^t| \times PD \times \left(1 - r_3^2 \times \frac{k_1}{N}\right) \quad (\text{II.36})$$

$$L_4 = |x_{prey(j)} - x_{(i,k)}^t| \times PD \times \left(1 - r_3^2 \times \frac{k_1}{N}\right) \quad (\text{II.37})$$

Où r_3 est un nombre aléatoire dans $[-1, 1]$.

II.3.4 Transition entre les stratégies d'exploration et d'exploitation des sangsue directionnelles

La distance perçue PD sert de paramètre de décision pour les sangsues directionnelles lors de la transition entre les phases d'exploration et d'exploitation. Plus précisément, lorsque $|PD| \geq 1$, davantage de sangsues sont éloignées de leurs proies, ce qui indique que l'algorithme BSLO est en phase d'exploration. Inversement, lorsque $|PD| < 1$, les sangsues se rapprochent de leurs proies, ce qui indique que l'algorithme BSLO est en phase d'exploitation.

II.3.5 Stratégie de recherche des sangsues non directionnelles

Les N_2 sangsues sans direction, définies comme $N_2 = N - N_1$, interprètent mal les stimuli et nagent dans la mauvaise direction. Le nombre de sangsues sans direction diminue progressivement à chaque itération, et leurs nouvelles positions sont données par :

$$x_{(i,j)}^{t+1} = \begin{cases} \frac{t}{T} \times |x_{prey(j)} - x_{(i,j)}^t| \times 0.5 \times levy \times x_{(i,j)}^t & \text{if } r < 0.5 \\ \frac{t}{T} \times |x_{prey(j)} - x_{(i,j)}^t| \times 0.5 \times levy \times x_{prey(j)} & \text{else} \end{cases} \quad (\text{II.38})$$

II.3.6 Stratégie de repositionnement des sangsues

Après plusieurs itérations t_1 et diverses phases d'exploitation et d'exploration, certaines sangsues ont réussi à localiser leur proie, les humains, et à sucer leur sang. Les humains, à leur tour, se sont débarrassés des sangsues en les rejetant dans la rizière. Mathématiquement, la nouvelle position de ces sangsues est définie comme suit :

$$X_i = rand(1, D) \times (ub - lb) + lb \quad \text{if } t > t_1 \text{ and } F(X_i^t) = F(X_{prey}^{t-t_2}) \quad (\text{II.39})$$

Les valeurs de t_1 et t_2 sont fixées à 20. Cette stratégie permet d'éviter que l'algorithme BSLO ne se retrouve bloqué dans une solution optimale locale.

La Figure II.2 présente l'organigramme de BSLO pour la planification optimale du réseau de distribution.

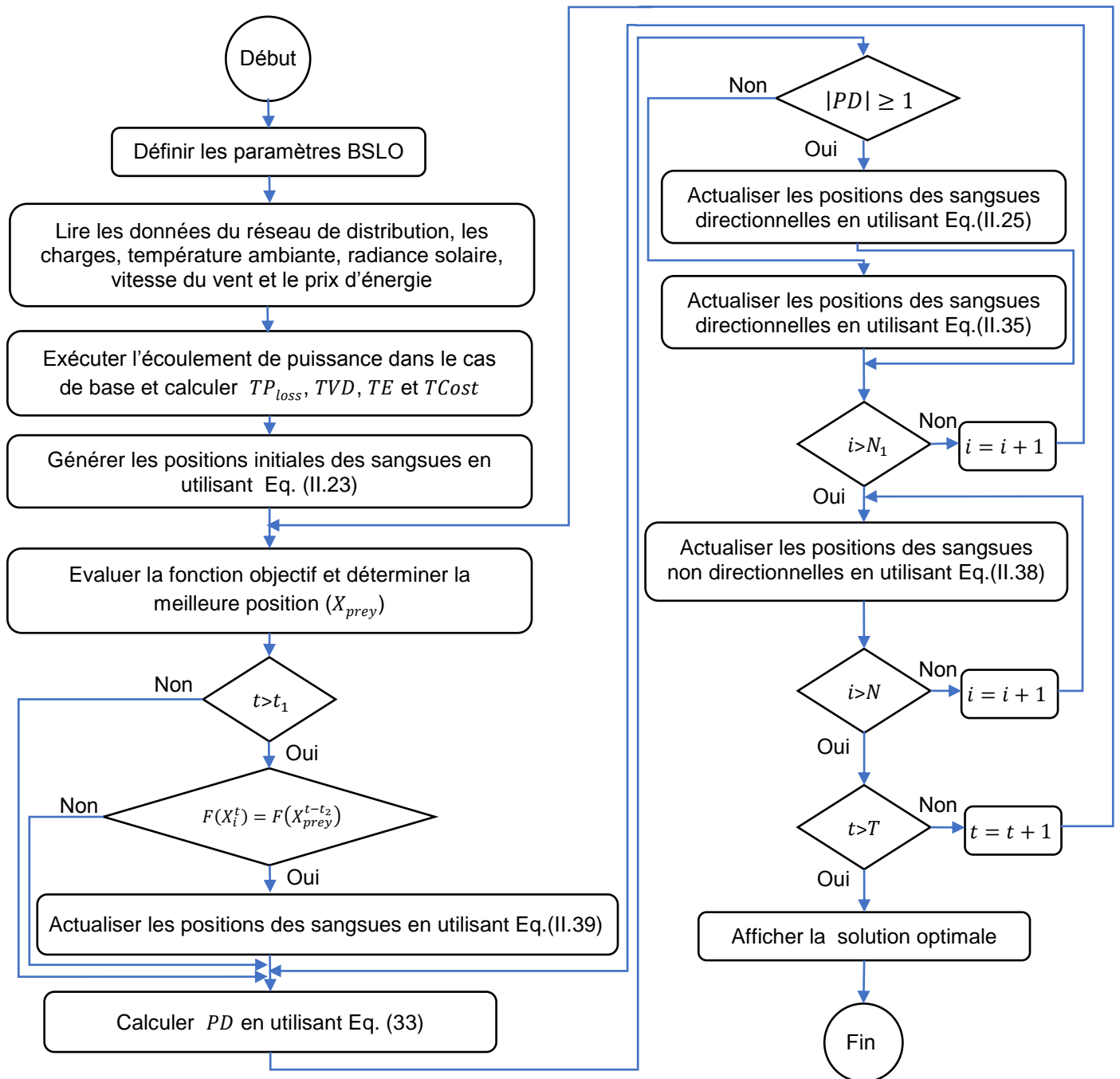


Figure II.2. Organigramme de l’algorithme BSLO.

II.4. Résultats de simulation

Nous présentons ici les résultats de l’intégration optimale de deux unités photovoltaïques (PV) et de deux centrales éoliennes (WT) dans un réseau de distribution standard IEEE à 33 jeux de barres, dans le but de minimiser une fonction multi-objectif. Cette fonction vise à réduire simultanément les pertes actives, la déviation de tension, le coût annuel ainsi que les émissions totales de gaz polluants. Le problème d’optimisation formulé

prend en compte les variations horaires de la charge, de la température ambiante, de l'irradiance solaire, de la vitesse du vent, ainsi que des fluctuations du prix de l'énergie. L'algorithme d'optimisation BSLO (Blood-Sucking Leech Optimization) est appliqué afin de déterminer l'emplacement optimal et le dimensionnement des unités de production décentralisée intégrées dans le réseau test. Pour évaluer l'impact de cette intégration sur les performances du réseau de distribution, deux cas d'étude sont considérés :

- **Cas 1** : réseau de distribution sans intégration de productions PV et WT (cas de base) ;
- **Cas 2** : réseau de distribution avec intégration optimale de deux unités PV et deux unités WT.

Le Tableau II.2 présente les résultats de la simulation obtenus à l'aide de l'algorithme BSLO. La solution optimale, visant à minimiser la fonction multiobjectif du problème d'optimisation, consiste à installer une première unité photovoltaïque (PV) d'une puissance nominale de 438,8550 kW au nœud 17, et une deuxième au nœud 25 avec une puissance de 775,9650 kW. Deux unités de production éolienne (WT) sont également intégrées aux nœuds 8 et 30, avec des puissances nominales respectives de 1500 kW et 1000 kW, et des facteurs de puissance de 0,9476 et 0,7155.

Paramètres	Cas 1	Cas 2
Positions optimales de PV	-	17 25
Positions optimales de WT	-	8 30
Puissance des PV (kW)	-	438,8550 775,9650
Puissance des WT (kW)	-	1500 1000
Facteur de puissance WT	-	0,9476 0,7155
Pertes actives totales (kW)	3826,4764	991,6055
Pertes réactives totales (kVAr)	2594,9605	709,2994
Déviations totale de tension (p.u.)	37,3480	11,0994
Emission totale (kg)	$2,7571 \times 10^7$	$9,4031 \times 10^6$
Coût total (\$)	$7,4955 \times 10^6$	$3,1150 \times 10^6$
V_{min} (p.u.) (N° nœud, temps)	0,9038 (18, 12h)	0,9352 (18, 20h)
Fonction objectif	1	0,3282

Tableau II.2: : Résultats de l'optimisation de l'intégration des PV et WT.

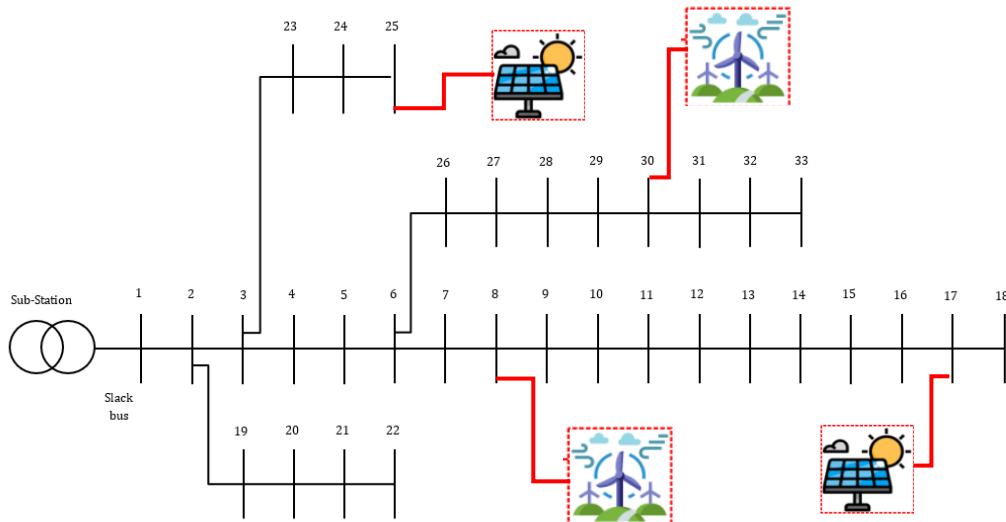


Figure II.3 : Réseau IEEE 33 nœud en présence de productions décentralisées PV et WT.

Cette intégration optimale des productions décentralisées dans le réseau a permis une réduction significative des pertes actives, celles-ci étant passées de 3826,4764 kW avant l'intégration à 991,6055 kW après intégration. De même, les pertes réactives ont diminué de 2594,9605 kVAr à 709,2994 kVAr. D'après la Figure II.4 illustrant l'évolution des pertes actives au cours de la journée, on observe que cette intégration optimale a permis de réduire les pertes actives à toutes les heures, tout au long de la période étudiée.

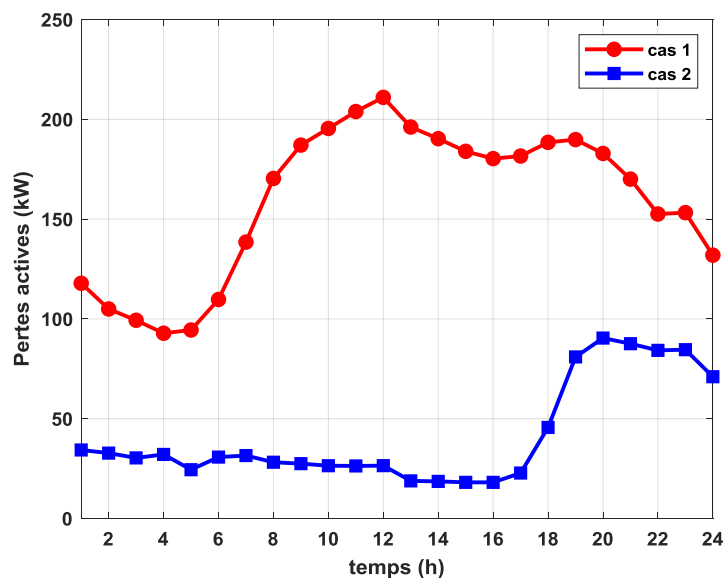


Figure II.4 : Pertes actives avant et après intégration de PD.

Il est à noter que cette amélioration est moins marquée durant la période de 19h à 24h, ce qui s'explique par la faible puissance injectée par les unités photovoltaïques (Figure II.5),

en raison de l'absence d'irradiance, ainsi que par la réduction de la production éolienne (Figure II.6), liée à une faible vitesse du vent durant cette plage horaire.

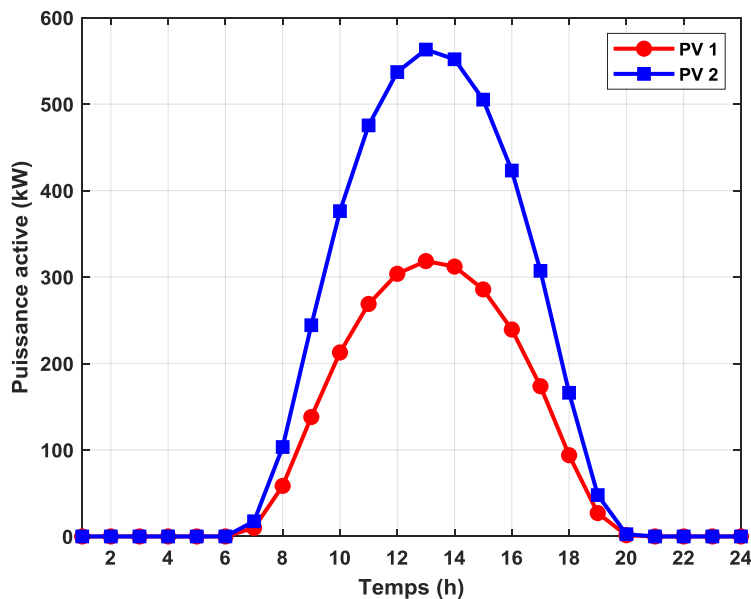


Figure II.5 : Puissances actives injectées par les deux unités PV.

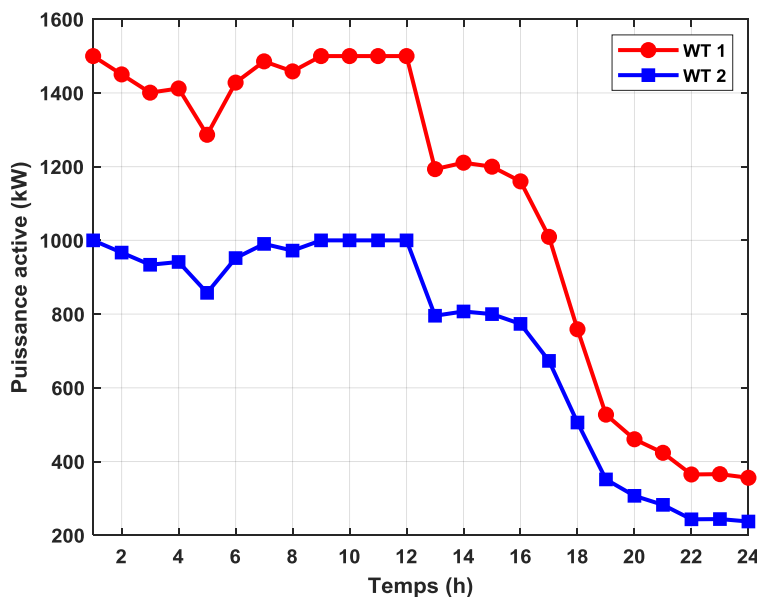


Figure II.6 : Puissances actives injectées par les deux unités éoliennes.

La déviation de la tension a connu une réduction en présence de productions décentralisées, passant de 37,3480 à 11,0994 p.u.. Cette amélioration est observée à chaque heure de la journée, comme le montre la Figure II.7 correspondante. Une diminution de la déviation de tension se traduit par une amélioration du profil de tension (Figure II.8). La tension minimale a été enregistrée au niveau du nœud à 18h, avec une valeur de 0,9352 p.u., meilleure que celle observée avant l'intégration des productions décentralisées (0,9038 p.u.).

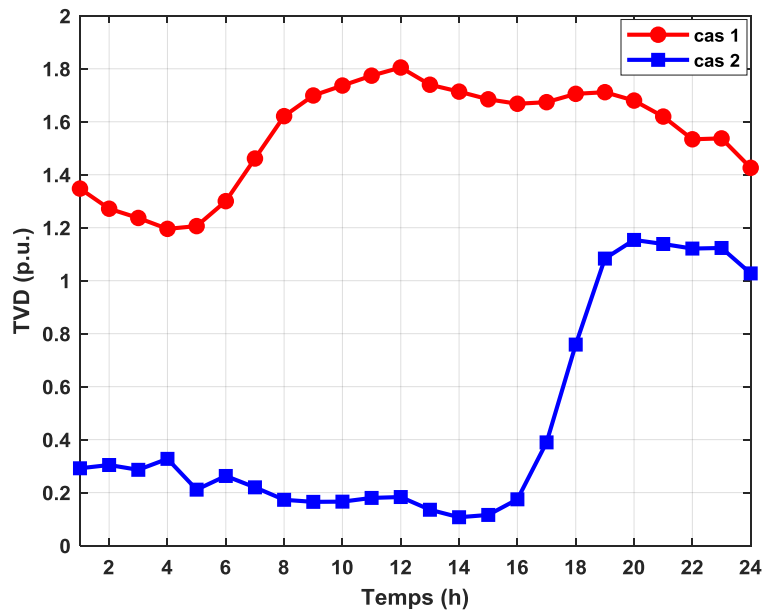


Figure II.7 : Déviation de tension avant et après intégration de PD.

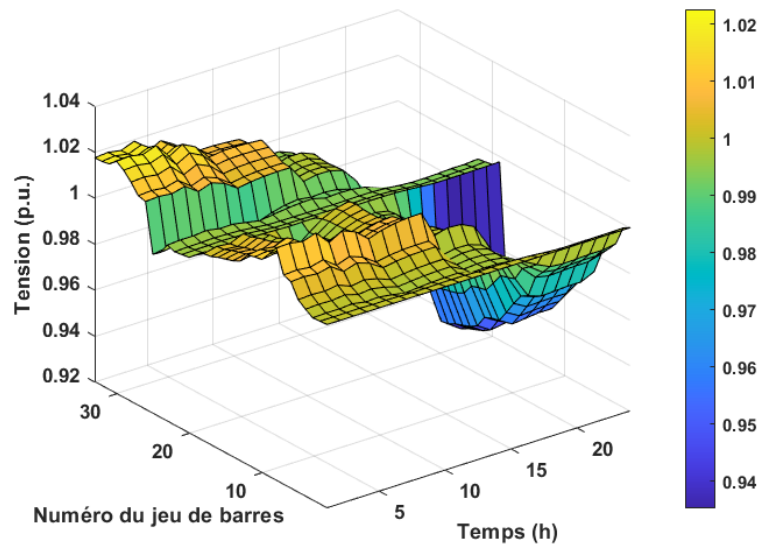


Figure II.8 : Profil de tension après intégration de PD.

En plus de l'amélioration des performances techniques du réseau, l'intégration des unités photovoltaïques (PV) et éoliennes (WT) a permis de réduire considérablement le coût total annuel, celui-ci passant de $7,4955 \times 10^6$ \$ à $3,1150 \times 10^6$ \$. De plus, la quantité de gaz à effet de serre émise par la centrale thermique a diminué, passant de $2,7571 \times 10^7$ kg à $9,4031 \times 10^6$ kg. La Figure II.8 et la Figure II.9 illustrent respectivement l'évolution du coût annuel et des émissions totales enregistrés sur une période de 24 heures.

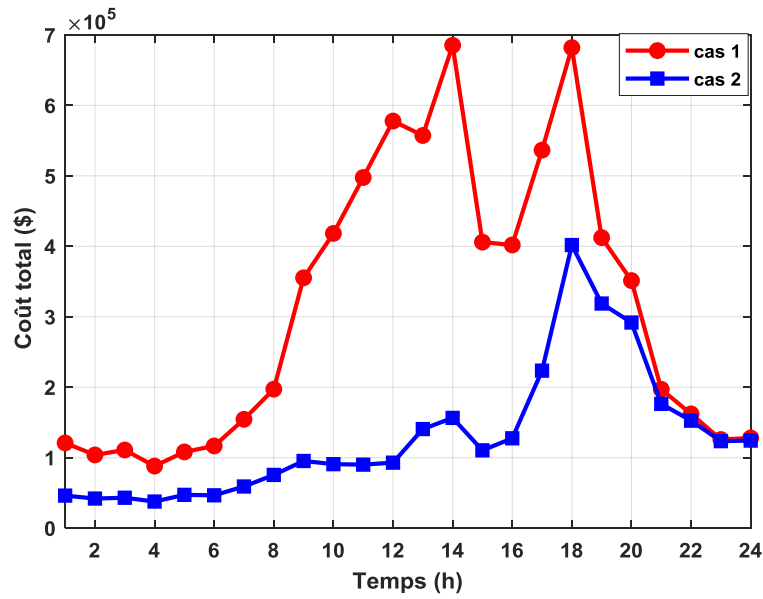


Figure II.9 : Coût annuel avant et après intégration de PD.

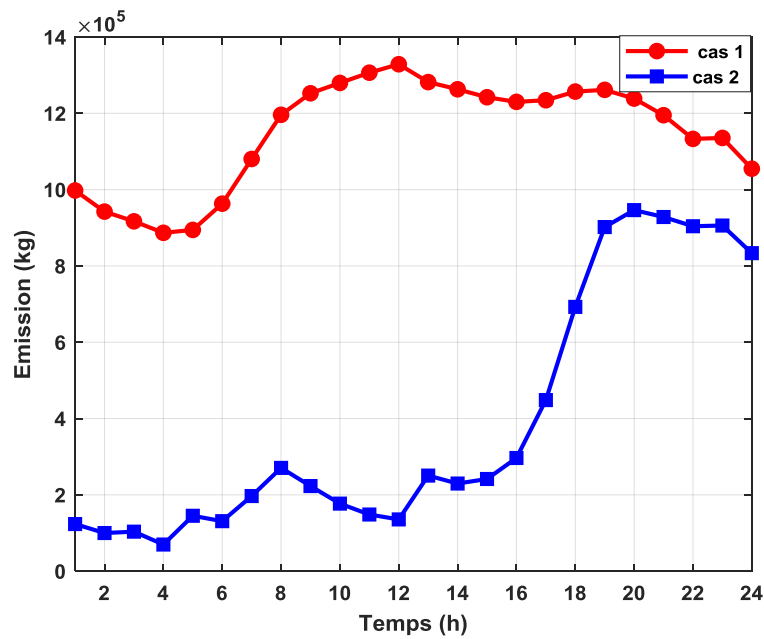


Figure II.10 : Coût annuel avant et après intégration de PD.

II.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous nous sommes attachés à optimiser l'intégration des unités de production d'énergie renouvelable, en particulier solaire photovoltaïque (PV) et éolienne (WT), au sein du réseau de distribution IEEE à 33 jeux de barres, en utilisant l'algorithme d'optimisation BSLO. L'objectif principal est d'améliorer les performances techniques, économiques et environnementales du réseau.

Les résultats obtenus montrent une réduction significative des pertes actives, une amélioration du profil de tension, une diminution du coût annuel d'exploitation ainsi qu'une baisse des émissions polluantes. L'étude prend en compte les variations horaires de la charge, de la vitesse du vent, du prix de l'énergie, de la température ambiante et de l'irradiance solaire, ce qui permet de refléter des conditions d'exploitation réalistes.

Dans le chapitre suivant, nous appliquerons le même algorithme BSLO pour optimiser, d'une part, l'insertion simultanée de deux unités photovoltaïques et de deux unités éoliennes, et d'autre part, la reconfiguration topologique du réseau. Cette double optimisation s'appuiera sur la même fonction objectif que celle traitée dans le présent chapitre.

**Chapitre III : Reconfiguration optimale
d'un réseau de distribution en présence
de PV et WT**

III.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous proposons une approche d'optimisation de la reconfiguration des réseaux de distribution intégrant des sources d'énergie renouvelable, telles que les installations photovoltaïques (PV) et les éoliennes (WT). Nous débutons par la présentation du calcul d'écoulement de puissance dans un réseau reconfigurable, en combinant une méthode directe basée sur la matrice BIBC modifiée en fonction de la nouvelle topologie du réseau après reconfiguration. La fonction objectif du problème d'optimisation est de minimiser les pertes actives, de réduire la déviation totale de tension, de diminuer les coûts opérationnels, ainsi que de limiter les émissions polluantes. Pour résoudre ce problème, nous appliquons l'algorithme d'optimisation BSLO, dont les performances sont évaluées sur le réseau test IEEE 33 jeux de barres.

III.2. Reconfiguration et calcul d'écoulement

L'optimisation de la reconfiguration du réseau de distribution consiste à identifier la topologie la plus efficace en contrôlant l'état des interrupteurs (ouverts ou fermés), dans le but d'atteindre quatre objectifs principaux : minimiser les pertes actives, réduire le coût total d'exploitation, diminuer la déviation de tension et limiter les émissions polluantes.

Après reconfiguration, le calcul d'écoulement de puissance est réalisé en utilisant la méthode décrite dans [15], qui consiste à modifier la matrice BIBC qui doit être adapté à la nouvelle topologie du réseau. Pour cela, on définit une matrice BIBC modifiée, notée rBIBC, dérivée de la matrice BIBC initiale correspondant à la topologie du réseau avant reconfiguration. La démarche de construction de cette nouvelle matrice rBIBC sera illustrée à partir du réseau de distribution présenté au chapitre 1, auquel nous ajoutons une septième branche reliant les nœuds 2 et 6 . Cette nouvelle branche crée une boucle formée par les branches 2, 5 et 7, comme illustré dans la Figure III.1.

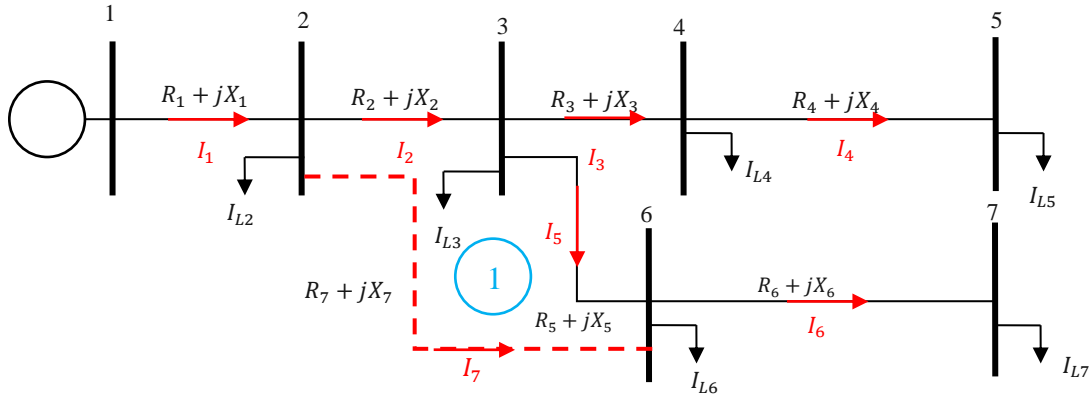


Figure III. 1 : Reconfiguration d'un réseau de distribution radial à 7 jeux de barres.

Afin de maintenir une structure radiale du réseau, la branche 7 est fermée (activée) tandis que la branche 5 est ouverte (désactivée). Ce changement de topologie engendre une nouvelle configuration du réseau, impliquant le calcul de la matrice rBIBC. Les étapes de sa construction seront détaillées dans la suite de cette section.

Pour construire la matrice rBIBC, la première étape consiste à former la matrice BIBC correspondant à la topologie initiale du réseau de distribution, avant toute reconfiguration, comme décrit au chapitre 1.

$$[I] = [BIBC][I_L] \quad (\text{III. 1})$$

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{L2} \\ I_{L3} \\ I_{L4} \\ I_{L5} \\ I_{L6} \\ I_{L7} \end{bmatrix} \quad (\text{III. 2})$$

La modification apportée à la topologie du réseau de distribution consiste à ouvrir la ligne 5 ($br_{op}=5$) et à fermer la ligne 7 ($br_{cl}=7$), cette dernière reliant le jeu de barres de départ ($i = 2$) au jeu de barres d'arrivée ($j = 6$). Suite à ce changement, un vecteur temporaire, noté tmp, est calculé selon la relation suivante :

$$tmp = BIBC(:, i - 1) - BIBC(:, j - 1) \quad (\text{III. 3})$$

$$tmp = BIBC(:, 1) - BIBC(:, 5) \quad (\text{III. 4})$$

Le Tableau III.1 illustre la méthode de calcul du vecteur temporaire tmp . L'élément correspondant à la branche ouverte, $tmp(br_{op})$, est fixé à zéro, soit $tmp(5) = 0$

	I_{L2}			I_{L6}	=	tmp
I_1	1	1	1	1	1	0
I_2	0	1	1	1	1	-1
I_3	0	0	1	1	0	0
I_4	0	0	1	1	0	0
I_5	0	0	0	0	1	0
I_6	0	0	0	0	1	0

Tableau III.1 : Construction du vecteur temporaire tmp .

Pour construire la nouvelle matrice $rBIBC$, on applique l'opérateur XOR entre la ligne $BIBC(br_{op}, :)$ et toutes les autres lignes de la matrice $BIBC$ dont les éléments du vecteur tmp sont différents de zéro.

	I_{L2}			I_{L6}	=	tmp	
I_1	1	1	1	1	1	0	1 1 1 1 1 1 I_1
I_2	0	1	1	1	1	-1	0 1 1 1 0 0 I_2
I_3	0	0	1	1	0	0	0 0 1 1 0 0 I_3
I_4	0	0	1	1	0	0	0 0 1 1 0 0 I_4
I_5	0	0	0	0	1	0	0 0 0 0 1 1 I_7
I_6	0	0	0	0	1	0	0 0 0 0 0 1 I_6

$BIBC$ $\rightarrow I_2 XOR I_5$ $rBIBC$

Tableau III.2 : Construction de la matrice $rBIBC$.

La nouvelle matrice $rBIBC$ a comme expression :

$$rBIBC = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \tag{III. 5}$$

Le nouveau vecteur de courant de branche est donné par :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_7 \\ I_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{L2} \\ I_{L3} \\ I_{L4} \\ I_{L5} \\ I_{L6} \\ I_{L7} \end{bmatrix} \quad (\text{III. 6})$$

$$[rI_i] = [rBIBC][I_{Li}] \quad (\text{III. 7})$$

Pour un réseau de distribution comportant plusieurs boucles, c'est-à-dire plusieurs branches supplémentaires, on procède, pour chaque boucle, à l'ouverture de l'une des branches qui la composent. Les étapes décrites précédemment sont ensuite appliquées pour chacune de ces boucles.

III.3. Fonction objectif et contraintes

La fonction multi objectifs du problème d'optimisation est la même que celle considérée au chapitre II. Il s'agit de réduire des pertes actives, la minimisation de la déviation de la tension et le cout anelle et les emission. Le calcul des pertes actives totales après reconfiguration du réseau de distribution se calculent comme suit :

$$TP_{loss} = \sum_{i=1}^{N_{br}} rR_i |rI_i|^2 \quad (\text{III. 8})$$

Avec :

- rR_i : résistance de la branche i du réseau de distribution reconfiguré ;
- rI_i : Courant de la branche i du réseau de distribution reconfiguré.

En plus des contraintes présentées au chapitre II, la reconfiguration du réseau de distribution doit satisfaire deux exigences supplémentaires liées à sa structure. La première concerne la topologie : le réseau doit impérativement conserver une structure radiale après reconfiguration. La seconde contrainte vise à garantir que toutes les charges soient alimentées en énergie, ce qui implique qu'aucun jeu de barres ne doit être isolé.

III.4. Résultats de simulation

Afin d'illustrer les effets de la reconfiguration du réseau de distribution ainsi que de l'intégration des productions décentralisées sur les performances globales du réseau standard IEEE 33 noeuds, nous avons considéré les quatre cas suivants :

- **Cas 1** : Cas de base, sans reconfiguration et sans intégration des unités photovoltaïques (PV) et éoliennes (WT) ;
- **Cas 2** : Optimisation de la reconfiguration du réseau, sans intégration de sources PV et WT ;
- **Cas 3** : Optimisation de l'intégration de deux unités PV et deux unités WT, sans reconfiguration du réseau ;
- **Cas 4** : Optimisation conjointe de l'intégration des unités PV et WT et de la reconfiguration du réseau de distribution.

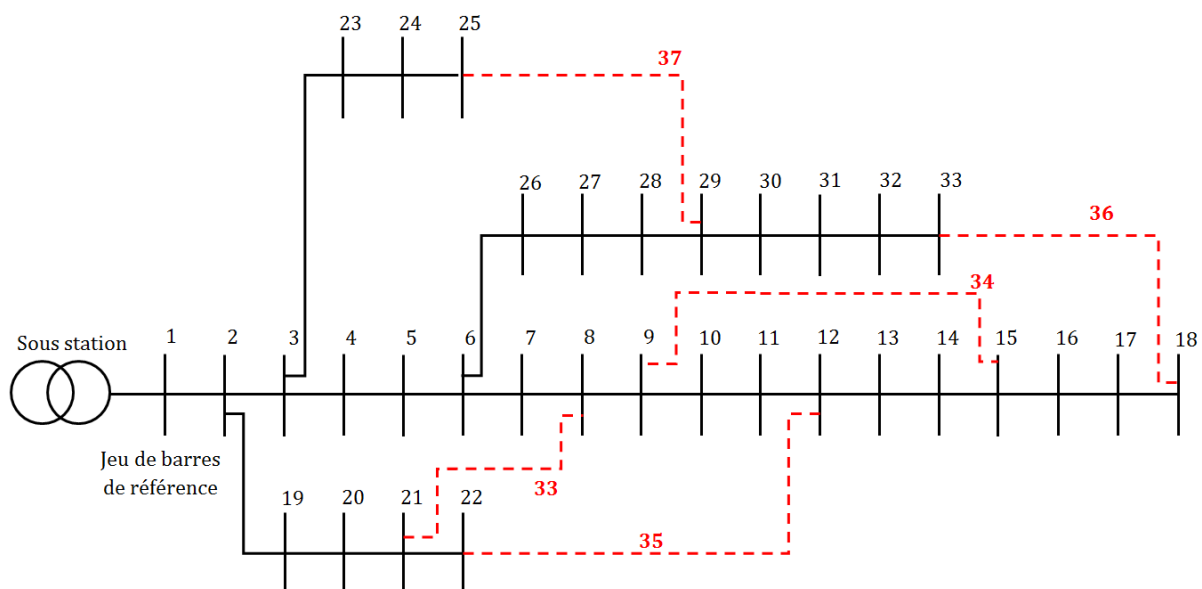


Figure III.2: Réseau de distribution standard IEEE 33 nœuds avec branches supplémentaires

L'algorithme BSLO a été appliqué aux différents problèmes d'optimisation abordés dans cette étude. Les résultats obtenus sont synthétisés dans le Tableau III.3.

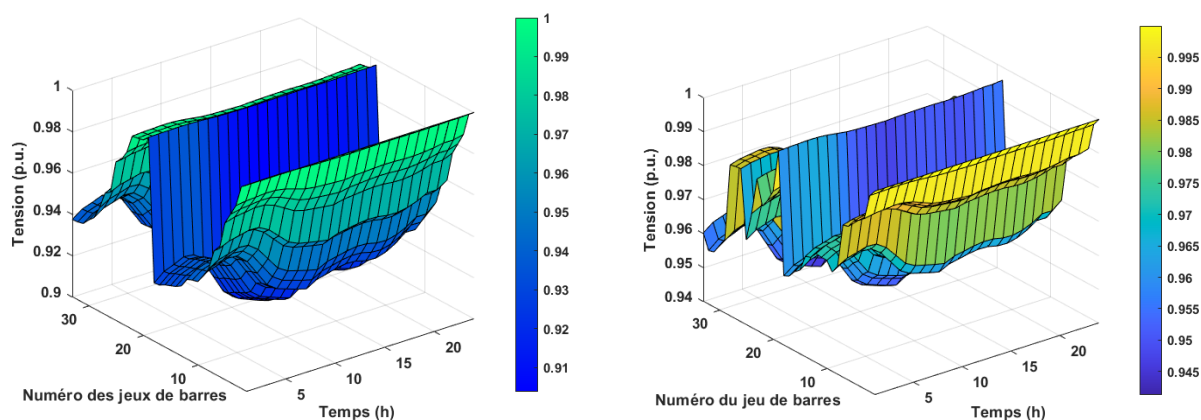
Paramètres	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4
Branches ouvertes	[33,34,35,36,37]	[7,14,9,32,28]	[33,34,35,36,37]	[7,13,11,36,28]
Position optimale de PV	-	-	17 25	18 26
Position optimale de WT	-	-	8 30	9 30
Puissance des PV (kW)	-	-	438,8550	100,9800

			775,9650	1113,84
Puissance des WT (kW)	-	-	1500 1000	1000 1500
Facteur de puissance WT	-	-	0,9476 0,7155	0,9164 0,7733
Pertes actives totales (kW)	3826,4764	2556,5601	991,6055	674,0560
Pertes réactives totales (kVAr)	2594,9605	1917,1167	709,2994	513,4017
Déviaton de la tension (p.u.)	37,3480	22,3737	11,0994	7,5103
Emission	$2,7571 \times 10^7$	$2,7141 \times 10^7$	$9,4031 \times 10^6$	$9,2956 \times 10^6$
Coût (\$)	$7,4955 \times 10^6$	$7,3458 \times 10^6$	$3,1150 \times 10^6$	$3,0839 \times 10^6$
V_{min} (p.u.) (JB, Heure)	0,9038 (18,12h)	0,9413 (32,12h)	0,9352 (18, 20h)	0,9614 (33, 20h)
MOF	1	0,8079	0,3282	0,2815

Tableau III.3: Résultats de simulation pour les différents cas considérés.

L'intégration de deux générateurs photovoltaïques aux jeux de barres 18 et 26, d'une puissance respective de 100,98 kW et 1113,84 kW, ainsi que de deux éoliennes aux jeux de barres 9 et 30, d'une puissance nominale de 1000 kW et 1500 kW avec des facteurs de puissance de 0,9164 et 0,7733, combinée à l'ouverture des lignes 7,13,11,36,28, a permis une réduction de 74,09 % des pertes actives et une diminution de 70,28 % de la déviation de tension. De plus, les coûts annuels du système ont été réduits de 58,44 %, tandis que les émissions de gaz à effet de serre ont diminué de 65.89 %.

La Figure III.3 illustre les amplitudes de tension aux différents jeux de barres du réseau sur une période de 24 heures, pour les différents scénarios étudiés. Dans le cas de base, une tension minimale de 0,9038 p.u. est observée au jeu de barres 18 à 12h00. Avec une intégration optimale de la production décentralisée, cette tension minimale au même jeu de barres augmente à 0,9352 p.u., enregistrée à 20h00. Enfin, en tenant compte d'une reconfiguration optimale du réseau, la tension minimale atteint 0,9603 p.u. au jeu de barres 32, également à 20h00, ce qui témoigne d'une nette amélioration du profil de tension.



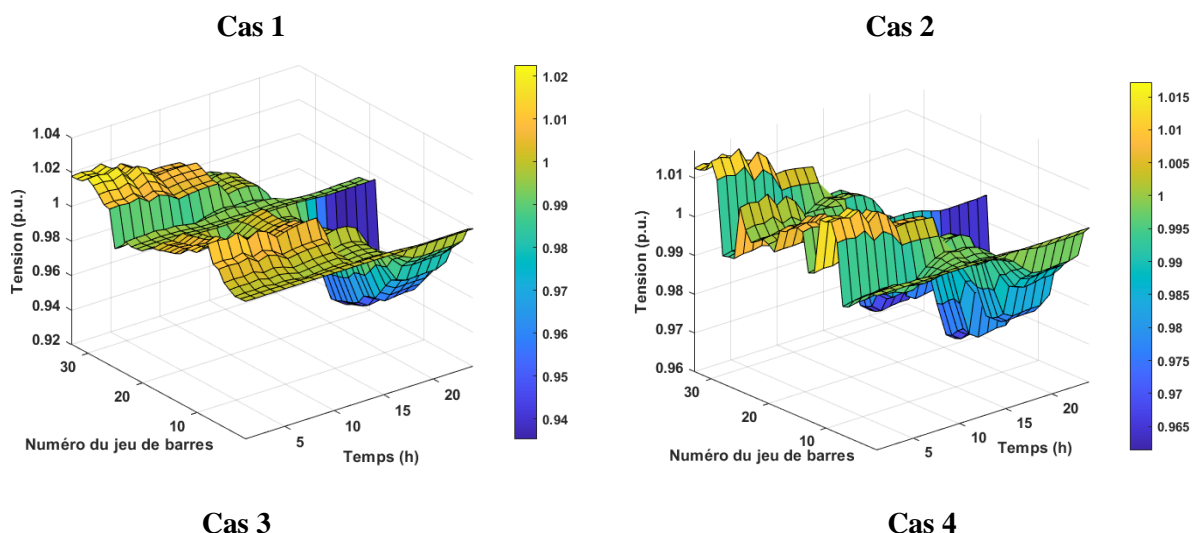
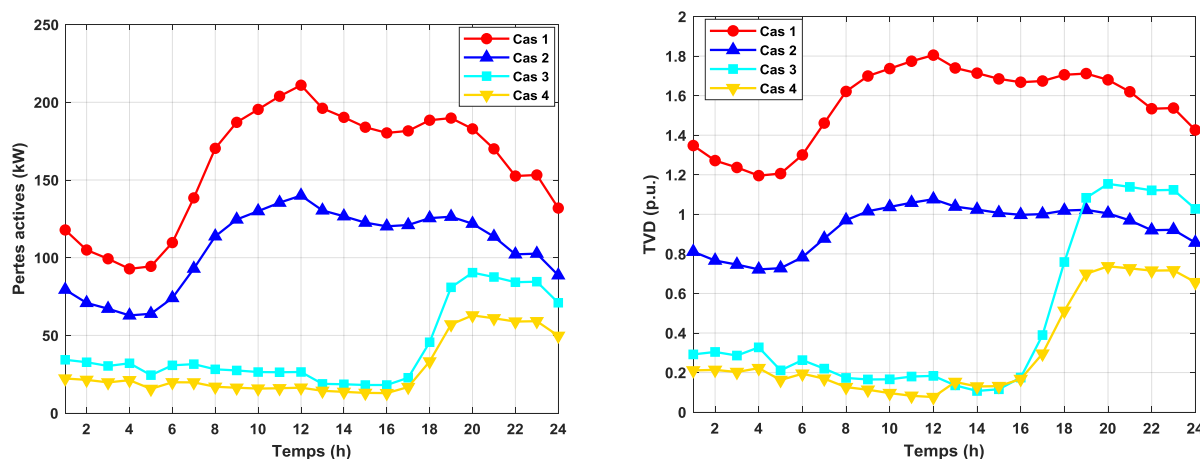


Figure III.3: Profil de tension dans les différents cas étudiés.

La Figure III.4 présente les performances techniques (pertes actives et déviation de tension), économiques (coût annuel du système) et environnementales (quantité de gaz à effet de serre émise) pour les quatre cas étudiés. Il ressort clairement que le cas combinant l'intégration de la production décentralisée et la reconfiguration du réseau permet d'obtenir les meilleures performances globales du réseau de distribution. Il convient de noter que, lors de la reconfiguration du réseau (comparaison des cas 1 et 2, ou des cas 3 et 4), les améliorations sur les émissions de gaz à effet de serre et sur le coût annuel restent relativement modestes. Cela s'explique par le fait que après reconfiguration ces deux paramètres dépendent principalement de la puissance générée par la centrale thermique, laquelle ne varie pas significativement avant et après reconfiguration.



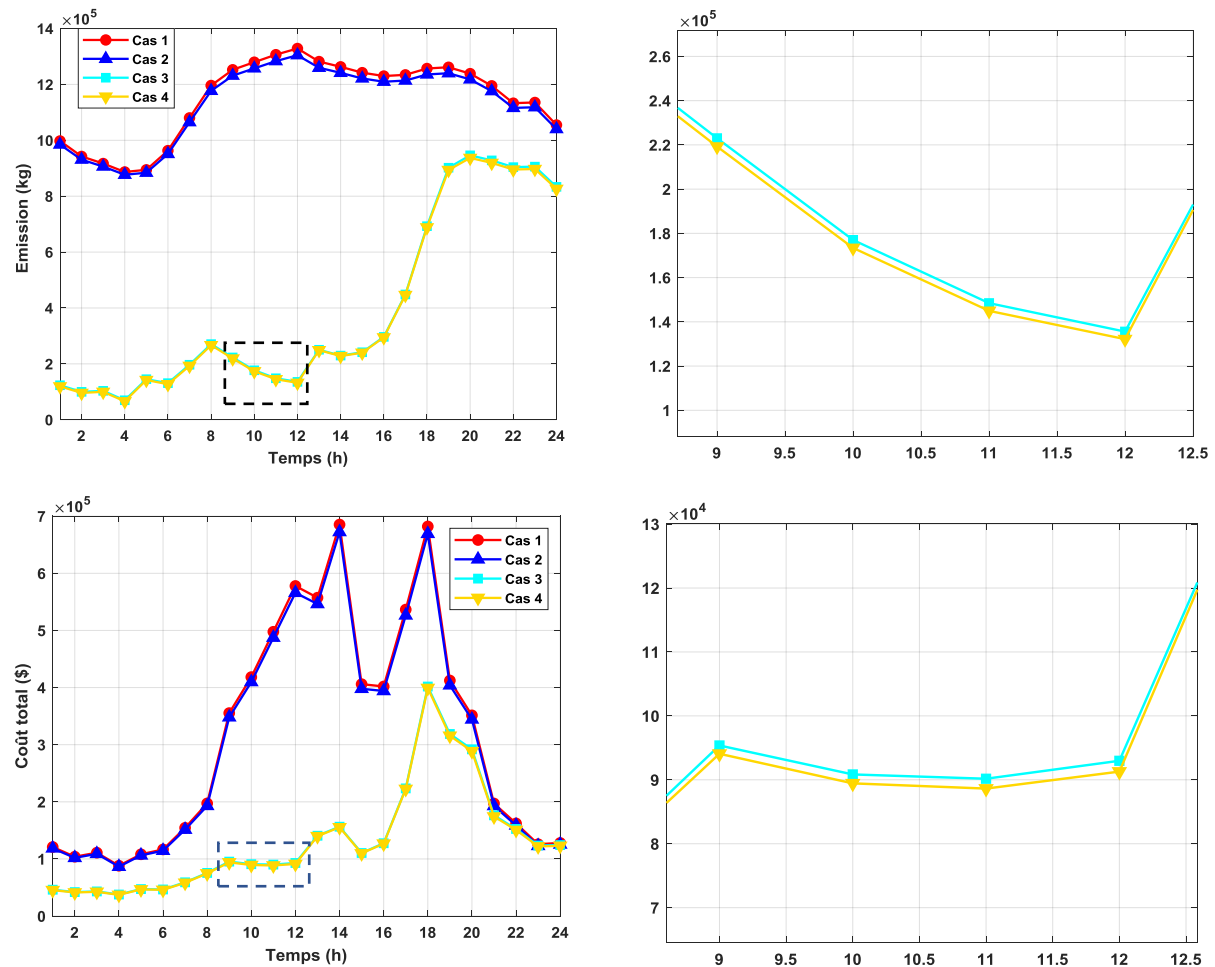


Figure III.4: Indicateurs techniques, économique et environnementale du réseau IEEE 33 noeuds.

La Figure III.5 présente la courbe de convergence de la fonction multi-objective à l'aide de l'algorithme Blood-Sucking Leech Optimizer (BSLO), en comparaison avec d'autres algorithmes d'optimisation, notamment le Walrus Optimization Algorithm (WaOA) [16], le Grey Wolf Optimizer (GWO) [17]. Il ressort que l'algorithme BSLO offre une solution supérieure au problème de planification optimale.

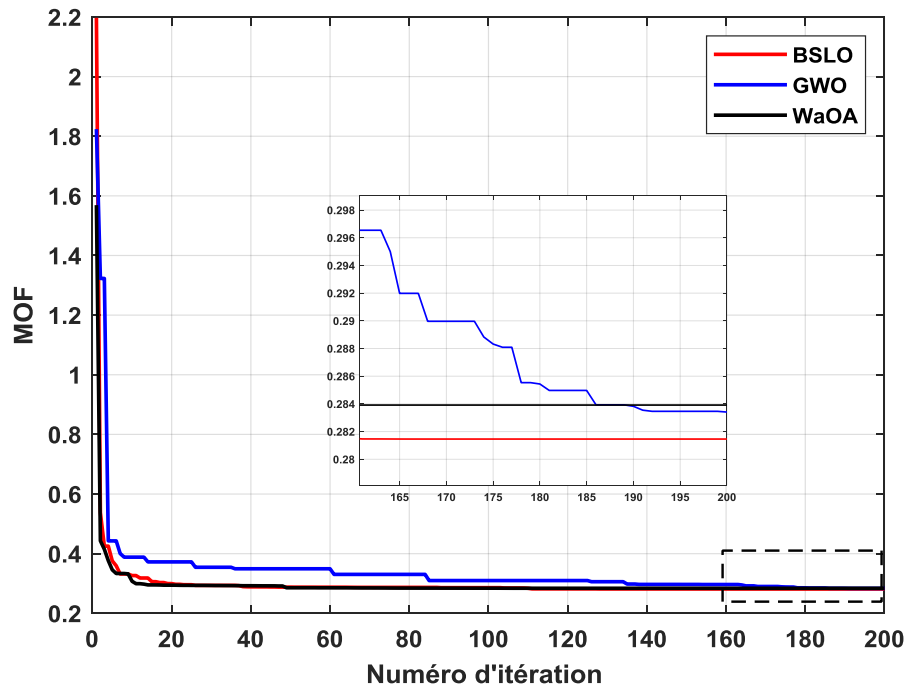


Figure III.5: Courbes de convergence BSLO, GWO et WaOA.

III.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons appliqué l'algorithme Blood-Sucking Leech Optimizer (BSLO) afin de déterminer simultanément la reconfiguration optimale du réseau de distribution IEEE 33 nœuds, ainsi que l'emplacement et la taille optimaux de deux unités de production photovoltaïque et de deux éoliennes. L'objectif principal de cette optimisation multi-objectif était de réduire les pertes actives, améliorer le profil de tension, diminuer le coût annuel du système, et réduire les émissions de gaz à effet de serre. L'étude a été menée sur une période de 24 heures, en prenant en compte les variations horaires de la charge, de la température, de l'irradiance solaire, de la vitesse du vent, ainsi que du prix de l'énergie.

Les résultats obtenus ont montré que l'algorithme BSLO fournit de meilleures performances comparé aux algorithmes GWO (Grey Wolf Optimizer) et WaOA (Walrus Optimization Algorithm), en termes de rapidité de convergence et de qualité des solutions. Ainsi, l'optimisation conjointe de la reconfiguration du réseau et de l'intégration des unités de production décentralisée a permis d'améliorer significativement les performances techniques, économiques et environnementales du réseau.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le travail réalisé dans le cadre de ce mémoire consiste à appliquer une nouvelle démarche de gestion optimale pour l'intégration des sources de production d'énergie renouvelable, telles que le photovoltaïque (PV) et l'éolien (WT), ainsi que pour le choix approprié de la topologie du réseau de distribution. Ainsi, nous avons formulé un problème d'optimisation multi-objectif visant à réduire les pertes actives, diminuer la déviation de tension, minimiser le coût annuel du système, et réduire les émissions totales de gaz à effet de serre. L'étude prend également en compte la variation horaire, sur une période de 24 heures, de la charge, de la température ambiante, de l'irradiance solaire, de la vitesse du vent, ainsi que du prix de l'énergie.

Pour évaluer l'état du réseau de distribution avant et après l'application de notre démarche d'optimisation, l'analyse de l'écoulement de puissance constitue une étape essentielle. Elle permet de déterminer le profil de tension, les courants circulant dans les branches, ainsi que les pertes de puissance et les puissances active et réactive fournies par la sous-station. À partir de ces grandeurs, la fonction objectif est définie à travers le calcul de différents indices techniques, économiques et environnementaux. L'analyse de l'écoulement de puissance a été effectuée à l'aide de la méthode dite « directe », basée sur la construction de la matrice BIBC et le processus de balayage arrière/avant. Ce choix est motivé par la simplicité de la méthode, sa rapidité de convergence et sa facilité d'adaptation dans le cas d'un réseau reconfiguré. En effet, après reconfiguration, une nouvelle matrice notée rBIBC est construite à partir de la matrice initiale BIBC du réseau.

Pour évaluer l'impact de l'intégration des unités de production décentralisée (PV et WT), ainsi que de la reconfiguration du réseau, nous avons étudié plusieurs cas :

1. Le cas de base (réseau initial, sans production décentralisée ni reconfiguration),
2. La reconfiguration seule du réseau sans production décentralisée,
3. L'intégration des unités de production décentralisée sans modification de la topologie,
4. La reconfiguration du réseau avec intégration des unités de production décentralisée.

Pour résoudre le problème d'optimisation, nous avons utilisé l'algorithme BSLO (Blood-Sucking Leech Optimizer). Les performances de cette méthode ont été comparées à

celles des algorithmes GWO (Grey Wolf Optimizer) et WaOA (Walrus Optimization Algorithm).

Les résultats de simulation ont montré que l'intégration de deux générateurs PV placés aux jeux de barres 18 et 26, d'une puissance active nominale respective de 100,98 kW et 1113,84 kW, ainsi que de deux éoliennes installées aux jeux de barres 9 et 30, de puissances nominales de 1000 kW et 1500 kW, avec des facteurs de puissance respectifs de 0,9164 et 0,7733, combinée à l'ouverture des branches 7, 13, 11, 36 et 28, a permis :

- une réduction de 74,09 % des pertes actives,
- une diminution de 70,28 % de la déviation de tension,
- une baisse de 58,44 % du coût annuel du système,
- une réduction de 65,89 % des émissions de gaz à effet de serre.

Par ailleurs, une amélioration de la tension minimale a été enregistrée : 0,9603 p.u. au jeu de barres 32 à 20h, contre 0,9038 p.u. au nœud 18 à 12h dans le cas de base. Enfin, l'étude comparative a démontré que l'algorithme BSLO offre une meilleure performance en termes de qualité de solution et de rapidité de convergence, comparativement aux algorithmes GWO et WaOA, avec un nombre réduit d'itérations.

Pour approfondir ce travail, il serait intéressant d'intégrer des systèmes de stockage d'énergie afin de mieux gérer l'intermittence des sources renouvelables et d'améliorer la flexibilité du réseau. De plus, étendre l'analyse sur une période d'une année, permettrait de mieux prendre en compte les variations saisonnières et d'optimiser la planification à long terme.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] Q. Hassan *et al.*, « The renewable energy role in the global energy Transformations », *Renew. Energy Focus*, vol. 48, p. 100545, mars 2024, doi: 10.1016/j.ref.2024.100545.
- [2] L. Mehigan, J. P. Deane, B. P. Ó. Gallachóir, et V. Bertsch, « A review of the role of distributed generation (DG) in future electricity systems », *Energy*, vol. 163, p. 822-836, nov. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.08.022.
- [3] M. F. Akorede, H. Hizam, et E. Pouresmaeil, « Distributed energy resources and benefits to the environment », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, n° 2, p. 724-734, févr. 2010, doi: 10.1016/j.rser.2009.10.025.
- [4] G. Allan, I. Eromenko, M. Gilmartin, I. Kockar, et P. McGregor, « The economics of distributed energy generation: A literature review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, p. 543-556, févr. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.07.064.
- [5] Rana. H. A. Zubo, G. Mokryani, H.-S. Rajamani, J. Aghaei, T. Niknam, et P. Pillai, « Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties: A review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, p. 1177-1198, mai 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.10.036.
- [6] G. Varathan et J. Belwin Edward, « A review of uncertainty management approaches for active distribution system planning », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 205, p. 114808, nov. 2024, doi: 10.1016/j.rser.2024.114808.
- [7] A. Mishra, M. Tripathy, et P. Ray, « A survey on different techniques for distribution network reconfiguration », *J. Eng. Res.*, vol. 12, n° 1, p. 173-181, mars 2024, doi: 10.1016/j.jer.2023.09.001.
- [8] M. Musaruddin *et al.*, « Optimizing network reconfiguration to reduce power loss and improve the voltage profile in the distribution system: A practical case study », *E-Prime - Adv. Electr. Eng. Electron. Energy*, vol. 8, p. 100599, juin 2024, doi: 10.1016/j.prime.2024.100599.
- [9] J.-H. Teng, « A direct approach for distribution system load flow solutions », *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 18, n° 3, p. 882-887, juill. 2003, doi: 10.1109/TPWRD.2003.813818.
- [10] A. T. Hachemi, F. Sadaoui, A. Saim, M. Ebeed, H. E. A. Abbou, et S. Arif, « Optimal Operation of Distribution Networks Considering Renewable Energy Sources Integration and Demand Side Response », *Sustainability*, vol. 15, n° 24, Art. n° 24, janv. 2023, doi: 10.3390/su152416707.
- [11] Ahmed. T. Hachemi, F. Sadaoui, A. Saim, M. Ebeed, et S. Arif, « Dynamic operation of distribution grids with the integration of photovoltaic systems and distribution static compensators considering network reconfiguration », *Energy Rep.*, vol. 12, p. 1623-1637, déc. 2024, doi: 10.1016/j.egy.2024.07.050.
- [12] A. T. Hachemi *et al.*, « Modified reptile search algorithm for optimal integration of renewable energy sources in distribution networks », *Energy Sci. Eng.*, vol. 11, n° 12, p. 4635-4665, 2023, doi: 10.1002/ese3.1605.
- [13] A. M. Eltamaly, M. A. Mohamed, et A. I. Alolah, « A novel smart grid theory for optimal sizing of hybrid renewable energy systems », *Sol. Energy*, vol. 124, p. 26-38, févr. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2015.11.016.

- [14] J. Bai, H. Nguyen-Xuan, E. Atroshchenko, G. Kosec, L. Wang, et M. Abdel Wahab, « Blood-sucking leech optimizer », *Adv. Eng. Softw.*, vol. 195, p. 103696, sept. 2024, doi: 10.1016/j.advengsoft.2024.103696.
- [15] A. A. Şeker, T. Gözel, et M. H. Hoccoğlu, « BIBC Matrix Modification for Network Topology Changes: Reconfiguration Problem Implementation », *Energies*, vol. 14, n° 10, Art. n° 10, janv. 2021, doi: 10.3390/en14102738.
- [16] P. Trojovský et M. Dehghani, « A new bio-inspired metaheuristic algorithm for solving optimization problems based on walruses behavior », *Sci. Rep.*, vol. 13, n° 1, p. 8775, mai 2023, doi: 10.1038/s41598-023-35863-5.
- [17] S. Mirjalili, S. M. Mirjalili, et A. Lewis, « Grey Wolf Optimizer », *Adv. Eng. Softw.*, vol. 69, p. 46-61, mars 2014, doi: 10.1016/j.advengsoft.2013.12.007.