

Université Mohamed Khider Biskra  
Faculté des Sciences et de la Technologie  
Département : Génie Electrique  
Réf :.....



جامعة محمد خيضر  
بiskra

جامعة محمد خيضر بiskra  
كلية العلوم والتكنولوجيا  
قسم: الهندسة الكهربائية  
المرجع:.....

Thèse présentée en vue de l'obtention  
du diplôme de

## Doctorat LMD en Génie Electrique

Filière : Électrotechnique

Option : Énergie Renouvelable

---

### Optimisation Des Performances Du Réseau Électrique de Distribution Par Des Méthodes Évolutionnaires

---

Présentée par :

**DJEDIDI IMENE**

**Devant le jury composé de :**

SAADI Ramzi	M. C. A	Président	Université de Biskra
NAIMI Djemai	Professeur	Rapporteur	Université de Biskra
ROUINA Abdelhafid	M. C. A	Examineur	Université de Biskra
ZELLOUMA Laid	Professeur	Examineur	Université de El Oued
SALHI Ahmed	M. C. A	Invité	Université de Biskra

## Liste de Publications & Communications

Les contributions présentées dans ce manuscrit de thèse ont été publiées dans les articles suivants :

### △ Type : Article Internationale

**Djedidi Imene**, Naimi Djemai & Salhi Ahmed, Bouhanik Anes. "Optimal DG Integration Using Artificial Ecosystem-Based Optimization (AEO) Algorithm." European Journal of Electrical Engineering. Vol. 24, No. 1, February, 2022, pp. 21-26.

<https://doi.org/10.18280/ejee.240103>

### △ Type : Conférence Nationale

**Djedidi Imene**, Salhi Ahmed & Naimi Djemai, Bouhanik Anes. "Optimal Capacitors Allocation Via Moth Flame Optimization", 1<sup>th</sup> National Conference on Science & Technology, 27<sup>th</sup>-28<sup>th</sup> JUNE 2022, Mascara, Algeria.

### △ Type : Conférence Internationale

**Djedidi Imene**, Naimi Djemai & Salhi Ahmed, Bouhanik Anes. "Optimal Placement Via Moth Flame Optimization in Radial Distribution", 6<sup>th</sup> International Conference on Artificial Intelligence in Renewable Energetic Systems (ICAIRE2022). 20<sup>th</sup>-22<sup>th</sup> NOVEMBER 2022, Tamanrasset, Algeria.

### Résumé

Au cours des dernières décennies, les chercheurs se sont concentrés sur les réseaux de distribution et l'écoulement de charge qui s'y produit. Cet intérêt est justifié par les forts courants de branches qui y circulent et qui sont la cause de fortes chutes de tensions et de pertes de puissance non négligeables qu'il s'agit de réduire. Le moyen le plus indiqué dans ce cas est le placement des sources d'énergie renouvelables distribuées "production décentralisée" (DG), "des batteries de condensateurs" (CB) pour lesquelles il faut trouver les puissances et les emplacements optimaux. À cette fin, on a proposé de nouveaux algorithmes méta-heuristiques (AEO, MFO et HBA), dans lesquels on détermine les emplacements probables des DG et des compensateurs afin de satisfaire la demande fluctuante de manière constante et instantanée tout en respectant les exigences technico-économiques pour la réduction des pertes de puissance, de minimisation des coûts d'exploitation et d'amélioration du profil de tension en respectant les contraintes d'égalité et d'inégalité. Une étude comparative de ces derniers a été menée pour déterminer le plus efficace d'entre eux.

### Les mots clés :

Réseau Radial de Distribution, L'écoulement de puissance, Emplacement et Taille Optimale Méta-heuristiques, Contraintes d'égalité et d'Inégalité.

### Abstract

During the last few decades, researchers have focused on distribution networks and the load flow that occurs in them. This interest is justified by the high branch currents that flow in them and which cause high voltage drops and significant power losses that need to be reduced. The most appropriate method in this case is the placement of distributed renewable energy sources, "Distributed Generation" (DG), "Capacitor Banks" (CB), for which the optimum powers and locations must be found. To this end, new meta-heuristic algorithms (AEO, MFO and HBA) have been proposed, in which the probable locations of DGs and CBs are determined in order to satisfy the fluctuating demand in a constant and instantaneous way while respecting the technical-economic requirements for the reduction of power losses, minimization of operating costs and improvement of the voltage profile by the equality and

inequality constraints. A comparative study of the latter was carried out to determine the most efficient of them.

### Keywords:

Radial Distribution Network, The power flow, Location and Optimal Size, Meta-heuristics, Equality and Inequality constraints.

### ملخص:

في العقود الأخيرة، ركز الباحثون على شبكات التوزيع وتدفق الحمل الذي يحدث فيها. هذا الاهتمام له ما يبرره من خلال التيارات الفرعية العالية التي تتدفق فيها والتي تتسبب في حدوث انخفاضات كبيرة في الجهد وفقدان كبير في الطاقة الذي يجب تقليله. الطريقة الأنسب في هذه الحالة هي وضع مصادر الطاقة المتجددة الموزعة (الإنتاج اللامركزي "DG", البنوك المكثفة "CB") والتي من الضروري إيجاد سعتها و مواقعها المثالي. تحقيقاً لهذه الغاية، تم اقتراح خوارزميات جديدة (AEO و MFO و HBA)، حيث يتم تحديد المواقع المحتملة للطاقة اللامركزية و المكثفات، من أجل تلبية الطلب بطريقة ثابتة وفورية مع احترام جانب التقني و الاقتصادي. الهدف هو تقليل لمجموع ضياع الطاقة الفعالة وتكاليف التشغيل لتحسين التوتر الجيد مع مراعاة قيود. تظهر كفاءة وفعالية الخوارزميات مقارنة مع غيرها

### الكلمات المفتاحية:

شبكة التوزيع الشعاعي، سريان الطاقة، الموقع والحجم المثاليين، قيود المساواة وعدم المساواة.

## **Remerciements**

*Tout d'abord, je remercie Allah, le tout puissant, qui m'a donné la force, la patience et la volonté pour accomplir ce modeste travail.*

*Également, le Directeur de Thèse Monsieur **NAIMI DJEMAI**, Professeur à l'Université Mohamed **KHIDER** Biskra. Avec son expérience dans la recherche et l'enseignement, avec ses conseils et sa disponibilité, ses avis, j'ai pu découvrir le univers de la recherche scientifique dans le domaine d'Optimisation et d'Analyse des Réseaux Électriques.*

*Aussi, je le remercie pour ses encouragements et sa sympathie durant toute la période de préparation de ma thèse. En effet, c'est un grand plaisir pour moi de travailler sous sa supervision.*

*De même, Je remercie chaleureusement le **Dr. SALHI Ahmed**, enseignant chercheur à l'Université Mohamed **KHIDER** de Biskra, pour son apport, son aide et ses conseils qu'il m'a prodigués durant la période de la thèse.*

*Je tiens à remercier sincèrement les membres du jury :*

- Monsieur **SAADI Ramzi**, Docteur à l'Université Mohamed **KHIDER** Biskra, trouve ici l'expression de mes plus sincères remerciements pour avoir accepté de présider cette thèse.*
- Monsieur **ZELLOUMA Laid**, Professeur à l'Université Eloued, pour l'intérêt porté à notre travail et sa participation au jury en tant qu'examineur.*
- Monsieur **ROUINA Abdelhafid**, Docteur à l'Université Mohamed **KHIDER** Biskra, pour sa présence et pour le temps qu'il a bien voulu consacrer à l'évaluation de ce travail.*

*Enfin je ne peux oublier de remercier les membres du laboratoire de Génie Électrique de Biskra (LGEB), de m'avoir tout aidé et encouragé pour accomplir ce travail.*



## Acronymes et Abréviations

**THT** : Très Haute Tension

**HT** : Haute Tension

**MT** : Moyenne Tension

**BT** : Basse Tension

**DC** : Courant Continu (Direct Current)

**AC** : Courant Alternatif (Alternative Current)

**R** : Résistance

**L** : Coefficient d'auto-induction

**C** : Capacité

**X** : Réactance

**Z** : l'impédance

**P** : Puissance active

**S** : Puissance apparent

**Q** : Puissance réactive

$|V|$  : Le module de tension

$\delta$  : Angle de phase de la tension

$P_{cc}$  : Puissance de Court-Circuit

$R_{pu}$  : Résistance en (p.u)

$P_{pu}$  : Puissance active en (p.u)

$Q_{pu}$  : Puissance réactive en (p.u)

$S_{Base}$  : Puissance de Base

$V_{Base}$  : Tension de base

$R_i$  : Résistance de la ligne 'i'

$X_i$  : Réactance de ligne 'i'

$Z_i$  : l'impédance de ligne 'i'

$V_i$  : Tension au niveau de jeu de barre 'i'

$I_i$  : Le courant complexe circulant dans une branche 'i'

$P_{Li}$  : Le puissance active de la charge au niveau du jeu de barres 'i'

$Q_{Li}$  : Le puissance réactive de la charge au niveau du jeu de barres 'i'

$P_i$  : Le puissance active et réactive transitées dans la branche 'i'

**$Q_i$**  : Le puissance réactive et réactive transitées dans la branche 'i'  
 **$P_{i+1}$**  : Le puissance active injectée dans le jeu de barre 'i+1'  
 **$Q_{i+1}$**  : Le puissance réactive injectée dans le jeu de barre 'i+1'  
 **$P_{Loss,i}$**  : Les pertes de puissance active  
 **$Q_{Loss,i}$**  : Les pertes de puissance réactive  
 **$P_{T,Loss}$**  : Les pertes totales de puissance active  
 **$Q_{T,Loss}$**  : Les pertes totales de puissance réactive  
**DG** : Production décentralisé (Distributed Generation)  
**CB** : Batteries de condensateurs  
**BCBV**: Branch current bus voltage  
**BIBC**: Bus injection Branch Current  
**BFS** : Backward Forward sweep  
**AEO** : Optimisation basée sur les écosystèmes artificiels (Artificial Ecosystem-based Optimization)  
**MFO** : Algorithme d'optimisation Moth-Flame (Moth-Flame based Optimization)  
**HBA** : Algorithme de Blaireau de Miel (Honey Badger Algorithm)  
**SA** : Simulated Annealing  
**TS** : Tabu Search  
**DE** : Differential Evolution Algorithm  
**ACO** : Ant Colony Optimization  
**PSO** : Particle Swarm Optimization  
**GA** : Genetic Algorithm  
**ABC** : Artificial Bee Colony algorithm  
**ALO** : Ant Lion Optimizer  
**IWO** : Invasive Weed Optimization  
**WOA** : Whale Optimization Algorithm  
**SSA** : Salpe Swarm Algorithm  
**MVO** : Multi-Verse Optimizer  
**CSA** : Algorithme de recherche de corbeau (Crow SearchAlgorithm)  
**SCA** : Algorithme sinus (Sine cosineAlgorithm)  
**DA** : Algorithme de libellule (DragonflyAlgorithm)

## Liste des Figures

Fig. 1.1. Disposition générale d'un système énergie électrique .....	4
Fig. 1.2. Groupes d'infrastructures d'énergie électrique .....	5
Fig. 1.3. Exemple d'un réseau de transport.....	7
Fig. 1.4. Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algérie .....	9
Fig. 1.5. Réseau de production et de transport Algérien .....	10
Fig. 1.6. Niveaux de tension normalisés .....	10
Fig. 1.7. Niveaux de tension sur le réseau électrique.....	10
Fig. 1.8. Structure générale d'un réseau privé de distribution .....	13
Fig. 1.9. Schéma de principe des postes sources HTB/HTA .....	14
Fig.1.10. Lignes aériennes .....	16
Fig. 1.11. Les lignes souterraines .....	17
Fig. 2.1. Représentation de deux jeux de barres dans le réseau de distribution radial .....	26
Fig. 2.2. Schéma unifilaire d'un réseau de distribution IEEE 6 JB .....	30
Fig. 3.1. Fonctionnalités générales des systèmes photovoltaïques connectés au réseau .....	38
Fig. 3.2. Transit de puissance en présence d'une production décentralisée .....	40
Fig. 3.3. Variations de la tension du réseau sans et avec DG .....	41
Fig. 3.4. Influence de la production décentralisée sur la sélectivité de la protection des réseaux de distribution .....	44
Fig. 3.5. Organisation du réseau de distribution en présence des DGs.....	45
Fig. 3.6. Principe de compensation.....	46
Fig. 3.7. Classification des dispositifs de compensation FACTS .....	50
Fig. 4.1. Principe de base d'une méthodologie d'optimisation.....	54
Fig. 4.2. Minimum local versus minimum global .....	56
Fig. 4.3. Une taxonomie des méthodes d'optimisation .....	58
Fig. 4.4. Écosystème selon AEO .....	61
Fig. 4.5. Organigramme de base de l'algorithme AEO .....	65
Fig. 4.6. La trajectoire en spirale du papillon autour de la source de lumière .....	66
Fig. 4.7. Diagramme de l'algorithme MFO .....	69
Fig. 4.8. Le blaireau du miel .....	71
Fig. 4.9. Loi du carré inverse .....	73
Fig. 4.10. Phase de creusement .....	74
Fig. 5.1. Planification du réseau de distribution en présence des DGs et CBs .....	77
Figure 5.2. Système Radial de Distribution à IEEE-33 JB .....	84

Fig.5.3. Profil de Tension dans Chaque Branche à IEEE 33- JB .....	85
Fig. 5.4. Les Pertes de Puissance Active dans chaque Branche à IEEE 33- JB .....	85
Fig. 5.5. Caractéristiques de Convergence de AEO.....	86
Fig. 5.6. Système Radial de Distribution à IEEE 69- JB .....	89
Fig. 5.7. Profil de Tension dans Chaque Branche du Réseau Radial .....	89
Fig. 5.8. Pertes Active de Puissance dans Réseau Radial .....	90
Fig. 5.9. Caractéristiques de Convergence du IEEE 69-JB.....	91
Fig. 5.10. Perte de Puissance Sans et Avec Compensation en IEEE-33 Jeux de Barre.....	95
Fig. 5.11. Caractéristiques de Convergence des Algorithmes d'Optimisation pour le Système IEEE-33 .....	95
Fig.5.12. Magnitude de la Tension Sans et Avec Compensation.....	96
Fig.5.13. Courbes de Convergence Comparatives des Caractéristiques de MFO avec d'autres Méthodes pour Système IEEE-69 JB.....	98
Fig.5.14. Magnitude de la Tension du Réseau IEEE-69 Jeux de Barres .....	99
Fig.5.15. Les Pertes Actives de Puissance à IEEE-69 JB .....	99
Fig.5.16. Réseau de Distribution Électrique IEEE33-Jeux de Barre Après Insertion Optimal .....	100
Fig.5.17. Le profil de tension aux différents jeux de barres du réseau .....	101
Fig.5.18. La Chute de Tension au Niveau des Branches .....	101
Fig.5.19. Les Pertes Actives de Puissance aux Branches .....	102
Fig.5.20. Les Pertes Réactives de Puissance aux Branches .....	102
Fig.5.21. Le Coût Total (Pertes, DG, CB).....	103
Fig.5.22. Les pertes Active de Puissance Totales.....	103
Fig.5.23. Courbe de Convergence du Coût Total pour différents algorithmes "Cas 1" .....	106
Fig.5.24. Courbe de Convergence du Coût Total pour des algorithmes différents "Cas 2".....	107

## Liste des Tableaux

Tableau 1.1 : Tableau des domaines de tension .....	11
Tableau 1.2 : Tableau des caractéristiques des architectures .....	12
Tableau 2.1 : Les Grandeurs connues et inconnues pour chaque type des jeux de barres .....	23
Tableau 3.1 : Les avantages de la compensation de l'énergie par batteries des condensateurs .....	51
Tableau 4.1 : Caractéristiques principales des méthodes déterministes et non Déterministes .....	57
Tableau 5.1 : Résultats Obtenus du Système IEEE-33 .....	86
Tableau 5.2 : Comparaison des Résultats de l'Intégration pour les quatre DG (Type 1).....	87
Tableau 5.3 : Comparaison des Résultats de l'Intégration pour les Trois DG (Type 2) .....	87
Tableau 5.4 : Résultats Obtenus du Système IEEE 69-JB .....	91
Tableau 5.5 : Comparaison des Résultats de l'Intégration .....	91
Tableau 5.6 : Résultat de la Comparaison des Allocations Optimales du Condensateur Basé sur Différents Algorithmes d'Optimisation .....	94
Tableau 5.7 : Résultat de la Comparaison des CB optimales Basé sur Différents Algorithmes d'Optimisation.....	97
Tableau 5.8 : Comparaison des Résultats de l'Intégration pour les Deux Cas .....	104

## Table des matières

Liste de Publications & Communications .....	I
Résumé .....	II
Remerciements .....	III
Acronymes et Abréviations.....	V
Liste des Figures .....	VI
Liste des Tableaux .....	VII
Table des matières.....	VII
Introduction Générale.....	1
<b>Chapitre 1 : Généralité sur les réseaux de distribution .....</b>	<b>4</b>
Introduction .....	4
1.1. Le système électrique .....	4
1.1.1. Fonctionnement des systèmes électriques .....	5
1.1.2. Evolution du réseau électrique .....	6
1.1.3. Production .....	6
1.1.4. Réseau de transport THT .....	6
1.1.5. Réseau de répartition HT .....	7
1.1.6. Réseau de distribution MT .....	8
1.2. Le réseau Algérien .....	9
1.3. Les niveaux de tension .....	10
1.3.1. Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ .....	11
1.3.2. Les réseaux de distribution .....	11
1.3.2.1. Réseau de distribution à moyenne tension HTA .....	11
1.3.2.2. Réseau de distribution à basse tension BT .....	12
1.4. Caractéristiques des différents types d'architectures .....	12
1.5. Structure de réseau de distribution .....	13
1.5.1. Structure générale d'un réseau privé de distribution .....	13
1.5.2. Schémas d'exploitation du réseau de distribution .....	14
1.5.2.1. Les postes sources HTB/ HTA .....	14
1.5.2.2. Les lignes ou départs HTA .....	14
1.5.2.3. Réseau HTA aériens .....	15
1.5.2.4. Réseau HTA souterrains .....	15
1.6. Configuration du réseau de distribution .....	17
1.7. Type d'abonnés Consommateurs .....	18

1.8. Chute de tension .....	18
Conclusion.....	19
<b>Chapitre 2 : Calcul de l'écoulement de puissance du réseau radial de distribution .....</b>	<b>21</b>
Introduction .....	21
2.1. Objectif de calcul e l'écoulement de puissance .....	21
2.2. Unité relatives .....	21
2.3. Classification des jeux de barres .....	22
2.3.1. Les jeux de barres de référence (SLACK BUS) .....	22
2.3.2. Les jeux de barres de contrôle (CONTROL BUS) .....	23
2.3.3. Les jeux de barres de charge (LOAD BUS) .....	23
2.4.Méthodes de résolution de problème l'écoulement de puissance .....	23
2.4.1. Méthodes de Gauss Seidel .....	24
2.4.2. Méthodes de Newton Raphson .....	24
2.4.3. Méthodes balayage arrière- avant (BFS) .....	24
2.4.3.1. Backward Sweep (Balayage vers l'arrière) .....	24
2.4.3.2. Forward Sweep (Balayage vers l'avant) .....	25
2.4.3.3. Algorithme BFS .....	25
2.5. Modèle mathématique de calcul d'écoulement de puissance .....	26
2.5.1. Puissance et courant dans les branches .....	26
2.5.2. Amplitude et angle de la tension au niveau de chaque jeu de barres .....	27
2.5.3. Les pertes de puissance active et réactive .....	29
2.6. Construction de la Matrice BIBC dans le réseau de distribution .....	29
Conclusion.....	32
<b>Chapitre 3 : Amélioration la performance des réseaux de distribution.....</b>	<b>33</b>
Introduction .....	33
3.1. La production décentralisée .....	33
3.1.1. Définition .....	34
3.2. Les différents types de la production décentralisée .....	34
3.2.1. Selon le type de source d'énergie utilisée .....	34
3.2.1.1. Les énergies renouvelables .....	35
3.2.1.1.1. Hydraulique .....	35
3.2.1.1.2. Eolienne .....	35
3.2.1.1.3. Solaire photovoltaïque .....	35

3.2.1.1.4. Géothermie .....	36
3.2.1.1.5. Biomasse .....	36
3.2.1.2. Les énergies non renouvelables.....	36
3.2.1.2.1. Energies fossiles "gaz, charbon, pétrole " .....	36
3.2.1.2.2. Hydrogène .....	37
3.2.1.2.3. La Cogénération .....	37
3.2.2. Selon le type de puissance délivrée .....	37
3.2.3. Les unités de DG basées sur des systèmes photovoltaïques .....	38
3.2.4. Impacts de la production décentralisée sur le réseau de distribution .....	39
3.2.4.1. Impact sur les transits des puissances .....	40
3.2.4.2. Impact sur le profil de tension .....	40
3.2.4.3. Impact sur les pertes .....	41
3.2.4.4. Impact sur la stabilité du réseau .....	42
3.2.4.5. Impact sur le plan de protection .....	42
3.2.4.5.1. Courants de court-circuit.....	42
3.2.4.5.2. Puissance de court-circuit .....	43
3.2.4.5.3. Influence sur la sélectivité des protections .....	43
3.2.4.6. Impact sur les calculs technico-économiques des études de planification .....	44
3.2.5. Les avantages de production décentralisé sur le réseau de distribution .....	44
3.2.6. Raccordement de la DG dans le réseau de distribution .....	45
3.3. Compensation de l'énergie réactive .....	45
3.3.1. Définitions .....	46
3.3.2. Principes de compensation.....	46
3.2.2.1. Avant compensation .....	46
3.2.2.2. Après compensation .....	47
3.3.3. Objectifs.....	47
3.3.4. Moyens de compensation d'énergie réactive.....	48
3.3.4.1. Les compensation synchrones .....	48
3.3.4.2. Groupes thermiques et hydrauliques .....	48
3.3.4.3. Inductances.....	49
3.3.4.4. Les batteries de condensateurs .....	49
3.3.4.5. Les dispositifs FACTS.....	49
3.3.5. Type de compensation .....	50
3.3.6. Les avantages de la compensation de l'énergie par batteries de condensateurs .....	51
Conclusion .....	51

<b>Chapitre 4 : Méthodes d'optimisation des réseaux de distribution</b> .....	52
Introduction .....	52
4.1. Notion d'optimisation .....	52
4.1.1. Définition d'optimisation .....	52
4.1.2. Formulation d'un problème d'optimisation .....	55
4.2. Les méthodes d'optimisation .....	54
4.2.1. Méthodes déterministes .....	54
4.2.2. Méthodes stochastiques .....	55
4.2.3. Méthodes hybrides .....	56
4.3. Les métaheuristiques .....	56
4.4. L'algorithme de colonies d'abeilles artificielles (ABC) .....	58
4.5. L'Algorithme d'Ecosystème Artificiel Optimisation (AEO) .....	59
4.5.1. Production .....	60
4.5.2. Consommation .....	61
4.5.3. Décomposition .....	62
4.5.4. Description de l'algorithme AEO .....	63
4.6. L'algorithme d'optimisation Moth-Flame (MFO) .....	65
4.6.1. Création de la population initiale de papillons de nuit .....	66
4.6.2. Mise à jour de la position des papillons .....	67
4.6.3. Mise à jour du nombre de flammes .....	68
4.7. L'algorithme des essais des salpes (SSA) .....	68
4.8. Algorithme de blaireau de miel (Honey Badger Algorithm) .....	69
4.8.1. Description générale .....	70
4.8.2. Principe de l'algorithme .....	71
4.8.3. Modèle mathématique .....	71
4.8.3.1. Les étapes d'algorithmes .....	72
4.8.3.1.1. Phase d'initialisation .....	72
4.8.3.1.2. Définir l'intensité (I) .....	72
4.8.3.1.3. Mettre à jour le facteur de densité .....	73
4.8.3.1.4. Échapper de l'optimum local .....	73
4.8.3.1.5. Mettre à jour les positions des agents .....	74
4.9. Les applications des algorithmes méta-heuristiques dans le champ d'optimisation des réseaux électriques.....	76
Conclusion .....	77

<b>Chapitre 5 : Résultats &amp; Interprétation</b> .....	78
Introduction .....	78
5.1. Formulation du problème d'optimisation .....	78
5.2. Formule mathématique .....	79
5.2.1. Fonction Objective .....	79
5.2.2. Les contraintes d'exploitation .....	82
5.2.2.1. Contraintes d'égalité .....	82
5.2.2.2. Contraintes d'inégalité .....	82
5.2.3. Les variables de décision .....	83
5.3. Description des applications numériques sur un système radial .....	84
5.3.1. Réseau test 1 (33-JB).....	84
5.3.2. Première Simulation du méthode (AEO).....	84
5.3.2.1. Résultats de la Discussion.....	87
5.3.3. Réseau test 1 (69-JB).....	88
5.4. Deuxième Simulation de l'algorithme MFO.....	93
5.4.1. Résultats du système d'essai à IEEE-33 .....	93
5.4.2. Résultats du système d'essai à IEEE-69 .....	96
5.5. Troisième Simulation d'un algorithme HBA .....	100
5.5.1. Résultats de la Discussion.....	104
Conclusion .....	107
Conclusion Générale .....	108
Bibliographie .....	110
Annexes .....	117

*INTRODUCTION*

*GÉNÉRALE*

# Introduction générale

Le réseau de distribution est une partie importante du réseau électrique, il est considéré comme l'un des infrastructures hautement critiques pour le développement industriel et économique de pays, car c'est la partie responsable de la fourniture de l'énergie électrique aux clients. En effet, les moindres pannes électriques peuvent engendrer une non-satisfaction du besoin en énergie électrique et qui aura des conséquences économiques et sociales indésirables [NAD 14].

L'optimisation des réseaux de distribution électrique est un domaine de recherche crucial pour répondre aux défis liés à une augmentation de la demande en énergie électrique et en même temps un problème des pertes de transmission importantes. Le niveau de ces pertes a poussé les compagnies de distribution à accorder un sérieux intérêt au problème des pertes dans les réseaux de distribution afin d'augmenter la transmission de puissance de ces derniers avant de penser à investir dans la construction de nouvelles lignes. Ces investissements du fait de l'effort financier qu'elles nécessitent, ne viennent qu'en dernier ressort, les distributeurs d'énergie électrique sont contraints d'entreprendre des opérations d'amélioration des performances de leurs réseaux.

En général, afin de réduire les pertes de puissance dues au transit de forts courants réactifs et améliorer le profil de la tension des réseaux de distribution, le moyen le plus simple est la compensation d'énergie réactive qui utilise l'emplacement des batteries de condensateurs. Pendant ces dernières années et avec la progression des technologies d'intégration des énergies renouvelables, le réseau de distribution électrique traditionnel a évolué vers l'adaptation de recevoir de l'énergie à partir de la production décentralisée à base d'énergie renouvelable connu sous le nom 'Distributed Generation' (DG). Cela peut fournir plus de flexibilité aux grandeurs électriques agissant sur la qualité de l'énergie électrique pour l'amélioration des performances des réseaux électriques. En plus, ces ressources constituent une alternative prometteuse, car leur coût de réalisation et de maintenance est beaucoup moins élevé au fil du temps.

Le recours aux DG et aux batteries de condensateurs CB contribue de façon remarquable à une meilleure performance du réseau de distribution, mais leur insertion non optimale peut engendrer plus de pertes que le bénéfice attendu.

La rapidité du développement des marchés des sources d'énergie renouvelables et la connexion de ces moyens de production au réseau électrique de distribution ont une incidence sur les limites de tension au niveau du jeu de barres et sur les pertes actives et réactives de ce dernier. Par conséquent, cela revient à rechercher un état optimal (emplacement optimal) en fonction de l'objectif prédéfini en imposant diverses contraintes pratiques. Il s'agit de formuler un problème d'optimisation et de le résoudre avec une méthode appropriée.

L'objectif de cette thèse est de mettre au point une méthode d'optimisation basée sur l'intégration de DG et CB sur réseau de distribution radial pour améliorer l'efficacité de la gestion du système de distribution par différentes méthodes sans et avec la présence de générations dispersées. D'autre part, de développer une technique de surveillance des unités de DG et CB connectées au réseau de distribution avant et après la configuration.

Ce travail est fondé sur l'étude du comportement détaillé du système de distribution radial utilisant l'intégration optimale de la production décentralisée et des compensateurs d'énergie réactive. Dans cette intégration, nous utiliserons de nouvelles approches qui se sont avérées efficaces pour résoudre des problèmes d'optimisation complexes, afin de trouver les emplacements et les tailles optimaux pour l'insertion de ces équipements. Pour la simulation, nous allons utiliser l'environnement MATLAB comme espace de travail. Pour les objectifs cités précédemment, cette thèse est organisée comme suit :

Le premier chapitre rappelle les différents types des réseaux électriques ainsi que leurs caractéristiques techniques, leur structure et les différents composants des réseaux de distribution électrique. Nous étudierons également les défis auxquels sont confrontés les réseaux de distribution et les solutions proposées pour améliorer leurs performances.

Le deuxième chapitre est consacré au concept général du développement mathématique des équations pour calcul de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution radiaux et décrit les différentes méthodes de calcul utilisées pour estimer l'état du réseau. Nous explorerons les techniques classiques telles que la méthode de Newton-Raphson et la méthode de Gauss-Siedel, ainsi que les méthodes plus récentes basées sur l'optimisation (BFS).

Le troisième chapitre abordera l'amélioration de la performance des réseaux de distribution en présentant les différentes approches pour améliorer la stabilité, la qualité de l'électricité et la perte d'énergie. Nous explorerons les différentes solutions proposées, notamment l'utilisation de la production d'énergie distribuée et des batteries de condensateurs, et nous analyserons les avantages et les limites de chaque solution.

Le quatrième chapitre présentera les différentes méthodes d'optimisation des réseaux de distribution électrique, en se concentrant sur les avantages et les limites de chacune de ces méthodes. Nous exposerons également les différentes méthodes méta-heuristiques que nous utiliserons dans ce travail pour résoudre les problèmes d'optimisation.

Enfin, le cinquième chapitre présentera les résultats de nos simulations en utilisant les méthodes méta-heuristiques que nous avons développées pour résoudre les problèmes d'optimisation des réseaux de distribution électrique. Nous discuterons les avantages et des limites de notre approche et nous proposerons des recommandations pour les travaux futurs dans ce domaine.

Pour une bonne lecture du contenu de cette thèse, les annexes (A.1), (A.2) et (B.1), (B.2) présenteront les paramètres du système d'énergie connecté au réseau électrique utilisé, et les données des réseaux de distribution de test 33-bus, 69-bus.

Chapitre

---

1

***GÉNÉRALITÉS SUR LES  
RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DE  
DISTRIBUTION***

## Introduction

Ce chapitre traite de la structure générale du système électrique (production, transport, distribution) ainsi que des différents types de réseaux électriques. Ces derniers jouent un rôle majeur dans la réalisation et le contrôle de l'équilibre de l'énergie électrique entre l'offre et la demande. Nous allons donc étudier la partie distribution du réseau électrique et ses caractéristiques, puis nous introduisons la notion de flux de puissance, et comme le réseau de distribution est généralement un réseau radial, dans le cadre de notre travail, nous utilisons la technique du BFS « Backward Forward Sweep » pour déterminer l'état du réseau (tensions, courants et pertes de puissance) pour un réseau de distribution radial.

### 1.1. Le système électrique

Un réseau électrique est l'ensemble des composantes requises pour conduire l'énergie électrique de la source (générateur) à la charge (consommateur), le système d'énergie électrique traditionnel est composé de trois parties : les moyens de production, le réseau de transport, le réseau de distribution d'énergie. Cet ensemble comprend des transformateurs, des lignes de transmission, des pylônes, des générateurs, des moteurs, des réactances, des condensateurs, des appareils de mesure et de contrôle, des protections contre la foudre et les courts-circuits, etc.

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production tels que les centrales hydrauliques, thermiques..., avec les centres de consommation (villes, usines...), tous en assurant un niveau de qualité conforme aux normes.

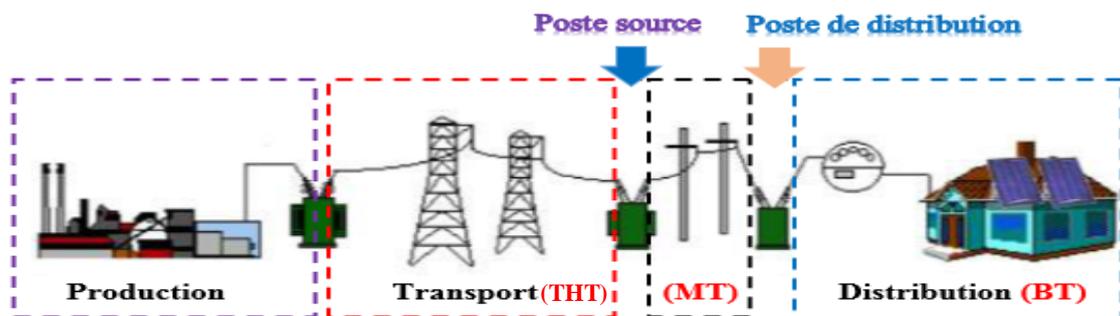


Figure 1. 1. Disposition générale d'un système énergie électrique

1.1.1. Fonctionnement des systèmes électriques

Le système électrique est un ensemble d'installations connectées électriquement qui transfère l'énergie électrique des producteurs aux consommateurs via des lignes. Cette énergie peut être produite à partir des sources les plus diverses : hydraulique, combustibles fossiles, fission nucléaire, éolienne et solaire.

Le stockage à grande échelle de l'énergie électrique sous forme immédiatement disponible n'est actuellement pas possible dans des conditions économiques satisfaisantes. Le problème majeur de l'exploitant du système est donc de maintenir en permanence, étant entendu que l'équilibre instantané entre production et consommation est une condition nécessaire au fonctionnement du système production-transport-consommation. L'exploitation du système repose donc sur l'adaptation permanente de la production aux fluctuations de la demande, dans le respect des contraintes liées au réseau.

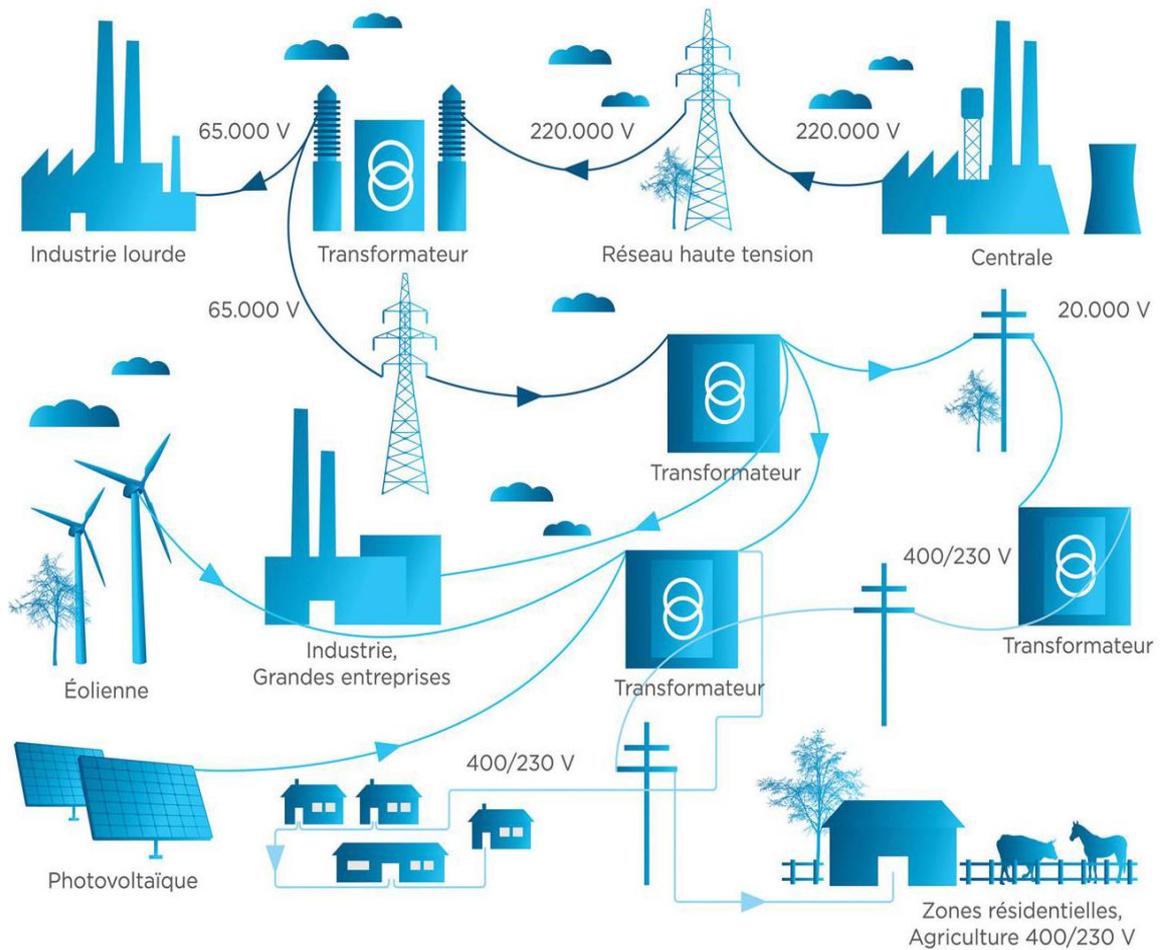


Figure 1.2. Groupes d'infrastructures d'énergie électrique

**1.1.2. Evolution du réseau électrique**

Le système électrique est centré du développement de nos sociétés modernes et son bon fonctionnement est donc primordial pour la continuité des activités économiques.

Afin de réaliser des économies d'échelle, il a évolué vers une structure verticalement intégrée, c'est-à-dire que la puissance est produite par des grandes centrales électriques potentiellement très éloignée des centres de consommation. Le réseau doit fonctionner sous la contrainte que la puissance électrique produite doit être, à chaque instant, égale à la puissance consommée. Par conséquent le fonctionnement du réseau repose sur un contrôle temps réel de la production d'énergie et son adaptation aux fluctuations de la charge [NAD 14].

**1.1.3. Production**

La production de l'électricité est centralisée dans des sites de production dont les capacités s'échelonnent de quelques dizaines à plusieurs centaines de mégawatt (MW). Ces niveaux de puissance se justifiaient par l'amélioration du rendement obtenue avec l'augmentation de la taille des machines tournantes utilisées pour produire l'électricité [SAB 07].

Classiquement, la production de l'électricité reposait sur le principe de la transformation d'énergie primaire en énergie électrique. Les sources primaires peuvent être réparties en deux grandes catégories selon leur origine :

- Sources primaires fossiles : fioul, charbon, gaz, uranium.
- Sources primaires renouvelables : eau, soleil, vent, biomasse, géothermie [DIO 18].

**1.1.4. Réseau de transport THT**

C'est généralement le réseau qui permet le transport de l'énergie depuis les centres éloignés de production vers les centres de consommation. C'est sur le réseau THT que sont en principe branchées les centrales de grandes puissances (plus de 300 MW). Les réseaux de transport constituent une vaste grille couvrant le territoire, à laquelle sont raccordées les sources et les utilisations (groupes, transformateurs). Chaque Jeu de Barres A, B et C (Fig. 1.3) constitue un « poste

d'interconnexion ». Ces postes sont en général constitués par un collecteur principal appelé « jeu de barres » sur lequel se raccordent les lignes, au moyen d'appareils.

Ces réseaux sont pour la plupart aériens. Ils sont étudiés pour un transit donné correspondant en général à la limite thermique de la ligne. Une attention particulière doit être portée à l'effet couronne qui peut donner lieu en THT, à des pertes très significatives suivant le climat et l'altitude.

Les pylônes de lignes sont équipés en général de deux ternes (2 fois 3 phases) voir quatre et même six ternes. Les protections de ces réseaux doivent être très performantes. Quant à leur exploitation, elle est assurée au niveau national par un centre de conduite ou dispatching à partir duquel l'énergie électrique est surveillée et gérée en permanence [IME 17]. Avec les caractéristiques suivantes :

- La tension est 220 kV et dernièrement 420 kV,
- Sans neutre, Lignes aériennes simple et double circuit,
- Réseau maillé.

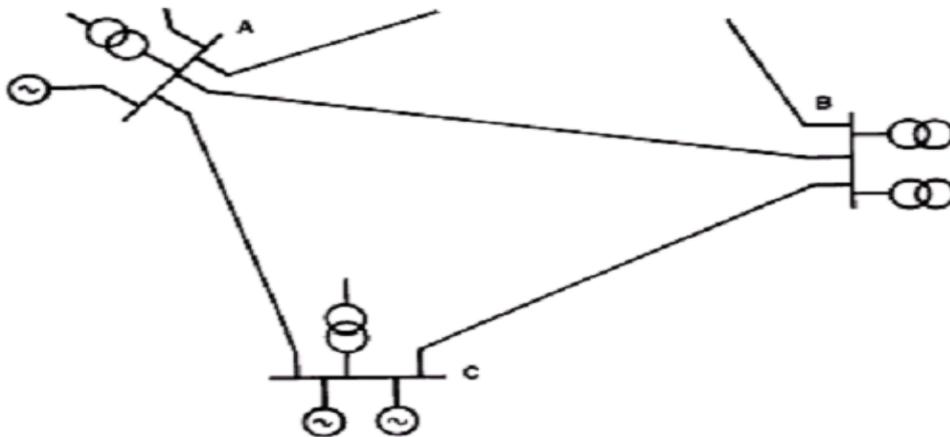


Figure 1. 3. Exemple d'un réseau de transport

### 1.1.5. Réseau de répartition HT

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres.

La structure de ces réseaux est généralement de type aérien (parfois souterrain à proximité de sites urbains).

Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et, d'autre part, les utilisateurs industriels dont (supérieure à 60 kV) nécessite un raccordement à cette tension.

- La tension est 90 kV ou 60 kV,
- Neutre à la terre par réactance ou transformateur de point neutre,
  - Limitation courant neutre à 1500 A pour le 90 kV,
  - Limitation courant neutre à 1000 A pour le 63 kV,
- Réseaux en boucle ouverte ou fermée.

#### **1.1.6. Réseau de distribution MT**

Les utilisateurs peuvent être groupés d'une façon très dense comme dans les villes ou bien séparés les uns des autres par des distances plus ou moins grandes comme dans les campagnes. Ils sont desservis par un réseau de distribution alimenté par un poste de répartition qui reçoit l'énergie, provenant de centrales éloignées, par l'intermédiaire du réseau de transport. Des lignes de distribution à moyenne tension (MT) partent des postes de répartition et alimentent des postes de transformation répartis en différents endroits de la zone à desservir, ces postes de transformation abaissent la tension à une valeur convenable pour alimenter le réseau de distribution publique auquel les abonnés sont raccordés par des branchements. L'architecture générale des réseaux d'énergie électrique est représentée sur la (Fig. 1.4) [IME 17].

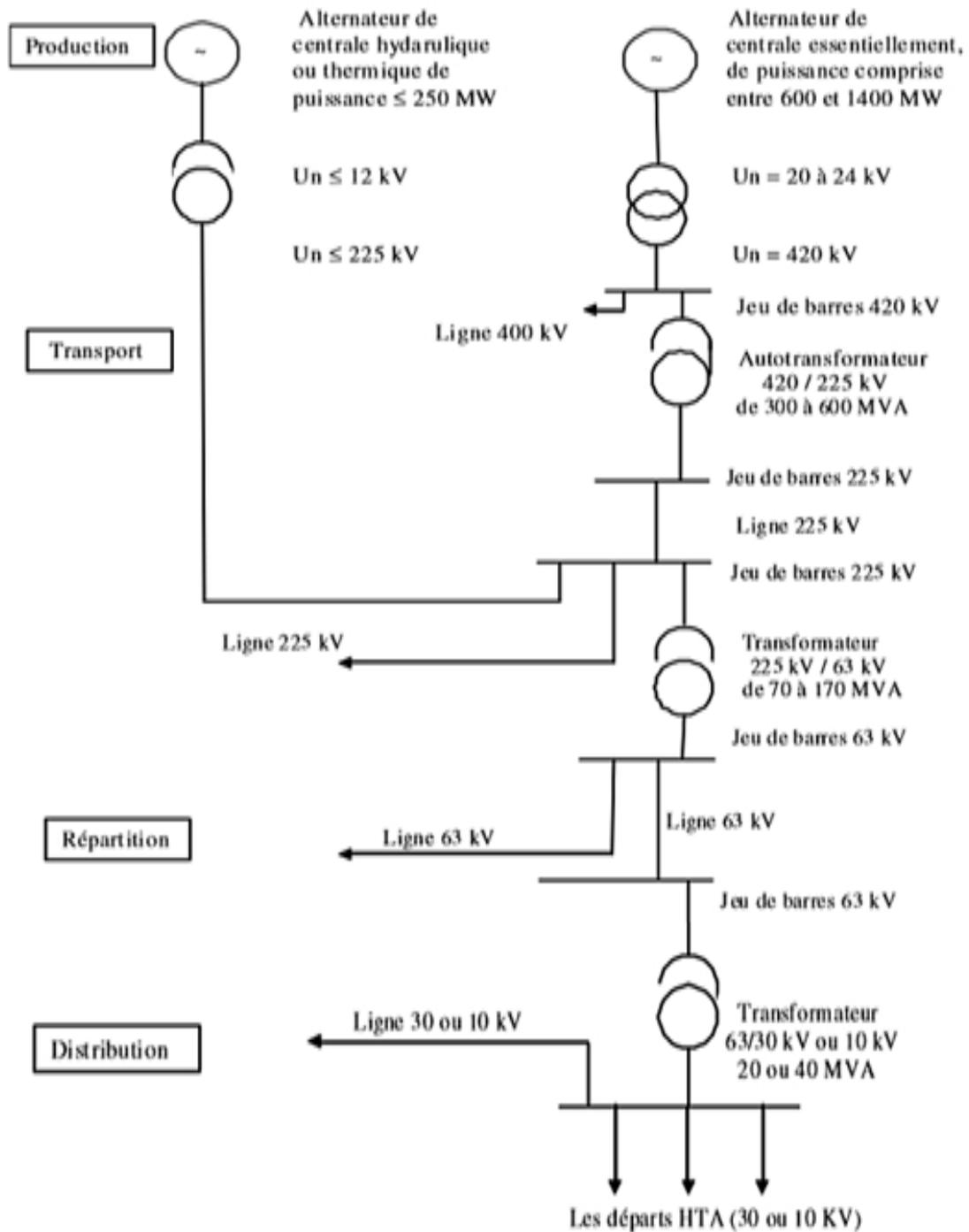


Figure 1.4. Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algérie

### 1.2. Le réseau électrique Algérien

La structure du réseau Algérien de production et de transport d'électricité est représentée sur la (Fig. 1.5) par les différentes usines de production, le poste de livraison HTB et les lignes de transport [DJA 08].

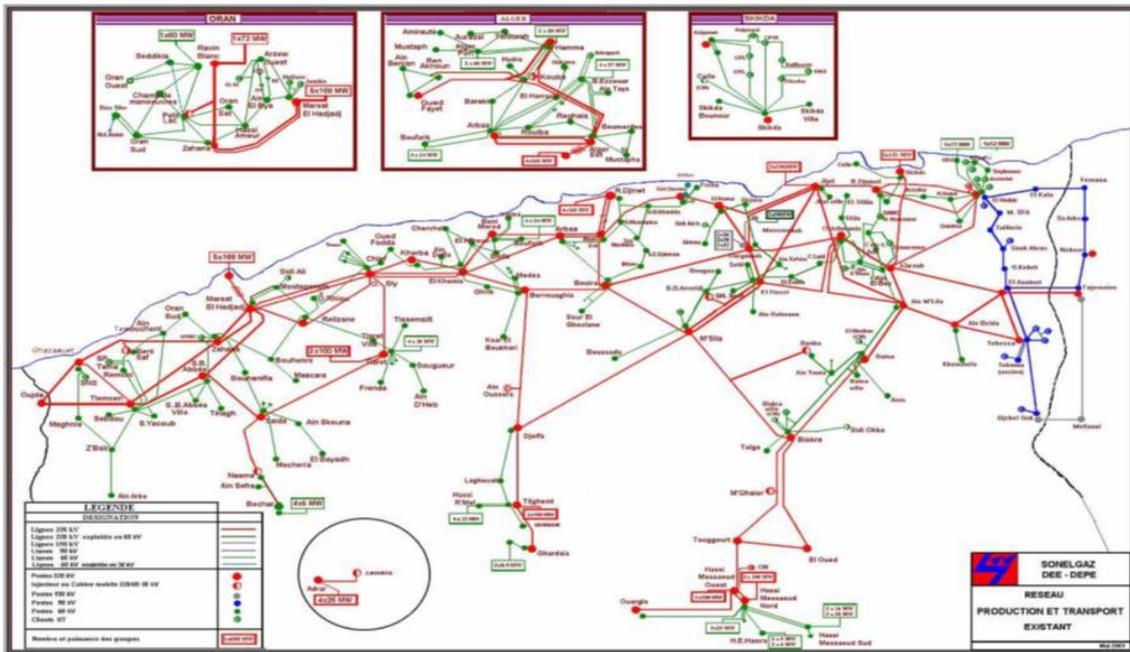


Figure 1.5. Réseau de production et de transport Algérien

### 1.3. Les niveaux de tension

Les niveaux de tension hiérarchique varient considérablement d'un pays ou d'une région à l'autre.

La norme CEI définit les niveaux de tension alternative comme suit (Fig. 1.6 et 1.7):

- ❖ HTB : pour une tension composée supérieure à 50 kV.
- ❖ HTA : pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV.
- ❖ BTB : pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV.
- ❖ BTA : pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V.
- ❖ TBT : pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V.



Figure 1.6. La différence niveaux de tension normalisés [DJA 08]

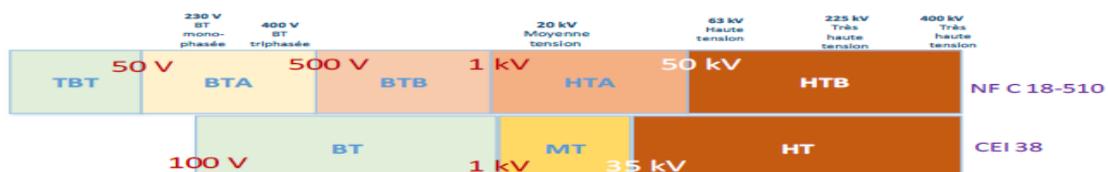


Figure 1.7. La différence niveaux de tension sur le réseau électrique [ABD 16]

- ✚ CEI 38 : 1983, Tensions normales de la Commission électrotechnique internationale.
- ✚ La norme NF C18-510 : Regroupe un ensemble de prescriptions pour la prévention des risques électriques lors des opérations sur les ouvrages ou installations électriques ou dans un environnement électrique [ABD 16].

**1.3.1. Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ :**

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension alternative le tableau (1.1) :

**Tableau 1.1 :** Tableau des domaines de tension [IME 17]

Domaines de Tension		Valeur de la tension composée nominale (Un en Volts)	
		Tension Alternatif	Tension Continu
Haute Tension (HT)	HTA ou MT	$1000 < U_n \leq 5000$	$1500 < U_n \leq 75000$
	HTB	$U_n > 5000$	$U_n > 75000$
Basse Tension (BT)	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Très Basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 20$

**1.3.2. Les réseaux de distribution :**

Les réseaux de distribution sont de deux types selon le niveau de tension. On distingue les réseaux moyens tension (MT), qui sont reliés au réseau de transport, et les réseaux basse tension (BT).

**1.3.2.1. Réseaux de distribution à moyenne tension HTA :**

- Les lignes moyennes tension permettent le transport de l'électricité à l'échelle locale vers les petites industries,
- HTA (30 et 10 kV le plus répandu),
- Neutre à la terre par une résistance,
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens,
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- Réseaux souterrains en boucle ouverte.

1.3.2.2. Réseaux de distribution à basse tension BT :

- Les lignes basse tension sont les plus petites lignes du réseau, Ce sont celles qui nous servent tous les jours pour alimenter nos appareils ménagers,
- BTA (230 / 400 V),
- Neutre directement à la terre,
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés.

1.4. Caractéristiques des différents types d'architectures :

Tableau 1.2 : Tableau présentant les caractéristiques des architectures

	Architecture	Utilisation	Avantages	Inconvénients
Radiale	Simple antenne	Processus peu exigeant en continuité de service	Structure la plus simple Facile à protéger Coût minimal	Faible disponibilité d'alimentation Temps de coupure sur défaut long Un seul défaut entraîne la coupure de l'alimentation d'antenne
	Double antenne	Processus continu : sidérurgie, pétrochimie	Bonne continuité d'alimentation Maintenance possible du jeu de barres du tableau principal	Solution coûteuse Fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance
	Double dérivation	Réseaux urbains Extensions futures limitées	Bonne continuité d'alimentation Simplicité des protections	Nécessité de fonctions d'automatisme
	Double jeu de barres	Processus à grande continuité de service Processus avec forte variation des charges	Bonne continuité d'alimentation Souplesse d'utilisation : transferts sans coupure Souplesse de maintenance	Solution coûteuse Nécessité de fonctions d'automatisme
En boucle	Boucle ouverte	Réseaux très étendus Extensions futures importantes Charges concentrées sur différentes zones d'un site	Moins coûteux que la boucle fermée Simplicité des protections	Coupure d'alimentation d'un tronçon sur défaut pendant reconfiguration de boucle Nécessité de fonctions d'automatisme
	Boucle fermée	Réseaux à grande continuité de service Réseaux très étendus Charges concentrées sur différentes zones d'un site	Bonne continuité d'alimentation Pas de nécessité de fonctions d'automatisme	Solution coûteuse Complexité du système de protection
Production interne d'énergie	Production locale	Sites industriels avec processus auto producteur d'énergie Ex. : papeterie, sidérurgie	Bonne continuité d'alimentation	Solution coûteuse
	Remplacement (normal/secours)	Sites industriels et tertiaires Ex. : hôpitaux	Bonne continuité d'alimentation des départs prioritaires	Nécessité de fonctions d'automatisme

1.5. Structure de réseaux de distributions

1.5.1. Structure générale d'un réseau privé de distribution

Dans le cas général avec une alimentation en HTB, un réseau privé de distribution comporte :

- Un poste de livraison HTB alimenté par une ou plusieurs sources, il est composé d'un ou plusieurs jeux de barres et de disjoncteurs de protection,
- Une source de production interne,
- Un ou plusieurs transformateurs HTB / HTA,
- Un tableau principal HTA composé d'un ou plusieurs jeux de barres,
- Un réseau de distribution interne en HTA alimentant des tableaux secondaires ou des postes HTA / BT,
- Des récepteurs HTA,
- Des transformateurs HTA / BT,
- Des tableaux et des réseaux basse tension,
- Des réceptrices basses tensions [SCH 07].

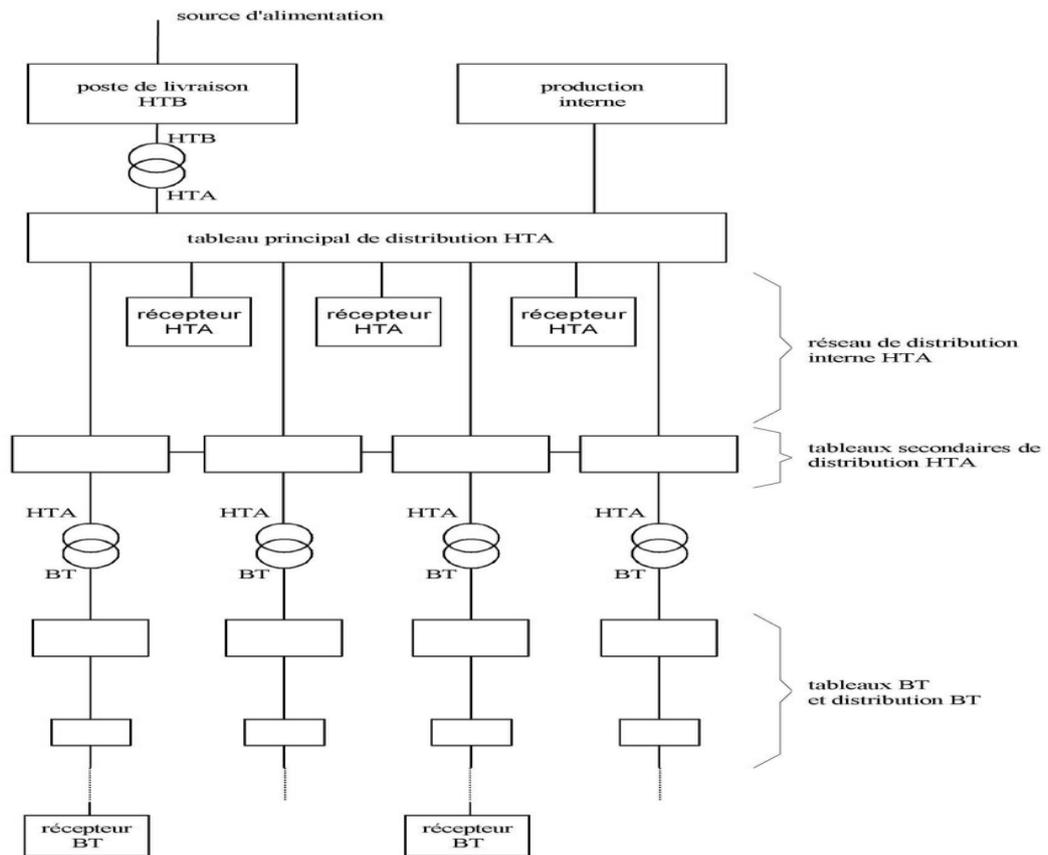
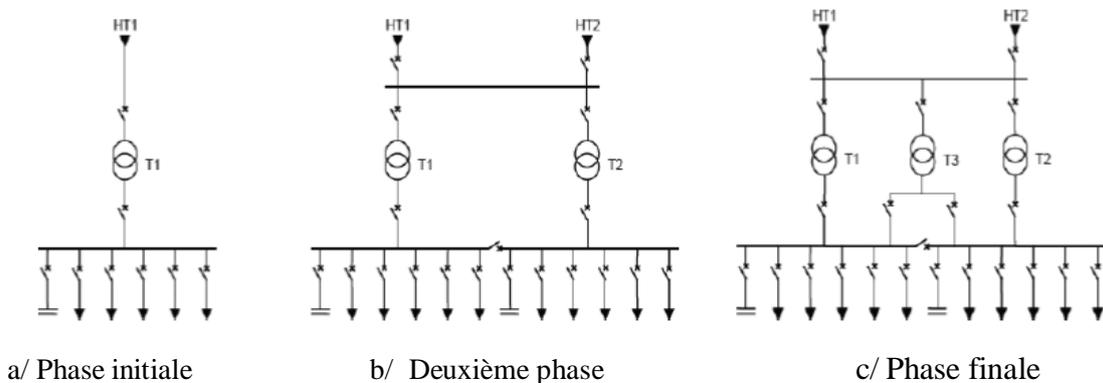


Figure 1.8. Structure générale d'un réseau privé de distribution

## 1.5.2. Schémas d'exploitation du réseau de distribution

### 1.5.2.1. Les postes sources HTB/ HTA

Les réseaux de distribution sont alimentés par un poste source HTB/HTA constitué en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB (HT1) et alimentant lui-même un ou deux jeux de barres (Fig. 1.9.a). En seconde phase, avec l'augmentation des charges à desservir, un deuxième transformateur est ajouté formant avec le premier un groupe appelés transformateurs demi-rame et côté HTA, un autre jeu de barres alimente les différents départs du réseau de distribution. Les transformateurs fonctionnent en régime radial mais en cas de défaillances, il est possible d'isoler un des transformateurs et de répartir la charge sur celui qui reste sans dépasser en régime nominal normalement 50% de sa capacité maximale (Fig. 1.9.b). Le poste est généralement raccordé à une deuxième arrivée HTB (HT2) appelée "garantie ligne". En phase finale, un troisième transformateur et quelquefois plus est ajouté en double attache (Fig. 1.9.c). Les départs HTA sont regroupés par demi-rame en fonction de leur nature (aérien ou souterrain) et de la similarité de leur courbe de charge, s'est-il- dire du type de clients raccordés [OLI 06].



**Figure 1.9.** Schéma de principe des postes sources HTB/HTA

### 1.5.2.2. Les lignes ou départs HTA

Le réseau HTA à une structure arborescente radiale le plus souvent bouclable par une autre demi-rame ou un autre poste source pour la sécurité d'exploitation. Il est en général constitué d'une artère ou ossature principale et de dérivations. Selon la densité de charges à desservir, le réseau 3 de distribution sera réalisé soit en lignes aériennes, soit en câbles souterrains [FOU 09].

### 1.5.2.3. Réseaux HTA aériens :

Elle est composée de conducteur, d'isolateurs, de pylônes et d'un câble de garde pour les lignes de haute tension. Son rôle principal est de transporter l'énergie électriques de la source de production jusqu'à la zone de consommation. Elle possède les caractéristiques suivantes :

- ✚ Sont moins coûteuses que les lignes souterraines du point de vue des frais d'installation et de réparation,
- ✚ Elles peuvent être réparées très rapidement en cas d'accident ou de défaut,
- ✚ Elles permettent une surveillance aisée de leur état et un repérage facile des accidents et des défauts,
- ✚ Les pertes joules ne doivent pas surchauffer les conducteurs,
- ✚ La tension reste constante sur toute la longueur de la ligne et pour toutes les charges comprises entre zéro est la charge nominale,
- ✚ Elles peuvent être surchargées en intensité de courant sans trop de danger,
- ✚ Un bon rendement.

Parmi les inconvénients, on distingue :

- Elles sont susceptibles de produire des perturbations radioélectriques gênant les réceptions de radiodiffusion et de télévision,
- Leur installation donne lieu à des oppositions des propriétaires des terrains surplombés,
- L'exposition aux surtensions d'origine atmosphérique,
- Selon certains, les champs électriques et magnétiques peuvent exercer une influence néfaste sur la santé,
- Elles soulèvent des problèmes d'esthétique et de respect des sites,
- Elles sont susceptibles d'induire des forces électromotrices perturbatrices ou dangereuses dans les circuits de télécommunication,
- La rupture de leurs conducteurs est susceptible de présenter des dangers pour les personnes, les animaux.



**Figure 1.10.** Lignes aériennes

#### 1.5.2.4. Réseaux HTA souterrains

Les câbles souterrains ne produisent pas de champ électrique. En effet, celui-ci est confiné à l'intérieur de la gaine métallique qui entoure les conducteurs.

Ces avantages :

- Elles sont soustraites aux surtensions d'origine atmosphérique,
- Elles constituent la seule solution possible dans les agglomérations plus serrées,
- Ne produisent aucune gêne pour les réceptions de radiodiffusion et télévision,
- Elles sont les seules solutions possibles pour traverser de larges fleuves ou des bras de mer lorsque la distance à franchir dépasse 3 km,
- Elles ne causent pas d'interférences avec les circuits de télécommunications.

Parmi les inconvénients, en note :

- Le dimensionnement des lignes souterraines est soumis à des contraintes liées à ses conditions de fonctionnement et à des contraintes externes dues à son environnement climatique,
- Leurs armures et gaines doivent être protégées contre les effets de corrosion dus aux courants,
- Elles sont d'un coût beaucoup plus élevé que celui des lignes aériennes,
- Elles risquent d'être détériorées en cas de mouvements de terrains (particulièrement à craindre dans les régions minières),
- Les réparations sont coûteuses et parfois malaisées,
- Le repérage des défauts est délicat et lent,

- Leur isolement est susceptible d'être détérioré par élévation de température des conducteurs en cas de surcharge,
- La différence est d'autant plus grande que la tension est plus élevée.



**Figure 1.11.** Les lignes souterraines

### 1.6. Configuration du réseau de distribution

Les réseaux de distribution sont, dans la très grande majorité des cas, exploités de manière radiale. Cette structure simplifie notamment le système de protections puisque le transit de puissance se fait de manière unilatérale du poste source (HTB/HTA) vers les postes HTA/BT et les consommateurs finaux pour la détection et l'élimination rapide des défauts et permet facilement d'assurer la maintenance du réseau, ainsi que le comptage de l'énergie aux postes sources. Des schémas d'exploitation de secours entre postes sources sont bien entendu prévus et permettent de minimiser le nombre de clients coupés en cas de défaillances.

Les systèmes de distribution électrique fonctionnent dans une configuration radiale ; où deux types d'interrupteurs y sont utilisés : interrupteurs de sectionnement qui restent normalement fermés, et interrupteurs de liaison qui restent normalement ouverts. Il existe plusieurs systèmes opérationnels dans les systèmes de distribution électrique ; l'un d'eux est « la reconfiguration du réseau de distribution », qui peut minimiser les pertes, améliorer le profil de tension, et modérer les surcharges dans le réseau.

Au cours des dernières années, la reconfiguration du réseau de distribution a été proclamée comme une méthode pour la réalisation de l'économie de puissance et d'énergie, à coût pratiquement nul. La tendance actuelle consiste à concevoir des réseaux de distribution avec une structure du réseau maillé, mais pour les faire fonctionner radialement. Ceci est atteint par l'installation d'un nombre approprié de branches commutables qui permettent la réalisation d'une configuration radiale capable d'alimenter toutes les charges dans des conditions normales ainsi que dans le cas de défaut permanent. Les systèmes de distribution sont normalement configurés radialement pour une coordination efficace de leurs systèmes de protection.

La reconfiguration du réseau prend avantages de la structure de distribution spécifique et la nature diverse de la charge du client. Le but de la reconfiguration du réseau est d'avoir le minimum de perte possible sous la contrainte de capacité du réseau [UMA 11].

### **1.7. Type d'abonnés Consommateurs**

La charge totale demandée par une zone dépend de sa population et du niveau de vie de ses occupants. Le type général de la charge est caractérisé par le facteur de charge, le facteur de demande, le facteur de diversité, le facteur de puissance et le facteur d'utilisation. Généralement, les types de charge peuvent être répartis dans les quatre catégories suivantes :

- **Transport:** SONATRACH (SP2), ENICAB, BISKRIA CIMENT (SPA), CP Inauguration CILAS (LAFARGE "220 KV").
- **Industrielles :** moteurs de puissance, éclairage, toutes équipements existants au nouveau des zone industrielles et semi-industrielles.
- **Commercial :** toutes charges utilisées dans les établissements commerciaux.
- **Domestique :** englobe toutes les charges usuelles, telle que les téléviseurs, réfrigérateurs, climatiseurs, ...etc.

**1.8. Chute de tension**

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de tension, La tension est alors plus basse au bout de la ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante.

Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel la production et la consommation sont uniformément réparties.

Chaque centrale impose une tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation alimentée, C'est pourquoi dans les réseaux maillés THT, la tension est différente suivant l'endroit où l'on se trouve. À la pointe de consommation, la tension est forte aux nœuds du réseau où les centrales débitent, et relativement basse aux points de consommation éloignés des centrales [IME 17].

**Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons vu des généralités sur les différentes fonctions et types de réseaux électriques. Ensuite, nous avons mis en évidence les réseaux de distribution, et leurs caractéristiques qui constituent l'objet de cette recherche et dont le chapitre suivant sera consacré aux différentes méthodes d'analyse dédiées à ce type de réseau électrique.



Chapitre

2

*CALCUL DE L'ÉCOULEMENT  
DE PUISSANCE DU RÉSEAU  
RADIAL DE DISTRIBUTION*

### Introduction

Le calcul de l'écoulement de puissance est un élément clé pour une meilleure planification et exploitation des réseaux de distribution. Dans notre travail, cela dépend principalement du calcul du flux de puissance dans le réseau de distribution. Plusieurs méthodes ont été exploitées pour traiter le problème de l'écoulement de puissance pour les réseaux radiaux de distribution mais nous vous présentons la plus utilisée, qui est la méthode basée sur le balayage arrière-avant connue en anglais sous le nom de "Backward Forward Sweep" (BFS).

### 2.1. Objectif de calcul de l'écoulement de puissance

Le but de l'analyse du flux de puissance dans un réseau de distribution est de déterminer avec précision :

- ✚ Les valeurs de module de tension au niveau de tous les JB pour éviter le dépassement de la surtension admissible  $V_{max}$  ( $V_i < V_{max}$  ,  $V_i > V_{max}$ )
- ✚ Les valeurs de l'angle de tension au niveau de tous les JB.
- ✚ Le courant dans chaque ligne.
- ✚ Les puissances transitée chaque ligne pour éviter l'échauffement des lignes.
  
- ✚ Les pertes de puissance active et réactive dans chaque ligne (Pour connaître le rendement de réseaux).

### 2.2. Unité relatives

Le système unité relative (per unit) est un système de grandeurs réduites qui permet d'avoir constamment à l'esprit des ordres de grandeurs relatifs de certains paramètres indépendamment des niveaux de tension et de puissance. Ce système associe, à une variable quelconque A, une valeur de base  $A_{base}$  et la compare à sa valeur *Avraie* de manière à l'exprimer dans un système adimensionnel « pu » (ou en pourcentage de sa valeur de base) dont les ordres de grandeur sont bien connus [DUN 11].

La normalisation de la résistance de la ligne est obtenue en la rapportant à une résistance de base calculée moyennant la tension " $V_{Base}$ " et la puissance " $S_{Base}$ ". Si la tension de base est donnée en (kV) et la puissance en (kVA) alors, cette résistance est donnée par :

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

$$R_{Pu} = R \frac{S_{base}}{V_{base}^2} \quad (2.1)$$

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

$$P_{Pu} = \frac{P}{S_{base}} \quad (2.2)$$

La puissance réactive normalisée  $Q_{pu}$  en unité relative en fonction de la puissance réactive  $Q$  en MVAR est obtenue par :

$$Q_{Pu} = \frac{Q}{S_{base}} \quad (2.3)$$

### 2.3. Classification des jeux de barres

Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les jeux de barres du système sont classés en trois catégories.

#### 2.3.1. Les jeux de barres de référence (SLACK BUS)

On l'appelle aussi le jeu de barres balancier ou swing bus, c'est un élément fictif créé pour l'étude de la répartition de la puissance, il a pour rôle de fournir la puissance supplémentaire nécessaire pour compenser les pertes de transmission, car celles-ci ne sont pas connues d'avance. D'une façon générale et par convention ce jeu de barres est identifié par le jeu de barres  $N^{\circ} = 1$  connecté à une source de tension d'où le module  $V$  et la phase ( $\delta$ ) de la tension sont connues, (généralement  $|V| = 1pu$  et  $\delta = 0$ ) °. Les puissances active ( $P$ ) et réactive ( $Q$ ) sont donc inconnues et doivent être calculées après avoir résolu le problème de l'écoulement de puissance.

**2.3.2. Les jeux de barres de contrôle (CONTROL BUS)**

Pour ce type de jeux de barre, on associe les centrales de production. On spécifie la puissance active et le module de la tension. Les variables à déterminer sont la phase de la tension et la puissance réactive. Les réseaux de distribution ne sont pas conçus pour avoir ce type de jeu de barre.

**2.3.3. Les jeux de barres de charge (LOAD BUS)**

Appelés aussi les jeux de barres ( $P, Q$ ) Pour ce type de jeux de barre, on associe généralement les charges. Ces dernières sont caractérisées par la consommation des puissances active et réactive. On peut aussi associer des générateurs avec des puissances active et réactive fixées. Les variables à déterminer sont le module et la phase de la tension. Ces jeux de barres sont utilisés dans les réseaux de distribution. Pour simplifier les calculs de l'écoulement de puissance, il est commode de représenter les charges par leur puissance active et réactives ; les autres variantes qui permettent de les déterminer sont aussi valables (facteur de puissance, courant... etc.)

**Tableau 2.1 :** Les Grandeurs connues et inconnues pour chaque type des jeux de barres

Type de jeu de barres	Grandeurs connues	Grandeurs inconnues
J-B de Référence	$ V , \delta$	$P, Q$
J-B de contrôle	$P,  V $	$Q, \delta$
J-B de charge	$P, Q$	$ V , \delta$

**2.4. Méthodes de résolution de problème l'écoulement de puissance**

Les méthodes itératives telles que les méthodes de Newton Raphson et Gauss Siedel sont efficaces pour l'analyse du flux de puissance dans le cas d'un réseau de transport. Mais l'application de ces méthodes sur les réseaux de distribution n'aboutit pas facilement car ces réseaux ont des caractéristiques particulières :

- ◆ Le rapport élevé de R/X (résistance / réactance),
- ◆ La structure radiale peu maillée,
- ◆ Le nombre de charges est très important et de natures diverses commission.

Ceci a motivé le développement de méthodes de calcul, mieux adaptées aux réseaux radiales. Il s'agit de la technique basée sur la méthode de balayage arrière-avant (BFS).

### **2.4.1. Méthode de Gauss Seidel**

La méthode de GAUSS-SEIDEL est l'une des plus simples méthodes itératives utilisées pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance ou généralement pour la résolution d'un ensemble très large d'équations algébriques non linéaires. Cette méthode consiste à enlever séquentiellement chaque nœud et actualiser sa tension en fonction des valeurs disponibles de toutes les tensions des autres nœuds.

Pour un système à plusieurs variables, la méthode de Gauss-Seidel utilise, à chaque itération, la valeur la plus récente calculée. Cette méthode nécessite plus de temps par itération que celle de Gauss-Seidel, alors qu'elle ne demande que quelques itérations même pour les grands réseaux. Cependant, elle requiert des capacités de stockage ainsi que des puissances de calcul importantes [BOU 18].

### **2.4.2. Méthode de Newton Raphson**

Cette méthode nécessite plus de temps par itération que celle de Gauss-Seidel, alors qu'elle ne demande que quelques itérations même pour les grands réseaux. Cependant, elle requiert des capacités de stockage ainsi que des puissances de calcul importantes [BOU 18].

### **2.4.3. Méthode balayage arrière- avant (BFS)**

#### **2.4.3.1. Backward Sweep (Balayage vers l'arrière)**

Dans le balayage en arrière, le calcul commence à partir du dernier nœud et se déplace vers le premier nœud. Fondamentalement, la propagation vers l'arrière est solution du flux de puissance ou du courant avec d'éventuelles mises à jour de la tension. Dans chaque branche, les tensions de nœud de l'itération précédente sont considérées dans la marche arrière pour obtenir les flux de puissance effectifs mis à jour. Pendant la marche arrière, les valeurs de tension obtenues dans la marche avant sont maintenues constantes. Marche avant sont maintenues constantes. Ensuite, en utilisant la marche arrière, les valeurs actualisées des flux de puissance sont transmises le long de la ligne d'alimentation [GUR 17].

### 2.4.3.2. Forward Sweep (Balayage vers l'avant)

Le balayage avant est essentiellement un calcul de chute de tension avec éventuellement des mises à jour du courant ou du flux de puissance. Les tensions nodales sont mises à jour dans un balayage vers l'avant en partant des branches de la première couche vers celles de la dernière.

Le but de la propagation vers l'avant est de calculer les tensions à chaque nœud en partant du nœud source de l'alimentation à partir du nœud source de l'alimentation. La tension de la sous-station d'alimentation est fixée à sa valeur réelle. Pendant la propagation vers l'avant, la puissance effective dans chaque branche est maintenue constante à la valeur obtenue lors de la marche arrière [MIC 14].

### 2.4.3.3. Algorithme BFS

Dans le cadre de notre travail, nous utilisant la technique du « Backward and Forward Sweep (BFS) » pour déterminer l'état du réseau (tensions, courants et puissances) pour un système de distribution radial. Nous exploitons les formules énoncées plus haut et les relations entre ces dernières.

L'algorithme pour la solution de l'écoulement pour les réseaux radiaux de distribution est présenté en huit étapes [MIC 14] :

---

#### **Etape 1 :**

Introduire les données du réseau de distribution "[line\\_Data](#) et [Bus\\_Data](#)" en (p.u)

#### **Etape 2 :**

Identifier les types des jeux de barres

#### **Etape 3 :**

Initialiser la tension des tous les jeux de barres à 1 pu

#### **Etape 4 :**

Calcule des courant injecte [I] en applique l'équation (2.25)

#### **Etape 5 :**

Calculer les courants traversant les branches en applique l'équation (2.27)

#### **Etape 6 :**

Calculer les nouvelles tensions module et phase au niveau de tous les jeux de barres en appliquant l'équation (2.29)

**Etape 7 :**

Une fois le test de convergence ( $E_{max} < e$ ) est vérifié les valeurs des tensions de la dernière itération sont retenues, on calcule :

- Les pertes de puissance active et réactive dans chaque branche selon les équations (2.20) et (2.22)
- Calculer les pertes totales active et réactive selon les équations (2.21) et (2.23) et afficher les résultats finaux.

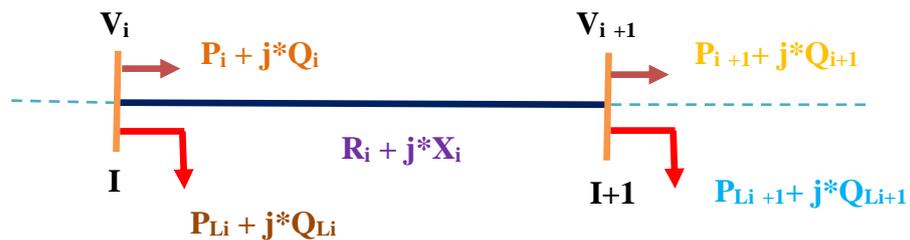
Si non retourne à l'étape 5

**2.5. Modèle mathématique de calcul d'écoulement de puissance**

Les réseaux de distribution de moyenne tension ont une structure radiale avec une faible fiabilité et leurs tensions de service sont comprises entre 10kV et 30 kV (Ils sont constitués d'un certain nombre de branches et chaque branche est composée d'une résistance et d'une inductance).

**2.5.1. Puissance et courant dans les branches**

Les réseaux de distribution ont une configuration radiale et sont constitués d'un ensemble de branches. Chaque branche de ce réseau est modélisée comme une résistance en série avec une inductance pure comme le montre la (Fig. 2.1) :



**Figure 2.1.** Représentation de deux jeux de barres dans le réseau de distribution radial

**✚ Puissance dans les branches**

Le calcul des puissances est un préalable à la détermination des tensions des nœuds. Ces puissances sont les puissances en fin de branches, les pertes de puissance dans ces dernières et les puissances en début de branches.

Les puissances active et réactive transitées du jeu de barres « i » au jeu de barres « i+1 » peuvent être calculées comme suit :

$$P_i = P'_{i+1} + R_i \frac{P'^2_{i+1} + Q'^2_{i+1}}{V^2_{i+1}} \quad (2.4)$$

$$Q_i = Q'_{i+1} + X_i \frac{P'^2_{i+1} + Q'^2_{i+1}}{V^2_{i+1}} \quad (2.5)$$

Où :

$$P'_{i+1} = P_{i+1} + P_{Li+1} \quad (2.6)$$

$$Q'_{i+1} = Q_{i+1} + Q_{Li+1} \quad (2.7)$$

$P_{Li+1}$  et  $Q_{Li+1}$  sont les puissances actives et réactive de la charge au niveau du jeu de barres «i+1» .

$P_i$  et  $Q_i$  sont les puissances active et réactive sortantes du jeu de barres « i ».

### Courants dans les branches

Le courant traversant la branche « i » s'écrit comme suit :

$$I_i = \frac{(V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + j * X_i} \quad (2.8)$$

### 2.5.2. Amplitude et angle de la tension au niveau de chaque jeu de barres

Le courant dans la branche (i, i+1) s'écrit de deux façons :

$$\left\{ \begin{array}{l} I_i = \frac{(P_i - j * Q_i)}{V_i \angle (-\delta_i)} \\ I_i = \frac{(V_i \angle \delta_i) - (V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + j * X_i} \end{array} \right. \quad (2.9)$$

En assimilant les équations (2.9), on obtient :

$$\frac{(V_i \angle \delta_i - V_{i+1} \angle \delta_{i+1})}{R_i + j * X_i} = \frac{(P_i - j * Q_i)}{V_i \angle (-\delta_i)} \quad (2.10)$$

En assimilant les parties réelles et imaginaires des deux côtés de l'équation (2.10), on aura :

$$(V_i^2 - V_i * V_{i+1}) \angle (\delta_{i+1} - \delta_i) = (P_i - j * Q_i) * (R_i + j * X_i) \quad (2.11)$$

$$\begin{cases} (V_i * V_{i+1}) \cos (\delta_{i+1} - \delta_i) = [V_i^2 - (P_i * R_i + Q_i * X_i)] \\ (V_i * V_{i+1}) \sin (\delta_{i+1} - \delta_i)^2 = (Q_i * R_i - P_i * X_i) \end{cases} \quad (2.12)$$

En élevant les deux côtés des équations (2.12) à la puissance 2, on obtient :

$$\begin{cases} (V_i * V_{i+1})^2 \cos^2 (\delta_{i+1} - \delta_i) = [V_i^2 - (P_i * R_i + Q_i * X_i)]^2 \\ (V_i * V_{i+1})^2 \sin^2 (\delta_{i+1} - \delta_i) = (Q_i * R_i - P_i * X_i)^2 \end{cases} \quad (2.13)$$

En assemblant les équations (2.13) côté à l'autre, une nouvelle équation est obtenue :

$$(V_i * V_{i+1})^2 = [V_i^2 - (P_i * R_i + Q_i * X_i)]^2 + (Q_i * R_i - P_i * X_i)^2 \quad (2.14)$$

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2 * (P_i * R_i + Q_i * X_i) + (P_i * R_i + Q_i * X_i)^2 + (P_i * R_i + Q_i * X_i)^2 \quad (2.15)$$

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2 * (P_i * R_i + Q_i * X_i) + (P_i * R_i)^2 + (Q_i * X_i)^2 + (Q_i * R_i)^2 + (P_i * X_i)^2 \quad (2.16)$$

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

$$V_{i+1}^2 = [V_i^2 - 2 * (P_i * R_i + Q_i * X_i) + (R_i^2 + X_i^2) * (\frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2})]^{1/2} \quad (2.17)$$

Toujours à partir des équations (2.12), l'angle de tension peut s'écrire :

$$\tan(\delta_{i+1} - \delta_i) = \frac{(Q_i * R_i - P_i * X_i)}{V_i^2 - (P_i * R_i + Q_i * X_i)} \quad (2.18)$$

$$\delta_{i+1} = \delta_i + \tan^{-1} \frac{(Q_i * R_i - P_i * X_i)}{V_i^2 - (P_i * R_i + Q_i * X_i)} \quad (2.19)$$

### 2.5.3. Les pertes de puissance active et réactive

Si  $R_i$  et  $X_i$  sont respectivement la résistance et la réactance de la branche « i », les pertes de puissances active et réactive sont, quel que soit le type de branche, données par :

$$P_{Loss,i} = R_i \frac{P_i^2 + Q_i^2}{|V_i|^2} \quad (2.20)$$

Les pertes totales de puissance active dans le réseau peuvent être déterminées en additionnant les pertes de toutes les branches de l'équation (2.20) :

$$P_{T,Loss} = \sum_{i=1}^N P_{Loss,i} \quad (2.21)$$

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

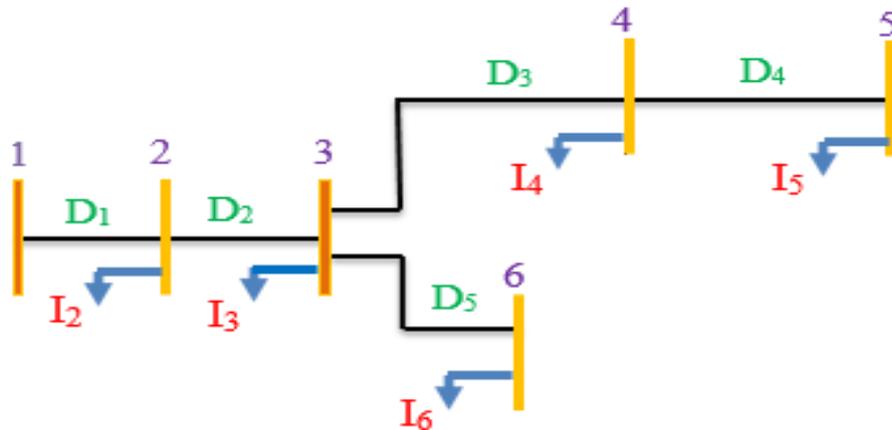
$$Q_{Loss,i} = X_i \frac{P_i^2 + Q_i^2}{|V_i|^2} \quad (2.22)$$

Les pertes totales de puissance réactive dans le réseau peuvent être déterminées en additionnant les pertes de toutes les branches de l'équation (2.22) :

$$Q_{T,Loss} = \sum_{i=1}^N Q_{Loss,i} \quad (2.23)$$

**2.6.Construction de la Matrice BIBC dans le réseau de distribution**

La méthode repose sur deux matrices dérivées de la topologie du réseau, la matrice BIBC (en Anglais Bus injection Branch Current) et la matrice BCBV (en Anglais Branch Current Bus Voltage). Dans cette section, la procédure de l'algorithme est décrite en détail.



**Figure 2.2.** Schéma unifilaire d'un réseau de distribution IEEE 6 JB

Le terme équivalent de l'injection de courant par phase à l'itération k est dérivé de la puissance consommée sur le nœud « i » qui est exprimé par :

$$S_i = (P_i + j * Q_i), \quad i = 1, \dots, \dots, N \quad (2.24)$$

$$I_i^K = \left( \frac{P_i + j * Q_i}{V_i^K} \right)^* \quad (2.25)$$

Où,  $S_i$  est la puissance apparente consommée par la charge de l'une des trois phases (a, b, ou c), composée de  $P_i$  et  $Q_i$  qui sont respectivement les puissances active et réactive de la charge par phase, N est le nombre de charges  $V_i^K$  et  $I_i^K$  qui sont respectivement la tension du nœud et l'équivalent d'injection de courant du nœud par phase à l'itération k.

Les courants des branches du réseau peuvent être exprimés en fonction des courants de charges comme suit :

$$\begin{aligned} D_1 &= I_2 + I_3 + I_4 + I_5 + I_6 \\ D_2 &= I_3 + I_4 + I_5 + I_6 \\ D_3 &= I_4 + I_5 + I_6 \\ D_4 &= I_5 \\ D_5 &= I_6 \end{aligned} \quad (2.26)$$

Un réseau de distribution est illustré, comme exemple, à la (Fig. 2.2) Les injections de puissance peuvent être converties en injections de courant équivalent par l'équation (2.27) La relation entre les injections de courant de nœud et les courants de branche sont déterminés par la loi des nœuds ou de courant de Kirchhoff. Les courants de branches peuvent alors être formulés en fonction des différents courants injectés aux nœuds. Par conséquent, cette relation peut être exprimée comme :

$$\begin{bmatrix} D_1 \\ D_2 \\ D_3 \\ D_4 \\ D_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} \Rightarrow [D] = [\text{BIBC}] [I] \quad (2.27)$$

Où, BIBC est la matrice qui exprime la relation entre le courant injecté au nœud et le courant de branche,  $D_i, i = 1, 2, \dots, 5$  est le vecteur des injections de courants de branche « i »,  $i = 2, 3, \dots, 6$  est le vecteur des courants de nœud. Pour le cas est simplement (0,1). La matrice BIBC est triangulaire supérieure ne contient que des valeurs de 0 et 1.

La tension de nœud peut être exprimée comme une fonction des courants de branche, des paramètres de ligne, et de la tension de référence au niveau du poste source (HTB/HTA). La relation entre les courants de branche et les tensions de nœud, comme obtenue par l'équation (2.28) et (2.29) :

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & Z_{45} & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & Z_{36} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} D_1 \\ D_2 \\ D_3 \\ D_4 \\ D_5 \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

$$[\Delta V] = [BCBV] [D] \quad (2.29)$$

Où, BCBV est la matrice qui représente la relation entre les courants de branches et les tensions des nœuds,  $V_i, i = 2, 3, \dots, 6$  est la tension du nœud « i », et  $Z_{im}$  est l'impédance de ligne entre le nœud « i » et le nœud « m ».

Les matrices BIBC et BCBV sont élaborées en fonction de la structure topologique du réseau de distribution. En combinant les équations (2.27) et (2.29), la relation entre ces deux matrices peut être exprimée comme :

$$[\Delta V] = [BCBV] [BIBC] [I] \quad (2.30)$$

La solution du calcul de répartition de charges est obtenue par une résolution itérative, de l'équation (2.24). La tension est calculée grâce à l'équation de récurrence (2.25) et suivant le critère d'arrêt de l'équation (2.32).

$$[V^{k+1}] = [V^0] + [\Delta V^{k+1}] \quad (2.31)$$

$$\max ([V^{k+1}] - [V^k]) < \varepsilon \quad (2.32)$$

**Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons défini les principales méthodes qui traitent le problème du calcul du flux de puissance dans un réseau de distribution radial. Nous avons ensuite présenté la forme mathématique des équations de calcul du flux de puissance en appliquant la technique du balayage avant-arrière (BFS).

Chapitre

---

3

*AMÉLIORATION*

*LA PERFORMANCE DES*

*RÉSEAUX DE DISTRIBUTION*

**Introduction**

Ce chapitre est scindé en deux parties, la première partie sera consacrée à la définition et à l'objectif des compensations de l'énergie réactive et leurs différents types, et son effet sur le réseau de distribution, dans la deuxième partie nous nous intéresserons à la technologie de la production distribuée, sa définition, ses caractéristiques ainsi que les différents types de production décentralisée tels que les éoliennes et les systèmes photovoltaïques. Puis la mise en évidence des impacts liés à la connexion dans le réseau de distribution.

**3.1.La production décentralisée**

On appelle ces nouveaux producteurs par plusieurs noms comme Production Décentralisée, Production Distribuée, Génération d'Énergie Distribuée ou Génération d'Énergie Dispersée GED, (en anglais sous le nom : distributed, dispersed, decentralized or embedded generation DG, EG) Cette production décentralisée se développe dans tous les pays, sur base d'unités de cogénération, d'énergies renouvelables ou de production traditionnelle, installées par des assureurs des services systèmes pour un fonctionnement fiable et économique de l'ensemble du réseau [DJA 08].

Cependant, l'interconnexion à grande échelle de ces systèmes aux réseaux de distribution pourrait créer de nombreux problèmes techniques tels que : la modification du transit de puissance, la variation de la tension, et la perte de la stabilité du réseau [CHA 21].

**3.1.1. Définition**

Le terme production décentralisée (DG) désigne l'ensemble des générateurs d'électricité de faible puissance, connectés aux réseaux de distribution. Les unités de production décentralisée se distinguent des unités de production centralisée par le fait qu'elles sont le plus souvent raccordées au réseau de distribution, et par leur petite taille [NAD 14].

Les chercheurs ont proposé une définition générale de la DG qui est "toute source d'énergie électrique décentralisé d'une capacité limitée intégrée directement au réseau ou située à proximité des points de consommation d'énergie " [YAA 21].

La production décentralisée est basée sur l'utilisation de sources d'énergies primaires renouvelables et de la cogénération afin d'augmenter le rendement énergétique des installations de production, ce qui contribue à produire une énergie plus propre [NAD 14].

### **3.2. Les différents types de la production décentralisée**

Des classifications sont faites en fonction de type de source d'énergie utilisée et en fonction de la capacité de fournir des puissances actives et réactives.

#### **3.2.1. Selon le type de source d'énergie utilisée**

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

##### **3.2.1.1. Les énergies renouvelables**

La production décentralisée à base d'énergie renouvelable, qui peut être facilement reconstituée, est considérée comme une ressource amicale à l'environnement [AIS 16].

Il est basé sur les sources d'énergie renouvelables suivantes :

###### **3.2.1.1.1. Hydraulique**

Les centrales hydrauliques fonctionnent grâce à l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau des rivières, des lacs ou des fleuves. La puissance produite dépend de la hauteur de chute et du débit d'eau. Pour la production décentralisée, des microcentrales hydrauliques sont employées avec un ordre de grandeur de puissance de 5MW. Ce type de production présente comme avantages la gratuité de l'énergie primaire et la régularité de la production électrique.

Les inconvénients principaux sont le prix élevé de l'investissement initial et l'impact sur l'environnement [NAD 14].

**3.2.1.1.2. Eolienne**

L'éolienne joue un rôle clé dans la production d'électricité des énergies renouvelables. En 2012, l'énergie éolienne a confirmé son statut de 2e source d'électricité renouvelable après l'hydroélectricité [YUJ 15].

Les aérogénérateurs, ou éoliennes, transforment l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique et puis en énergie électrique en la transmettant par le rotor et le multiplicateur de vitesse à une génératrice. Cette source d'énergie est de plus en plus répandue grâce à son développement technologique et son fort attrait écologique. Les coûts d'investissement sont relativement importants, surtout pour l'éolien offshore mais, l'énergie primaire est gratuite et l'impact environnemental assez réduit [NAD 14].

**3.2.1.1.3. Solaire photovoltaïque**

Les technologies solaires photovoltaïques converti directement le rayonnement solaire en courant continue en utilisent certaines des propriétés des semi-conducteurs [MIT 17].

Ils sont très utilisés pour l'alimentation de sites isolés (non connectés au réseau) en association avec un système de stockage [OLI 06]. Ces technologies sont caractérisées par zéro émission, un fonctionnement silencieux et une longue durée de vie. Cependant, il est dépendant du temps, intermittent et indisponible la nuit. Un autre inconvénient est que les technologies à base d'énergie photovoltaïque nécessitent un coût d'investissement élevé [MIT 17].

**3.2.1.1.4. Géothermie**

Le principe de la géothermie est d'utiliser la chaleur de nappes d'eau souterraine qui peuvent atteindre 350 °C dans les zones les plus favorables [NAD 14]. Cette chaleur est soit directement utilisée par prélèvement, ou indirectement par échange de chaleur de la vapeur d'eau et convertie en énergie électrique grâce aux générateurs. La taille typique des centrales géothermiques varie de 5 à 50MW [DJA 08].

**3.2.1.1.5. Biomasse**

Certaines centrales thermiques à flamme emploient comme source primaire des combustibles issus de la biomasse (bois, biogaz, paille, déchets organiques, etc.) ou de déchets industriels et domestiques [OLI 06].

**3.2.1.2. Les énergies non renouvelables**

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

**3.2.1.2.1. Energies fossiles "gaz, charbon, pétrole "**

Le principe est le même que celui utilisé dans les centrales thermiques de grande puissance. La combustion de combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz) génère de la chaleur elle-même transformée en électricité. Les principales technologies sont la thermique à flamme (avec turbine à vapeur), les turbines à gaz et les moteurs atmosphériques (moteurs diesel). Ces systèmes, et notamment les turbines à gaz, peuvent aussi être utilisés pour générer à la fois de l'électricité et de la chaleur. On parle alors de cogénération. Ces systèmes permettent d'avoir un rendement global très proche de l'unité [ABD 21].

**3.2.1.2.2. Hydrogène**

Les piles à combustible produisent directement de l'électricité à partir d'hydrogène et d'oxygène par réaction inverse de l'électrolyse de l'eau. C'est une énergie sur laquelle beaucoup d'espoirs sont fondés, bien que l'hydrogène ne se trouve pas sous forme directement exploitable dans la nature, il faut en effet de l'énergie pour le produire [OLI 06].

**3.2.1.3. La Cogénération**

La cogénération (combined heat and power ou CHP) est la production simultanée de deux formes d'énergie différentes à travers un processus unique. Le cas le plus fréquent est la production d'électricité et de chaleur (la chaleur étant issue de la production électrique). L'idée de cogénération repose sur le fait que la production électrique dégage une grande quantité de chaleur à température moyenne, habituellement dissipée dans l'environnement [YUJ 15].

L'énergie produite par une installation de cogénération est généralement utilisée localement dans le site du client où se trouve le système de cogénération. Les systèmes de cogénération sont pratiques et réalisables dans les systèmes qui demandent simultanément la production de la vapeur (ou de la chaleur) et de l'électricité, par exemple, dans les installations industrielles [AIS 16].

### 3.2.2. Selon le type de puissance délivrée

Les DG peuvent être classés en quatre grands types basés sur la capacité de fournir de la puissance active et réactive [NAD 14] ;

**Type 1 :** Ce type de DG est capable de fournir que la puissance active tels que les photovoltaïques, les micro-turbines, les piles à combustible, qui sont intégrés au réseau à l'aide des convertisseurs / onduleurs.

**Type 2 :** DG capable de délivrer des puissances active et réactive. Les unités à base de machines synchrones (cogénération, turbines à gaz, etc....) font partie de ce type.

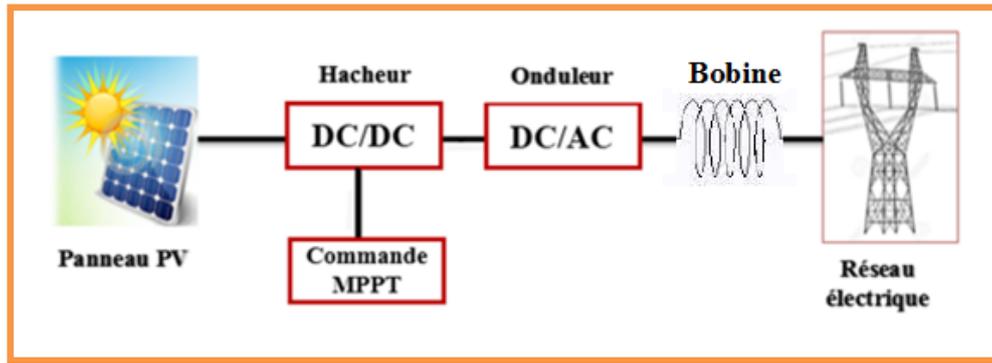
**Type 3 :** DG capable de fournir que la puissance réactive. Les compensateurs synchrones tels que les batteries de condensateurs sont un exemple de ce type fonctionnant avec facteur de puissance nul.

**Type 4 :** DG capable de délivrer une puissance active en consommant de la puissance réactive. Principalement les générateurs à induction, qui sont utilisés dans des parcs éoliens, entrent dans cette catégorie.

### 3.2.3. Les unités de DG basées sur des systèmes photovoltaïques

Nous allons concentrer sur la technologie de génération décentralisée à base des sources photovoltaïques ;

Ayant comme but final la production d'énergie, une installation photovoltaïque nécessite la mise en place d'une chaîne de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique basée sur l'effet photovoltaïque. Quelle que soit son architecture, cette chaîne de conversion peut se décomposer en plusieurs sous-systèmes délimités selon leurs fonctionnalités. Un premier aperçu d'un schéma conceptuel des systèmes photovoltaïques connectés au réseau, identifiant les principaux sous-systèmes fonctionnels et leurs fonctions générales, est donné à (Fig. 3.1) [STÉ 10].



**Figure 3. 1.** Fonctionnalités générales des systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau permettent la décentralisation de la production sur le réseau électrique. Ces installations sont totalement couplées au réseau électrique par injection de l'électricité qu'elles produisent via d'un convertisseur de puissance (DC-AC) [GHE 19]. Il existe deux types d'installations pour l'injection de la production d'énergie solaire dans le réseau électrique [GHE 19] :

#### ❖ Injection de la totalité de la production

L'énergie produite par le générateur photovoltaïque est directement injectée sur le réseau électrique. Les périodes d'injections sur le réseau coïncident aux périodes de production photovoltaïque ;

#### ❖ Injection du surplus de production

L'énergie produite par le générateur photovoltaïque est consommée directement par les charges, le surplus d'énergie de production par rapport à la consommation instantanée est injecté au réseau local de distribution ;

### 3.2.4. Impacts de la production décentralisée sur le réseau de distribution

Traditionnellement, La plupart des systèmes de distribution sont conçus de telle sorte que l'écoulement de puissance se fait dans un seul sens. L'installation d'une DG modifie les caractéristiques traditionnelles du réseau de distribution et considéré introduit une autre source dans le système [R[O 09]. Quand la puissance de la DG connectée au réseau de distribution est devenue supérieure à la consommation des

clients, l'énergie électrique peut être aussi transférée en sens inverse, à partir des unités de la DG au réseau de transport.

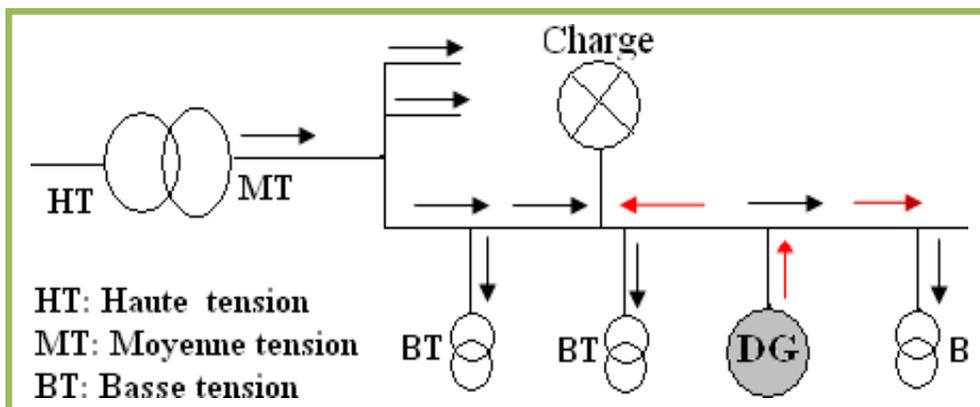
Dans cette situation inhabituelle, l'écoulement de puissance bidirectionnel pose certains problèmes sur le réseau de distribution qui, dès le début, n'a pas été conçu pour la génération d'énergie et l'inversion des flux d'énergie. Dans cette nouvelle situation, le réseau de distribution peut être sujette à modifier les propriétés de contrôle et de devenir semblable au réseau de transport, c'est-à-dire, avoir plus de fonctionnalités de contrôle actifs. Bien que les lignes et les transformateurs puissent transporter le flux d'énergie dans le sens inverse, la DG peut néanmoins avoir des effets néfastes sur la sécurité du système et la qualité d'alimentation [AIS 16].

En général l'interconnexion d'une DG au réseau de distribution peut avoir des effets importants sur le système tels que : ( l'écoulement de puissance, la régulation de tension, la fiabilité, etc....) [NAD 14].

Dans ce qui suit, plusieurs questions et aspects concernant l'impact de la DG sur les réseaux de distribution, les plus importantes de ces impacts sont :

### 3.2.4.1. Impact sur les transits des puissances

Les premiers impacts liés à l'intégration des DG dans un réseau de distribution concernent la modification des transits de puissance. Le réseau devient un circuit électrique actif, dans lesquelles transits de puissance seront gouvernés non seulement par les charges, mais aussi par les sources comme illustré par la (Fig. 3.2) [CHA 21].

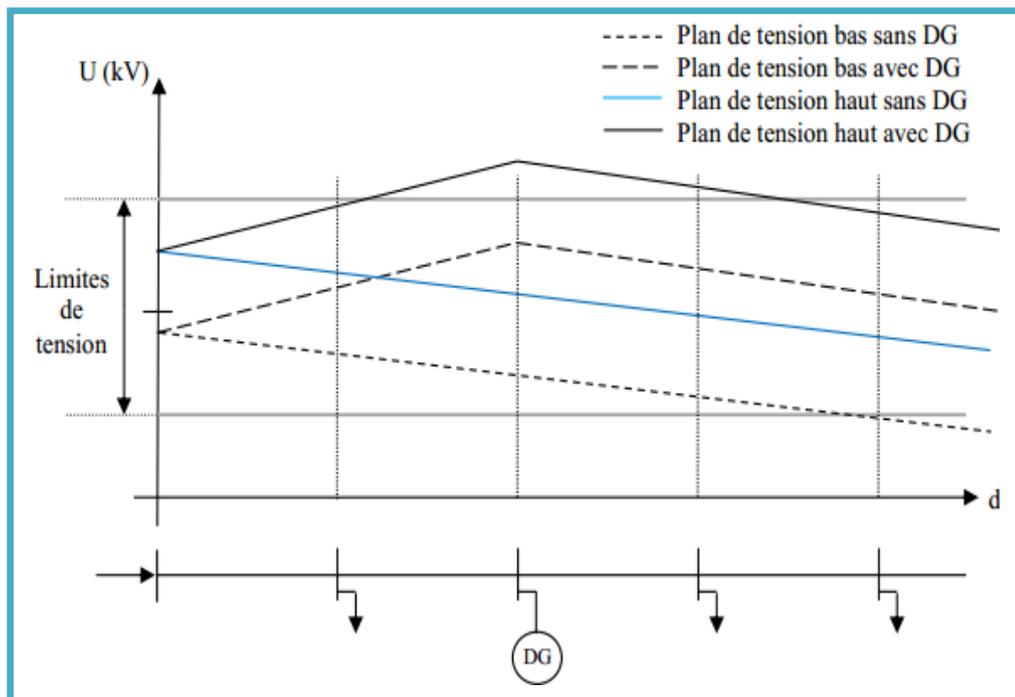


**Figure 3. 2.** Transit de puissance en présence d'une production décentralisée

La forte intégration de la production décentralisée à énergie renouvelable peut faire inverser le sens du transit de puissance, et il est possible que n'a pas été prise en compte lors de la conception des réseaux de distribution, et peut entraîner par exemple un dysfonctionnement des protections.

### 3.2.4.2. Impact sur le profil de tension

Lorsque les DG sont connectés, la tension à certains jeux de barres du réseau peut devenir supérieure ou inférieure à la limite autorisée. On cherche à garder la tension du réseau dans les limites admissibles. La tension du réseau est augmentée avec l'intégration des DG comme montré sur la (Fig. 3.3) [ABD 21].



**Figure 3. 3.** Variations de la tension du réseau sans et avec DG

Ces surtensions peuvent être éliminées par une adaptation de la puissance réactive générée par les DG. Selon la valeur de la tension, la valeur réactive est plus ou moins importante [ABD 21].

La connexion de la DG au réseau de distribution conduit à une modification des profils de tension sur ce réseau de distribution avec une augmentation possible de la tension le long de la ligne où la DG est connectée. Cette modification de la tension dépend de la taille de la DG connectée et de son emplacement ainsi que du facteur de puissance et de la structure du réseau [AIS 16].

### 3.2.4.3. Impact sur les pertes

L'utilisation de la DG peut contribuer à la réduction ou l'augmentation des pertes sur le réseau de distribution : ce problème dépend en grande partie de l'emplacement et du type DG et la structure et la configuration du réseau de distribution. Il est donc essentiel que ces éléments sont parfaitement pris en compte lors de l'évaluation de l'impact de la DG sur les pertes [AIS 16]. OÙ la réduction des pertes Joules devient une priorité pour les opérateurs de réseaux de distribution. Cela permet une réduction des coûts de distribution d'énergie et entraîne une augmentation des marges de transit sur les lignes électriques ainsi qu'une amélioration du profil de tension [CHA 21].

L'utilisation de la DG peut contribuer à la réduction ou l'augmentation des pertes sur le réseau de distribution : ce problème dépend en grande partie de l'emplacement et du type DG et la structure et la configuration du réseau de distribution. Il est donc essentiel que ces éléments sont parfaitement pris en compte lors de l'évaluation de l'impact de la DG sur les pertes [AIS 16]. OÙ la réduction des pertes Joules devient une priorité pour les opérateurs de réseaux de distribution. Cela permet une réduction des coûts de distribution d'énergie et entraîne une augmentation des marges de transit sur les lignes électriques ainsi qu'une amélioration du profil de tension [CHA 21].

### 3.2.4.4. Impact sur la stabilité du réseau

La stabilité du système est liée à l'interaction des générateurs et d'autres machines en rotation dans le réseau immédiatement après un défaut. En particulier, une unité de DG doit être en mesure de rester connectée au réseau suite à un défaut dans le système. En cas de déclenchement, il devrait y avoir peu de place aux perturbations dues à la défaillance du générateur de rester en synchronisme [AIS 16]. Les génératrices de productions décentralisées peuvent être de type synchrone ou asynchrone. L'insertion de générateurs synchrones dans le réseau va changer le temps critique d'élimination de défaut (correspondant à la durée maximale d'une perturbation à laquelle le système peut résister sans perte de stabilité). Ceci influencera directement la limite de la stabilité dynamique du système en considération [FOU 09].

### 3.2.4.5. Impacts sur le plan de protection

La connexion de nouveaux générateurs au réseau modifiera également les courants de courts circuits et donc le réglage des seuils des protections. D'ailleurs, ce changement peut provoquer une mauvaise sélectivité, des déclenchements intempestifs ou l'aveuglement du système de protection [FOU 09].

#### 3.2.4.5.1. Courants de court-circuit

L'intégration de DG dans le réseau de distribution, entraîne en général une élévation du niveau de courants de court-circuit. Cette élévation peut alors créer des problèmes pour le fonctionnement des composants de distribution comme les lignes, les disjoncteurs et les interrupteurs, s'ils ont été dimensionnés pour supporter des courants de court-circuit inférieurs [AIS 16]. Ainsi le courant de court-circuit puisse provoquer le dysfonctionnement du matériel de protection. Par ailleurs, lors d'un défaut, les producteurs alimentent le courant de défaut. Celui-ci peut alors dépasser la limite admissible des éléments du réseau (conducteurs entre autres).

#### 3.2.4.5.2. Puissance de Court-Circuit

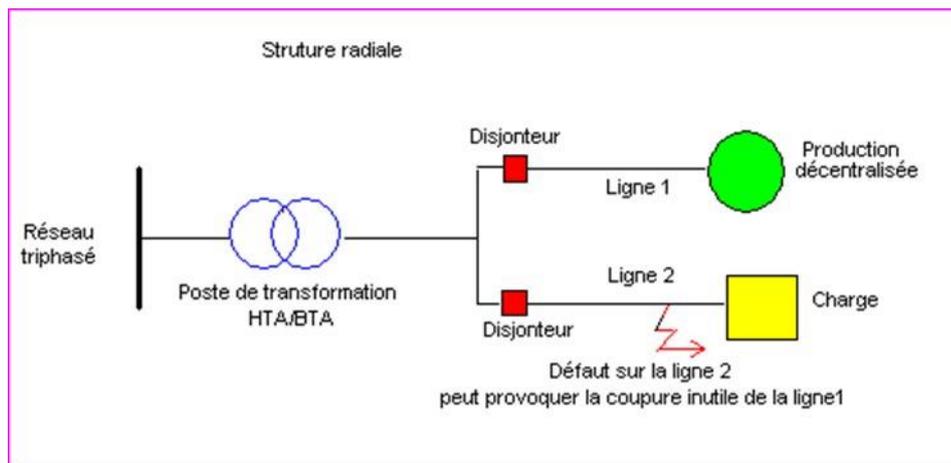
Strictement liée aux niveaux des courants de court-circuit, la puissance de court-circuit " $P_{CC}$ " du réseau en un point de connexion proposé est un élément important à analyser lors de la planification de connexion de la DG au réseau. La  $P_{CC}$  peut varier d'un réseau à un autre et d'un point à un autre du même réseau. La génération dispersée et les gros consommateurs peuvent causer des changements relativement importants dans les niveaux de tension sur un réseau de faible  $P_{CC}$ . En revanche, un réseau de forte  $P_{CC}$  sera moins affecté par des changements dans la production et la demande.

Un réseau électrique de faible  $P_{CC}$  à un faible niveau de court-circuit. La puissance de court-circuit en un point du réseau est déterminée par l'impédance entre ce point et les principaux générateurs d'énergie du réseau. Plus cette impédance est petite, plus la  $P_{CC}$  en ce point est forte. Autrement, un point du réseau dont la  $P_{CC}$  est faible est un point qui se trouve plus loin des générateurs. La  $P_{CC}$  d'un réseau détermine aussi le courant qui peut circuler en cas de défaut [AIS 16].

### 3.2.4.5.3. Influence sur la sélectivité des protections

La sélectivité des protections peut être affectée par l'introduction d'unités de production décentralisée dans le réseau de distribution dont la structure est de type radial. Pour illustrer cette influence considérons le schéma de la (Fig. 3.4) ci-après d'alimentation par une sous-station du réseau d'une charge par la liaison 2, et la connexion à la sous-station par la liaison 1 d'une unité de production décentralisée. Ces deux liaisons sont chacune protégées par un disjoncteur contre les surintensités comme c'est l'usage [FOU 09].

Dans cet exemple extrêmement simple la protection de la ligne 1 déconnecte inutilement l'unité de production lors d'un défaut sur la ligne 2, car le courant du générateur lors de ce défaut est supérieur au seuil de protection en cas de défaut sur la ligne 2. Les seuils de protection doivent donc être revus pour que seule la ligne en défaut soit déconnectée [FOU 09].



**Figure 3. 4.** Influence de la production décentralisée sur la sélectivité de la protection des réseaux de distribution

Pour toute implantation d'une unité de production décentralisée dans le réseau de distribution, il faut impérativement vérifier la sélectivité des protections et le cas échéant les ajuster [FOU 09].

### 3.2.4.6. Impact sur les calculs technico-économiques des études de planification

L'introduction de production décentralisée dans le réseau modifie les transits de puissance et le plan de tension. Ainsi, c'est un paramètre qui doit être introduit dans

les études de planification. Par exemple, une décision de renforcement de réseau sans DG et avec DG n'aura pas les mêmes coûts actualisés. Il est en effet possible que selon qu'il y ait une DG ou non, les parties du réseau à renforcer changent. Les coûts actualisés des pertes, ou encore de l'énergie non distribuée, peuvent donc être très différents [YAA 21].

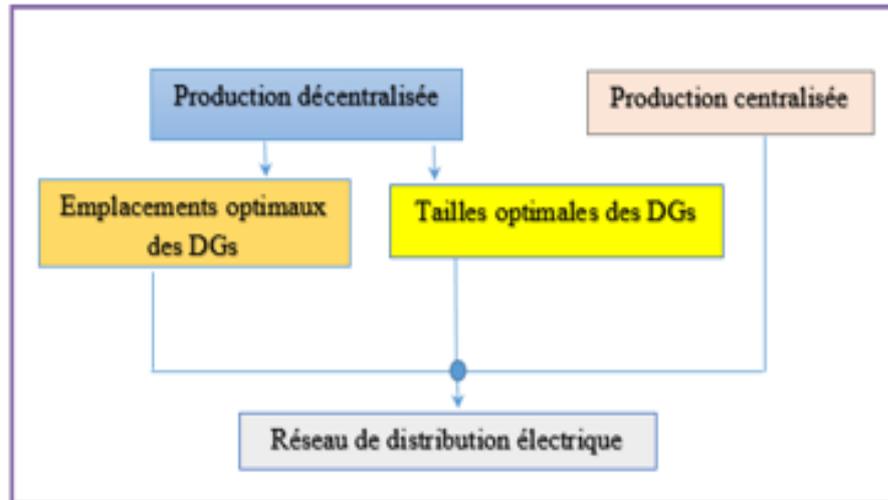
### 3.2.5. Les avantages de production décentralisé sur le réseau de distribution

L'intégration de la DG dans les réseaux de distribution a de grands impacts sur le fonctionnement et la planification des systèmes de distribution. Différents problèmes techniques, économiques et environnementaux ont abordés dans la littérature telle que [ALI 06] :

-  Réduction active des pertes.
-  Report des investissements dans la capacité du réseau.
-  Amélioration du profil de tension.
-  Réduction des émissions.
-  Amélioration de la stabilité de la tension en augmentant la marge de charge du système.
-  Amélioration de la fiabilité, les indices de fiabilité peuvent être améliorés si DG les unités sont utilisées et placées correctement dans le réseau.
-  Accroître la sécurité du réseau.
-  Faciliter la restauration du système.
-  Réduire les coûts énergétiques à court terme.

### 3.2.6. Raccordement de la DG dans le réseau de distribution

Afin que l'insertion des DG dans le réseau de distribution soit efficace et rentable, il faut que l'intégration de ces nouvelles productions décentralisées soit optimale de point de vue taille et emplacement en respectant les caractéristiques du réseau.



**Figure 3. 5.** Organisation du réseau de distribution en présence des DGs

### 3.3. Compensation de l'énergie réactive

Le fonctionnement du réseau dans de bonnes conditions de la qualité, de sécurité et d'économie implique une maîtrise de l'évolution de son état électrique. Le maintien d'une tension correcte nécessite des ajustements sur les transformateurs régulateurs en charges ou sur les moyens de production d'énergie réactive [YOU 14].

#### 3.3.1. Définitions

Le terme compensation est utilisé pour décrire l'insertion intentionnelle des dispositifs de la puissance réactive, capacitive ou inductive, à un réseau électrique pour obtenir un effet désiré. Cela peut inclure l'amélioration du Le terme compensation est utilisé pour décrire l'insertion intentionnelle des dispositifs de la puissance réactive, capacitive ou inductive, à un réseau électrique pour obtenir un effet désiré. Cela peut inclure l'amélioration du profil de la tension, l'amélioration du facteur de puissance, l'augmentation des performances de la stabilité, et l'amélioration de la capacité de transmission. Les dispositifs réactifs sont connectés soit en série ou en parallèle (shunt) [SAM 17].

#### 3.3.2. Principes de compensation

Compenser une installation électrique consiste à installer une source d'énergie réactive de compensation qui permet d'améliorer le facteur de puissance de

l'installation. La (Fig. 3.5) traduit la représentation vectorielle de la compensation [CHA 21].

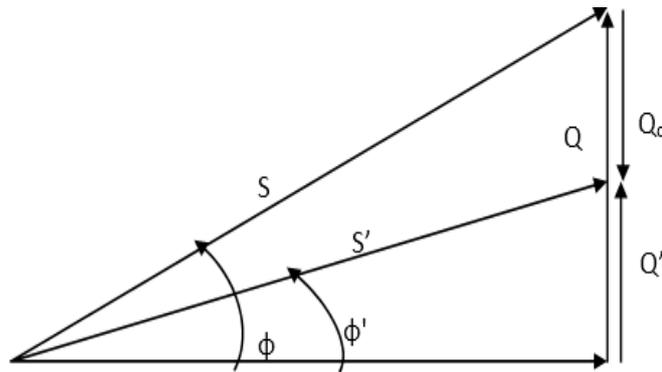


Figure 3. 6. Principe de compensation

### 3.3.2.1. Avant compensation

- ❖ Puissance active P en (KW)
- ❖ Puissance réactive Q en (KVAR)
- ❖ Puissance apparente S en (KVA)
- ❖ Facteur de puissance  $\cos \phi$ .

### 3.3.2.2. Après compensation

- ❖ Puissance active P' en (KW)
- ❖ Puissance réactive Q' en (KVAR)
- ❖ Puissance apparenté S'en (KVA)
- ❖ Facteur de puissance  $\cos \phi'$
- ❖ Angle de déphasage  $\phi < \text{Angle de déphasage } \phi'$  d'où  $\cos \phi' > \cos \phi$ .

Le facteur de puissance moyen est le rapport entre l'énergie active exprimée en (KW) et l'énergie apparente exprimé en (KVAR). En effet, plus un facteur de puissance est proche de 1, plus les performances de l'installation sont meilleures. Ceci reflète le taux d'utilisation effective de la puissance absorbée par chaque type d'installation [CHA 21].

### 3.3.3. Objectifs

Le transport d'une puissance active et d'une puissance réactive à travers une ligne de distribution électrique produit des pertes, ce qui se traduit par un facteur de puissance plus en croissance où les pertes diminuent. Donc pour minimiser ces pertes,

on peut agir sur la puissance réactive, d'où l'intérêt économique de réduire ses transits, on cherchera donc à compenser cette puissance par des condensateurs placés de façon optimale au niveau du réseau de distribution [CHA 21].

Alors les objectifs principaux de la compensation d'énergie réactive sont de [HAS21] :

- Amélioration du facteur de puissance,
- L'amélioration de la régulation de la tension,
- L'équilibre des charges,
- L'aide au retour à la stabilité en cas de perturbation,
- Réduction des pertes / chutes de tension,
- Faire l'économie des coûts de l'énergie réactive,
- Les équipements électriques tels que les câbles, les éléments de commutation, les transformateurs, les générateurs, etc. sont libérés du courant réactif,
- Lors d'une extension de l'entreprise, il est possible d'économiser les frais qui seraient nécessaires à un nouveau câble d'alimentation ou à l'achat d'un nouveau transformateur,
- Exploitation plus rentable du propre transformateur donc besoin moindre en énergie externe.

### **3.3.4. Moyens de compensation d'énergie réactive**

Le réseau en lui-même est une source non négligeable de puissance réactive. Ainsi, en dehors de la production de l'énergie réactive par les générateurs, le réseau doit faire appel à d'autres sources ou plutôt d'autres moyens de compensation, qui finalement sont au moins aussi souvent consommateurs que fournisseurs d'énergie réactive [YOU 14].

#### **3.3.4.1. Les compensateurs synchrones**

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes branchées sur le tertiaire du transformateur THT/HT ; elles peuvent fournir ou absorber de l'énergie réactive sans mettre en jeu de la puissance active. La fourniture de la puissance réactive est limitée par l'échauffement des enroulements et l'absorption par des problèmes de stabilité statique. Ces machines qui peuvent produire de 20 à 60 MVA posent des problèmes de maintenance, leur installation nécessite des ouvrages de

génie civil important et le coût est élevé tant en investissement qu'en exploitation. Leur emploi est de plus en plus abandonné, principalement à cause de leur entretien trop onéreux [HAS 21].

#### 3.3.4.2. Groupes thermiques et hydrauliques

Ils jouent un rôle essentiel dans le contrôle de la tension et la compensation de l'énergie réactive ; ils constituent en effet les sources de tension du réseau grâce à la force électromotrice de l'alternateur ; ils peuvent de plus échanger des quantités importantes d'énergie réactive avec le réseau. Ces groupes sont donc bien pour satisfaire les besoins en compensation d'énergie réactive des réseaux de transport, d'autant plus que leurs performances dynamiques (modification de la production réactive en quelques dixièmes de seconde) leur permettent de faire face aux fluctuations brusques de la demande observée sur ces réseaux [YOU 14].

#### 3.3.4.3. Inductances

Elles sont utilisées pour compenser l'énergie réactive fournie en heures creuses par les lignes à très haute tension ou par les réseaux de câbles. Elles sont soit directement raccordées au réseau (on dispose d'éléments de 100 MVar raccordés au réseau 400 kV), soit branchées sur les tertiaires des transformateurs 400/225 kV [YOU 14]. Alors elles permettent une limitation des surtensions dans le réseau.

#### 3.3.4.4. Les batteries de condensateurs

Outre leur faible coût et l'absence de maintenance, elles présentent deux atouts : souplesse de répartition au droit des différents jeux de barres et charges, et adjonction assez aisée de la fonction filtrage. On distingue [HAC 12] :

-  **Des batteries de condensateurs HT**, raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT. Elles sont essentiellement destinées à compenser les pertes réactives sur les réseaux HT et THT.
-  **Des batteries de condensateurs MT**, raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/MT ou THT/MT. Ces batteries servent à compenser l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport. Elles sont localisées et dimensionnées individuellement en fonction du réglage de tension.

3.3.4.5. Les dispositifs FACTS

Le concept FACTS regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. La technologie de ces systèmes (interrupteur statique) leur assure une vitesse supérieure à celle des systèmes électromécaniques classiques. De plus, elles peuvent contrôler le transit de puissance dans les réseaux et augmenter la capacité efficace de transport tout en maintenant voir en améliorant, la stabilité des réseaux. Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois catégories :

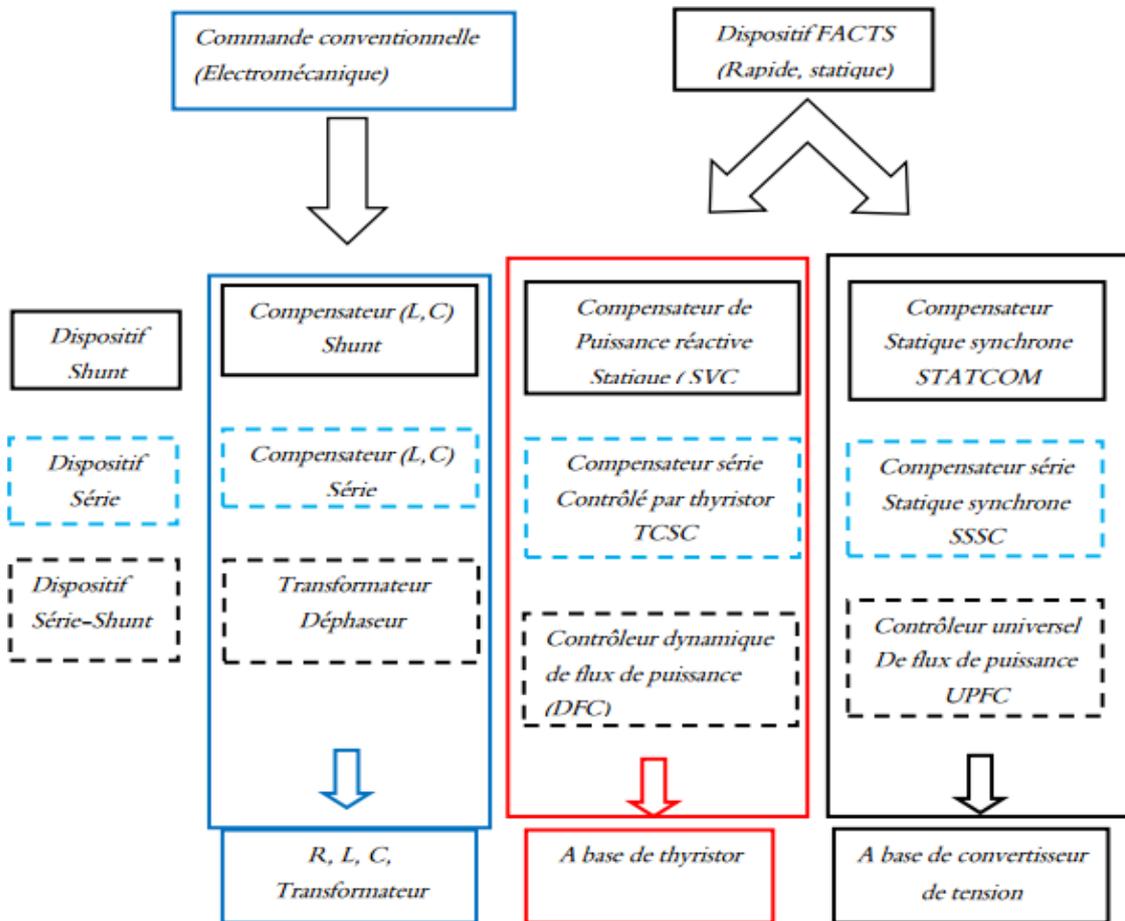


Figure 3. 7. Classification des dispositifs de compensation FACTS [ZOB 21]

3.3.5. Type de compensation

La compensation de l'énergie réactive s'effectue selon deux types :

❖ Compensation fixe

On met en service l'ensemble de la batterie, dans un fonctionnement "tout ou rien". La mise en service peut être manuelle (par disjoncteur ou interrupteur), semi-

automatique (par contacteur), asservie aux bornes des moteurs. Ce type de compensation est utilisé lorsque la puissance réactive est faible (<15 % de la puissance du transformateur) et la charge relativement stable [MER 01].

❖ **Compensation automatique**

La batterie de condensateurs est fractionnée en gradins, avec possibilité de mettre en service plus ou moins de gradins, en général de façon automatique. Ce type de batterie est installé tête de la distribution BT ou d'un secteur important. Elle permet une régulation pas à pas de l'énergie réactive. L'enclenchement et le déclenchement des gradins sont piloté par un relais var métrique [MER 01].

**3.2.6. Les avantages de la compensation de l'énergie par batteries de condensateurs**

Dans ce travail, nous nous concentrerons sur l'amélioration des performances du réseau de distribution électrique en insérant une compensation d'énergie réactive par des batteries de condensateurs, nous présenterons donc l'effet de cette compensation et ses avantages sur le tableau 3.1 suivant [MER 01] :

**Tableau 3.1 :** Les avantages de la compensation de l'énergie par batteries des condensateurs

<b>Les avantages économiques</b>	<b>Les avantages techniques</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Grande durée de vie ;</li> <li>➤ Montage facile ;</li> <li>➤ Augmentation de la puissance active disponible au secondaire du transformateur ;</li> <li>➤ Diminution des pertes d'énergie (pertes Joule) ;</li> <li>➤ Un condensateur ne consomme qu'une très faible puissance active ce n'est pas le cas des machines tournantes ;</li> <li>➤ Suppression des pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Tension en bout de ligne améliorée</li> <li>➤ Une diminution des pertes en ligne à puissance active constante</li> <li>➤ Une augmentation de la puissance active transportée par les lignes à pertes égales</li> <li>➤ Une augmentation de la puissance active disponible aux secondaires des transformateurs</li> </ul>

**Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons parlé de la production décentralisée, ainsi que de la compensation de l'énergie réactive et de leur contribution au réseau de distribution, puis nous avons revu l'impact induit par l'arrivée de la production décentralisée sur la tension du réseau de distribution. Ce réseau, par son architecture et sa conception, n'est pas adapté pour un accueil significatif de ces productions. D'autre part nous avons, Puis différents types selon le type de source d'énergie utilisée et la capacité à fournir de la puissance active et de la puissance réactive présenté les avantages de la DG et ses intérêts qui justifient le développement de ce type de production, à travers tout cela, nous constatons que :

Les DG diminuent les pertes du réseau, améliorent les performances du réseau, retardent les investissements et augmentent la fiabilité. De plus, dans les réseaux de distribution, les batteries de condensateurs peuvent améliorer les paramètres de qualité de l'énergie et compenser la partie des pertes de puissance réactive avec l'injection de puissance réactive. Elles sont moins chères que les DG et leur installation n'est pas limitée. Ainsi, l'utilisation simultanée de la production décentralisée et des batteries de condensateurs présente des avantages et des capacités supplémentaires pour le réseau de distribution. Mais l'insertion non-optimale de ces équipements peut avoir un effet négatif sur le réseau, et peut se manifester par l'augmentation des pertes, ainsi que du coût d'installation. Par conséquent, notre objectif est de déterminer la taille et l'emplacement optimaux des batteries de condensateurs et des unités de production distribuées afin de réduire les pertes de puissance, d'améliorer le profil de tension et d'augmenter ainsi la capacité des réseaux de distribution, en tenant compte du coût total. Pour tirer le meilleur parti du réseau de distribution.

Chapitre

4

*MÉTHODES D'OPTIMISATION*

*DES RÉSEAUX DE*

*DISTRIBUTION*

## Introduction

L'insertion de la production décentralisée (DG) et des batteries de condensateurs dans un réseau de distribution, comme a été mentionné dans le chapitre trois, joue un rôle important dans l'amélioration des performances du réseau. Cependant, l'insertion non optimale de ces sources d'énergie peut influencer sur les pertes d'énergie, la stabilité du réseau et le coût résultant par rapport au bénéfice attendu de l'installation de ces équipements. Par conséquent, à travers cette étude, nous allons essayer de trouver l'emplacement et la taille optimale de ces équipements afin de les inclure dans le réseau de distribution pour aboutir à la meilleure solution garantissant le meilleur compromis entre la qualité d'énergie (concept technique) et le coût total des équipements améliorant les performances des réseaux (concept économique).

Dans les réseaux électriques de distribution, pour assurer une meilleure insertion des DGs et des batteries de condensateurs selon l'objectif proposé, nous nous intéresserons à l'optimisation de l'emplacement de ces sources d'énergie en utilisant des méthodes méta-heuristiques. Nous proposons donc, l'utilisation des algorithmes méta-heuristiques dénommés : L'algorithme d'Ecosystème Artificiel (AEO)[WEI 19], Honey Badger Algorithm (HBA) [FAT 21] et MFO [MIR 15] (Moth-flame Optimisation Algorithm).

Dans ce chapitre, nous allons définir un problème d'optimisation, la fonction objective et les contraintes techniques d'un problème d'optimisation d'une façon générale. Comme nous exposons les concepts d'inspiration, du principe et les étapes des méthodes méta-heuristique citées ci-dessus.

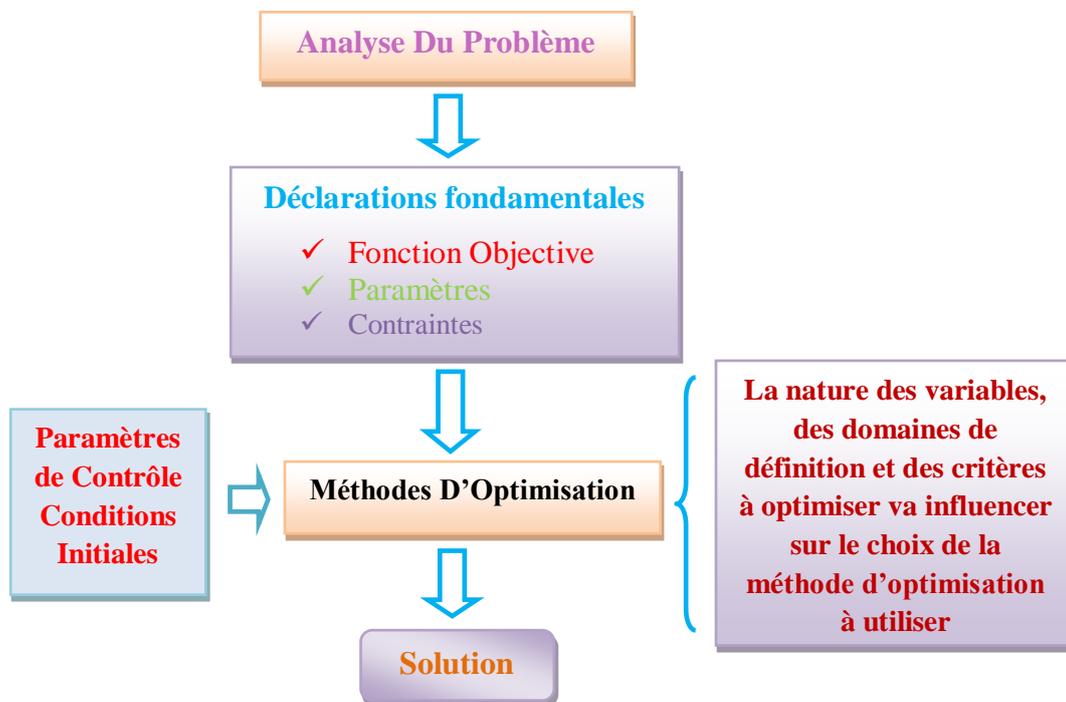
### 4.1. Notion d'optimisation

#### 4.1.1. Définition de l'optimisation

L'optimisation est une branche des mathématiques consistant à rechercher des conditions ou des configurations optimales pour des systèmes variés. Ce mot nous vient du latin optimum qui signifie le meilleur [TEC 22]. En d'autres termes, l'optimisation se réfère au processus de trouver les meilleures solutions pour un système donné à partir de toutes les valeurs possibles. En d'autres termes, l'optimisation se réfère au processus

de trouver les meilleures solutions pour un système donné à partir de toutes les valeurs possibles [FAT 21]. En mathématiques, l'optimisation recouvre toutes les méthodes qui permettent de déterminer l'optimum d'une fonction, avec ou sans contraintes. L'optimisation cherche à analyser et à résoudre analytiquement ou numériquement les problèmes qui consistent à déterminer la meilleure solution du problème durant un temps de calcul raisonnable [CHA 14].

Elle est très importante en analyse numérique et dans les mathématiques appliquées, fondamentales pour l'industrie et l'ingénierie. En effet, lorsqu'un phénomène économique, physique, chimique... est exprimé par des équations, il est nécessaire d'optimiser le système afin d'obtenir un rendement maximal ou une configuration idéale [TEC 22].



**Figure 4. 1.** Principe de base d'une méthodologie d'optimisation [NAB 17]

#### 4.1.2. Formulation d'un problème d'optimisation

Mathématiquement, il est possible de décrire un problème d'optimisation sous la forme générique suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_{x \in R^n} f_{ob}(x) \\ \text{Sous les contraintes:} \\ h_j(x) = 0, \quad j = 1, \dots, m \\ g_i(x) \leq 0, \quad i = 1, \dots, k \\ x_{min} \leq x \leq x_{max} \end{array} \right.$$

Avec  $x \in R^n$  est le vecteur des variables de décision,  $f_{ob}$  la fonction objectif,  $h_1, \dots, h_m$  et  $g_1, \dots, g_k$  sont respectivement les contraintes d'égalités et d'inégalité et  $x_{min}, x_{max}$  sont respectivement les bornes inférieures et supérieures des variables de décision dans l'espace d'état.

Selon la nature de la fonction  $f_{ob}$ , des contraintes et des variables  $x$ , on rencontre des problèmes d'optimisation aussi divers que la programmation linéaire, continue, quadratique, convexe, discrète, etc [FRÉ 06].

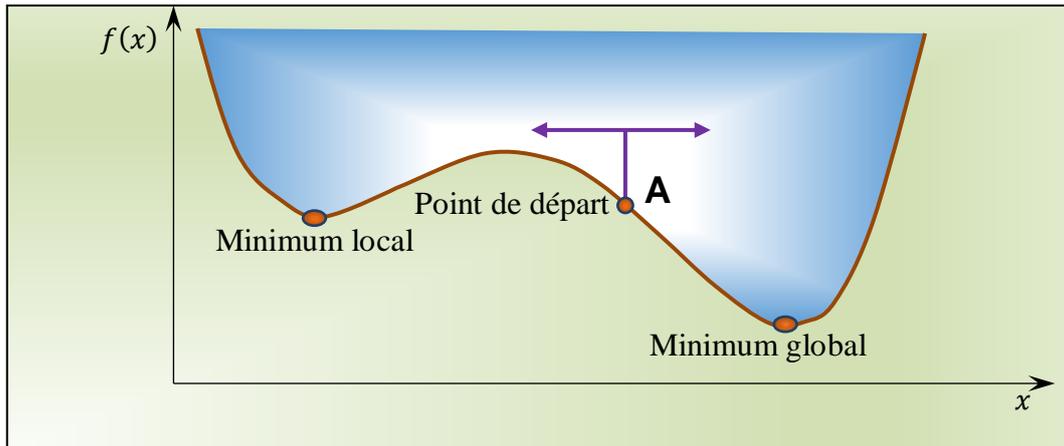
## 4.2. Les méthodes d'optimisation

### 4.2.1. Méthodes déterministes

Les méthodes déterministes sont caractérisées par une exploitation méthodique de l'espace de recherche. Il en existe deux types : les méthodes déterministes locales et les méthodes déterministes globales.

Les méthodes déterministes locales englobent, entre autres, les méthodes mathématiques de type gradient, Newton, quasi-Newton, etc. Ces méthodes se basent sur la connaissance d'une direction de recherche donnée souvent par le gradient de la fonction objectif par rapport aux variables du problème. Elles sont locales, en ce sens qu'elles permettent la convergence vers un minimum qui dépend seulement du point initial qu'il soit local ou global lequel constitue l'optimum du problème comme illustré sur la (Fig. 4.2).

Les règles de transition entre deux solutions sont donc entièrement déterminées par le voisinage de ce point de départ. Ces méthodes sont appréciées pour traiter les problèmes pour lesquels la solution est proche du point de départ ou si la fonction objectif est convexe. Toutefois, lorsque la fonction objectif est multimodale (présente plusieurs minima), ces méthodes risquent de rester bloquées dans un minimum local [PHI 05].



**Figure 4. 2.** Minimum local versus minimum global

Les méthodes déterministes globales comprennent, entre autres, les méthodes de type Branch et Bound basées sur les techniques de séparation-évaluation [PHI 05]. Elles ne nécessitent pas de point de départ, elles permettent d'obtenir, à la convergence, la solution exacte, c'est-à-dire le minimum global du problème d'optimisation considéré avec une garantie absolue au détriment du temps de calcul parfois prohibitif. Elles atteignent leurs limites dès que le nombre de variables devient important.

#### 4.2.2. Méthodes stochastiques

Aussi appelées méthodes non-déterministes ou approchées, sont utilisées pour résoudre des problèmes d'optimisation difficiles. Par opposition aux méthodes déterministes, ces méthodes permettent de donner rapidement une bonne approximation de l'optimum global sans nécessité de connaître ni le point de départ ni le gradient de la fonction objectif. Elles se basent sur des processus de transition probabilistes et aléatoires en leur attribuant une exploration efficace de l'espace d'état.

Les méthodes stochastiques sont scindées en deux grandes familles : les heuristiques dédiées à la résolution de problèmes particuliers [SID 92] et les méta-heuristiques qui se distinguent par le fait qu'elles sont adaptables aux différents types de problèmes d'optimisation, leur transposition se fait sans modifications substantielles des algorithmes employés [HAN 13]. Elles sont généralement itératives, directes avec une grande capacité à éviter le piège des optima locaux. Un récapitulatif des caractéristiques des méthodes ci-dessus est présenté sur le tableau 4.1.

4.2.3. Méthodes hybrides

L'hybridation consiste à combiner les caractéristiques de deux méthodes différentes afin de tirer profit de leurs avantages respectifs. On trouve dans la littérature de nombreuses combinaisons dont notamment celles concernant l'hybridation méta-heuristiques-méta-heuristiques et l'hybridation méta-heuristiques-exactes [HAN 13].

L'agencement des algorithmes se fait selon trois différentes approches : en série, en parallèle ou en insertion de telle sorte qu'il y'ait une coopération en termes de complémentarité et de synergie entre les algorithmes dans le but de rechercher la meilleure solution en moins de temps.

**Tableau 4.1** : Caractéristiques principales des méthodes déterministes et non déterministes.

Méthode		Type de problème	Caractéristiques
Non déterministe ou approchée	Heuristique	Multi objectifs, Multimodal, Dynamique, Nombre élevé de variables et/ou de contraintes, Fonction objectif et contraintes non linéaires, Hybridation.	Directes, Solution approchée, Aléatoires, Itératives, Qualité non garantie.
	Métaheuristique		
Déterministe ou exacte		La fonction objective est : Strictement Convexe, Continue, Dérivable.	Solution exacte en un temps fini

4.3. Les métaheuristiques

Les méta-heuristiques sont des méthodes générales de recherche dédiées aux problèmes d'optimisation difficiles. Reconnues pour leur efficacité due essentiellement à leur capacité à résoudre des problèmes de taille importante en donnant une bonne approximation de l'optimum global en un temps de calcul raisonnable. Elles sont inspirées d'analogies avec des domaines aussi variés que la physique (recuit simulé,

l'algorithme de recherche gravitationnel), la génétique (algorithmes évolutionnaires et algorithme génétique), la mémoire humaine (recherche tabou) ou encore l'éthologie ou l'intelligence d'essaim (Colonies de fourmis, essaim de particules).

Les méta-heuristiques progressent de façon itérative. Les itérations successives doivent permettre de passer d'une solution de mauvaise qualité à la solution optimale, en alternant des phases d'exploitation, d'exploration et d'apprentissage. Ce processus permet à l'algorithme de ne tenir compte que des zones où l'optimum global est susceptible de se trouver, évitant ainsi les optima locaux. L'état de départ est souvent choisi aléatoirement, ensuite l'algorithme se déroule et s'arrête après avoir atteint un critère d'arrêt, généralement en l'atteinte du temps d'exécution imparti ou d'une précision demandée.

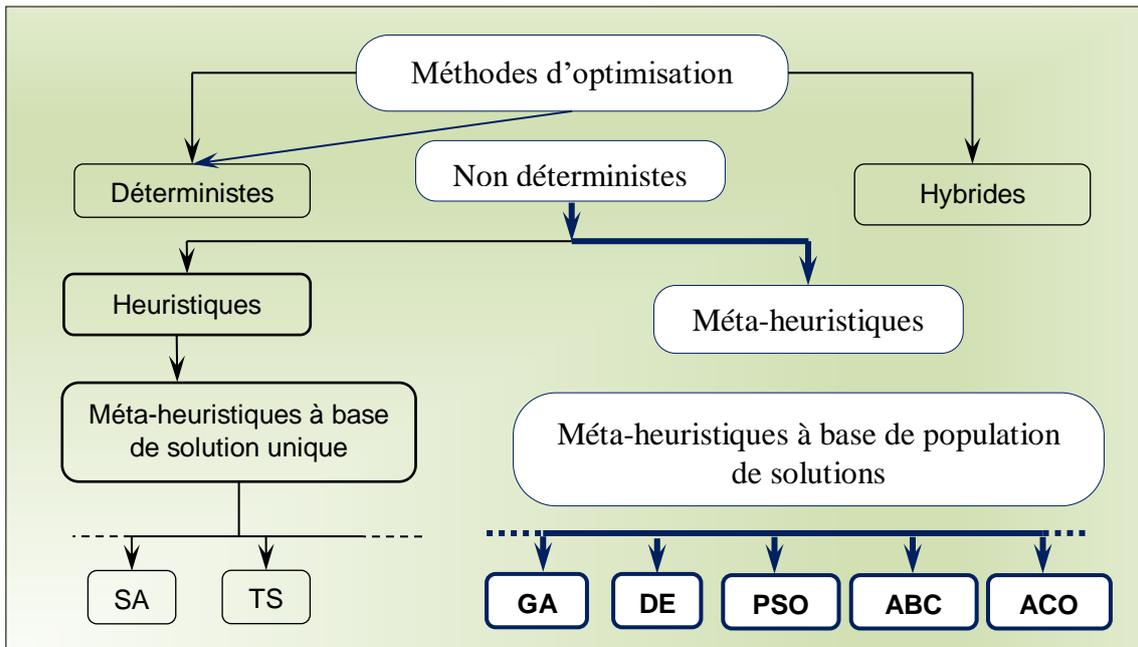


Figure 4. 3. Une taxonomie des méthodes d'optimisation

Le principe général le plus largement utilisé dans l'élaboration des méta-heuristiques est celui du voisinage. À chaque solution  $S$  du problème, on associe un sous-ensemble  $V_S$  de solutions. Le processus itératif appliqué, cherche à améliorer la configuration courante en le remplaçant par une de ses voisines en tenant compte de la fonction objectif. Ce processus s'arrête et retourne à la meilleure solution trouvée lorsque le critère d'arrêt est atteint. Les méta-heuristiques diffèrent principalement entre elles par le voisinage utilisé et la stratégie de parcours d'une solution voisine [LIN 09].

#### 4.4.L'algorithme de colonies d'abeilles artificielles (ABC)

L'algorithme des colonies d'abeilles artificielles (ABC) est une méta-heuristique récente qui s'inspire du modèle naturel du comportement des abeilles lors de la recherche de leur nourriture. Le processus de recherche de nourriture chez les abeilles [KAR 07] est fondé sur un mécanisme de déplacement très efficace. Il leur permet d'attirer l'attention d'autres abeilles de la colonie aux sources du nectar trouvées. Elles utilisent un ensemble de danses comme moyen de communication entre elles. Ces danses permettent aux abeilles de partager des informations sur la direction, la distance et la quantité du nectar.

Le modèle décrivant le comportement des abeilles comprend trois éléments essentiels : les sources de nourriture, les abeilles employées et les abeilles non employées. Ce modèle définit deux modes principaux du comportement : le recrutement d'une source de nectar et l'abandon d'une source.

- ◆ Sources de nourriture : La valeur d'une source de nourriture dépend de nombreux facteurs tels que sa proximité de la ruche, sa richesse, le goût de son nectar ou la concentration de son énergie et la facilité d'extraction de cette énergie.
- ◆ Abeilles employées : Elles sont associées à des sources de nourriture particulière dont elles en sont actuellement exploitantes, elles transportent avec elles et partagent avec une certaine probabilité des informations à propos de cette source, sa direction, sa distance de la ruche et la rentabilité.
- ◆ Abeilles non employées : Elles cherchent sans cesse des sources de nourriture à exploiter. Il existe deux types d'abeilles non employées : les scouts qui recherchent dans l'environnement entourant la ruche pour des nouvelles sources de nourriture et les spectatrices qui attendent dans la ruche et choisissent une source de nourriture par le biais des informations partagées par les abeilles employées

Les abeilles s'organisent entre elles et exécutent différentes tâches en se reposant sur les principes suivant :

- Comme la quantité de nectar des sources de nourritures augmente, le nombre de leurs visites par les abeilles augmente aussi.

- Le processus d'exploitation des sources de nourriture pauvres est arrêté par les abeilles.
- Les scouts mènent un processus de recherche aléatoire pour découvrir des nouvelles sources de nourriture.
- Les abeilles partagent leurs informations sur les sources de nourriture avec les spectatrices sur la piste de danse
- Chaque solution représente une source de nourriture potentielle dans l'espace de recherche et la qualité de la solution correspond à la qualité de la position alimentaire.
- Les abeilles artificielles cherchent à exploiter les sources de nourriture dans l'espace de recherche.

#### 4.5. L'Algorithme d'Ecosystème Artificiel Optimisation (AEO)

L'AEO [WEI 19] s'inspire du flux d'énergie dans un écosystème naturel. Il s'agit d'un algorithme basé sur la population, qui imite les comportements de production, de consommation et de décomposition des organismes sur la terre. La principale force qui maintient l'équilibre écologique dans un écosystème est le processus de cycle des nutriments et le flux d'énergie, comme le montre la (Fig. 4.4). En fonction de leur comportement, les éléments vivants d'un écosystème sont classés en trois groupes. Le premier groupe est celui des producteurs, qui comprend les plantes vertes et tire son énergie du processus de photosynthèse sans dépendre d'autres organismes. Le deuxième groupe est le consommateur, qui comprend les animaux qui dépendent des producteurs ou d'autres consommateurs (animaux) pour leurs nutriments. En fonction du type de nourriture, les consommateurs sont classés en trois groupes :

- ✚ Les herbivores qui ne mangent que des plantes,
- ✚ Les carnivores qui ne mangent que des animaux,
- ✚ Les omnivores qui mangent à la fois des plantes et des animaux.

La troisième catégorie d'éléments vivants est celle des décomposeurs, bactéries et champignons, qui interviennent après la mort d'un organisme pour transformer les restes en molécules qui seront à nouveau absorbées du sol par les producteurs et le cycle, se répétera.

Les trois types d'organismes vivants, dans un écosystème, interagissent les uns avec les autres pour former une chaîne alimentaire, qui décrit qui nourrit qui et montre les différents niveaux d'alimentation et forme le chemin de l'énergie et des nutriments à travers l'écosystème. Le niveau d'énergie diminue en passant des producteurs aux consommateurs.

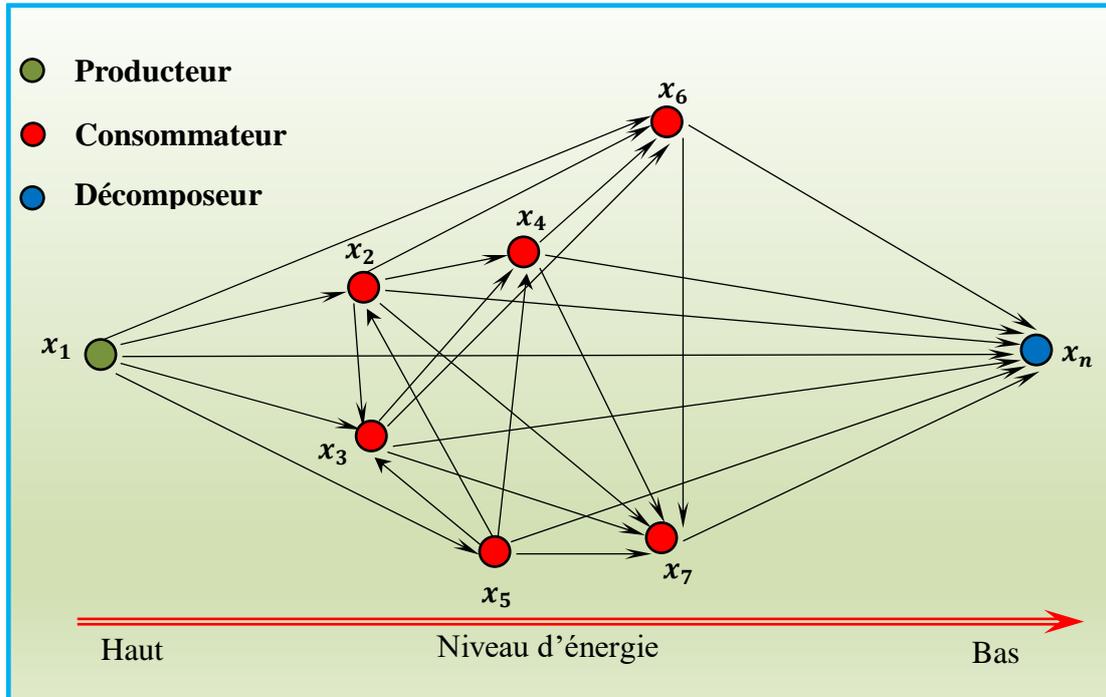


Figure 4. 4. Écosystème selon AEO

L'algorithme AEO contient trois opérateurs : la production pour améliorer l'équilibre entre les processus d'exploration et d'exploitation, la consommation pour améliorer l'exploration et la décomposition pour améliorer l'exploitation de l'AEO. L'algorithme AEO suppose que dans chaque population il n'y a qu'un seul producteur et un seul décomposeur, tandis que les autres individus sont considérés comme des consommateurs parmi les trois types prédéfinis. Le niveau d'énergie de chaque élément de la population est déterminé par la fonction de fitness de cet individu.

#### 4.5.1. Production

Dans un écosystème, le producteur produit de l'énergie alimentaire avec du dioxyde de carbone, de l'eau et de la lumière solaire, ainsi que les éléments fournis par le décomposeur. De même, selon l'AEO, le producteur, dont la valeur d'aptitude est la plus mauvaise dans une population, est mis à jour sur la base des limites inférieure et supérieure de l'espace de recherche et du décomposeur (le meilleur individu). Cet

individu mis à jour guidera les autres individus, y compris les herbivores et les omnivores de la population à mettre à jour leur position. L'opérateur de production permet à l'algorithme AEO de générer aléatoirement un nouvel individu remplaçant le précédent entre le meilleur individu ( $x_n$ ) et un individu généré aléatoirement dans l'espace de recherche ( $x_{rand}$ ). Le modèle mathématique de l'opérateur de production est exprimé comme suit :

$$x_1(t+1) = (1-a)x_n(t) + ax_{rand}(t) \quad (4.1)$$

$$a = \left(1 - \frac{t}{T}\right) r_1 \quad (4.2)$$

$$x_{rand} = r(U - L) + L \quad (4.3)$$

Où,  $a$  est le coefficient de pondération linéaire,  $r$  est un vecteur aléatoire compris entre  $[0, 1]$ ,  $r_1$  est un nombre aléatoire compris entre  $[0, 1]$ ,  $L$  et  $U$  sont les limites inférieure et supérieure de l'espace de recherche, respectivement.

#### 4.5.2. Consommation

Une fois que le producteur a effectué l'opérateur de production, tous les consommateurs peuvent effectuer l'opérateur de consommation. Pour obtenir l'énergie alimentaire, chaque consommateur peut l'obtenir d'un autre consommateur ayant un niveau d'énergie plus élevé ou d'un producteur. Le vol de Lévy est un opérateur mathématique, qui imite le processus de recherche de nourriture de nombreux animaux, permet une exploration efficace de l'espace de recherche. Un facteur de consommation  $C$  avec les caractéristiques du vol de Lévy est défini comme suit :

$$C = \frac{1}{2} \frac{V_1}{|V_2|} \quad (4.4)$$

$$V_1 \sim N(0,1), V_2 \sim N(0,1) \quad (4.5)$$

Où ;  $N(0,1)$  est une distribution normale avec une moyenne = 0 et un écart-type = 1.

Si le consommateur est choisi au hasard comme herbivore, il ne mangera que des producteurs. L'équation suivante décrit ce comportement :

$$x_i(t+1) = x_i(t) + C \cdot (x_i(t) - x_1(t+1)), \quad i \in [2, \dots, n] \quad (4.6)$$

Si le consommateur est sélectionné comme carnivore, il ne mangera que les consommateurs ayant le niveau d'énergie le plus élevé (valeur de fitness inférieure). L'équation modélisant le comportement de consommation d'un carnivore est la suivante :

$$\begin{cases} x_i(t+1) = x_i(t) + C \cdot (x_i(t) - x_j(t)), & i \in [2, \dots, n] \\ j = \text{randi}([2 \ i - 1]) \end{cases} \quad (4.7)$$

Lorsque le consommateur est choisi comme omnivore, il a la possibilité de chasser d'autres consommateurs ayant des niveaux d'énergie (et /ou) des producteurs plus élevés. Le comportement de consommation d'un omnivore peut être formulé mathématiquement comme suit :

$$\begin{cases} x_i(t+1) = x_i(t) + C \cdot (r_2 \cdot (x_i(t) - x_1(t+1))) + (1 - r_2) (x_i(t) - x_j(t)), & i \in [3, \dots, n] \\ j = \text{randi}([2 \ i - 1]) \end{cases} \quad (4.8)$$

Où,  $r_2$  est un nombre aléatoire compris entre  $[0, 1]$ .

### 4.5.3. Décomposition

Le décomposeur joue un rôle essentiel dans l'écosystème. Après la mort d'un individu de la population, le décomposeur va décomposer les restes de cet individu. Le processus de décomposition est modélisé mathématiquement à l'aide d'un facteur de décomposition  $D$  et de deux variables de poids  $e$ ,  $h$ . Par conséquent, la position de l' $i$ ème individu  $x_i$  dans la population peut être actualisée en fonction du décomposeur  $x_n$  et des variables prédéfinies selon l'expression suivante :

$$x_i(t+1) = x_n(t) + D \cdot (e \cdot x_n(t) - h \cdot x_i(t)), \quad i = 1, \dots, n \quad (4.9)$$

$$D = 3u, \quad u \sim N(0,1) \quad (4.10)$$

$$e = r_3 \cdot \text{randi}([1 \ 2]) - 1, \quad (4.11)$$

$$h = 2 \cdot r_3 - 1, \quad (4.12)$$

Où,  $D$  est le facteur de décomposition,  $r_3$  est un nombre aléatoire entre  $[0, 1]$ .

#### 4.5.4. Description de l'algorithme AEO

AEO lance l'optimisation en générant une population au hasard. A chaque itération, le premier individu de recherche met à jour sa position selon l'équation (4.1) et pour les autres individus, il y a une même probabilité de choisir parmi les équations (4.6), (4.7) ou (4.8) pour mettre à jour leurs positions. Le pseudocode de l'algorithme AEO est décrit ci-dessous.

##### AEO algorithme de base

1. Initialiser aléatoirement un écosystème  $X_i$  (solutions)
2. Calculer la fitness et  $X_{best}$  (la meilleure solution trouvée)
3. **Tant que** le critère d'arrêt est non satisfait **faire**
  - // Production //
  - 3.1 . Pour l'individu  $X_i$  mettre à jour sa solution en utilisant l'équation (4.1)
    - // Consommation//
  - 3.2 . Pour l'individu  $X_i$  ,  $i = (2, \dots, n)$ ,
    - // Herbivore //
  - 3.3 . Si  $rand < 1/3$  alors mettre à jour sa solution via l'équation (4.6)
    - // Carnivore //
  - 3.4 . Sinon Si  $1/3 \leq rand \leq 2/3$  mettre à jour sa solution via l'éq. (4.7)
    - // Omnivore //
  - 3.5 . Sinon mettre à jour sa solution en utilisant l'équation (4.8)
  - 3.6 . Fin Si
  - 3.7 Fin Pour
  - 3.8 . Calculer le fitness de chaque individu.
  - 3.9 . Mettre à jour la meilleure solution  $X_{best}$
4. **Fin tant que**
5. **Retourner**  $X_{best}$

Si un individu reçoit une meilleure valeur de fonction, il est accepté. Ensuite, chaque individu met à jour sa position en fonction de l'équation (4.9). Si un individu sort des limites inférieures ou supérieures pendant le processus de mise à jour, il sera généré aléatoirement dans l'espace de recherche. Toutes les mises à jour sont préformées de manière interactive jusqu'à ce que l'algorithme AEO satisfasse un critère d'arrêt. Enfin, la solution du meilleur individu trouvé jusqu'ici est retournée (Fig. 4.5).

Sauf si l'individu obtient une valeur de fitness plus élevée, alors la position de cet individu sera mise à jour en fonction de l'équation (4.9). Le processus de mise à jour se

poursuivra jusqu'à ce que l'AEO atteigne le critère final. Enfin, la solution optimale sera introduite. Le processus global de l'AEO est représenté dans la (Fig. 4.5).

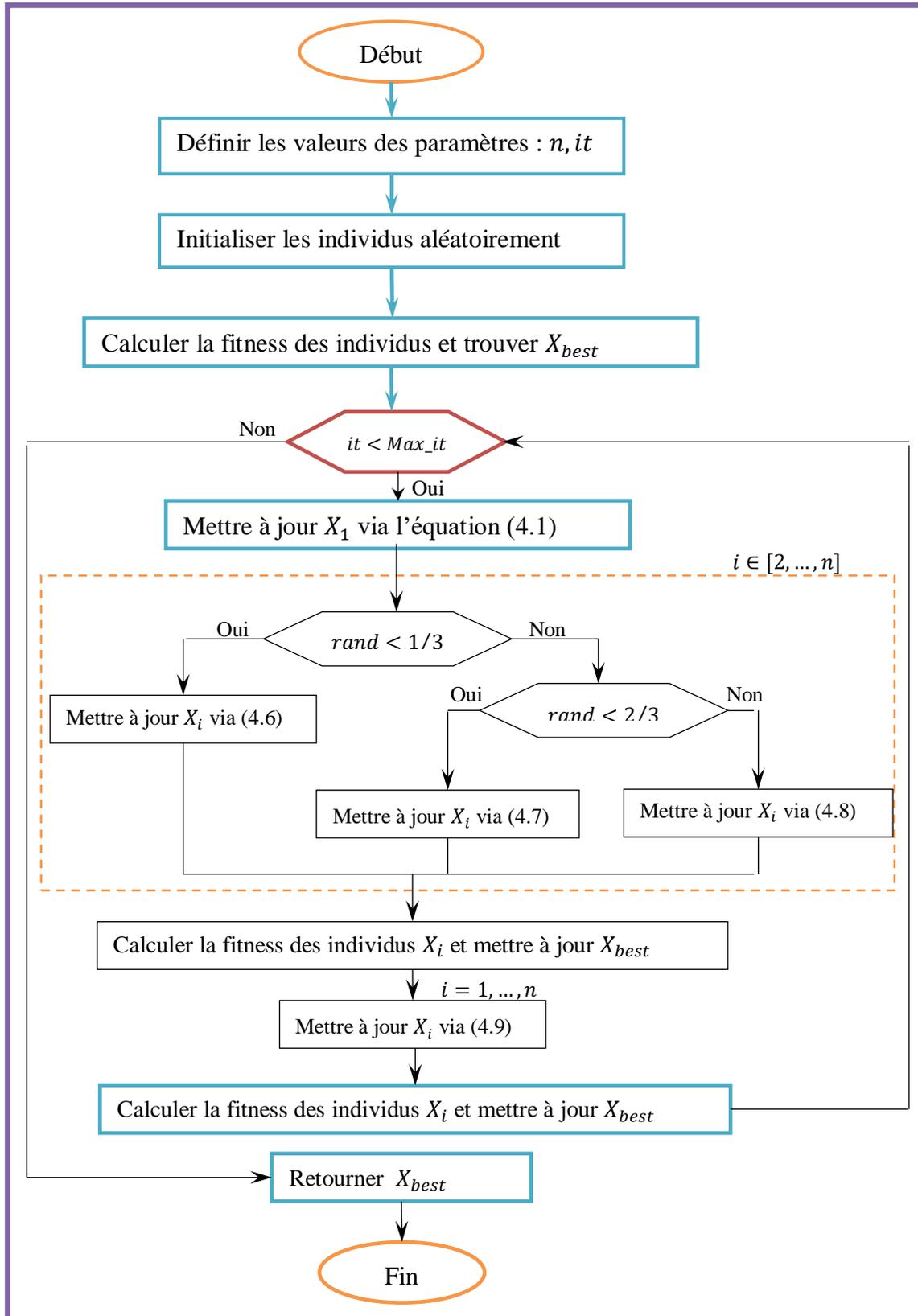
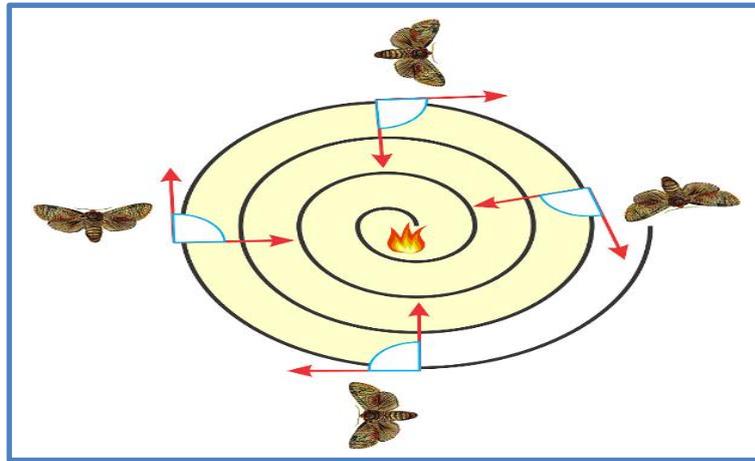


Figure 4. 5. Organigramme de base de l’algorithme AEO

#### 4.6. L'algorithme d'optimisation Moth-Flame (MFO)

Cette méthode est basée sur l'optimiseur Moth-Flame (MFO) proposé par Mirjalili, une technique d'optimisation méta-heuristique récemment introduite [MIR 15]. Le MFO via la technique de navigation en direction transversale est utilisé par les mites la nuit. Les papillons peuvent voler sur de grandes distances en ligne droite tout en maintenant constant leur angle avec la lune (Franck 2006) [BAH 18].

Lorsque les papillons de nuit sont exposés à une lumière artificielle, ils tentent de maintenir un angle similaire à celui de la source de lumière, mais à cause de la proximité, ils sont piégés dans une trajectoire en spirale (Fig. 4.6) [MAH 21].



**Figure 4. 6.** La trajectoire en spirale du papillon autour de la source de lumière

Les placements des papillons sont initialisés de manière aléatoire dans un espace de solution dans MFO. Les valeurs de fitness des papillons, qui sont les meilleures valeurs de fitness individuelles jusqu'à présent, sont calculées. La meilleure position individuelle de chaque papillon est identifiée par la flamme. Les positions des papillons sont mises à jour en fonction d'une fonction de mouvement en spirale vers leurs meilleures positions individuelles marquées par une flamme, et les positions des flammes sont mises à jour avec les nouvelles meilleures positions individuelles lors de l'itération suivante. MFO continue à générer et à mettre à jour de nouvelles positions pour les papillons et les drapeaux jusqu'à ce que les critères de fin soient atteints [BAH 18].

#### 4.6.1. Création de la population initiale de papillons de nuit

La méthode MFO est une méthode basée sur la population, la matrice suivante représentant les papillons de nuit [MIR 15] :

$$M = \begin{bmatrix} m_{1,1} & m_{2,1} & \cdots & m_{1,d} \\ m_{2,1} & m_{2,2} & \cdots & m_{2,d} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ m_{n,1} & m_{n,2} & \cdots & m_{n,d} \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

Le nombre de papillons est  $n$ , et le nombre de dimensions est  $d$ . Cette matrice stocke les valeurs de fitness associées pour tous les papillons [BAH 18] :

$$OM = \begin{bmatrix} OM_1 \\ OM_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ OM_n \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

La matrice de flamme, qui représente la flamme dans l'espace de dimension  $D$ , et son vecteur associé de fonction de fitness sont deux autres composantes de la MFO, respectivement, qui peuvent être décrites comme [RIV 16] :

$$F = \begin{bmatrix} F_{1,1} & F_{2,1} & \cdots & F_{1,d} \\ F_{2,1} & F_{2,2} & \cdots & F_{2,d} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ F_{n,1} & F_{n,2} & \cdots & F_{n,d} \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

$$OM = \begin{bmatrix} OF_1 \\ OF_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ OF_n \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

Les papillons et les flammes représentent la solution, les papillons parcourent un espace autour de la solution à chaque répétition pour trouver la solution optimale, et les flammes représentent la meilleure solution de chaque papillon. En d'autres termes, chaque papillon scrute l'espace de solution entourant sa flamme, et trouve une meilleure solution à chaque fois. Ensuite, on met à jour la position de la flamme.

#### 4.6.2. Mise à jour de la position des papillons

Le MFO utilise trois fonctions pour initier la position de la mite au hasard (I), déplacer la mite dans l'espace de solution (P), et terminer le processus de recherche (T) :

$$\text{MFO} = (I, P, T) \quad (4.17)$$

N'importe laquelle des distributions de probabilité peut servir à initier la position de la mite dans l'espace des solutions. Une mise en œuvre de la fonction I peut être décrite est [MIR 15] :

$$M(i, j) = (ub(i) - lb(j)) * rand() + lb(i) \quad (4.18)$$

Dans laquelle,  $ub$  &  $lb$  = tableaux définissant respectivement les limites supérieures ou inférieures de la variable. Par conséquent, la fonction P pour le mouvement a été définie est [MIR 15] :

$$S(M_i, F_j) = D_i \cdot e^{bt} \cdot \cos(2\pi t) + F_j \quad (4.19)$$

Où ;  $b$  constante définissant la forme d'une courbe logarithmique,

$t$  est nombre de valeurs aléatoires dans  $[-1, 1]$ ,

$D_i$  distance du papillon  $i^{\text{ème}}$  et de la flamme  $j^{\text{ème}}$ , identifiée comme [MIR 15] :

$$D_i = |F_j - M_i| \quad (4.20)$$

Le mouvement en spirale de la mite autour de la flamme promet de donner un aperçu de l'exploration et de l'utilisation de l'espace. Pour éviter de piéger les papillons dans l'optimum local, les meilleures solutions (flammes) sont triées à chaque itération, les papillons volent autour de leur feu correspondant selon les matrices OF & OM. En d'autres termes, le premier papillon vol au-dessus de la solution optimale trouvée.

#### 4.6.3. Mise à jour du nombre de flammes

Lorsque le dernier papillon tourne autour de la solution la plus mauvaise, il faut mettre à jour le nombre de flammes. L'équation (4.21) est utilisée pour réduire le nombre de flammes, en utilisant l'équation (4.21) pour réduire le nombre de flammes afin d'améliorer l'utilisation par l'algorithme MFO [RIV 16] :

$$\text{flame no} = \text{round} \left( N - I * \frac{N - 1}{T} \right) \quad (4.21)$$

Où,  $I$  nombre d'itération actuel,  $N$  nombre de flamme maximum, et  $T$  nombre d'itération maximum.

La (Fig. 4.7) montre l'organigramme de l'algorithme MFO [BAH 18].

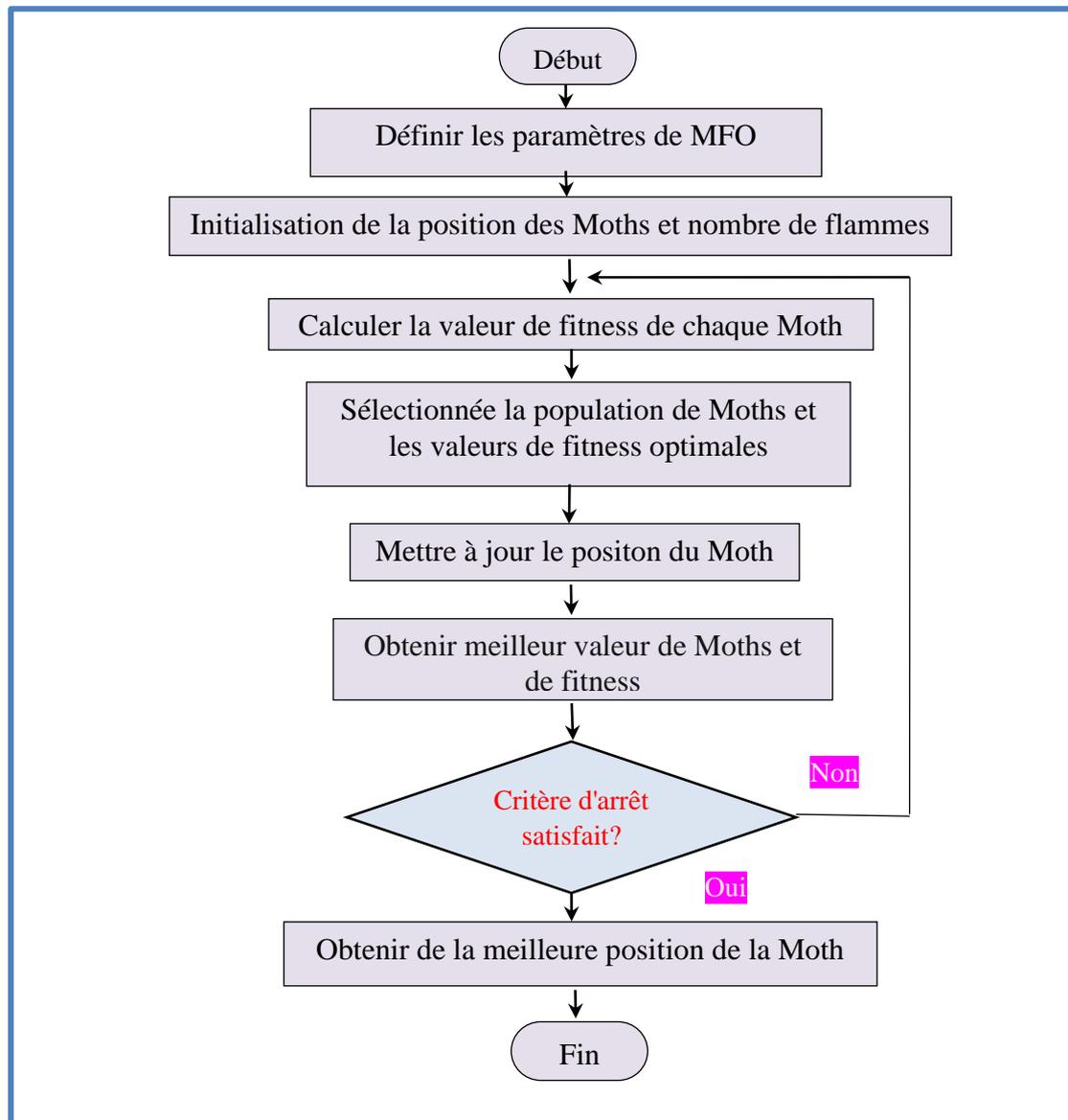


Figure 4. 7. Diagramme de l'algorithme MFO

#### 4.7. L'algorithme des essais des salpes (SSA)

Les salpes, organismes gélatineux marins en forme de tonneaux de 1 à 30 cm, sont la deuxième forme la plus abondante de plancton animal. Grâce à un système de filtration efficace, elles concentrent les particules flottant dans l'eau de mer en pelotes qui coulent vers le fond marin. Ces pelotes nourrissent les peuples des abysses et contribuent au stockage du carbone dans les sédiments. Ils se déplacent par

contractions, pompant l'eau via leur corps gélatineux et filtrant ainsi le phytoplancton dont ils se nourrissent. Les salpes se déplacent souvent en essaim appelé chaîne de salpe. La salpe à l'avant de la chaîne est appelée Leader, c'est elle qui guide l'essaim et les autres constituent les suiveuses. Les salpes ajustent leur position par rapport à celle du Leader et à la source de nourriture ciblée [SER 16].

#### **4.8. Algorithme de blaireau de miel (Honey Badger Algorithm)**

Cette algorithme proposé s'inspire du comportement intelligent de la recherche de nourriture par le blaireau de miel et cela pour développer mathématiquement une méthode efficace basée sur une stratégie de recherche pour résoudre les problèmes d'optimisation. Le comportement de recherche dynamique du blaireau de miel avec des approches de creusement et de recherche de miel est formulé en phases d'exploration et d'exploitation dans HBA [FAT 21].

##### **4.8.1. Description générale**

Le blaireau de miel est un mammifère à fourrure duveteuse noire et blanche que l'on trouve souvent dans les semi-déserts et les forêts tropicales d'Afrique, d'Asie du Sud-Ouest et du sous-continent indien, connu pour sa nature intrépide. Cette taille de chien (60 à 77 cm longueur du corps et de 7 à 13 Kg de poids corporel) proie intrépides soixante espèces différentes, y compris les serpents dangereux. C'est un animal intelligent capable d'utiliser des outils, et il aime le miel. Il préfère rester solitaire dans des trous creusés par lui-même et ne rencontre les autres blaireaux que pour s'accoupler. Il existe 12 sous-espèces reconnues de blaireau. Il n'y a pas de saison de reproduction spécifique pour les blaireaux de miel car les oursons naissent tout au long de l'année. En raison de leur nature courageuse, il n'hésite jamais à attaquer des prédateurs encore plus grands lorsqu'il ne peut s'échapper. Cet animal peut également grimper facilement sur les arbres, pour atteindre les nids d'oiseaux et les ruches pour se nourrir [FAT 21].



**Figure 4. 8.** Le blaireau du miel [HON 21]

Un blaireau du miel localise sa proie en marchant lentement et continuellement en utilisant ses talents de souris odorante. Il commence à déterminer l'emplacement approximatif des proies en creusant et en les attrapant. En une journée, il peut creuser jusqu'à cinquante trous dans un rayon de quarante kilomètres ou plus dans les tentatives de recherche de nourriture. Le blaireau de miel aime le miel, mais il n'est pas bon dans la localisation des ruches. D'autre part, le miel-guide (un oiseau) peut localiser les ruches mais ne peut pas obtenir le miel. Ces phénomènes conduisent à une relation entre les deux, où l'oiseau conduit le blaireau aux ruches et l'aide à ouvrir les ruches à l'aide de ses longues griffes, puis les deux profiter de la récompense du travail d'équipe [FAT 21].

#### 4.8.2. Principe de l'algorithme

Algorithme de blaireau de miel « TECey Badger Algorithm » (HBA) imite le comportement de butinage du blaireau de miel. Pour localiser la source de nourriture, le blaireau du miel sent et creuse ou suit l'oiseau-guide. On appelle le premier cas le mode de creusement et le second cas le mode miel. Dans le mode précédent, il utilise sa capacité odorante pour se rapprocher de l'emplacement de la proie ; lorsqu'il s'y rend, il se déplace autour de la proie pour choisir l'endroit approprié pour creuser et attraper la proie. Dans ce dernier mode, le blaireau prend le guide de l'oiseau-guide pour localiser directement la ruche [FAT 21].

#### 4.8.3. Modèle mathématique

L'algorithme HBA est divisé en deux phases qui sont la « phase de creusement » et la « phase miel », expliquées en détail comme suit :

### 4.8.3.1. Les étapes d'algorithmes

Cette section présente la formulation mathématique de l'algorithme HBA proposé. Théoriquement, HBA est équipé à la fois de phases d'exploration et d'exploitation.

Ici, population de solutions candidates dans HBA est représentée comme :

$$\text{Population de solutions candidates} = \begin{bmatrix} x_{1,1} & x_{2,1} & \cdots & x_{1,d} \\ x_{2,1} & x_{2,2} & \cdots & x_{2,d} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ x_{n,1} & x_{n,2} & \cdots & x_{n,d} \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

$$i\text{-ème position du blaireau de miel } x_i = [x_i^1, x_i^2, \dots, x_i^d] \quad (4.23)$$

Mathématiquement, les étapes de l'HBA proposée sont détaillées comme suit :

#### 4.8.3.1.1. Phase d'initialisation

Initialiser le nombre de blaireaux (taille de la population N) et leurs positions respectives en fonction de l'équation (4.24)

$$x_i = lb_i + r_1 \times (ub_i - lb_i) \quad (4.24)$$

Où  $x_i$  est la  $i$ -ème position de blaireau de miel se référant à une solution candidate dans une population de N solutions, tandis que  $lb_i$  et  $ub_i$  sont respectivement les limites inférieure et supérieure du domaine de recherche.

#### 4.8.3.1.2. Définir l'intensité (I)

L'intensité est liée à la concentration de la force de la proie et à la distance entre elle et le blaireau de miel  $i$ -ème,  $I_i$  est l'intensité de l'odeur de la proie.

Si l'odeur est haute, le mouvement sera rapide et vice versa, est donnée par la loi carrée inverse comme le montre la (Fig. 4.9) et est définie par l'équation (4.25).

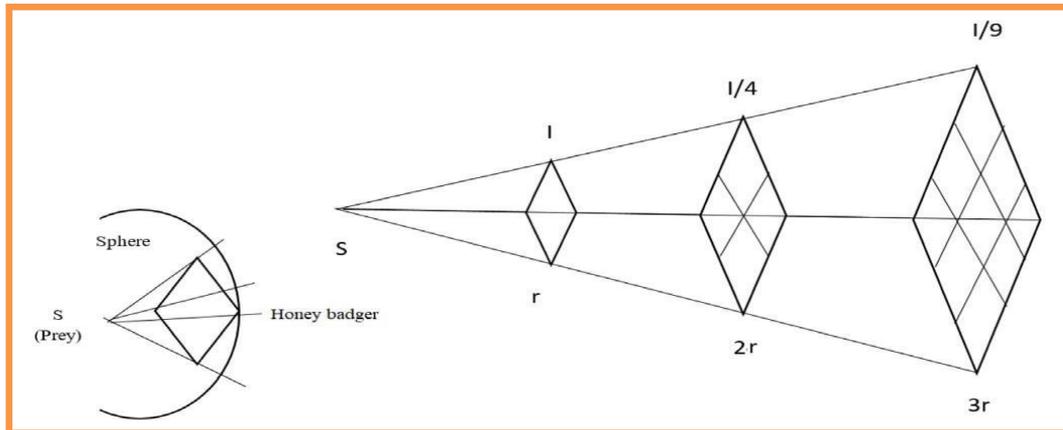
$$I_i = r_2 * \frac{S}{4\pi d_i^2} \quad (4.25)$$

$$S = (x_i - x_{i+1})^2 \quad (4.26)$$

$$d_i = x_{prey} - x_i \quad (4.27)$$

$r$ ,  $r_1$  et  $r_2$  est un nombre aléatoire entre  $[0 1]$ .

Où ;  $S$  est la force de la source ou la force de concentration (emplacement des proies, comme le montre la (Fig. 4.9). Dans l'équation (4.25),  $d_i$  indique la distance entre la proie et le blaireau  $i$ -ème,  $I$  est l'intensité de l'odeur,  $S$  est l'emplacement de la proie.



**Figure 4. 9.** Loi du carré inverse

#### 4.8.3.1.3. Mettre à jour le facteur de densité

Le facteur de densité ( $\alpha$ ) contrôle la randomisation dans le temps pour assurer une transition en douceur de l'exploration à l'exploitation. Mettre à jour le facteur de diminution  $\alpha$  qui diminue avec les itérations pour diminuer la randomisation avec le temps, à l'aide de l'équation (4.25) :

$$\alpha = C * e^{\left(\frac{-t}{t_{max}}\right)} \quad (4.28)$$

Où ;  $C$  est une constante  $\geq 1$  (par défaut = 2),  $t_{max}$  est nombre maximal des itérations.

#### 4.8.3.1.4. Échapper de l'optimum local

Cette étape et les deux étapes suivantes sont utilisées pour échapper aux régions optima locales. Dans ce contexte, l'algorithme proposé utilise un drapeau  $F$  qui modifie la direction de la recherche pour profiter des occasions élevées pour les agents de scanner l'espace de recherche rigoureusement.

4.8.3.1.5. Mettre à jour les positions des agents

Comme il a été mentionné précédemment, le processus de mise à jour des positions de HBA ( $x_{new}$ ) est divisé en deux parties :

❖ Phase de creusement

Le blaireau du miel effectue une action similaire à la forme Cardioïde comme le montre la (Fig. 4.10). Le mouvement Cardioïde peut être simulé par l'équation (4.29) :

$$x_{new} = x_{prey} + F \times \beta \times I \times x_{prey} + F \times r_3 \times \alpha \times d_i \times |\cos(2\pi r_4) [1 - \cos(2\pi r_5)]| \quad (4.29)$$

Où ;  $x_{prey}$  est la position de la proie qui est la meilleure position trouvée jusqu'à présent – meilleure position totale en d'autres termes.

$\beta \geq 1$  (par défaut = 6) est la capacité du blaireau à obtenir de la nourriture,  $d_i$  est distance entre la proie et le blaireau de miel  $i$ -ème.  $r_3, r_4, r_5$  et  $r_6$  sont trois nombres aléatoires différents entre [0 1].  $F$  fonctionne comme l'indicateur qui modifie la direction de la recherche, il est déterminé en utilisant l'équation (4.30).

$$F = \begin{cases} 1 & \text{si } r_6 \leq 0.5 \\ -1 & \text{sinon} \end{cases} \quad (4.30)$$

Dans la phase de creusement, l'activité d'un blaireau du miel dépend fortement de l'intensité de l'odorat de la proie  $x_{prey}$ , de la distance entre le blaireau et la proie  $d_i$ , et le facteur d'influence de la recherche  $\alpha$  qui varie dans le temps.

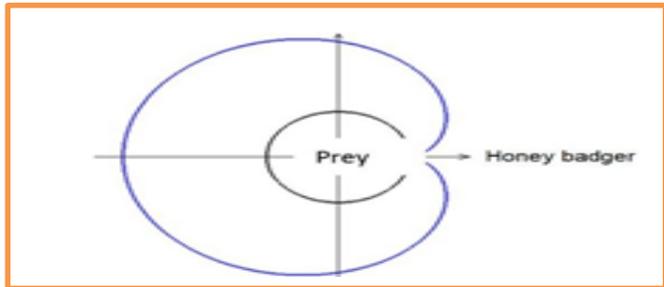


Figure 4. 10. Phase de creusement

De plus, pendant l'activité de creusement, un blaireau peut recevoir n'importe quelle perturbation  $F$  qui lui permet de trouver une proie encore meilleure (voir (Fig. 4.10)).

Où ; Le contour bleu indique l'intensité olfactive, la ligne circulaire noire indique l'emplacement de la proie [FAT 21].

#### ❖ Phase miel

Le cas où un blaireau du miel suit un oiseau-guide pour atteindre une ruche peut être simulé par l'équation (4.30) :

$$x_{new} = x_{prey} + (F \times r_7 \times \alpha \times d_i) \quad (4.31)$$

Où ,

$x_{new}$  fait référence à la nouvelle position du blaireau de miel, alors que  $x_{prey}$  est l'emplacement de la proie,  $F$  et  $\alpha$  sont déterminés à l'aide des équations (4.30) et (4.28), respective.

De l'équation (4.31), on peut observer qu'un blaireau du miel effectue des recherches près de l'emplacement de proie  $x_{prey}$  trouvé jusqu'à présent, d'après les renseignements sur la distance  $d_i$ . À ce stade, la recherche est influencée par un comportement de recherche variable selon le temps (dépendant de  $\alpha$ ). De plus, un blaireau du miel peut subir une perturbation (en fonction de  $F$ ) [FAT 21].

**Algorithme HBA : pseudo-code**

1. Définir les paramètres  $t_{max}$ ,  $N$ ,  $\beta$ ,  $C$
2. Initialiser la population avec des positions aléatoires
3. Évaluer la fonction fitness de chaque position de blaireau  $x_i$  (utiliser la fonction objective  $f_i$ ),  $i \in [1, 2, \dots, N]$
4. Enregistrer la meilleure position  $x_{prey}$  attribuée à la fonction fitness ( $f_{prey}$ )
5. **Tant que  $t \leq t_{max}$  faire**
  - Mettre à jour le facteur de diminution  $\alpha$  en utilisant Eq (4.28)
  - 5.1 **Pour  $i=1$  à  $N$  faire**
    - Calculer l'intensité  $I_i$  utilisant Eq (4.25)
    - 5.2 **Si  $r < 0.5$  alors**
      - Mettre à jour la position  $x_{new}$  utilisant Eq (4.28)
    - 5.3 **Sinon**
      - Mettre à jour la position  $x_{new}$  à l'aide d'Eq (4.31)
    - 5.4 **Fin si**
      - Évaluer la nouvelle position et l'attribuée  $f_{new}$
    - 5.5 **Si  $f_{new} \leq f_i$  faire**
      - Mettre  $x_i = x_{new}$  et  $f_i = f_{new}$
    - 5.6 **Fin si**
      - 5.7 **Si  $f_{new} \leq f_{prey}$  faire**
        - Mettre  $x_{prey} = x_{new}$  et  $f_{prey} = f_{new}$
      - 5.8 **Fin si**
    - 5.9 **Fin pour**
    - 5.10 **Fin Tant que**
  - 6. **Retourner  $x_{prey}$**

#### 4.9. Les applications des algorithmes méta-heuristiques dans le champ d'optimisation des réseaux électriques

Plusieurs algorithmes d'optimisation méta-heuristiques ont été appliqués dans divers domaines de l'optimisation des réseaux électriques, les plus connus étant les suivants :

- ❖ Dispatching économique/ Dispatching environnemental ;

- ❖ Stockage d'Energie ;
- ❖ Ecoulement de puissance optimal ;
- ❖ Reconfiguration du système de distribution de l'énergie électrique ;
- ❖ Génération, transmission & distribution ;
- ❖ Contrôle de la fréquence de charge ;
- ❖ Conversion et gestion électrique ;
- ❖ Dispositifs FACTS et emplacement optimal.

### **Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté une vue d'ensemble des problèmes d'optimisation, de leur formulation et des méthodes de résolution et nous nous sommes concentrés en particulier sur les méthodes de solution méta-heuristiques qui sont fréquemment utilisées dans les problèmes d'ingénierie les plus complexes, puis nous avons présenté en détail les principes des algorithmes méta-heuristiques d'optimisation récemment développés, appelés l'écosystème artificiel (AEO)[WEI 19], Honey Badger Algorithm (HBA) [FAT 21] et MFO (Moth-flame Optimisation Algorithm )[MIR15].

Dans le prochain chapitre, nous essayons d'appliquer ces algorithmes à l'optimisation dédiée à l'amélioration de la performance des réseaux de distribution électrique.

Chapitre

---

5

*RÉSULTATS*

&

*INTERPRÉTATION*

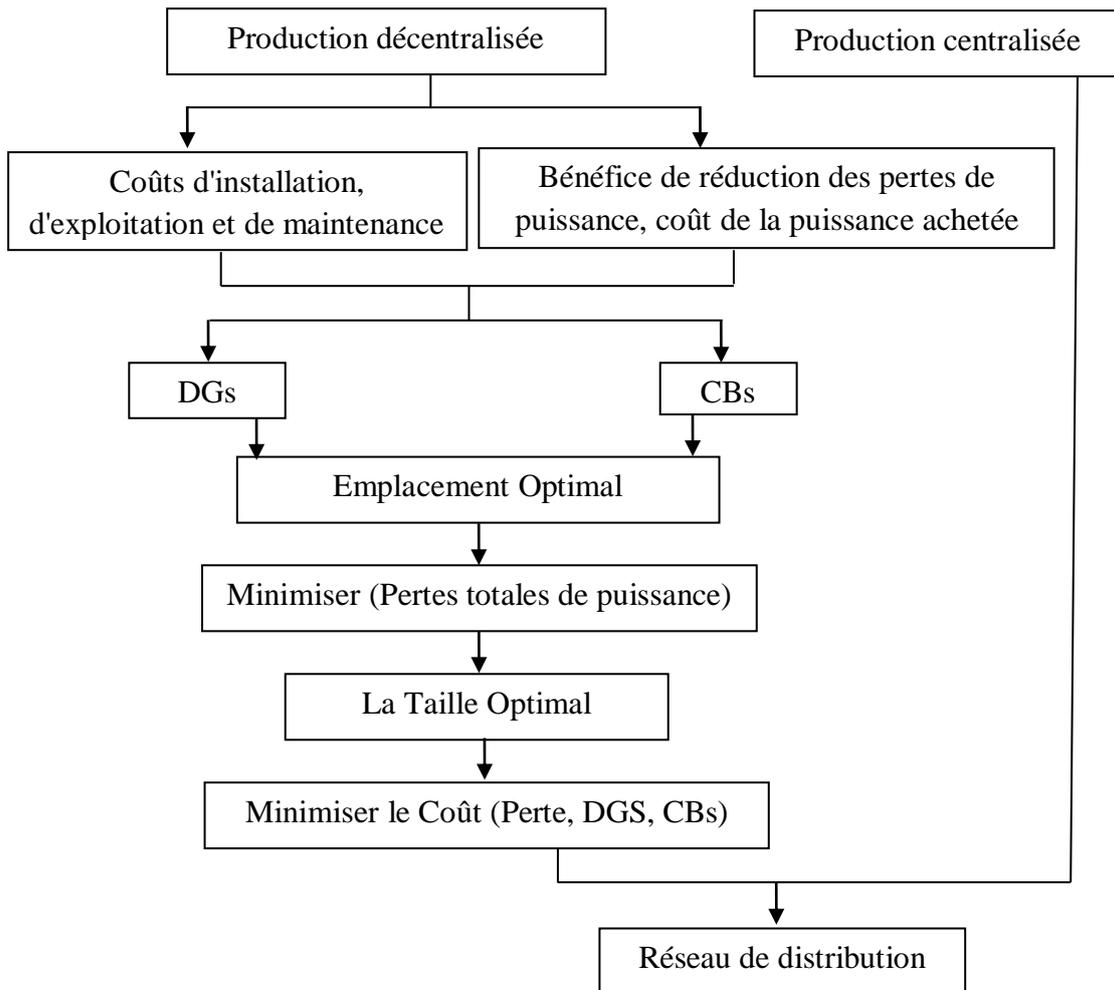
## Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons la formulation mathématique de notre problème d'optimisation pour déterminer les positions et tailles optimales des unités DG et des compensateurs à intégrer dans le réseau de distribution électrique, en prenant en compte les objectifs techniques et économiques. Nous débutons en détaillant la fonction objective, les contraintes et les variables de décision utilisées dans notre modèle d'optimisation.

Ensuite, nous appliquons notre modèle d'optimisation pour trouver la localisation optimale des unités DG et des compensateurs. Le calcul de l'écoulement de l'essai radial des deux réseaux test au IEEE 33-69 jeux de barres est effectué par la méthode de balayage avant-arrière (BFS) pour évaluer les grandeurs suivantes : pertes de puissance active, les tensions aux jeux de barres, la chute de tension, avant et après l'intégration des unités DG et des compensateurs. L'optimisation de l'emplacement optimal des unités DG et des compensateurs, ainsi que leur dimensionnement, est réalisée à l'aide de trois algorithmes d'optimisation : l'AEO "Artificial Ecosystem Optimization", le MFO "Moth-Flame Optimization" et le HBA "Honey Badger Algorithm", que nous avons présentés dans le chapitre précédent. Nous présentons les résultats et les discutons pour voir les impacts sur le réseau de distribution électrique.

### 5.1. Méthodologie du réseau de distribution radial

La figure (5.1) illustre l'organisation d'un réseau de distribution par une intégration optimale de la production décentralisée (DG) et des batteries de condensateurs (CB).



**Figure 5.1.** Planification du réseau de distribution en présence des DGs et CBs

## 5.2. Formulation du problème d'optimisation

Trois applications majeures sont réalisées dans cette thèse dans l'objectif est d'améliorer les performances des réseaux de distributions. La première application est de trouver l'emplacement et le dimensionnement optimaux des deux types de productions décentralisées, type 1 qui injecte juste la puissance active et type 2 qui injecte la puissance active et réactive pour l'objectif de réduire les pertes de puissance active, cette application a été effectuée en utilisant la méthode Meta-heuristique AEO.

La deuxième application est de trouver l'emplacement et le dimensionnement optimaux des batteries de condensateurs shunt pour l'objectif de réduire le cout total annuel, cette application a été effectuée en utilisant la méthode Meta-heuristique MFO.

La troisième application est de minimiser les pertes totales de puissance par l'insertion simultanée des DGs et des compensateurs (CBs) dans le réseau de distribution étudiés en prenant en considération le côté économique de point de vue des couts d'installation des DG et des compensateurs, cette application a été effectuée en utilisant la méthode Meta-heuristique HBA.

### 5.3. Formule mathématique

#### 5.3.1. Fonction Objective

Nous formulons ce problème d'optimisation avec plusieurs objectifs en combinant les trois simulations sont définies comme suit :

##### ○ Simulation 1

Cette simulation permet de minimiser les pertes de puissance active dans le système tout en satisfaisant plusieurs contraintes associées à l'équilibre de puissance, aux limites de tension et au coût opérationnel. La complexité du problème dépend de la nature de la fonction objectif et du type de contraintes considérées. Le placement et le dimensionnement optimaux de la production décentralisée dans le réseau de distribution sont déterminés à partir de la solution des équations de flux de charge en utilisant la technique de balayage arrière-avant (BFS), dans le cadre de l'optimisation AEO. La fonction objectif est définie comme suit :

$$\min F_{simulation\ 1} = \min TP_{perte} = \min \sum_{i=1}^n P_{perte_i} \quad (5.1)$$

Où,  $TP_{perte}$ : La perte de puissance active totale (KW) , n est le nombre de branches,  $P_{perte_i}$  est la perte de puissance dans la branche i ( KW).

$$P_{perte_i} = R_i \cdot |I_i|^2 \quad (5.2)$$

Où,  $R_i$  est la résistance de la branche du réseau (Ohm),

$I_i$  : L'intensité du courant de la branche (A).

$$C_{TP_{perte}} = TP_{perte} \times (K_p + K_e + L_{sf} \times 8760) \$ \quad (5.3)$$

$$C_{DG} = \sum K_{DGp} \times P_{DG} + \sum K_{DGQ} \times Q_{DG} \quad (5.4)$$

$$TOC = C_{TP_{Perte}} + C_{DG} \quad (5.5)$$

Où, ,  $K_p$  est le coût de la demande annuelle de perte de puissance (\$/kW),

$K_e$  : Le coût annuel de la perte d'énergie (\$/kWh) ;

$L_{sf}$  : Le coefficient de perte exprimé comme suit :

$$L_{sf} = K \times L_f + (1 - K) \times L_f^2 \quad (5.6)$$

Dans cette étude,  $K = 0.2$ ,  $L_f = 0.47$ ,  $K_p = 57.6923$  (\$/KW),

$K_e = 0.0096153$  (\$/KWh),  $K_{DG_p} = 5$  (\$/KW),  $K_{DG_Q} = 0.2211$  (\$/KVar).

### ○ Simulation 2

La méthode de balayage avant/arrière (BFS) est utilisée pour le calcul du l'écoulement de puissance. La fonction objectif est de minimiser le coût total annuel et est décrite par les équations suivantes :

$$\min F_{simulation\ 2} = \min TAC \quad (5.7)$$

Où, TAC est le coût total annuel.

$$TAC = \min(C_{P_{Perte}} \times TP_{Perte} \times Th + C_{Q_{BC}} \times TQ_{BC}) \quad (5.8)$$

$$TQ_{BC} = \sum_{b=1}^{n_{BC}} Q_{BC} \quad (5.9)$$

$$P_{Perte_i} = R_i \cdot |I_i|^2 \quad (5.10)$$

$C_{P_{Perte}}$  : Coût annuel des pertes d'énergie (\$/KWh),

Th : Nombre total d'heures de l'année (8760 h),

$C_{Q_{BC}}$  : Puissance réactive injectée par les batteries de condensateurs (KVar),

$TQ_{BC}$  : Coût du condensateur (KVar).

$n_{BC}$  : Le nombre de batteries de condensateurs sélectionnées.

$$C_{P_{Perte}} = 0,054 \text{ ($/KWh)}, \quad Q_{BC} = 20 \text{ ($/KVar)}$$

### ○ Simulation 3

Nous formulons ce problème d'optimisation en objectifs multiples en combinant les trois objectifs suivants :

$$F_{simulation\ 3} = F_1 + F_2 + F_3 \quad (5.11)$$

La première fonction objective détermine les emplacements optimaux des DG et des compensateurs à installer afin d'avoir le minimum de coûts de la perte totale de puissance active :

$$F_1 = \min \sum_{i=1}^{n_{br}} P_{perte_i} \times C_{perte} \quad (5.12)$$

$n_{br}$ : Nombre des branches totales ;

$C_{perte}$  : Coût des pertes de puissance active,  $C_{perte} = 1.5$  (\$/KWh).

La deuxième fonction objectif est de réduire au minimum le coût d'installation des condensateurs est donnée par l'équation suivante :

$$F_2 = \min \sum_{i=1}^{n_{JB}} Q_{CB_i} \times C_{QCB} \quad (5.13)$$

$n_{JB}$  : Le nombre des jeux de barres ;

$Q_{CB_i}$  : La taille de chaque batterie de condensateur (KVar) ;

$C_{QCB}$  : Coût d'installation des condensateurs,  $C_{QCB} = 0.05$  (\$/KVar).

La troisième fonction objective consiste à minimiser le coût d'installation de la production décentralisée DG

$$F_3 = \min \sum_{i=1}^{n_{JB}} P_{DG} \times C_{DG} \quad (5.14)$$

$n_{JB}$  : Le nombre des jeux de barres ;

$P_{DG}$  : La taille de chaque DG (KW) ;

$C_{DG}$  : Coût d'installation de la production décentralisée DG,  $C_{DG} = 5$  (\$/Kw).

### 5.3.2. Les contraintes d'exploitation

Deux types des contraintes d'exploitation sont imposées ici ; des contraintes d'égalité et des contraintes d'inégalité.

#### 5.3.2.1. Contraintes d'égalité

Les contraintes d'égalité sont définies par des équations de balance de puissance telles que les suivantes :

$$P_{s-st} = \sum_{i=1}^{nbr} P_{Perte,i} + \sum_{j=1}^{Nb} P_{charge,j} \quad (5.15)$$

$$Q_{s-st} + \sum_{k=1}^{nbc} Q_{BC(i)} = \sum_{i=1}^{nbr} Q_{Perte,i} + \sum_{j=1}^{Nb} Q_{charge,j} \quad (5.16)$$

$P_{s-st}$  et  $Q_{s-st}$  : Sont respectivement la puissance active et réactive de la sous-station,

$P_{charge}$  et  $Q_{charge}$  : La puissance demandée de charge active et réactive respectivement.

#### 5.3.2.2. Contraintes d'inégalité

Les contraintes d'inégalité sont définies comme suit :

- **Tensions Limites du Jeu-Barres**

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad (5.17)$$

Où,  $V_{min} = 0.95$  (p.u),  $V_{max} = 1.05$  (p.u).

- **Taille du DG**

$$P_{DG}^{min} \leq |P_{DGi}| \leq P_{DG}^{max} \quad (5.18)$$

$$Q_{DG}^{min} \leq |Q_{DGi}| \leq Q_{DG}^{max} \quad (5.19)$$

- **Position de DG**

$$2 \leq DG_{JB} \leq n_{JB} \quad (5.20)$$

Où,  $DG_{JB}$  est le numéro de jeu de barres pour l'installation DG.

○ **Puissance Réactive Limite**

$$Q_{CB, min} \leq Q_{CBi} \leq Q_{CB, max} \quad (5.21)$$

○ **Compensation Totale**

$$\sum_{i=1}^{ncb} Q_{CB, i} \leq \sum_{j=1}^{Nb} Q_{charge, i} \quad (5.22)$$

○ **Limites de Capacité des Lignes**

$$I_{n, i} \leq I_{max, i} \quad ; \quad i = 1, \dots, n_{br} \quad (5.23)$$

Ces trois simulations ont les mêmes conditions de fonctionnement (égalité et inégalité).

### 5.2.3. Les variables de décision

Il existe quatre types de variables de décision qui sont décrites comme suit dans les sections suivantes :

 **Emplacement de la DG**

L'emplacement de la DG signifie le jeu de barre optimal où la DG doit être intégré.

 **Capacité de la DG**

La capacité de la DG définit la quantité (puissance) optimale en (KW) et/ou (KVAR) à injecter.

 **Emplacement des batteries de condensateurs**

Le positionnement du condensateur (CB) signifie le(s) jeux de barre optimal(s) où la DG doit être intégré.

 **Taille des batteries de condensateurs**

La taille des batteries de condensateurs (CB) définit la quantité de puissance réactive optimale.

### 5.3. Description des applications numériques sur un système radial

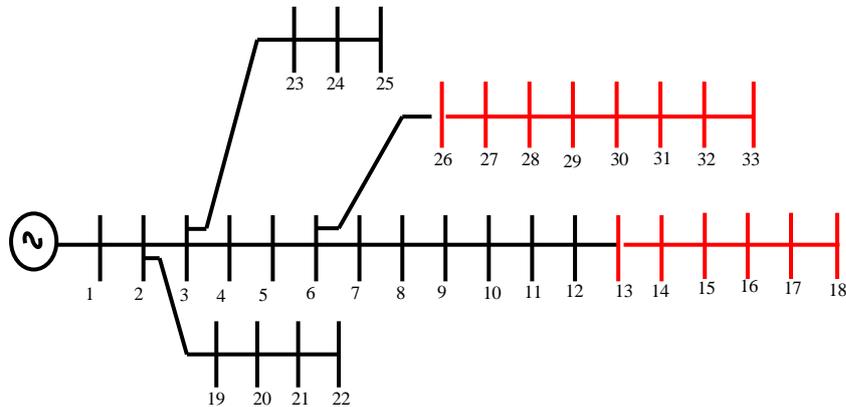
Afin de tester la méthode de calcul de l'écoulement de puissance dans un système de distribution radial, elle a été programmée dans MATLAB et appliquée aux réseaux de test IEEE 33- 69 JB.

### 5.3.1. Réseau test 1 (33-JB)

L'exemple le plus utilisé dans les travaux de recherche concernant les réseaux électriques de distribution est celui d'IEEE-33 de jeux des barres, présenté dans la (Fig. 5.2), dont les consistances sont :

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

La base de donnée des réseaux de distribution est présentée dans l'annexe (A1) et (A2).



**Figure 5.2.** Système Radial de Distribution à IEEE-33 JB

### 5.3.2. Première Simulation du méthode (AEO)

Dans notre travail, les paramètres de l'optimisation de l'écosystème artificiel (AEO) ont été pris comme suit :

- ✓ Nombre de la population = 100 ;
- ✓ Nombre maximum des itérations = 500 ;
- ✓ Taille de DG :  $0 \leq P_{DG\text{-Total}} \leq 3000$  (KW),  $0 \leq Q_{DG\text{-Total}} \leq 2000$  (KVar).

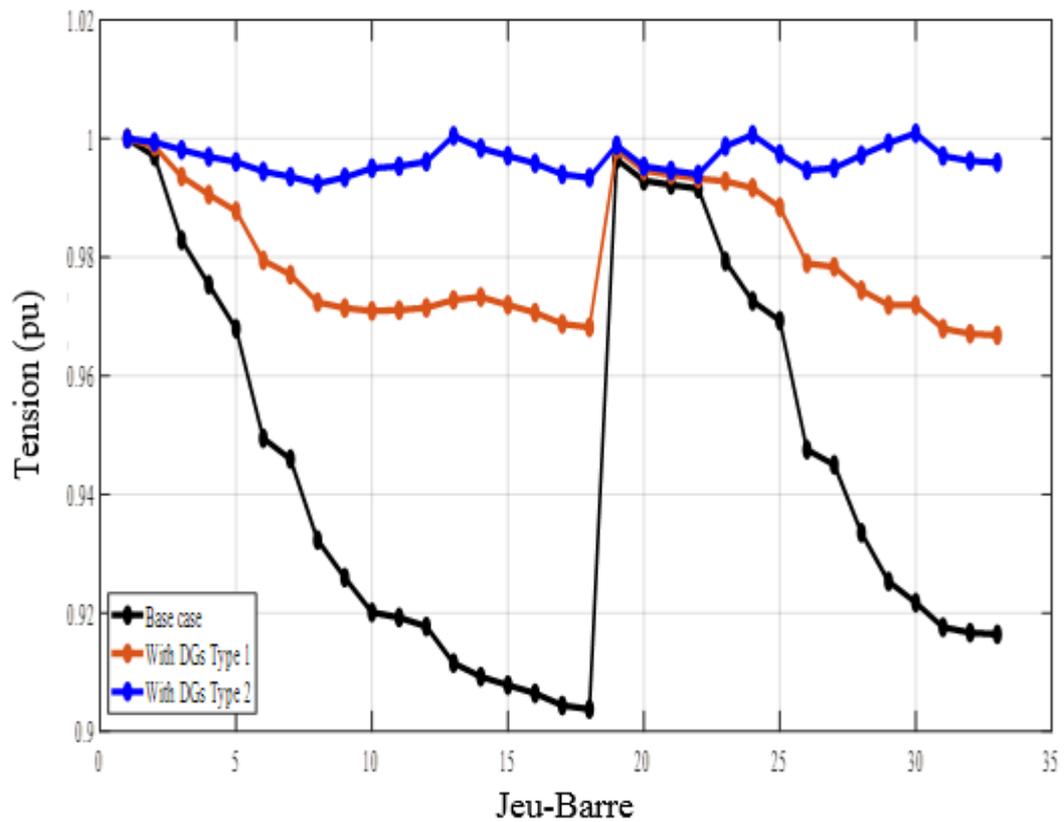


Figure 5.3. Profil de Tension dans Chaque Branche à IEEE 33- JB

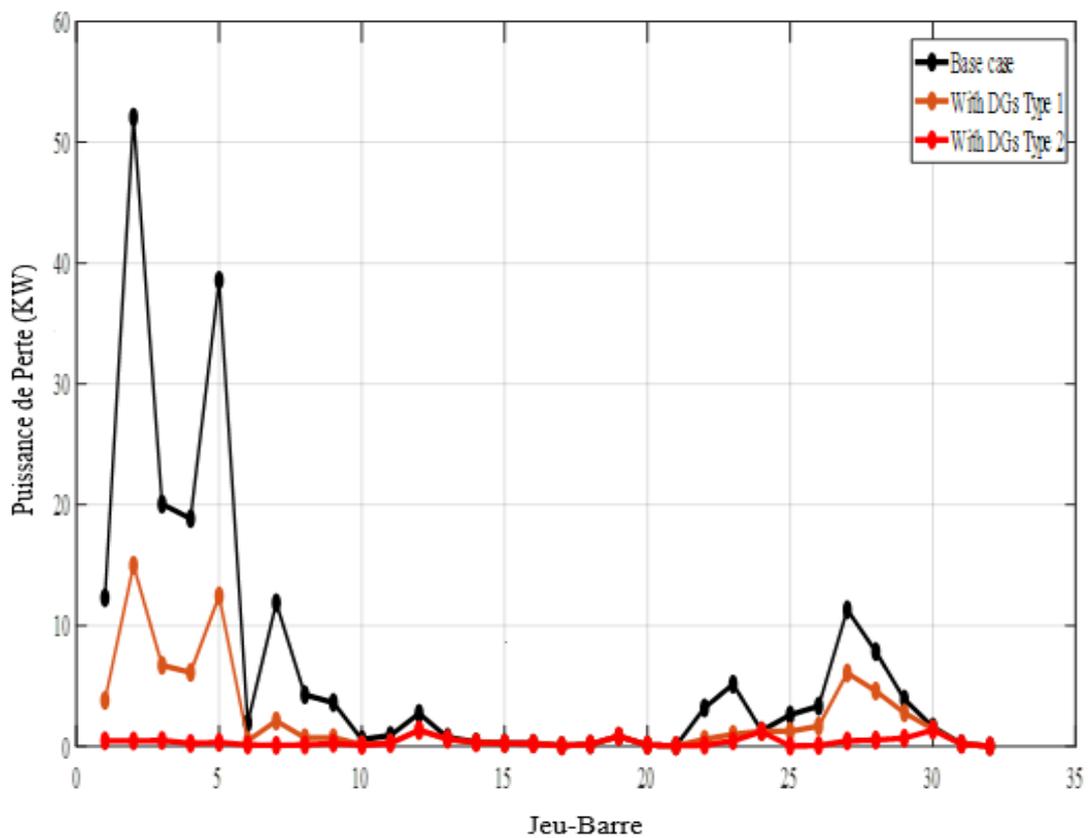


Figure 5.4. Les Pertes de Puissance Active dans chaque Branche à IEEE 33- JB

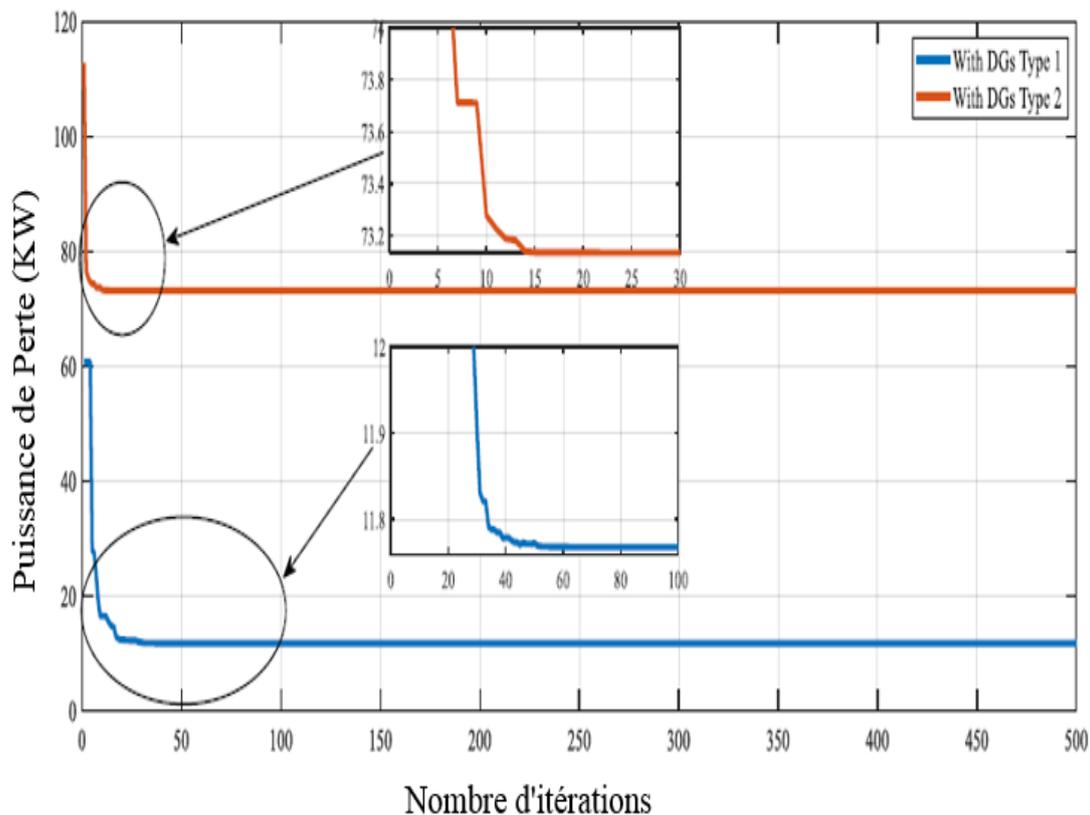


Figure 5.5. Caractéristiques de Convergence de AEO

Tableau 5.1: Résultats Obtenus du Système IEEE-33

	Sans Compensation	Avec Compensation				
		Type 1		Type 2		
		Jeu-Barre	P <sub>DG</sub> (Kw)	Jeu-Barre	P <sub>DG</sub> (Kw)	Q <sub>DG</sub> (Kvar)
Localisation et Taille Optimales de DG	-	14 30 24	755.7328 1031.13 961.1931	13 30 24	798.54 1039.2820 1106.6686	371.9419 1008.2937 504.5372
Taille Totale de la DG	-	2748.05	-	2944.4907	1884.7728	
Total Perte active(KW)	210.99	<b>73.13</b>		<b>11.76</b>		
Total Perte réactive(Kvar)	143.13	<b>50.78</b>		<b>9.8</b>		
Réduction en % de P <sub>Perte</sub>	-	<b>65.33</b>		<b>94.42</b>		
Réduction en % de Q <sub>Perte</sub>	-	<b>64.52</b>		<b>93.15</b>		
Tension Minimale (pu)	0.9038	<b>0.9668</b>		<b>0.9924</b>		
Coût d'exploitation (\$/an)	512532.9979	<b>191388.3115</b>		<b>43687.6397</b>		
Économies Nettes (\$/année)	-	<b>321144.6864</b>		<b>468845.3582</b>		
% d'économies	-	<b>62.65</b>		<b>91.47</b>		

**Tableau 5.2 :** Comparaison des Résultats de l'Intégration pour les quatre DG (Type 1)

Méthodes	DG		Pertes (KW)	% Réduction des Pertes	Coût total d'exploitation (\$/année)	Économies Nettes (\$/année)	% d'Économies
	P <sub>DG</sub> (KW)	Jeu-Barre					
WOA [PRA 18]	1072.83	30	73.75	65.05	192664.151	319868.84	62.40
	772.488	25					
	856.678	13					
IWO [RAM 16]	624.7	14	90.69	57.02	229232.973	283300.02	55.27
	104.9	18					
	1056	32					
ABC [PAD 10]	1750	6	79.25	61.13	208014.8212	304518.1767	59.41
	570	15					
	780	25					
ALO [SAM 17]	1500	32	75.26	65.01	195322.2769	317210.72	61.89
	750	5					
	250	18					
AEO	<b>755.7328</b>	<b>14</b>	<b>73.13</b>	<b>65.33</b>	<b>191388.3115</b>	<b>321144.6864</b>	<b>62.65</b>
	<b>1031.13</b>	<b>30</b>					
	<b>961.1931</b>	<b>24</b>					

**Tableau 5.3 :** Comparaison des Résultats de l'Intégration pour les Trois DG (Type 2)

Méthodes	DG Taille & Localisation			Pertes (KW)	% Réduction des Pertes	Coût Total d'exploitation (\$/année)	Économies Nettes (\$/année)	% d'Économies
	P <sub>DG</sub> (KW)	Q <sub>DG</sub> (KVar)	J-B					
WOA [PRA 18]	1171.38	602.811	24	16.28	92.28	55023.42	457509.57	89.26
	881.88	644.027	13					
	953.62	750	30					
IWO [RAM 16]	1098	766.26	6	22.29	89.43	69424.41	443108.58	86.45
	1098	766.26	30					
	768	535.96	14					
ABC [PAD 10]	1014	628.21	12	15.91	92.45	55790.81	456742.18	89.11
	960	594.76	25					
	1363	844.43	30					
AEO	<b>798.54</b>	<b>371.9419</b>	<b>13</b>	<b>11.76</b>	<b>94.42</b>	<b>43687.6397</b>	<b>468845.3679</b>	<b>91.47</b>
	<b>1039.282</b>	<b>1008.2937</b>	<b>30</b>					
	<b>1106.4907</b>	<b>504.5372</b>	<b>24</b>					

**5.3.2.1. Résultats de la Discussion**

La méthode AEO est appliquée pour rechercher l'emplacement et du dimensionnement optimaux des DG dans un réseau de distribution radial, avec pour objectif principal de minimiser les pertes de puissance et les coûts d'exploitation. Cette méthode est testée sur le système de test à IEEE-33Nœud. En fonction de la nature de la puissance injectée, deux situations différentes sont simulées (voir Tableau 5.1 ).

- La première consiste à injecter uniquement de la puissance réelle (Type 1), les résultats obtenus montrent clairement comment les valeurs de la fonction objectif (pertes de puissance active) et le coût opérationnel total diminuent de **210.99 (KW) & 512532.9979 (\$/année)** à **73.13 (KW) & 191388.3115 (\$/année)** respectivement, également le profil de tension a été amélioré de **0.9038 (pu) à 0.9698 (pu)**.
- Dans la deuxième situation, la puissance réelle et la puissance réactive sont injectées (Type 2), les résultats obtenus montrent que les valeurs de la fonction objectif (pertes de puissance active) et le coût opérationnel total diminuent de **210,99 (KW) & 512532.9979 (\$/année)** à **11,76 (KW) & 43687,6397 (\$/année)** respectivement et il convient de noter que le profil de tension a été considérablement augmenté de **0,9038 (pu) à 0,9924 (pu)**.
- Ces résultats importants sont obtenus au cours des **trente premières itérations**, comme le montre la (Fig. 5.5). Cette diminution significative des pertes actives de puissance mise en évidence dans la (Fig. 5.4). S'accompagne d'une amélioration du profil de tension mise en évidence par la (Fig. 5.3).
- Les résultats obtenus sont comparés à ceux des méthodes WOA, IWO, ABC et ALO, comme le montrent les Tableaux 5.2 et 5.3 pour les DG de type 1 et 2, respectivement, afin de valider l'efficacité de la méthode AEO. Il est conclu que l'algorithme AEO, en comparaison avec d'autres algorithmes récents dans la littérature, fournit le meilleur optimum en termes de perte de puissance, de profil de tension, de coût opérationnel total et de capacité de convergence.

### 5.3.3. Réseau Test 2 (69-JB)

Le diagramme de réseau de 69 jeux de barres est présenté à la (Fig. 5.6). Ce système d'essai est de grande taille et dix-huit bus sensibles, mis en évidence en bleu sur le schéma, ont été sélectionnés. Dont les consistances sont :

- ✓ Nombre de jeux de barres =69 ;
- ✓ Nombre de branches =68 ;
- ✓ Jeu de barres de référence  $N^{\circ} =1$  ;
- ✓ Tension de base =12,66kV ;

La base de donnée des réseaux de distribution est présentée dans l'annexe (B1) et (B2).

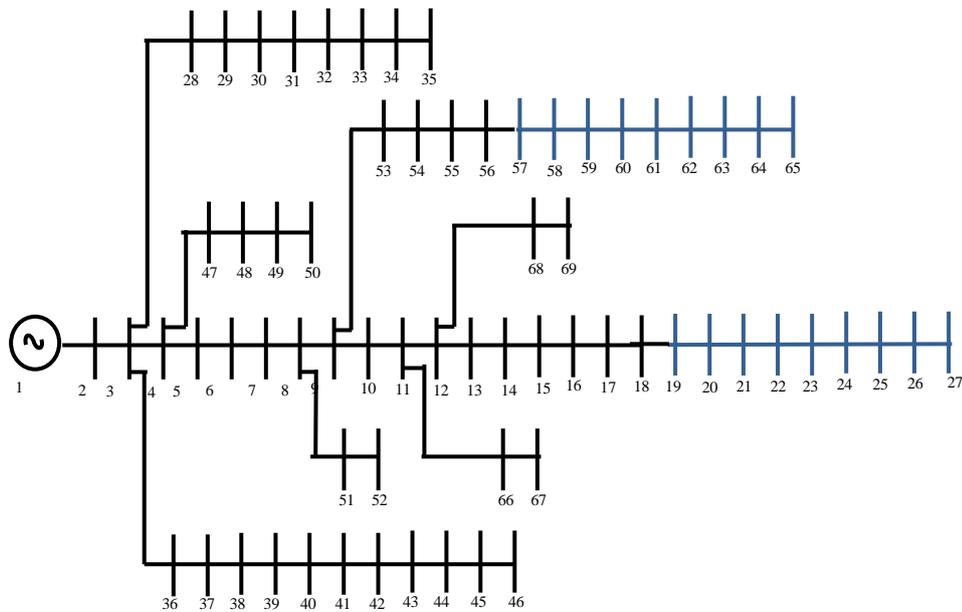


Figure 5.6. Système Radial de Distribution à IEEE 69- JB

Les paramètres de l'AEO ont été pris dans notre travail comme suit :

- ✓ Nombre de la population = 100 ;
- ✓ Nombre maximum des itérations = 500 ;
- ✓ Taille de DG :  $0 \leq P_{DG\text{-Total}} \leq 3000$  (KW),  $0 \leq Q_{DG\text{-Total}} \leq 2000$  (KVar).

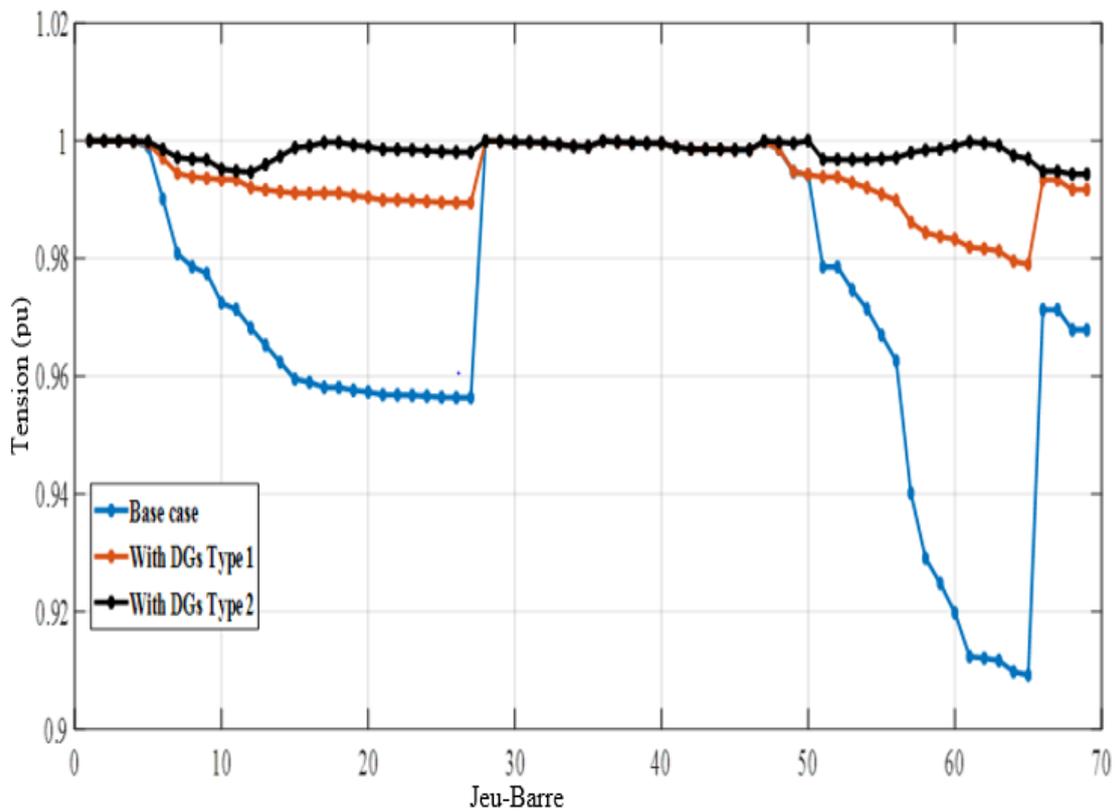


Figure 5.7. Profil de Tension dans Chaque Branche du Réseau Radial

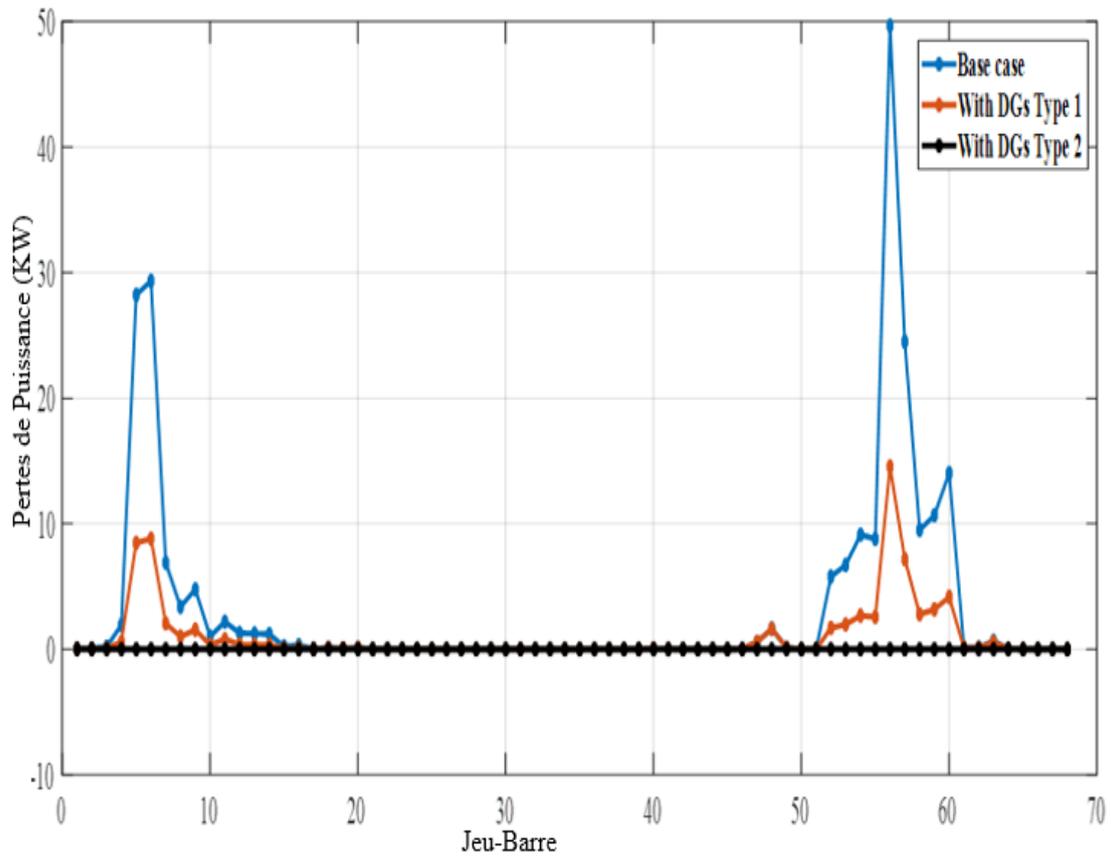


Figure 5.8. Pertes Active de Puissance dans Réseau Radial

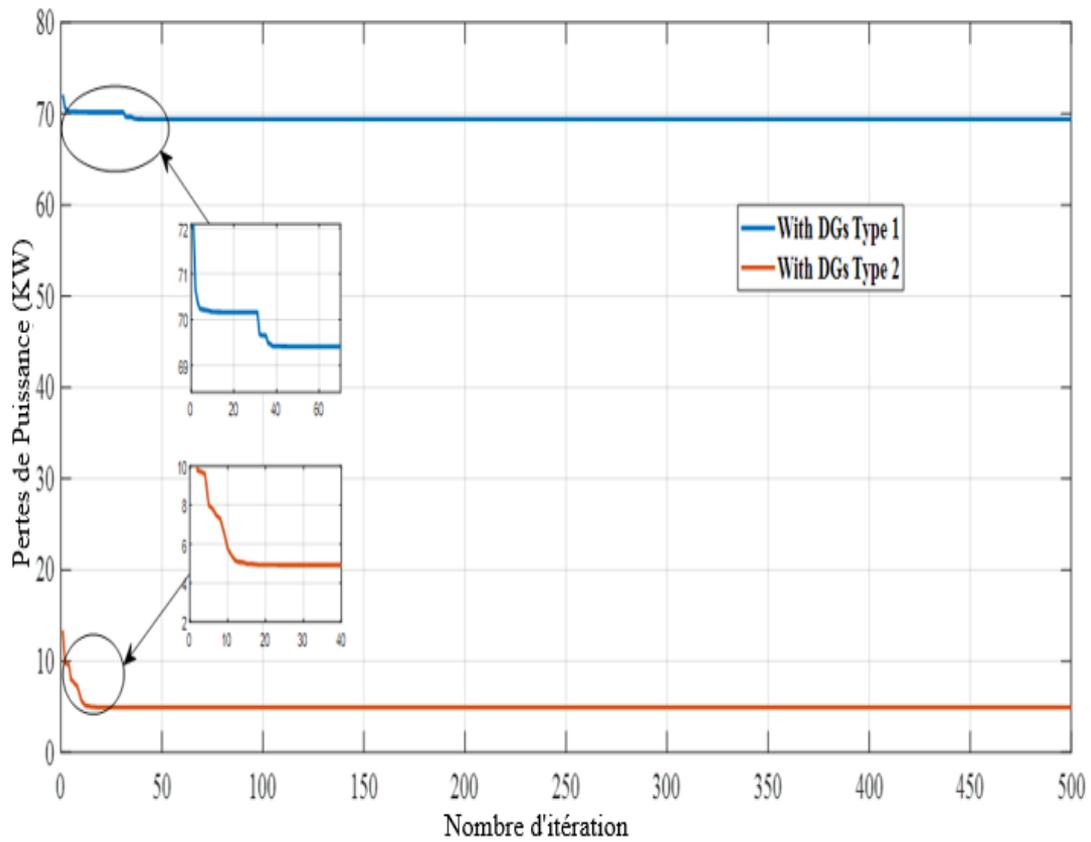


Figure 5.9. Caractéristiques de Convergence du IEEE 69-JB

Tableau 5.4 : Résultats Obtenus du Système IEEE 69-JB

Localisation et Taille Optimales de DG (KW) , (KVar)	Sans Compensation	Avec Compensation				
		Type 1		Type 2		
		Jeu-Barre	P <sub>DG</sub> (Kw)	Jeu-Barre	P <sub>DG</sub> (Kw)	Q <sub>DG</sub> (Kvar)
	-	11 61 18	526.7261 1031.13 961.1931	50 17 61	718.9939 1039.2820 1734.3407	513.8904 353.1794 1238.158
Taille Totale de la DG			2626.022		2975.3997	2105.2285
Total Perte active(KW)	224.9755	<b>69.4116</b>		<b>4.918</b>		
Total Perte réactive(Kvar)	102.13	<b>34.9468</b>		<b>2.4598</b>		
Réduction en % de P <sub>Perte</sub>	-	<b>69.14</b>		<b>97.81</b>		
Réduction en % de Q <sub>Perte</sub>	-	<b>65.78</b>		<b>97.59</b>		
Tension Minimale (pu)	0.9092	<b>0.9789</b>		<b>0.9927</b>		
Coût d'exploitation (\$/an)	546512.5318	<b>181210.5363</b>		<b>27289.3143</b>		
Économies Nettes (\$/année)	-	<b>365301.9955</b>		<b>519223.2175</b>		
% d'Économies	-	<b>66.84</b>		<b>95</b>		

Tableau 5.5 : Comparaison des Résultats de l'Intégration

Méthodes	DG		Pertes (KW)	% Réduction des Pertes	Tension Minimale (pu)	Coût Total d'exploitation (\$/année)	% d'Économies
	P <sub>DG</sub> (KW)	Jeu-Barre					
WOA [PRA 18]	489.02	11	69.72	69.00	0.9780	183633.531	59.41
	476.48	18					
	1680.3	61					
IWO [RAM 16]	238.1	27	76.12	66.16	0.9792	201272.794	58.91
	433.4	65					
	1326.6	61					
SA [PAD 10]	420.4	18	77.09	65.72	0.9760	192910.087	57.82
	1331.1	60					
	429.5	65					
BFOA [SAM 17]	295.4	37	75.21	66.16	0.9808	210125.474	61.89
	447.6	65					
	1345.1	61					
AEO	<b>526.7261</b>	<b>11</b>	<b>69.4116</b>	<b>69.14</b>	0.9789	<b>181210.5363</b>	<b>66.84</b>
	<b>1031.13</b>	<b>61</b>					
	<b>961.1931</b>	<b>18</b>					

5.3.3.1. Discussion des résultats

Sans placement de DG pour la fonction objective, les pertes actives et réactives dans le système sont obtenues comme 224.9755 (KW), 102.13 (KVar)

respectivement, la tension minimale est trouvée être 0.9092 (pu) et le coût d'exploitation est 546512.5318 (\$/année).

### Δ Type 1

La taille et l'emplacement optimaux de plusieurs DG sont indiqués dans le Tableau 5.4. La valeur de la capacité installée pour les DG multiples est de **2662.022 (KW)** et les emplacements optimaux sont respectivement les bus **11, 61 et 18**. Après le placement des DG, les pertes sont réduites de **224.9755 (KW)** à **69.4116 (KW)** et il y a une amélioration du profil de tension de **0.9092 (pu)** à **0.9789 (pu)** et le coût d'exploitation est réduit à **181210.5363 (\$/année)**.

### Δ Type 2

Le résultat du placement de DG de Type 2 qui injectent à la fois de la puissance active et de la puissance réactive est présenté dans le Tableau 5.4. En plaçant plusieurs DG de **2975,3997 (KW)** et **2105,2285 (KVar)** aux jeux de barres **50, 17 et 61** avec des tailles optimales de **718,9939 (KW)** **513,8904 (KVar)**, **522,0650 (KW)** **353,1794 (KVar)** et **1734,3407 (KW)** **1238,1586 (KVar)** respectivement, on obtient une réduction des pertes de puissance de **97,81 %** et une meilleure économie nette à **519223.2175 (\$/année)**, et un excellent profil de tension qui de **0.9092 (pu)** à **0.9927 (pu)**.

Ces importants résultats ont été obtenus dans les 40 premières itérations, comme le montre la (Fig. 5.10). La Fig. 5.8 montre le réseau assorti d'une optimisation du profil de tension pour différents cas et (Fig. 5.9) montre la réduction de la perte de puissance active sur chaque ligne pour différents cas.

Cette méthode est testée sur IEEE-69 jeux de barres dans le réseau radial de distribution, avec pour objectif principal de minimiser les pertes de puissance et le coût total d'exploitation.

A partir du Tableau 5.5 de comparaison, les résultats obtenus sont comparés à ceux d'autres méthodes ; ces résultats montrent que :

- L'algorithme AEO à une grande capacité de convergence ;

- L'algorithme AEO est facile à mettre en œuvre, ne nécessite pas de nombreux paramètres de réglage et permet différents types d'extensions ;
- L'algorithme AEO, fournit un bon optimum en termes de perte de puissance, de profil de tension et de coût.

#### 5.4. Deuxième Simulation de l'algorithme MFO

MFO, SAA [ABU 20] et MVO [SEY 15] sont implémentés, via le langage de programmation MATLAB, au problème d'allocation des batteries de condensateurs shunt afin de déterminer les placements et tailles optimaux des batteries de condensateurs. Deux réseaux de distribution radiaux IEEE sont utilisés comme systèmes de test pour valider la robustesse des outils d'optimisation susmentionnés. Le premier réseau à 33 jeux de barres est illustré à la (Fig. 5.2). Le second réseau à 69 jeux de barres est illustré sur la (Fig. 5.6). Ces systèmes standards sont les plus fréquemment utilisés dans les réseaux de distribution. Une description claire et détaillée de leurs caractéristiques est donnée au sommet.

Pour trouver l'optimum global, le coût d'installation des condensateurs doit être minimisé selon la fonction objectif. Par conséquent, seul le nœud candidat est considéré. Ceux-ci sont sélectionnés en utilisant le profil de tension du système, qui indique un nœud de faible amplitude de tension. Pour simuler le comportement réel du système, la courbe de charge du système de test est considérée.

Dans cette étude, les valeurs suivantes de la MFO sont appliquées :

- ✓ Nombre de la population = 100 ;
- ✓ Nombre maximum des itérations = 100 ;
- ✓ La position optimale de  $Q_{CB} = [13\ 14\ 15\ 16\ 17\ 18\ 31\ 32\ 33]$ ,
- ✓ Taille des compensateurs : de  $0 \leq Q_{CB} \leq 150$  (KVar).

Où, est JB-  $Q_{CB}$  le nœud sélectionné qui a la valeur de tension la plus basse, ils sont sélectionnés à partir de la figure de magnitude de tension.

##### 5.4.1. Résultats du système d'essai à IEEE-33

On sélectionne le réseau de distribution radial IEEE-33, Neuf jeux de barres sensibles, mis en évidence en rouge sur le schéma de la (Fig. 5.2), sont sélectionnés.

La (Fig. 5.10) illustre la perte de puissance avec et sans compensation dans le réseau. La magnitude de la tension est illustrée à la (Fig. 5.12).

Dans le système avec compensation, on observe une amélioration notable du profil de tension, lorsque les batteries de condensateurs sont couplées aux nœuds optimaux, par rapport au système sans compensation.

**Tableau 5. 6 : Résultat de la Comparaison des Allocations Optimales du Condensateur Basé sur Différents Algorithmes d'Optimisation**

	Scénario de base	Techniques					
		SAA		MVO		MFO	
		<i>Jeu Barre</i>	<i>Taille</i>	<i>Jeu Barre</i>	<i>Taille</i>	<i>Jeu Barre</i>	<i>Taille</i>
Localisation et Taille Optimales des Batteries des Condensateurs (KVAR)	–	13	50	13	50	13	100
		14	150	14	150	14	50
		18	50	18	50	16	50
		31	150	31	150	18	50
		32	150	32	150	31	150
		33	150	33	150	32	150
						33	150
Taille Totale de la CB (KVAR)	–	700		700		<b>700</b>	
Total P <sub>erte</sub> (KW)	210.9876	161.2667		161.2926		<b>161.2536</b>	
Tension Minimale (pu)	0.9038	0.9214		0.9223		0.9215	
% Réduction des Pertes	–	23.5657		23.5535		<b>23.5719</b>	
Coût Annuel des Pertes (\$/année)	99805.5743	76285.6078		76297.841		<b>76279.4029</b>	
Coût Annuel de Q <sub>CB</sub> (\$/année)	–	14000		14000		<b>14000</b>	
Coût Total Annuel (\$/année)	99805.5743	90285.6078		90297.841		<b>90279.4359</b>	
Économies nettes (\$/année)	–	9519.9665		9507.7333		<b>9526.1384</b>	
% d'Économies	–	9.5385		9.5262		<b>9.5446</b>	

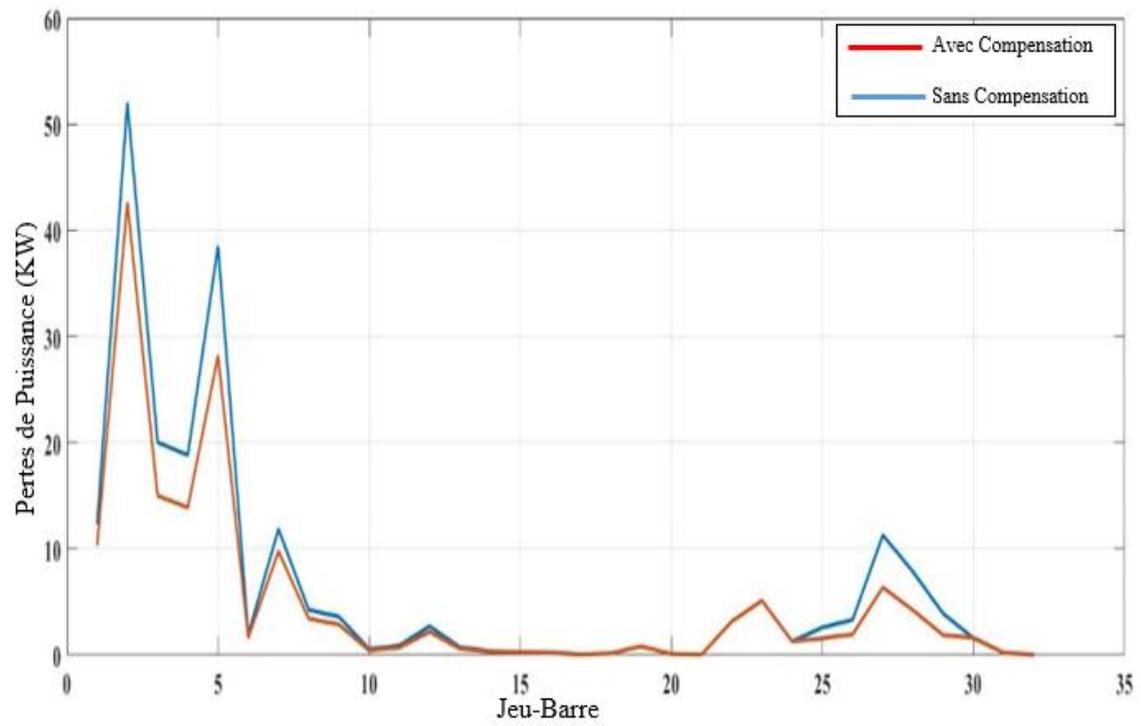


Figure 5.10. Perte de Puissance Sans et Avec Compensation en IEEE-33 J-B

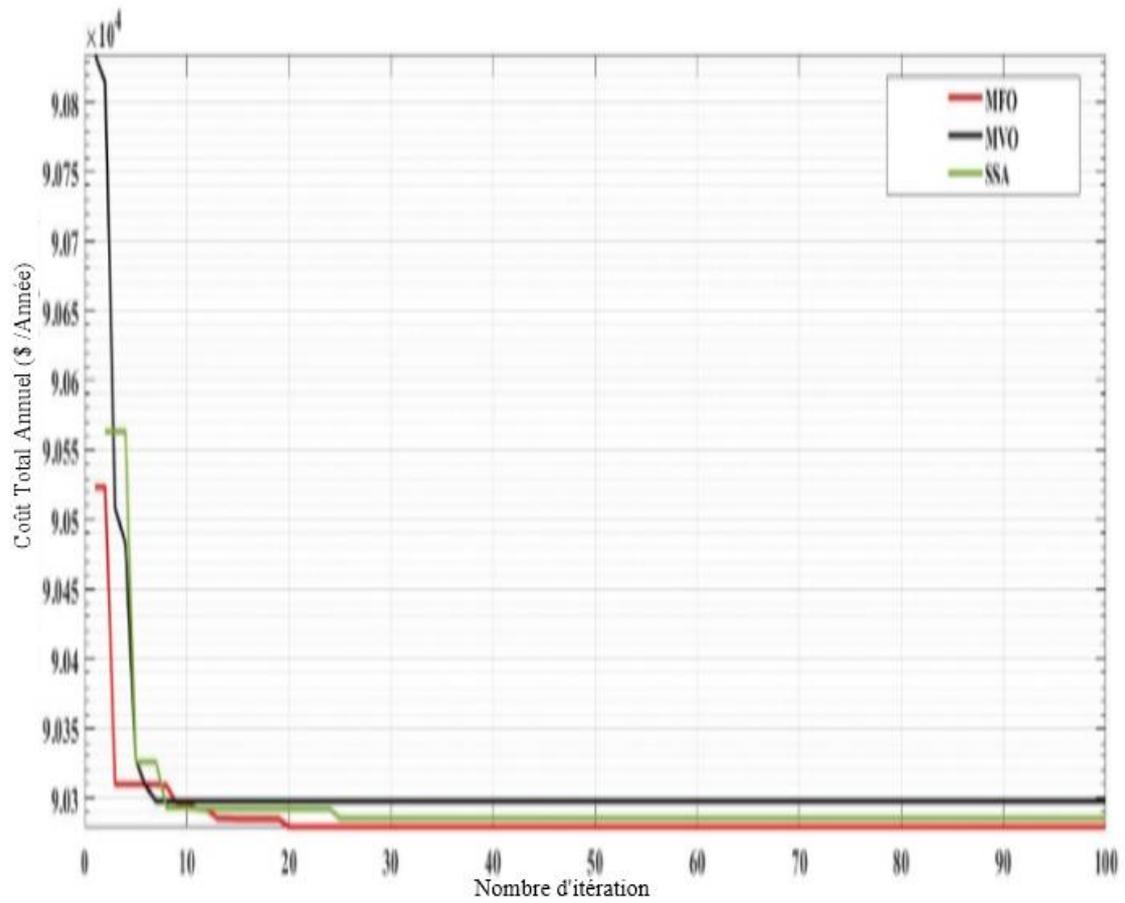
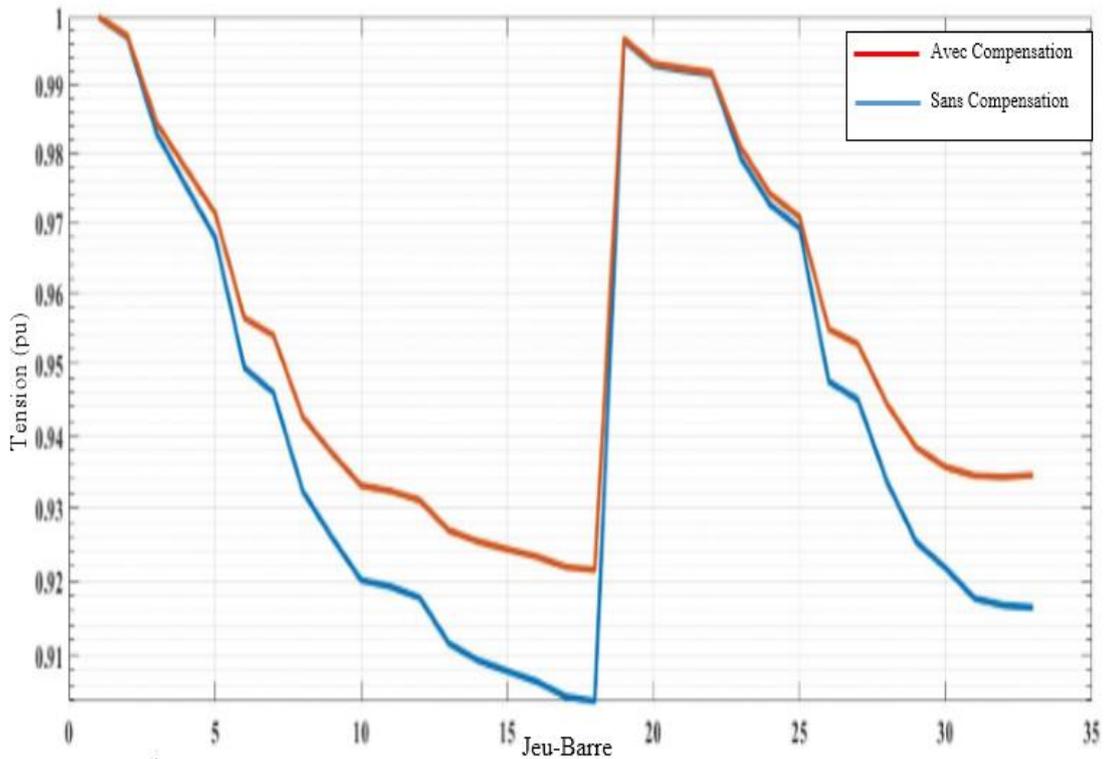


Figure 5.11. Caractéristiques de Convergence des Algorithmes d'Optimisation pour le Système IEEE 33



**Figure 5.12.** Magnitude de la Tension Sans et Avec Compensation

Tableau 5.6. Représente une comparaison des différents résultats, avec une allocation optimale des batteries de condensateurs (CB) en utilisant les méthodes proposées. Le placement du CB qui injecte de la puissance réactive correspond au résultat à **700 (KVar)** au niveau des jeux de barres avec des tailles optimales. Après compensation, les pertes sont réduites de **210.9876 (KW)** jusqu'à **SAA=161.2667 (KW)**, **MVO=161.2926(KW)**, **MFO = 161.2536 (KW)**, les coûts d'exploitation annuels sont diminués à **90279.4359 (\$/Année)** et la réduction de **23,5719 %** des pertes de puissance et une économie nette supérieure à **9526,1384 (\$/Année)**, (par rapport à MFO).

La (Fig. 5.11) montre clairement que toutes les techniques proposées sont performantes par rapport au système sans compensation, et que MFO obtient le résultat le plus satisfaisant non seulement en termes de critères de comparaison, mais aussi en termes de capacité de convergence.

#### 5.4.2. Résultats du système d'essai à IEEE-69

Le nombre maximal d'itérations est choisi égal à **T=200**. La taille de la population est fixée à **200**. Ce système de test est grand et dix-huit nœuds sensibles

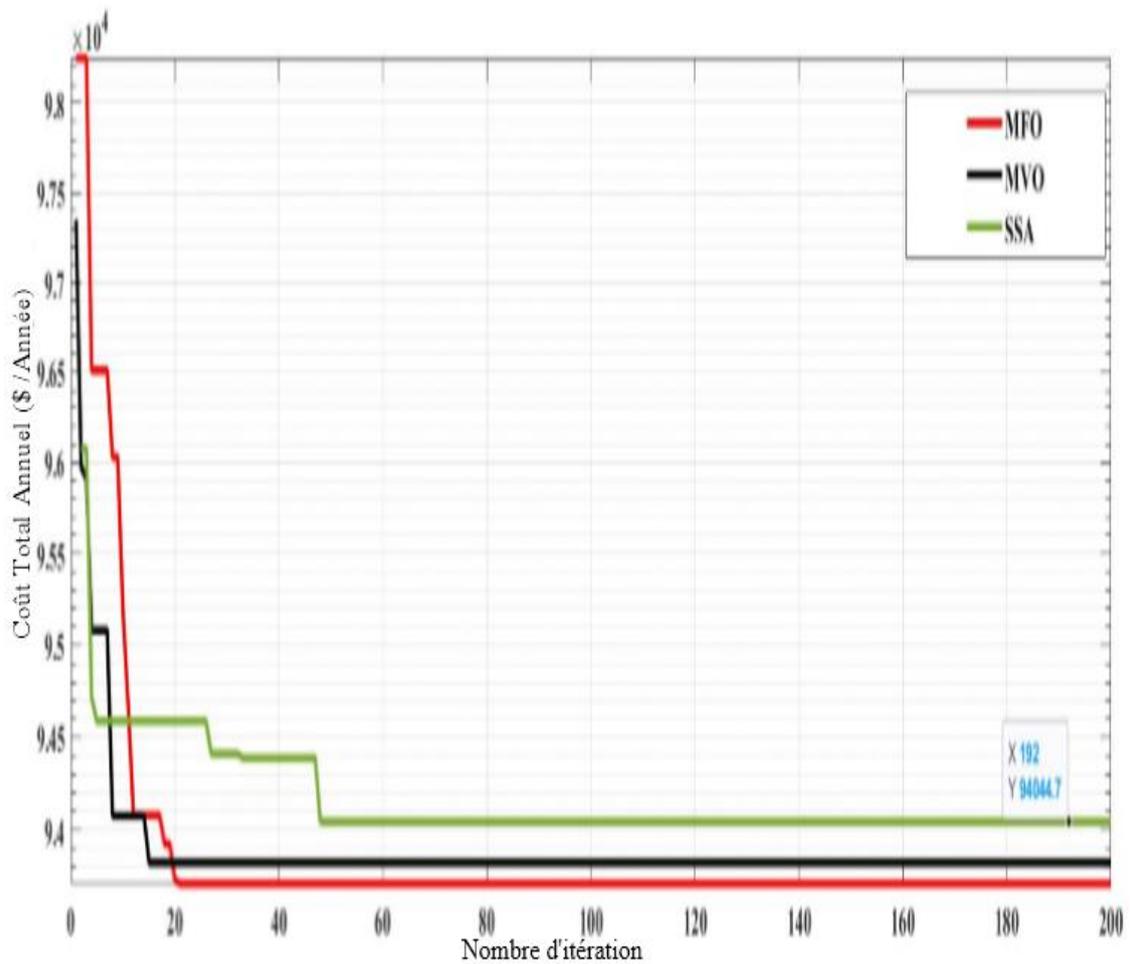
surlignés en bleu sont choisis. La (Fig. 5.14) montre le profil de tension. La compensation permet une amélioration considérable du profil de tension, lorsque les batteries de condensateurs (CB) sont couplées aux nœuds idéaux par rapport sans compensation. La (Fig. 5. 15) illustre la décroissance des pertes de puissance active avec et sans compensation dans ce réseau.

**Tableau 5. 7 :** Résultat de la Comparaison des CB optimales Basé sur Différents Algorithmes d'Optimisation

	Scénario de base	Techniques					
		SAA		MVO		MFO	
		<i>Jeu Barre</i>	<i>Taille</i>	<i>Jeu Barre</i>	<i>Taille</i>	<i>Jeu Barre</i>	<i>Taille</i>
Localisation et Taille Optimales des Batteries des Condensateurs (KVAR)	-	21	50	27	50	59	150
		24	50	59	150	61	150
		59	100	61	150	62	150
		61	150	62	150	64	150
		62	150	64	150	65	150
		64	150	65	150		
		65	150				
Taille Totale de la CBs (KVAR)	-	800		800		<b>750</b>	
Total Perte (KW)	224.9755	161.2667		161.2926		<b>166.3854</b>	
Tension Minimale (pu)	0.9092	0.9226		0.9231		0.9229	
% Réduction des Pertes	-	26.6652		26.0428		<b>26.8755</b>	
Coût Annuel de Pertes (\$/année)	106422.4105	78045.4692		778706.9897		<b>77820.7355</b>	
Coût Annuel de Q <sub>CB</sub> (\$/année)	-	16000		16000		<b>16000</b>	
Coût total annuel (\$/année)	106422.4105	94045.4692		93706.9897		<b>93706.9897</b>	
Économies nettes (\$/année)	-	12376.9413		12601.6749		<b>12715.4208</b>	
% d'Économies	-	11.63		11.8411		<b>11.948</b>	

La comparaison des différents résultats est présentée dans le Tableau 5.7 avec les emplacements optimaux des batteries de condensateurs et les tailles respectives en utilisant les techniques proposées. Le coût annuel des pertes varie de **106422.4105** (\$/année) à **78706.9897** (MFO). Ce Tableau montre que toutes les techniques proposées donnent de meilleurs résultats par rapport au système non-compensé, les résultats montrent que ces techniques sont faciles à mettre en œuvre et fournissent de bonnes solution. MFO est efficace et supérieure et qu'elle est la plus précise et la plus importante pour résoudre ces problèmes.

Pour finir, les résultats montrent que la méthode (MFO) proposée est plus efficace que (SAA) et (MVO) en termes de qualité de la solution et de comportement de convergence ainsi que les algorithmes évolutionnaires comme le montre la (Fig. 5.12).



**Figure 5.13.** Courbes de Convergence Comparatives des Caractéristiques de MFO avec d'autres Méthodes pour Système IEEE-69 JB

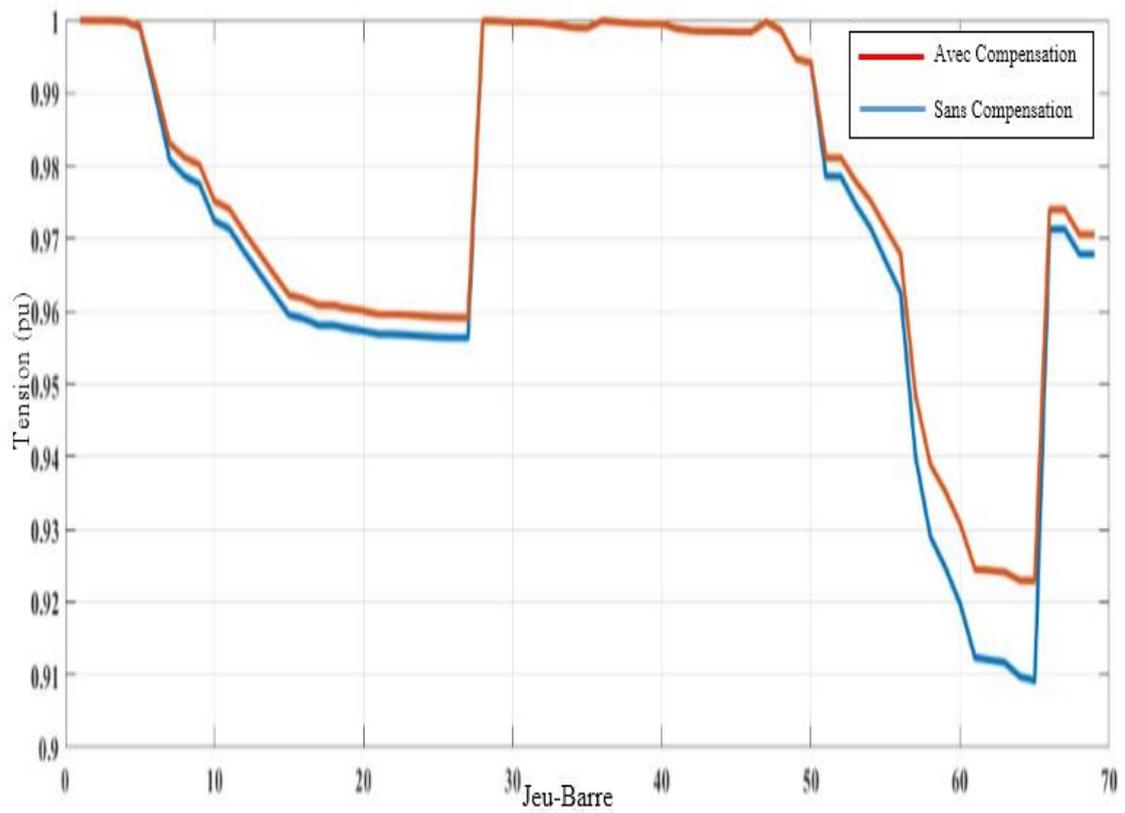


Figure. 5.14. Magnitude de la Tension du Réseau IEEE-69 Jeux de Barres

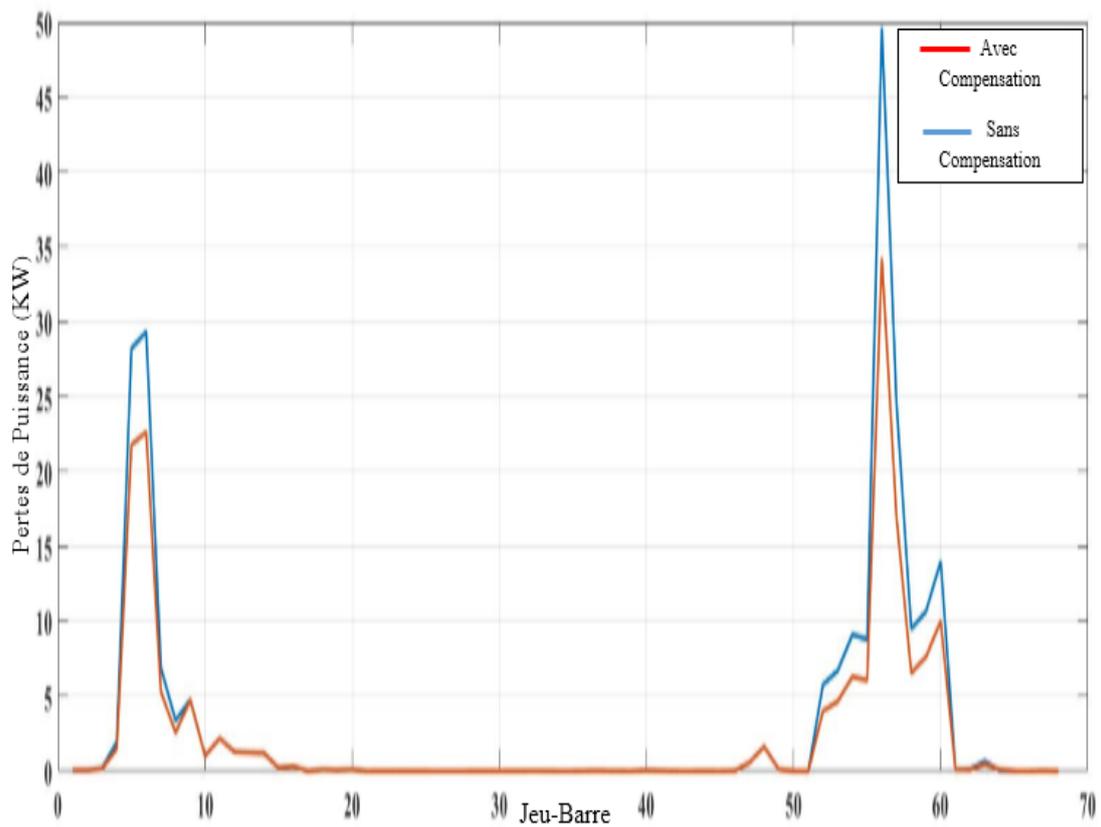


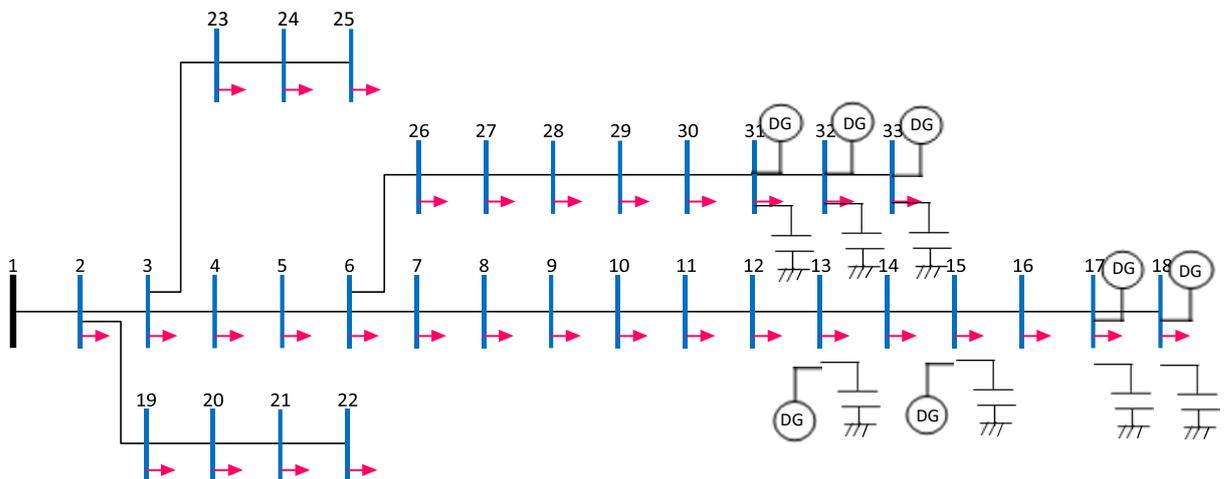
Figure 5.15. Les Pertes Actives de Puissance à IEEE-69 JB

### 5.5. Troisième Simulation d'un algorithme HBA

L'objectif de l'algorithme de blaireau de miel (HBA) est de réduire les pertes totales de puissance par intégration simultanée de la production décentralisée (DG) et de compensateurs (CB) au réseau de distribution IEEE-33 jeux de barres, selon les deux cas suivants :

#### ✚ Cas N°1

Localisation simultanée et optimale des DG et CB aux mêmes jeux de barres. Dans ce cas, on optimise la puissance active de DG (l'unité de production distribuée (PV)) ainsi que la puissance réactive de CB sur la même position (Fig. 5.16).



**Figure 5.16.** Réseau de Distribution Électrique IEEE33-Jeu de Barre Après Insertion Optimal

#### ✚ Cas N°2

Localisation optimale des compensateurs (CB) en fonction de la sélection des jeux de barres et des production décentralisée (DG) en fonction d'une localisation optionnelle.

Les critères de l'algorithme de blaireau de miel (HBA) sont :

- Nombre de la population est égal à 100 ;
- Nombre maximum des itérations est 100 ;
- Taille unique de DG :  $0 \leq P_{DG} \leq 100$  (KW) ;
- Taille unique de CB :  $0 \leq Q_{CB} \leq 150$  (KVar) .

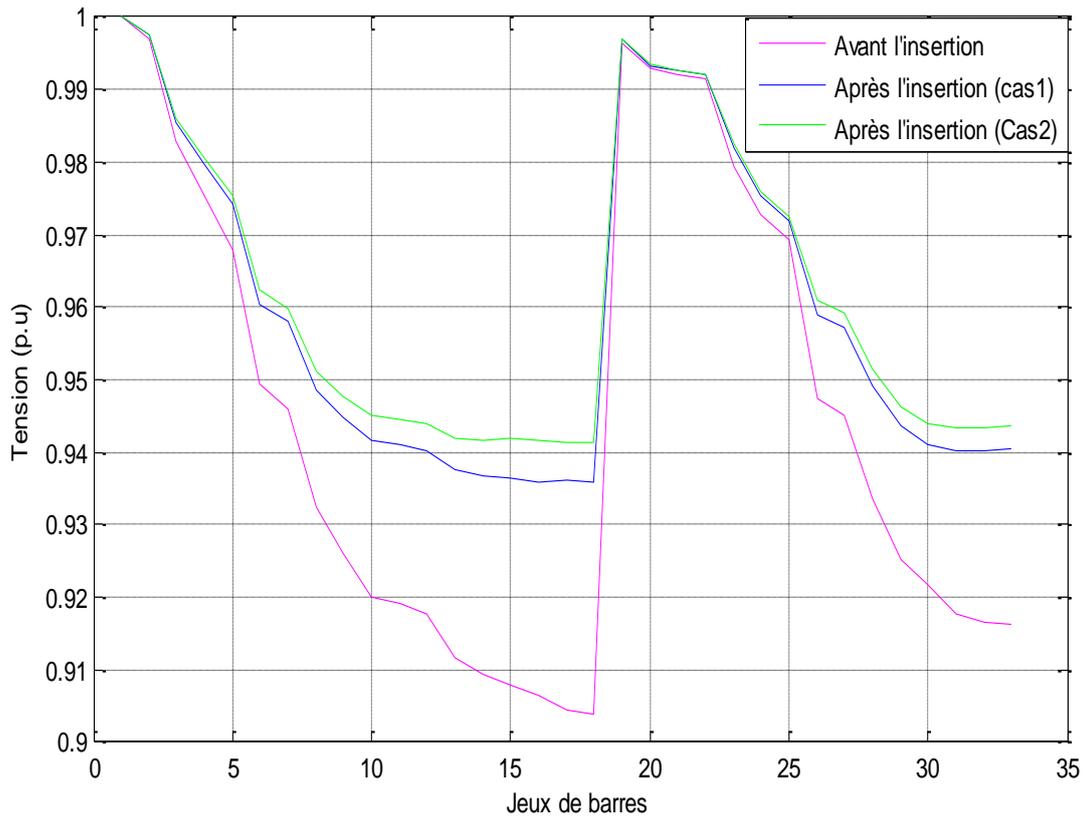


Figure 5.17. Le profil de tension aux différents jeux de barres du réseau

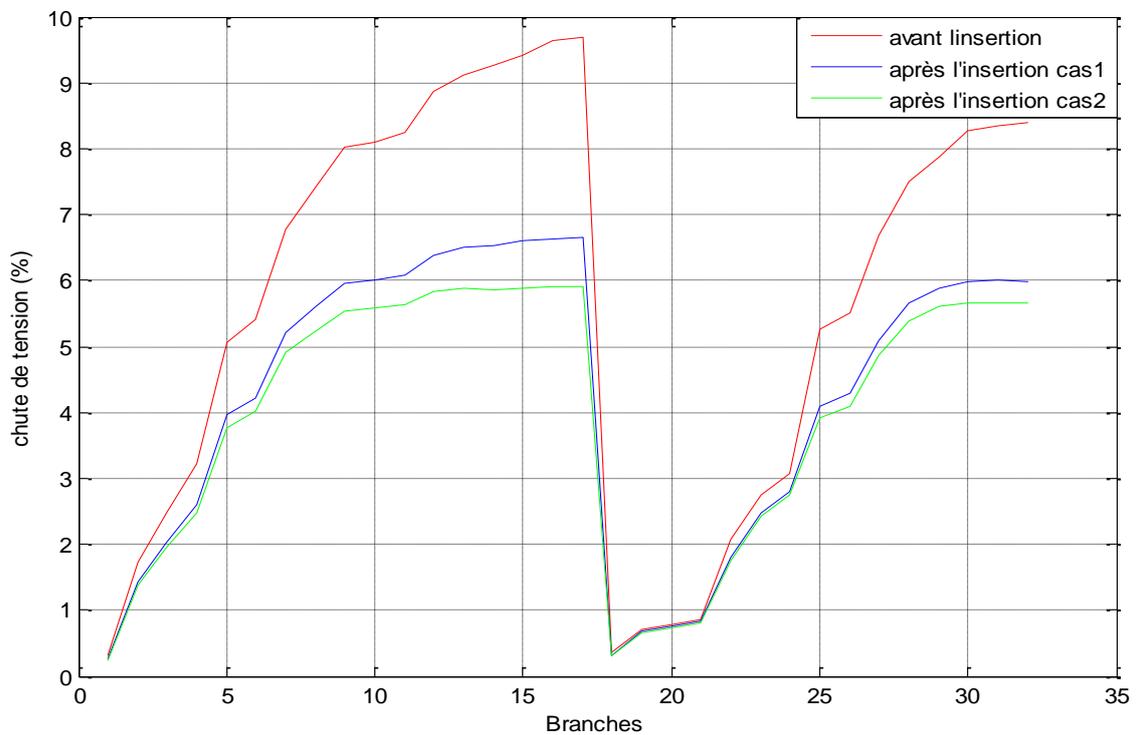
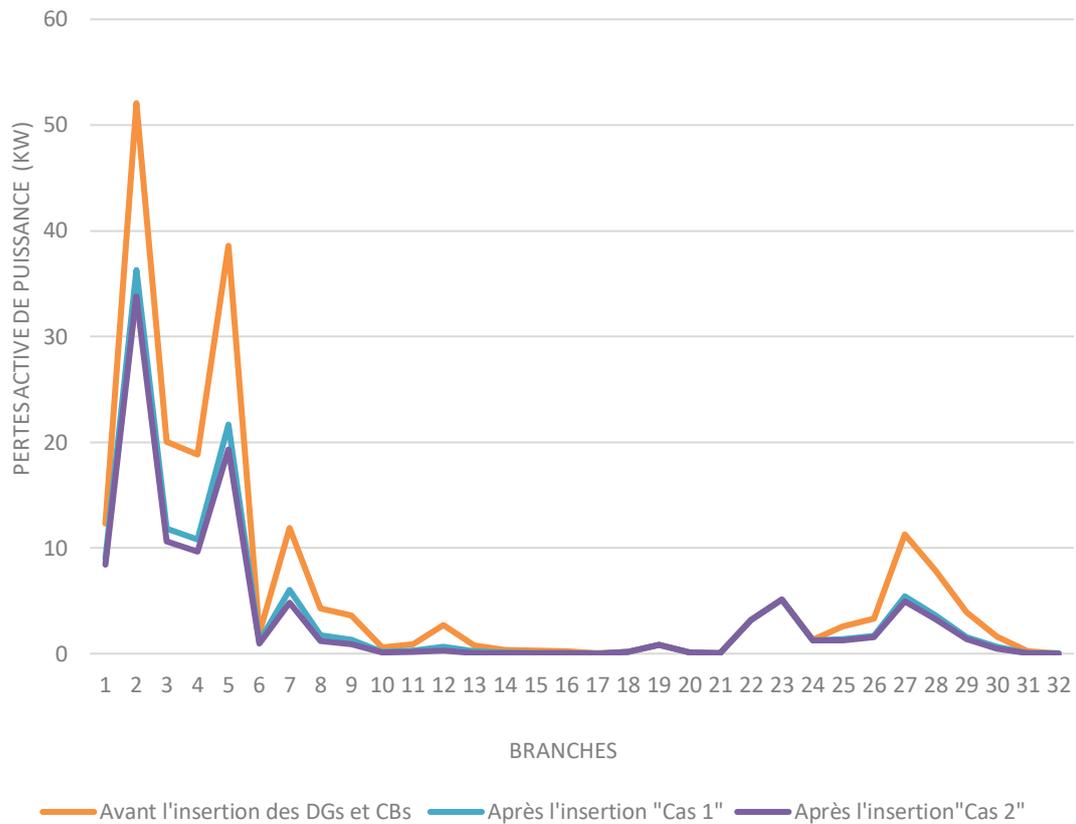


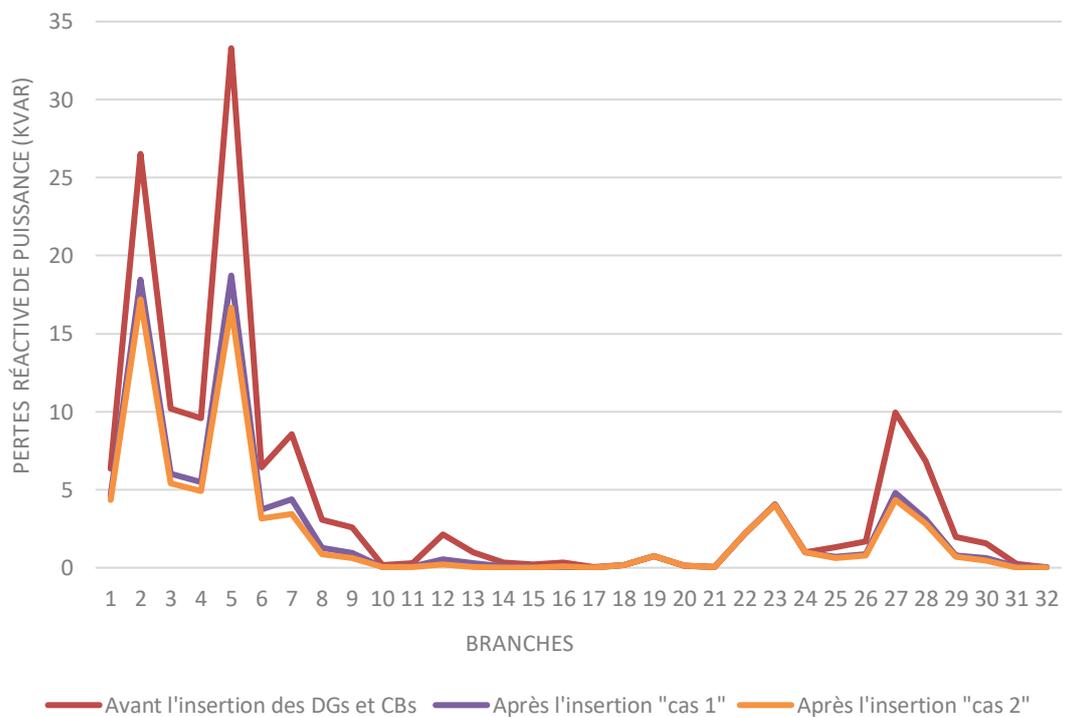
Figure 5.18. La Chute de Tension au Niveau des Branches

Les (Fig. 5.17 et 5.18) illustrent, respectivement, le profil de tension aux différents jeux de barres du réseau (avant et après l'intégration des DG et CB) et les chutes de tension aux branches (avant et après l'intégration des DG et CB).

Les (Fig. 5.19 et 5.20) décrivent les pertes actives et réactives de puissances d'avant et après l'intégration.



**Figure 5.19.** Les Pertes Actives de Puissance aux Branches



**Figure 5.20.** Les Pertes Réactives de Puissance aux Branches

Les (Fig. 5.21 et 5.22) indiquent le coût total (Pertes, DG, CB) et les pertes totales actives (avant et après l'intégration).

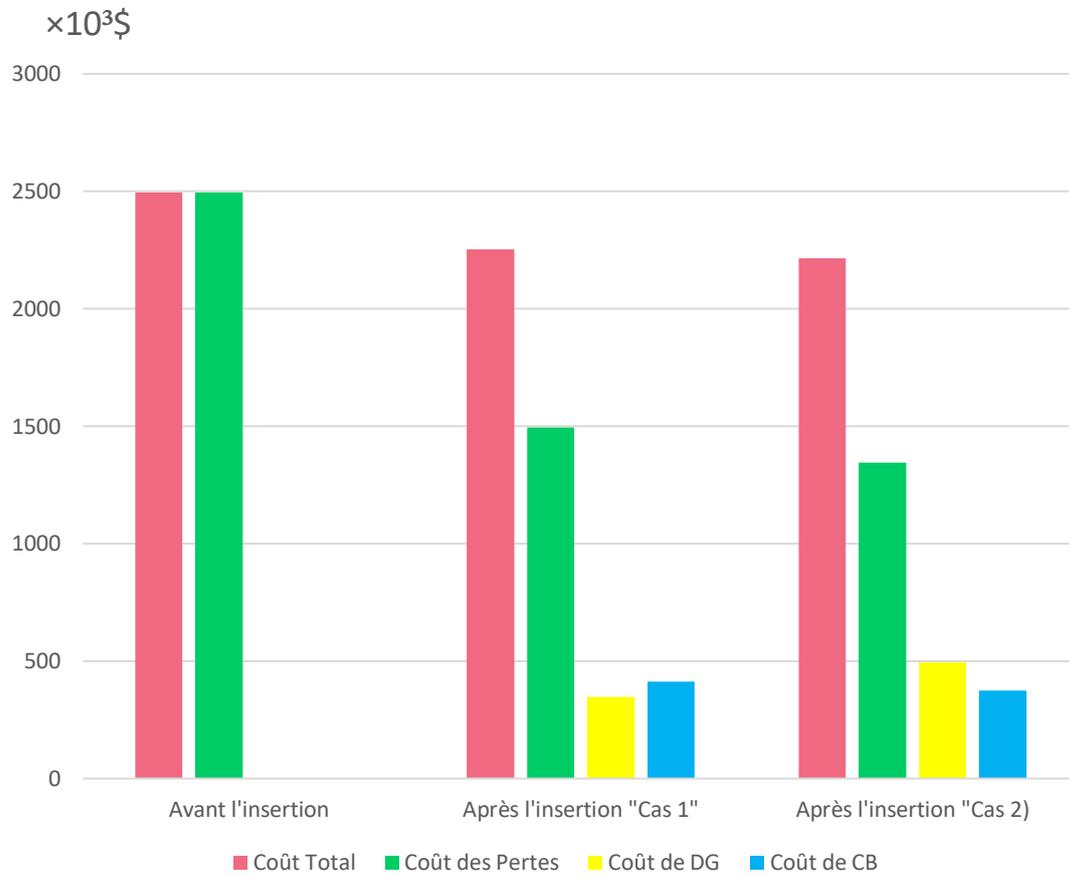


Figure 5. 21. Le Coût Total (Pertes, DG, CB)

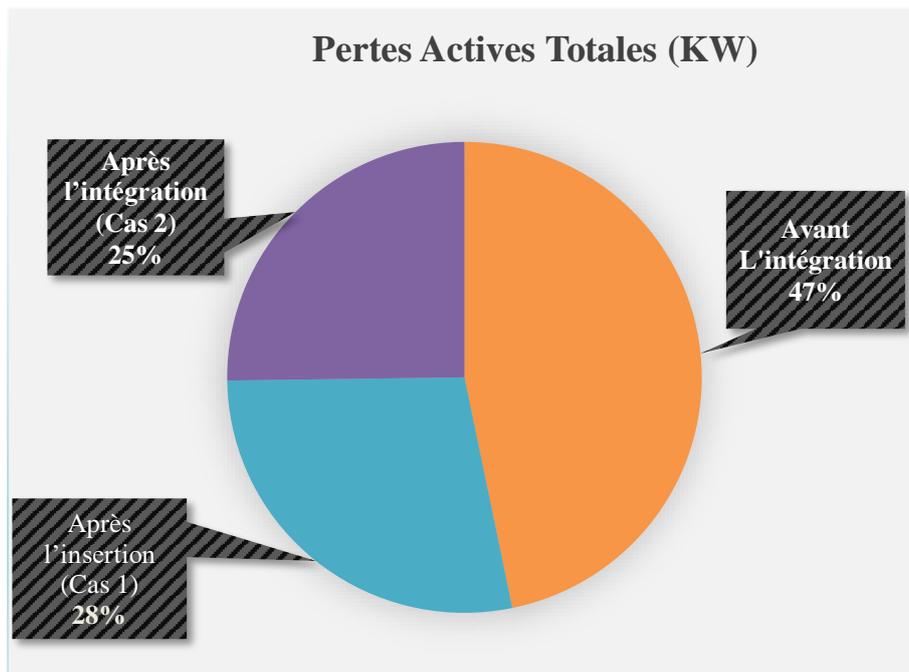


Figure 5.22. Les pertes Active de Puissance Totales

Tableau 5.8 : Comparaison des Résultats de l'Intégration pour les Deux Cas

	Base	Cas -1-			Cas -2-			
		Jeu- Barre	P <sub>DG</sub> (KW)	Q <sub>CB</sub> (KVar)	Jeu- Barre	P <sub>DG</sub> (KW)	Jeu- Barre	Q <sub>CB</sub> (KVar)
Taille et Position Optimal des Compensateur (CB) et DG	-	13	49.5	50				
		15	49.5	50	14	99	15	150
		17	49.5	50	16	99	31	150
		18	49.5	50	17	99	32	50
		31	49.5	50	31	99	33	
		32	49.5	50	32	99		
		33	49.5	50				
Coût des Pertes (K\$)	-	<b>1494600</b>			<b>1345600</b>			
Total P <sub>Perte</sub> (KW)	210.9876	<b>126.3865</b>			<b>113.7837</b>			
Tension Minimum (pu)	0.9038	<b>0.9358</b>			<b>0.9457</b>			
% Chute de Tension	9.6908	<b>6.7310</b>			<b>5.9049</b>			
Coût Total (K\$)	2495100	<b>2253600</b>			<b>2215600</b>			
Coût de DG (K\$)	0.9038	<b>346500</b>			<b>495000</b>			
Coût de CB (K\$)	-	<b>412500</b>			<b>375000</b>			
Taux de pénétration de DG	-	<b>10.2716</b>			<b>15.3727</b>			

### 5.5.1. Résultats de la discussion

Avant l'installation de la production décentralisée (DG) et des compensateurs (CB), les pertes totales de puissance active sont égal à **210,9875** (KW), le coût total (fonction objectif) est égal à **2495,1 × 10<sup>3</sup>**(K\$) et la plus faible valeur de tension est **0,9037** (p.u ) dans le jeu de barres (18) ; ceci est dû à sa distance du jeu de barres de référence "1". Ils démontrent également que la plus grande perte est enregistrée dans la **deuxième** branche pour les pertes actives avec une valeur de **52,076** (KW) et dans la **cinquième** branche pour les pertes réactives avec une valeur de **33,291**(KVar).

Les résultats de l'intégration de la taille et de l'emplacement des DG et des compensateurs optimaux , selon des deux cas suivants :

- Le premier cas, on conclut de ces résultats qu'il y a une diminution significative du coût total. Le coût des pertes actives seules dans le cas initial du réseau sont de  $2495,1 \times 10^3$  (K\$) avant l'insertion. Mais, après l'insertion optimale, le coût des pertes actives seules est de  **$2253.6 \times 10^3$  (K\$)**; le coût total (le coût des pertes actives avec le coût d'installation des DG et CB).

On peut voir que lorsque les DG et CB sont insérés, la tension aux barres augmente considérablement, le voltage à JB-18 passe de 0,9037 (p.u) à **0,9358 (p.u)**, en raison de l'effet de l'installation des compensateurs. La chute de tension a diminué de **3,0478 %** à la branche 17.

- Le second cas, nous constatons que le coût d'insertion des compensateurs a diminué par rapport au cas précédent, mais que le coût de la DG a augmenté. Ceci affecte positivement la performance technique du réseau ainsi que l'aspect économique. Parce que cela donne le coût le plus bas et les pertes actives les plus faibles et donc l'optimisation dans ce cas est meilleure que dans le premier cas.

Dans ce cas, la tension au niveau des jeux-barres a augmenté "amélioration", par rapport au cas précédent, la chute de tension a même diminué aux branches, cette diminution étant de **0,739%** à la branche 17 (cas 1). ans le deuxième cas, à la même branche, la valeur est de **9,6908%** à **5,9049%**.

Les pertes de puissance active et réactive dans chaque chaîne ont également diminué par rapport au cas précédent, les pertes actives diminuant dans la deuxième chaîne de **36,2854** à **33,7731 (KW)**.

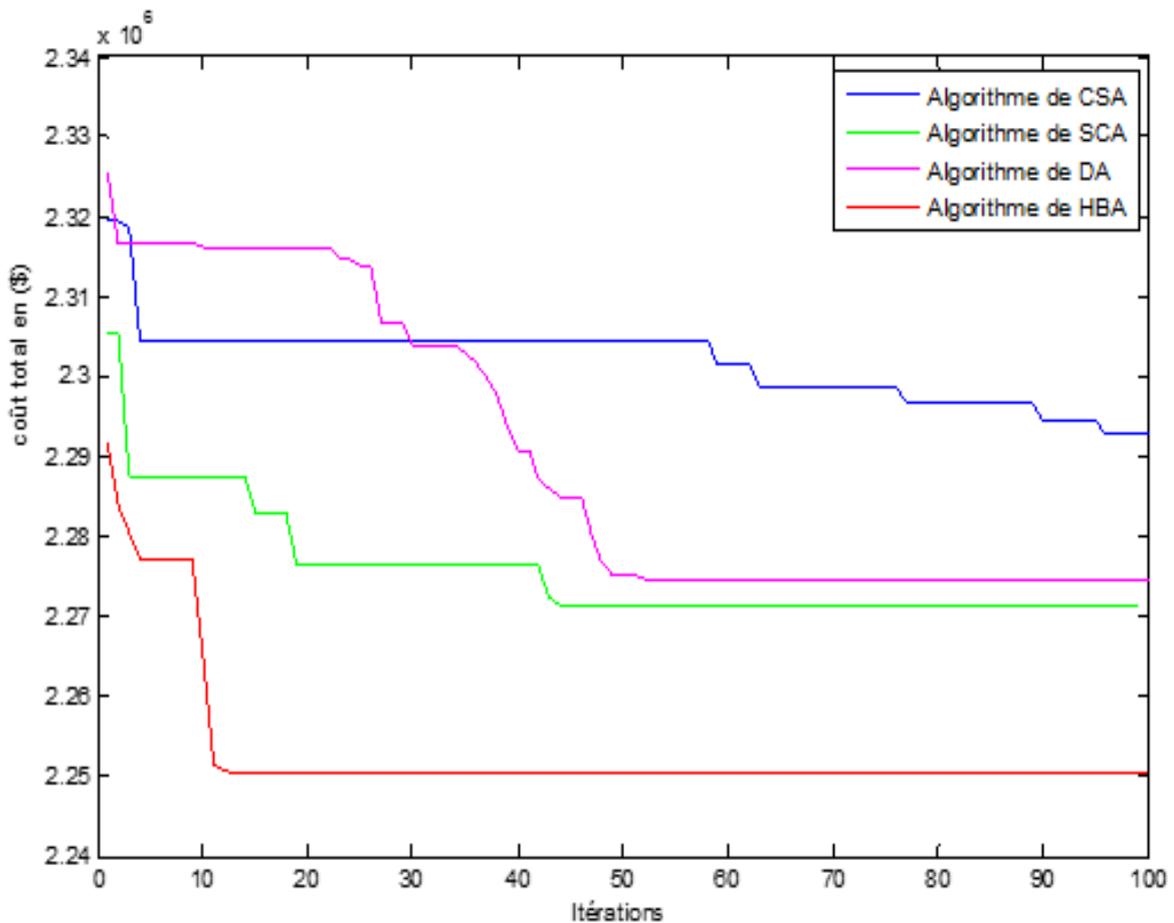
En comparant les résultats obtenus en ce qui concerne le coût total avant et après l'insertion des DG et CB :

- Nous constatons que cette intégration a un impact technique et économique positif sur le fonctionnement du réseau de distribution, puisqu'il y a une diminution du coût total après l'insertion optimale de ces installations. En effet,
- On constate que même après l'insertion, le coût d'installation avec le coût total des pertes est inférieur au coût total des pertes avant l'insertion. Les résultats obtenus prouvent l'influence positive de l'insertion simultanée de DG et de CB d'une manière optimale en appliquant l'algorithme HBA dans le

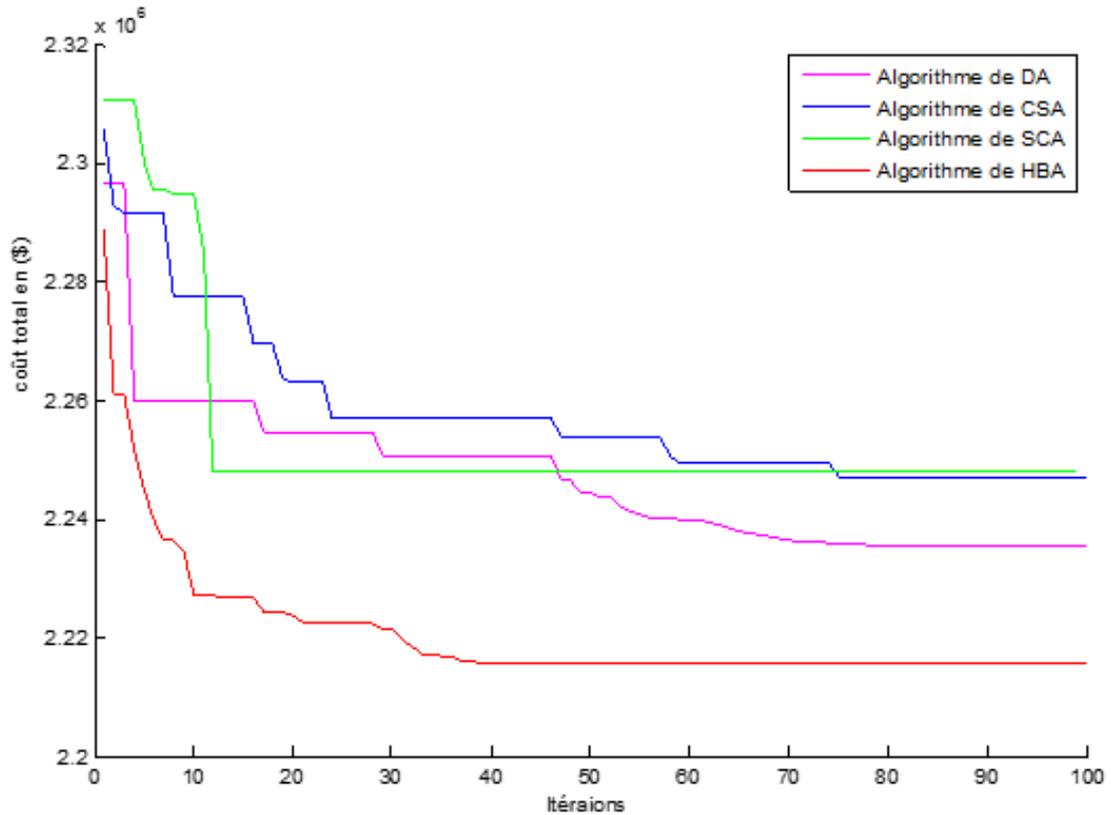
réseau de distribution, où il affecte la performance du réseau sur le plan de la tension aussi bien que les pertes totales de puissance active et réactive et le coût total comparé au cas initial.

- On peut constater que le meilleur profil de tension ainsi que les pertes totales de puissance active et le coût total les plus faibles sont obtenus dans le cas 2, et ce parce que, comme les variables de contrôle dans le deuxième cas sont plus nombreuses, cela permet à l'algorithme d'optimisation de rechercher dans une gamme plus large avec un espace de recherche plus développé.

À cette étape, nous allons comparer l'algorithme Honey Badger (HBA) avec d'autres algorithmes populaires CSA [NGU 15], SCA [MAW 21], DA [RED 16]. Nous faisons cette comparaison pour les deux cas mentionnés précédemment, où nous incluons l'insertion optimale de condensateurs afin de trouver la meilleure solution à la fonction objectif. Cela se fait en observant les courbes de convergence de la fonction objectif. Les résultats obtenus montrer dans les courbes suivantes :



**Figure 5.23.** Courbe de Convergence du Coût Total pour différents algorithmes "Cas1"



**Figure 5.24.** Courbe de Convergence du Coût Total pour des algorithmes différents "Cas2"

Dans chaque cas, nous observons que la meilleure courbe de convergence est celle de l'algorithme 'HBA' que nous avons utilisé dans notre travail, car il nous fournit la meilleure solution de la fonction objectif. Nous en déduisons que l'algorithme du Blaireau de miel (HBA) est le plus efficace parmi ces algorithmes, car il s'est avéré très efficace pour résoudre ce type de problème d'optimisation.

## Conclusion

En conclusion, ce chapitre a présenté la formulation mathématique de notre problème d'optimisation pour déterminer les positions et tailles optimales des unités DG et des compensateurs à incorporer dans le réseau de distribution électrique en prenant en compte les objectifs techniques et économiques. Nous avons utilisé les algorithmes d'optimisation AEO, MFO et HBA pour optimiser l'emplacement des unités DG et des compensateurs, ainsi que leur dimensionnement, dans le réseau de distribution électrique. Nous avons également analysé l'écoulement de l'essai radial des deux réseaux test au IEEE 33-69 jeux de barres pour évaluer l'impact de

l'intégration des unités DG et des compensateurs sur les grandeurs telles que les pertes de puissance active, les tensions aux jeux de barres et la chute de tension

*CONCLUSION*

*GÉNÉRALE*

### Conclusion générale

Les réseaux de distribution électrique soient essentiels pour assurer une alimentation électrique fiable et de qualité, la gestion de ces réseaux peut présenter des défis en raison de la complexité croissante des systèmes électriques, de la variabilité de la production d'énergie renouvelable et de la demande énergétique fluctuante. Dans cette thèse, nous avons examiné l'utilisation des méthodes d'optimisation pour résoudre certains de ces problèmes, en se concentrant sur l'intégration optimale de la génération distribuée et des banques de condensateurs dans les réseaux de distribution électrique.

Au début, nous avons calculé l'écoulement de puissance au niveau des deux réseaux IEEE 33-69 jeux de barres au moyen avec la méthode la plus répandue (balayage avant-arrière BFS) pour analyser les grandeurs qui suivent dans le réseau radial de distribution : pertes de puissance active, tensions aux barres, chute de tension, etc. Puis, on a choisi de nouvelles techniques d'optimisation basée sur l'intégration optimale de la production d'énergie distribuée (DG) et des banques de condensateurs (CB) afin d'appliquer ces méthodes à ce réseau. Ensuite, Nous formulons mathématique de notre problème d'optimisation pour déterminer les positions et tailles optimales des unités DG et CB sur le réseau de distribution électrique, en prenant en compte les objectifs techniques et économiques. Nous partons par la fonction objective, les contraintes et les variables de décision pour évaluer avant et après l'intégration réalisée à l'aide de trois algorithmes d'optimisation : l'AEO "Artificial Ecosystem Optimization", le MFO "Moth-Flame Optimization" et le HBA "Honey Badger Algorithm". Enfin, nous présentons nos résultats et discutons de leur impact sur le réseau de distribution, en comparaison des résultats obtenus grâce aux autres algorithmes du même système d'essai.

Les résultats obtenus ont montré que l'intégration des unités DG et des compensateurs dans le réseau de distribution électrique permet d'améliorer la tension du système et en augmentant l'utilisation des énergies renouvelables, tout en réduisant les pertes de puissance active et les coûts d'exploitation. De plus, les algorithmes

d'optimisation utilisés ont permis de trouver rapidement des solutions de qualité, ce qui montre leur efficacité et leur rentabilité pour la planification énergétique.

Nous sommes convaincus que les résultats de notre travail auront une grande importance pour les professionnels de l'industrie électrique, les chercheurs et les décideurs, en leur fournissant des solutions innovantes pour la planification et la gestion des réseaux de distribution électrique. Nous espérons également que ce travail contribuera à la littérature existante sur l'optimisation des réseaux de distribution électrique en fournissant de nouvelles perspectives et des solutions innovantes pour répondre aux défis futurs de l'industrie électrique.

Enfin, ce travail souligne la nécessité de poursuivre les recherches et le développement dans le domaine de l'optimisation des réseaux de distribution électrique, en particulier dans le contexte de la transition énergétique actuelle. En perspective, nous proposons la continuité sur cet axe de recherche en étalant sur les points intéressants suivants :

- ❑ Intégration de plusieurs unités de production décentralisées et de compensateurs dans un réseau de distribution plus complexe.
- ❑ Intégration d'autres types de systèmes de production d'énergie comme (petites centrales hydrauliques, éoliennes) avec la connexion au réseau électrique ;
- ❑ La combinaison efficace de différentes méthodes d'optimisation pour améliorer la performance des réseaux de distribution et relever de l'industrie électrique
- ❑ Développer d'autres méthodes méta-heuristiques nouvelles dont le but de résoudre le problème d'optimisation ;
- ❑ Modélisation du réseau de distribution de Biskra,
- ❑ Analyse de l'écoulement de puissance du réseau de distribution de Biskra,
- ❑ Application des méthodes d'optimisation récentes sur le réseau de distribution de Biskra.

*RÉFÉRENCES*

*BIBLIOGRAPHIQUES*

## Références Bibliographiques

[ABU 20] Abualigah, Laith, "Salp swarm algorithm: a comprehensive survey", *Neural Computing and Applications* 32 (2020): 11195-11215, 2020.

[ARA 14] Arash Zeinalzadeh, Y. Mohammadi, "Optimal multi objective placement and sizing of multiple DGs and shunt capacitor banks simultaneously considering load uncertainty via MOPSO approach", *ELSEVIER*, 2014.

<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.12.010>

[AIS 16] AISSAOUI.A, "Planification des réseaux électriques de distribution pour une présence massive de la génération d'énergie dispersée", Thèse de Doctorat, Université Djillali Liabes de Sidi Bel Abbès, 2016.

[ABD 21] A. BOUKAROURA, "Contribution à la modélisation et à l'optimisation des réseaux de distribution sous incertitudes", Thèse de Doctorat, Université Larbi Ben M'hidi-Oum El Bouaghi, 2021.

[ALI 06] AIIREZA Soroudi, "Architecture des réseaux de distribution en présence de production décentralisée - planification sous incertitudes et modes d'exploitation décentralisés", Thèse de Doctorat, Université de Grenoble, 2006.

[ABD 16] ABDELLAH Draïdi, "Répartition optimale des puissances utilisant les techniques de l'intelligence artificielle", Thèse de Doctorat, Université Des Frères Mentouri, Constantine, 2016.

[BOU 18] BOUMEDIENE Alloua M, "Méthodes numériques appliquées ", *Rappels de cours*, Université de Bechar, 2018.

[BOR 10] BORIS Berseneff, "Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur", Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2010.

[BAH 18] BAHRAMI.M, Bozorg.Haddad, "Advanced Optimization by Nature-Inspired Algorithms", *Studies in Computational Intelligence*, 2018.

<https://doi.org/10.3390/sym12081234>

[CHE 92] CHERKAOUI.R, "Méthodes heuristiques pour la recherche de configurations optimales d'un réseau électrique de distribution", Thèse de doctorat de l'EPF de Lausanne, 1992.

[CHA 14] CHABANE Djabali, "Contribution à l'optimisation de la reconfiguration des réseaux de distribution en présence de la production décentralisée", Thèse de doctorat, Université de Setif, 2021.

[DJA 08] DJAMEL Labeled, "production décentralisée et couplage au réseau", Thèse de doctorat, Université Des Frères Mentouri, Constantine, 2008.

[DUN 11] J. DUNCAN Glover, Mulukutla Sarma, Thomas Overbye, "Power System Analysis and Design", Cengage Learning, 3 janv. 2011.

[DIO 18] DIOP. F, " Analyses probabilistes pour les réseaux électriques de distribution", Thèse de doctorat, Université Paris-Saclay, 2018.

[FAT 21] Fatima. A. Hashim, E. H. Houssein, H. Kashif, M. S. Mabrouk et W. Al-Atabany, "Honey Badger Algorithm: New metaheuristic algorithm for solving", Journal of Elsevier, 2021.

[FOU 09] FOUAD Kouadra, "Études des variations rapides de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau MT", Mémoire de magister, Université Des Frères Mentouri, Constantine, 2009.

[FRÉ 06] FRÉDÉRIC Bonnans, J.C. Gilbert, "Numerical Optimization Theoretical and Practical Aspects", ISBN: 978-3-540-35445-1, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg New York, 2006.

[GHE 19] M. GHEBBACHE, "Stratégies de commande d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique dans le but d'optimiser la qualité de l'énergie", Thèse de doctorat : Université du Québec, 2019.

[GUR 17] GURPREET K & HARMEET S, "Power Flow Analysis of Radial Distribution System using Backward/Forward Sweep Method", International Journal for Research in Applied Science & Engineering Technology (IJRASET) ISSN: 2321-9653; IC Value: 45.98; SJ Impact Factor:6.887 Volume 5 Issue VII, July 2017.

[IME 17] DJEDIDI Imene, " Protection à maximum de courant à caractéristique de déclenchement programmable", Mémoire de master, Université Mohamed Khider Biskra, 2017.

[HON 21] HONEY Badger, 2021. Consultee: <http://www.honeybadger.com/Le: 09 septembre 2023>

[HAC 12] HACHEMI. H, "Contrôle non linéaire d'un compensateur statique d'énergie réactive", Thèse de magister : Université des Sciences et de la Technologie-Mohamed Boudiaf d'Oran, 2012.

[HAS 21] HASSEN Belila, "Amélioration des performances du réseau par l'utilisation d'un système FACTS : applications aux sources photovoltaïques", Thèse de doctorat , Université Larbi Ben M'hidi-Oum El Bouaghi, 2021.

[HAN 13] HANAA Hachimi, "Hybridations d'algorithmes méta-heuristiques en optimisation globale et leurs applications", Thèse de Doctorat, INSA de Rouen, 2013.

[LIN 09] LINDA Slimani, "Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes méta-heuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité déréglé", Thèse de Doctorat, Université de Setif, 2009.

[KAR 07] KAROBOGA.D, B. BASTURK, "On the performance of artificial bee colony (ABC) algorithm", Science Direct Applied Soft Computing, vol. 8, no. 1, pp. 687–697, 2007.

[MIT 17] N. MITHULANANTHAN, D. Q. Hung, and K. Y. Lee, "Intelligent Network Integration of Distributed Renewable Generation", Springer International Publishing, Berlin Germany, 2017.

[MIR 15] MIRJALILI, Seyedali. "Moth-flame optimization algorithm: A novel nature-inspired heuristic paradigm." Knowledge-based systems 89: 228-249, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.knosys.2015.07.006>

[MIC 14] MICHLINE Ganesh S, "Power Flow Analysis for Radial Distribution System Using Backward/Forward Sweep Method", World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Electrical and Computer Engineering Vol:8, No:10, 2014.

[MAW 21] MAWGOUD Abdel, Hussein, "Optimal allocation of DG and capacitor in distribution networks using a novel hybrid MFO-SCA method", *Electric Power Components and Systems* 49.3: 259-275, 2021. <https://doi.org/10.1080/15325008.2021.1943066>

[MER 01] MERLIN, GERIN, "Guide de la compensation d'énergie réactive et filtrage d'harmoniques (HT/MT) N° 6 ", Groupe Schneider, 2001.

[MAH 21] MAHYAR Sadrishojaei, Nima Jafari Navimipour, Midia Reshadi, Mehdi Hosseinzadeh, "Clustered Routing Method in the Internet of Things Using a Moth-Flame Optimization Algorithm", *International of journal communication systems*, 09 September 2021. <https://doi.org/10.1002/dac.4964>

[NAD 14] NADHIR Ketfi, "Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée", Thèse de Doctorat, Université de Batna, 2014.

[NGU 15] NGUYEN Thuan Thanh, and Anh Viet Truong, "Distribution network reconfiguration for power loss minimization and voltage profile improvement using cuckoo search algorithm", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 68: 233-242, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.12.075>

[OLI 06] OLIVIER Richardot, "Réglage coordonné de tension dans les Réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée", Thèse de Doctorat, Institut National polytechnique de Grenoble\_INPG, 2006.

[PHI 05] PHILIPPE Lacomme, "Méthodes exactes et approchées pour l'optimisation des systèmes à moyen de transport", Habilitation à diriger des recherches présentées à Clermont-Ferrand (France), 2005.

[PRA 18] D.B.PRAKASH, F. C-Lakshminarayana, "Multiple DG placements in radial distribution system for multi objectives using Whale Optimization Algorithm" *Alexandria Engg.J.* 57 2797-2806, 2018.

[PAD 10] M. PADMA Lalitha, F. N-Sinarami Reddy, S. V-C-Veera Reddy, T, "Optimal DG placement for maximum loss reduction in radial distribution system using ABC algorithm", *International Journal of Reviews in Computing*, 3 44-52, 2010.

[RAM 16] D. RAMA Prabba, F. T-Jayabarathi, S, "Optimal placement and sizing of multiple distributed generating units in distribution networks by invasive weed optimization algorithm", Ain Shams Eng. J. 7 683-694, 2016.

[RED 16] REDDY, AV Sudhakara, "Optimization of distribution network reconfiguration using dragonfly algorithm", Journal of electrical engineering 16.4: 10-10, 2016.

[RIV 16] RIVEDI. IN, Jangir. P, Parmar .SA, Jangir. N. "Optimal power flow with voltage stability improvement and loss reduction in power system using Moth-Flame optimizer", Neural Comput Appl, 2016.

<https://doi.org/10.1007/s00521-016-2794-6>

[RÍO 09] RÍOSECO. A. Mohr, R. Moreno, H. Rudnick, "Insertion of Distributed Generation into Rural Feeders", Cigré international council on large electric systems, Calgary, 2009.

[SAB 07] SABONNADIÈRE J., HADJSAID N, "Lignes et réseaux électriques 1, Lignes d'énergie électrique ", Hermès-Lavoisier, 2007.

[SAM 17] SAMALA, R.K, Kotaputi, M.R, "Multi distributed generation placement using ant-lion optimization", European Journal of Electrical Engineering, pp 253-267, 2017. <https://doi.org/10.3166/EJEE.19.253-267>

[SER 16] SERRANOTO.B, "Forçages anthropiques et environnementaux sur la dynamique interannuelle des communautés phyto- et zoo planctoniques côtières en Méditerranée nord-occidentale", Thèse de doctorat, Université de Toulon France, 2016.

[SEY 15] SEYEDALI Mirjalili, "Multi Verse Optimizer: A NatureInspired Algorithm for Global Optimization", Journal of Springer, March 2015.

[SID 92] SIDI Rachid Cherkaoui, "Méthodes heuristiques pour la recherche de configurations optimales d'un réseau électrique de distribution", Thèse de Doctorat de l'EPF de Lausanne, 1992.

[SIV 08] SIVANAGARAJU S, J Viswanatha Rao and M. Giridhar, "A loop based load flow method for weakly meshed distribution network", APRN Journal of Engineering and Applied Sciences, Vol.3, No.4, pp.55-59, 2008.

[SCH 07] Schneider, "Guide de conception des réseaux électriques industriels", 2007 Consulté:<https://www.google.com/search?q=Schneider%2C+Guide+de+conception+des+r%C3%A9seaux+%C3%A9lectriques+industriels%2C+2007>.Le : 11 Avril 2021.

[STÉ 10] STÉPHANE Vighetti, "Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau, "Choix et dimensionnement des étages de conversion", Thèse de Doctorat, Université de Grenoble, 2010.

[STO 74] STOTT.B and O. Alsac, "Fast decoupled load flow", IEEE Trans on Power Apparatus and systems, vol.2, No 7, pp.859-869, July 1974.

[LAI 18] SERRANOTO.B, "Forçages anthropiques et environnementaux sur la dynamique interannuelle des communautés phyto- et zoo planctoniques côtières en Méditerranée nord-occidentale", thèse de Doctorat, université de Toulon, France, 2016.

[TEC 22] TECHNO-SCIENCE.NET, "Optimisation (mathématiques) - Définition et Explications", La dernière modification de cette page a été faite le 21 septembre 2022 à 16 :27.

Consulté:[https://www.techno-science.net/glossaire-definition/Optimisation\\_mathematiques.html](https://www.techno-science.net/glossaire-definition/Optimisation_mathematiques.html).

[TIN 67] TINNEY.W. G and C.E. Hart, "Power flow solution by Newton's method", IEEE Trans on Power Apparatus and systems, vol. PAS-86 No 11,pp.1449-1460, November 1967.

[UMA 11] UMAPATHI Reddy, S. Sivanagaraju, P. Sangameswara Raju, "Impact of network reconfiguration for loss allocation of unbalanced radial distribution systems using particle swarm optimization", International Journal of Electrical Engineering Applications Research, Vol 02, Issue 02, August-December 2011

[WEI 19] WEIGUO Zaho, F. et al, S, "Artificial ecosystem-based optimization: a novel nature-inspired meta-heuristic algorithm", Journal of Springer-verlag, London Ltd, pp 1-43, 2019.

[YAA 21] YAACOB Latreche, "Etude de l'Intégration de la Production Décentralisée dans les Réseaux de Distribution : Application à l'Énergie Solaire", Thèse de doctorat, Université Frères Mentouri Constantine, 2021.

[YUJ 15] YUJUN.H, "Contribution au réglage de la tension sur un réseau HTA avec producteur. Apport de la flexibilité de la demande", Thèse de doctorat, Centrale Supélec (Ecole Doctorale Setits), 2015.

[YOU 14] YOUSEF. Amrane, "Optimisation de la compensation de l'énergie réactive dans les réseaux de transport et de distribution", Thèse de doctorat, Université des sciences et de la technologie Houari-Boumediène (USTHB), 2014.

[ZOB 21] ZOB EIDI. M, "Amélioration de la sécurité des systèmes électriques à travers l'approche de sensibilité pour l'emplacement optimal des dispositifs FACTS", Thèse de Doctorat, Université Djillali Liabes de Sidi Bel Abbès, 2021.

# *ANNEXES*

## ANNEXE 1

**Table (A.1)** Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution radial IEEE 33-JB

<b>Branche N°</b>	<b>Jeux de barres de départ</b>	<b>Jeux de barres d'arrivées</b>	<b>Résistance (<math>\Omega</math>)</b>	<b>Réactance (<math>\Omega</math>)</b>
1	1	2	0.0922	0.0477
2	2	3	0.493	0.2511
3	3	4	0.366	0.1864
4	4	5	0.3811	0.1941
5	5	6	0.819	0.707
6	6	7	0.1872	0.6188
7	7	8	1.7114	1.2351
8	8	9	1.03	0.74
9	9	10	1.04	0.74
10	10	11	0.1966	0.065
11	11	12	0.3744	0.065
12	12	13	1.468	1.155
13	13	14	0.5416	0.7129
14	14	15	0.591	0.526
15	15	16	0.7463	0.545
16	16	17	1.289	1.721
17	17	18	0.732	0.574
18	18	19	0.164	0.1565
19	19	20	1.5042	1.3554
20	20	21	0.4095	0.4784
21	21	22	0.7089	0.9373
22	22	23	0.4512	0.3083
23	23	24	0.898	0.7091
24	24	25	0.896	0.7011
25	25	26	0.203	0.1034
26	26	27	0.2842	0.1447
27	27	28	1.059	0.9337
28	28	29	0.8042	0.7006
29	29	30	0.5075	0.2585
30	30	31	0.9744	0.963
31	31	32	0.3105	0.3619
32	32	33	0.341	0.5302

## ANNEXE 1

**Table (A.2)** Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution radial IEEE 33-JB

<b>Numéro de Jeux-Barre</b>	<b>P (KW)</b>	<b>Q (KVAR)</b>
1	0	0
2	100	60
3	90	40
4	120	80
5	60	30
6	60	20
7	200	100
8	200	100
9	60	20
10	60	20
11	45	30
12	60	35
13	60	35
14	120	80
15	60	10
16	60	20
17	60	20
18	90	40
19	90	40
20	90	40
21	90	40
22	90	40
23	90	50
24	420	200
25	420	200
26	60	25
27	60	25
28	60	20
29	120	70
30	200	600
31	150	70
32	210	100

## ANNEXE 2

**Table (B.1)** Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution radial IEEE 69-JB

<b>Branche N°</b>	<b>Jeux de barres de départ</b>	<b>Jeux de barres d'arrivées</b>	<b>Résistance (PU)</b>	<b>Réactance (PU)</b>
1	1	2	0.000001	0.000001
2	2	3	0.000001	0.000001
3	3	4	0.000001	0.000002
4	4	5	0.000016	0.000018
5	5	6	0.000228	0.000116
6	6	7	0.000238	0.000121
7	7	8	0.000058	0.000029
8	8	9	0.000031	0.000016
9	9	10	0.000511	0.000169
10	10	11	0.000117	0.000039
11	11	12	0.000444	0.000147
12	12	13	0.000643	0.000212
13	13	14	0.000651	0.000215
14	14	15	0.000066	0.000218
15	15	16	0.000123	0.000041
16	16	17	0.000234	0.000077
17	17	18	0.000003	0.000001
18	18	19	0.000204	0.000068
19	19	20	0.000131	0.000043
20	20	21	0.000213	0.000007
21	21	22	0.000009	0.000003
22	22	23	0.000099	0.000033
23	23	24	0.000216	0.000071
24	24	25	0.000467	0.000154
25	25	26	0.000193	0.000064
26	26	27	0.000108	0.000036
27	27	28	0.000003	0.000007
28	28	29	0.000004	0.000098
29	29	30	0.000248	0.000082
30	30	31	0.000044	0.000014
31	31	32	0.000219	0.000072
32	32	33	0.000523	0.000176

<b>33</b>	33	34	0.000001	0.000001
<b>34</b>	34	35	0.000001	0.000001
<b>35</b>	4	36	0.000001	0.000002
<b>36</b>	36	37	0.000016	0.000018
<b>37</b>	37	38	0.000228	0.000116
<b>38</b>	38	39	0.000238	0.000121
<b>39</b>	8	40	0.000058	0.000029
<b>40</b>	40	41	0.000031	0.000016
<b>41</b>	9	42	0.000511	0.000169
<b>42</b>	42	43	0.000117	0.000039
<b>43</b>	43	44	0.000444	0.000147
<b>44</b>	44	45	0.000643	0.000212
<b>45</b>	45	46	0.000651	0.000215
<b>46</b>	46	47	0.000066	0.000218
<b>47</b>	47	48	0.000123	0.000041
<b>48</b>	48	49	0.000234	0.000077
<b>49</b>	49	50	0.000003	0.000001
<b>50</b>	50	51	0.000204	0.000068
<b>51</b>	51	52	0.000131	0.000043
<b>52</b>	52	53	0.000443	0.000226
<b>53</b>	53	54	0.000065	0.0000331
<b>54</b>	11	55	0.000126	0.000038
<b>55</b>	55	56	0.000003	0.000001
<b>56</b>	12	57	0.0000461	0.000152
<b>57</b>	57	58	0.000003	0.000001
<b>58</b>	3	60	0.000003	0.000007
<b>59</b>	59	61	0.000004	0.000098
<b>60</b>	60	62	0.000066	0.000077
<b>61</b>	61	63	0.000019	0.000022
<b>62</b>	62	64	0.000001	0.000001
<b>63</b>	63	65	0.000454	0.0000531
<b>64</b>	64	35	0.000193	0.000226
<b>65</b>	65	66	0.000026	0.00003
<b>66</b>	66	67	0.000006	0.000007
<b>67</b>	67	68	0.000068	0.000086
<b>68</b>	68	69	0.000001	0.000001

## ANNEXE 2

**Table (B.2)** Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution radial IEEE 69-JB

Numéro de Jeux-Barre	P (PU)	Q (PU)
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	0.026	0.022
8	0.404	0.3
9	0.75	0.54
10	0.3	0.22
11	0.28	0.19
12	1.45	1.04
13	1.45	1.04
14	0.08	0.055
15	0.08	0.055
16	0	0
17	0.455	0.3
18	0.6	0.35
19	0.6	0.35
20	0	0
21	0.01	0.006
22	1.14	0.81
23	0.053	0.035
24	0	0
25	0.28	0.2
26	0	0
27	0.14	0.1
28	0.14	0.1
29	0.26	0.186
30	0.26	0.186
31	0	0
32	0	0

<b>33</b>	0	0
<b>34</b>	0.14	0.1
<b>35</b>	0.195	0.14
<b>36</b>	0.06	0.04
<b>37</b>	0	0
<b>38</b>	0.79	0.564
<b>39</b>	0.79	0.564
<b>40</b>	3.847	2.745
<b>41</b>	3.847	2.745
<b>42</b>	0.036	0.027
<b>43</b>	0.0435	0.035
<b>44</b>	0.264	0.19
<b>45</b>	0.24	0.172
<b>46</b>	0	0
<b>47</b>	0	0
<b>48</b>	0	0
<b>49</b>	1	0.72
<b>50</b>	0	0
<b>51</b>	12.44	8.88
<b>52</b>	0.32	0.23
<b>53</b>	0	0
<b>54</b>	2.27	1.62
<b>55</b>	0.59	0.42
<b>56</b>	0.18	0.13
<b>57</b>	0.18	0.13
<b>58</b>	0.28	0.2
<b>59</b>	0.28	0.2
<b>60</b>	0.26	0.1855
<b>61</b>	0.26	0.1855
<b>62</b>	0	0
<b>63</b>	0.24	0.171
<b>64</b>	0.24	0.7
<b>65</b>	0.012	0.01
<b>66</b>	0	0
<b>67</b>	0.06	0.043
<b>68</b>	0	0
<b>69</b>	0.3922	0.263