

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

**Université Amar Telidji - Laghouat**



**Faculté de Technologie  
Département d'Electrotechnique**

**THÈSE DE DOCTORAT LMD**

**Filière : Electrotechnique  
Option : Analyse et Commande des Systèmes d'Energie et Réseaux Electriques**

**Présentée et soutenue publiquement  
le .....**

**REMHA Souhaib**

**THEME**

# **Etude Statique des Réseaux Electriques en Présence de la Génération Dispersée**

**Devant le jury :**

<b>LAHDEB Mohamed</b>	<b>Président du jury</b>	<b>Maître de Conférences</b>	<b>Université Amar Telidji, Laghouat</b>
<b>CHETTIH Saliha</b>	<b>Directeur de thèse</b>	<b>Professeur</b>	<b>Université Amar Telidji, Laghouat</b>
<b>ARIF Salem</b>	<b>Co-directeur de thèse</b>	<b>Professeur</b>	<b>Université Amar Telidji, Laghouat</b>
<b>OMRANE Mohammed</b>	<b>Examineur</b>	<b>Maître de Conférences</b>	<b>Université Amar Telidji, Laghouat</b>
<b>KHATTARA Abdelouahab</b>	<b>Examineur</b>	<b>Maître de Conférences</b>	<b>Université de Ghardaïa</b>
<b>CHAIB Lakhdar</b>	<b>Examineur</b>	<b>Maître de Conférences</b>	<b>Université de Tamanrasset</b>

**2021-2022**

# Remerciements

*Tout d'abord, je remercie Dieu -ALLAH- Tout Puissant de m'avoir donné le courage et la patience au cours de toutes ces années d'étude.*

*Je tiens à remercier mon directeur de thèse Madame **Saliha CHETTIH**, Professeur à l'Université Amar Telidji de Laghouat, et mon Co-directeur de thèse Monsieur **Salem ARIF**, Professeur à l'Université Amar Telidji de Laghouat, qui m'ont offert la possibilité de réaliser une thèse de doctorat sous leur direction. Je les remercie également pour leurs discussions profitables, leurs encouragements, leurs conseils judicieux et leurs suggestions. Je leur suis très reconnaissant de la liberté et de la confiance qu'ils m'ont témoignée tout au long de ce travail.*

*Je tiens particulièrement à remercier Monsieur **Mohamed LAHDEB**, Maître de Conférences à l'Université Amar Telidji de Laghouat, qui m'a fait l'honneur de présider le jury de thèse.*

*Je suis très reconnaissant aux membres du jury : Monsieur **Mohammed OMRANE**, Maître de Conférences à l'Université Amar Telidji de Laghouat, Monsieur **Abdelouahab KHATTARA**, Maître de Conférences à l'Université de Ghardaïa et Monsieur **Lakhdar CHAIB**, Maître de Conférences à l'Université de Tamanrasset, qui m'ont fait l'honneur d'accepter d'examiner et d'évaluer ce travail.*

*Je tiens également à exprimer ma vive gratitude à tous les enseignants du département d'Electrotechnique et aux membres du laboratoire de recherche LACoSERE.*

*Je tiens à remercier tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à élaborer et à réaliser cette thèse.*

# *Dédicaces*

*À mes parents « Que dieu me les garde », qui m'ont éclairé le chemin  
en me donnant la main tout au long de mes années d'étude.*

*À mes frères.*

*À ma sœur.*

*À toute ma famille.*

*À tous mes amis sans exception.*

*Je dédie ce modeste travail.*

# Travaux scientifiques

## Publications

1. **S.Remha**, S.Chettih, S. Arif, « *Optimal DG location and sizing for minimum active power loss in radial distribution system using firefly algorithm* », International Journal of Energetica (IJECA), Vol. 2 (1). 2017.
2. **S. Remha**, S. Chettih, S. Arif, “*A novel multi-objective bat algorithm for optimal placement and sizing of distributed generation in radial distributed systems.*” Advances in Electrical and Electronic Engineering, Vol. 15 (5), 2017.
3. **S. Remha**, S. Chettih, S. Arif, “*Optimal capacitor placement in a radial distribution system using bat algorithm.* ” Revue des sciences et sciences de l'ingénieur, Vol. 7 (1), 2019.

## Communications

4. **S. Remha**, A. Delassi, S. Arif, S. Chettih, « *Optimal sizing and placement of DG unit in radial distributed networks for active power losses minimization using a metaheuristics approaches* », International Electrical and Computer Engineering Conference IECEC'15, Setif, Algeria, 23-25 May 2015.
5. **S. Remha**, S. Chettih, S. Arif, M.B. Guemari And A. Azza, « *Application of cuckoo search optimization for optimal placement and sizing of distributed generation* », Séminaire National sur la Mécatronique et les Energies Renouvelables (SNMER'15), El-Oued, Algeria, 14-15 Déc 2015.
6. **S.Remha**, S.Chettih, S. Arif,« *Optimal placement of different DG units type in distribution networks based on voltage stability maximization and minimization of power losses* », 2016 8th International Conference on Modelling, Identification and Control (ICMIC), Médéa, Algeria, 15-17 Nov 2016.

# Sommaire

<b>Travaux scientifiques .....</b>	<b>i</b>
<b>Sommaire .....</b>	<b>ii</b>
<b>Liste des figures .....</b>	<b>vi</b>
<b>Liste des tableaux .....</b>	<b>x</b>
<b>Acronymes et abréviations.....</b>	<b>xii</b>
<b>Nomenclature.....</b>	<b>xiii</b>
<b>Introduction générale.....</b>	<b>1</b>

## **Chapitre 1 : Généralités sur les réseaux électriques et la GED**

1.1 Introduction .....	3
1.2 Organisation des réseaux électriques .....	4
1.2.1 Production .....	4
1.2.2 Transport .....	6
1.2.3 Distribution .....	7
1.2.4 Consommation .....	8
1.3 Réseaux électriques de distribution .....	9
1.3.1 Postes source HTB / HTA .....	9
1.3.2 Architectures des réseaux de distribution HTA .....	10
1.3.2.1 Réseaux ruraux .....	11
1.3.2.2 Réseaux urbains .....	11
1.3.2.2.1 Structure en double dérivation .....	12
1.3.2.2.2 Structures en coupure d'artère .....	12
1.4 Production décentralisée .....	16
1.4.1 Définition .....	16
1.4.2 Types de production décentralisée .....	18
1.4.2.1 Classification en fonction du type d'énergie primaire utilisée .....	18
1.4.2.2 Classification de GED à base de type de puissance délivrée .....	22

1.5 Insertion du GED au réseau électrique .....	22
1.6 Apports de la GED .....	23
1.7 Impact de la GED sur le réseau de distribution .....	25
1.8 Reconfiguration du réseau de distribution .....	27
1.9 Conclusion .....	28

## **Chapitre 2 : Ecoulement de puissance dans les réseaux de distribution**

2.1 Introduction .....	29
2.2 Unité relative .....	29
2.3 Modélisation des branches et des charges du réseau de distribution .....	30
2.3.1 Modélisation des branches .....	30
2.3.2 Modélisation des charges .....	30
2.3.2.1 Modèle périodique de charge constante .....	31
2.3.2.2 Modèle de la charge statique .....	31
2.4 Modèle de calcul d'écoulement de puissance .....	32
2.4.1 Modèle AC de calcul d'écoulement de puissance .....	32
2.4.2 Algorithme de balayage arrière / avant .....	33
2.4.3 Organigramme de la solution d'écoulement de puissance .....	36
2.5 Applications numériques .....	37
2.5.1 Réseau test IEEE 33 nœuds .....	37
2.5.2 Cas 1 : Différents niveaux de charge.....	38
2.5.3 Cas 2 : Différents types de charge statique .....	40
2.6 Conclusion .....	43

## **Chapitre 3 : Optimisation par les méthodes métaheuristiques**

3.1 Introduction.....	44
3.2 Méthodologie de conception .....	44
3.2.1 Formulation du problème d'optimisation .....	44
3.2.1.1 Fonction objectif .....	45
3.2.1.2 Paramètres de conception .....	45
3.3 Méthodes d'optimisation .....	45
3.3.1 Méthodes conventionnelles .....	46
3.3.1.1 Techniques analytiques .....	46

3.3.1.2 Techniques déterministes .....	46
3.3.2 Méthodes métaheuristiques .....	46
3.4 Algorithmes des métaheuristiques les plus répandues .....	47
3.4.1 Algorithmes génétiques .....	47
3.4.2 Algorithme à essaim de particules .....	49
3.4.3 Algorithme d'optimisation de colonie de fourmis .....	50
3.4.4 Algorithme d'optimisation de colonie d'abeilles artificielles .....	52
3.4.5 Algorithme d'évolution différentielle .....	53
3.4.6 Algorithme par sauts de grenouilles .....	55
3.4.7 Algorithme de coucou (CSA) .....	57
3.4.8 Algorithme des chauves-souris .....	58
3.4.9 Algorithme d'optimisation des racines des arbres .....	61
3.5 Conclusion .....	64

## **Chapitre 4 : Insertion optimale de la génération dispersée**

4.1 Introduction .....	65
4.2 Modélisation des GEDs dans les études d'écoulement de puissance.....	66
4.2.1 GED modélisée en mode PQ .....	67
4.2.1.1 GED en tant que modèle de charge négative .....	67
4.2.1.2 GED en tant que modèle avec facteur de puissance constant .....	68
4.2.1.3 GED en tant que modèle de puissance réactive variable .....	68
4.2.2 GED modélisée en tant que mode PV (nœud PV) .....	69
4.3 Formulation du problème d'optimisation .....	69
4.3.1 Fonctions objectifs .....	69
4.3.1.1 Minimisation des pertes actives .....	69
4.3.1.2 Minimisation du profil de tension .....	70
4.3.1.3 Maximisation de l'indice de stabilité de tension .....	70
4.3.2 Fonction objectif globale .....	71
4.3.3 Contraintes .....	71
4.3.4 Variables de contrôle .....	73
4.4 Applications .....	75
4.4.1 Cas 1 : Installation de trois GEDs type I (FP = 1) .....	75
4.4.2 Cas 2 : Installation de trois GEDs type III (FP = 0.9) .....	81

4.4.3 Cas 3 : Installation de trois GEDs type III (FP = 0.8) .....	86
4.5 Conclusion .....	94

## **Chapitre 5 : Reconfiguration du réseau de distribution en présence des GEDs**

5.1 Introduction .....	95
5.2 Topologie d'un réseau électrique .....	96
5.2.1 Topologie maillée .....	96
5.2.2 Topologie radiale .....	96
5.2.3 Topologie arborescente .....	96
5.3 Recherche d'une configuration admissible .....	97
5.3.1 Stratégie constructive .....	97
5.3.2 Stratégie destructive .....	98
5.3.3 Stratégie permutation des branches .....	98
5.3.3.1 Optimisation à l'aide de permutation des branches .....	99
5.3.3.2 Principe de la méthode .....	99
5.3.3.2.1 Ouverture et fermeture des interrupteurs .....	100
5.4 Intégration optimale des unités de GEDs dans le réseau de distribution .....	101
5.5 Formulation du problème d'optimisation.....	102
5.5.1 Fonction objectif .....	102
5.5.2 Contraintes .....	102
5.5.3 Variables de contrôle .....	104
5.6 Applications .....	106
5.6.1 Scénario 1 : Reconfiguration du système seulement. ....	107
5.6.2 Scénario 2 : Installation des GEDs seulement.....	111
5.6.3 Scénario 3 : Installation des GEDs après reconfiguration.....	115
5.6.4 Scénario 4 : Reconfiguration et intégration des GEDs simultanément.....	120
5.6.5 Comparaison entre différents scénarios.....	125
5.7 Conclusion .....	130
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>131</b>
<b>Bibliographie.....</b>	<b>133</b>
<b>Annexes .....</b>	<b>142</b>

# Liste des figures

<b>Figure 1.1</b> Architecture verticale d'un réseau d'énergie électrique .....	4
<b>Figure 1.2</b> Source de la production mondiale d'électricité pour l'année 2018 .....	5
<b>Figure 1.3</b> Puissance installée par type de centrale électrique à la fin de l'année 2017...	6
<b>Figure 1.4</b> Courbe de charge de la journée du 03 février 2021, source OSE .....	8
<b>Figure 1.5</b> Architecture des postes HTB/HTA .....	10
<b>Figure 1.6</b> Réseau rural radial .....	11
<b>Figure 1.7</b> Structure en double dérivation.....	12
<b>Figure 1.8</b> Structure en coupure d'artère .....	13
<b>Figure 1.9</b> Structure en fuseau.....	13
<b>Figure 1.10</b> Structure en épi .....	14
<b>Figure 1.11</b> Structure maillée ou la grille .....	15
<b>Figure 1.12</b> Structure maille .....	15
<b>Figure 1.13</b> Boucles ou pétales de marguerite .....	16
<b>Figure 1.14</b> Classification des GEDs sur la base de la puissance nominale.....	18
<b>Figure 1.15</b> Fonctionnement d'une centrale hydraulique.....	19
<b>Figure. 1.16</b> Type des parcs éoliens.....	20
<b>Figure. 1.17</b> Génération d'électricité par une source d'énergie géothermique.....	21
<b>Figure 2.1</b> Représentation de deux nœuds dans un réseau de distribution radial.....	30
<b>Figure 2.2</b> Organigramme de l'algorithme de balayage arrière / avant.....	36
<b>Figure 2.4</b> Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 33 nœuds.....	38
<b>Figure 2.5</b> Profil de tension pour les trois niveaux de charge du réseau IEEE 33 nœuds.....	39
<b>Figure 2.6</b> Pertes totales de puissance active et réactive du réseau IEEE 33 nœuds pour les trois niveaux de charge.....	40
<b>Figure 2.7</b> Profil de tension du réseau de distribution IEEE 33 nœuds pour les différents types de charge.....	42
<b>Figure 2.8</b> Pertes totales de puissance active et réactive du réseau IEEE 33 nœuds pour les quatre types de charge.....	42
<b>Figure 3.1</b> Démarches de résolution d'un problème d'optimisation.....	44
<b>Figure 3.2</b> Schéma de principe du déplacement d'une particule.....	49
<b>Figure 3.3</b> Expérience de sélection des branches par une colonie de fourmis.....	51
<b>Figure 3.4</b> Exemple de croisement ( $D = 7$ ).....	54
<b>Figure 3.5</b> Règle originale du saut de grenouille.....	56

<b>Figure 3.6</b> Mécanisme de recherche de l'algorithme RTO pour la recherche de l'emplacement de l'eau.....	62
<b>Figure 4.1</b> Principe d'optimisation de l'emplacement et les capacités des GEDs.....	74
<b>Figure 4.2</b> Caractéristiques de convergence de la fonction objectif par BA et RTO dans le cas d'installations des GEDs type I pour les différents types de charge.....	77
<b>Figure 4.3</b> Profil de tension pour les quatre types de charge dans le cas d'installation des GEDs type I.....	79
<b>Figure 4.4</b> Profil de VSI dans le cas d'installation des GEDs type I pour les quatre types de charge.....	79
<b>Figure 4.5</b> Pertes totales de puissance active avec leurs réductions pour les différents types de charge dans le cas d'installation des GEDs type I.....	80
<b>Figure 4.6</b> Pertes totales de puissance réactive avec leurs réductions pour les différents types de charge dans le cas d'installation des GEDs type I.....	80
<b>Figure 4.7</b> Caractéristique de convergence de la fonction objectif par BA et RTO dans le cas d'installation des GEDs type III (FP=0.9) pour les différents types de charge...	82
<b>Figure 4.8</b> Profil de tension pour les quatre type de charge dans le cas d'installation des GEDs type III (FP=0.9).....	84
<b>Figure 4.9</b> Profil de VSI dans le cas d'installation des GEDs type III (FP=0.9) pour les quatre types de charge.....	84
<b>Figure 4.10</b> Pertes totales de puissance active avec leurs réductions pour les différents type de charge dans le cas d'installation des GEDs type III (FP=0.9).....	85
<b>Figure 4.11</b> Pertes totales de puissance réactive avec leurs réductions pour les différents type de charge dans le cas d'installation des GEDs type III (FP=0.9).....	85
<b>Figure 4.12</b> Caractéristique de convergence de la fonction objectif par BA et RTO dans le cas d'installation des GEDs type III (FP=0.8) pour les différents types de charge.....	87
<b>Figure 4.13</b> Profil de tension pour les quatre type de charge dans le cas d'installation des GEDs type III (FP=0.8).....	89
<b>Figure 4.14</b> Profil de VSI dans le cas d'installation des GEDs type III (FP=0.8) pour les quatre types de charge.....	89
<b>Figure 4.15</b> Pertes totales de puissance active avec leurs réductions pour les différents type de charge dans le cas d'installation des GEDs type III (FP=0.8).....	90
<b>Figure 4.16</b> Pertes totales de puissance réactive avec leurs réductions pour les différents type de charge dans le cas d'installation des GEDs type III (FP=0.8).....	90
<b>Figure 4.17</b> Comparaison des pertes totales active et réactive et leurs réductions pour les trois cas par rapport au cas initial pour les charges : (a) Constante, (b) Industrielle, (c) Résidentielle, (d) Commerciale.....	91-92
<b>Figure 4.18</b> Comparaison des déviations de la tension, des valeurs minimales de tension et VSI pour les trois cas par rapport au cas initial pour les charges : (a) Constante, (b) Industrielle, (c) Résidentielle, (d) Commerciale.....	93
<b>Figure 5.1</b> Topologie maillée.....	96
<b>Figure 5.2</b> Topologie radiale.....	96

<b>Figure 5.3</b> Topologie arborescente.....	97
<b>Figure 5.4</b> Stratégie de type constructive.....	97
<b>Figure 5.5</b> Stratégie de type destructive.....	98
<b>Figure 5.6</b> Stratégie de type permutation des branches.....	99
<b>Figure 5.7</b> Réseau constitué de trois boucles.....	100
<b>Figure 5.8</b> Organisation du réseau de distribution en présence des GEDs.....	101
<b>Figure 5.9</b> Principe d'optimisation de la reconfiguration du système, de l'emplacement et de la capacité des GEDs.....	105
<b>Figure 5.10</b> Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO avec reconfiguration pour une charge faible.....	107
<b>Figure 5.11</b> Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO avec reconfiguration pour une charge nominale.....	107
<b>Figure 5.12</b> Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO avec reconfiguration pour une charge forte.....	107
<b>Figure 5.13</b> Profil de tension avant et après reconfiguration pour une charge faible...	109
<b>Figure 5.14</b> Profil de tension avant et après reconfiguration pour une charge nominale.	110
<b>Figure 5.15</b> Profil de tension avant et après reconfiguration pour une charge forte...	110
<b>Figure 5.16</b> Pertes totales de puissance active avant et après reconfiguration avec leurs réductions pour les trois niveaux de charge.....	110
<b>Figure 5.17</b> Pertes totales de puissance réactive avant et après reconfiguration avec leurs réductions pour les trois niveaux de charge.....	111
<b>Figure 5.18</b> Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO en présence des GEDs avec une charge faible.....	111
<b>Figure 5.19</b> Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO en présence des GEDs avec une charge nominale.....	112
<b>Figure 5.20</b> Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO en présence des GEDs avec une charge forte.....	112
<b>Figure 5.21</b> Profil de tension avant et après installation des GEDs pour une charge faible.....	114
<b>Figure 5.22</b> Profil de tension avant et après installation des GEDs pour une charge nominale.....	114
<b>Figure 5.23</b> Profil de tension avant et après installation des GEDs pour une charge forte.....	114
<b>Figure 5.24</b> Pertes totales de puissance active avant et après installation des GEDs avec leurs réductions pour les trois niveaux de charge.....	115
<b>Figure 5.25</b> Pertes totales de puissance réactive avant et après installation des GEDs avec leurs réductions pour les trois niveaux de charge.....	115
<b>Figure 5.26</b> Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO dans le cas d'installation des GEDs après reconfiguration pour une charge faible.....	116
<b>Figure 5.27</b> Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO dans le cas d'installation des GEDs après reconfiguration pour une charge nominale.....	116
<b>Figure 5.28</b> Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO dans le cas d'installation des GEDs après reconfiguration pour une charge forte.....	116
<b>Figure 5.29</b> Profil de tension avant et après l'application du 3 <sup>ème</sup> scénario pour une	118

charge faible.....	
<b>Figure 5.30</b> Profil de tension avant et après l'application du 3 <sup>ème</sup> scénario pour une charge nominale.....	119
<b>Figure 5.31</b> Profil de tension avant et après l'application du 3 <sup>ème</sup> scénario pour une charge forte.....	119
<b>Figure 5.32</b> Pertes totales de puissance active avant et après l'application du 3 <sup>ème</sup> scénario avec leurs réductions pour les trois niveaux de charge.....	120
<b>Figure 5.33</b> Pertes totales de puissance réactive avant et après l'application du 3 <sup>ème</sup> scénario avec leurs réductions pour les trois niveaux de charge.....	120
<b>Figure 5.34</b> Caractéristique de convergence des pertes de actives par BA et RTO dans le cas de reconfiguration et installation des GEDs simultanément pour une charge faible.....	121
<b>Figure 5.35</b> Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO dans le cas de reconfiguration et installation des GEDs simultanément pour une charge nominale.....	121
<b>Figure 5.36</b> Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO dans le cas de reconfiguration et installation des GEDs simultanément pour une charge forte.....	121
<b>Figure 5.37</b> Profil de tension avant et après l'application du 4 <sup>ème</sup> scénario pour une charge faible.....	123
<b>Figure 5.38</b> Profil de tension avant et après l'application du 4 <sup>ème</sup> scénario pour une charge nominale.....	124
<b>Figure 5.39</b> Profil de tension avant et après l'application du 4 <sup>ème</sup> scénario pour une charge forte.....	124
<b>Figure 5.40</b> Pertes totales de puissance active avant et après l'application du 4 <sup>ème</sup> scénario avec leurs réductions pour les trois niveaux de charge.....	125
<b>Figure 5.41</b> Pertes totales de puissance réactive avant et après l'application du 4 <sup>ème</sup> scénario avec leurs réductions pour les trois niveaux de charge.....	125
<b>Figure 5.42</b> Comparaison des pertes totales active et leurs réductions pour les quatre scénarios par rapport au cas initial pour les charges : (a) Faible, (b) Nominale, (c) Forte.....	126
<b>Figure 5.43</b> Comparaison des pertes totales réactive et leurs réductions pour les quatre scénarios par rapport au cas initial pour les charges : (a) Faible, (b) Nominale, (c) Forte.....	127
<b>Figure 5.44</b> Comparaison de profil de tension pour les quatre scénarios par rapport au cas initial pour les charges : (a) Faible, (b) Nominale, (c) Forte.....	128

# Liste des tableaux

<b>Tableau 1.1</b> Evolution de l'énergie électrique produite sur la période 1980-2017, par type de centrale électrique.....	6
<b>Tableau 1.2</b> Tableau des domaines de tension .....	7
<b>Tableau 1.3</b> Répartition des clients et leur consommation d'électricité en Algérie pour l'année 2017.....	9
<b>Tableau 2.1</b> Solution de l'écoulement de puissances du réseau IEEE 33 nœuds pour différents niveaux de charge. ....	39
<b>Tableau 2.2</b> Valeurs d'exposant de chaque type de charge. ....	40
<b>Tableau 2.3</b> Solution de l'écoulement de puissances pour les quatre types de charge	41
<b>Tableau 4.1</b> Résumé des différentes méthodes d'optimisation pour la localisation des GEDs dans les réseaux de distribution.....	66
<b>Tableau 4.2</b> Les paramètres de contrôle des deux méthodes appliquées pour les trois cas étudiés.....	75
<b>Tableau 4.3</b> Résultats d'optimisation de l'emplacement des GEDs type I pour les quatre types de charge. ....	76
<b>Tableau 4.4</b> Valeurs de tension et VSI pour les différents types de charge dans le cas d'installation des GEDs type I.....	78
<b>Tableau 4.5</b> Résultats d'optimisation de l'emplacement des GEDs type III (FP=0.9) pour les quatre types de charge. ....	81
<b>Tableau 4.6</b> Valeurs de tension et VSI pour les différents types de charge dans le cas d'installation des GEDs type III (FP=0.9) .....	83
<b>Tableau 4.7</b> Résultats d'optimisation de l'emplacement des GEDs type III (FP=0.8) pour les quatre types de charge. ....	86
<b>Tableau 4.8</b> Valeurs de tension et VSI pour les différents types de charge dans le cas d'installation des GEDs type III (FP=0,8).....	88
<b>Tableau 5.1</b> Les paramètres de contrôle des deux méthodes appliquées pour les quatre scénarios étudiés.....	106
<b>Tableau 5.2</b> Résultats d'optimisation par les deux approches proposées dans le cas de reconfiguration pour différents niveaux de charge .....	108
<b>Tableau 5.3</b> Amplitudes de tension après reconfiguration du réseau de distribution IEEE 33 nœuds pour trois niveaux de charge .....	109
<b>Tableau 5.4</b> Résultats d'optimisation par les deux approches proposées dans le cas d'installation des GEDs pour différents niveaux de charge. ....	113

<b>Tableau 5.5</b> Amplitudes de tension après installation des GEDs dans le réseau de distribution IEEE 33 nœuds pour trois niveaux de charge .....	113
<b>Tableau 5.6</b> Résultats d'optimisation par les deux approches proposées dans le cas d'installation des GEDs après reconfiguration pour différents niveaux de charge.....	117
<b>Tableau 5.7</b> Amplitudes de tension après application du troisième scénario pour trois niveaux de charge .....	118
<b>Tableau 5.8</b> Résultats d'optimisation par les deux approches proposées dans le cas de reconfiguration et installation simultanées des GEDs pour différents niveaux de charge.....	122
<b>Tableau 5.9</b> Amplitudes de tension après application du quatrième scénario pour trois niveaux de charge .....	123
<b>Tableau 5.10</b> Résultats obtenus par BA et RTO comparés à CSA, SLFA et à GA.....	129

# Acronymes et abréviations

<b>HT</b>	Haute Tension
<b>HTB</b>	Haute Tension catégorie B
<b>HTA</b>	Haute Tension catégorie A
<b>BTB</b>	Basse Tension catégorie B
<b>BTA</b>	Basse Tension catégorie A
<b>TBT</b>	Très Basse Tension
<b>SONELGAZ</b>	Société Nationale d'Electricité et du Gaz
<b>OSE</b>	Opérateur du Système Electrique
<b>SCADA</b>	Supervisory Control And Data Acquisition
<b>AIE</b>	Agence Internationale de l'Energie
<b>EPRI</b>	Electric Power Research Institute
<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<b>CIGRE</b>	Conseil International des Grands Réseaux Electriques
<b>GED</b>	Génération d'Energie Décentralisée
<b>LP</b>	Linear Programming
<b>NLP</b>	Non-Linear Programming
<b>GA</b>	Genetic Algorithm
<b>ACO</b>	Ant Colony Optimisation
<b>ABC</b>	Artificial Bee Colony
<b>SFLA</b>	Shuffled Frog-Leaping Algorithm
<b>CSA</b>	Cuckoo Search Algorithm
<b>ACSA</b>	Adaptive Cuckoo Search Algorithm
<b>PSO</b>	Particle Swarm Optimization
<b>BA</b>	Bat Algorithm
<b>RTO</b>	Root Tree Optimization algorithm
<b>MINLP</b>	Mixed Integer Non-Linear Programming
<b>GABC</b>	Gbest-guided Artificial Bee Colony
<b>SSA</b>	Salp Swarm Algorithm
<b>HHO</b>	Harris Hawk Optimization
<b>WIPSO-GSA</b>	Hybrid Weight Improved Particle Swarm Optimisation and Gravitational Search Algorithm
<b>NSGA-II</b>	Non-dominated Sorting Genetic Algorithms II
<b>MOBA</b>	Multi-Objective Bat Algorithm
<b>BSA</b>	Backtracking Search Algorithm
<b>GWO</b>	Gray Wolf Optimizer
<b>VSI</b>	Voltage Stability Index
<b>p.u</b>	Per Unit

# Nomenclature

$S_{Base}$	Puissance de base
$V_{Base}$	Tension de base
$R_i$	Résistance de la branche $i$
$X_i$	Réactance de la branche $i$
$P_G, Q_G$	Puissances active et réactive générées au nœud de source
$P_{Li}, Q_{Li}$	Puissances active et réactive demandées au nœud $i$
$P_{loss,i}, Q_{loss,i}$	Pertes de puissance active et réactive de la ligne $i$ .
$P_{GED_i}, Q_{GED_i}$	Puissances active et réactive générées par la $i^{\text{ème}}$ GED
$P_{GED_i}^{Min}, Q_{GED_i}^{Min}$	Puissances active et réactive minimales générées par la $i^{\text{ème}}$ GED
$P_{GED_i}^{Max}, Q_{GED_i}^{Max}$	Puissances active et réactive maximales générées par la $i^{\text{ème}}$ GED
$P_{T,Loss,wo}$	Perte totale de puissance active du cas de base
$V_i$	Tension du nœud $i$
$V_{min,i}, V_{max,i}$	Tension minimale et maximale du nœud $i$
$V_{ref}$	Tension de référence
$VD$	Déviaton de la tension
$S_{li}$	Puissance apparente transmise dans la $i^{\text{ème}}$ ligne
$S_{li}^{max}$	Puissance apparente maximale transmise dans la $i^{\text{ème}}$ ligne
$Nb$	Nombre total des branches du réseau
$Nn$	Nombre total des charges du réseau
$NGED$	Nombre total des générations d'énergie décentralisée
$X^T$	Vecteur des variables d'état du système
$K_V$	Facteur de pénalité de tension
$K_S$	Facteur de pénalité de puissance
$H(V)$	Fonction de pénalisation des violations de la tension des nœuds
$H(S)$	Fonction de pénalisation des violations de la puissance parcourant la ligne
$PE$	Fonction de pénalisation totale
$F_{Obj}$	Fonction objectif
$MOF$	Fonction objectif globale
$w_1, w_2, w_3$	Facteurs de pondération

### Introduction générale

Le système électrique classique est caractérisé par un nombre relativement faible de grandes centrales électriques, dites centralisées, pour répondre à la demande d'énergie électrique. Ces centrales sont construites en fonction de l'estimation de la demande pour une certaine période de temps. Cependant, certaines contraintes limitent l'expansion et l'utilisation de ces grandes centrales et peuvent induire un déplacement vers une utilisation plus étendue de la production décentralisée (génération d'énergie dispersée (GED)). Cette manière de production d'énergie est destinée à être produite localement (au plus près des centres de consommation) [1], généralement insérées au niveau du réseau de distribution.

Cette forme de production a entraîné des changements radicaux sur les métiers de la génération, du traitement et de la distribution de l'énergie électrique et remet en cause la planification, la conception, le fonctionnement et l'exploitation de ces réseaux. En effet, l'introduction de ce type de production dans les réseaux de distribution peut avoir des conséquences importantes sur la circulation des flux énergétiques et donc sur la philosophie et l'implémentation du système de gestion et de protection du réseau, et cela est dû au fait que ces réseaux ne sont pas conçus pour accueillir cette forme de production. Par ailleurs, l'introduction de la production décentralisée dans les réseaux de distribution a pour objectif de rapprocher la production des points de consommation afin de réduire la charge fournie par le réseau de transport, réduire les transites de puissances sur les lignes de transport et donc le coût de l'énergie, soulager les transformateurs des postes sources, améliorer la sécurité du réseau de distribution et lui permettre d'être indépendant du réseau de transport en cas d'urgence [2].

Cette introduction de production au sein des réseaux existants n'est pas sans impacts négatifs sur ceux-ci (le dépassement des capacités de transits des ouvrages, l'emplacement non optimal des GEDs pouvant influencer sur le profil de tension qui peut dépasser les limites acceptables, le dysfonctionnement des protections contre les courts-circuits, etc.). Pour cela, ces problèmes doivent être examinés profondément entre les producteurs et les gestionnaires de réseaux.

Le problème de l'optimisation de l'emplacement et de la capacité des unités GEDs dans le réseau de distribution ne peut être séparé de l'écoulement de puissance. Alors, la solution

de ce dernier sera étudiée en absence et en présence de ces unités ainsi qu'avec et sans reconfiguration du réseau.

Le travail présenté dans cette thèse est organisé en cinq chapitres répartis comme suit :

Le premier chapitre est consacré à quelques généralités sur les réseaux électriques et plus particulièrement à l'étude des réseaux de distribution et la production décentralisée.

Le deuxième chapitre s'intéresse à la présentation d'une technique basée sur le balayage avant / arrière de la ligne du réseau pour le calcul de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution. Cette technique est appliquée sur un réseau de distribution IEEE 33 nœuds avec différentes conditions de charge.

Le troisième chapitre est réservé à la présentation des méthodes d'optimisation les plus utilisés dans le domaine de l'électrotechnique et plus particulièrement à l'algorithme des chauves-souris et l'algorithme d'optimisation des racines des arbres employés le long de ce travail.

Le quatrième chapitre se concentre sur l'application des deux algorithmes proposés dans l'optimisation de l'emplacement et de la capacité des différents types de GEDs. Nous formulons le problème d'optimisation avec la combinaison des trois fonctions objectifs (minimisation des pertes de puissance active, minimisation de la déviation de tension et maximisation de la stabilité de tension). La validation des méthodes proposées sont effectuées sur un réseau de distribution IEEE 33 nœuds avec quatre types de charge.

Le cinquième chapitre est consacré premièrement à l'utilisation optimale de la technique de la reconfiguration d'un réseau de distribution ensuite à l'intégration seule et optimale des GEDs dans le réseau de distribution et enfin à la reconfiguration du réseau en présence des GEDs. Une seule fonction objective est considérée dans ce problème (minimisation des pertes de puissance active). Les deux méthodes proposées sont appliquées sur un réseau de distribution IEEE 33 nœuds avec trois niveaux de charge.

Finalement, pour clôturer ce travail, une conclusion générale, perspectives et propositions envisagées pour poursuivre cette recherche sont présentées.

# **Chapitre 1**

## **Généralités sur les réseaux électriques et la GED**

**1.1 Introduction**

Aujourd'hui, l'énergie électrique joue un rôle très important dans tous les aspects de notre vie quotidienne (transport, éclairage, ...) et chaque pays considère cette énergie nécessaire pour son développement social et économique. Même les moindres problèmes d'origine électriques influent considérablement sur la continuité des activités économiques. Par conséquent, la possession d'un réseau électrique fiable et économique fonctionnant convenablement et assurant une continuité du service et une bonne qualité d'énergie est devenu primordial afin de contribuer positivement au développement de notre société moderne.

Les réseaux électriques sont utilisés à l'origine pour acheminer l'énergie depuis les grands centres de production jusqu'aux centres de consommation en passant par les réseaux électriques de transport et de distribution. Le réseau de distribution est l'une des parties les plus importantes du réseau électrique et l'un des principaux éléments du système électrique, qui peut être défini comme une liaison électrique entre le réseau de transport et les consommateurs finaux.

Les réseaux de distribution actuels doivent se convertir vers des réseaux intelligents et flexibles qui intègrent au mieux les énergies renouvelables et les producteurs locaux. La libéralisation du marché et les préoccupations environnementales croissantes ont conduit à des changements majeurs dans les réseaux électriques, en particulier les réseaux de distribution avec l'arrivée massive de production décentralisée. Ce changement peut être envisagée en développant des systèmes intelligents, capables d'atténuer les impacts induits par l'introduction de productions décentralisées et/ou par la recherche de nouvelles architectures. Ces deux solutions devraient permettre l'augmentation du taux de production décentralisée dans le réseau de distribution dans les meilleures conditions économiques et de sécurité [3].

Ce chapitre s'organise autour de sept parties. Après avoir parlé de la structure générale du système électrique verticalement intégré, une description plus détaillée des réseaux de distribution et des différentes architectures associées à ce type de réseau sera donnée en deuxième partie. Les différents types de production décentralisée selon le type d'énergie primaire utilisée et le type de puissance délivrée seront ensuite passés en revue. En plus, les apports et les impacts de la production décentralisée sur le fonctionnement de réseau de distribution seront discutés. Enfin, une définition sur la reconfiguration du réseau de distribution sera donnée.

## 1.2 Organisation des réseaux électriques

Physiquement, Le réseau électrique est organisé en différents niveaux de tension : le réseau de transport et de répartition auxquels sont connectés les grandes installations de production centralisée et le réseau de distribution alimentant les consommateurs finaux. La figure 1.1 illustre un réseau électrique dans sa structure verticale (transport, répartition, distribution).

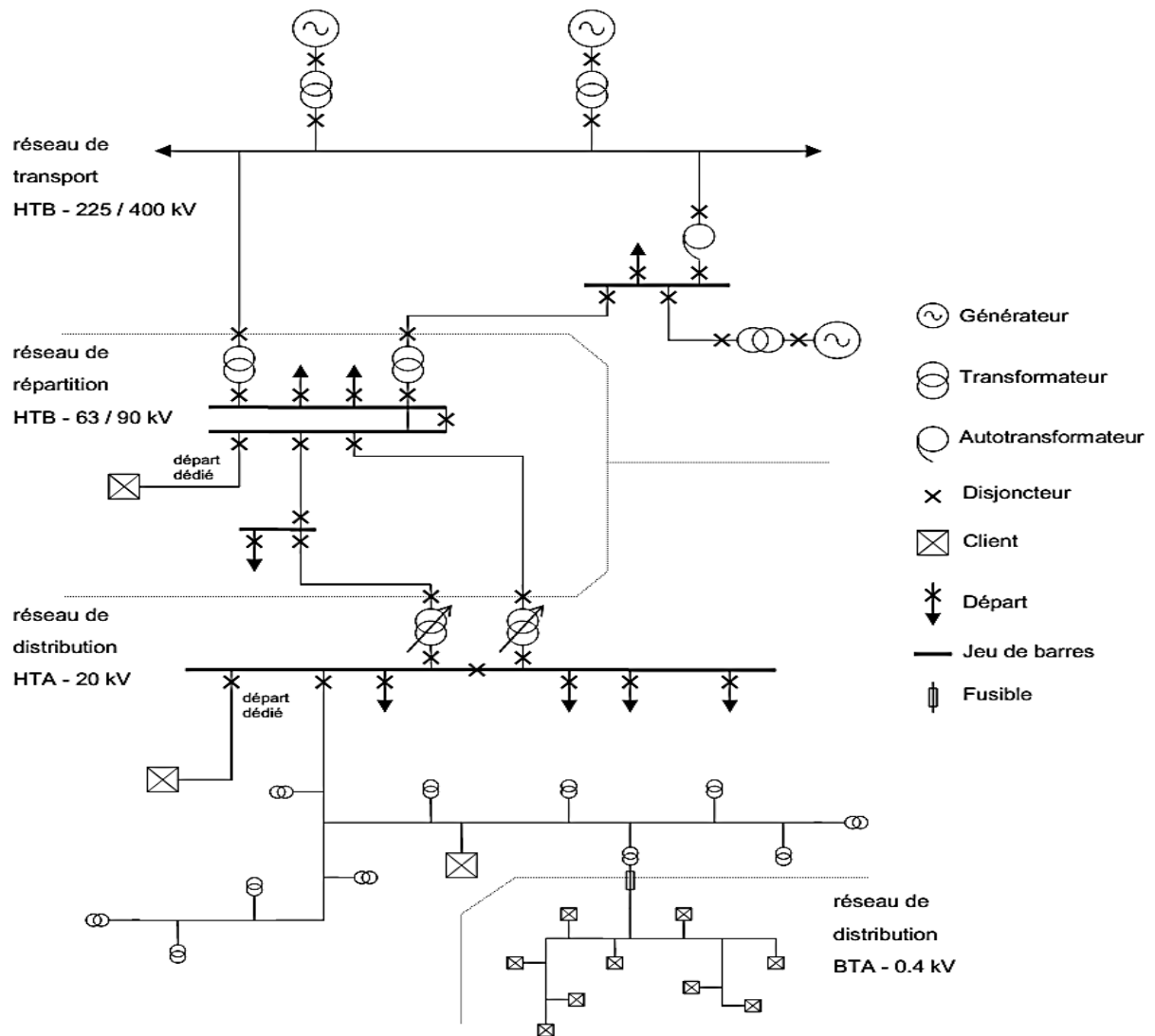


Figure 1.1 : Architecture verticale d'un réseau d'énergie électrique [4].

### 1.2.1 Production

Les installations de production d'énergie électrique classique sont généralement basées sur des alternateurs synchrones de grandes tailles entraînés par des différents types de turbines (à vapeur, à gaz ou hydrauliques). Ils sont connectés sur le réseau de transport via un

transformateur de groupe. L'ordre de grandeur de la puissance active produite par ces installations est compris entre 100 MW pour les centrales thermiques de faibles puissances et 1 650 MW pour les plus puissantes tranches des centrales nucléaires [5]. La production peut être classée suivant le type d'énergie primaire utilisée pour générer de l'électricité. Selon une étude statistique menée par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) en 2018, les deux tiers de la production électrique dans le monde proviennent d'énergies non renouvelables (fossiles). La figure 1.2 représente le diagramme circulaire de la répartition des modes de production dans le monde. Le charbon représente 38 % du total des matières premières utilisées pour produire de l'électricité dans le monde contre seulement 7 % pour le solaire et l'éolien. Le choix des modes de production d'énergie électrique dans tous les pays du monde dépend des critères géostratégiques, économiques, politiques, etc.

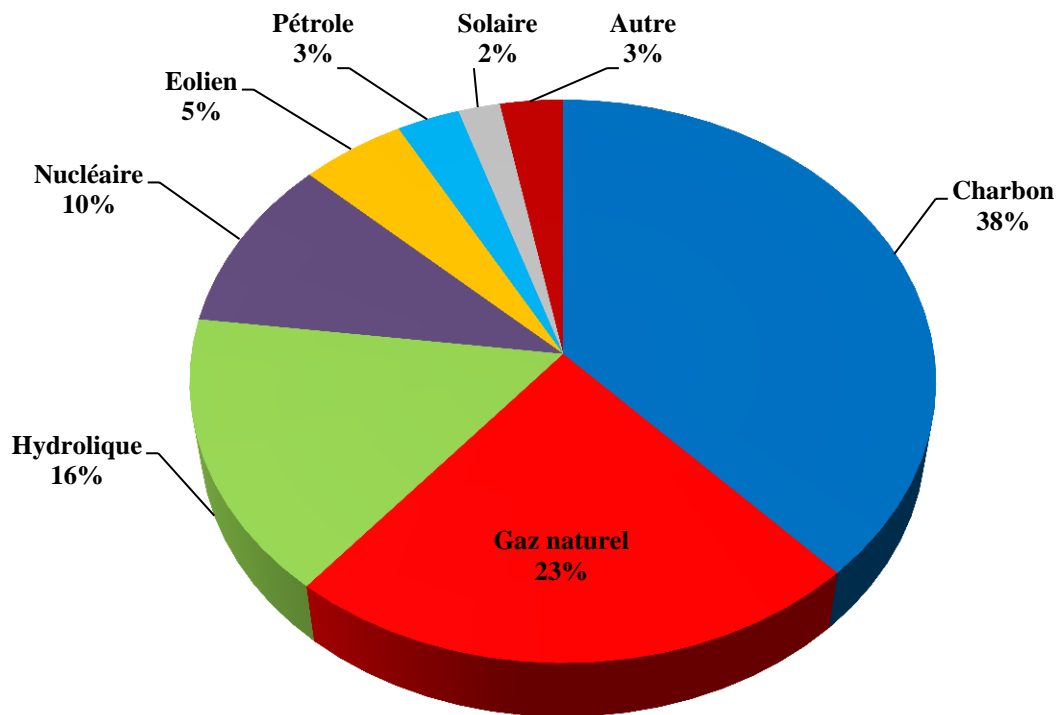


Figure 1.2 : Source de la production mondiale d'électricité pour l'année 2018 [6].

En Algérie, le parc de production national d'électricité a connu une évolution très importante de la puissance de production d'électricité installée sur la période 2006-2017, elle est passée de 7 906 MW à 19 586 MW, soit plus de 11 000 MW additionnelle mise en service en onze ans. La figure 1.3 représente le diagramme circulaire de la puissance installée par type de centrale électrique. Ces dernières années, la production d'électricité est passée de

34 922 GWh en 2006 à 71 470 GWh en 2017. Le tableau 1.1 présente cette évolution sur la période 1980-2017 en GWh [7].

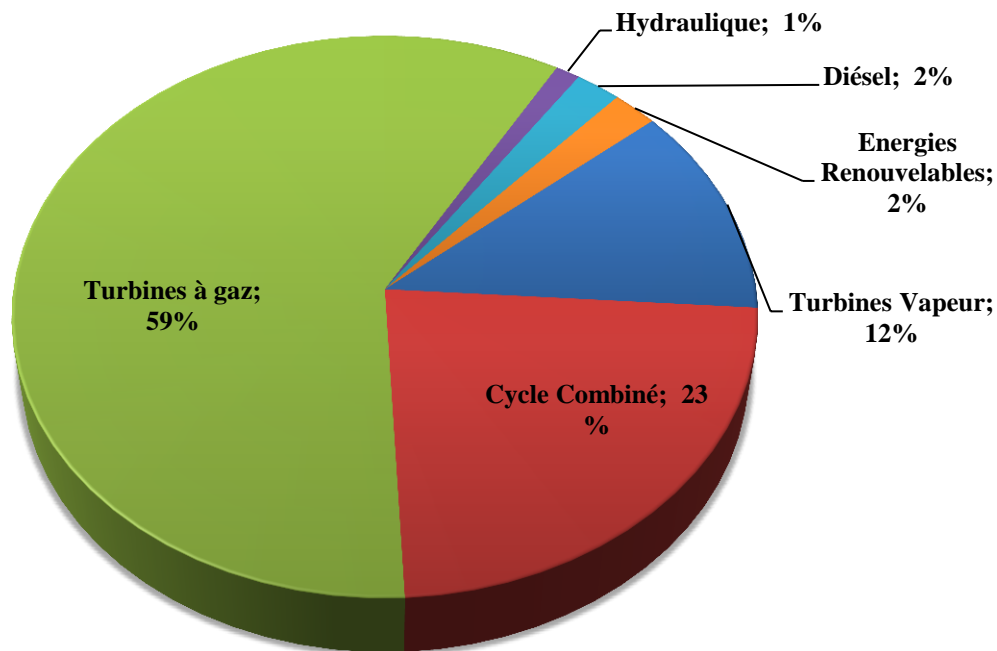


Figure 1.3 : Puissance installée par type de centrale électrique à la fin d'année 2017 [7].

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

Type de centrale	1980	1990	2000	2006	2010	2016	2017
Thermique vapeur	3 621	8 397	15 757	14 558	9 692	11 512	10 074
Thermique gaz	2 223	6 704	8 830	16 463	19 564	24 441	31 009
Cycle combiné	-	-	-	3 419	15 341	28 899	29 508
Hydraulique	251	135	54	218	173	72	71
Diesel	125	216	368	264	403	281	286
Eolien	-	-	-	-	-	19	21
Photovoltaïque	-	-	-	-	-	205	500
<b>Total</b>	<b>6 220</b>	<b>15 452</b>	<b>25 008</b>	<b>34 922</b>	<b>45 174</b>	<b>66 263</b>	<b>71 470</b>

### 1.2.2 Transport

Le réseau de transport achemine en très haute tension (de 63 kV à 400 kV) de grandes quantités d'énergie sur de longues distances depuis des installations de production vers les réseaux de distribution ainsi que les clients industriels importants avec un minimum de pertes et de chutes de tension. Du point de vue topographique, pour des raisons de sécurité de fonctionnement, les réseaux de transport sont des réseaux maillés. Les flux de puissance sont

bidirectionnels. D'une manière générale, les réseaux de transport, comparativement aux réseaux de distribution, sont très supervisés afin de pouvoir effectuer des contrôles de la tension, de la fréquence, la répartition des flux de puissance et des coûts de production, etc.

En Algérie, le réseau national de transport de l'électricité représente plus de 29 233 km de lignes électriques en fin de 2017 [7]. Les sociétés du groupe SONELGAZ ont aussi programmé des investissements sur la période 2018-2028, pour installer 22 526 km de réseaux de transport supplémentaires à l'horizon 2028 [8]. Le tableau suivant présente les gammes de tension utilisées par le groupe SONELGAZ.

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

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

**1.2.3 Distribution**

Les réseaux de distribution, domaine de notre étude, constituent le dernier maillon de la chaîne d'acheminement de l'énergie, qui débute par les installations de production et qui se termine chez les consommateurs finaux. Ces réseaux exploitent à une tension inférieure ou égale à 50 kV. Ils sont constitués de deux types de réseaux : le réseau de distribution moyenne tension (MT) dit aussi réseau haute tension de catégorie A (HTA) avec un niveau de 10 kV et 30 kV connecté au réseau de transport, et le réseau de distribution basse tension catégorie A (BTA) de tension de 230/400 V.

Le réseau BTA représente le dernier niveau dans système électrique a pour mission de fournir l'énergie auprès les clients résidentiels. Ses tronçons sont raccordés au réseau MT dans des postes de distribution HTA/BTA. Ces niveaux de tension offrent un compromis technico-économique qui permet à la fois, de diminuer les chutes de tension, de minimiser le nombre de postes source (poste de connexion HTB/HTA) mais également de limiter les contraintes techniques et économiques inhérentes aux hautes tensions.

A la fin d'année 2017, le réseau Algérien de distribution de l'électricité représente 328 996 km de lignes électriques [5]. L'État a aussi programmé un plan de développement de réseau de distribution électrique sur la période 2018-2028 pour installer 106 563 km de lignes de distribution supplémentaires à l'horizon 2028 [8].

**1.2.4 Consommation**

Les utilisations de l'énergie électrique pour les consommateurs résidentiels et industriels se limitent à la production d'énergie lumineuse (éclairage), thermique (chauffage) et mécanique (moteurs électriques). Dans le langage du réseau électrique on utilise le terme charges au lieu du terme consommateurs, déterminées par leurs puissances active et réactive consommées. De ces puissances mesurées sur un intervalle de temps sont déduites les puissances maximale (puissances de pointe) et moyenne. Pour connaître l'évolution de la consommation électrique au cours du temps, les courants sont mesurés au niveau des postes de transformation entre les réseaux de transport et de distribution. Par ces mesures, des courbes de consommation dit aussi courbes de charge sont tracées. Ces courbes permettent aux gestionnaires de réseau de prédire l'évolution de la charge sur les réseaux électriques et donc, entre autres, de définir les plans prévisionnels de production. La figure suivante présente l'évolution de la consommation électrique de la journée du 03 février 2021.

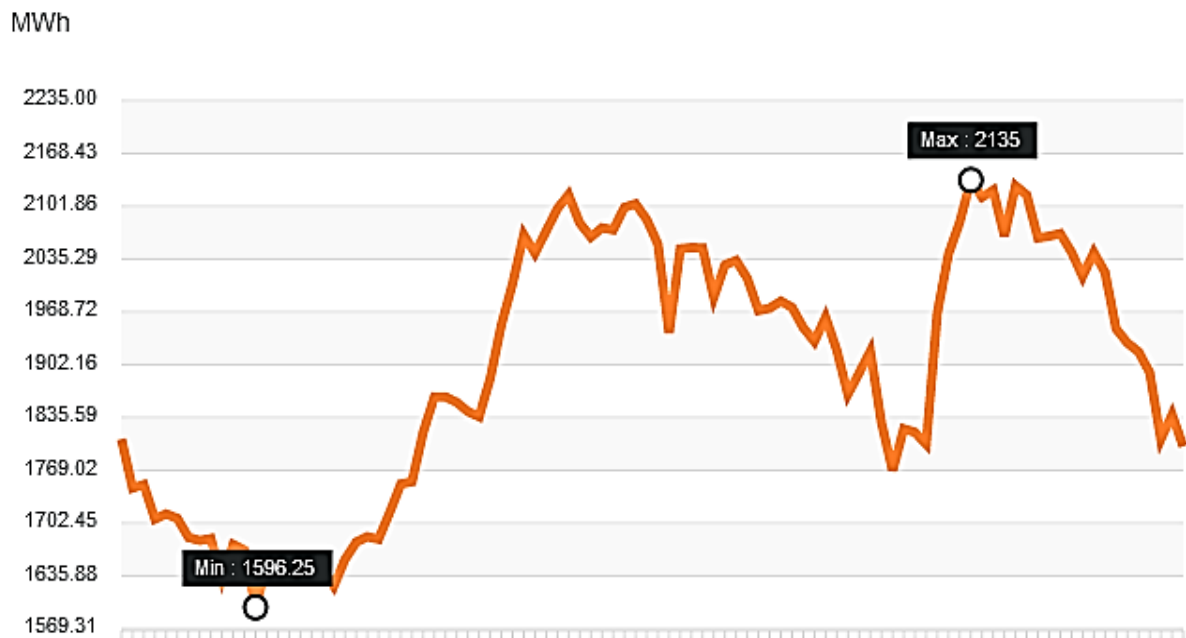


Figure 1.4 : Courbe de charge de la journée du 03 février 2021, source OSE [10].

En 2017, la consommation nationale d'électricité s'élevait à 55 148,9 GWh, répartis sur 9 184 962 consommateurs [7]. Le tableau ci-dessous présente le nombre de consommateurs et leur consommation d'électricité dans l'Algérie pour l'année 2017.

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

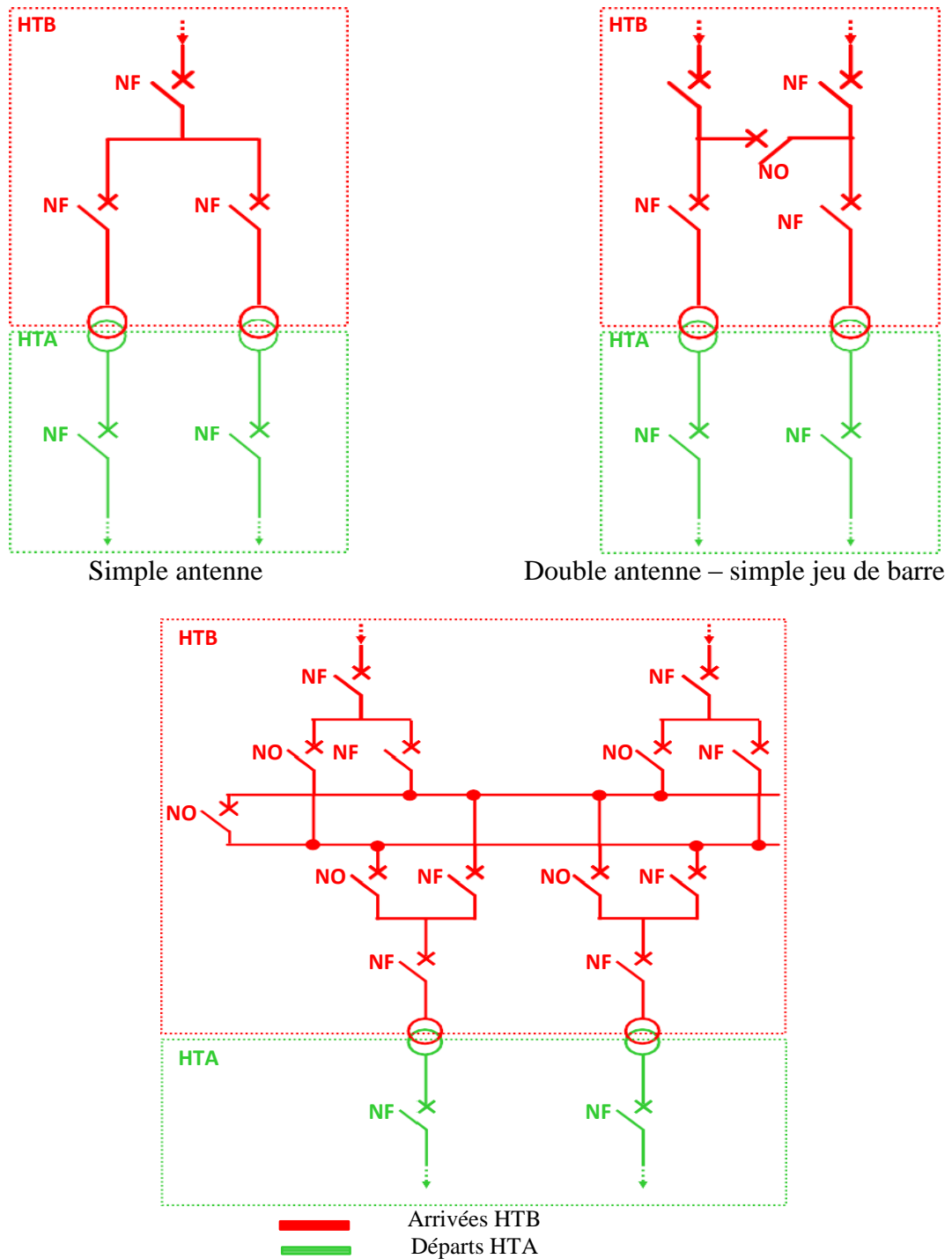
	<b>Nombre de clients</b>	<b>Consommation (GWh)</b>
<b>Haute Tension</b>	115	10 801,7
<b>Moyenne Tension</b>	57 539	15 752,8
<b>Basse Tension</b>	9 127 308	32 869,2
<b>Total</b>	9 184 962	53 423,7

### **1.3 Réseaux électriques de distribution**

Les réseaux de distribution constituent l'infrastructure énergétique la plus importante du système d'énergie car c'est l'interface finale qui mène à la plupart des consommateurs d'électricité. Ils sont en général plus vastes et plus denses que les réseaux de transport qui les alimentent à travers les postes de source HTB/HTA.

#### **1.3.1 Postes source HTB / HTA**

Les postes sources HTB/HTA représentent la frontière physique entre le réseau de transport et le réseau de distribution. Les primaires des transformateurs de ces postes sources sont alimentés par une arrivée HTB. Pour des raisons de fiabilité, la plupart des postes de transformation HTB sont composés de deux transformateurs fonctionnant en régime radial, donc de façon indépendante en opération normale. En cas de défaillance, des interrupteurs permettent d'isoler le transformateur en défaut et de basculer la charge sur le transformateur restant. Le réseau de transport étant maillé, le primaire des postes HTB/HTA est généralement alimenté à une deuxième arrivée HTB. Au secondaire, un ou plusieurs jeux de barre alimentent les départs HTA. La figure 1.5 indique les principales architectures des postes HTB/HTA.



Double antenne – double jeu de barre

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

### 1.3.2 Architectures des réseaux de distribution HTA

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

1.3.2.1 Réseaux ruraux

Les réseaux ruraux se caractérisent par une densité des charges hétérogènes et en général faibles réparties sur des grandes zones géographiques. De plus, les longueurs de conducteurs à parcourir pour desservir les charges sont souvent grandes. En ces réseaux, on trouve des structures arborescentes bouclables mais exploitées en radial. Les boucles peuvent se situer soit entre deux départs voisins de même poste source HTB/HTA ou entre départs de différents postes sources. Ainsi, les problèmes qui peuvent intervenir dans ces réseaux sont principalement liés aux chutes de tension admissibles à l'extrémité de ligne. La figure 1.6 schématise ce type de réseau.

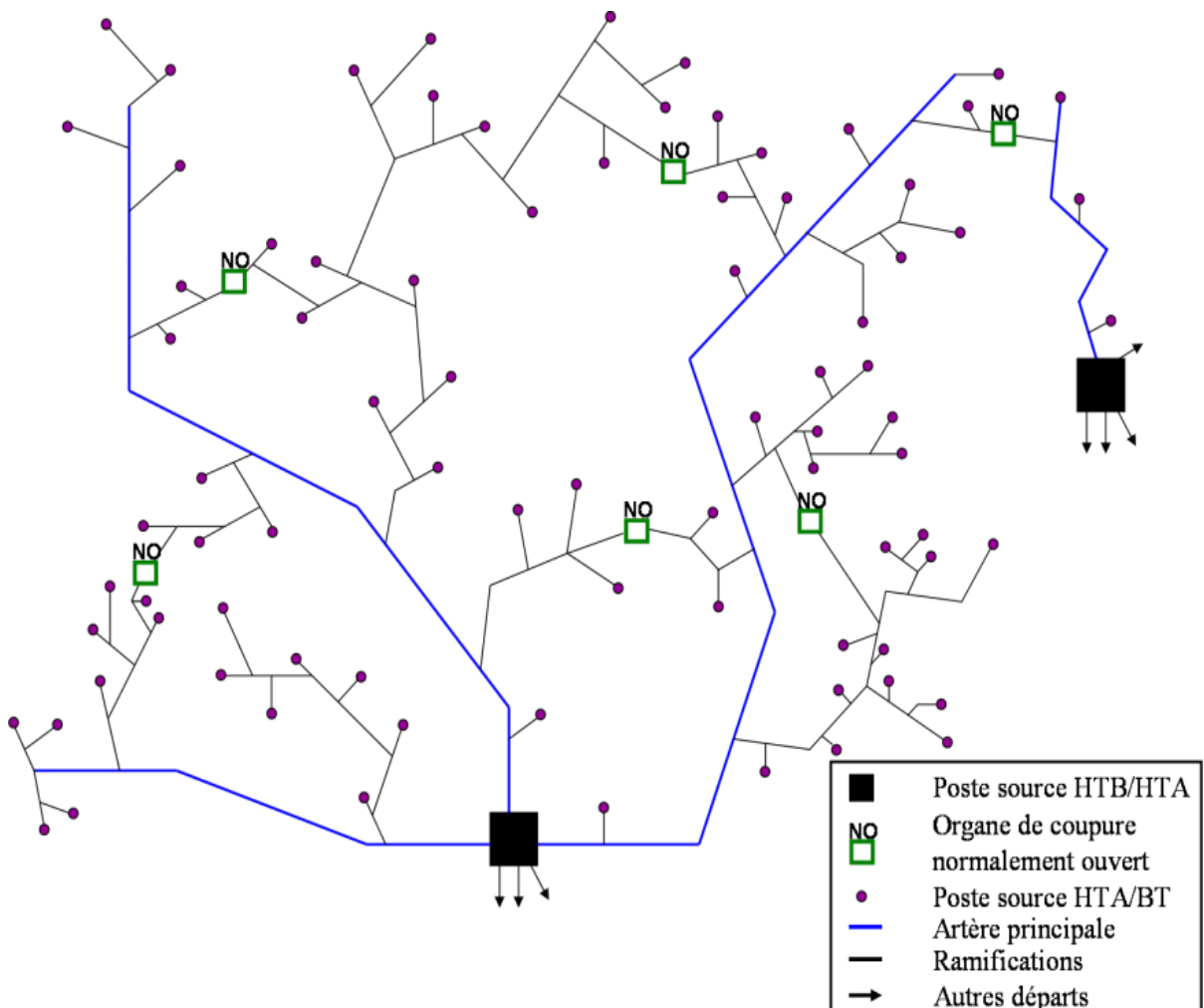


Figure 1.6 : Réseau rural radial [3]

1.3.2.2 Réseaux urbains

Contrairement aux réseaux ruraux, les réseaux urbains sont caractérisés principalement par une forte densité des charges. Dans ce type de réseau, nous trouvons de nombreuses

structures. On peut distinguer les deux groupes de structures principales : les réseaux en dérivations multiples et les réseaux en coupure d'artère.

**1.3.2.2.1 Structure en double dérivation**

Cette structure se constitue de deux postes source HTB/HTA qui sont raccordés par deux ou plusieurs circuits triphasés placés en parallèle. Chaque poste de transformateur HTA/BTA est alimenté par un circuit principal. En cas de défaut, la charge (le poste HTA/BTA) peut être basculée sur un second circuit qui peut être un circuit de secours dédié. C'est une structure qui permet de garantir une bonne continuité d'alimentation et une reprise automatique du service. La figure 1.7 présente la structure en double dérivation d'un réseau urbain.

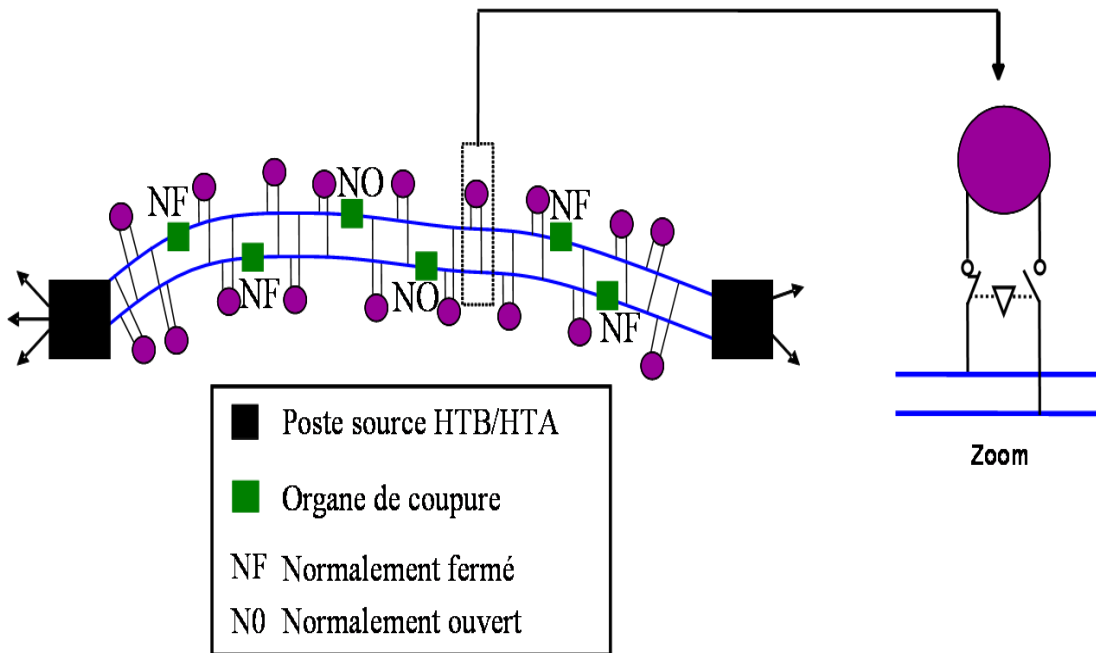


Figure 1.7 Structure en double dérivation [3]

**1.3.2.2.2 Structures en coupure d'artère**

Dans le cas de la structure en coupure d'artère (figure 1.8), les postes HTB/HTA sont liés deux à deux par des circuits dit artères. Chaque poste de transformateur HTA/BTA est alimenté directement à une artère qui contient un ou plusieurs organes de coupure ayant l'état normalement ouvert ou fermé afin de réaliser l'exploitation dans une structure radiale. Dans certains cas, le raccordement entre les postes sources HTB/HTA peut être renforcé par un câble de secours. Il existe plusieurs variantes de cette structure qui sont détaillés ci-dessous.

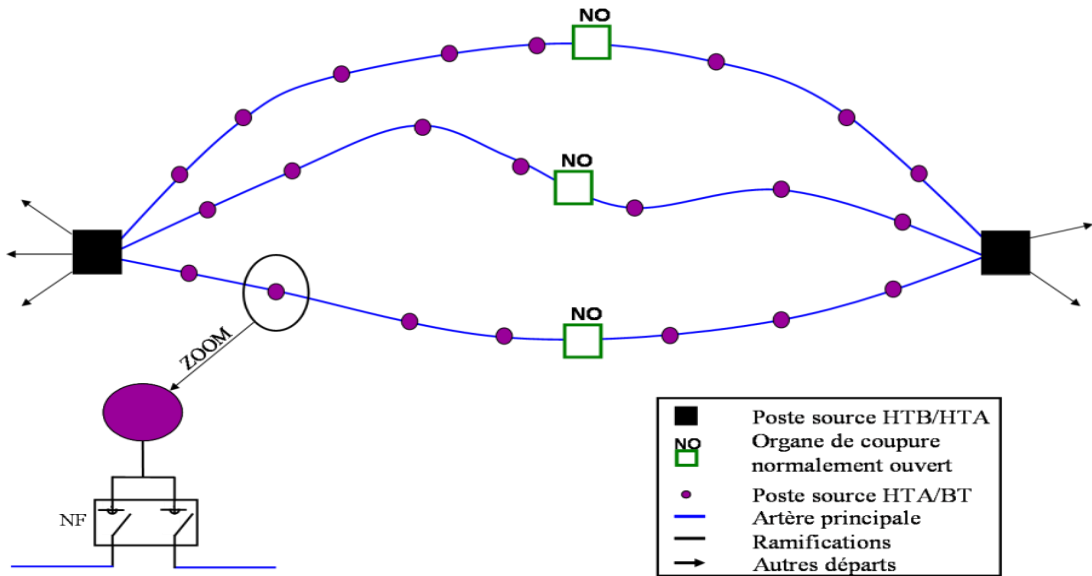


Figure 1.8 : Structure en coupure d'artère [3]

**a) Structure en fuseau**

Dans ce réseau, les extrémités de tous les câbles de distribution issus d'un même poste convergent vers un point unique dit point de réflexion (PR). Ce dernier (le PR) peut être considéré comme un lieu privilégié pour créer de nouvelles postes de transformation HTB/HTA dans le futur. Le point de réflexion peut être aussi raccordé par un câble secours avec le poste HTB/HTA. C'est une structure simple et son exploitation facile. De plus, elle permet une bonne qualité de fourniture. La figure 1.9 présente la structure en fuseau du réseau urbain.

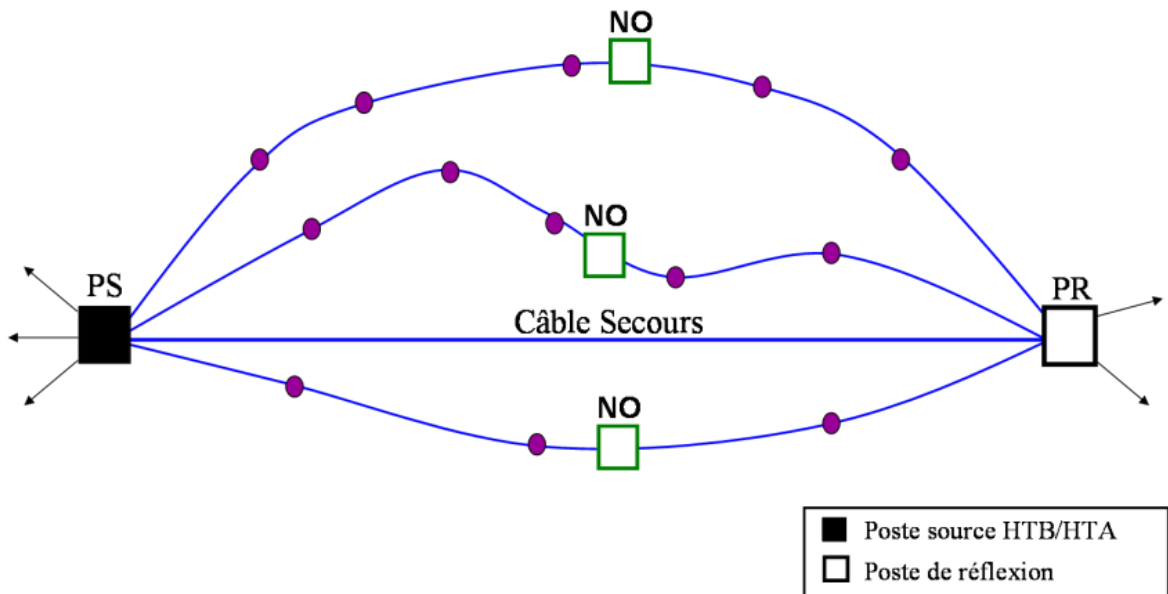


Figure 1.9 Structure en fuseau [3].

### b) Structure en épi

La caractéristique de cette structure est qu'il y a plusieurs postes de réflexion, qui sont raccordés par le câble de secours les uns après les autres, puis connectés au poste source HTB/HTA par des câbles. La structure en épi permet de développer le réseau de manière plus économique et flexible autour d'un même poste de travail que celle en fuseau. De plus, elle prend en compte la répartition réelle de la charge et minimise finalement la longueur totale des lignes par rapport à la structure en fuseau. La structure en épi du réseau urbain est représentée dans la figure 1.10.

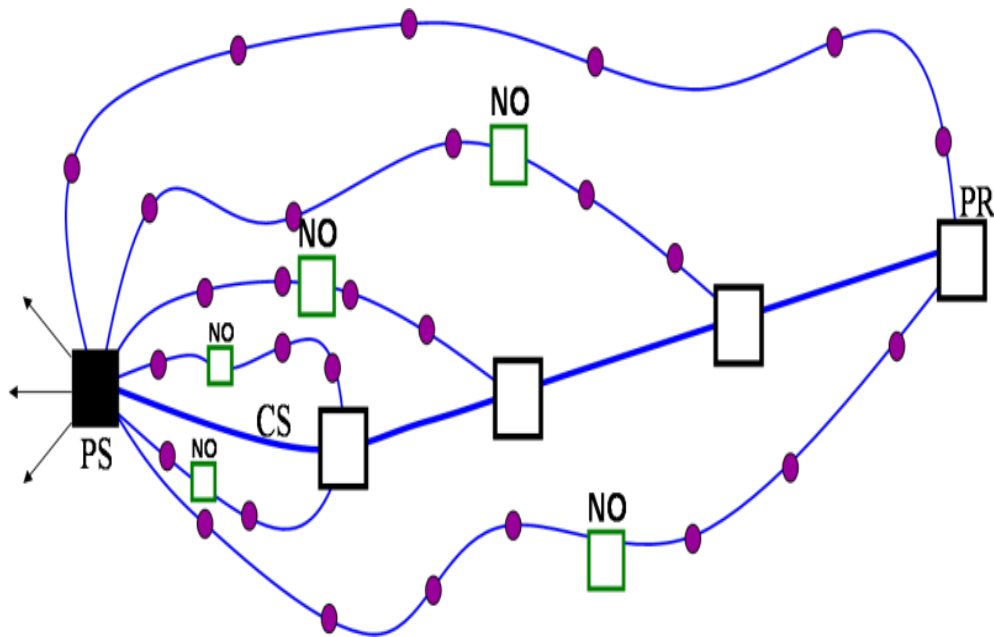


Figure 1.10 Structure en épi [3].

### c) Structure maillée

La structure maillée ou la grille est une variante de structure en coupure d'artères. La différence de cette structure est qu'il existe un grand nombre de boucles, qui sont formées par les conducteurs, les charges et les connexions intermédiaires qui relient les postes HT/MT les uns aux autres. L'exploitation de structure maillée se réalise en radial grâce au placement des organes de coupure normalement ouverts dans cette structure. L'existence de nombreuses connexions entre les artères principales permet une excellente qualité de service, mais rend le coût de construction de ce type de réseau très coûteux. La figure 1.11 montre la structure maillée.

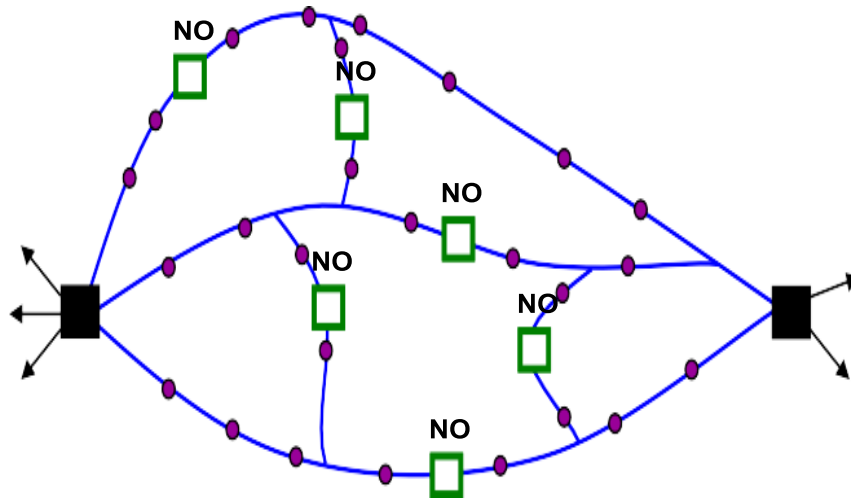


Figure 1.11 Structure maillée ou la grille [3].

**d) Structure maille**

Dans ce réseau (figure 1.12), chaque boucle doit être alimentée par un poste source HTB/HTA ou par un poste tête de boucle qui est alimenté par le poste source HTB/HTA via un conducteur de section importante appelé câble de structure. Le poste tête de boucle a la même structure que le poste source sauf qu'il n'y a pas de transformateur HTB/HTA. Des liaisons entre les boucles permettent des secours mutuels en cas de perte d'un câble de structure.

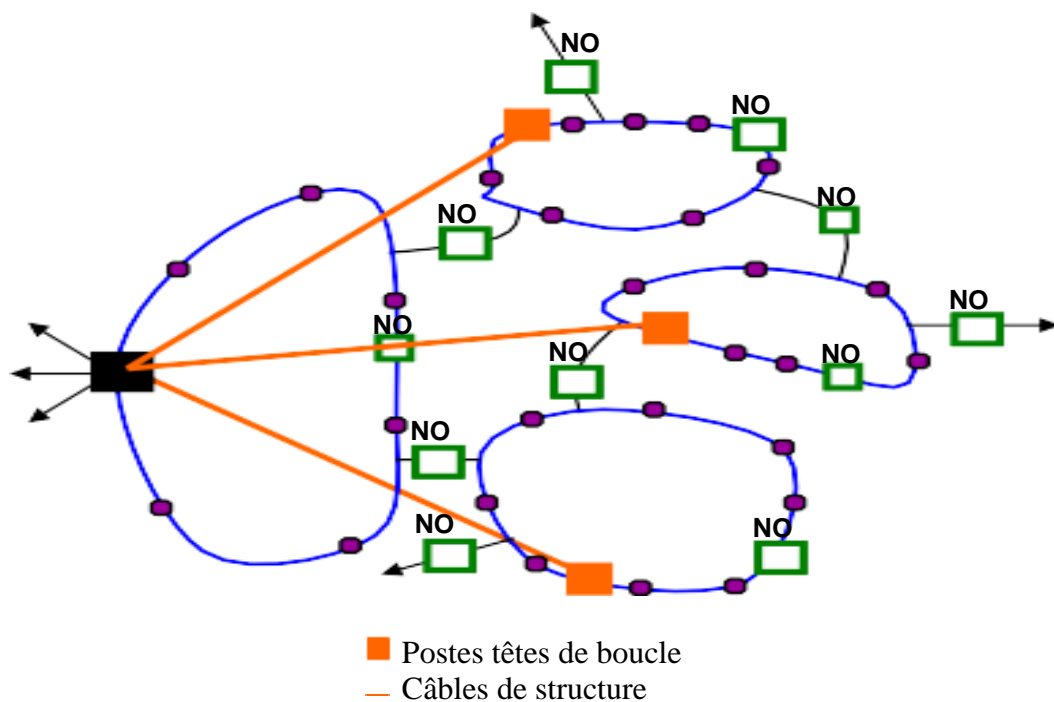


Figure 1.12 : Structure maille [3].

### e) Structure boucles (ou pétales de marguerite)

La structure boucles (voir la figure 1.13) est exploitée lorsque le centre de gravité des charges est loin par rapport au poste HTB/HTA. Dans cette structure, chaque ligne qui forme une boucle doit être alimentée à partir d'un poste nommé poste tête de pétales par un ou deux câbles issus du poste HTB/HTA. C'est une structure moins flexible au niveau de la possibilité de reporter la charge d'une boucle à l'autre en cas de défaut par rapport au structure maille.

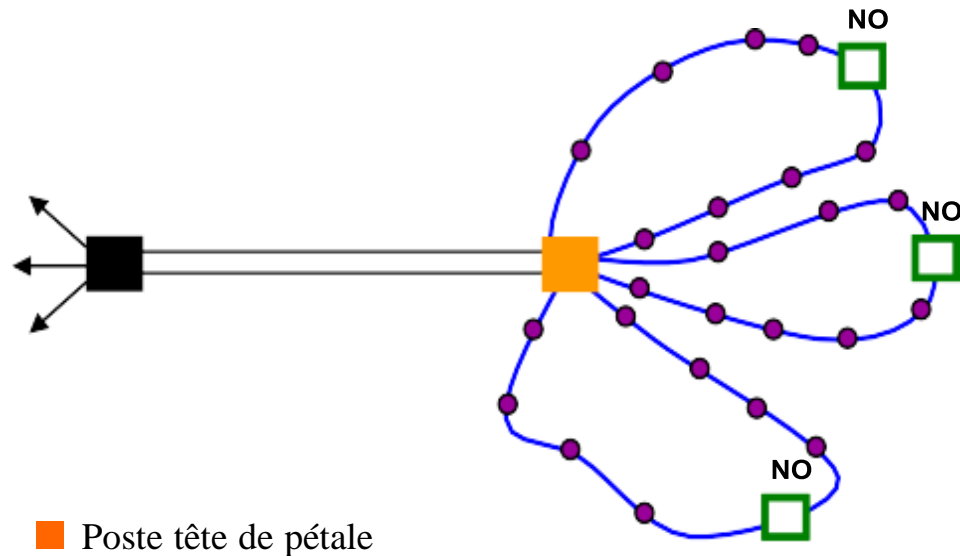


Figure 1.13 : Boucles ou pétales de marguerite [3].

## 1.4 Production décentralisée

### 1.4.1 Définition

Dans la littérature, de nombreux termes sont utilisés par rapport à la production décentralisée tel que : Génération d'Énergie Décentralisée ou Distribuée, Génération d'Énergie Dispersée, Production Distribuée [11]. Le terme "Génération d'Énergie Dispersée" sera utilisé pour appeler la production décentralisée dans la suite de cette thèse. La littérature montre qu'il n'y a pas une seule définition de la production décentralisée, chaque pays a sa propre définition. Certains pays définissent la GED sur la base du niveau de tension auquel sont raccordés ces générateurs, tandis que d'autres partent du principe que la GED est injectée directement au niveau des charges. D'autres pays définissent la GED comme ayant certaines caractéristiques de base (par exemple, l'utilisation d'énergies renouvelables, la cogénération, non-dispatchable...). Cette section passe en revue les différentes définitions actuelles de la GED, proposées par des instituts, des compagnies et des auteurs.

- L'Electric Power Research Institute (EPRI) définit la génération d'énergie dispersée comme de petites unités de production de quelques kilowatts (kW) jusqu'à 50 MW et/ou des dispositifs de stockage d'énergie, typiquement situés près des charges ou des postes de distribution et des sous-stations de transport [11].
- L'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) définit la génération d'énergie dispersée comme l'énergie électrique produite par des unités qui sont suffisamment plus petites que les installations de production centralisée pour permettre leur attachement à presque n'importe quel point du réseau électrique [12].
- Le Conseil International des Grands Réseaux Electriques (CIGRE) définit la génération d'énergie dispersée comme un ensemble des sources de production avec une capacité maximale de 50 MW à 100 MW, qui sont habituellement branchées au réseau de distribution et qui ne sont ni pilotables par le gestionnaire de réseau (ni observables, ni dispatchables) [11].
- L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) définit la génération d'énergie dispersée comme un type de centrale électrique qui est reliée à proximité des sites ou des clients pour répondre à ses besoins spécifiques et en même temps pour soutenir le réseau de distribution. Ces technologies comprennent les moteurs à pistons, les turbines, les piles à combustible et les systèmes photovoltaïques [13].
- Chambers [14] définit la génération d'énergie dispersée comme une petite source de production, généralement a une puissance inférieure ou égale de 30 MW, ces sources étant localisées près des clients pour répondre à leurs besoins spécifiques ou afin de soutenir le fonctionnement du réseau de distribution.
- Ackermann et al. [14] définissent la génération d'énergie dispersée en termes d'interconnexion et d'emplacement plutôt qu'en termes de leur puissance générée. Ils définissent une source de production décentralisée en tant que source de production d'énergie électrique connectée directement au réseau de distribution ou en aval du compteur du client. Cette dernière définition est la plus générique, car il ne met aucune limite à la technologie ou la capacité de l'application potentielle de production distribuée.

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

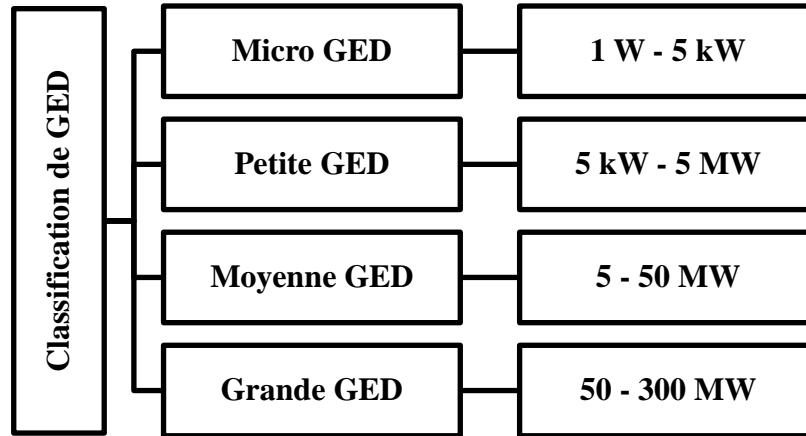


Figure 1.14 : Classification de GED à la base de la puissance nominale

## 1.4.2 Types de production décentralisée

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

### 1.4.2.1 Classification en fonction du type d'énergies primaires utilisée

#### a) Energies non renouvelables

Deux types de technologies non renouvelables peuvent être décrits :

##### ✚ Energies fossiles (gaz, charbon, pétrole)

Le principe de cette technologie est le même que celui utilisé dans les grandes installations thermiques de la production centralisée. La combustion de combustibles fossiles (gaz, charbon, pétrole) génère de la chaleur elle-même transformée en électricité. Les principales technologies utilisées sont le thermique à flamme, les turbines à gaz et les moteurs diesel... Ces systèmes, et notamment les turbines à gaz, permettent aussi d'être utilisés pour produire simultanément de la chaleur et de l'électricité. On parle alors de cogénération ou production combinée. Ces applications permettent d'avoir un rendement global excellent.

### ✚ Energie hydrogène

Les piles à combustible sont des technologies nouvelles qui produisent de l'électricité à partir de l'interaction entre l'hydrogène et l'oxygène. Aujourd'hui, deux technologies sont des objets de recherches intensives : Les piles à combustible à membrane échangeuse de proton (PEMFC : Proton Exchange Membrane Fuel Cell) pour les utilisations de faibles puissances et les piles à combustible à l'oxyde solide (SOFC : Solid Oxyd Fuel Cell) pour les utilisations stationnaires de cogénération. Bien que ces sont des technologies relativement très coûteuses et donc peu répandues, elles sont aussi écologiques.

### b) Energies renouvelables

Les principales sources d'énergies renouvelables sont :

### ✚ Energie hydraulique

Les centrales hydrauliques produisent de l'électricité par le mouvement d'une masse d'eau d'un réservoir supérieur à un niveau inférieur, où plusieurs turbines hydrauliques et des générateurs électriques sont couplées (voir figure 1.15). Ce mouvement peut être obtenu, à partir du débit d'eau d'une rivière, d'un fleuve ou d'un lac. Pour la GED, des microcentrales hydrauliques sont utilisées avec une puissance électrique de 5MW.

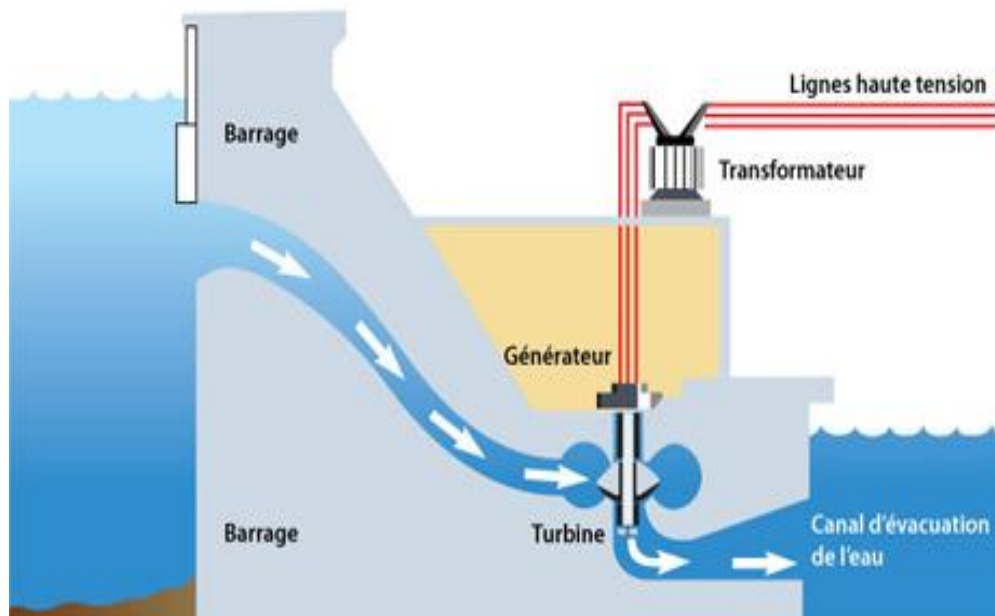


Figure 1.15 : Fonctionnement d'une centrale hydraulique

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

**✚ Energie solaire**

L'énergie rayonnement solaire peut être convertie en énergie électrique soit directement à courant continu par les installations photovoltaïques soit indirectement via la production de chaleur (appelé solaire thermique) via des réseaux de miroirs paraboliques, concentrateurs....

L'utilisation de ces types de production est encouragée par la disponibilité de l'énergie solaire, une longue durée de vie et la maintenance nécessaire est simple. Cependant, les inconvénients principaux de cette technologie que la production est invariablement liée aux conditions météorologiques et leurs coûts élevés d'investissement initial limitent leur adoption à grande échelle.

**✚ Energie éolien**

Les aérogénérateurs ou éoliennes sont des dispositifs qui transforment l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Ensuite cette énergie transmet en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice électrique. Il existe également deux possibilités d'installation des parcs éoliens : éolien en mer (offshore) comportent une capacité très importante, et éolien sur terre (onshore) (voir figure 1.16). Pour la GED, les éoliennes sont utilisées avec une puissance électrique variant entre 200 kW et 5 MW.



Eolienne offshore



Eolienne onshore

Figure. 1.16 : Type des parcs éoliens.

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

### ✚ Energie géothermie

Les centrales géothermiques captent la chaleur à travers un fluide qui circule dans le sol pour produire l'énergie électrique au moyen des turbines classiques. Ce fluide peut être celui des nappes d'eau souterraine naturelle, de l'eau injectée dans les roches chaudes ou dans des puits spéciaux. Dans tous les cas, le fluide se réchauffe et remonte avec une température supérieure. La figure 1.17 montre le principe d'utilisation de la géothermie pour générer de l'électricité.

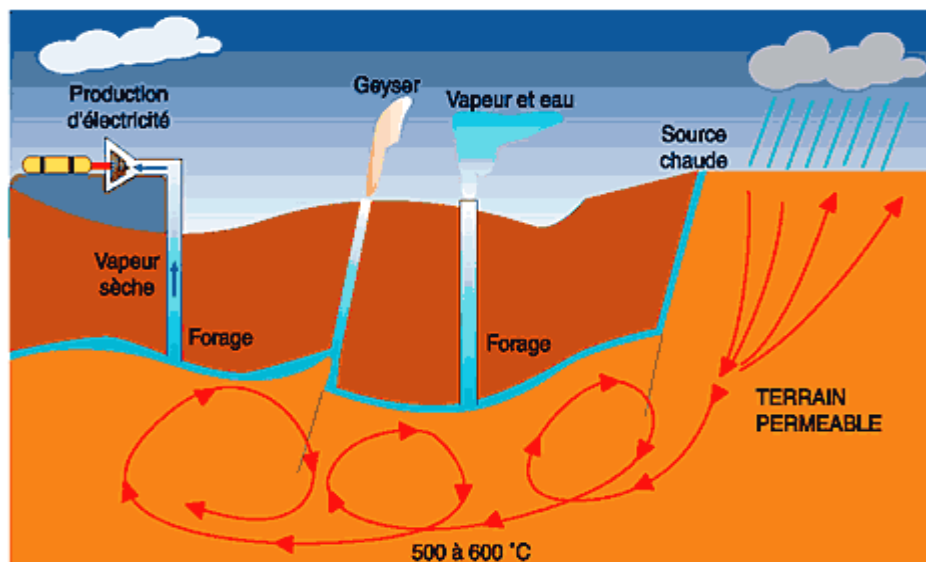


Figure. 1.17 : Génération d'électricité par une source d'énergie géothermique

Cette source d'énergie a l'avantage de préserver l'environnement et d'être indépendante des conditions climatiques, elle est donc fiable et stable. Malheureusement, cette source d'énergie nécessite des forages dont les résultats sont parfois aléatoires et dont le temps de mise en place de l'installation pour son utilisation est assez important.

### ✚ Energie biomasse

Certaines centrales thermiques à flamme utilisent des issus de la biomasse comme source primaire des combustibles. Les déchets agricoles, bois, biogaz ou les déchets industriels et domestiques peuvent être utilisés pour produire de la chaleur, puis de l'électricité. Cette technologie est de plus en plus utilisée dans les zones rurales.

**1.4.2.2 Classification de GED à base de type de puissance délivrée**

Les unités de la GED peuvent être classées en quatre types sur la base de la capacité de fourniture de la puissance active et réactive.

**GED-Type 1 :** Ce type est capable d'injecter uniquement de la puissance active comme les micro-turbines, les photovoltaïques, les piles à combustible, qui sont connectés au réseau à l'aide des convertisseurs / onduleurs.

**GED-Type 2 :** Ce type est capable de délivrer uniquement de puissance réactive comme les compensateurs synchrones et les condensateurs.

**GED-Type 3 :** Ce type est capable d'injecter des puissances active et réactive comme les petites turbines hydrauliques, turbines à gaz, cogénération, etc.

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

**1.5 Insertion de GED au réseau électrique**

Contrairement aux réseaux traditionnels, le renforcement des réseaux modernes se fait par l'insertion des productions décentralisées aux réseaux électriques, en particulier sur les réseaux de distribution. L'intégration des sources de production décentralisée conduit à une transition vers une nouvelle structure dans laquelle, ces sources de production sont souvent raccordées au réseau de distribution. L'insertion de ces unités sur le réseau, conduit à des flux d'énergie bidirectionnels dans les réseaux (entre transport et distribution). Les réseaux de distribution deviennent donc des réseaux actifs. Au contraire, les réseaux de distribution dépourvus des unités GEDs sont passifs puisque l'énergie électrique est fournie par le réseau de transport aux consommateurs raccordés dans les réseaux de distribution.

De nombreuses motivations techniques, économiques et environnementales qui ont contribué au développement et à l'encouragement de l'introduction des unités de production décentralisée [17, 18] :

- A cause de la demande croissante d'énergie électrique et du l'épuisement à l'horizon des réserves de combustibles fossiles, qui sont les sources primaires des installations

de production conventionnelle. Par conséquent, la plupart des pays cherchent à trouver des sources alternatives d'énergie.

- En raison du coût financier très élevé pour l'installation de nouvelles grandes centrales de production et la construction des lignes de transport et distribution, et de l'opposition grandissante du public à ces nouvelles installations.
- Le poids croissant, accordé à la réduction des émissions de gaz, afin de limiter le réchauffement climatique (Protocole de Kyoto en 1997). Dans le cadre de ce protocole, de nombreux pays travaillent sur des nouvelles politiques de production basée sur l'utilisation des sources d'énergies nouvelles et renouvelables comme source principale de production d'énergies électriques pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. L'utilisation des GEDs peut contribuer à la production d'énergie propre et respectueuse de l'environnement avec de très faibles émissions environnementales.
- Contrairement à la production centralisée, les GEDs sont généralement des sources modulaires de faibles capacités, ces dernières sont situées généralement près des consommateurs. Les GEDs peuvent être installées par module ou bloc de modules pour répondre aux besoins immédiats et futurs de la demande. Cette modularité permet de réduire le délai de construction et l'investissement.
- La dérégulation et l'ouverture du marché d'électricité par intégration de nombreux nouveaux producteurs d'énergie de manière décentralisée pourrait favoriser la concurrence, ce qui garantit l'amélioration de la qualité de service et la réduction du prix de l'énergie.

### **1.6 Apports de la GED**

Les avantages de l'introduction de la GED dans le système électrique se situent à trois niveaux : technique, économique et écologique, qui se résument comme suit [17, 18] :

**Réduction des pertes de lignes :** Les installations de la GED sont en générale la fourniture de l'énergie près de la consommation, limitant ainsi la transmission coûteuse et inefficace de la puissance électrique sur les longues lignes de transport. Malgré les coûts élevés d'installation et de maintenance des réseaux électriques, il reste nécessaire de fournir l'énergie là où elle est consommée. D'autre part, la transmission de la puissance électrique sur des longues distances aboutit à des pertes joules importantes au niveau des lignes de transport.

Pour cela, la production et la distribution au niveau local peuvent améliorer l'efficacité du réseau électrique et réduire les coûts.

**Diminution de la demande de pointe :** Dans des conditions de pointe, la production d'électricité implique des coûts plus élevés. Par conséquent, des ressources à faible coût devraient être utilisées pour faire face à la demande de pointe. La production d'électricité par des GEDs aux heures de pointe, en plus d'être économiquement efficace, peut réduire la capacité des lignes de transport et des transformateurs. La réduction du courant dans les équipements du réseau principal réduira leur température et par conséquent augmentera la durée de vie des équipements.

**Le temps de construction des installations :** La construction des installations centralisées peut prendre un long temps entre 7 à 10 ans pour répondre aux nouveaux besoins. Au contraire, quelques installations des GEDs pourraient prendre un temps plus court, jusqu'à moins de 6 mois, ce qui permet une réponse plus rapide lorsqu'une puissance supplémentaire est nécessaire.

**Amélioration de la sécurité énergétique :** En cas d'urgence, il peut y avoir un black-out dans une partie du réseau, l'utilisation de GED au point de consommation peut réduire une partie de la charge du réseau. Ainsi, l'utilisation de ces ressources peut réduire le nombre de pannes électriques.

**Impact sur le démarrage rapide du réseau électrique :** Après le black-out, le réseau électrique doit être démarré à zéro. À cette étape, les GEDs peuvent être utilisés pour alimenter une certaine partie du réseau afin de réduire la charge totale du réseau. D'autre part, ces ressources peuvent également être utilisées pour démarrer les centrales électriques.

**Soutenir les énergies renouvelables :** Les réseaux intelligents peuvent encourager l'introduction de la production d'énergie renouvelable à des niveaux élevés, ce qui diminue la dépendance aux combustibles fossiles et les émissions de gaz. Les réseaux électriques modernes incorporant de l'énergie locale propre peuvent supporter pleinement les flux électriques.

**Amélioration de la fiabilité de l'alimentation :** Alors qu'une fiabilité élevée est requise pour les charges sensibles à la puissance dans un réseau de distribution, l'utilisation de deux alimentations indépendantes semble être essentielle. Avec l'installation de sources GED à

proximité de telles charges sensibles, elles peuvent immédiatement démarrer pour alimenter ces charges.

**Diminution du prix de l'électricité :** L'introduction généralisée des productions décentralisées, que ce soit au niveau régional ou national conduira généralement à une baisse du prix de l'électricité. La centrale virtuelle, qui se compose de plusieurs GEDs, permettra aux gestionnaires du réseau de disposer de réserves des énergies électriques. Dans certains cas, ces réserves pourraient être moins chères à mobiliser que d'utiliser le marché d'ajustement.

**Réduction de pollution environnementale :** Dans les grandes centrales électriques, toutes sortes de gaz à effet de serre sont produites. Mais dans les systèmes de GEDs, même ceux qui consomment du carburant, les émissions polluantes sont très faibles. Cet avantage fait la facilité d'utilisation des sources GEDs dans les zones résidentielles.

## **1.7 Impact de la GED sur le réseau de distribution**

L'interconnexion de la GED dans les réseaux électriques présente de nouveaux défis pour l'exploitation et la planification des réseaux de distribution, principalement parce que la configuration des lignes électriques et les dispositifs de protection dans la plupart des réseaux de distribution traditionnels supposent un sens d'énergie unidirectionnel et sont conçus et exploités sur cette hypothèse. Dans ce qui suit, plusieurs problèmes concernant l'impact d'intégration des productions décentralisées sur les réseaux de distribution sont analysés.

### **a) Sens de transit de puissance**

Traditionnellement, les réseaux sont dimensionnés pour recevoir les flux d'énergie du réseau haute tension vers le réseau basse tension à travers les postes de transformation HTA/HTB. L'insertion des productions décentralisées dans les réseaux de distribution peut inverser le sens de transit de puissance, c'est-à-dire du réseau basse tension vers le réseau haute tension. Dans cette situation, les équipements, notamment les protections doivent avoir un caractère bidirectionnel pour assurer la surveillance dans les deux sens.

D'autre part, à court terme, les réseaux de distribution peuvent ne pas rencontrer de problèmes liés à des limites de la capacité de transfert d'énergie ; mais à long terme, lorsque le taux d'introduction des GEDs augmentera au niveau de ces réseaux, la modification du sens de transit de puissance pourra éventuellement provoquer des congestions locales [19, 20].

**b) Les pertes**

L'insertion de la GED au niveau du réseau de distribution peut contribuer à la réduction ou l'augmentation des pertes de ce réseau [21], ce problème est basé principalement sur l'emplacement, la capacité, le type de GED, la structure et la configuration du réseau de distribution. Il est donc essentiel que ces éléments soient parfaitement pris en compte lors de l'évaluation de l'impact de la GED sur les pertes [22].

**c) Plan de tension**

La présence de la GED dans un réseau de distribution entraîne une modification du plan de tension sur ce réseau avec une élévation possible de la tension le long d'un départ [23]. Cette élévation de la tension dépend du nombre des GEDs et leurs emplacements et capacités ainsi que du facteur de puissance et de la structure du réseau. Cette élévation peut provoquer des surtensions dépassant les limites permises, en particulier lorsque la charge du réseau est faible [5].

Pour cette raison, la tension est contrôlée au niveau du réseau de distribution par les régulateurs de tension installés sur les lignes de distribution. Ces dispositifs peuvent également équilibrer les plans de tension modifiés par insertion de la GED. Cependant, dans certaines situations, même en présence de la GED, ces régulateurs ne peuvent pas mettre les plans de tension dans la plage autorisée.

**d) Stabilité du système**

Certaines sources de productions décentralisées peuvent être connectées directement au réseau, par des générateurs synchrones ou asynchrones. La stabilité du système est liée à l'interaction de ces générateurs dans le réseau immédiatement après un défaut. En particulier, une unité de GED 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.

**e) Puissance de court-circuit**

L'insertion des GEDs au réseau de distribution, en particulier via des générateurs et d'autres machines en rotation, entraîne en général une modification du niveau de courants de court-circuit [23]. Cette modification de courants de court-circuit peut alors créer des problèmes pour le fonctionnement des différents composants de réseau de distribution comme

les lignes et les dispositifs de protection, s'ils ont été dimensionnés pour supporter des courants de court-circuit inférieurs. Ces composants, lorsqu'ils transportent des courants de défaut persistant, sont soumis à des contraintes thermiques et mécaniques. Pour cette raison, il est essentiel de vérifier le niveau de courants de court-circuit par rapport aux capacités limites des composants avant de connecter physiquement une GED au réseau de distribution.

Pour les conducteurs de ligne, en fonction des caractéristiques du conducteur, du type de défaut et sa durée, la surintensité maximale admissible durant le temps nécessaire pour éliminer le défaut doit être déterminée. Il est également important de vérifier que l'injection de courant par les installations de la GED ne conduise pas au déclenchement intempestif des relais de surintensité utilisés pour la protection des lignes de distribution [23].

Dans le cas où ces vérifications ne sont pas satisfaisantes, d'autres solutions pourraient être trouvées, telles que le renforcement ou la mise à jour des composants ou l'infrastructure du réseau ou même le changement des endroits d'intégration de la GED.

Les emplacements les plus critiques pour l'insertion de la GED sont ceux où les courants de court-circuit atteignent leurs valeurs maximales, c'est-à-dire, aux premières lignes issues du poste source et protégées par des relais de surintensité.

#### **f) Qualité de service**

La présence de la GED de type asynchrone dans un réseau peut contribuer à une diminution brutale de la tension due à l'appel d'un courant fort lors de la connexion au réseau. Ces types de GED consomment de la puissance réactive afin de magnétiser leur circuit magnétique. D'ailleurs, la présence d'interfaces d'électronique de puissance peut faire augmenter le taux des harmoniques qui nuisent gravement à la qualité de service fournie [19].

### **1.8 Reconfiguration du réseau de distribution**

Plusieurs techniques ont été utilisées pour diminuer les pertes de puissances dans les réseaux électriques tels que le réglage de prise de transformateur, l'augmentation de la section des conducteurs et l'installation des bancs de condensateurs. En dehors de ceux-ci, un procédé plus efficace qui peut améliorer la performance des réseaux de distribution est la reconfiguration du système [24].

La plupart des réseaux de basse tension exploitent dans une configuration radiale. Dans ces réseaux, deux types des dispositifs d'interrupteurs y sont utilisés : interrupteurs de liaison

qui restent normalement ouverts, et interrupteurs de sectionnement qui restent normalement fermés. Il existe plusieurs systèmes opérationnels dans les systèmes de distribution électrique; l'un d'eux est « la reconfiguration du réseau de distribution », qui peut diminuer les pertes, améliorer le plan de tension, et modérer les surcharges dans le réseau.

Les objectifs principaux de la reconfiguration du réseau de distribution pendant le fonctionnement normal sont d'éviter la surcharge sur les lignes et réduire les pertes du réseau. En fonction des conditions de charge, cette technique peut être nécessaire pour éliminer les surcharges sur les composants spécifiques du système comme les tronçons de ligne ou les transformateurs. Puisque les conditions de charge dans le système changent, il peut aussi devenir rentable de reconfigurer de manière à réduire les pertes de puissance active.

Dernièrement, la reconfiguration du réseau HTA a été proclamée comme une procédure efficace pour la réalisation de l'économie d'énergies électriques, à coût pratiquement négligeable. La tendance actuelle consiste à concevoir des réseaux HTA avec une structure du réseau maillé, mais ils sont exploités radialement. Pour y parvenir, un nombre approprié de branches commutables sont installés, ce qui permet de réaliser une configuration radiale capable de fournir toutes les charges dans des conditions normales ainsi que dans le cas de panne permanent. Les réseaux de distribution sont souvent 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'obtenir le minimum de perte possible tout en respectant les contraintes de capacité du réseau.

## **1.9 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté le fonctionnement général des systèmes électriques traditionnels. Nous avons également mis l'accent plus particulièrement sur le réseau de distribution HTA et les différentes structures associées à ce type de réseau. Nous avons aussi exposé les impacts de la dérégulation sur l'organisation de ce système et l'apparition d'une nouvelle catégorie de producteur appelée production décentralisée GED au niveau du réseau de distribution. Nous avons, ensuite, présenté les différentes classifications des GEDs. De plus, nous avons examiné les apports et les impacts de l'interconnexion des GEDs au réseau de distribution. Finalement, nous avons exposé les intérêts et les impacts de l'interconnexion de la GED au réseau de distribution ainsi que la contribution de la reconfiguration sur l'amélioration de performance du réseau de distribution.

# **Chapitre 2**

## **Ecoulement de puissance dans les réseaux de distribution**

## 2.1 Introduction

Le réseau de distribution électrique se caractérise par le changement de la demande de charge, ce qui influe sur les pertes de puissance dans les branches et le profil de la tension au niveau des nœuds formant le réseau.

Plusieurs méthodes de calcul d'écoulement de puissance sont utilisées par les chercheurs dans la littérature. Ces méthodes peuvent être divisées en deux catégories : les méthodes newtoniennes [25-28] et les méthodes de balayage arrière / avant [29, 30]. Le premier type de méthodes est généralement utilisé pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance dans les réseaux de transport ou de transmission. Parmi ces méthodes on peut citer la méthode Newton Raphson et la méthode découplée rapide qui ont prouvé leur efficacité dans le traitement de ce problème. L'application de ce type de méthodes dans les réseaux de distribution prouvé dans la majorité des cas un échec dans leur divergence et ce dû fait des caractéristiques typiques différentes par rapport aux réseaux de transport [30,31]. D'autre part, le second type de méthodes est basé sur un balayage vers l'arrière pour le calcul du courant des branches et un balayage vers l'avant pour le calcul de la tension des nœuds [32,33]. Ce type de méthodes, est utilisé le problème de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution.

Dans ce chapitre, nous allons utiliser la méthode de balayage arrière avant pour calculer l'écoulement de puissance dans le réseau de distribution. Nous allons tester la performance de la méthode proposée sur le réseau de distribution IEEE 33 nœuds avec différentes conditions de charge.

## 2.2. Unité relative

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 [34].

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

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

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

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

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

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

#### 2.3.1 Modélisation des branches

Le réseau de distribution radiale est constitué d'un ensemble de branches. Chaque branche de ce réseau est modélisée comme une résistance en série avec une inductance pure. L'impédance d'une branche  $i$  quelconque de ce réseau (voir Figure 2.1) s'écrit comme suit :

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

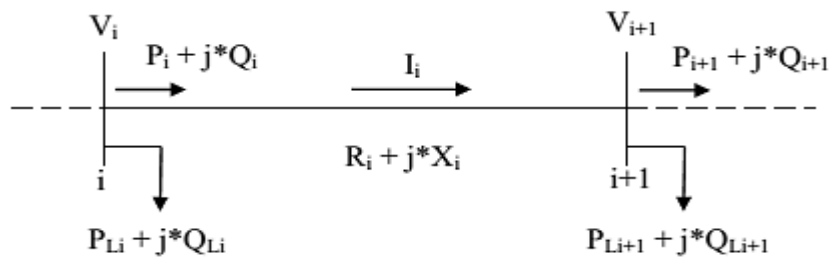


Figure 2.1 : Représentation de deux nœuds dans le réseau de distribution radial

#### 2.3.2 Modélisation des charges

La charge est le paramètre le plus incertain dans le réseau électrique de distribution, elle est constamment variable. Pendant un an, la charge peut varier considérablement d'une saison à une saison, d'un jour à l'autre et d'une heure à l'autre. Elle est le paramètre le plus sensible qui peut influencer la solution du problème de planification des réseaux de distribution. La plupart des chercheurs dans la littérature supposent un modèle de charge constante dans leurs études du problème de planification du réseau de distribution. Les décisions et les résultats basés sur cette hypothèse ne sont pas techniquement réalisables pour les systèmes réels de distribution où la charge n'est pas constante. Dans cette étude, afin de réaliser une analyse efficace, deux types de charge seront considérés

**2.3.2.1 Modèle périodique de charge constante**

Ce modèle de charge est caractérisé par la consommation d'énergie électrique de manière relativement constante au cours de certains intervalles de temps avec une variation qui dépend très peu des conditions météorologiques. La demande d'énergie est assez stable de jour en jour et de saison en saison. Le niveau de consommation peut changer considérablement d'une à trois fois au maximum au cours de la journée. Les grands utilisateurs et de nombreux clients industriels appartiennent à ce modèle de charge.

Mathématiquement, les puissances actives et réactives pendant chaque niveau de la demande  $\alpha$  sont calculées respectivement par les relations (2.5) et (2.6) :

$$P_\alpha = P_0 \times D_\alpha \tag{2.5}$$

$$Q_\alpha = Q_0 \times D_\alpha \tag{2.6}$$

Où :

- $P_0$  et  $Q_0$  sont respectivement les puissances active et réactive nominales ;
- $D_\alpha$  est le facteur de niveau de charge.

**2.3.2.2 Modèle de la charge statique**

Le modèle statique représente les caractéristiques des charges en régime permanent. Il décrit en général la relation entre la puissance active et réactive avec le niveau de tension dans une période de temps déterminée. Dans ce modèle de charge, les puissances active et réactive sont représentées sous forme exponentielle. Ce modèle est aussi utilisé pour faire une approximation des caractéristiques dynamiques des charges. Ce modèle de charge est exprimé par les équations suivantes [35] :

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

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

Où :

- $P_0$  et  $Q_0$  sont les puissances active et réactive nominales ;
- $V_0$  est la tension nominale ;

- $P_i$  et  $Q_i$  sont les puissance active et réactive de la charge au nœud  $i$  pour une tension égale à  $V_i$  ;
- Les coefficients  $\alpha$  et  $\beta$  déterminent le caractère de la charge.

Les valeurs des coefficients dépendent des caractéristiques agrégées des composants de la charge. Lorsque les coefficients  $\alpha$  et  $\beta$  les deux égaux à 0, la charge se comporte comme une charge de puissance constante, ce type de charge est un modèle dont la puissance ne varie pas lorsque la tension varie. Si par contre les coefficients sont égaux à 1, la charge se comporte comme une charge de courant constant, ce type de charge est un modèle dont la puissance varie proportionnellement avec la tension. Si les coefficients sont égaux à 2, la charge se comporte comme une charge d'impédance constante, ce type de charge est un modèle dont la puissance varie proportionnellement avec le carré de la tension.

## 2.4 Modèle de calcul d'écoulement de puissances

### 2.4.1 Modèle AC de calcul d'écoulement de puissances

Les calculs d'écoulement de puissances, ou encore calculs de répartition de charges dans un problème de planification de réseau électrique sont très importante ayant pour but de déterminer les pertes d'énergie pour n'importe quels états du réseau qui peuvent se présenter et vérifier si ces états satisfont les contraintes d'exploitation du réseau.

La principale caractéristique de calcul d'écoulement de puissances dans un problème de planification de réseau électrique est qu'il se répète plusieurs fois surtout pour les méthodes d'optimisation que nous utiliserons ultérieurement dans ce travail. L'utilisation d'une méthode de calcul d'écoulement de puissances rapide et précis est très nécessaire pour accomplir cette tâche.

L'état du réseau électrique peut être défini si les amplitudes et les phases des tensions à tous les nœuds du réseau sont connues. Ces tensions peuvent être obtenues par la résolution du système d'équations d'écoulement de puissances données par les formules (2.9) et (2.10).

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

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

Où :

- $P_i$  et  $Q_i$  sont respectivement les puissances active et réactive nettes injectées au nœud  $i$ ,

- $V_i$  est module de la tension au nœud  $i$ ,
- $\delta_{ij}$  est l'angle entre les vecteurs de tension  $V_i$  et  $V_j$ ,
- $G_{ij}$  et  $B_{ij}$  sont les parties réelles et imaginaires de la matrice admittance du réseau,
- $N_n$  est le nombre total de nœuds.

Cependant, les réseaux électriques de distribution ont certaines caractéristiques typiques différentes en comparaison avec les réseaux de transport. Ils sont caractérisés par [36] :

- Une structure généralement radiale ou faiblement maillée,
- Un rapport résistance réactance  $R / X$  élevé,
- Grand nombre des branches et des nœuds,
- Des charges déséquilibrées,

De nombreux algorithmes sont disponibles dans la littérature [37,38]. Ils ont été développés spécialement pour résoudre le problème d'écoulement de puissances dans les réseaux électriques de distribution. L'algorithme le plus commun est l'algorithme de balayage arrière / avant (Backward / Forward Sweep Algorithm) [39] qui sera exposé dans la section suivante.

#### 2.4.2 Algorithme de balayage arrière / avant

Au cours des dernières décennies, de nombreuses méthodes basées sur l'algorithme de balayage arrière / avant ont été développées dans un certain nombre d'études rapportées dans la littérature [40-42] pour des raisons d'accélérer le calcul d'écoulement de puissances dans les réseaux de distribution et d'obtenir une bonne convergence en évitant la résolution simultanée des systèmes d'équations et l'utilisation des matrices de grandes dimensions. Contrairement aux méthodes courantes telles que Gauss-Seidel et Newton-Raphson, l'algorithme de balayage présente l'avantage d'utiliser moins d'effort de calcul et de temps.

Dans cette section, nous allons expliquer le principe de l'algorithme itératif de la méthode de balayage arrière / avant. C'est un algorithme qui calcul le courant sur chaque branche et la tension pour chaque nœud. A chaque itération, deux balayages sont exécutés :

- Le balayage arrière « Backward Sweep » consiste à déterminer les courants dans les branches du réseau par l'utilisation de la première loi de Kirchhoff.
- Le balayage avant « Forward Sweep » consiste à calculer les tensions aux nœuds du réseau à l'aide de calcul de chutes de tension le long des branches.

L'algorithme de balayage arrière / avant se caractérise par sa simplicité, sa rapidité et sa précision. Il s'exécute en trois étapes

**Etape 1 : Calcul des courants d'injection**

Après avoir lire les données du réseau de distribution et initialiser toutes les tensions des nœuds, on calcule le courant injecté en chaque nœud en fonction de la puissance absorbée par la charge connectée et de la tension en ce nœud. Pour un nœud  $i$ , le courant injecté peut s'écrire :

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} \tag{2.11}$$

Où :

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

**Etape 2 : Balayage arrière**

Au cours de la deuxième étape, un balayage arrière est effectué de manière descendante depuis les nœuds terminaux du réseau vers le nœud source (poste source) pour calculer les courants de branches par sommation des courants aux différents nœuds du réseau. Les courants des branches sont calculés à l'aide de la formule (2.12) :

$$[J] = [BIBC][I] \tag{2.12}$$

Où :

- BIBC est la matrice des courants injectés dans les nœuds (Bus Injection Branch Current) qui est une matrice triangulaire supérieure contenant les valeurs 0 et 1 uniquement.

**Etape 3 : Balayage avant**

Pendant la troisième étape, un balayage avant est effectué de manière ascendante depuis du nœud source vers les nœuds terminaux du réseau pour calculer la tension pour chaque nœud au moyen de calcul de la chute tension sur chaque branche.

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

Où :

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

**Critère de convergence**

Les trois étapes de l'algorithme se répètent jusqu'à la convergence. Les différences de tension aux nœuds dans les itérations précédentes et présentes sont utilisées comme critère de convergence pour arrêter le calcul itératif :

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

Où  $\varepsilon$  représente la précision que l'on veut atteindre.

**Les pertes active et réactive**

Les pertes de puissance active au niveau d'une branche sont calculées par la relation (2.15):

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

Les pertes totales de puissance active dans les branches du réseau de distribution sont calculées par l'équation (2.16) :

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

Les pertes de puissance réactive au niveau d'une branche sont calculées par la relation (2.17) :

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

Les pertes totales de puissance réactive dans les lignes du réseau de distribution sont calculées par l'équation (2.18) :

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

## 2.4.3 Organigramme de la solution d'écoulement de puissance

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

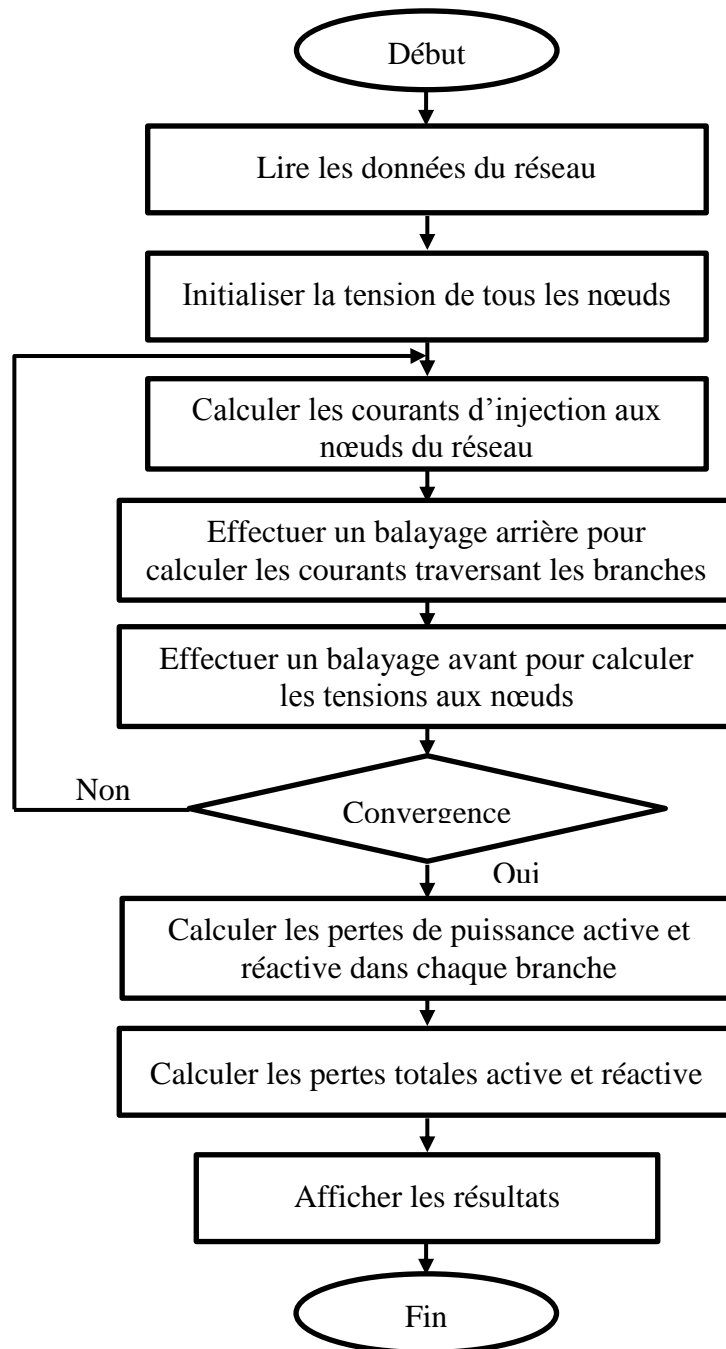


Figure 2.2 Organigramme de l'algorithme de balayage arrière / avant

Étape 1 : Entrer les données du réseau : linedata (nœud de départ, nœud d'arrivé, les résistances et les réactances des branches), busdata (Les puissances actives et réactives des charges). Initialiser les tensions de tous les nœuds [1pu] et déterminer la valeur de tolérance.

- Étape 2 : Appliquer l'équation (2.11) pour calculer les courants d'injection au niveau de tous les nœuds.
- Étape 3 : Calculer les courants des branches en utilisant le balayage arrière (l'équation (2.12)).
- Étape 4 : Calculer les tensions au niveau de tous les nœuds en utilisant le balayage avant (l'équation (2.13)).
- Étape 5 : Tester la convergence de tension pour des itérations consécutives. Si la convergence de tension est obtenue, passer à l'étape suivante. Sinon, aller à l'étape 2.
- Étape 6 : Calculer les pertes de puissance active et réactive pour toutes les branches en utilisant les équations (2.15) et (2.17) et les pertes totales de puissance active et réactive du réseau en utilisant les équations (2.16) et (2.18).
- Étape 7 : Afficher les tensions aux nœuds, les pertes de puissance active et réactive des branches et les pertes totales de puissance active et réactive du réseau.

## 2.5 Applications numériques

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

### 2.5.1 Réseau test IEEE 33 nœuds

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

- Nombre de nœuds =33 ;
- Nombre de branches =32 ;
- Nombre d'interrupteurs ouverts =5 ;
- Nœud de référence  $N^{\circ}=1$  ;
- Puissance de base = 100 MVA ;
- Tension de base =12,66 kV.

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

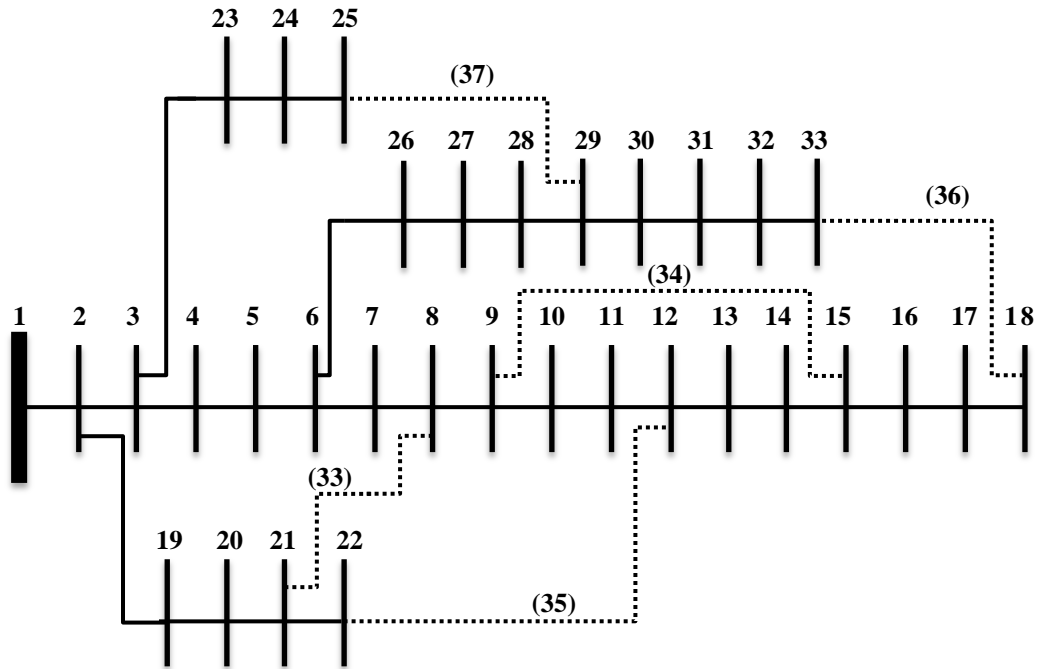


Figure 2.4 : Représentation simplifiée du réseau de distribution IEEE 33 nœuds

**2.5.2 Cas 1 : Différents niveaux de charge**

Les résultats montrés dans la sous-section suivante correspondent à une étude sur le réseau IEEE 33 nœuds pour différents niveaux de charge. Trois niveaux de charge électrique sont utilisés dans cette étude : charge faible ( $D\alpha = 0.75$ ), charge nominale ( $D\alpha = 1$ ) et charge forte ( $D\alpha = 1.25$ ). Le tableau 2.1 montre les amplitudes de tension au niveau de chaque nœud pour les trois niveaux de charge du réseau de distribution IEEE 33 nœuds. Les profils de la tension du réseau pour les trois niveaux de charge sont illustrés sur la figure 2.5. Il est clair, d'après le tableau 2.1 et la figure 2.5, que les valeurs minimales de tensions respectivement, pour les trois niveaux de charge faible, nominale et forte, sont 0.9361 p.u, 0.9130 p.u, 0.8888 p.u obtenues au niveau du nœud terminal 18 de la ligne principale.

La figure 2.6 représente les pertes totales de puissance active et réactive du réseau de distribution IEEE 33 nœuds pour différents niveaux de charge. Les pertes totales de puissances active et réactive en charge faible, nominale et forte sont respectivement (109.77 kW, 76.62 kVAr), (202.70 kW, 135.24 kVAr) et (329.90 kW, 220.24 kVAr). D'après cette figure, on remarque que les pertes totales de puissance active et réactive en charge forte dépassent plus de trois fois celles en charge faible.

Tableau 2.1 : Solution de l'écoulement de puissances du réseau IEEE 33 nœuds pour différentes niveau charges.

N° des Nœuds	C. Faible	C. Nominale	C. Forte	N° des Nœuds	C. Faible	C. Nominale	C. Forte
1	1,0000	1,0000	1,0000	18	0,9361	0,9130	0,8888
2	0,9978	0,9970	0,9962	19	0,9974	0,9965	0,9956
3	0,9874	0,9829	0,9783	20	0,9947	0,9929	0,9911
4	0,9819	0,9754	0,9687	21	0,9942	0,9922	0,9902
5	0,9765	0,9680	0,9593	22	0,9937	0,9916	0,9894
6	0,9630	0,9496	0,9358	23	0,9847	0,9793	0,9738
7	0,9604	0,9462	0,9313	24	0,9798	0,9727	0,9654
8	0,9568	0,9413	0,9251	25	0,9773	0,9693	0,9612
9	0,9522	0,9350	0,9171	26	0,9615	0,9477	0,9333
10	0,9480	0,9292	0,9096	27	0,9597	0,9452	0,9300
11	0,9473	0,9284	0,9085	28	0,9513	0,9337	0,9153
12	0,9462	0,9269	0,9066	29	0,9452	0,9255	0,9048
13	0,9417	0,9207	0,8987	30	0,9426	0,9219	0,9003
14	0,9401	0,9185	0,8958	31	0,9396	0,9178	0,8949
15	0,9391	0,9170	0,8940	32	0,9389	0,9169	0,8938
16	0,9381	0,9157	0,8922	33	0,9387	0,9166	0,8934
17	0,9366	0,9136	0,8896				

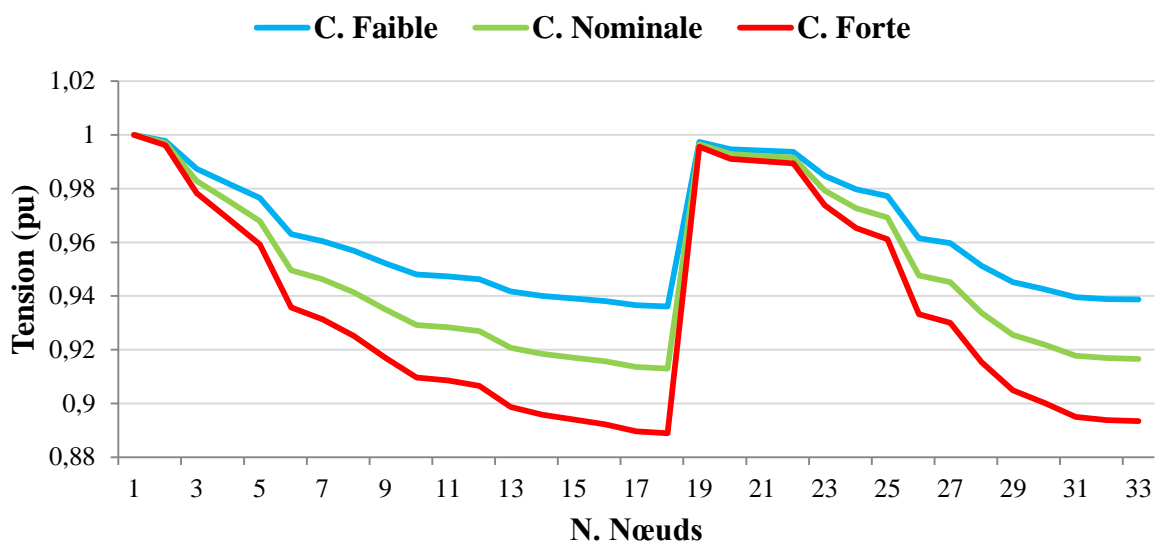


Figure 2.5 : Profil de tension pour les trois niveaux de charge du réseau IEEE 33 nœuds.

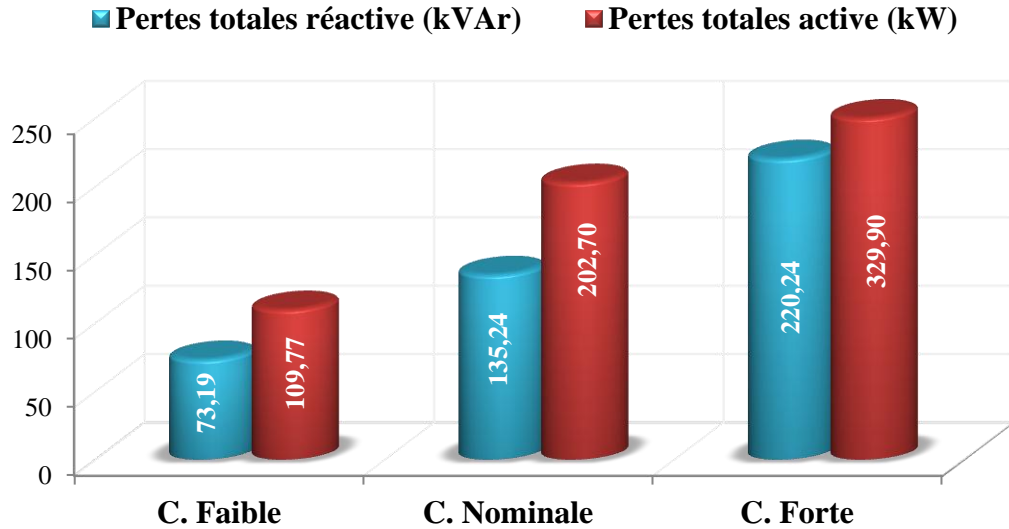


Figure 2.6: Pertes totales de puissance active et réactive du réseau IEEE 33 nœuds pour les trois niveaux de charge.

### 2.5.3 Cas 2 : Différents types de charge statique

Les résultats montrés dans la sous-section suivante correspondent à une étude sur le même réseau en considérant différents types de charge statique. Quatre types de charge statique sont utilisés dans cette étude : charge constante, charge industrielle, charge résidentielle et charge commerciale. Les valeurs des exposants de puissance active et réactive de chaque type de charge sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau 2.2: Valeurs d'exposant de chaque type de charge [35].

Type de charge	$\alpha$	$\beta$
Constante	0	0
Industrielle	0.18	6.0
Résidentielle	0.92	4.04
Commerciale	1.51	3.4

Le tableau 2.3 montre les amplitudes de tension au niveau de chaque nœud pour les quatre types de charge du réseau de distribution IEEE 33 nœuds. Les profils de la tension du réseau pour les quatre types de charge sont illustrés sur la figure 2.7. Il est clair, d'après le tableau 2.3 et la figure 2.7, que les valeurs minimales de tensions respectivement, pour les quatre types de charge constante, industrielle, résidentielle et commerciale, sont 0,913 pu, 0,9227 pu, 0,9233 pu et 0,9246 pu obtenues au niveau du nœud terminal 18 de la ligne principale.

Tableau 2.3: Solution de l'écoulement de puissances pour les quatre types de charge

Numéro de nœud	Tension (p.u)			
	C. Constante	C. Industrielle	C. Résidentielle	C. Commerciale
1	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
2	0,9970	0,9972	0,9973	0,9973
3	0,9829	0,9843	0,9844	0,9847
4	0,9754	0,9776	0,9778	0,9781
5	0,9680	0,9710	0,9712	0,9717
6	0,9496	0,9552	0,9553	0,9560
7	0,9462	0,9524	0,9524	0,9530
8	0,9413	0,9479	0,9480	0,9488
9	0,9350	0,9422	0,9425	0,9434
10	0,9292	0,9371	0,9374	0,9384
11	0,9284	0,9363	0,9366	0,9376
12	0,9269	0,9349	0,9353	0,9363
13	0,9207	0,9294	0,9299	0,9311
14	0,9185	0,9275	0,9280	0,9292
15	0,9170	0,9262	0,9268	0,9280
16	0,9157	0,9250	0,9256	0,9268
17	0,9136	0,9233	0,9238	0,9251
18	0,9130	0,9227	0,9233	0,9246
19	0,9965	0,9967	0,9967	0,9968
20	0,9929	0,9932	0,9932	0,9933
21	0,9922	0,9925	0,9925	0,9926
22	0,9916	0,9919	0,9919	0,9919
23	0,9793	0,9809	0,9810	0,9813
24	0,9727	0,9745	0,9747	0,9750
25	0,9693	0,9714	0,9715	0,9718
26	0,9477	0,9535	0,9537	0,9543
27	0,9452	0,9513	0,9515	0,9521
28	0,9337	0,9420	0,9419	0,9426
29	0,9255	0,9354	0,9351	0,9358
30	0,9219	0,9324	0,9320	0,9328
31	0,9178	0,9288	0,9285	0,9292
32	0,9169	0,9280	0,9277	0,9285
33	0,9166	0,9278	0,9275	0,9282

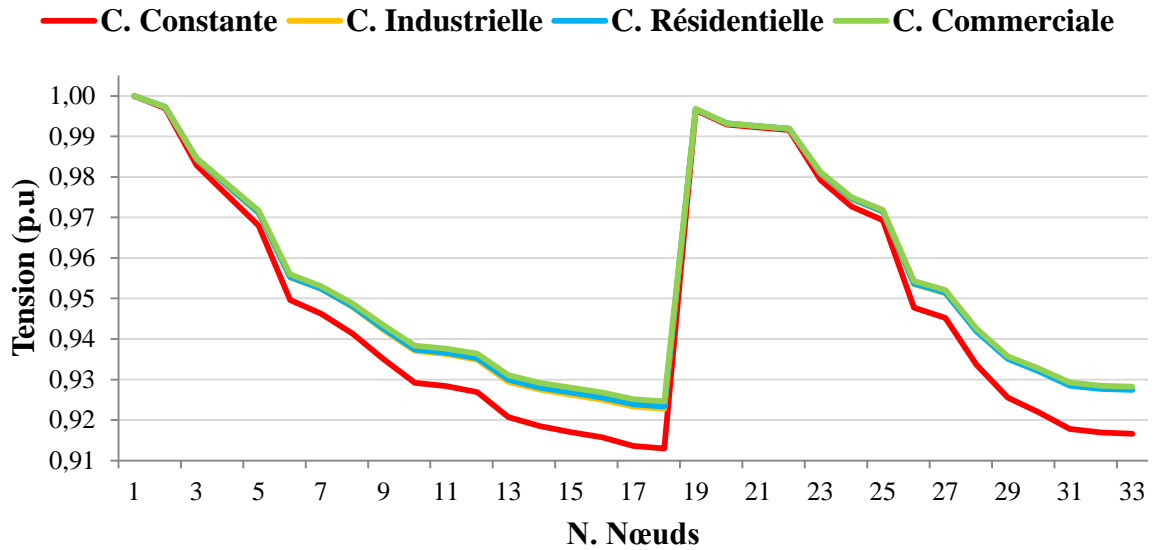


Figure 2.7: Profil de tension du réseau de distribution IEEE 33 nœuds pour les différents types de charge.

La figure 2.8 représente les pertes totales de puissance active et réactive du réseau de distribution IEEE 33 nœuds pour les quatre types de charge. Les pertes totales de puissances active et réactive en types de charge constante, industrielle, résidentielle et commerciale sont respectivement (202.71 kW, 135.25 kVAr), (161.72 kW, 107.58 kVAr), (159.35 kW, 105.94 kVAr) et (154.95 kW, 102.97 kVAr).

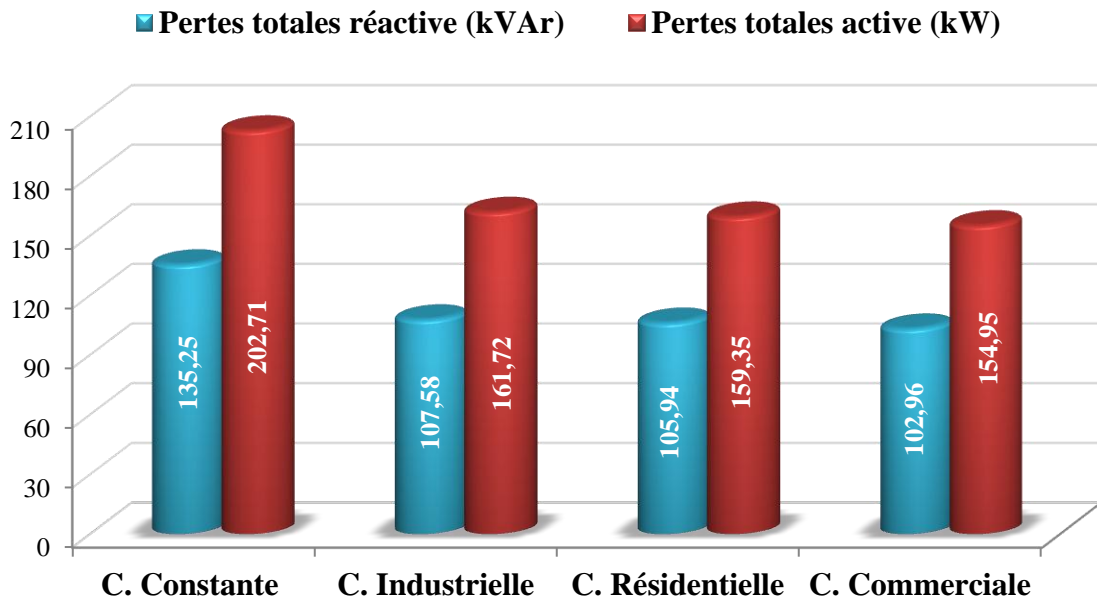


Figure 2.8: Pertes totales de puissance active et réactive du réseau IEEE 33 nœuds pour les quatre types de charge.

**2.6 Conclusion**

Ce chapitre a été consacré à l'étude de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution. Dans un premier temps, nous avons présenté les différents modèles pour modéliser les différents éléments du réseau de distribution. Nous avons aussi présenté une méthode itérative très reconnue dans la littérature, connu sous le nom Backward/Forward sweep algorithm, pour le calcul d'écoulement de puissance spécifique aux réseaux de distribution radiale. La méthode proposée est exécutée en deux phases. La première phase (un balayage arrière) pour déterminer les courants de branches et la deuxième phase (un balayage avant) pour calculer les tensions des nœuds. Finalement, nous avons examiné l'efficacité de cette méthode sur le réseau de distribution test IEEE 33 nœuds et ceci pour différents niveaux et types de charges.

# **Chapitre 3**

## **Optimisation par les méthodes métaheuristiques**

### 3.1 Introduction

Les problèmes d'optimisation occupent actuellement une place importante dans la communauté scientifique. La résolution d'un problème d'optimisation consiste à explorer un espace de recherche afin de minimiser ou maximiser une fonction donnée. Les complexités relatives de l'espace de recherche et de la fonction objectif ont conduit à développer un grand nombre de méthodes de résolutions différentes.

Dans ce chapitre, nous allons se pencher à donner les définitions et le principe ainsi que les algorithmes des méthodes métaheuristiques les plus répandues dans la littérature scientifique d'électrotechnique et plus particulièrement les deux méthodes suivantes : algorithme des chauves-souris (BA) et algorithme d'optimisation des racines des arbres (RTO), où tous nos travaux d'optimisation seront effectués en se basant sur ces algorithmes d'optimisation métaheuristiques.

### 3.2 Méthodologie de conception

L'optimisation est souvent réduite aux techniques de résolution mathématiques auxquelles sont attribués par la suite les échecs rencontrés. Or, comme pour la plupart des problèmes à résoudre, l'optimisation doit faire l'objet d'une démarche systématique qui comporte quatre phases récapitulées dans la figure 3.1. Les phases peuvent s'enchaîner séquentiellement mais les itérations et les retours sont bien souvent indispensables [24].

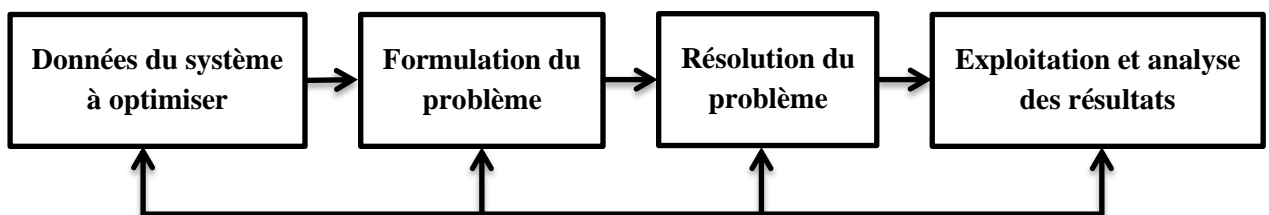


Figure 3.1 Démarches de résolution d'un problème d'optimisation [24].

#### 3.2.1 Formulation du problème d'optimisation

La formulation du problème d'optimisation est fondamentale dans le processus de conception parce qu'elle conditionne le succès des étapes suivantes. Elle n'est pas facile à aborder car le choix des variables de conception n'est jamais unique et les moyens de calcul actuels ne peuvent en gérer qu'un nombre limité. Le problème de conception, décrit par le cahier des charges, doit être formulé en un problème mathématique équivalent. C'est l'étape la plus délicate du processus de conception car, là aussi, la formulation d'un problème n'est

jamais unique, en particulier la définition des fonctions caractérisant les performances du système. Elle consiste à définir de façon précise [43] :

- La fonction objective.
- Les paramètres de conception.
- Les éventuelles contraintes liées à la fabrication ou à l'utilisation du dispositif exprimé dans le cahier des charges.
- Les contraintes ajoutées par le concepteur.

### **3.2.1.1 Fonction objectif**

La fonction objectif est une des réponses de l'objet qui définit l'objectif à atteindre et peut être de deux natures : un coût à minimiser (coût de fabrication, consommation, coût d'exploitation, durée de développement) ou une performance à maximiser (profit, rendement, facteur de transmission). Son choix conditionne la définition du problème d'optimisation et inclut les moyens qui en permettent le calcul, c'est-à-dire la modélisation retenue pour l'objet. Dans le cas d'un objectif unique, le choix de cette fonction est évident. Par exemple, dans le cas où le but est de trouver les caractéristiques d'un dispositif produisant des performances dont les valeurs sont spécifiées, la fonction objectif peut prendre comme expression l'écart entre les performances et les spécifications. Cependant, les problèmes d'optimisation doivent souvent satisfaire des objectifs multiples dont certains sont concurrents [24].

### **3.2.1.2 Paramètres de conception**

Les paramètres ou variables de conception sont des facteurs contrôlés qui permettent d'influencer les performances. Ils peuvent être de natures diverses : dimensions géométriques, propriétés des matériaux, choix structurels, etc. Ils peuvent être quantitatifs ou qualitatifs, continus ou discrets. Le choix et le nombre des paramètres conditionnent aussi la définition du problème d'optimisation. Il peut être intéressant de faire varier un grand nombre de facteurs afin d'augmenter l'espace de recherche mais le processus d'optimisation sera alors plus long. Des contraintes peuvent être ajoutées par le concepteur pour avoir, par exemple, une forme géométrique convenable, s'assurer de la validité de la modélisation retenue et de son bon fonctionnement... etc. [24].

## **3.3 Méthodes d'optimisation**

L'optimisation est l'une des branches mathématiques qui cherchant à modéliser, analyser et résoudre analytiquement ou numériquement des problèmes qui consistent à minimiser ou

maximiser une fonction sur un ensemble. Les problèmes d'optimisation en électrotechnique présentent plusieurs difficultés liées aux besoins de l'utilisateur, aux caractéristiques du problème à résoudre et au temps de calcul. De nombreux travaux s'appuient sur des méthodes de résolution exactes permettant d'obtenir une solution dont l'optimalité est garantie. Dans certaines situations, on peut cependant chercher des solutions d'une bonne qualité, sans garantie d'optimalité, mais au profit d'un temps de calcul plus réduit [44, 45].

Plusieurs méthodes de résolution des problèmes de différentes complexités ont été proposées. Ainsi, une grande variété et des différences remarquables au niveau du principe, de la stratégie et des performances ont été discernées. Cette variété et ces différences ont permis de diviser les méthodes d'optimisation en deux catégories : les méthodes conventionnelles et les méthodes méta-heuristiques.

### **3.3.1 Méthodes conventionnelles**

Les méthodes conventionnelles peuvent être divisées en deux groupes : Les méthodes analytiques et les méthodes déterministes.

#### **3.3.1.1 Techniques analytiques**

Ce type de techniques représente le système avec un ensemble d'équations numériques dont on calcule la solution directe. Ces méthodes se caractérisent par l'avantage d'un temps de calcul court et d'une facilité de mise en œuvre tout en assurant la convergence du problème [46]. Cependant, leur précision et leur efficacité de calcul peut être affectée par la taille et la complexité du problème.

#### **3.3.1.2 Techniques déterministes**

Il s'agit d'une classe de méthodes d'optimisation mathématique basées sur l'amélioration itérative de la solution initiale. Beaucoup des méthodes déterministes existent dans la littérature. Ces méthodes peuvent être classées en deux grandes catégories : programmation linéaire (LP) et programmation non-linéaire (NLP). La sensibilité au nombre de variables de décision, le temps de calcul important et le piègeage par un optimum local sont les points faibles de ces techniques [46,47].

### **3.3.2 Méthodes métaheuristiques**

Le terme méta-heuristique a été inventé par F. Glover en 1986. Il est dérivé de la composition de deux mots grecs, méta qui signifie : « au-delà ou dans un niveau supérieur » et heuristique qui signifie : « trouver ou découvrir » [48].

Les métaheuristiques forment une famille d'algorithmes d'optimisation (également appelés algorithmes d'approximation) visant à résoudre des problèmes d'optimisation difficile issus de la recherche opérationnelle pour lesquels nous ne connaissons pas de méthode classique plus efficace. Elles permettent de résoudre des problèmes d'optimisation auxquels les ingénieurs et les décideurs sont régulièrement confrontés. Les métaheuristiques sont généralement des algorithmes stochastiques itératifs, qui progressent vers un optimum par échantillonnage d'une fonction objectif. L'exécution des métaheuristiques se déroule en trois phases : Diversification, Intensification et Mémorisation [49].

La diversification permet de bien couvrir l'espace des solutions et de déterminer les zones « prometteuses », l'intensification permet d'approfondir la recherche à l'intérieur de chacune des zones prometteuses localisées. La mémorisation est le support de l'apprentissage permettant à l'algorithme de ne tenir compte que des zones où l'optimum est susceptible de se trouver et de garder en mémoire les résultats passés pour guider l'optimisation aux itérations suivantes. Les métaheuristiques progressent itérativement et alternativement entre les phases de diversification, d'intensification et d'apprentissage. La phase originale est souvent choisie aléatoirement puis l'algorithme continue jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt (fonctions objectifs = optimums) soit atteint. Les métaheuristiques sont souvent inspirées par des systèmes naturels, qu'ils soient pris en physique (cas du recuit simulé), en biologie de l'évolution (cas des algorithmes génétiques) ou encore en éthologie (cas des algorithmes de colonies de fourmis ou de l'optimisation par essaims de particules).

### **3.4 Algorithmes des métaheuristiques les plus répandues**

Nombreuses méthodes d'optimisation ont été utilisées dans le domaine de l'électrotechnique. Parmi les algorithmes qui se basent sur des méthodes métaheuristiques on trouve l'algorithme génétique (GA), les algorithmes d'optimisation par essaims de particules (PSO), l'algorithme de colonies d'abeilles (ABC), l'algorithme des chauves-souris et l'algorithme d'optimisation des racines des arbres... etc.

#### **3.4.1 Algorithmes génétiques**

Les algorithmes génétiques (GA : Genetic Algorithms) sont des méthodes basées sur des mécanismes biologiques tels que les lois de Mendel et sur le principe fondamental (sélection) de C. Darwin. Holland exposa les principes de ces algorithmes pour permettre aux ordinateurs "d'imiter les êtres vivants " en évoluant pour rechercher la solution à un problème [50].

Ces algorithmes accordent une grande importance à la distinction entre la représentation génétique d'un individu (génotype) et sa représentation réelle (phénotype). L'opérateur principal utilisé par les algorithmes génétiques pour la construction de nouvelles solutions est l'opérateur de recombinaison appelé aussi croisement. Cet opérateur récupère des parties du génotype de deux ou plusieurs solutions ou parents qu'il combine pour construire un ou plusieurs nouveaux génotypes ou enfants, héritant ainsi de certaines de leurs caractéristiques. L'utilisation de la recombinaison, seule, ne permet pas d'introduire du matériel génétique nouveau puisque cet opérateur combine le matériel déjà présent dans la population. Pour remédier à ce problème, les algorithmes génétiques utilisent la mutation, comme opérateur secondaire permettant d'introduire de nouveaux gènes inexistant dans la population [45].

Les algorithmes génétiques simulent le processus d'évolution d'une population. A partir d'une population  $P(t)$  de solutions du problème représentant des individus, on applique des opérateurs simulant les interventions sur le génome tel que le croisement (cross-over) ou la mutation pour arriver à une population de solutions de mieux en mieux adaptée au problème. Cette adaptation est évaluée grâce à une fonction coût. Les étapes du principe de l'algorithme génétique sont présentées comme suit :

*Etape 1* : Initialisation de la population  $P(t)$

*Etape 2* : Evaluation de chaque individu de la population  $P(t)$

*Etape 3* : Faire  $t=t+1$

Sélectionner  $P(t+1)$  à partir de  $P(t)$

Croisement de  $P(t+1)$

Muter  $P(t+1)$

Evaluer  $P(t+1)$

Tant que le critère d'arrêt n'est pas atteint

*Etape 4* : Afficher le meilleur cas trouvé.

La procédure de sélection consiste à favoriser la propagation des meilleures solutions parmi la population, tout en préservant la diversité génétique, afin d'explorer de nouvelles régions de l'espace de recherche. Le but de la procédure de croisement est de maintenir la diversité en manipulant les composantes des individus (chromosomes). De nouveaux individus, appelés enfants, sont créés en échangeant des parties des individus de la population (parents). Cet échange se fait en sélectionnant un point de découpage, aléatoirement (avec une densité de probabilité uniforme), et en échangeant ensuite les deux sous chaînes de chacun des deux parents. La procédure de mutation consiste à tirer aléatoirement un gène dans le

chromosome et à le remplacer par une valeur aléatoire. La mutation est l'opérateur qui apporte aux algorithmes génétiques l'aléa nécessaire à une exploration efficace de l'espace de recherche.

### 3.4.2 Algorithme à essaim de particules

L'optimisation par essaim de particules (PSO : Particle Swarm Optimization) a été introduite par J. Kennedy et R. Eberhart en 1995 comme une alternative à l'algorithme génétique standard [51]. Cet algorithme est inspiré des essaims d'insectes ou des nuées d'oiseaux ou des bancs de poissons et de leurs mouvements coordonnés. En effet, tout comme ces animaux se déplacent en groupe pour trouver de la nourriture ou éviter les prédateurs, les algorithmes à essaim de particules recherchent des solutions pour un problème d'optimisation. Les individus de l'algorithme sont appelés particules et la population est appelée essaim.

Un essaim de particules, qui sont des solutions potentielles au problème d'optimisation, survole, l'espace de recherche, en quête de l'optimum global. Le déplacement d'une particule est influencé par les trois composantes suivantes :

- Une composante physique : la particule tend à suivre sa direction courante de déplacement.
- Une composante cognitive : la particule tend à se diriger vers le meilleur site par lequel elle est déjà passée.
- Une composante sociale : la particule tend à se diriger vers le meilleur site déjà atteint par ses voisins. Dans le cas d'un problème d'optimisation, la qualité d'un site de l'espace de recherche est déterminée par la valeur de la fonction objectif en ce point.

La figure 3.2 illustre le schéma vectoriel du déplacement d'une particule qui détermine de nouvelle position d'une particule dans un processus PSO. Les trois flèches grisées représentent la combinaison vectorielle des trois effets pris en compte [52].

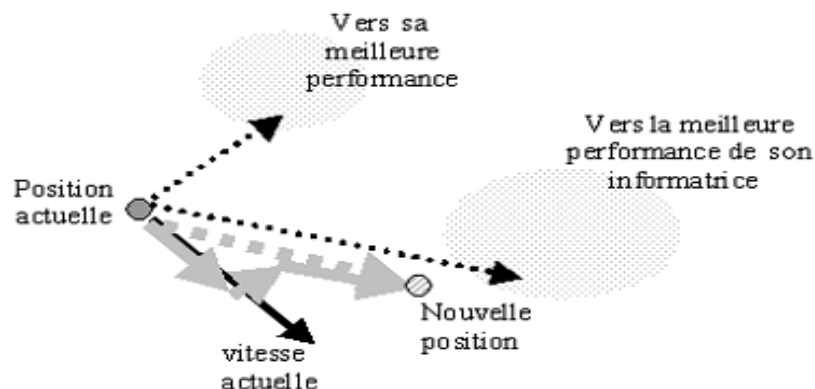


Figure 3.2 : Schéma de principe du déplacement d'une particule [24].

L'algorithme de la technique PSO est donné comme suit :

*Etape 1* : Initialisation des coefficients d'accélération  $C_1$  et  $C_2$ , le facteur d'inertie  $w$ .

*Etape 2* : La création de la population initiale aléatoirement et le calcul du fitness de chaque particule  $p_{besti}$  : meilleure position de la particule  $i$  dans la population actuelle ;  $p_{gbest}$  : meilleure position dans toute les populations (la meilleure des meilleures).

*Etape 3* : Le calcul de la nouvelle vitesse et la nouvelle position de chaque particule se fait comme suit :

$$v_{ij}(t + 1) = wv_{ij}(t) + c_1 \cdot r_1 (p_{besti} - v_{ij}(t)) + c_2 \cdot r_2 (p_{gbest} - v_{ij}(t)) \quad (3.1)$$

$$p_{ij}(t + 1) = p_{ij}(t) + v_{ij}(t + 1) \quad (3.2)$$

Avec  $j=1, \dots, N$ ,  $N$  est la dimension de l'espace de recherche.  $r_1$  et  $r_2$  sont des nombres aléatoires uniformément distribués dans l'intervalle  $[0,1]$ . Le paramètre d'inertie  $w$  contrôle l'influence de l'ancienne vitesse sur la vitesse courante, afin de permettre aux particules d'éviter les minima locaux. De la même façon,  $c_1$  contrôle le comportement de la particule dans sa recherche autour de sa meilleure position et  $c_2$  contrôle l'influence de l'essaim sur le comportement de la particule.

*Etape 4* : Le calcul du meilleur fitness de la population initiale est comparé par la précédente pour trouver la meilleure de toutes les populations.

*Etape 5* : Incrémentation du nombre d'itérations  $t = t+1$ .

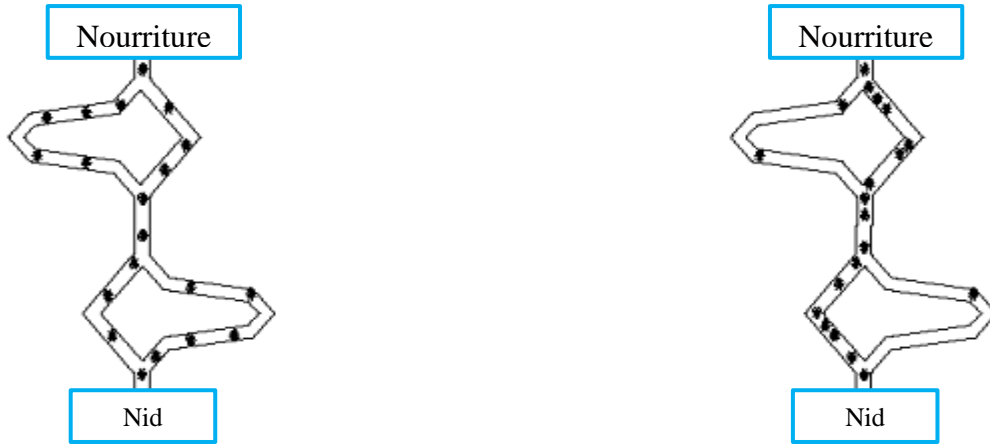
*Etape 6* : Si le critère d'arrêt est satisfait alors passer à la 7<sup>ème</sup> étape. Autrement, aller à la 3<sup>ème</sup> étape.

*Etape 7* : La position enregistrée est la solution optimale.

### 3.4.3 Algorithme d'optimisation de colonie de fourmis

L'algorithme d'optimisation ACO (Ant Colony Optimisation) est une méthode d'intelligence en essaim dont le principe est basé sur la manière dont les fourmis cherchent leurs nourritures et retrouvent leur chemin pour retourner dans la fourmilière [53].

Initialement, les fourmis explorent les environs de leur nid de manière aléatoire. Les fourmis peuvent déposer des phéromones au sol, grâce à une glande située dans leur abdomen et former, ainsi, des pistes odorantes qui pourront être suivies par leurs congénères (figure 3.3).



(a) au début de l'expérience.

(b) à la fin de l'expérience.

Figure 3.3 : Expérience de sélection des branches par une colonie de fourmis.

Une colonie est capable de choisir le plus court chemin vers une source à exploiter, sans que les individus aient une vision globale du trajet.

Les étapes de l'algorithme de colonies de fourmis sont comme suit :

*Etape 1* : Pour  $t=1, \dots, tmax$

Pour chaque fourmi  $k = 1 \dots, m$ , choisir une ville au hasard.

*Etape 2* : Choix d'une ville non visitée

Choisir une ville  $j$ , dans la liste des villes restantes, selon la formule suivante :

$$P_{ij}^k(t) = \begin{cases} \frac{(\tau_{ij}(t))^\alpha \cdot (\eta_{ij})^\beta}{\sum_{L \in J_i^k} (\tau_{iL}(t))^\alpha \cdot (\eta_{iL})^\beta} & \text{si } j \in J_i^k \\ 0 & \text{si } j \notin J_i^k \end{cases} \quad (3.3)$$

Où  $\alpha$  et  $\beta$  deux paramètres contrôlant l'importance relative de l'intensité de la piste  $\tau_{ij}$ , et de la visibilité  $\eta_{ij}$ .

*Etape 3* : Déposer une piste  $\Delta\tau_{ij}(t)$  sur le trajet  $T^k(t)$  conformément à l'équation :

$$\Delta\tau_{ij}^k(t) = \begin{cases} \frac{Q}{L^k(t)} & \text{si } (i, j) \in T^k(t) \\ 0 & \text{si } (i, j) \notin T^k(t) \end{cases} \quad (3.4)$$

Où  $T^k(t)$  : Le trajet effectué par la fourmi  $k$  à l'itération  $t$  ;

$L^k(t)$  : La longueur du tour et  $Q$  un paramètre fixé.

*Etape 4* : Évaporer les pistes selon la formule :

$$\tau_{ij}(t + 1) = (1 - \rho) \cdot \tau_{ij}(t) + \Delta\tau_{ij}(t) \quad (3.5)$$

Où  $\rho \in [0, 1]$  est le taux d'évaporation des phéromones.

### 3.4.4 Algorithme d'optimisation de colonie d'abeilles artificielles

L'algorithme d'optimisation de colonie d'abeilles artificielles (ABC : Artificiel Bee Colony) est développé en 2005 par Karaboga et Basturk, en inspectant les comportements des abeilles réelles pour trouver la source de nourriture (le nectar) et partager l'information des sources de nourriture aux autres abeilles dans le nid.

Dans l'algorithme ABC, les abeilles artificielles sont définies et classifiées en trois types, abeilles ouvrières (qui recherche la nourriture), spectatrices (abeilles d'observation) et exploratrices (éclaireuses) sont chargées de trouver de nouvelles nourritures (le nectar de nouvelles sources)[54].

Pour chaque source de nourriture, il y a seulement une abeille ouvrière. Le nombre d'abeilles ouvrières est égal au nombre de sources de nourriture [55]. Si l'abeille ouvrière ne réussit pas à trouver une source de nourriture à un site, elle doit forcément devenir un scout pour rechercher aléatoirement de nouvelles sources de nourriture. Les abeilles ouvrières partagent l'information avec les abeilles spectatrices dans une ruche de sorte que les abeilles spectatrices puissent choisir une source de nourriture pour l'explorer. Le processus de cet algorithme est présenté comme suit :

*Etape 1 : Initialisation*

Sélectionner la population de façon aléatoire dans l'espace de recherche en utilisant l'équation ci-dessous où chaque abeille porte un vecteur  $U$  de  $n$  solutions.

$$U_j = U_j^{min} + n_j * (U_j^{max} - U_j^{min}) \quad n_j \in [0,1] \quad (3.6)$$

Calculer la valeur Fitness pour chaque vecteur en utilisant l'équation suivante :

$$Fitness = \frac{1}{F_{objectif} + 1} \quad (3.7)$$

Une fois que ces populations sont placées dans l'espace de recherche, elles prennent le nom des abeilles employeuses.

*Etape 2 : Déplacement des abeilles employeuses*

La probabilité du choix d'une source de nourriture est donnée par l'équation suivante :

$$P_i = \frac{0.9 * Fitness_i}{max(Fitness_i)} + 0.1 \quad (3.8)$$

Sélectionner une source de nourriture et déterminer ses quantités de nectar. L'équation de mouvement des abeilles observatrices est donnée comme suit :

$$m_{ij}(t + 1) = x_{kj} + y(x_{ij}(t) - x_{kj}(t)) \quad y \in [0,1] \quad (3.9)$$

Tel que  $m_{ij}$  est la  $i^{\text{ème}}$  position de l'abeille spectatrice,  $t$  est le nombre d'itérations,  $x_{ij}$  est l'abeille utilisée choisie aléatoirement,  $j$  représente la dimension du vecteur de solution qui produit une série de variables aléatoires dans la gamme  $[-1,1]$ ; où  $k \in 1, 2, 3, \dots, N$  et  $j \in 1, 2, \dots, D$  sont choisis aléatoirement avec  $k$  différent de  $i$ ;  $D$  est le nombre de paramètres à optimiser.

*Etape 3* : Déplacements des scouts

Si les valeurs de fitness des abeilles employeuses ne sont pas améliorées par un nombre d'itérations prédéterminé, ces sources de nourriture sont abandonnées, et l'abeille trouvée dans cet emplacement passera aléatoirement pour explorer d'autres nouveaux emplacements. Le modèle mathématique est donné par l'équation [56] :

$$V_{ij} = V_{ij}^{\min} + \varphi_{ij} * (V_{ij}^{\max} - V_{ij}^{\min}) \quad \varphi_{ij} \in [0,1] \quad (3.10)$$

*Etape 4* : Mettre à jour la meilleure source de nourriture trouvée jusqu'ici : Apprendre la meilleure valeur de fitness et la position, qui sont trouvées par les abeilles, et les mémoriser.

*Etape 5* : Critère d'arrêt

Vérifier le processus de calcul jusqu'à ce que le nombre d'itérations atteigne la valeur maximale prédéfinie ou qu'une solution de la fonction objectif acceptable soit trouvée.

### 3.4.5 Algorithme d'évolution différentielle

Cette méthode d'optimisation est développée en 1995 par R. Storn et K. Price [57]. L'idée principale de cette méthode consiste à utiliser la différence entre deux vecteurs choisis aléatoirement pour générer un nouveau vecteur de solutions. Pour chaque solution dans la population originale, une solution désirée est générée en effectuant la procédure de croisement. Les anciennes solutions (parents) et les nouvelles sont comparées et les meilleures apparaîtront dans la prochaine génération. L'algorithme de l'évolution différentielle s'effectue selon les étapes suivantes :

*Etape 1* : La génération de la population initiale qui consiste à créer un vecteur de population initiale de  $N_p$  individus (solutions). La population initiale a pour but de donner naissance à des générations successives. Le vecteur de population initiale est sélectionné aléatoirement comme suit :

$$X_{j,i}^G = X_{j,\min} + rand[0.1] \times (X_{j,\max} - X_{j,\min}); \quad i = 1, 2, \dots, N_p; \quad j = 1, 2, \dots, D_f \quad (3.11)$$

Où :

$N_p$  : Nombre d'individus (taille de population) ;

$D_f$  : Nombre de paramètres de la fonction objectif ;

$rand$  : nombres aléatoires distribués uniformément sur l'ensemble  $[0,1]$ .

*Etape 2* : La mutation qui est considérée comme la première étape vers la génération de nouvelles solutions. Un vecteur de mutation  $V_i^{(G+1)}$  est généré en utilisant la formule suivante:

$$V_i^{(G+1)} = X_a^G + F \times (X_b^G - X_c^G) \tag{3.12}$$

Où :  $X_a$ ,  $X_b$  et  $X_c$  sont des vecteurs sélectionnés aléatoirement avec  $a \neq b \neq c \neq i$ .  $F$  est la constante d'échelle utilisée pour ajuster la taille de perturbation dans l'opérateur de mutation et elle est déterminée par l'utilisateur, et sa valeur typique est dans l'intervalle  $[0.4, 1]$  [58].

*Etape 3* : Le croisement, qui est appliqué sur la population du vecteur résultant de mutation et la population du vecteur parent (population initiale), où un nouveau vecteur dit vecteur désiré est généré. L'opération de croisement est effectuée selon le critère suivant :

$$U_{j,i}^{G+1} = \begin{cases} V_{j,i}^{G+1} & \text{si } (rand, [0,1]) \leq CR \\ X_{j,i}^G & \text{si } (rand, [0,1]) > CR \end{cases} \tag{3.13}$$

$CR$  : le facteur de croisement qui a une valeur constante entre 0 et 1 déterminé aussi par l'utilisateur.

Dans le cas où  $rand$  est inférieur ou égale à  $CR$ , la nouvelle solution est une combinaison des trois vecteurs choisis aléatoirement ( $X_a$ ,  $X_b$  et  $X_c$ ), autrement, cette nouvelle solution n'est que l'ancienne solution (parents), comme montre la figure 3.4.

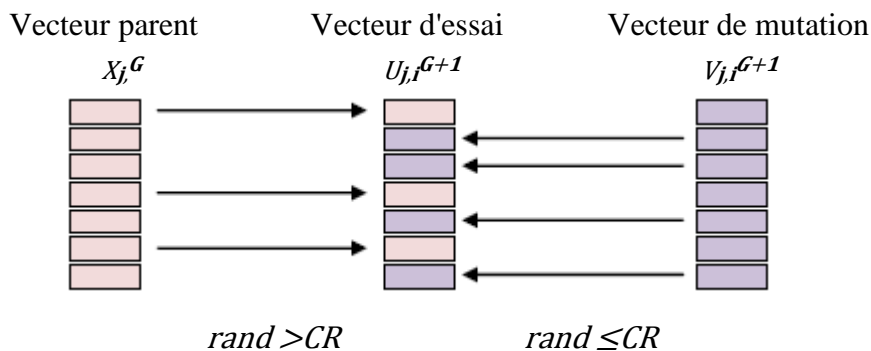


Figure 3.4 : Exemple de croisement ( $D = 7$ )

*Etape 4* : La sélection doit être appliquée pour déterminer les individus devant participer à la prochaine génération. La sélection est effectuée par une comparaison entre la fonction du vecteur de la population initiale (vecteur parent) et la fonction du vecteur d'essai, et celui qui

donne des résultats meilleurs doit participer à la prochaine génération. La nouvelle population doit alors remplacer la population actuelle et une nouvelle boucle lancée.

### 3.4.6 Algorithme par sauts de grenouilles

L'algorithme par sauts de grenouilles (SFLA : Shuffled Frog-Leaping Algorithm) est une méthode métaheuristique qui simule l'évolution d'un groupe de grenouilles en cherchant un endroit qui dispose d'une quantité maximale de nourriture étalée aléatoirement sur des pierres dans un étang [59].

Dans cette méthode, les grenouilles peuvent communiquer entre elles et améliorer leurs mêmes par contamination (passant l'information). Chaque grenouille, représente une solution au problème. La population entière des grenouilles est divisée à un certain nombre de groupes de grenouilles appelées communautés qui évoluent indépendamment pour parcourir l'espace des solutions dans les différentes directions. Chaque communauté représente un type de même conduisant localement à l'exploration de l'espace des solutions selon des stratégies spécifiques qui permettent le transfert des mêmes parmi les individus locaux.

L'information entre les différentes communautés circule par l'intermédiaire d'un processus de saut.

Supposons que la population initiale est constituée de  $F$  grenouilles définie aléatoirement dans l'espace  $(X, i = 1, 2, \dots, F)$ . L'adaptabilité ou le fitness  $f_i$  de la  $i^{\text{ème}}$  grenouille représente la valeur de la fonction objective. Toutes les grenouilles sont triées dans un ordre décroissant et sont divisées en  $m$  communautés contenant chacune  $n$  grenouilles ( $F = m \times n$ ), de telle manière que la première grenouille appartient à la première communauté, la deuxième grenouille est affectée à la deuxième communauté.

Dans chaque communauté, les grenouilles fournissant la meilleure et la plus mauvaise solution sont identifiées et notées par  $X_b$  et  $X_w$  respectivement. La grenouille donnant la meilleure solution dans la population entière est notée par  $X_g$ .

Pendant l'évolution d'une communauté, c.-à-d., pendant l'exploration locale, la plus mauvaise grenouille effectue un saut vers la meilleure  $X_b$  (figure 3.5) :

$$X'_w = X_w + S \quad (S = r \times (X_b - X_w)) \quad (3.14)$$

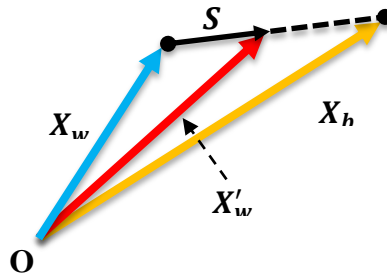


Figure 3.5 : Règle originale du saut de grenouille.

Où  $S$  représente la valeur du saut,  $r$  est un nombre aléatoire compris entre  $[0,1]$ ,  $S_{max}$  est le saut maximal autorisé.

Si le saut produit une meilleure solution, alors cette solution  $X'_w$  remplace la plus mauvaise  $X_w$ . Sinon, on applique la même règle en remplaçant cette fois-ci  $X_b$  par la solution globale  $X_g$ . Si la nouvelle solution  $X'_w$  reste moins bonne que  $X$ , on génère alors aléatoirement une autre solution meilleure que celle de  $X_w$  et on remplace  $X_w$  par  $X'_w$ . Chaque communauté évolue ainsi en un certain nombre d'itérations.

Les  $m$  communautés sont ensuite mélangées pour former à nouveau la population et le processus de tri, partitionnement de la population en communautés, la recherche locale et le mélange des communautés est répété jusqu'à satisfaire un critère d'arrêt.

L'algorithme ci-dessous décrit le principe de SFLA :

*Etape 1* : Fixer la taille  $F$  de la population, le nombre  $m$  de communautés et le nombre  $N$  d'itérations.

*Etape 2* : Générer aléatoirement une population de  $F$  solutions et évaluer chaque solution.

*Etape 3* : Trier la population et déterminer la meilleure solution  $X_g$ .

*Etape 4* : Partitionner la population en  $m$  communautés.

*Etape 5* : Recherche locale

Pour chaque communauté, répéter pour  $N$  itérations :

- ✓ Détermination de la meilleure solution  $X_b$  et la mauvaise solution  $X_w$
- ✓ Calcul de la solution  $X'_w$  à partir de  $X_b$
- ✓ Si  $X'_w$  est meilleure que  $X_w$ , remplacer  $X_w$  par  $X'_w$
- ✓ Sinon calculer  $X'_w$  à partir de  $X_g$  et remplacer  $X_w$  par  $X'_w$
- ✓ Si  $X'_w$  est meilleure que  $X_w$ , remplacer  $X_w$  par  $X'_w$
- ✓ Sinon générer aléatoirement  $X'_w$  et remplacer  $X_w$

*Etape 6* : Regrouper les  $m$  communautés pour former à nouveau la population

*Etape 7* : Aller à l'étape 3 si le critère d'arrêt n'est pas atteint

### 3.4.7 Algorithme des coucou (CSA)

La recherche par coucou est l'un des derniers algorithmes métaheuristiques inspirés de la nature, proposés par X. Yang et S. Deb en 2009 [60]. Elle s'inspire de la reproduction agressive d'espèces de coucous en combinaison avec le comportement de Levy Flight. Le coucou femelle pond ses œufs fécondés dans les nids d'autres oiseaux hôtes. De cette façon, les oiseaux hôtes élèvent involontairement leur couvée. Si on découvre un œuf de coucou dans le nid d'un oiseau hôte, l'oiseau hôte le jettera ou abandonnera son nid.

Dans l'algorithme CS, chaque œuf d'oiseaux hôtes dans un nid représente une solution, et un œuf de coucou représente une nouvelle solution. Si une nouvelle solution est meilleure que celle du nid, la pire sera remplacée. Pour simplifier la description de la CS, nous utilisons maintenant les trois règles idéalisées suivantes [61] :

- Chaque coucou pond un œuf à la fois et le dépose dans un nid choisi au hasard.
- Les meilleurs nids avec des œufs de haute qualité seront transférés aux générations suivantes.
- Le nombre de nids d'hôtes disponibles est fixe et l'œuf pondu par un coucou est découvert par l'oiseau hôte avec une probabilité  $p_a \in (0, 1)$ . Dans ce cas, l'oiseau hôte peut soit se débarrasser de l'œuf, soit simplement abandonner le nid et construire un nid complètement nouveau.

Sur la base de ces trois règles, les étapes de base du CS peuvent être résumées sous la forme du pseudo-code suivant :

```

Génération d'une population initiale de  $n$  nids hôtes  $x_i$ 
Tant que le critère d'arrêt n'est pas satisfait, répéter :
    Générer un coucou par Levy Flight et évaluer sa fonction de coût  $F_i$  ,
    Choisir aléatoirement un nid parmi les  $n$  nids hôtes,
    Si  $F_i < F_j$ 
        Remplacer  $F_j$  par cette nouvelle solution,
    Fin Si
    Une fraction  $p_a$  des pires nids sont abandonnés et d'autres sont générés à la place, et
    faire une sélection.
    Classer les solutions et trouver la meilleure solution
Fin Tant que
  
```

Lors de la génération de nouvelles solutions  $x^{(t+1)}$  en réalisant des Levy Flight.

$$x_i^{(t+1)} = x_i^{(t)} + \alpha \otimes \text{Lévy}(\lambda) \quad (3.15)$$

Où  $\alpha > 0$  est le pas qui doit être associé au problème des échelles d'intérêts ;  $\alpha$  peut être réglé sur la valeur 1 dans la plupart des situations. L'équation précédente est essentiellement l'équation stochastique de la marche aléatoire, qui est une chaîne de Markov dont le prochain statut ou emplacement ne dépend que du statut ou de l'emplacement actuel, et de la probabilité de transition, qui est respectivement le premier et le deuxième terme. Le produit  $\otimes$  représente la multiplication par entrée, qui est similaire à celles utilisées dans PSO. En termes d'exploration de l'espace de recherche, la marche aléatoire via le de Lévy est plus efficace car sa longueur de pas est beaucoup plus longue à long terme. [61]

La longueur de pas aléatoire du Lévy Flight, qui fournit fondamentalement une marche aléatoire, est dérivée d'une distribution de Lévy avec une variance infinie et une moyenne infinie.

$$\text{Lévy} \sim u = t^{-\lambda}, \quad (1 < \lambda \leq 3) \quad (3.16)$$

Ici, les sauts séquentiels d'un coucou forment fondamentalement un processus de marche aléatoire avec une distribution de longueur de pas en loi de puissance avec une queue lourde [61]. De nombreuses nouvelles solutions devraient être générées par marche de Lévy près de la meilleure solution obtenue, puisque cette procédure accélérera l'exploration locale. Cependant, pour confirmer que l'algorithme ne sera pas piégé dans un optimum local, une partie substantielle des nouvelles solutions doit être générée par randomisation en champ lointain, de sorte que les emplacements soient suffisamment éloignés de la meilleure solution actuelle.

### 3.4.8 Algorithme des chauves-souris

L'algorithme des chauves-souris (BA: Bat Algorithm) est un algorithme d'optimisation métaheuristique inspiré de la nature, basé sur le comportement de l'écholocation de microchiroptères. Il a été proposé par le docteur X. Yang en 2010 [62].

Pour des raisons d'optimisation, le docteur X. Yang a idéalisé le comportement des chauves-souris par l'utilisation de trois règles idéalisées suivantes [62] :

- 1- Toutes les chauves-souris utilisent l'écholocation pour déterminer l'environnement autour d'eux, ils peuvent détecter la distance et l'orientation de la cible (proie) ainsi que l'emplacement des obstacles.

- 2- Les chauves-souris volent aléatoirement avec une vitesse  $v_i$  à une position  $x_i$  avec une fréquence fixée  $f_{min}$ , en variant la longueur d'onde  $\lambda$  et l'intensité  $A_0$  de recherche de proie. Elles peuvent ajuster automatiquement la longueur d'onde (ou la fréquence) ainsi que le taux d'émission de pulsation  $r \in [0,1]$ , selon la proximité de leurs proies.
- 3- Bien que l'intensité puisse varier de plusieurs manières, nous supposons que l'intensité varie dans un intervalle de  $A \in [A_0, A_{min}]$ .

**A- Mouvement des chauves-souris virtuelles**

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

$$f_i = f_{min} + (f_{max} - f_{min})\beta \tag{3.17}$$

$$v_i^t = v_i^{t-1} + (x_i^t - x^*)f_i \tag{3.18}$$

$$x_i^t = x_i^{t-1} + v_i^t \tag{3.19}$$

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

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

$$x_{new} = x_{old} + \varepsilon A^t \tag{3.20}$$

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

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

des essais de particules et de la recherche locale intensive, contrôlée par le volume et le taux de pulsation.

### B- L'intensité et le pouls

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

$$A_i^{t+1} = \alpha A_i^t \quad (3.21)$$

$$r_i^{t+1} = r_i^0 [1 - \exp(-\gamma t)] \quad (3.22)$$

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

$$A_i^t \rightarrow 0 \quad \text{et} \quad r_i^t \rightarrow r_i^0 \quad \text{lorsque} \quad t \rightarrow \infty \quad (3.23)$$

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

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

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

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

Définir la fréquence d'impulsions  $f_i$  de chaque position  $x_i$

Initialiser le pouls  $r_i$  et l'intensité  $A_i$

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

Générer de nouvelles solutions en ajustant la fréquence et en actualisant les vitesses et les positions / solutions (équations (3.17), (3.18) et (3.19)).

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

Sélectionnez une solution parmi les meilleures solutions

Générer une solution locale autour de la meilleure solution sélectionnée  $x^*$  (équation 3.20)

Fin si  
Si ( $rand < A_i$  et  $f(x_i) < f(x^*)$ )  
    Accepter de nouvelles solutions  
    Augmenter  $r_i$  et réduire  $A_i$  (équations (3.21), (3.22))  
Fin si  
Trouver la meilleure solution  $x^*$   
Fin tant que  
Afficher les résultats donnés par la meilleure solution  $x^*$   
Fin de l'algorithme

### 3.4.9 Algorithme d'optimisation des racines des arbres

La méthode d'optimisation des racines des arbres est un algorithme naturel et biologique inspiré du mouvement aléatoire des racines développé par LABBI Yacine et al. en 2016 [63].

Les racines travaillent en groupe pour trouver les optima globaux et le meilleur endroit pour obtenir de l'eau, au lieu de travailler individuellement. Cependant, une racine individuelle a une capacité limitée et un plus grand nombre de racines sont basées autour de l'endroit qui relie la plante à la source d'eau. Pour concevoir l'algorithme, une nature imaginaire des racines doit être prise en considération pour leur décision combinée liée au degré d'humidité, où se trouve la tête de la racine. Pour trouver un ou plusieurs emplacements d'humidité par un mouvement aléatoire, ces racines appellent d'autres racines pour renforcer leur présence autour de cette position afin de devenir un nouveau point de départ pour la majorité des groupes de racines pour se rendre à l'endroit d'origine de l'eau qui sera la solution optimale.

La figure 3.6 montre le comportement des racines d'une plante, c'est-à-dire la façon dont elles recherchent l'eau pour trouver le meilleur emplacement. Les racines éloignées ou moins humides sont remplacées par de nouvelles racines orientées au hasard. Cependant, les racines qui ont un taux d'humidité plus élevé conserveront leur orientation, tandis que les racines (c'est-à-dire les solutions) éloignées de l'emplacement de l'eau pourraient être remplacées par des racines proches des meilleures racines de la génération précédente.

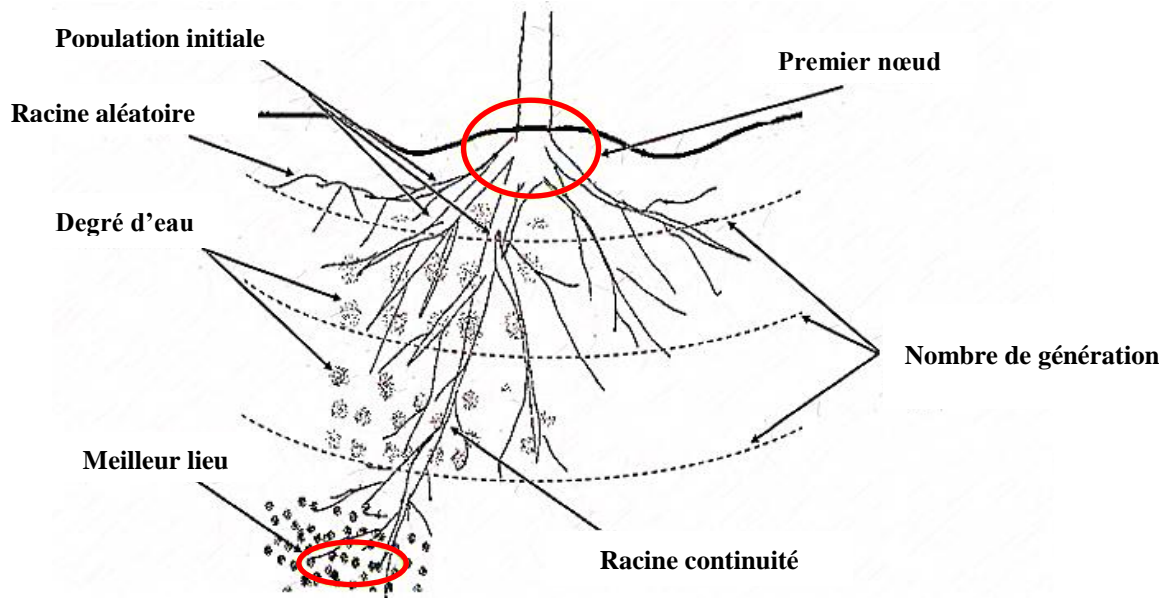


Figure 3.6 : Mécanisme de recherche de l’algorithme RTO pour la recherche de l’emplacement de l’eau.

La stratégie de cet algorithme suit le comportement des racines de l'arbre à la recherche d'eau souterraine en fonction du degré de témoin sous terre. Ce comportement nous permet de dériver un nouvel algorithme, basé sur ce comportement. Pour appliquer cet algorithme, les variables linguistiques utilisées doivent être expliquées et identifiées :

- ✓ Racine : Candidat ou une solution suggérée.
- ✓ Degré d'humidité  $D_w$  : Détermine le degré d'humidité entre la population.
- ✓ Les variables ( $R_r$ ,  $R_n$  et  $R_c$ ) sont les taux qui affectent la convergence de l'accès à la solution.

• **Base d'une racine aléatoire (Random root  $R_r$ )**

Dans la recherche de la meilleure solution pour le début de la nouvelle population, il faut partir de la racine aléatoire la plus proche de l'eau. Les membres de la nouvelle population (la nouvelle génération) sont les solutions initiales proposées. La nouvelle population est calculée en fonction de :

$$Y_{new}(k, it + 1) = Y_r(it) + (b_3 * D_\omega(k) * randn * m) / it \quad (3.24)$$

$Y_r(it)$  est le candidat précédent pour l'itération.

$D_\omega$  est le degré d'humidité (Wetness degree).

$b_3$  est le paramètre ajustable.

- **Base de la racine la plus proche de l'eau (Nearest root  $Rn$ )**

La technologie du système racines des arbres ne permet pas de sélectionner les meilleures racines qui se rassemblent autour du lieu le plus humide, à partir duquel une nouvelle génération est créée et les racines distantes supprimées. Afin de calculer la nouvelle génération, la relation suivante est donnée en prenant en compte le nombre de candidats

$$Y_{new}(k, it + 1) = Y_{best}(it) + (b_1 * D_{\omega} * randn * m)/(N * it) \quad (3.25)$$

Où :

$k$  est le numéro du candidat.

$it$  est le numéro d'itération.

$b_1$  est le paramètre ajustable.

$N$  est l'échelle de la population.

$Y_{new}(it+1)$  pour  $(it+1)$ , obtenir un nouveau candidat.

$m$  est la limite supérieure du paramètre et  $randn$  est un numéro aléatoire normal compris entre 0 et 1.

$Y_{best}(it)$  est la meilleure solution de la génération précédente.

- **Base de la racine continuité (Root continuity  $Rc$ )**

Les racines qui ont été rassemblées autour de l'endroit le plus proche de l'eau continuent de créer une nouvelle génération de population calculée par la relation suivante.

$$Y_{new}(k, it + 1) = Y(k, it) + b_2 * D_{\omega}(k) * rand * (Y_{best}(it) - Y(k, it)) \quad (3.26)$$

Où :

$b_2$  est le paramètre ajustable.

$Y(k, it)$  est le candidat précédent pour l'itération  $it$ .

Les étapes de l'algorithme d'optimisation des racines des arbres peuvent être compilées comme suit :

*Etape 1* : Dans cette étape, la génération initiale est créée de manière aléatoire et est composée de  $N$  membres avec les limites variables dans le lieu de recherche avec des valeurs numériques induites des taux  $Rn$ ,  $Rr$  et  $Rc$ .

*Etape 2* : Dans la deuxième étape, tous les membres de la population sont mesurés en fonction de leurs  $D_{\omega}$  respectifs pour la fonction objectif maximale et minimale :

$$D_{\omega}(k) = \begin{cases} \frac{f_k}{\max f_k} & \text{Pour l'objectif maximum} \\ 1 - \frac{f_k}{\max f_k} & \text{Pour l'objectif minimum} \end{cases} \quad \text{Où } k = 1, 2, \dots, N \quad (3.27)$$

Où :  $f_k$  est le degré de fitness.

*Etape 3* : La nouvelle population est créée et le remplacement du membre est effectué en fonction du taux d'humidité de  $Rn$ ,  $Rr$  et  $Rc$ . Les équations (3.24) à (3.26) sont utilisées pour un candidat ayant la plus petite valeur jusqu'à ce que celui avec le même taux d'humidité soit atteint.

*Etape 4* : Dans cette étape, les critères de réunion sont satisfaits pour afficher un résultat optimal avec la meilleure valeur de fitness. Sinon, il y a un retour à l'étape 2.

### 3.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté au départ quelques méthodes d'optimisation métaheuristiques les plus utilisées en électrotechnique. Ensuite, nous avons choisi et détaillé les deux méthodes d'optimisation : algorithme des chauves-souris (BA) et algorithme d'optimisation des racines des arbres (RTO) pour leurs précisions, simplicités et vitesses de convergence par rapport aux autres méthodes. Ces algorithmes seront par la suite utilisés dans les chapitres suivants dans le but de résoudre le problème d'intégration optimale des unités GEDs et dans l'ouverture ou la fermeture optimale des interrupteurs pour de nouvelles topologies optimales afin d'améliorer les performances du réseau de distribution étudié du point de vue pertes totales de puissance et du profil de tension.

# **Chapitre 4**

## **Insertion optimale de la génération dispersée**

## 4.1 Introduction

L'intégration optimale des GEDs peut davantage augmenter la capacité du réseau de distribution, réduire les pertes, améliorer le profil de tension et corriger le facteur de puissance [64]. Comme mentionné dans le premier chapitre, l'utilisation de GED joue un rôle important dans l'amélioration des performances du système. Ainsi, l'économie d'énergie et l'impact environnemental sont imposés en donnant avantage au développement de ce type de source afin d'augmenter leur utilisation dans le réseau de distribution à travers le monde [65].

Les GEDs comprennent un large groupe de technologies (turbine à gaz, éoliennes, micro-turbines, photovoltaïque, piles à combustible, bioénergie...etc.). Ces dernières peuvent être classées en fonction de leur conception et de leurs progrès technologiques. En général, les GEDs sont catégorisées en fonction de leur capacité à fournir des pouvoirs active et réactive [66].

Afin de maximiser les avantages des GEDs (par exemple pour améliorer l'efficacité et la qualité de l'énergie, pour renforcer la sécurité, pour augmenter la capacité de charge et la fiabilité ... etc.), elles doivent être intégrées de manière optimale dans le système de distribution en termes d'emplacement et de capacité sans violer les contraintes du système.

Dernièrement, des études des recherches montrent l'impact positif de placement optimal des GEDs dans le réseau de distribution sur l'amélioration de l'efficacité du système de distribution. De nombreuses littératures scientifiques [67-72] ont traité le problème de placement optimal des GEDs dans le réseau de distribution en utilisant différentes méthodes, différents types des GEDs et différentes fonctions objectifs. Un résumé des études de recherche qui ont été menées pour déterminer l'emplacement et la capacité optimaux des unités DG dans les réseaux de distribution est présenté dans le tableau 4.1.

Dans ce chapitre, deux méthodes d'optimisation métaheuristiques BA et RTO seront utilisées pour traiter le problème de l'emplacement optimal des GEDs dans le réseau de distribution. Les meilleures capacités et emplacements des GEDs ont été déterminées pour optimiser trois différentes fonctions objectifs. La minimisation des pertes de puissance active, la minimisation des déviations de tension et la maximisation de l'indice de stabilité de la tension ont été obtenues grâce à l'optimisation des GEDs sous trois différentes valeurs des facteurs de puissance, 1, 0.9, et 0.8. Ces méthodes sont appliquées sur le réseau IEEE 33

nœuds pour les types de charge constante, industrielle, résidentielle et commerciale. Les résultats obtenus sont présentés dans ce qui suit.

Tableau 4.1 : Résumé des différentes méthodes d'optimisation pour la localisation des GEDs dans les réseaux de distribution

Réf.	Type de GED	Type de charge	Variabes de GED	Fonction objectif	Méthode utilisée
[67]	I, II	Constante	Emplacement et capacité	Minimiser les pertes actives	Méthode analytique
[68]	III	Constante	Emplacement et nombre de GEDs	Minimiser le coût de la GED	MINLP
[69]	I, II	Constante	Emplacement et capacité	Minimiser les pertes actives	GABC
[70]	I, II, III	Différents types	Emplacement, capacité et FP	Minimiser les pertes actives	SSA
[71]	I, II, III, IV	Constante	Emplacement et capacité	Minimiser les pertes actives	HHO
[72]	I, II, III	Constante	Emplacement, capacité et FP	Minimiser les pertes active et réactive	WIPSO-GSA
[73]	I	Constante	Emplacement et capacité	Minimiser les pertes actives Maximiser la stabilité de tension	NSGA-II
[74]	III	Différents types	Emplacement et capacité	Minimiser les pertes actives Améliorer le profil de tension	GA-PSO
[75]	I, II, III	Constante	Emplacement et capacité	Minimiser les pertes actives Maximiser la stabilité de tension	MOBA
[76]	III	Différents types	Emplacement et capacité	Minimiser les pertes actives Améliorer le profil de tension	BSA
[77]	I, III	Constante	Emplacement, capacité et FP	Minimiser les pertes actives Maximiser la stabilité de tension	GWO
[78]	III	Différents types	Emplacement et capacité	Minimiser les pertes actives Minimiser les pertes réactives Maximiser la stabilité de tension Minimiser les coûts des GEDs	CSA

## 4.2 Modélisation des GEDs dans les études d'écoulement de puissance

Les puissances de sortie des unités GEDs (sources photovoltaïques, piles à combustible, micro-turbines, éoliennes ou certaines unités hydrauliques) sont injectées dans le réseau électrique à l'aide d'interfaces électroniques de puissance [79]. En fonction de la stratégie de

contrôle utilisée dans le système de contrôle du convertisseur, la modélisation d'une GED dans l'écoulement de puissance change. Les GEDs avec le mode de contrôle de tension sont considérées comme mode PV, dans ce mode les GEDs peuvent contrôler la tension en base de la régulation de la tension d'excitation (par exemple, générateur synchrone) où un système de commande du convertisseur est utilisé pour contrôler  $P$  et  $V$  indépendamment [80]. Ce mode est capable de fournir une puissance réactive pour réguler la tension en utilisant la théorie de la sensibilité QV [81].

D'autres GEDs, comme les groupes électrogènes à induction où les convertisseurs sont utilisés pour contrôler  $P$  et  $Q$  indépendamment, cette dernière sera modélisée en tant que mode PQ [81,82]. Ces modes sont utilisés dans le calcul d'écoulement de puissance pour les études des réseaux électriques, cela par injection de courant au nœud de l'installation de la GED. Généralement, les petites unités de GEDs sont considérées comme mode PQ par contre dans le cas des grandes unités de GEDs, elles sont considérées comme mode PV [83].

#### 4.2.1 GED modélisée en mode PQ

Il existe trois manières différentes de modéliser les GEDs en mode PQ comme suit :

##### 4.2.1.1 GED en tant que modèle de charge négative

Dans ce cas, l'unité GED est simplement modélisée comme une source de production avec une puissance de sortie active ( $P$ ) et réactive ( $Q$ ) constantes. Les valeurs de puissance de sortie spécifiées de ce modèle de GED peuvent être indiquées par  $P_{GED}$  et  $Q_{GED}$ . On peut noter que les unités GED de type pile à combustible ou les unités GED de micro-turbine peuvent être modélisées comme modèle de charge PQ négatif [84]. La charge au niveau du nœud d'installation de la GED doit être modifiée comme suit :

$$P_i = P_{Di} - P_{GEDi} \quad (4.1)$$

$$Q_i = Q_{Di} - Q_{GEDi} \quad (4.2)$$

Où

- $P_i$  et  $Q_i$  représentent les puissances actives et réactives injectées au nœud  $i$  ;
- $P_{Di}$  et  $Q_{Di}$  représentent les puissances actives et réactives demandées au nœud  $i$  ;
- $P_{GEDi}$  et  $Q_{GEDi}$  représentent les puissances actives et réactives générées par le  $i^{ème}$  GED.

#### 4.2.1.2 GED en tant que modèle avec facteur de puissance constant

Le modèle de facteur de puissance constant est le modèle le plus commun pour les GEDs [85]. Les GEDs contrôlables telles que les GEDs qui ont le support des unités d'électroniques de puissance et les GEDs à base des générateurs synchrones sont de préférence modélisées comme modèle de facteur de puissance constant. Par exemple, la puissance de sortie peut être ajustée en contrôlant le courant d'excitation et les angles de déclenchement pour ces GEDs [85]. Dans ce modèle, la puissance active et le facteur de puissance de la GED sont les valeurs spécifiées. La puissance réactive de la GED peut être obtenue par l'équation (4.3), puis le courant injecté équivalent peut être calculée par l'équation (4.4) [86].

$$Q_{GEDi} = P_{GEDi} \tan(\cos^{-1}(PF_{GEDi})) \quad (4.3)$$

$$I_{GEDi} = I_{GEDi}^r(V_{GEDi}) + I_{GEDi}^i(V_{GEDi}) = \left( \frac{P_{GEDi} + jQ_{GEDi}}{V_{GEDi}} \right)^* \quad (4.4)$$

Où  $I_{GEDi}$  et  $V_{GEDi}$  sont respectivement le courant et la tension de la GED.

#### 4.2.1.3 GED en tant que modèle de puissance réactive variable

Les unités de la GED qui utilisent des générateurs à induction comme dispositifs de conversion de puissance agiront principalement comme des générateurs à puissance réactive variable, comme exemple l'éolienne à induction, la puissance active peut être calculée par la courbe de puissance de l'éolienne. Ensuite, sa sortie de puissance réactive peut être formulée comme une fonction comprenant la sortie de puissance active, la tension du nœud, l'impédance du générateur et ainsi de suite. Cependant, le calcul de la puissance réactive à l'aide de cette approche est lourd et difficile à calculer efficacement. Du point de vue d'équilibre, la puissance réactive consommée par une éolienne peut être représentée en fonction de sa puissance active, comme suit [87] :

$$Q'_{GEDi} = -Q_0 - Q_1 P_{GEDi} - Q_2 P_{GEDi}^2 \quad (4.5)$$

Où

- $Q_{GED}$  est la fonction de la puissance réactive consommée par l'éolienne.
- $Q_0$ ,  $Q_1$  et  $Q_2$  sont des puissances réactives constantes habituellement obtenues expérimentalement.

La puissance réactive consommée par la charge ne peut pas être complètement fournie par le réseau de distribution et par conséquent, des batteries de condensateurs sont installées pour la correction du facteur de puissance lorsque des générateurs à induction sont utilisés.

#### 4.2.2 GED Modélisée en tant que mode PV (nœud PV)

La GED fonctionnant en mode de nœud PV est généralement modélisée comme un modèle à tension constante. Dans ce modèle, la puissance de sortie active et l'amplitude de la tension du nœud de l'intégration de la GED sont les valeurs spécifiées de ce modèle. Le changement de la tension  $\Delta V_i$  devrait être réglé à zéro en injectant ou en absorbant la puissance réactive nécessaire pour maintenir une tension constante [88]. La puissance de sortie générée après évaluation de la puissance réactive requise est donnée par la formule suivante :

$$P_{GEDi}^{new} + jQ_{GEDi}^{new} = P_{GEDi}^{old} + j(Q_{GEDi}^{old} + \Delta Q_{GEDi}) \quad (4.6)$$

Où

- $\Delta Q_{GEDi}$  représente la variation de la puissance réactive requise pour maintenir une tension constante à la sortie de la GED

### 4.3 Formulation du problème d'optimisation

#### 4.3.1 Fonctions objectifs

Dans cette étude, nous définissons l'emplacement et la capacité des GEDs à mettre dans le réseau de distribution dont l'objectif est de minimiser les pertes de puissance active et les déviations de la tension et de maximiser l'indice de stabilité de tension, détaillés ci-dessous :

##### 4.3.1.1 Minimisation des pertes actives

Les pertes de puissance dans un réseau de distribution constituent l'un des paramètres clés qui déterminent les coûts de la fourniture d'électricité et les problèmes techniques du réseau. Cet objectif vise à minimiser les pertes actives totales du réseau. La GED liée au réseau devrait être capable de réduire les pertes actives sans causer un problème. Les pertes actives totales peuvent être calculées par l'équation suivante [89] :

$$P_{T,Loss} = \sum_{i=1}^{N_b} P_{Loss}(i) \quad (4.7)$$

La première fonction objectif peut être décrite par la formule suivante :

$$F_{Obj1} = \min \left( \frac{P_{T,Loss}}{P_{T,Loss,wo}} \right) \quad (4.8)$$

Où  $P_{T,Loss,wo}$  est la perte de puissance active du cas de base (avant l'ajout des GEDs).

#### 4.3.1.2 Minimisation du profil de tension

La tension des nœuds est l'une des plus importants indices d'évaluation de la qualité de service. L'amélioration du profil de tension peut être obtenue en réduisant au minimum les déviations de la tension des nœuds de charge de 1.0 p.u. La déviation de la tension peut être calculée par l'équation suivante [90] :

$$VD = \sum_{i=1}^{Nb} (V_i - V_{ref})^2 \quad (4.9)$$

Où :

- $V_i$  est l'amplitude de la tension sur le nœud  $i$ ,
- $V_{ref}$  est la tension de référence (1.0 p.u).

La deuxième fonction objectif peut être exprimée comme suit :

$$F_{Obj2} = \min \left( \frac{VD}{VD_{wo}} \right) \quad (4.10)$$

Où  $VD_{wo}$  est la déviation de la tension du cas initial.

#### 4.3.1.3 Maximisation de l'indice de stabilité de tension

L'indice de stabilité de la tension peut être calculé à l'aide de l'équation (4.11) [90]. Ensuite, la maximisation de l'indice de stabilité de tension ( $VSI$ ) peut être transformée en minimisation en utilisant l'équation (4.12) [91].

$$VSI_j = |V_i|^4 - 4 \times (P_j X_i - Q_j R_i)^2 - 4 \times (P_j R_i + Q_j X_i) \times |V_i|^2 \quad (4.11)$$

$$\max(VSI_j) = \min \left( \frac{1}{VSI_j} \right) \quad (4.12)$$

Enfin, la troisième fonction objectif pourrait être formulée par l'équation suivante :

$$F_{Obj3} = \min\left(\frac{VSI_{wo}}{VSI_j}\right) \quad (4.13)$$

Où  $VSI_{wo}$  est l'indice de stabilité de tension du cas initial.

### 4.3.2 Fonction objectif globale

La fonction objectif globale est formulée en utilisant le modèle de somme pondérée comme suit :

$$MOF = \min(w_1 \times F_{Obj1} + w_2 \times F_{Obj2} + w_3 \times F_{Obj3}) \quad (4.14)$$

Où  $w_1$ ,  $w_2$  et  $w_3$  sont les facteurs de pondération. Dans ce travail, les valeurs de  $w_1$ ,  $w_2$  et  $w_3$  sont, respectivement, 1, 0.65 et 0.35 [ 92].

### 4.3.3 Contraintes

#### a) Contraintes d'égalités

Les contraintes égalités sont définies par les équations d'écoulement de puissance, correspondant à un point de fonctionnement du réseau, pour une puissance demandée et une puissance de génération donnée. Ces contraintes sont représentées par des équations non linéaires. Ils doivent assurer que la somme des puissances active et réactive injectées dans chaque nœud soit égale à zéro. Ces contraintes s'expriment par :

$$\begin{cases} P_G + \sum_{i=1}^{NGED} P_{GEDi} + \sum_{i=1}^{Nn} P_{Li} - \sum_{i=1}^{Nb} P_{loss} = 0 \\ Q_G + \sum_{i=1}^{NGED} Q_{GEDi} + \sum_{i=1}^{Nn} Q_{Li} - \sum_{i=1}^{Nb} Q_{loss} = 0 \end{cases} \quad (4.15)$$

Où:

- $Nb$  est le nombre total des branches ;
- $Nn$  est le nombre total des nœuds de charge ;
- $NGED$  est le nombre total des GEDs ;
- $P_G$ ,  $Q_G$  sont respectivement les puissances active et réactive générées provenant de la source ;
- $P_{GEDi}$ ,  $Q_{GEDi}$  sont respectivement les puissances active et réactive générées par la GED au nœud  $i$  ;
- $P_{Loss}$ ,  $Q_{Loss}$  sont respectivement les pertes de puissance active et réactive dans une branche.

**b) Contraintes d'inégalités**

- **Contrainte de tension :** Le niveau de tension de chaque nœud doit être conservé dans les limites spécifiées comme suit :

$$V_{Min,i} \leq V_i \leq V_{Max,i} \quad (4.16)$$

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

- **Contrainte de capacité de GED :** Les puissances active et réactive injectées par les GEDs doivent être toujours entre leurs limites *min* et *max*.

$$P_{GED_i}^{Min} \leq P_{GED_i} \leq P_{GED_i}^{Max} \quad (4.17)$$

$$Q_{GED_i}^{Min} \leq Q_{GED_i} \leq Q_{GED_i}^{Max} \quad (4.18)$$

Où

- $P_{GED_i}$ ,  $Q_{GED_i}$  sont respectivement les puissances active et réactive injectées par la GED au nœud  $i$ .
- $P_{GED_i}^{Min}$ ,  $P_{GED_i}^{Max}$  sont respectivement les valeurs minimale et maximale de puissances actives injectées par la GED.
- $Q_{GED_i}^{Min}$ ,  $Q_{GED_i}^{Max}$  sont respectivement les valeurs minimale et maximale de puissances réactives injectées par la GED.

- **Contrainte de puissances parcourant les lignes** La puissance apparente de chaque ligne doit être toujours inférieure ou égale à la valeur maximale admissible.

$$|S_{li}| \leq S_{li}^{max} \quad (4.19)$$

Où :

- $S_{li}$  est la puissance apparente parcourant la ligne  $li$ ,
- $S_{max}$  est la puissance apparente maximale parcourant la ligne  $li$ .

**c) Manipulation des contraintes**

Il existe plusieurs formes possibles de fonctions de pénalités, le choix d'une forme particulière dépend de la nature et de la complexité du problème à traiter. Dans notre cas, les fonctions des pénalisations des violations de la tension des nœuds de charge et de la puissance parcourant la ligne sont présentées comme suit [92] :

$$H(V) = \sum_{i=1}^{Nb} H(V_i) = \begin{cases} K_V \times (V_i^{min} - V_i)^2 & \text{si } V_i < V_i^{min} \\ 0 & \text{si } V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \\ K_V \times (V_i - V_i^{max})^2 & \text{si } V_i > V_i^{max} \end{cases} \quad (4.20)$$

$$H(S) = \sum_{i=1}^{Nl} H(S_{li}) = \begin{cases} 0 & ; S_{li} < S_{li}^{min} \\ K_S \times (S_{li} - S_{li}^{max})^2 & ; S_{li} > S_{li}^{max} \end{cases} \quad (4.21)$$

Où  $K_V$  et  $K_S$  sont les facteurs de pénalité.

Donc, la fonction de pénalisation totale  $PE$  est présentée comme suit :

$$PE = H(V) + H(S) \quad (4.22)$$

Ainsi, en cas de violation d'une ou plusieurs contraintes de sécurité, la fonction objectif du problème d'optimisation après violation est présentée comme suit :

$$F^P = F + PE \quad (4.23)$$

Où :

- $F^P$  et  $F$  sont les fonctions objectifs après et avant pénalisation,
- $PE$  représente la fonction de pénalisation totale.

#### 4.3.4 Variables de contrôle

Le vecteur de solution  $X^T$  pour résoudre le problème de l'emplacement optimal des GEDs dans le réseau de distribution est donné ci-dessous :

$$X^T = \left\{ \underbrace{L^1 \ L^2 \ L^3}_{\text{Emplacements}} \ \underbrace{S^1 \ S^2 \ S^3}_{\text{Capacités}} \right\} \quad (4.24)$$

Le vecteur de contrôle  $X^T$  comporte les capacités des GEDs (les puissances actives générées par les GEDs)  $S^i$  et leurs emplacements  $L^i$  dans le réseau de distribution.

La figure ci-dessous présente le principe de la détermination des emplacements et les capacités optimaux des GEDs par les méthodes d'optimisation.

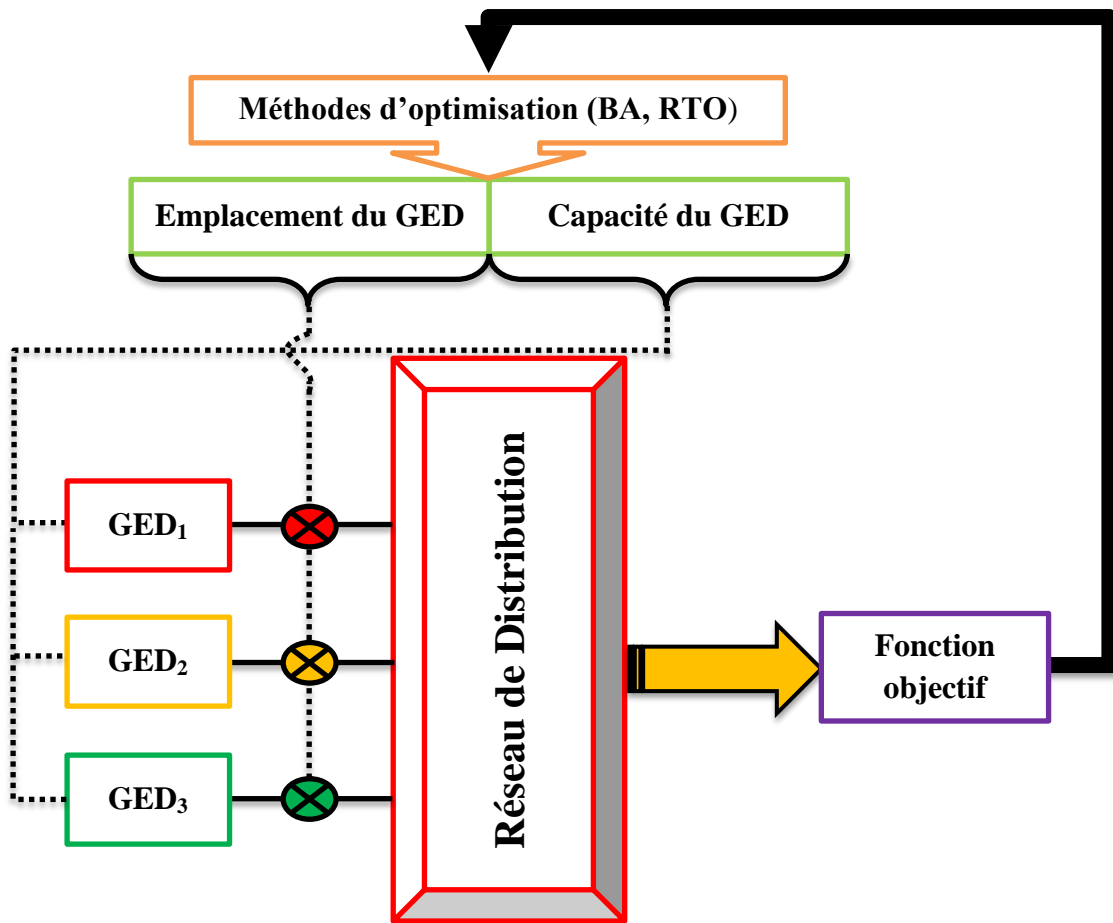


Figure 4.1 : Principe d'optimisation de l'emplacement et des capacités des GED

Les différentes étapes de la recherche de la localisation optimale des GEDs en utilisant des méthodes d'optimisation métaheuristiques sont données comme suit :

Etape 1 : Lire les données du réseau de distribution et initialiser les paramètres de la méthode d'optimisation utilisée.

Etape 2 : Générer aléatoirement un nombre des individus qui forment une population initiale, ceci représente les emplacements et les capacités des GED,  $P^0 = [X_1, X_2, \dots, \dots, X_i]$ . Initialiser le compteur d'itération ( $t = 0$ ).

Etape 3 : Calculer l'écoulement de puissance pour chaque variable d'état et évaluer la fonction objectif ( $f$  en utilisant la formule (4.14)).

Etape 4 : Après le calcul d'écoulement de puissance, vérifier les contraintes de tensions et de lignes en utilisant les formules (4.16) et (4.19). Si ces contraintes sont satisfaites passer à l'étape suivante sinon pénaliser la fonction objectif en utilisant la formule (4.23).

Etape 5 : Générer les nouvelles solutions selon le processus de la méthode d'optimisation utilisée, et allez à l'étape 3.

Etape 6 : Répéter la procédure de l'étape 3 à 5 jusqu'à ce que le nombre maximum des générations soit atteint.

Etape 7 : Choisir le meilleur individu et afficher les résultats.

#### 4.4 Applications

L'optimisation de l'emplacement et la capacité des GEDs se fait par les algorithmes métaheuristiques BA et RTO, programmés sous MATLAB et testés sur le réseau de distribution IEEE 33 nœuds.

Après plusieurs exécutions des programmes élaborés, les paramètres de contrôle des deux méthodes métaheuristiques utilisées ont été résumés dans le tableau 4.2.

Tableau 4.2 : Les paramètres de contrôle des deux méthodes appliquées pour les trois cas étudiés.

Méthode appliquée	Paramètres
BA	$N_{gén} = 100, N_{pop} = 80, A = 0.5, r = 0.5$
RTO	$N_{gén} = 100, N_{pop} = 80, Rn = 0, Rc = 0.3, Rr = 0.7$

##### 4.4.1 Cas 1 : Installation de trois GEDs type I (FP = 1)

Le tableau 4.3 représente l'emplacement optimal des GEDs type I pour minimiser les pertes totales de puissance active et la déviation de la tension et maximiser le VSI pour les quatre types de charge. D'après ce tableau, nous pouvons noter que le RTO donne un résultat meilleur comparé avec le BA au niveau de tous les types de charge. La supériorité de RTO devant le BA est bien illustrée dans la figure 4.2. D'après le tableau 4.3, les meilleures solutions calculées par l'algorithme RTO sont égales à 0.6714 pour charge constante, 0.7118 pour charge industrielle, 0.7575 pour charge résidentielle et 0.7577 pour charge commerciale et ceci pour la fonction objectif globale (MOF). Ainsi dans ce qui suit, nous discuterons les résultats obtenus par la méthode d'optimisation RTO.

Tableau 4.3 : Résultats d'optimisation de l'emplacement des GEDs type I pour les quatre types de charge.

		Emplacement	Capacité (MW)	Capacité totale (MW)	PL (MW)	VD (p.u)	SI (p.u)	MOF
<b>C. Constante</b>	<b>C.B</b>	-	-	-	0,2027	0,117	0,6950	-
	<b>BA</b>	16	0,4472	2,6310	0,0853	0,00595	0,9187	0,7188
		9	0,9158					
		30	1,2680					
	<b>RTO</b>	30	1,3374	3,3935	0,0758	0,00595	0,9198	0,6714
		24	1,1478					
13		0,9083						
<b>C. Industrielle</b>	<b>C.B</b>	-	-	-	0,16172	0,0915	0,7250	-
	<b>BA</b>	32	0,6811	2,7037	0,0652	0,00674	0,9146	0,7285
		6	1,3301					
		14	0,6924					
	<b>RTO</b>	31	0,8845	3,1084	0,0607	0,00802	0,9084	0,7118
		12	1,1136					
24		1,1103						
<b>C. Résidentielle</b>	<b>C.B</b>	-	-	-	0,15935	0,0909	0,7268	-
	<b>BA</b>	32	0,7001	2,7370	0,0693	0,00648	0,9160	0,7587
		6	1,3432					
		14	0,6937					
	<b>RTO</b>	6	1,2858	2,7339	0,0693	0,00638	0,9188	0,7575
		14	0,6942					
31		0,7540						
<b>C. Commerciale</b>	<b>C.B</b>	-	-	-	0,15495	0,0884	0,7308	-
	<b>BA</b>	32	0,7027	2,7358	0,0705	0,00637	0,9166	0,7811
		6	1,3417					
		14	0,6914					
	<b>RTO</b>	13	0,9006	3,1499	0,0659	0,00694	0,9089	0,7577
		24	1,0994					
30		1,1499						

**C.B** : cas de base (avant l'ajout des GEDs).

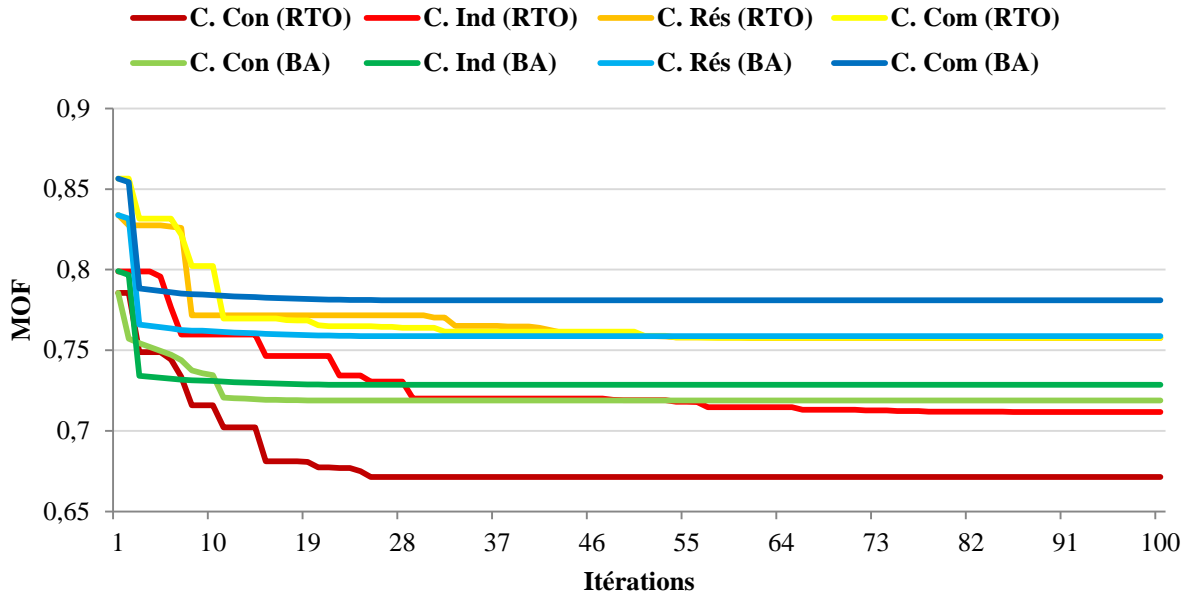


Figure 4.2 : Caractéristiques de convergence de la fonction objectif par BA et RTO dans le cas d’installation des GEDs type I pour les différents types de charge.

Les profils de tension et l’indice de la stabilité de tension se sont considérablement améliorés avec l’intégration des GEDs type I. Le tableau 4.4 représente les valeurs de tension et VSI au niveau de chaque nœud dans le cas de l’installation des GEDs type I dans le réseau 33 nœuds pour les quatre types de charge en utilisant la méthode RTO. Les figures 4.3 et 4.4 montrent les profils de tension et VSI pour les mêmes cas étudiés. D’après ces figures, nous remarquons qu’il y a une similitude dans les profils de tensions et VSI pour chacune des charges constantes et commerciale, presque en tous les nœuds, et exceptionnellement au niveau des nœuds 27 à 33. Cette similitude est liée au lieu placement des GEDs (qui sont les nœuds numéro 13, 24 et 30) et à la capacité des GEDs (qui sont respectivement de 3,3935 et 3,1499 MW pour la charge constante et commerciale).

D’autre part, les profils de tensions et VSI de la charge industrielle et résidentielle sont différents par rapport aux autres charges en raison de l’emplacement de leurs GEDs (qui sont respectivement les nœuds numéro 12, 24, 31 et 6, 14, 31 pour la charge industrielle et résidentielle) et leurs capacités de GEDs (qui sont respectivement de 3,1084 et 2,7339 MW pour la charge industrielle et résidentielle). En plus, les valeurs minimales de la tension et VSI sont (0,9793 et 0,9198 p.u), (0,979 et 0,9188 p.u) et (0,9764 et 0,9089 p.u) obtenues au niveau du nœud terminal 33 de la ligne latérale et (0,9763 et 0,9084 p.u) obtenue au niveau du nœud intermédiaire 30 de la même ligne respectivement pour les charges constante, résidentielle, commerciale et industrielle.

Tableau 4.4 : Valeurs de tension et VSI pour les différents types de charge dans le cas d'installation des GEDs type I

	C. Constante		C. Industrielle		C. Résidentielle		C. Commerciale	
	V	VSI	V	VSI	V	VSI	V	VSI
1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0,9991	0,9963	0,9990	0,9959	0,9988	0,9951	0,9990	0,9960
3	0,9960	0,9836	0,9954	0,9814	0,9940	0,9759	0,9956	0,9821
4	0,9940	0,9760	0,9931	0,9726	0,9934	0,9736	0,9934	0,9737
5	0,9923	0,9694	0,9911	0,9647	0,9931	0,9725	0,9915	0,9663
6	0,9864	0,9459	0,9848	0,9399	0,9904	0,9615	0,9853	0,9419
7	0,9841	0,9380	0,9830	0,9336	0,9881	0,9531	0,9832	0,9345
8	0,9836	0,9361	0,9835	0,9354	0,9867	0,9479	0,9828	0,9329
9	0,9836	0,9361	0,9849	0,9410	0,9855	0,9432	0,9829	0,9334
10	0,9842	0,9381	0,9870	0,9488	0,9848	0,9405	0,9836	0,9359
11	0,9845	0,9393	0,9876	0,9511	0,9849	0,9408	0,9839	0,9372
12	0,9852	0,9422	0,9888	0,9560	0,9851	0,9418	0,9847	0,9401
13	0,9880	0,9525	0,9832	0,9344	0,9860	0,9452	0,9876	0,9509
14	0,9859	0,9446	0,9812	0,9269	0,9864	0,9466	0,9855	0,9433
15	0,9845	0,9396	0,9799	0,9221	0,9851	0,9417	0,9842	0,9385
16	0,9833	0,9347	0,9787	0,9175	0,9839	0,9370	0,9830	0,9338
17	0,9814	0,9276	0,9769	0,9107	0,9820	0,9300	0,9812	0,9269
18	0,9808	0,9255	0,9764	0,9087	0,9815	0,9280	0,9807	0,9249
19	0,9985	0,9942	0,9985	0,9939	0,9982	0,9930	0,9985	0,9940
20	0,9950	0,9800	0,9949	0,9798	0,9947	0,9789	0,9950	0,9799
21	0,9943	0,9773	0,9942	0,9771	0,9940	0,9763	0,9943	0,9773
22	0,9936	0,9748	0,9936	0,9747	0,9934	0,9738	0,9936	0,9748
23	0,9957	0,9829	0,9951	0,9803	0,9906	0,9627	0,9952	0,9809
24	0,9956	0,9826	0,9949	0,9795	0,9842	0,9379	0,9950	0,9799
25	0,9924	0,9698	0,9917	0,9670	0,9810	0,9260	0,9918	0,9674
26	0,9862	0,9460	0,9842	0,9381	0,9896	0,9591	0,9850	0,9414
27	0,9862	0,9459	0,9834	0,9354	0,9886	0,9553	0,9848	0,9404
28	0,9843	0,9382	0,9793	0,9194	0,9834	0,9351	0,9822	0,9301
29	0,9834	0,9348	0,9766	0,9094	0,9799	0,9220	0,9807	0,9246
30	0,9843	0,9387	0,9763	0,9084	0,9792	0,9193	0,9812	0,9268
31	0,9804	0,9239	0,9780	0,9149	0,9801	0,9227	0,9775	0,9128
32	0,9796	0,9208	0,9772	0,9120	0,9793	0,9197	0,9767	0,9098
33	0,9793	0,9198	0,9770	0,9110	0,9790	0,9188	0,9764	0,9089

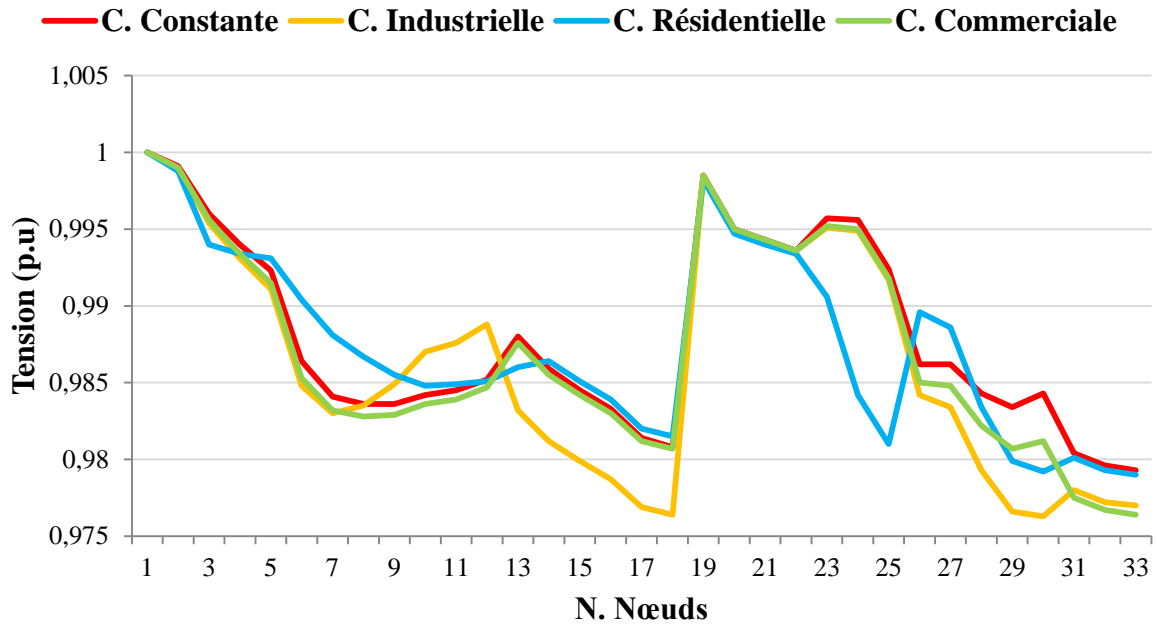


Figure 4.3 : Profil de tension pour les quatre types de charge dans le cas d’installation des GEDs type I

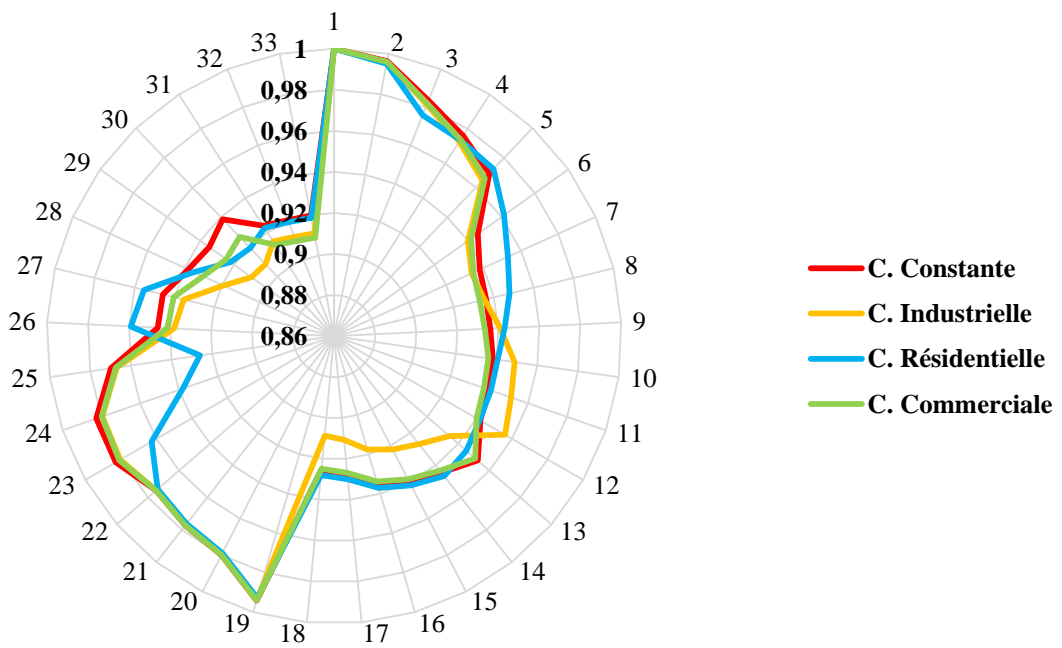


Figure 4.4 : Profil de VSI dans le cas d’installation des GEDs type I pour les quatre types de charge

Les figures 4.5 et 4.6 présentent respectivement les pertes totales de puissance active et réactive avant et après l’intégration des GEDs type I et leurs pourcentages de réduction pour les quatre types de charge. D’après ces figures, on remarque qu’il y a une réduction des pertes totales de puissances active et réactive avec un pourcentage de minimisation de (62,60% et

61,07%), (62,46% et 69,15%), (56,50% et 64,31%) et (57,48% et 66,27%) respectivement pour les quatre types de charge.

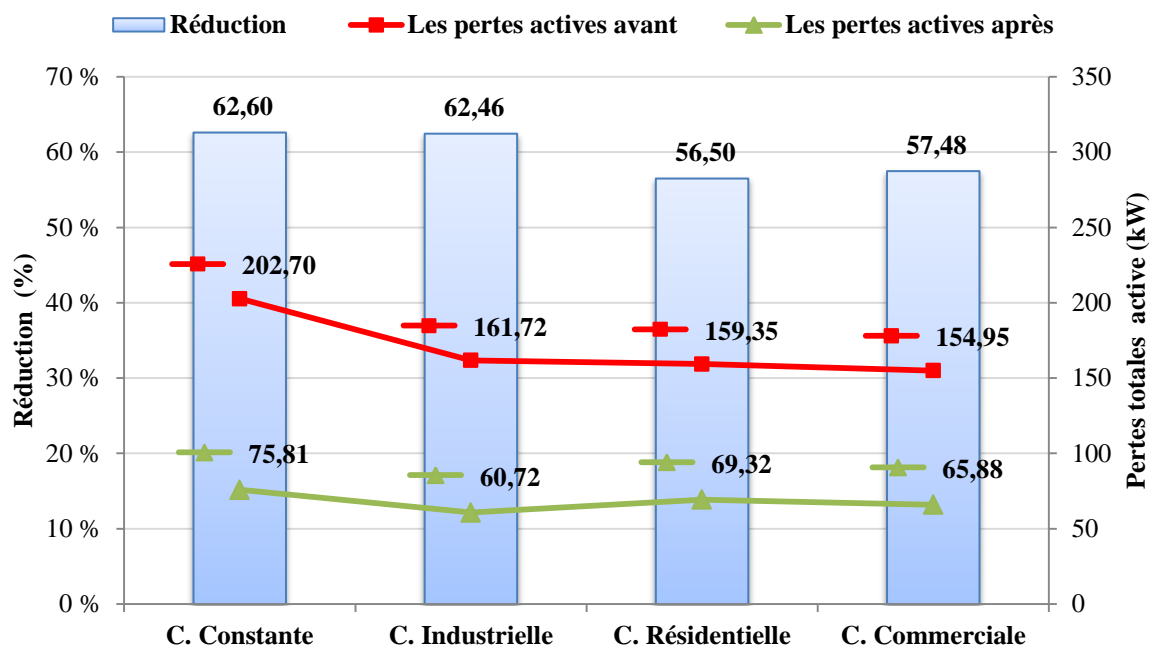


Figure 4.5 : Pertes totales de puissance active avec leurs réductions pour les différents types de charge dans le cas d'installation des GEDs type I

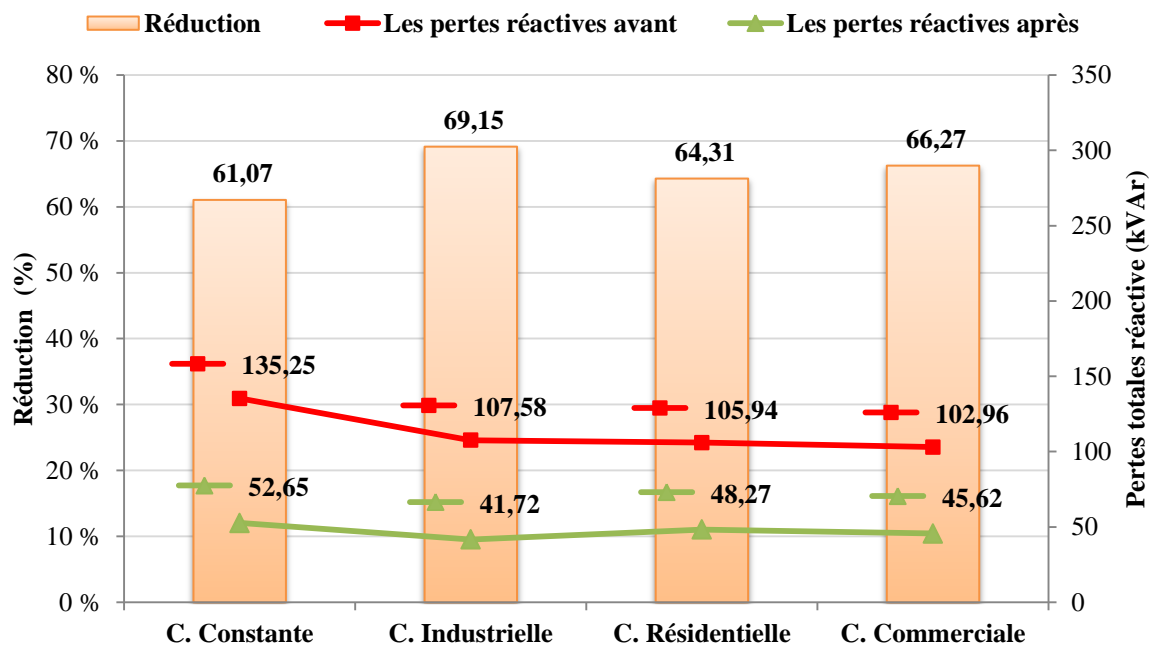


Figure 4.6 : Pertes totales de puissance réactive avec leurs réductions pour les différents types de charge dans le cas d'installation des GEDs type I

4.4.2 Cas 2 : Installation de trois GEDs type III (FP = 0.9)

Le tableau 4.5, présente les résultats optimaux d’emplacement des GEDs type III avec un facteur de puissance égale à 0.9 pour minimiser la fonction objective.

Tableau 4.5 : Résultats d'optimisation de l'emplacement des GEDs type III (FP=0.9) pour les quatre types de charge.

		Emplacement	Capacité (MW)	Capacité totale (MW)	PL (MW)	VD (p.u)	SI (p.u)	MOF
<b>C. Constante</b>	<b>C.B</b>	-	-	-	0,2027	0,117	0,6950	-
	<b>BA</b>	16	0,4237	2,4218	0,0301	0,00100	0,9275	0,4165
		9	0,7452					
		30	1,2529					
	<b>RTO</b>	24	1,0923	3,2100	0,0187	0,00040	0,9764	0,3433
		13	0,8249					
30		1,2928						
<b>C. Industrielle</b>	<b>C.B</b>	-	-	-	0,16172	0,0915	0,7250	-
	<b>BA</b>	16	0,4245	2,3419	0,0287	0,00120	0,9282	0,4589
		9	0,7343					
		30	1,1831					
	<b>RTO</b>	24	1,0853	3,1358	0,0178	0,00060	0,9729	0,3750
		13	0,8230					
30		1,2275						
<b>C. Résidentielle</b>	<b>C.B</b>	-	-	-	0,15935	0,0909	0,7268	-
	<b>BA</b>	16	0,4247	2,3613	0,0289	0,00110	0,9286	0,4629
		9	0,7338					
		30	1,2028					
	<b>RTO</b>	30	1,3600	3,1400	0,0186	0,00060	0,9678	0,3841
		24	1,0543					
13		0,7257						
<b>C. Commerciale</b>	<b>C.B</b>	-	-	-	0,15495	0,0884	0,7308	-
	<b>BA</b>	16	0,4249	2,3665	0,0288	0,00110	0,9290	0,4691
		9	0,7323					
		30	1,2093					
	<b>RTO</b>	24	1,0847	3,1611	0,0182	0,00050	0,9745	0,3834
		13	0,8214					
30		1,2550						

**C.B** : cas de base (avant l'ajout des GEDs).

La figure 4.7, représente les caractéristiques de convergence de RTO et de BA. D’après le tableau 4.5, et la Figure 4.7; nous remarquons que les deux techniques ne convergent pas vers la même solution et que le RTO donne un meilleur résultat que le BA dans tous les types de charge. D’après le tableau 4.5, nous pouvons remarquer que la localisation optimale des GEDs a conduit à l’obtention des meilleures solutions au niveau des charges constante, industrielle, résidentielle et commerciale à l’ordre de 0.3433, 0.375, 0.3841 et 0.3834 comme valeurs de la fonction objectif globale (MOF). Ainsi dans ce qui suit, nous discuterons les résultats obtenus par la méthode d’optimisation RTO.

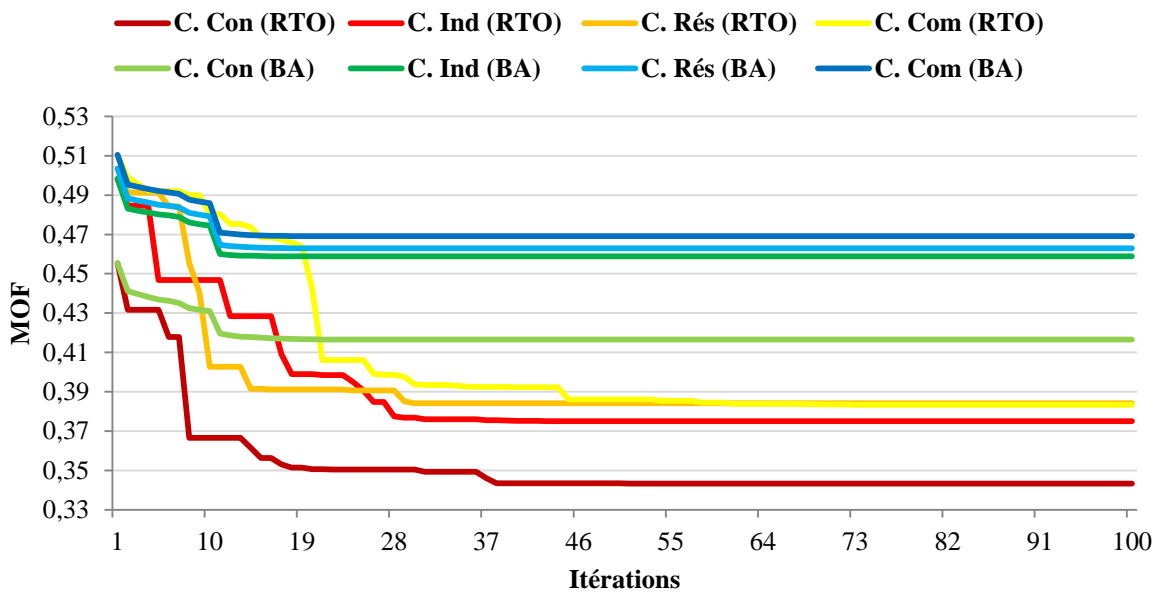


Figure 4.7 : Caractéristiques de convergence de la fonction objectif par BA et RTO dans le cas d’installation des GEDs type III (FP=0.9) pour les différents types de charge

Les profils de la tension et l’indice de la stabilité de tension se sont considérablement améliorés avec l’intégration des GEDs type III (FP=0.9). Le tableau 4.6 montre les valeurs de tension et VSI au niveau de chaque nœud dans le cas d’installation des GEDs type III (FP=0.9) dans le réseau 33 nœuds pour les quatre types de charge en utilisant la méthode RTO. Les figures 4.8 et 4.9 représentent les tensions et VSI pour les mêmes cas étudiés. D’après les figures 4.8 et 4.9, nous remarquons qu’il y a une similitude dans les profils de tensions et VSI pour tous les types de charges, presque à tous les nœuds, et en particulier au niveau des nœuds 7 à 18 et 27 à 33 pour la charge résidentielle. Cette similitude est due particulièrement aux mêmes emplacements des GEDs trouvés (qui sont les nœuds 13, 24 et 30) et aux valeurs proches de la capacité des GEDs (qui sont respectivement de 3,21, 3,1358, 3,14 et 3,1611 MW pour la charge constante, industrielle, résidentielle et commerciale). En

plus, les valeurs minimales de la tension et VSI sont (0,994 et 0,9764 p.u), (0,9932 et 0,9729 p.u), (0,9936 et 0,9745 p.u) obtenues au niveau du nœud intermédiaire 8 de la ligne principale et (0,9918 et 0,9678 p.u) obtenue au niveau du nœud terminal 18 de la même ligne respectivement pour les charges constante, commerciale, industrielle et résidentielle.

Tableau 4.6 : Valeurs de tension et VSI pour les différents types de charge dans le cas d'installation des GEDs type III (FP=0.9)

	C. Constante		C. Industrielle		C. Résidentielle		C. Commerciale	
	V	VSI	V	VSI	V	VSI	V	VSI
1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0,9995	0,9979	0,9994	0,9977	0,9994	0,9977	0,9995	0,9978
3	0,9984	0,9937	0,9982	0,9927	0,9982	0,9927	0,9983	0,9932
4	0,9975	0,9899	0,9971	0,9882	0,9972	0,9886	0,9972	0,9890
5	0,9968	0,9874	0,9963	0,9851	0,9965	0,9859	0,9965	0,9862
6	0,9950	0,9802	0,9941	0,9766	0,9945	0,9782	0,9946	0,9783
7	0,9943	0,9774	0,9934	0,9739	0,9935	0,9743	0,9938	0,9756
8	0,9940	0,9764	0,9932	0,9729	0,9928	0,9715	0,9936	0,9745
9	0,9954	0,9816	0,9945	0,9782	0,9933	0,9736	0,9949	0,9798
10	0,9972	0,9889	0,9963	0,9854	0,9944	0,9776	0,9967	0,9870
11	0,9976	0,9904	0,9967	0,9870	0,9946	0,9786	0,9971	0,9885
12	0,9985	0,9938	0,9976	0,9903	0,9952	0,9809	0,9980	0,9918
13	1,0033	1,0130	1,0024	1,0094	0,9988	0,9952	1,0027	1,0109
14	1,0012	1,0048	1,0003	1,0012	0,9968	0,9871	1,0007	1,0027
15	0,9999	0,9996	0,9990	0,9961	0,9955	0,9820	0,9994	0,9975
16	0,9987	0,9946	0,9978	0,9911	0,9942	0,9771	0,9981	0,9926
17	0,9968	0,9872	0,9959	0,9838	0,9924	0,9699	0,9963	0,9853
18	0,9962	0,9850	0,9954	0,9817	0,9918	0,9678	0,9957	0,9831
19	0,9989	0,9958	0,9989	0,9956	0,9989	0,9956	0,9989	0,9957
20	0,9954	0,9816	0,9954	0,9815	0,9954	0,9815	0,9954	0,9816
21	0,9947	0,9789	0,9947	0,9789	0,9947	0,9789	0,9947	0,9790
22	0,9940	0,9764	0,9941	0,9764	0,9941	0,9764	0,9941	0,9765
23	0,9990	0,9962	0,9988	0,9950	0,9986	0,9946	0,9989	0,9955
24	1,0010	1,0040	1,0007	1,0027	1,0003	1,0013	1,0008	1,0032
25	0,9978	0,9911	0,9975	0,9898	0,9971	0,9885	0,9976	0,9903
26	0,9953	0,9813	0,9943	0,9773	0,9949	0,9796	0,9948	0,9792
27	0,9958	0,9832	0,9946	0,9787	0,9955	0,9821	0,9952	0,9808
28	0,9974	0,9894	0,9957	0,9828	0,9977	0,9907	0,9965	0,9858
29	0,9990	0,9959	0,9969	0,9877	0,9998	0,9991	0,9979	0,9914
30	1,0008	1,0033	0,9985	0,9941	1,0019	1,0076	0,9996	0,9982
31	0,9970	0,9879	0,9947	0,9790	0,9981	0,9923	0,9958	0,9831
32	0,9962	0,9847	0,9939	0,9759	0,9973	0,9891	0,9949	0,9799
33	0,9959	0,9837	0,9937	0,9749	0,9970	0,9880	0,9947	0,9789

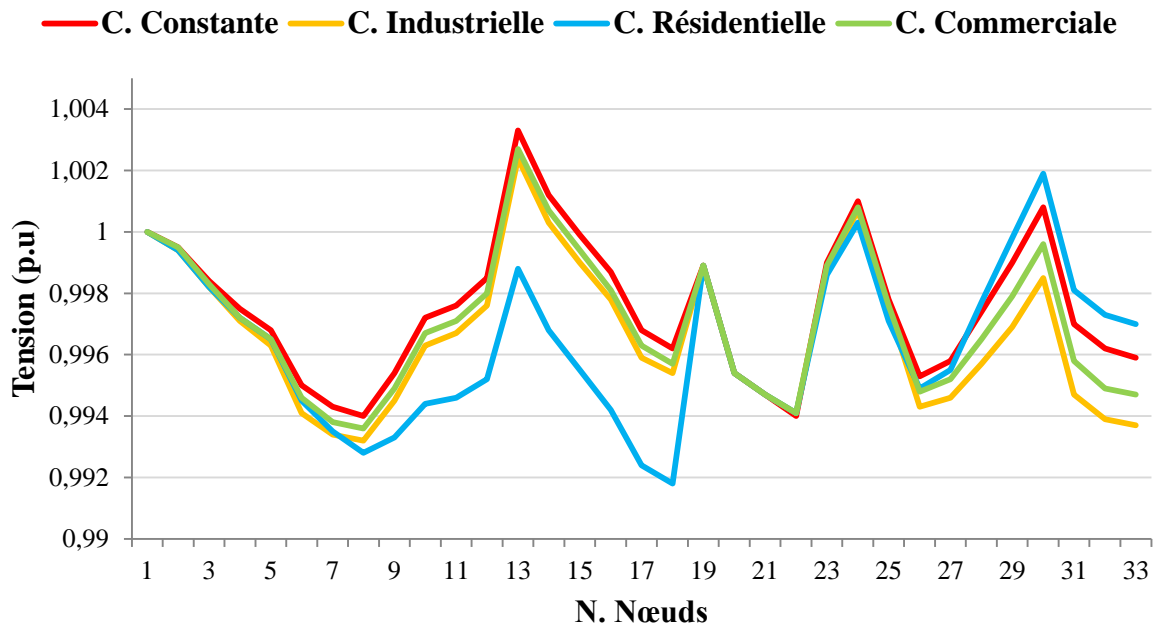


Figure 4.8 : Profil de tension pour les quatre types de charge dans le cas d'installation des GEDs type III (FP=0.9)

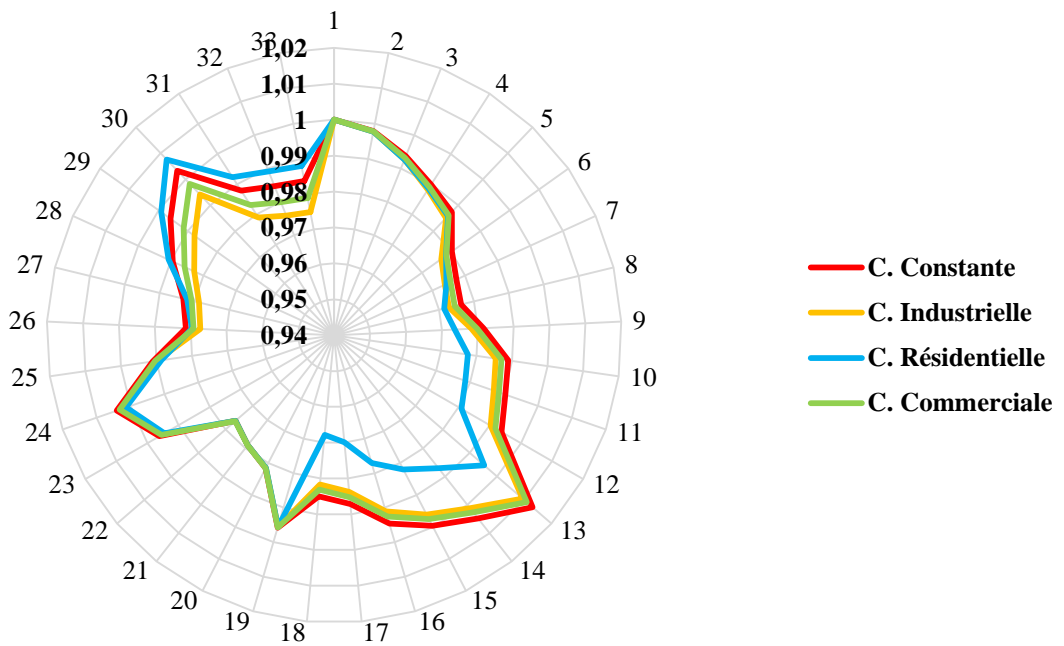


Figure 4.9 : Profil de VSI dans le cas d'installation des GEDs type III (FP=0.9) pour les quatre types de charge

Les figures 4.10 et 4.11 présentent respectivement les pertes totales de puissance active et réactive avant et après l'intégration des GEDs type III avec un facteur de puissance égale à 0.9 et leurs pourcentages de réduction pour les quatre types de charge. D'après ces figures, on remarque qu'il y a une réduction des pertes totales de puissances active et réactive avec un

pourcentage de minimisation de (90,79% et 89,14%), (88,98% et 89,64%), (88,33% et 89,05%) et (88,24% et 89,42%) respectivement pour les quatre types de charge.

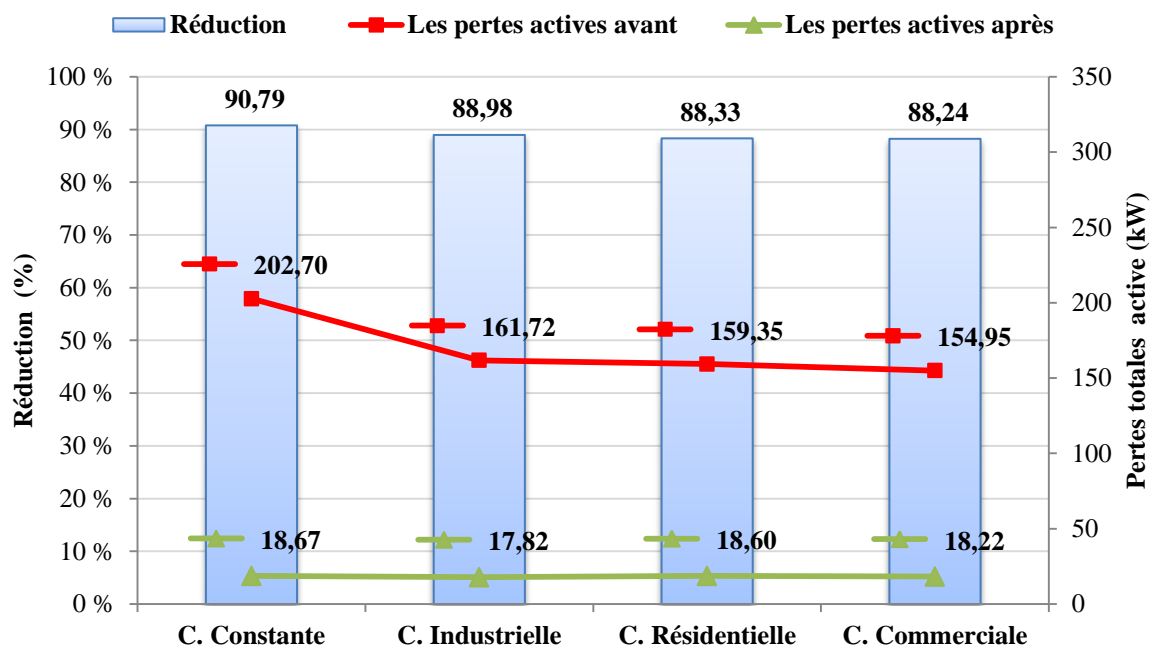


Figure 4.10 : Pertes totales de puissance active avec leurs réductions pour les différents types de charge dans le cas d'installation des GEDs type III (FP=0.9)

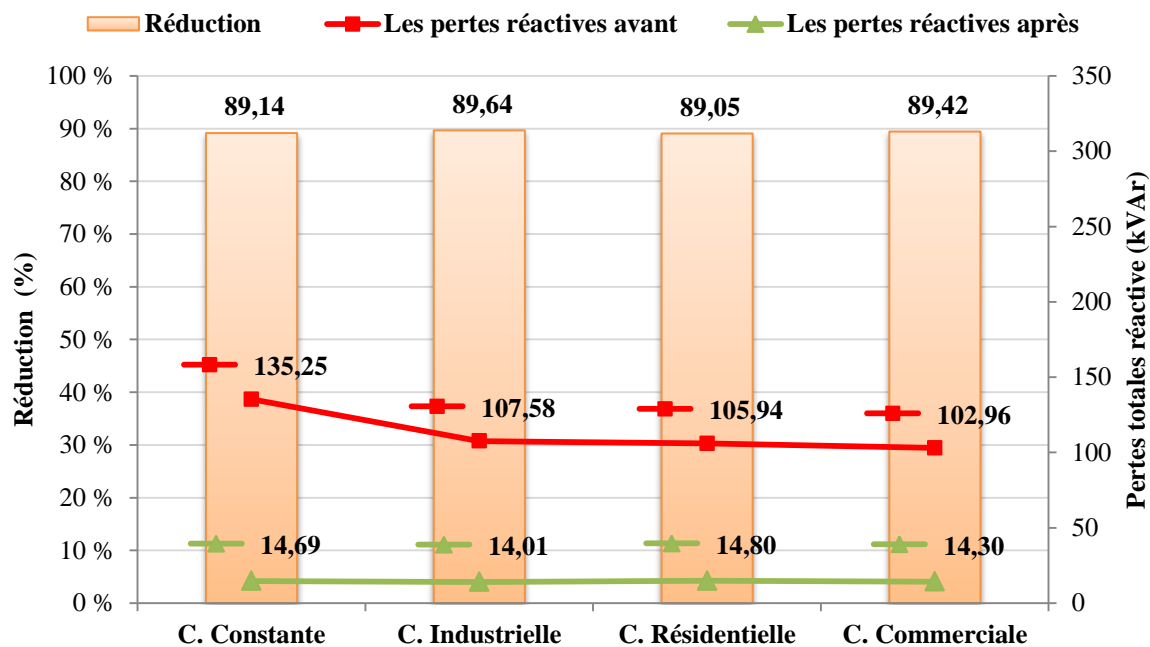


Figure 4.11 : Pertes totales de puissance réactive avec leurs réductions pour les différents types de charge dans le cas d'installation des GEDs type III (FP=0.9)

4.4.3 Cas 3 : Installation de trois GEDs type III (FP = 0.8)

Les résultats d'optimisation de la localisation optimale des GEDs type III avec un facteur de puissance égale à 0.8 pour minimiser la même fonction objectif et pour les différents types de charge sont présentés dans le tableau 4.7.

Tableau 4.7 : Résultats d'optimisation de l'emplacement des GEDs type III (FP=0.8) pour les quatre types de charge.

		Emplacement	Capacité (MW)	Capacité totale (MW)	PL (MW)	VD (p.u)	SI (p.u)	MOF
<b>C. Constante</b>	<b>C.B</b>	-	-	-	0,2027	0,117	0,6950	-
	<b>BA</b>	15	0,4459	2,3941	0,0218	0,00080	0,9317	0,3727
		7	0,9871					
		30	0,9611					
	<b>RTO</b>	30	1,1731	2,8252	0,0140	0,00040	0,9762	0,3205
		13	0,7033					
24		0,9488						
<b>C. Industrielle</b>	<b>C.B</b>	-	-	-	0,16172	0,0915	0,7250	-
	<b>BA</b>	15	0,4443	2,4185	0,0214	0,00080	0,9339	0,4099
		6	1,0282					
		30	0,9460					
	<b>RTO</b>	6	0,9756	2,4260	0,0210	0,00070	0,9340	0,4066
		14	0,5343					
30		0,9161						
<b>C. Résidentielle</b>	<b>C.B</b>	-	-	-	0,15935	0,0909	0,7268	-
	<b>BA</b>	15	0,4444	2,4117	0,0212	0,00090	0,9339	0,4115
		6	1,0167					
		30	0,9506					
	<b>RTO</b>	30	1,1622	2,8129	0,0139	0,00040	0,9764	0,3507
		13	0,7073					
24		0,9434						
<b>C. Commerciale</b>	<b>C.B</b>	-	-	-	0,15495	0,0884	0,7308	-
	<b>BA</b>	15	0,4442	2,4098	0,0210	0,00080	0,9342	0,4155
		6	1,0233					
		30	0,9423					
	<b>RTO</b>	13	0,7038	2,8127	0,0139	0,00040	0,9764	0,3543
		30	1,1656					
24		0,9433						

**C.B** : cas de base (avant l'ajout des GEDs).

D’après ce tableau, nous pouvons remarquer que ; les deux techniques convergent à des résultats différents, dont le RTO donne un résultat meilleur. Cette différence est apparue clairement dans la figure 4.12. En plus, les meilleures solutions calculées par l’algorithme RTO sont égales à 0,3205, 0,4066, 0,3507 et 0,3543 respectivement avec les charges constante, industrielle, résidentielle et commerciale et ceci pour la fonction objectif globale (MOF). Ainsi dans ce qui suit, nous discuterons les résultats obtenus par la méthode d’optimisation RTO.

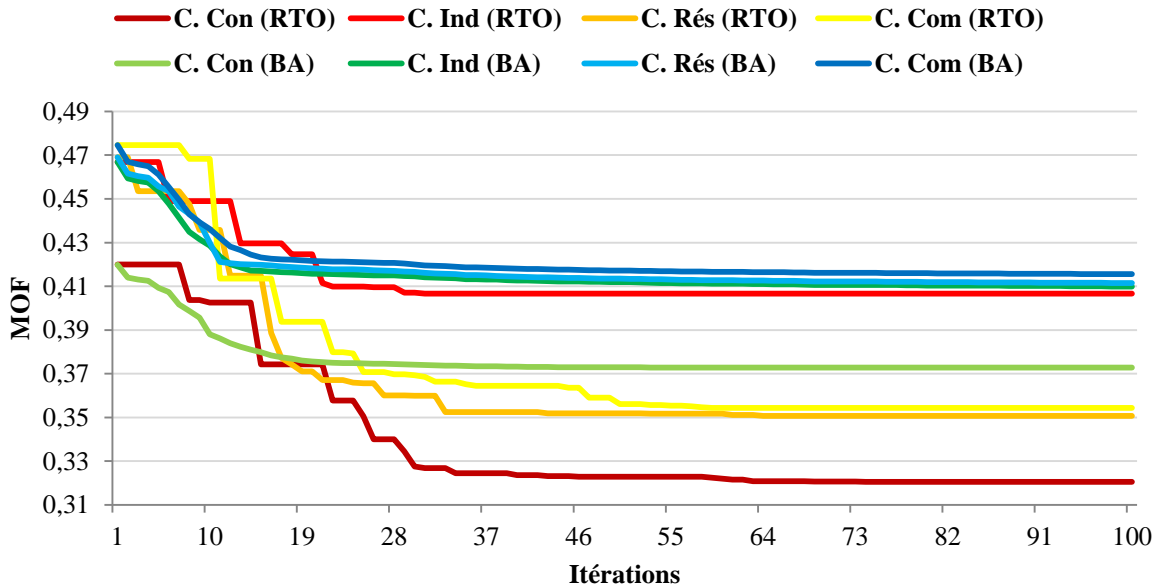


Figure 4.12 : Caractéristiques de convergence de la fonction objectif par BA et RTO dans le cas d’installation des GEDs type III (FP=0.8) pour les différents types de charge

Les profils de tension et l’indice de la stabilité de tension se sont considérablement améliorés avec l’intégration des GEDs type III (FP=0.8). Le tableau 4.8 montre les valeurs de tension et VSI au niveau de chaque nœud dans le cas l’installation de trois GEDs type III (FP=0.8) dans le réseau 33 nœuds pour les quatre types de charge en utilisant la méthode RTO. Les figures 4.13 et 4.14 montrent les profils de tension et VSI pour les mêmes cas étudiés. D’après les figures 4.13 et 4.14, nous remarquons que les profils de tensions et VSI sont identiques, presque dans tous les nœuds, en raison des mêmes emplacements d’installation des GEDs trouvés qui sont les nœuds numéro 13, 24, 30 et aux valeurs proches des capacités des GEDs de 2,8252, 2,8129 et 2,8127 MW respectivement pour les charges constante, résidentielle et commerciale. D’autre part, les profils de tensions et VSI de la charge industrielle est différent par rapport aux autres charges en raison de ses emplacements (qui sont les nœuds numéro 6, 14 et 31) et de la capacité de ces GEDs (qui est plus petit que les autres cas et il est égal à 2,4260 MW). En plus, les valeurs minimales de la tension et VSI

sont (0,994 et 0,9762 p.u), (0,994 et 0,9764 p.u), (0,994 et 0,9764 p.u) obtenues au niveau du nœud terminal 22 de la ligne latérale et (0,9831 et 0,934 p.u) obtenue au niveau du nœud terminal 25 de la ligne latérale respectivement pour les charges constante, résidentielle, commerciale et industrielle.

Tableau 4.8 : Valeurs de tension et VSI pour les différents types de charge dans le cas d'installation des GEDs type III (FP=0,8)

	C. Constante		C. Industrielle		C. Résidentielle		C. Commerciale	
	V	VSI	V	VSI	V	VSI	V	VSI
<b>1</b>	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>2</b>	0,9994	0,9977	0,9991	0,9965	0,9994	0,9977	0,9994	0,9977
<b>3</b>	0,9981	0,9924	0,9961	0,9846	0,9981	0,9924	0,9981	0,9924
<b>4</b>	0,9970	0,9882	0,9968	0,9874	0,9970	0,9881	0,9970	0,9882
<b>5</b>	0,9963	0,9853	0,9979	0,9917	0,9963	0,9853	0,9963	0,9853
<b>6</b>	0,9950	0,9801	1,0013	1,0050	0,9950	0,9800	0,9950	0,9801
<b>7</b>	0,9946	0,9786	1,0002	1,0008	0,9946	0,9787	0,9946	0,9787
<b>8</b>	0,9940	0,9762	0,9987	0,9947	0,9940	0,9764	0,9940	0,9764
<b>9</b>	0,9951	0,9807	0,9982	0,9927	0,9953	0,9811	0,9952	0,9810
<b>10</b>	0,9968	0,9872	0,9981	0,9926	0,9969	0,9878	0,9969	0,9876
<b>11</b>	0,9971	0,9883	0,9982	0,9927	0,9972	0,9890	0,9972	0,9888
<b>12</b>	0,9977	0,9910	0,9983	0,9934	0,9979	0,9917	0,9978	0,9914
<b>13</b>	1,0024	1,0093	1,0005	1,0020	1,0026	1,0103	1,0025	1,0099
<b>14</b>	1,0003	1,0011	1,0020	1,0081	1,0005	1,0021	1,0004	1,0017
<b>15</b>	0,9990	0,9959	1,0007	1,0029	0,9992	0,9970	0,9991	0,9965
<b>16</b>	0,9977	0,9909	0,9995	0,9979	0,9980	0,9920	0,9979	0,9916
<b>17</b>	0,9959	0,9835	0,9976	0,9906	0,9962	0,9847	0,9960	0,9843
<b>18</b>	0,9953	0,9814	0,9971	0,9884	0,9956	0,9825	0,9955	0,9821
<b>19</b>	0,9989	0,9956	0,9986	0,9944	0,9989	0,9956	0,9989	0,9956
<b>20</b>	0,9953	0,9814	0,9951	0,9803	0,9954	0,9815	0,9954	0,9815
<b>21</b>	0,9946	0,9787	0,9944	0,9776	0,9947	0,9788	0,9947	0,9789
<b>22</b>	0,9940	0,9762	0,9937	0,9752	0,9940	0,9764	0,9940	0,9764
<b>23</b>	0,9987	0,9946	0,9927	0,9710	0,9986	0,9945	0,9986	0,9945
<b>24</b>	1,0006	1,0025	0,9863	0,9460	1,0006	1,0022	1,0006	1,0023
<b>25</b>	0,9974	0,9896	0,9831	0,9340	0,9973	0,9894	0,9974	0,9894
<b>26</b>	0,9953	0,9812	1,0011	1,0043	0,9952	0,9810	0,9953	0,9812
<b>27</b>	0,9958	0,9832	1,0010	1,0039	0,9957	0,9829	0,9957	0,9831
<b>28</b>	0,9981	0,9923	1,0005	1,0018	0,9979	0,9915	0,9980	0,9918
<b>29</b>	1,0002	1,0009	1,0005	1,0019	0,9999	0,9997	1,0001	1,0002
<b>30</b>	1,0021	1,0083	1,0012	1,0048	1,0017	1,0070	1,0019	1,0075
<b>31</b>	0,9983	0,9929	0,9974	0,9896	0,9979	0,9917	0,9981	0,9922
<b>32</b>	0,9974	0,9897	0,9966	0,9863	0,9971	0,9884	0,9972	0,9890
<b>33</b>	0,9972	0,9887	0,9963	0,9853	0,9968	0,9874	0,9970	0,9879

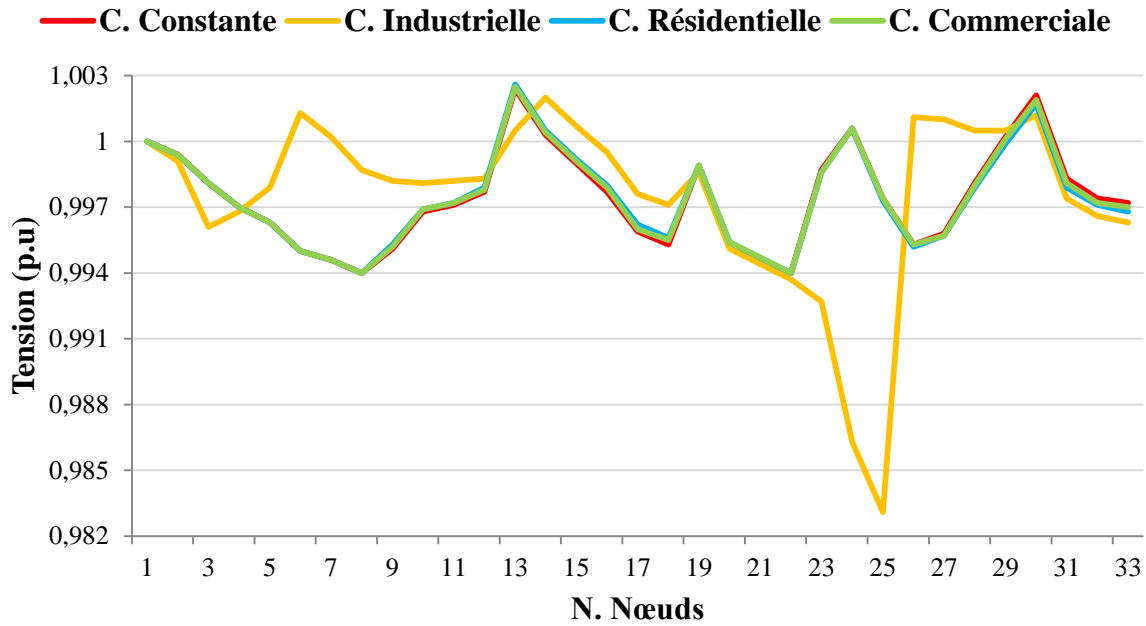


Figure 4.13 : Profil de tension pour les quatre types de charge dans le cas d'installation des GEDs type III (FP=0.8)

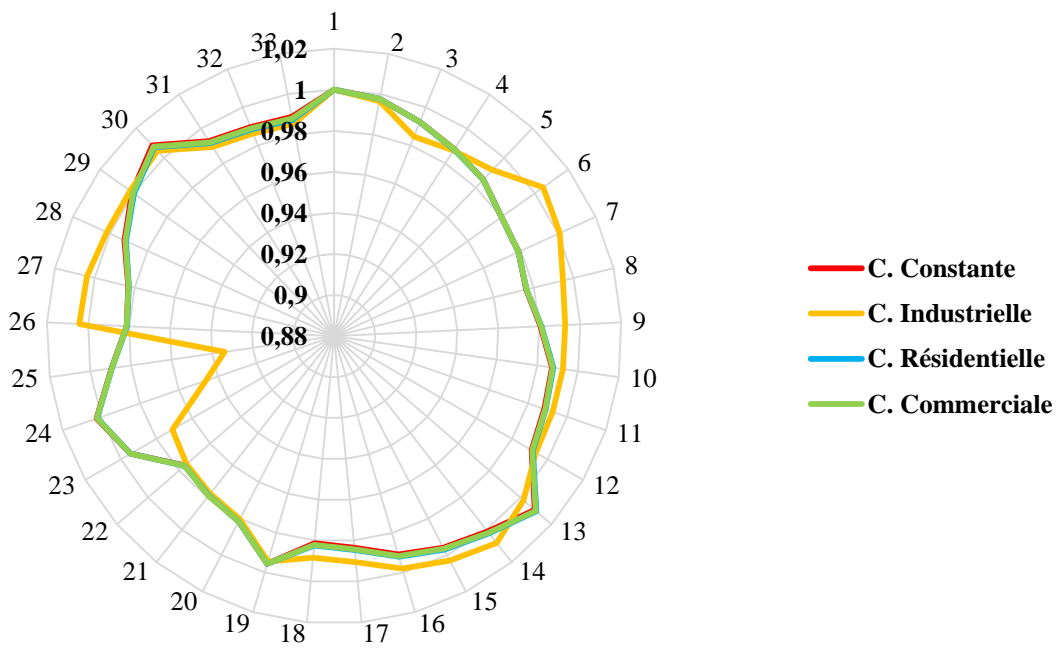


Figure 4.14 : Profil de VSI dans le cas d'installation des GEDs type III (FP=0.8) pour les quatre types de charge

Les figures 4.15 et 4.16 présentent respectivement les pertes totales de puissance active et réactive avant et après l'intégration des GEDs type III avec un facteur de puissance égale à 0.8 et leurs pourcentages de réduction pour les quatre types de charge. D'après ces figures, on remarque qu'il y a une réduction de pertes totales de puissances active et réactive avec un

pourcentage de minimisation de (93,08% et 91,51%), (87,02% et 87,80%), (91,25% et 91,59%) et (91,04% et 91,61%) respectivement pour les quatre types de charge.

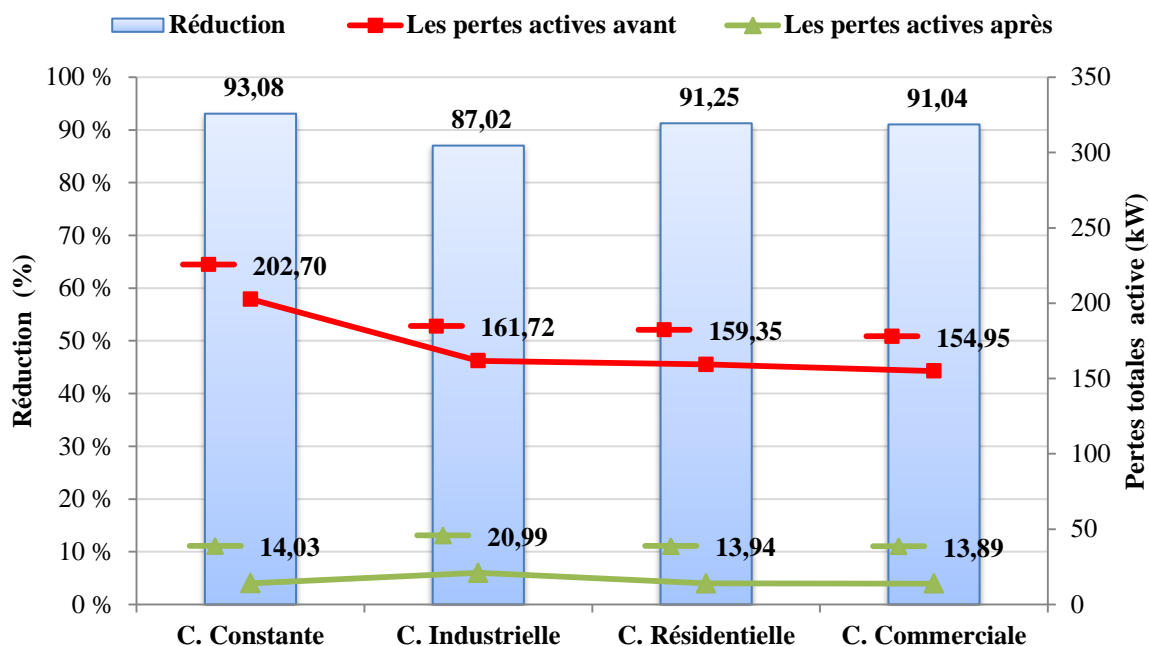


Figure 4.15 : Pertes totales de puissance active avec leurs réductions pour les différents types de charge dans le cas d’installation des GEDs type III (FP=0.8).

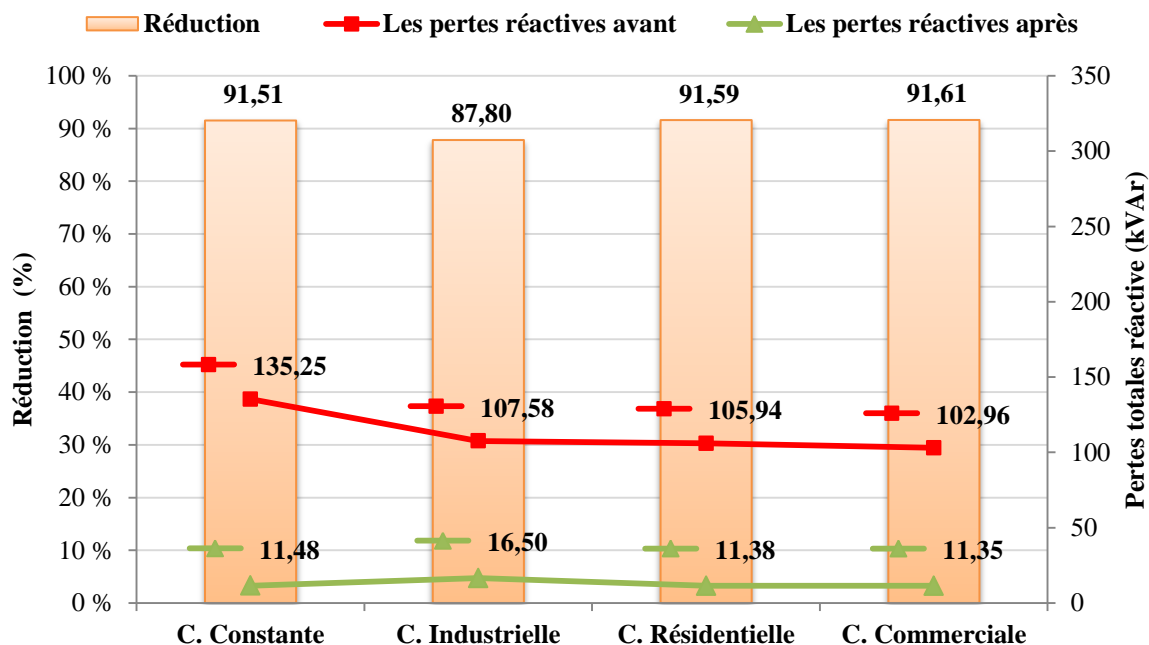
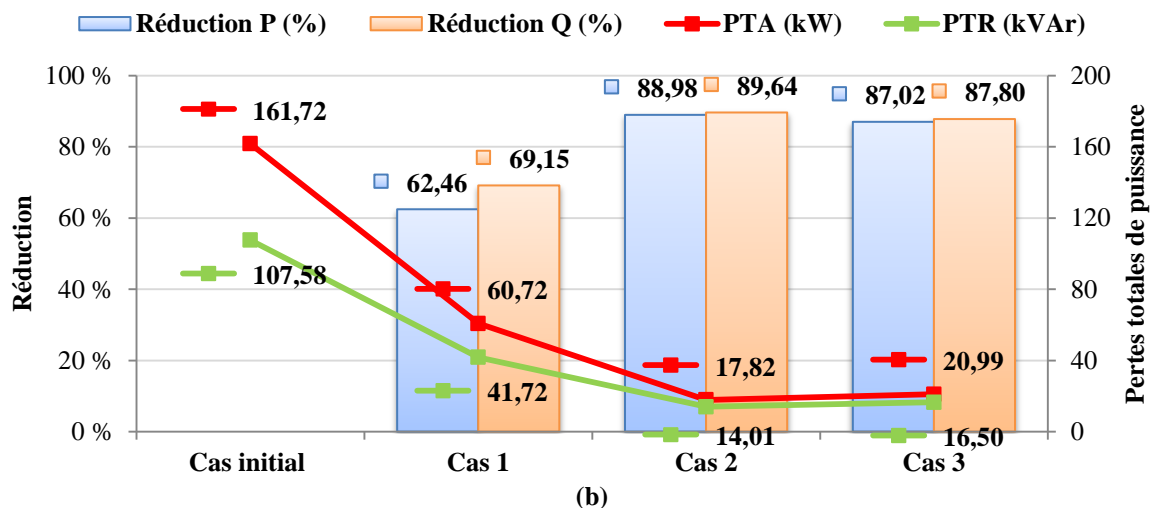
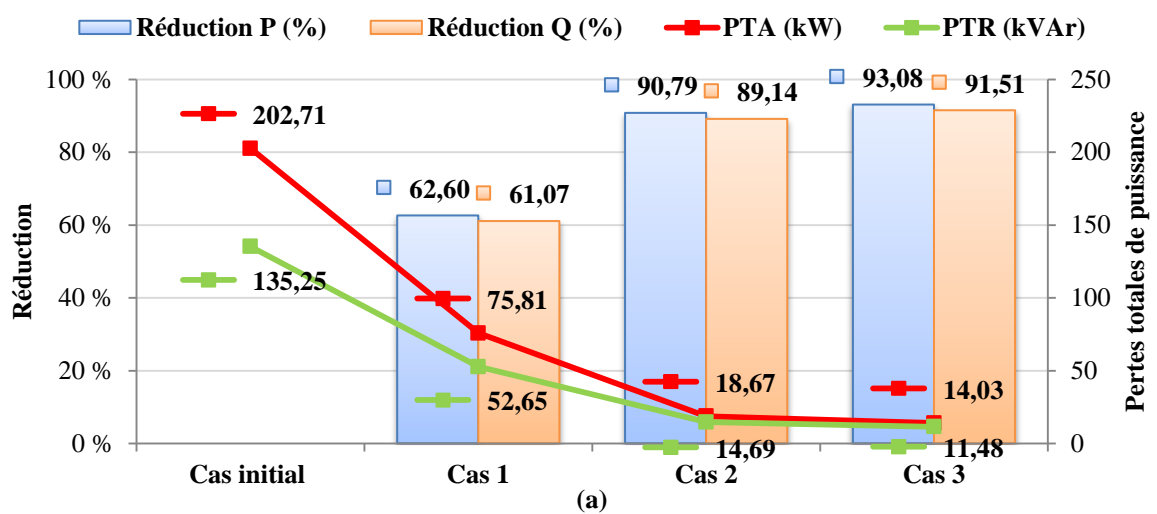


Figure 4.16 : Pertes totales de puissance réactive avec leurs réductions pour les différents types de charge dans le cas d’installation des GEDs type III (FP=0.8)

La figure 4.17 montre la comparaison des résultats pour les trois cas étudiés par rapport au cas initial du réseau test IEEE 33 nœuds au niveau de pertes totales de puissance et leurs

pourcentages de minimisation pour les quatre types de charge. D'après cette figure, nous pouvons remarquer que le troisième cas pour les charges constante, résidentielle et commerciale et le deuxième cas pour la charge industrielle donnent une meilleure réduction des pertes de puissance par rapport aux autres cas. Par exemple, pour le type de charge résidentielle, les réductions des pertes de puissance active et réactive sont maximisées à (56.50% et 64.31%), (88.33% et 89.05%), et (91.25% et 91.59%) respectivement pour le cas 1, le cas 2 et le cas 3. Cette maximisation est liée à la minimisation des pertes de puissance active et réactive, qui sont respectivement de (69.32 kW et 48.27 kVAr), (18.60 kW et 14.80 kVAr) et (13.94 kW et 11.38 kVAr).



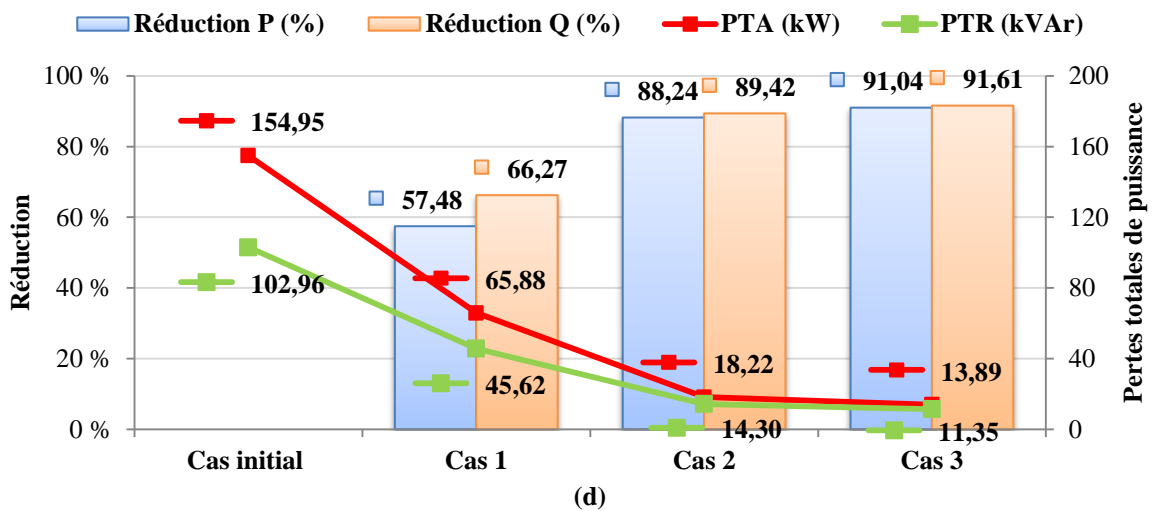
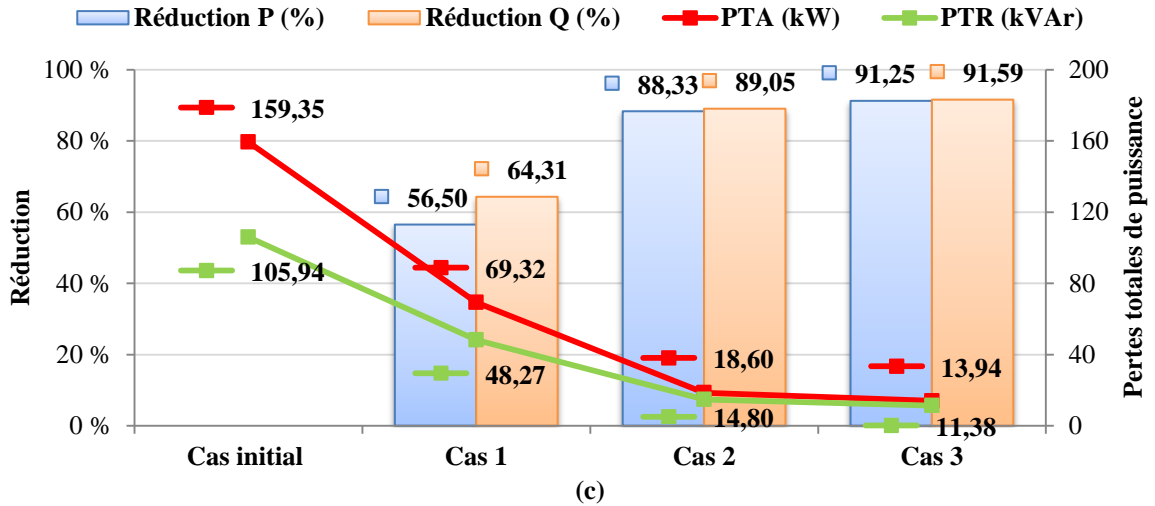


Figure 4.17 : Comparaison des pertes totale active et réactive et leurs réductions pour les trois cas par rapport au cas initial pour les charges : (a) Constante, (b) Industrielle, (c) Résidentielle, (d) Commerciale.

La figure 4.18 présente la comparaison des résultats pour les trois cas étudiés par rapport au cas initial du réseau test IEEE 33 nœuds en termes de la déviation de la tension, les valeurs minimales de tension et de la VSI pour les quatre types de charge. De même et d'après cette figure, la déviation de la tension a diminué à  $6.38 \times 10^{-3}$ ,  $6 \times 10^{-4}$  et  $4 \times 10^{-4}$  respectivement pour les cas 1, le cas 2 et le cas 3 dans le cas d'une charge de type résidentielle. Cette diminution provoque une maximisation à la fois des valeurs minimales de tension et de la VSI, qui sont respectivement de (0.979 p.u et 0.9188 p.u) pour le premier cas, (0.9918 p.u et 0.9678 p.u) pour le deuxième cas et (0.994 p.u et 0.9764 p.u) pour le troisième cas.

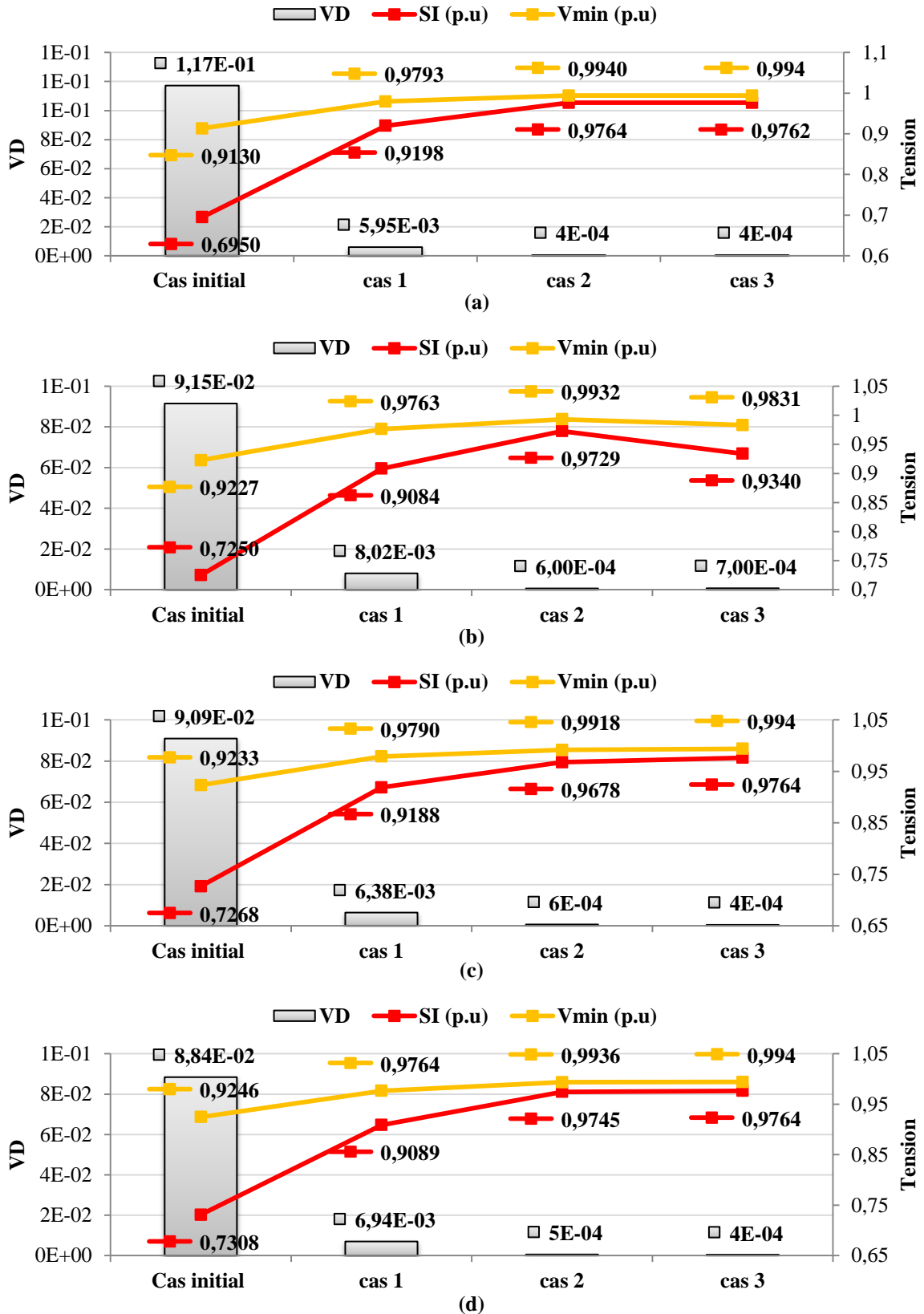


Figure 4.18 : Comparaison des déviations de la tension, des valeurs minimales de tension et VSI pour les trois cas par rapport au cas initial pour les charges : (a) Constante, (b) Industrielle, (c) Résidentielle, (d) Commerciale.

**4.5 Conclusion**

Dans ce chapitre l'algorithme de chauve-souris (BA) et l'algorithme d'optimisation des racines des arbres (RTO) ont été appliqués pour résoudre le problème de localisation optimale de trois GEDs dans le réseau distribution IEEE 33 nœuds. Trois fonctions objectifs ont été considérées dans l'installation optimale des GEDs à savoir : la minimisation des pertes actives totales, la minimisation de la déviation de la tension aux nœuds de charge et la maximisation de l'indice de stabilité de tension. Ces objectifs ainsi qu'un objectif utilisant le modèle de somme pondérée ont été étudiés tout en satisfaisant les différentes contraintes opérationnelles. L'efficacité des algorithmes proposés pour résoudre le problème de localisation optimale des GEDs a été vérifiée sur quatre différents types de charge du réseau distribution étudié. Trois valeurs du facteur de puissance des GEDs ont été incluses dans l'analyse. Les comparaisons effectuées entre le BA et RTO ont montré que l'algorithme RTO a de meilleures performances pour tous les cas étudiés. De plus, les résultats ont montré que la sélection appropriée du facteur de puissance des GEDs joue un rôle important dans l'obtention des meilleures solutions concernant les trois fonctions objectifs étudiés.

# **Chapitre 5**

## **Reconfiguration du réseau de distribution en présence des GEDs**

## 5.1 Introduction

Aujourd'hui, les générations d'énergie dispersées (GEDs) prennent de plus en plus d'importance dans les réseaux de distribution en raison de l'augmentation de la demande d'énergie électrique [93]. En général, le terme GED désigne les petits producteurs d'électricité (de 1 kW à 50 MW). Généralement, les sources primaires utilisées dans les unités GED sont alimentées par des énergies renouvelables, tels que : les turbines à combustion, les micro-turbines, les piles à combustible, les micro-turbines hydroélectriques, les éoliennes, les photovoltaïques et d'autres petites sources d'énergie [94, 95].

Récemment, l'intégration d'unités de GED dans les réseaux de distribution a attiré l'attention de nombreux chercheurs du monde entier en raison de leur efficacité en matière de réduction des pertes d'énergie, de l'amélioration de l'indice de stabilité de la tension, du faible coût et de l'exploitation des énergies renouvelables [96]. Cependant, plusieurs des problèmes techniques peuvent être créés par l'interconnexion de ces unités à grande échelle, tels que : la modification du transit de puissance, la variation de la tension, et la perte de la stabilité du réseau [97].

En plus, le système SCADA et les nouveaux systèmes d'information et de communication sont utilisés dans la plupart des compagnies d'électricité. Ces systèmes font considérablement étendre le degré d'information disponible pour contrôler les réseaux de distribution. Avec ces systèmes, il est possible de surveiller les différentes parties du réseau en temps réel. Ainsi, il permet la reconfiguration du réseau depuis un emplacement distant [98].

Dernièrement, des études des recherches montrent l'impact positif de la reconfiguration du réseau de distribution sur l'amélioration de l'efficacité de la gestion du système de distribution. De nombreuses littératures scientifiques [99-102] ont traité le problème de la reconfiguration du réseau de distribution en utilisant différentes méthodes sans et avec présence des générations d'énergie dispersée.

Dans ce chapitre, deux méthodes d'optimisation métaheuristiques BA et RTO seront utilisées pour traiter quatre cas : en premier lieu la reconfiguration optimale du réseau seulement, en deuxième lieu l'intégration optimale des GEDs seulement, en troisième lieu l'intégration optimale des GEDs après reconfiguration et en quatrième lieu la reconfiguration et l'intégration simultanées des GEDs sont traitées. Ces méthodes sont appliquées au réseau IEEE 33 nœuds avec trois niveaux de charge. Les résultats obtenus sont présentés et discutés.

## 5.2 Topologie d'un réseau électrique

La conception du réseau électrique dépend de plusieurs critères, en termes de coût et d'architecture, pour permettre une desserte maximale, tout en tenant rigoureusement compte des critères techniques et économiques, et en cherchant à apporter la sécurité et la continuité d'alimentation électrique. Les réseaux électriques peuvent être classés selon trois types de topologies :

### 5.2.1 Topologie maillée

Ce type de topologie consiste à créer plusieurs boucles entre les différents postes électriques à l'aide de lignes électriques (voir figure 5.1). Cette topologie, grâce à ses multiples dérivations garantit une grande sécurité d'alimentation.

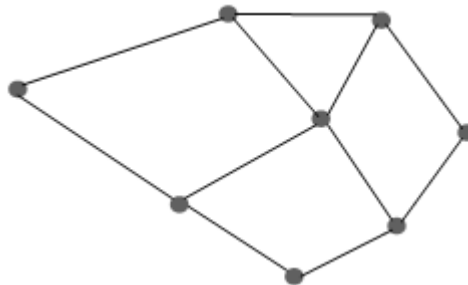


Figure 5.1 : Topologie maillée.

### 5.2.2 Topologie radiale

Dans cette topologie, les charges électriques sont alimentées par différentes sources d'énergie (les postes d'extrémité représentent les sources d'énergie) (voir figure 5.2). Bien que la sécurité d'alimentation de cette structure soit inférieure à celle de la structure précédente, elle reste élevée.

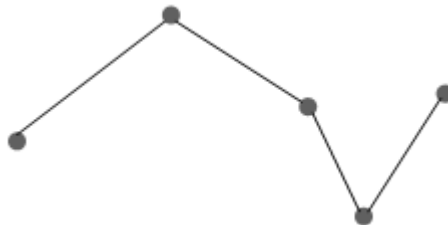


Figure 5.2 : Topologie radiale.

### 5.2.3 Topologie arborescente

Cette topologie est constituée d'un poste de source d'énergie qui alimente plusieurs charges électriques (voir figure 5.3). L'inconvénient de cette réalisation est que lors d'un

défaut sur la ligne ou sur la source, l'ensemble des clients en aval serait isolé, donc il n'assure pas de continuité de service dans ce cas.

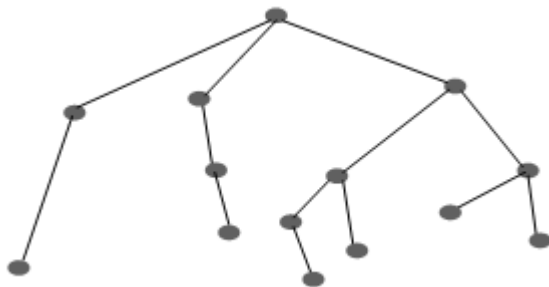


Figure 5.3 : Topologie arborescente.

### 5.3 Recherche d'une configuration admissible

L'existence d'une configuration d'exploitation admissible est le premier obstacle qui se pose lorsqu'il s'agit de diriger la recherche d'une configuration optimale. Pour déterminer cette configuration, trois stratégies de reconfiguration existantes dans la littérature telles que, la stratégie constructive, stratégie destructive et la stratégie type permutation des branches.

#### 5.3.1 Stratégie constructive

La stratégie constructive est également connue sous le nom de méthode de fermeture de branches séquentielle. Cette stratégie se base sur l'idée de construire la configuration recherchée, de manière progressive à partir d'un graphe qui est constitué uniquement de branches ouvertes (hors service) et de (n) nœuds isolés. À chaque étape, une seule branche est judicieusement choisie pour lier un seul nœud isolé au sous réseau qui est déjà connecté avec le nœud de source, donc la configuration finale est obtenue en (n-1) étapes (voir figure 5.4).

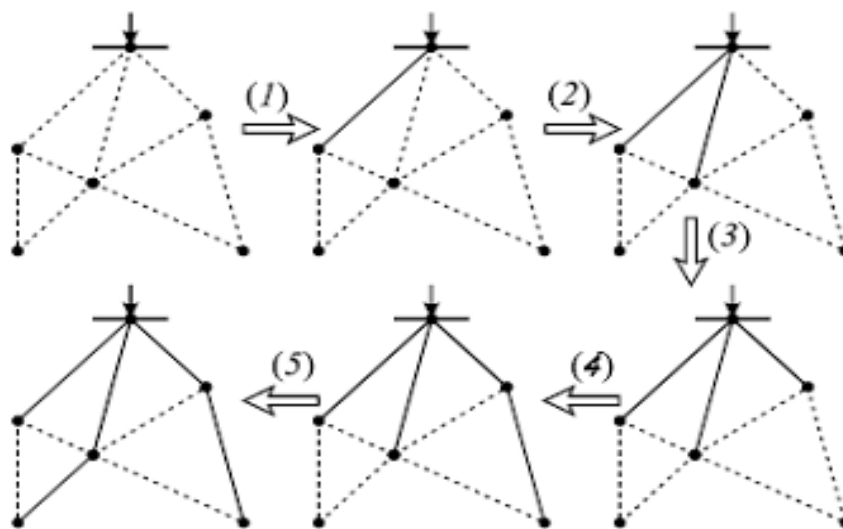


Figure 5.4 : Stratégie de type constructive.

### 5.3.2 Stratégie destructive

La stratégie destructive est également connue sous le nom de la méthode d'ouverture de branches séquentielle. Cette stratégie consiste à procéder selon une démarche inverse à celle de la stratégie constructive, le choix de la configuration initiale est un réseau maillé complètement (c'est-à-dire toutes les branches sont initialement fermées). À chaque étape vers la configuration recherchée, une seule branche est judicieusement choisie pour ouvrir sans séparer le réseau en deux parties [103], la configuration finale obtenu lorsque le réseau aura une structure radiale sans la présence des mailles (voir figure 5.5).

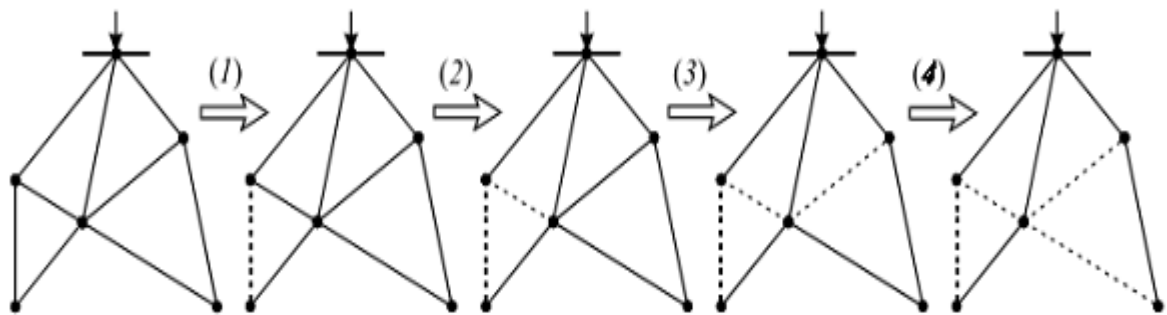


Figure 5.5 : Stratégie de type destructive.

### 5.3.3 Stratégie permutation des branches

Elle se base sur un point de départ, qui est au faite une configuration qui respecte la contrainte d'arborescence [104], et pour trouver la configuration optimale nous passons par des étapes où le réseau garde toujours son arborescence afin de transiter d'une étape vers une autre, certaines branches ouvertes deviennent fermées et d'autres fermées deviennent ouvertes (voir figure 5.6).

Les stratégies constructive et destructive ont l'inconvénient que la décision d'ouvrir ou de fermer une branche est un choix irrévocable qui peut se révéler inadapté à une étape ultérieure, mais ces problèmes peuvent être surmontés par la stratégie des permutations de branches qui n'interdit pas la réouverture d'une branche qui était fermée à une étape précédente et cette dernière a d'autres avantages tel que de parcourir des topologies pendant l'optimisation qui ont toutes une configuration arborescente. Ainsi, nous avons la possibilité de vérifier à chaque instant les contraintes par rapport aux courants et aux tensions et aussi un autre avantage qui résulte du fait que chaque étape itérative représente un transfert de charges d'un départ vers un autre.

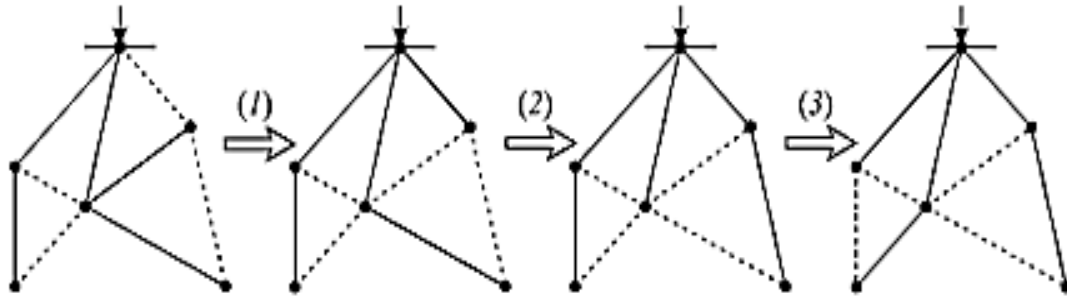


Figure 5.6 : Stratégie de type permutation des branches.

### 5.3.3.1 Optimisation à l'aide de permutation des branches

La stratégie de permutation de branches est également connue sous le nom de la méthode de transfert de charges, elle repose sur le principe de permutation de l'état ouvert/fermé de deux branches. Cette permutation est effectuée tout en respectant la contrainte d'arborescence du réseau. En fermant une branche ouverte, nous créons une boucle.

### 5.3.3.2 Principe de la méthode

Afin de respecter la contrainte d'arborescence, la boucle doit être éliminée par l'ouverture d'une branche quelconque de la boucle. Pour une branche ouverte, il existe  $(n-1)$  permutations possibles,  $(n)$  étant égal au nombre de branches dans la boucle créée par la fermeture de la branche ouverte. Ainsi, pour chaque branche ouverte non-verrouillée du réseau, nous avons un ensemble de permutations possibles qui permettent un changement de la topologie arborescente. Afin de connaître l'influence de ces transferts de charges, il est nécessaire de calculer les variables qui déterminent le critère à optimiser (courants dans les branches et tensions nodales) suite aux transferts. Pour ce faire, nous pourrions par exemple effectuer un écoulement de puissance pour chaque nouvelle topologie et comparer les pertes Joule avant et après le transfert [105].

Le couple de branches qui réduit le plus un critère donné va être choisi pour effectuer le changement effectif de la topologie. Lorsqu'aucun couple ne permet l'amélioration de la fonction objectif, le processus d'optimisation est interrompu et la dernière topologie trouvée est considérée comme optimum local par rapport à toutes les configurations parcourues jusqu'alors. Cette façon d'explorer l'espace des solutions est qualifiée de purement descendante car elle n'accepte que des solutions qui sont meilleures par rapport à la configuration courante [106].

### 5.3.3.2.1 Ouverture et fermeture des interrupteurs

L'objectif principal de la permutation d'état des interrupteurs (switches) d'un état ouvert à un état fermé ou vice-versa dans le réseau de distribution et de réduire la perte de puissance active totale en assurant :

- Le maintien de la structure radiale du réseau ;
- Le maximum et le minimum des modules et des angles de phase des tensions des nœuds ;
- Le maintien de l'équilibre de puissance à tous les nœuds ;
- L'alimentation de toutes les charges connectées au réseau.

La fermeture de tous les interrupteurs dans le réseau de distribution radial va créer des boucles au sein du réseau déterminant les possibles éléments qui doivent être ouverts. Donc l'application de la structure radiale du réseau de distribution est faite par l'identification de ces boucles et s'assurer qu'un seul segment de ligne commutable soit toujours ouvert, ce qui ne permet que la génération de topologies admissibles délimitant ainsi l'espace de recherche à évaluer dans le processus de configuration. Donc, chaque boucle identifiée détermine parmi tous ses éléments, l'élément à déconnecter pour former un réseau radial. La figure 5.7 présente un réseau constitué de 3 boucles où les composants de chacune d'elles sont déterminés comme suit [107].

**Boucle1** = [Branche 1 Branche 2 Branche3]

**Boucle2** = [Branche 3 Branche 4 Branche 5 Branche 6]

**Boucle3** = [Branche 5 Branche 6 Branche 7 Branche 8]

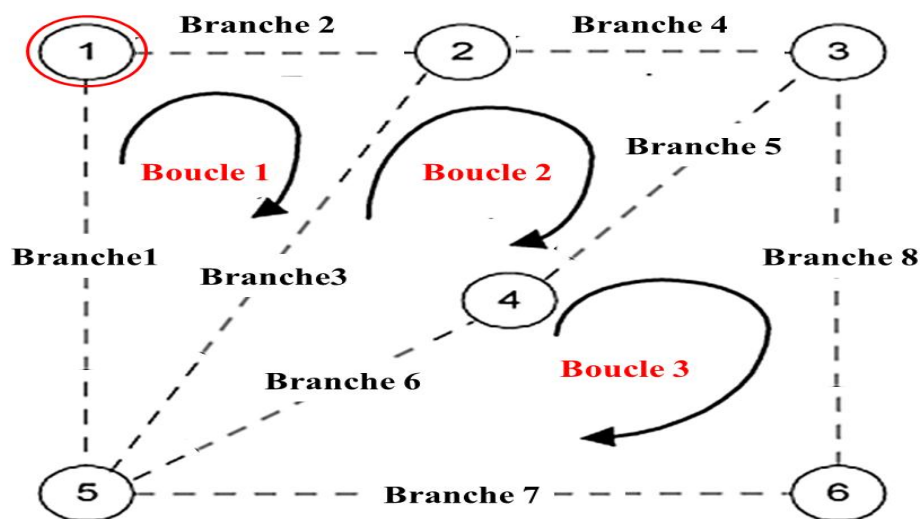


Figure 5.7 : Réseau constitué de trois boucles

## 5.4 Intégration optimale des unités de GEDs dans le réseau de distribution

Le réseau de distribution traditionnel repose complètement sur la production centralisée comme seule source d'énergie pour satisfaire les besoins des clients, ce qui en fait un circuit électrique passif. Actuellement, et dans le but de renforcer le réseau et limiter cette dépendance en assurant la qualité et la quantité de la puissance demandée, une nouvelle technologie de production connue sous le nom de production décentralisée ou génération d'énergie dispersée (GED) est connectée au niveau du réseau de distribution (figure 5.8). Afin que cette connexion soit efficace et rentable et aura un impact positif sur le comportement du réseau, il faut que son insertion soit optimale en respectant les caractéristiques du réseau [24].

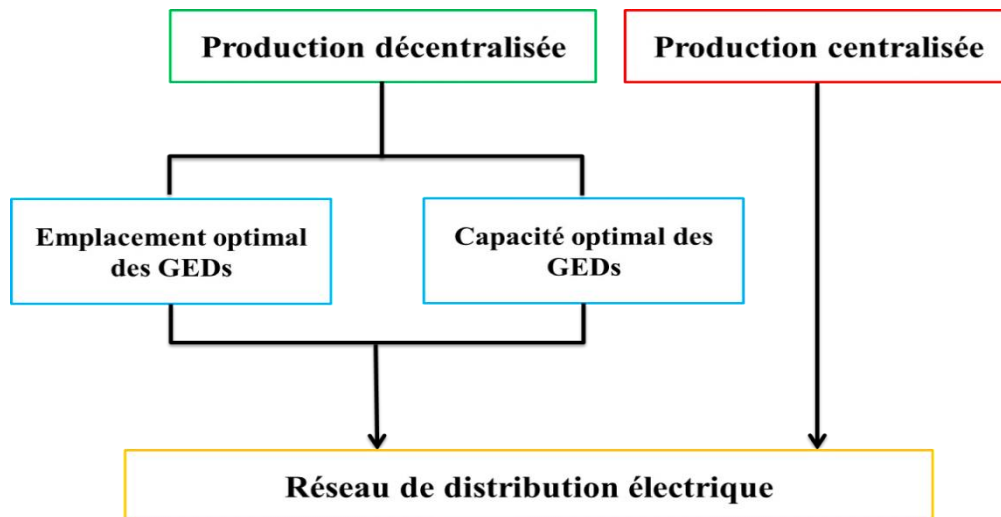


Figure 5.8 : Organisation du réseau de distribution en présence des GEDs

### Emplacement des unités de GEDs

Les unités de GEDs doivent être introduites de manière à permettre la réduction du coût de transport d'énergie électrique, les pertes de puissance en lignes et l'appel de puissance réactive au niveau du poste source. De ce fait, il faut que l'emplacement de ces unités dans le réseau de distribution soit optimal de telle sorte que les tensions dans tous les nœuds soient dans les limites acceptables et les pertes de puissance soient minimales.

### Capacité des unités de GEDs

L'insertion non-planifiée des GEDs peut provoquer un effet inverse sur les pertes de puissance et le plan de tension de réseau de distribution, il faut que la puissance injectée par chaque GED intégrée soit optimale pour équilibrer entre la puissance générée et la puissance

demandée pendant les différentes périodes de charges. Donc notre problème consiste à optimiser aussi les capacités des unités de GEDs insérées dans le réseau de distribution.

## 5.5 Formulation du problème d'optimisation

### 5.5.1 Fonction objectif

La fonction objectif prise pour les quatre scénarios à étudier dans ce chapitre est de réduire les pertes de puissance active totale. Mathématiquement, la fonction objectif peut être formulée comme suit :

$$F_{Obj} = \min \sum_{i=1}^{Nb} P_{loss,i} \quad (5.1)$$

Où :

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

### 5.5.2 Contraintes

Le problème d'optimisation doit respecter certaines contraintes de sécurité du système et de topologie.

#### a) Contraintes égalités

Les contraintes égalités sont définies par les équations d'écoulement de puissance, correspondant à un point de fonctionnement du réseau, pour une puissance demandée et une puissance de génération donnée. Ces contraintes sont représentées par des équations non linéaires. Ils doivent assurer que la somme des puissances active et réactive injectées dans chaque nœud soit égale à zéro. Ces contraintes s'expriment par :

$$\begin{cases} P_G + \sum_{i=1}^{NGED} P_{GEDi} + \sum_{i=1}^{Nn} P_{Li} - \sum_{i=1}^{Nb} P_{loss} = 0 \\ Q_G + \sum_{i=1}^{NGED} Q_{GEDi} + \sum_{i=1}^{Nn} Q_{Li} - \sum_{i=1}^{Nb} Q_{loss} = 0 \end{cases} \quad (5.2)$$

Où :

- $Nb$  est le nombre total des branches ;
- $Nn$  est le nombre total des nœuds de charge ;
- $NGED$  est le nombre total des GEDs ;
- $P_G, Q_G$ , sont respectivement la puissance active et réactive générée provenant de la source ;
- $P_{GEDi}, Q_{GEDi}$  sont respectivement la puissance active et réactive générée par la GED au nœud  $i$  ;

- $P_{Li}, Q_{Li}$  sont respectivement la puissances active et réactive demandées au nœud  $i$  ;
- $P_{loss}, Q_{loss}$  sont respectivement les pertes de puissance active et réactive dans une branche.

**b) Contraintes inégalités**

- **Contrainte de tension** : Le niveau de tension de chaque nœud doit être conservée dans les limites spécifiées comme suit :

$$V_{min,i} \leq V_i \leq V_{max,i} \quad (5.3)$$

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

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

$$|S_{li}| \leq S_{li}^{max} \quad (5.4)$$

Où :

- $S_{li}$  est la puissance apparente transmise dans la ligne  $li$  ;
- $S_{li}^{max}$  est la puissance apparente maximale transmise dans la ligne  $li$ .

- **Contrainte de capacité de GED** : Les puissances active et réactive injectées par les GEDs doivent être toujours entre leurs limites  $min$  et  $max$ .

$$P_{GED_i}^{Min} \leq P_{GED_i} \leq P_{GED_i}^{Max} \quad (5.5)$$

$$Q_{GED_i}^{Min} \leq Q_{GED_i} \leq Q_{GED_i}^{Max} \quad (5.6)$$

Où

- $P_{GED_i}$  est les puissances active injectées par la GED au nœud  $i$ .
- $P_{GED_i}, Q_{GED_i}$  sont respectivement les puissances active et réactive injectées par la GED au nœud  $i$ .

**d) Contraintes topologiques**

Les contraintes topologiques sont définies et listées comme suit :

- La branche attachée au nœud source ne doit pas être hors service pour assurer l'alimentation pour toutes les charges du réseau.

- Lorsque dans une boucle, une seule branche dans l'état hors service devient dans l'état en service, il faut qu'une autre branche (une seule non plus) de la même boucle devienne dans l'état hors service, et cela pour ne pas avoir de boucle dans le réseau.
- Dans une configuration quelconque avec  $Nn$  nœuds et  $Nb$  branches, la relation ci-dessous doit être toujours vérifiée :

$$Nn = Nb + 1$$

- Il faut que chaque nœud ait un seul nœud source, car grâce à cette contrainte, que nous sommes absolument certains qu'il n'y a pas de boucles dans notre configuration.

### 5.5.3 Variables de contrôle

La reconfiguration du système et localisation des unités GEDs aux emplacements appropriés réduisent les pertes du système, améliorent le profil de tension du système et réduisent la surcharge des lignes de distribution. Les variables de contrôle du problème sont les interrupteurs ouverts du système, les emplacements des GEDs et les capacités des GEDs, qui contrôlent la fonction objective. Dans la présente étude, ces trois problèmes sont traités de façon séparée et simultanée par l'utilisation de deux algorithmes BA et RTO. Quatre scénarios sont considérés pour démontrer les performances des méthodes proposées :

- Scénario 1 : Reconfiguration du système seulement.
- Scénario 2 : Installation des GEDs seulement.
- Scénario 3 : Installation des GEDs après reconfiguration.
- Scénario 4 : Reconfiguration et installation des GEDs simultanées.

Pour résoudre les problèmes des quatre scénarios, trois vecteurs d'états sont initialisés comme suite :

Le vecteur d'état  $X^T$  pour résoudre le premier scénario comporte les interrupteurs optimaux en positions ouvertes pour la nouvelle configuration. Le vecteur d'état est donné comme suit :

$$X^T = [OS^1 \ OS^2 \ \dots \ OS^n] \quad (5.7)$$

Où :

- $OS^1, OS^2$  jusqu'à  $OS^n$  sont les interrupteurs optimaux en positions ouvertes.

Le vecteur d'état  $X^T$  pour la résolution des deux scénarios (deuxième et troisième) comporte les puissances actives générées par les GEDs et leurs emplacements dans le réseau de distribution. Le vecteur d'état est exprimé comme suit :

$$X^T = [L^1 L^2 \dots L^n \quad S^1 S^2 \dots S^n] \quad (5.8)$$

Où :

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

Le vecteur d'état  $X^T$  pour la résolution du quatrième scénario comporte les interrupteurs optimaux en positions ouvertes, les puissances actives générées par les GEDs et leurs emplacements. Le vecteur d'état est donné comme suit :

$$X^T = [OS^1 OS^2 \dots OS^n \quad L^1 L^2 \dots L^n \quad S^1 S^2 \dots S^n] \quad (5.9)$$

Où :

- $OS^1, OS^2$  jusqu'à  $OS^n$  sont les interrupteurs optimaux en positions ouvertes.
- $L^1, L^2$  jusqu'à  $L^n$  sont les emplacements optimaux des GEDs.
- $S^1, S^2$  jusqu'à  $S^n$  sont les capacités optimales des GEDs.

La figure ci-dessous présente le principe de la détermination des interrupteurs optimaux du système, l'emplacement et la capacité optimaux des GEDs dans les réseaux de distribution par les méthodes d'optimisation.

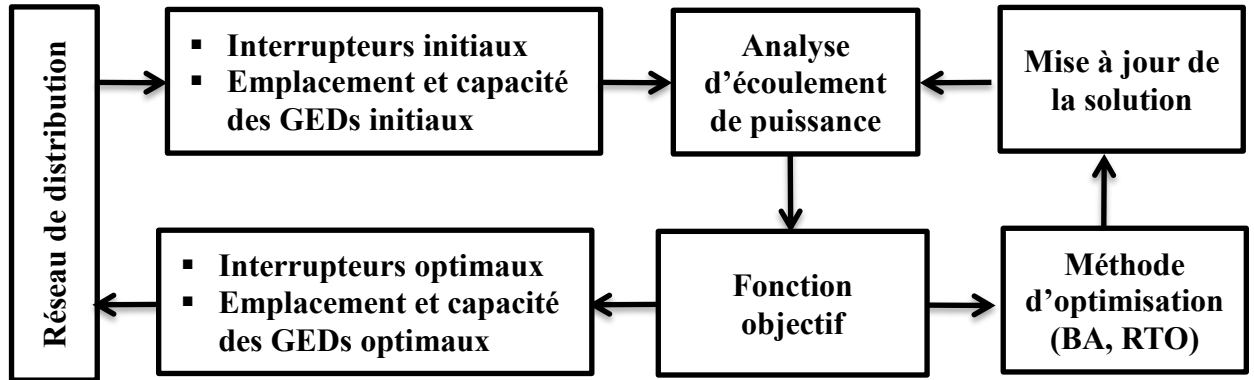


Figure 5.9 : Principe d'optimisation de la reconfiguration du système, de l'emplacement et de la capacité des GEDs

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

Etape 1 : Lire les données du réseau de distribution.

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

Etape 3 : Déterminer le nombre de boucles du réseau formées par la fermeture des interrupteurs de bouclages et donc le nombre des interrupteurs candidats.

Etape 4 : Initialiser les paramètres de la méthode d'optimisation utilisée.

Etape 5 : Générer aléatoirement un nombre des individus qui forment une population initiale, ceci représente les interrupteurs ouverts, les emplacements et les capacités des GED,  $P^0 = [X_1, X_2, \dots, X_i]$ . Initialiser le compteur d'itération ( $t = 0$ ).

Etape 6 : Calculer l'écoulement de puissance pour chaque variable d'état et évaluer la fonction objective.

Etape 7 : Après le calcul d'écoulement de puissance, vérifier les contraintes de sécurité du système et de topologie.

Etape 8 : Générer les nouvelles solutions selon le processus de la méthode d'optimisation utilisée, et aller à l'étape 6.

Etape 6 : Répéter la procédure de l'étape 6 à 8 jusqu'à ce que le nombre maximum des générations soit atteint.

Etape 7 : Choisir le meilleur individu et afficher les résultats (les interrupteurs à ouvrir, les emplacements des GEDs, les capacités des GEDs, les pertes totales et le profil de tension).

## 5.6 Applications

L'optimisation de la configuration du système, l'emplacement et la capacité des GEDs se fait par les algorithmes métaheuristiques BAT et RTO, programmés sous MATLAB et testés sur le réseau de distribution IEEE 33 nœuds avec trois niveaux de charge.

Après plusieurs exécutions du programme élaboré, les paramètres de contrôle des deux méthodes utilisées sont fixés et résumés dans le tableau 5.1.

Tableau 5.1 : Paramètres de contrôle des deux méthodes appliquées pour les 4 scénarios.

	<b>Méthode appliquée</b>	<b>Paramètres</b>
<b>Scénario 1</b>	BA	$N_{gén} = 100, N_{pop} = 60, A = 0.5, r = 0.5$
	RTO	$N_{gén} = 100, N_{pop} = 60, Rn=0.4, Rc = 0.3, Rr =0.3$
<b>Scénario 2 et 3</b>	BA	$N_{gén} = 100, N_{pop} = 80, A = 0.5, r = 0.6$
	RTO	$N_{gén} = 100, N_{pop} = 80, Rn= 0, Rc = 0.3, Rr =0.7$
<b>Scénario 4</b>	BA	$N_{gén} = 100, N_{pop} = 120, A = 0.5, r = 0.6$
	RTO	$N_{gén} = 100, N_{pop} = 120, Rn= 0, Rc = 0.3, Rr =0.7$

5.6.1 Scénario 1 : Reconfiguration du système seulement

Les figures 5.10 à 5.12 montrent la convergence de la fonction objectif par les deux algorithmes proposés pour les différents niveaux de charge dans le cas de la reconfiguration du système seulement.

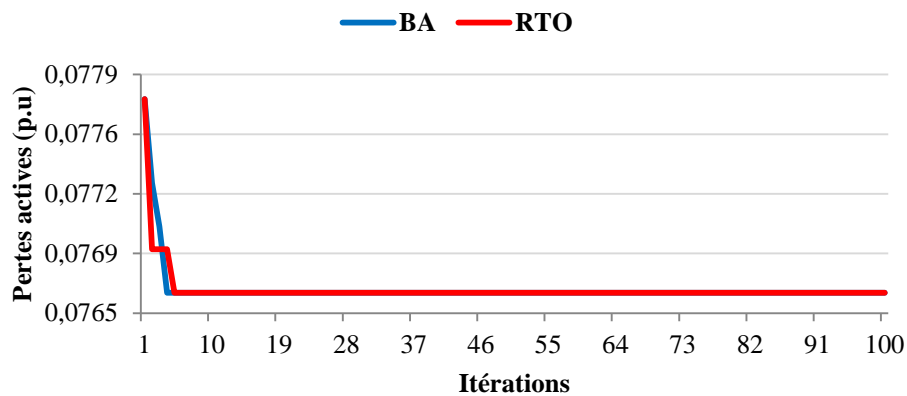


Figure 5.10 : Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO avec reconfiguration pour une charge faible.

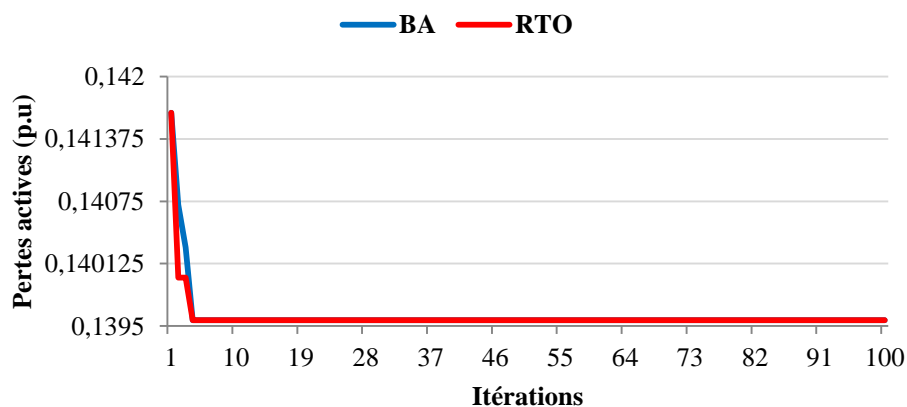


Figure 5.11 : Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO avec reconfiguration pour une charge nominale.

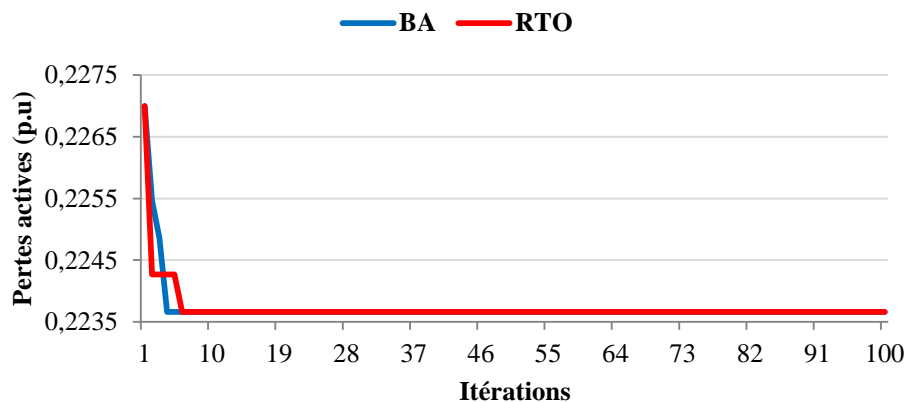


Figure 5.12 : Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO avec reconfiguration pour une charge forte.

Les meilleures solutions calculées par les deux algorithmes BA et RTO sont les mêmes à l'ordre de 76,62 kW pour une faible charge, 139,56 kW pour une charge nominale et 223,66kW pour une forte charge. D'après les résultats de simulation, on remarque clairement que le processus de reconfiguration peut diminuer les pertes de puissance du réseau de distribution électrique. Le choix optimal d'interrupteurs opérationnels pour les trois niveaux de charge est récapitulé au tableau 5.2.

Tableau 5.2 : Résultats d'optimisation par les deux approches proposées dans le cas de reconfiguration pour différents niveaux de charge

		<b>BA</b>	<b>RTO</b>
<b>C. Faible</b>	Interrupteurs opérationnels	7 - 14 - 9 - 32 - 37	7 - 14 - 9 - 32 - 37
	Pertes actives (kW)	76,62	76,62
<b>C. Nominale</b>	Interrupteurs opérationnels	7 - 14 - 9 - 32 - 37	7 - 14 - 9 - 32 - 37
	Pertes actives (kW)	139,55	139,55
<b>C. Forte</b>	Interrupteurs opérationnels	7 - 14 - 9 - 32 - 37	7 - 14 - 9 - 32 - 37
	Pertes actives (kW)	223,66	223,66

Le tableau 5.3 montre les amplitudes de tension au niveau de chaque nœud pour les trois niveaux de charge après la reconfiguration du réseau. Les profils de tension avant et après la reconfiguration du réseau pour différents niveaux de charge sont illustrés sur les figures 5.13 à 5.15. D'après les tableaux 5.2 et 5.3 et par rapport au cas initial, nous remarquons qu'avant la reconfiguration où les interrupteurs 33 - 34 - 35 - 36 - 37 sont ouverts, les tensions minimales 0,9361 pu (C. Faible), 0,913 pu (C. Nominale) et 0,8888 pu (C. Forte) sont obtenues au niveau du nœud 18. Après la reconfiguration où les interrupteurs 7 - 9 - 14 - 32 - 37 sont ouverts les tensions minimales 0,9540 pu (C. Faible), 0,9378 pu (C. Nominale) et 0,9211pu (C. Forte) sont obtenues au niveau du nœud 32.

Les figures 5.16 et 5.17 représentent respectivement les pertes totales de puissance active et réactive avant et après reconfiguration avec leurs pourcentages de réduction pour différents niveaux de charge. D'après ces figures, on remarque qu'il y a une réduction de pertes totales de puissances active et réactive avec un pourcentage de minimisation de (30,20% et 23,20%), (31,15% et 24,28%) et (32,20% et 25,48%) respectivement pour les trois niveaux de charge ce qui reflète clairement l'impact de la reconfiguration optimale du réseau sur la réduction des pertes totales de puissance du réseau IEEE 33 nœuds.

Tableau 5.3 : Amplitudes de tension après reconfiguration du réseau de distribution IEEE 33 nœuds pour trois niveaux de charge

N. Nœuds	C. Faible	C. Nominale	C. Forte	N. Nœuds	C. Faible	C. Nominale	C. Forte
1	1,0000	1,0000	1,0000	18	0,9611	0,9475	0,9335
2	0,9978	0,9971	0,9963	19	0,9963	0,9951	0,9938
3	0,9903	0,9870	0,9835	20	0,9839	0,9782	0,9725
4	0,9870	0,9825	0,9778	21	0,9804	0,9736	0,9666
5	0,9838	0,9781	0,9723	22	0,9779	0,9701	0,9623
6	0,9758	0,9673	0,9586	23	0,9877	0,9834	0,9791
7	0,9753	0,9667	0,9578	24	0,9827	0,9768	0,9707
8	0,9723	0,9626	0,9527	25	0,9803	0,9735	0,9665
9	0,9698	0,9592	0,9484	26	0,9745	0,9655	0,9563
10	0,9723	0,9627	0,9528	27	0,9727	0,9632	0,9533
11	0,9724	0,9628	0,9529	28	0,9650	0,9526	0,9399
12	0,9726	0,9631	0,9533	29	0,9594	0,9451	0,9304
13	0,9707	0,9605	0,9500	30	0,9570	0,9419	0,9263
14	0,9701	0,9597	0,9490	31	0,9545	0,9385	0,9219
15	0,9653	0,9532	0,9407	32	0,9540	0,9378	0,9211
16	0,9640	0,9514	0,9385	33	0,9609	0,9472	0,9331
17	0,9619	0,9485	0,9348				

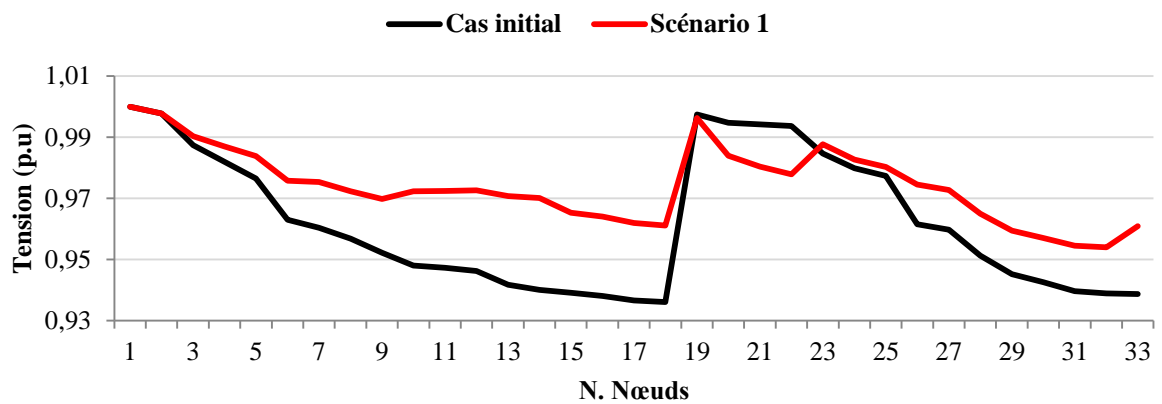


Figure 5.13 : Profil de tension avant et après reconfiguration pour une charge faible.

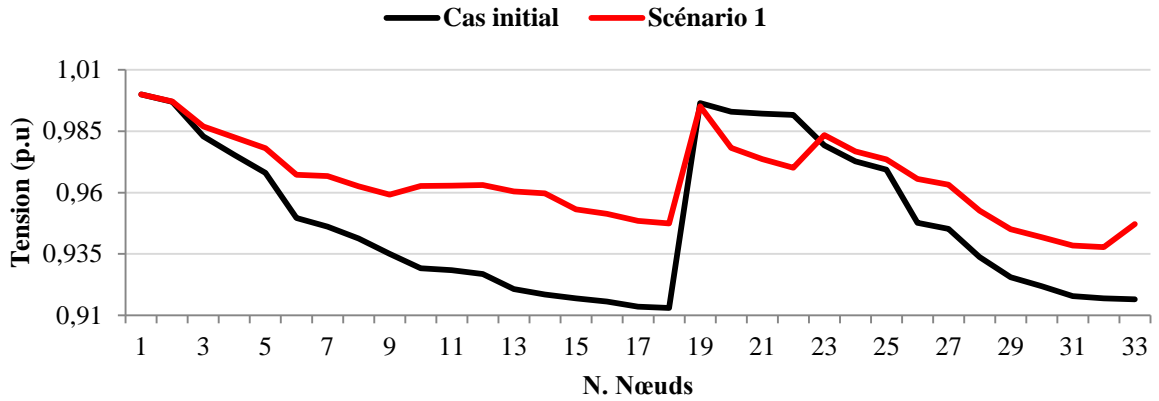


Figure 5.14 : Profil de tension avant et après reconfiguration pour une charge nominale.

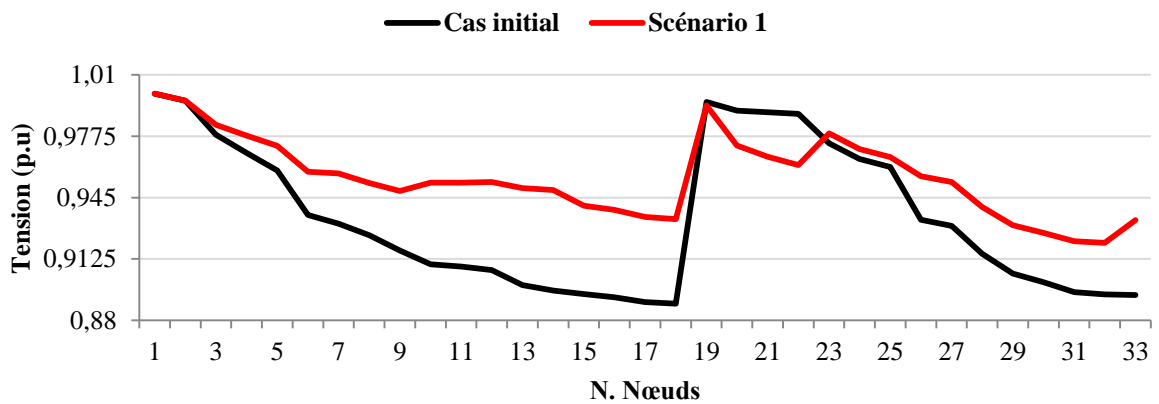


Figure 5.15 : Profil de tension avant et après reconfiguration pour une charge forte.

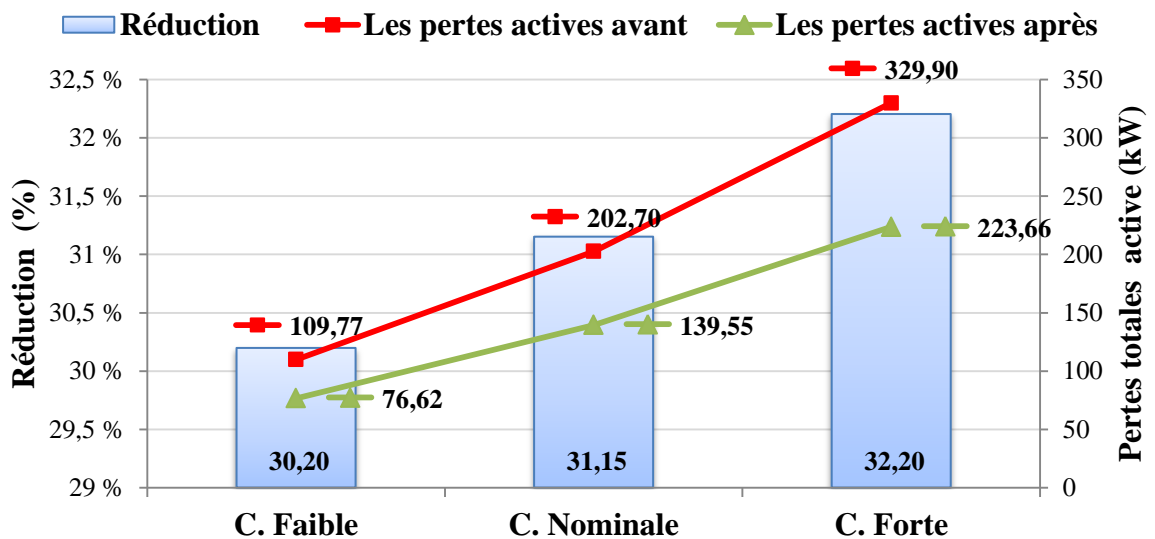


Figure 5.16 : Pertes totales de puissance active avant et après reconfiguration avec leurs réductions pour les trois niveaux de charge.

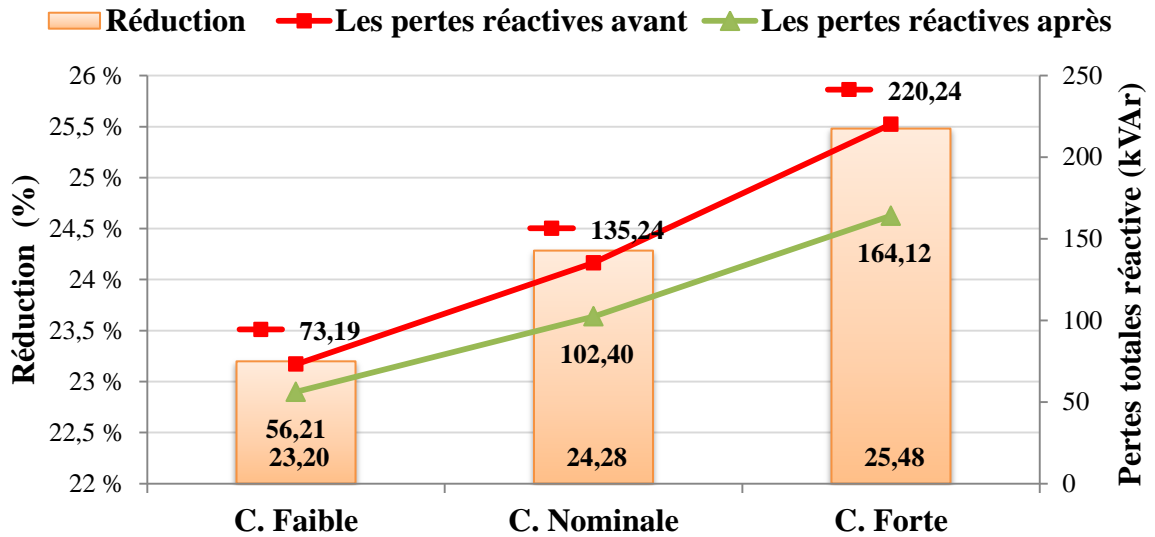


Figure 5.17 : Pertes totales de puissance réactive avant et après reconfiguration avec leurs réductions pour les trois niveaux de charge.

5.6.2 Scénario 2 : Installation des GEDs seulement

L'évolution de la fonction objectif durant le processus d'optimisation par les deux approches proposées pour les différents niveaux de charge dans le cas d'installation des GEDs seulement sont présentées aux figures 5.18 à 5.20.

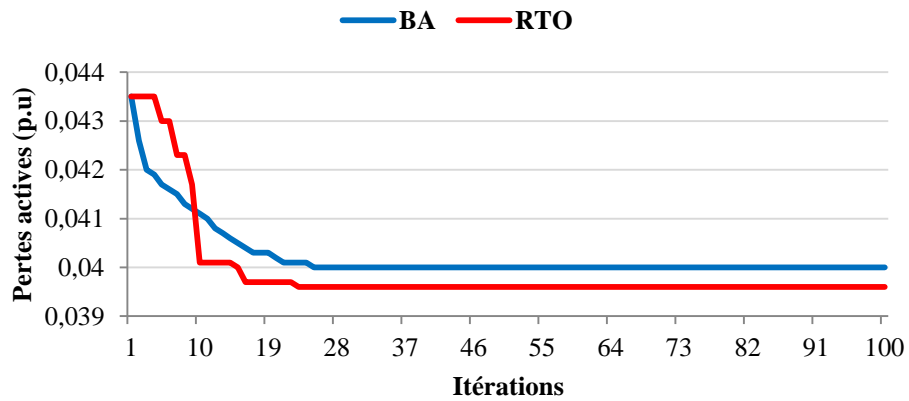


Figure 5.18 : Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO en présence des GEDs avec une charge faible.

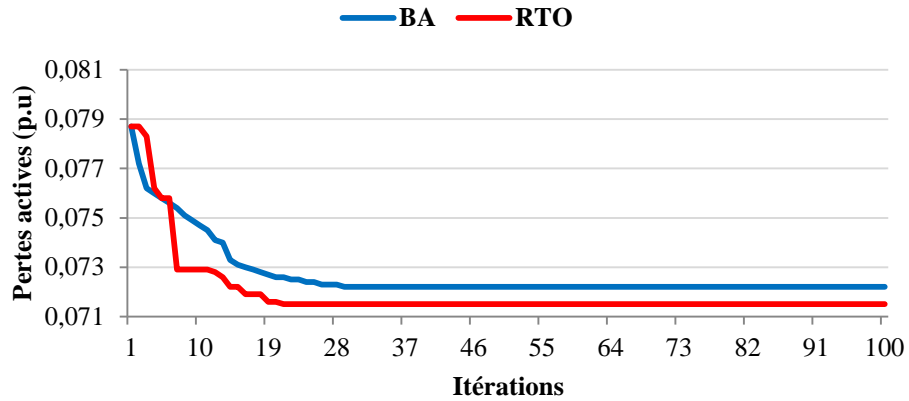


Figure 5.19 : Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO en présence des GEDs avec une charge nominale.

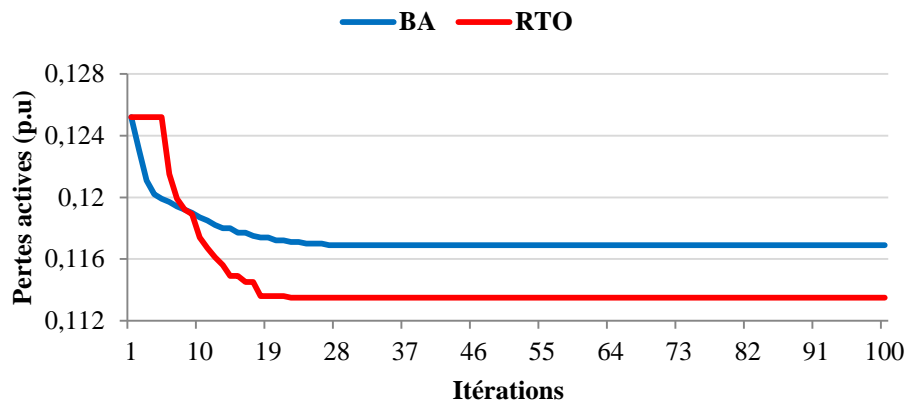


Figure 5.20 : Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO en présence des GEDs avec une charge forte.

Les résultats d'optimisation obtenus par les algorithmes BA et RTO sont respectivement à l'ordre de 40 kW et 39.58 kW pour une faible charge, 72.23 kW et 71.47 kW pour une charge nominale et 116.88 kW et 113.46 kW pour une forte charge. D'après les résultats de simulation on remarque clairement que l'installation des GEDs peut diminuer les pertes de puissance du réseau de distribution électrique. Le tableau 5.4 résume le choix optimal d'emplacement et la capacité des GEDs installées pour les trois niveaux de charge. Ainsi dans ce qui suit, nous discuterons les résultats obtenus par la méthode d'optimisation RTO.

Le tableau 5.5 montre les amplitudes de tension au niveau de chaque nœud pour les trois niveaux de charge après l'installation des GEDs dans le réseau. Les profils de la tension avant et après l'installation des GEDs dans le réseau pour différents niveaux de charge sont illustrés sur les figures 5.21 à 5.23. D'après le tableau 5.5 et par rapport au cas initial, nous remarquons que les tensions minimales 0,9361 pu (C. Faible), 0,913 pu (C. Nominale) et 0,8888 pu (C. Forte) sont obtenues au niveau du nœud 18 dans le cas initial. Après l'installation des GEDs, des nouveaux profils de tensions avec des valeurs minimales de

0,9764 pu (C. Faible), 0,9686 pu (C. Nominale) et 0,9607 pu (C. Forte) sont obtenus au niveau du nœud 33.

Tableau 5.4 : Résultats d'optimisation par les deux approches proposées dans le cas d'installation des GEDs pour différents niveaux de charge.

		BA	RTO
<b>C. Faible</b>	Emplacement optimal	30 - 25 - 13	30 - 24 - 14
	Capacité optimale (MW)	0.8028 - 0.6510 - 0.5963	0.7931 - 0.8183 - 0.5643
	Pertes actives (kW)	40	39.58
<b>C. Nominale</b>	Emplacement optimal	30 - 25 - 14	30 - 24 - 14
	Capacité optimale (MW)	1.0922 - 0.8768 - 0.7642	1.0712 - 1.1008 - 0.7543
	Pertes actives (kW)	72.23	71.47
<b>C. Forte</b>	Emplacement optimal	31 - 25 - 14	30 - 24 - 14
	Capacité optimale (MW)	1.2111 - 1.1271 - 1.0026	1.3487 - 1.3815 - 0.9531
	Pertes actives (kW)	116.88	113.46

Tableau 5.5 : Amplitudes de tension après installation des GEDs dans le réseau de distribution IEEE 33 nœuds pour trois niveaux de charge

N. Nœuds	C. Faible	C. Nominale	C. Forte	N. Nœuds	C. Faible	C. Nominale	C. Forte
1	1,0000	1,0000	1,0000	18	0,9796	0,9727	0,9661
2	0,9991	0,9988	0,9985	19	0,9987	0,9983	0,9978
3	0,9957	0,9943	0,9928	20	0,9960	0,9947	0,9934
4	0,9935	0,9913	0,9891	21	0,9955	0,9940	0,9925
5	0,9915	0,9886	0,9858	22	0,9950	0,9934	0,9917
6	0,9854	0,9806	0,9756	23	0,9954	0,9939	0,9923
7	0,9836	0,9781	0,9726	24	0,9951	0,9935	0,9919
8	0,9827	0,9769	0,9711	25	0,9927	0,9903	0,9879
9	0,9820	0,9760	0,9699	26	0,9851	0,9801	0,975
10	0,9816	0,9755	0,9694	27	0,9847	0,9796	0,9744
11	0,9817	0,9756	0,9696	28	0,9819	0,9759	0,9698
12	0,9820	0,9760	0,9701	29	0,9802	0,9736	0,9669
13	0,9830	0,9773	0,9718	30	0,9802	0,9737	0,9671
14	0,9834	0,9778	0,9725	31	0,9773	0,9698	0,9622
15	0,9824	0,9765	0,9708	32	0,9766	0,9689	0,9611
16	0,9814	0,9752	0,9692	33	0,9764	0,9686	0,9607
17	0,9800	0,9733	0,9668				

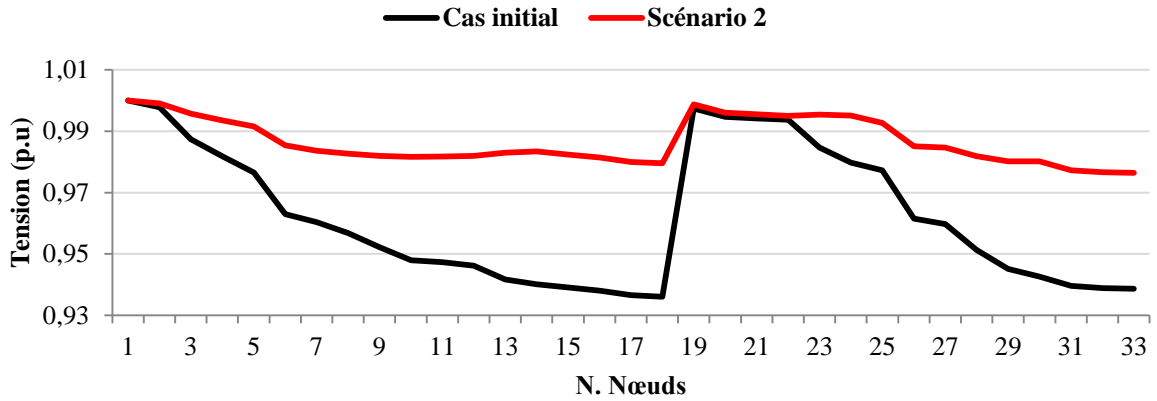


Figure 5.21 : Profil de tension avant et après installation des GEDs pour une charge faible.

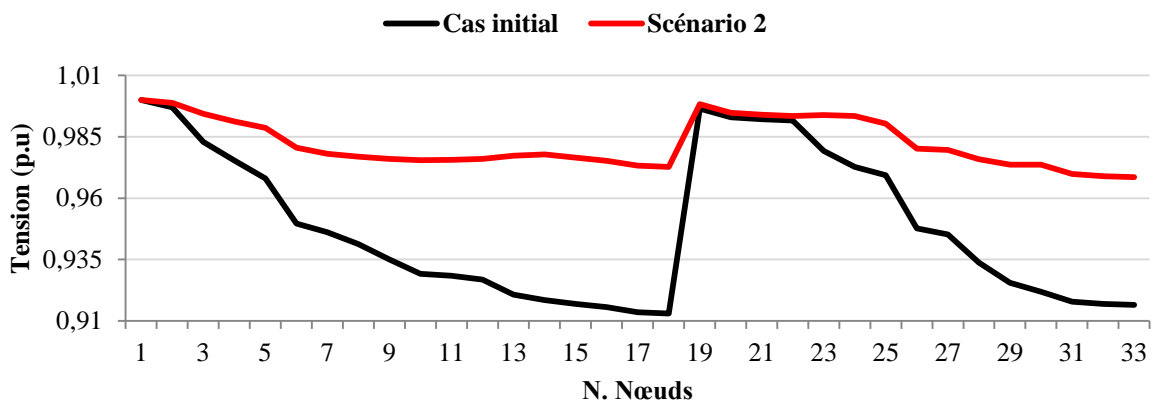


Figure 5.22 : Profil de tension avant et après installations de GEDs pour une charge nominale.

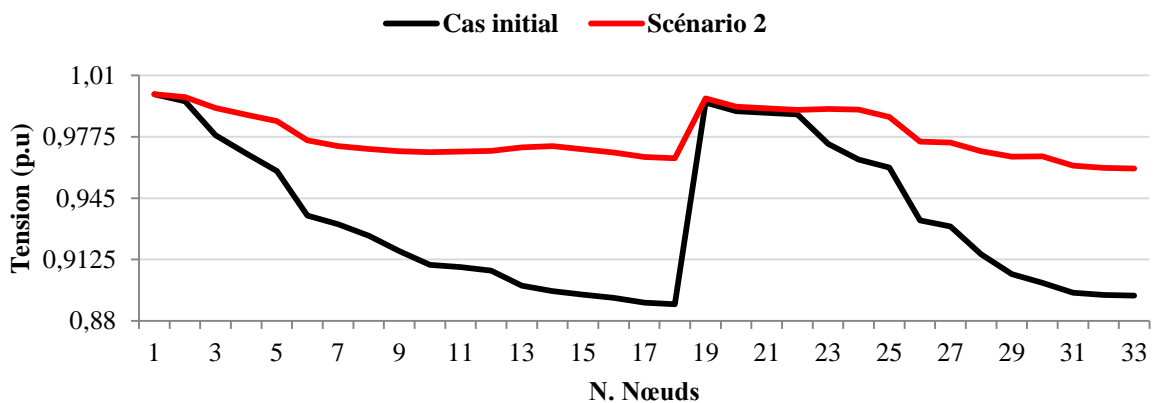


Figure 5.23 : Profil de tension avant et après installation des GEDs pour une charge forte.

Les figures 5.24 et 5.25 représentent respectivement les pertes totales de puissance active et réactive avant et après d’installation des GEDs avec leurs pourcentages de réduction pour différents niveaux de charge. Il est clair, d’après ces figures, que les pertes totales de puissances actives et réactives sont réduites avec un pourcentage de minimisation de (63,94% et 62,62%) pour charge faible, (64,74% et 63,46%) pour charge nominale et (65,61% et

64,37%) pour charge forte en comparaison avec le cas initial. Les résultats reflètent clairement l'impact de l'installation optimale des GEDs sur la réduction des pertes totales de puissance du réseau IEEE 33 nœuds.

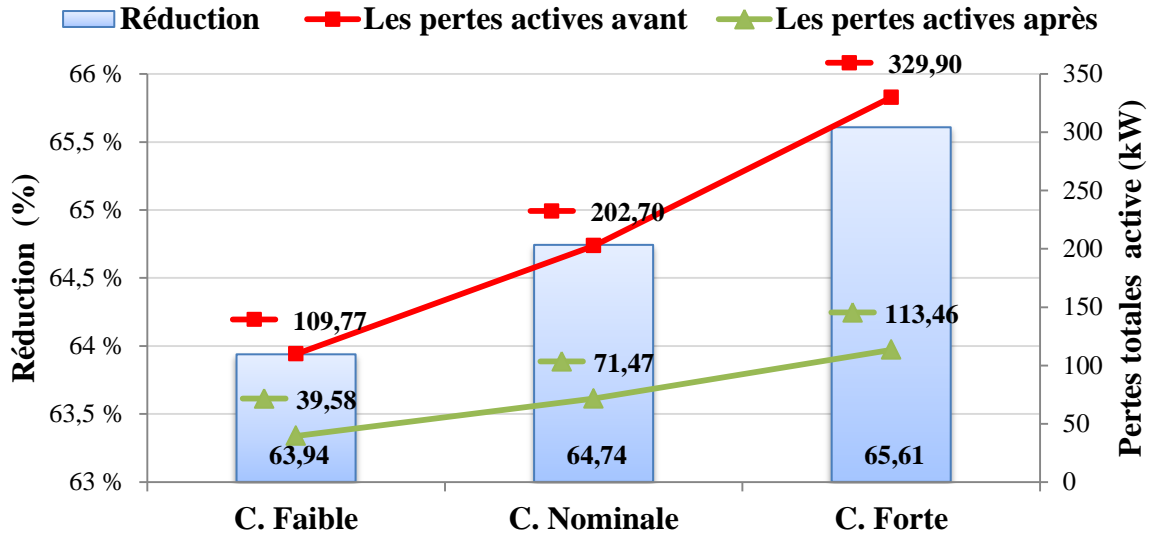


Figure 5.24 : Pertes totales de puissance active avant et après installation des GEDs avec leurs réductions pour les trois niveaux de charge.

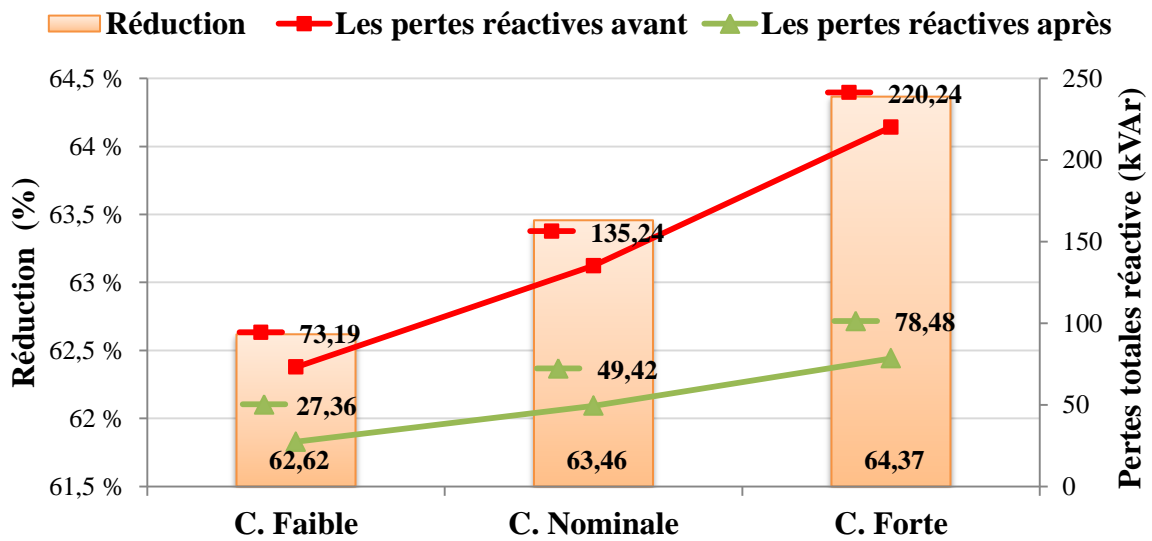


Figure 5.25 : Pertes totales de puissance réactive avant et après installation des GEDs avec leurs réductions pour les trois niveaux de charge.

### 5.6.3 Scénario 3 : Installation des GEDs après reconfiguration.

Les caractéristiques de convergence de la fonction objectif par les deux algorithmes proposés pour les différents niveaux de charge dans le cas d'installation des GEDs après reconfiguration sont représentées sur les figures 5.26 à 5.28.

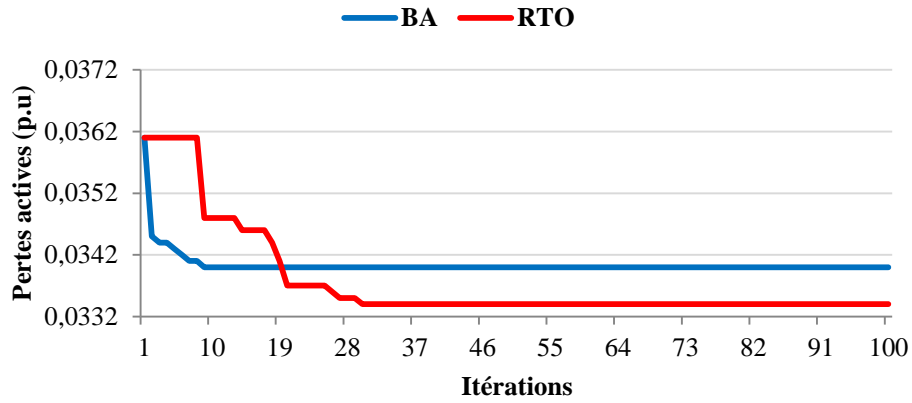


Figure 5.26 : Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO dans le cas d’installation des GEDs après reconfiguration pour une charge faible.

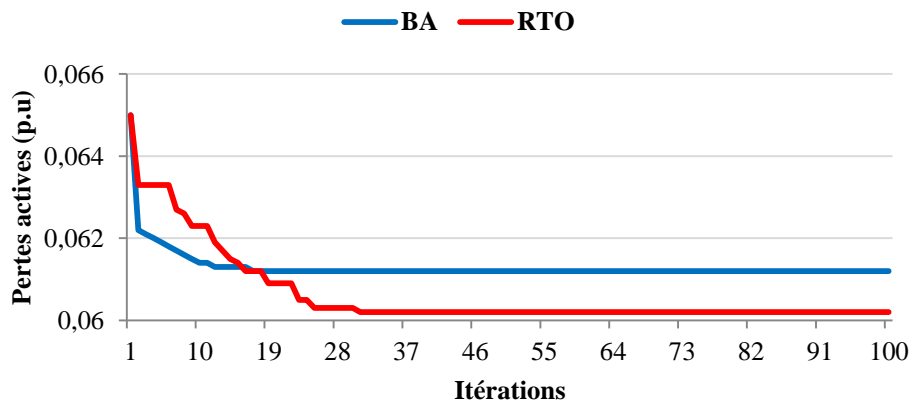


Figure 5.27 : Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO dans le cas d’installation des GEDs après reconfiguration pour une charge nominale.

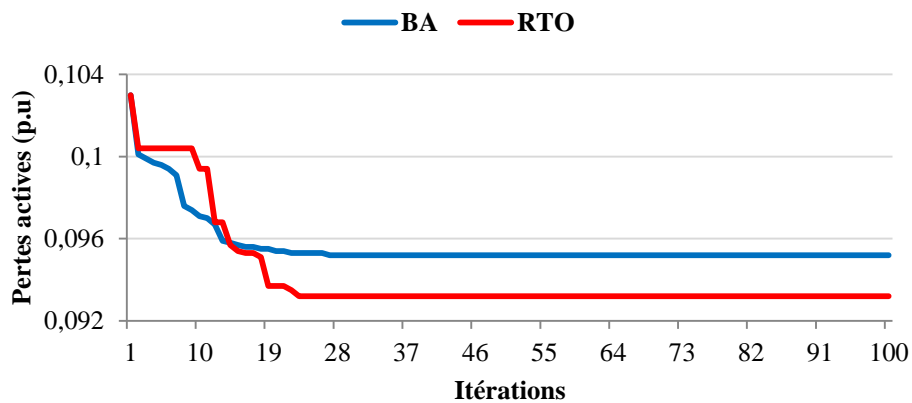


Figure 5.28 : Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO dans le cas d’installation des GEDs après reconfiguration pour une charge forte.

Les meilleures solutions trouvées par les deux algorithmes BA et RTO sont respectivement à l'ordre de 33.99 kW et 33.42 kW pour charge faible, 61.25 kW et 60.16 kW pour charge nominale et 95.24 kW et 93.18 kW pour charge forte. Les résultats optimaux d’emplacement des GEDs après reconfiguration du réseau pour les trois niveaux de charge

sont récapitulés dans le tableau 5.6. Ainsi dans ce qui suit, nous discuterons les résultats obtenus par la méthode d'optimisation RTO.

Tableau 5.6 : Résultats d'optimisation par les deux approches proposées dans le cas d'installation des GEDs après reconfiguration pour différents niveaux de charge.

		BA	RTO
<b>C. Faible</b>	Interrupteurs opérationnels	7 - 14 - 9 - 32 - 37	7 - 14 - 9 - 32 - 37
	Emplacement optimal	31 - 24 - 15	30 - 24 - 15
	Capacité optimale (MW)	0.6345 - 0.8288 - 0.5131	0.7046 - 0.8164 - 0.5091
	Pertes actives (kW)	33.991	33.4198
<b>C. Nominale</b>	Interrupteurs opérationnels	7 - 14 - 9 - 32 - 37	7 - 14 - 9 - 32 - 37
	Emplacement optimal	31 - 24 - 15	24 - 30 - 15
	Capacité optimale (MW)	0.8499 - 1.1107 - 0.6861	1.0778 - 0.9534 - 0.6858
	Pertes actives (kW)	61.25	60.1672
<b>C. Forte</b>	Interrupteurs opérationnels	7 - 14 - 9 - 32 - 37	7 - 14 - 9 - 32 - 37
	Emplacement optimal	30 - 24 - 15	30 - 24 - 8
	Capacité optimale (MW)	1.1998 - 1.3545 - 0.8588	1.1958 - 1.3407 - 1.1698
	Pertes actives (kW)	95.2377	93.1848

Le tableau 5.7 montre les amplitudes de tension au niveau de chaque nœud pour les trois niveaux de charge après l'application du troisième scénario. Les profils de la tension avant et après l'application du troisième scénario pour les différents niveaux de charge sont illustrés sur les figures 5.29 à 5.31. D'après tableau 5.7 et par rapport au cas initial, nous remarquons que les tensions minimales 0,9361 pu (C. Faible), 0,913 pu (C. Nominale) et 0,8888 pu (C. Forte) sont obtenues au niveau du nœud 18 dans le cas initial. Après l'application du scénario 3, des nouveaux profils de tensions avec des valeurs minimales de 0,9783 pu (C. Faible), 0,9709 pu (C. Nominale) sont obtenus au niveau du nœud 14 et une valeur de 0,9674 pu (C. Forte) est obtenue au niveau du nœud 33.

Tableau 5.7 : Amplitudes de tension après application du troisième scénario pour trois niveaux de charge

N. Nœuds	C. Faible	C. Nominale	C. Forte	N. Nœuds	C. Faible	C. Nominale	C. Forte
1	1,0000	1,0000	1,0000	18	0,9857	0,9811	0,9678
2	0,9990	0,9987	0,9985	19	0,9981	0,9974	0,9973
3	0,9963	0,9951	0,9940	20	0,9906	0,9874	0,9877
4	0,9947	0,9929	0,9912	21	0,9885	0,9847	0,9850
5	0,9932	0,9910	0,9888	22	0,9860	0,9813	0,9807
6	0,9890	0,9853	0,9817	23	0,9960	0,9946	0,9934
7	0,9885	0,9847	0,9809	24	0,9957	0,9942	0,9928
8	0,9869	0,9826	0,9863	25	0,9933	0,9909	0,9887
9	0,9878	0,9838	0,9822	26	0,9886	0,9848	0,9810
10	0,9805	0,9739	0,9715	27	0,9882	0,9843	0,9803
11	0,9806	0,9740	0,9716	28	0,9853	0,9805	0,9756
12	0,9808	0,9743	0,9719	29	0,9835	0,9781	0,9726
13	0,9789	0,9717	0,9687	30	0,9834	0,9781	0,9726
14	0,9783	0,9709	0,9677	31	0,9810	0,9748	0,9684
15	0,9899	0,9866	0,9748	32	0,9805	0,9741	0,9676
16	0,9886	0,9849	0,9726	33	0,9855	0,9808	0,9674
17	0,9865	0,9821	0,9691				

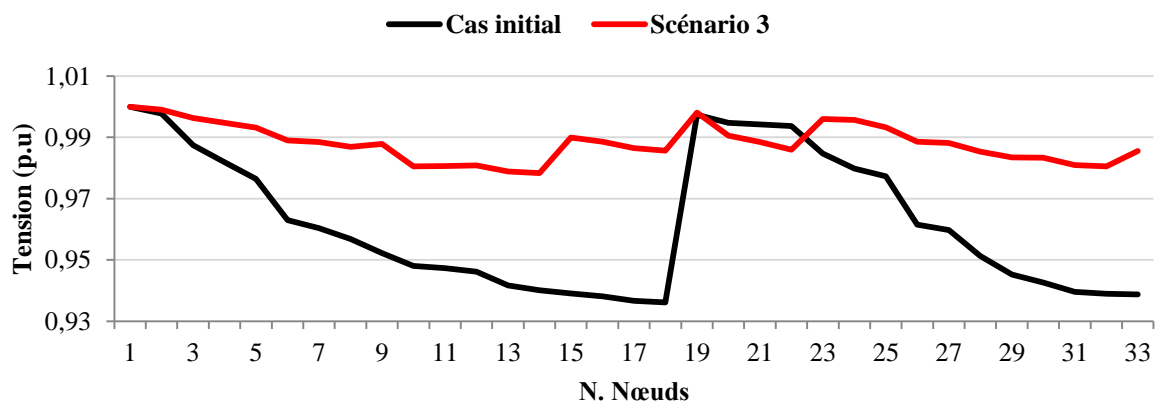


Figure 5.29 : Profil de tension avant et après application du 3<sup>ème</sup> scénario pour une charge faible.

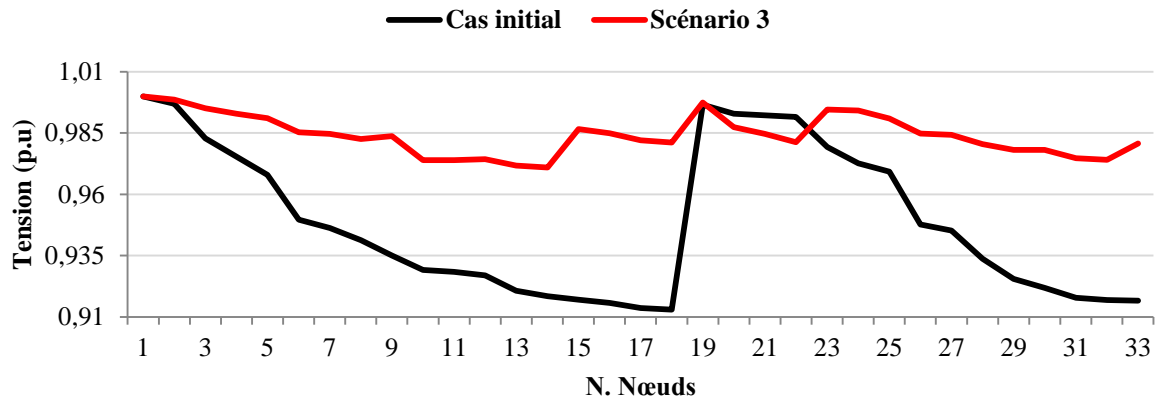


Figure 5.30 : Profil de tension avant et après application du 3<sup>ème</sup> scénario pour une charge nominale.

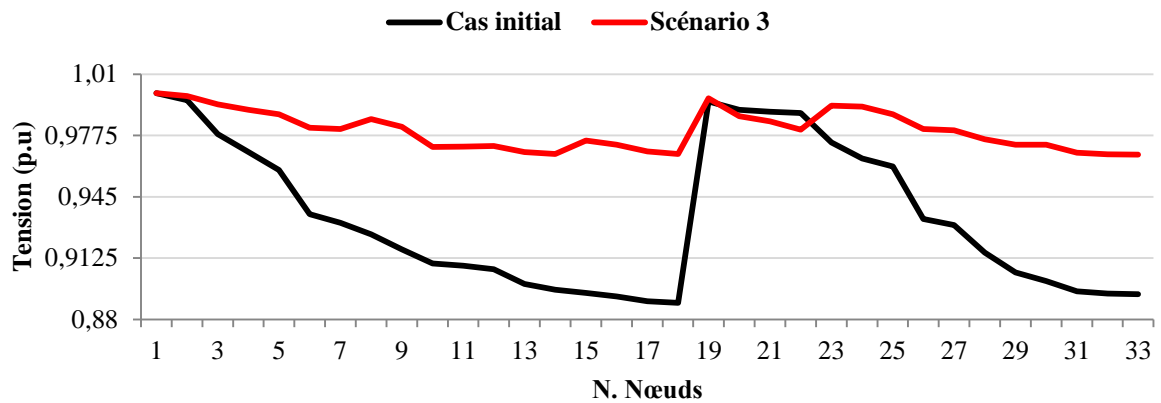


Figure 5.31 : Profil de tension avant et après application du 3<sup>ème</sup> scénario pour une charge forte.

Les figures 5.32 et 5.33 représentent respectivement les pertes totales de puissance active et réactive avant et après l’application du 3<sup>ème</sup> scénario avec leurs pourcentages de réduction pour différents niveaux de charge. Il est clair, d’après ces figures, que les pertes totales de puissances active et réactive sont réduites mieux avec un pourcentage de minimisation de (69,55% et 65,50%), (70,32% et 66,38%) et (71,75% et 68,15%) selon les trois niveaux de charge respectivement et en comparaison avec le cas initial ce qui reflète clairement l’impact de l’installation optimale des GEDs après reconfiguration du réseau sur la réduction des pertes totales de puissance active et réactive du réseau IEEE 33 nœuds.

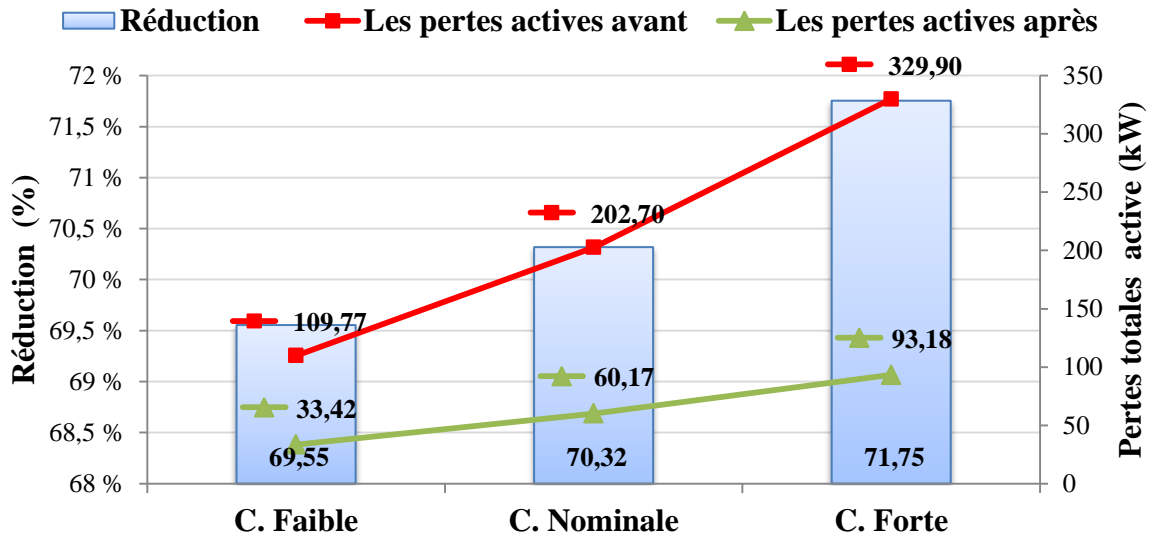


Figure 5.32 : Pertes totales de puissance active avant et après application du 3<sup>ème</sup> scénario avec leurs réductions pour les trois niveaux de charge.

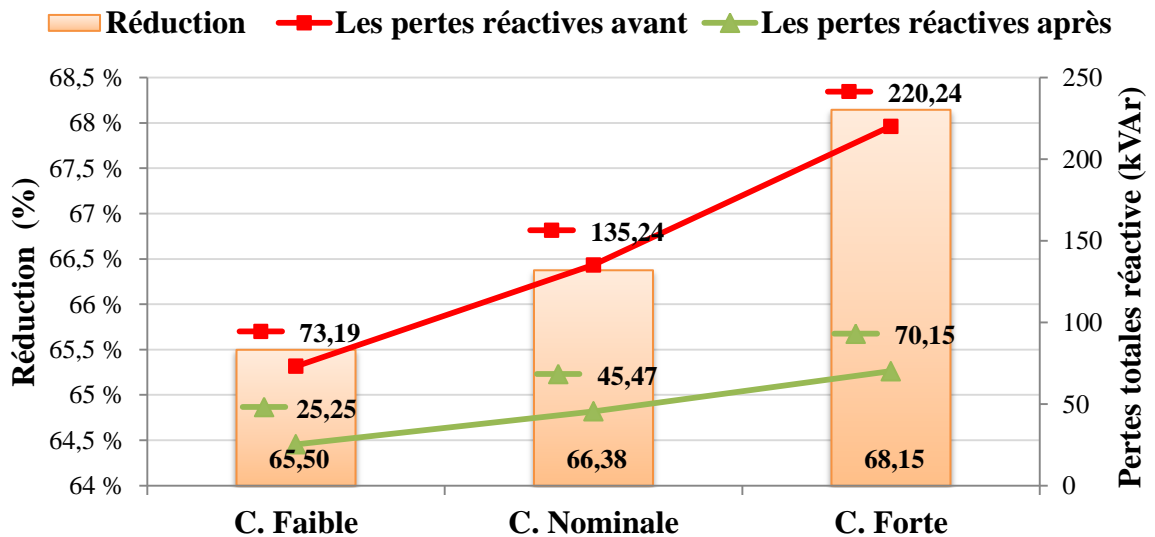


Figure 5.33 : Pertes totales de puissance réactive avant et après application du 3<sup>ème</sup> scénario avec leurs réductions pour les trois niveaux de charge.

#### 5.6.4 Scénario 4 : Reconfiguration et intégration des GEDs simultanément

Les figures 5.34 à 5.36 représentent l'évolution de la fonction objectif durant le processus d'optimisation par les deux approches proposées pour différents niveaux de charge dans le cas de reconfiguration et l'installation des GEDs simultanément.

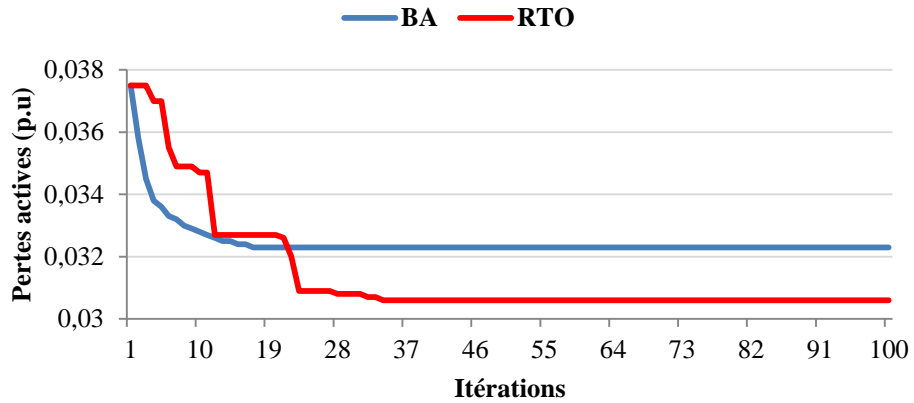


Figure 5.34 : Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO dans le cas de reconfiguration et installation des GEDs simultanément pour une charge faible.

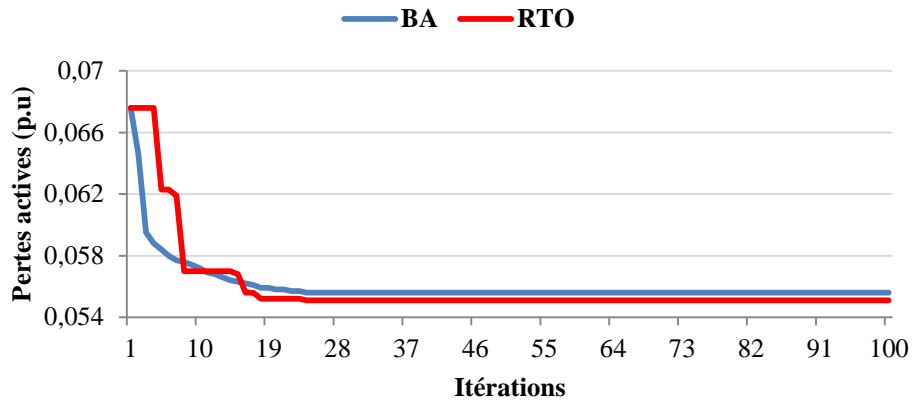


Figure 5.35 : Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO dans le cas de reconfiguration et installation des GEDs simultanément pour une charge nominale.

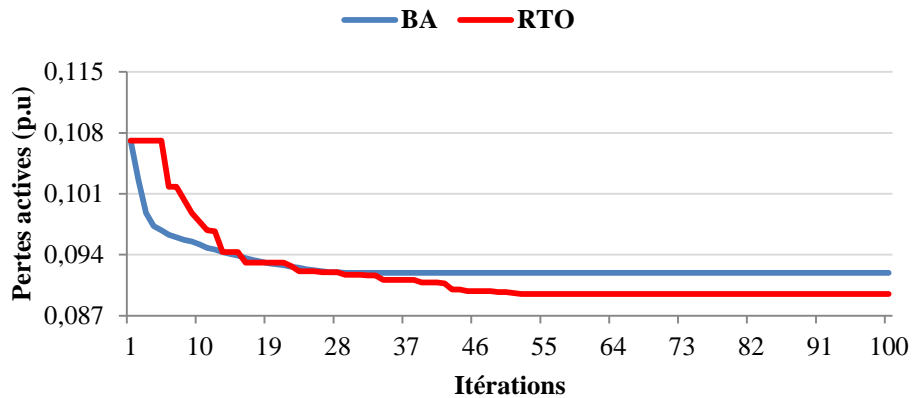


Figure 5.36 : Caractéristique de convergence des pertes actives par BA et RTO dans le cas de reconfiguration et installation des GEDs simultanément pour une charge forte.

Les résultats d'optimisation obtenus par les algorithmes BA et RTO sont respectivement à l'ordre de 32.28 kW et 30.61 kW pour charge faible, 55.63 kW et 55.07 kW pour charge

nominale et 91.85 kW et 89.51 kW pour charge forte. Le tableau 5.8 résume le choix optimal d'interrupteurs opérationnels, l'emplacement et la capacité des GEDs pour les trois niveaux de charge. Ainsi dans ce qui suit, nous discuterons les résultats obtenus par la méthode d'optimisation RTO.

Tableau 5.8 : Résultats d'optimisation par les deux approches proposées dans le cas de reconfiguration et installation des GEDs simultanément pour différents niveaux de charge.

		<b>BA</b>	<b>RTO</b>
<b>C. Faible</b>	Interrupteurs opérationnels	33 - 34 - 10 - 36 - 28	6 - 34 - 11 - 32 - 28
	Emplacement optimal	25 - 12 - 27	15 - 29 - 8
	Capacité optimale (MW)	1.1796 - 0.5264 - 0.5915	0.4395 - 1.0700 - 0.5381
	Pertes actives (kW)	32.28	30.61
<b>C. Nominale</b>	Interrupteurs opérationnels	33 - 34 - 10 - 36 - 28	6 - 34 - 11 - 32 - 28
	Emplacement optimal	25 - 13 - 26	29 - 8 - 15
	Capacité optimale (MW)	1.5680 - 0.6418 - 0.8779	1.4345 - 0.7202 - 0.5871
	Pertes actives (kW)	55.63	55.07
<b>C. Forte</b>	Interrupteurs opérationnels	33 - 34 - 10 - 36 - 28	6 - 14 - 10 - 32 - 28
	Emplacement optimal	25 - 12 - 27	30 - 24 - 8
	Capacité optimale (MW)	1.9941 - 0.8843 - 0.9937	1.0678 - 1.1845 - 1.4586
	Pertes actives (kW)	91.85	89.51

Le tableau 5.9 montre les amplitudes de tension au niveau de chaque nœud pour les trois niveaux de charge après l'application du quatrième scénario. Les profils de la tension avant et après l'application du quatrième scénario pour les différents niveaux de charge sont illustrés sur les figures 5.37 à 5.39. D'après le tableau 5.9 et par rapport au cas initial, nous remarquons que les tensions minimales 0,9361 pu (C. Faible), 0,913 pu (C. Nominale) et 0,8888 pu (C. Forte) sont obtenues au niveau du nœud 18 dans le cas initial. Après configuration et installation des GEDs simultanément, des nouveaux profils de tensions avec des valeurs minimales de 0,9810 pu (C. Faible), 0,9745 pu (C. Nominale) sont obtenus au niveau du nœud 32 et une valeur de 0,9632 pu (C. Forte) est obtenue au niveau du nœud 33.

Tableau 5.9 : Amplitudes de tension après application du quatrième scénario pour trois niveaux de charge

N. Nœuds	C. Faible	C. Nominale	C. Forte	N. Nœuds	C. Faible	C. Nominale	C. Forte
1	1,0000	1,0000	1,0000	18	0,9827	0,9768	0,9636
2	0,9990	0,9987	0,9985	19	0,9984	0,9978	0,9972
3	0,9955	0,9940	0,9941	20	0,9933	0,9910	0,9868
4	0,9946	0,9928	0,9926	21	0,9918	0,9891	0,9839
5	0,9940	0,9920	0,9915	22	0,9901	0,9868	0,9801
6	0,9928	0,9903	0,9894	23	0,9932	0,9909	0,9915
7	0,9899	0,9865	0,9815	24	0,9886	0,9847	0,9863
8	0,9907	0,9876	0,9828	25	0,9864	0,9819	0,9786
9	0,9897	0,9862	0,9781	26	0,9926	0,9901	0,9891
10	0,9890	0,9853	0,9774	27	0,9924	0,9898	0,9888
11	0,9889	0,9852	0,9725	28	0,9920	0,9893	0,9881
12	0,9876	0,9834	0,9726	29	0,9862	0,9816	0,9759
13	0,9868	0,9823	0,9694	30	0,9839	0,9785	0,9755
14	0,9864	0,9818	0,9684	31	0,9814	0,9752	0,9714
15	0,9868	0,9823	0,9706	32	0,9810	0,9745	0,9706
16	0,9855	0,9806	0,9685	33	0,9824	0,9765	0,9632
17	0,9834	0,9778	0,9649				

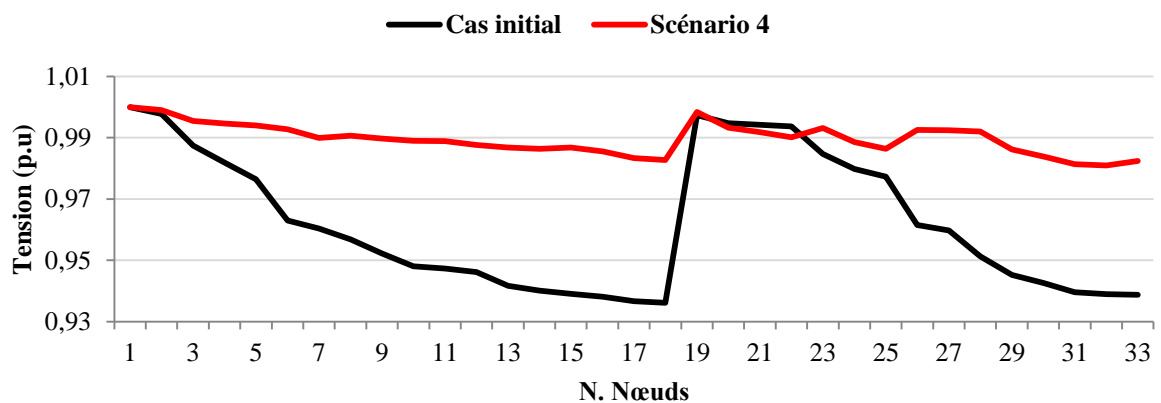


Figure 5.37 : Profil de tension avant et après application du 4<sup>ème</sup> scénario pour une charge faible.

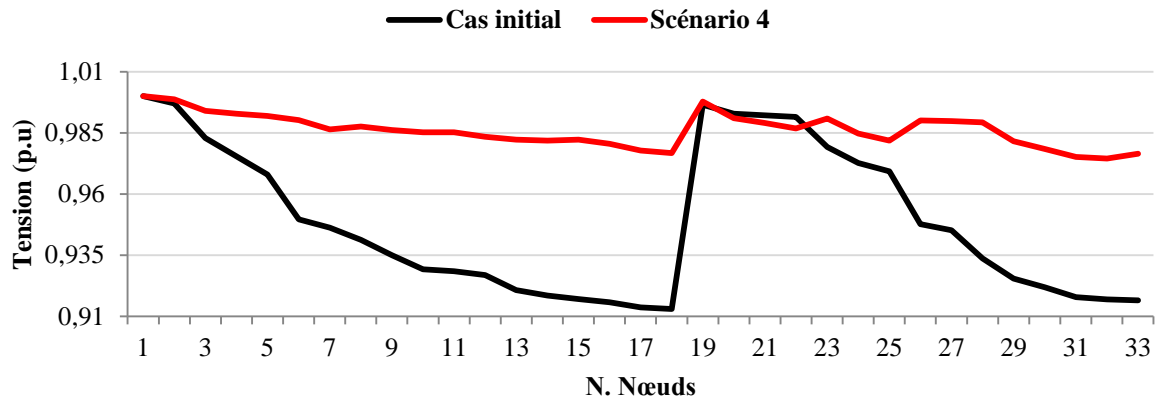


Figure 5.38 : Profil de tension avant et après application du 4<sup>ème</sup> scénario pour une charge nominale.

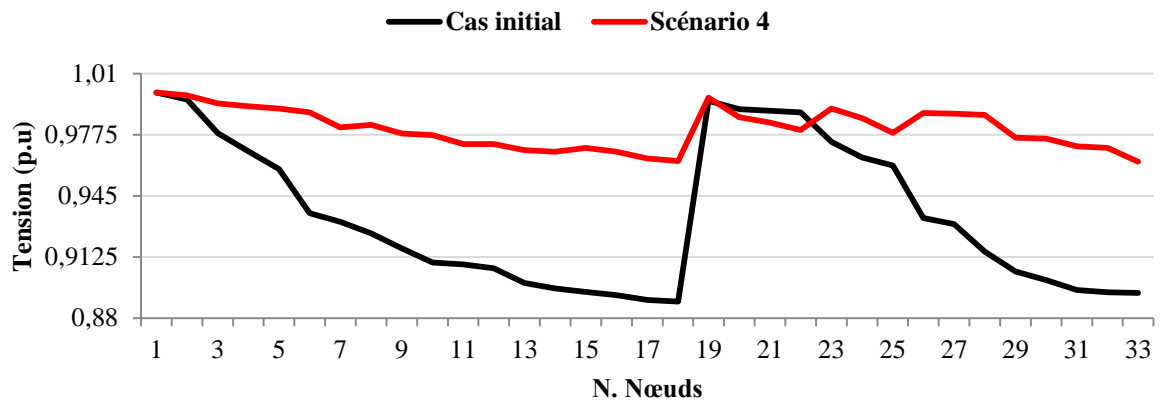


Figure 5.39 : Profil de tension avant et après application du 4<sup>ème</sup> scénario pour une charge forte.

Les figures 5.40 et 5.41 représentent respectivement les pertes totales de puissance active et réactive avant et après l’application du 4<sup>ème</sup> scénario avec leurs pourcentages de réduction pour différents niveaux de charge. Il est clair, d’après ces figures, que les pertes totales de puissances actives sont réduites beaucoup mieux avec un pourcentage de minimisation de (72,11 % et 68,60 %) pour charge faible, (72,83 % et 69,41 %) pour charge nominale et (72,87 % et 68,56 %) pour charge forte ce qui reflète clairement l’impact de reconfiguration et l’installation des GEDs simultanément sur la réduction des pertes totales de puissance active et réactive du réseau IEEE 33 nœuds.

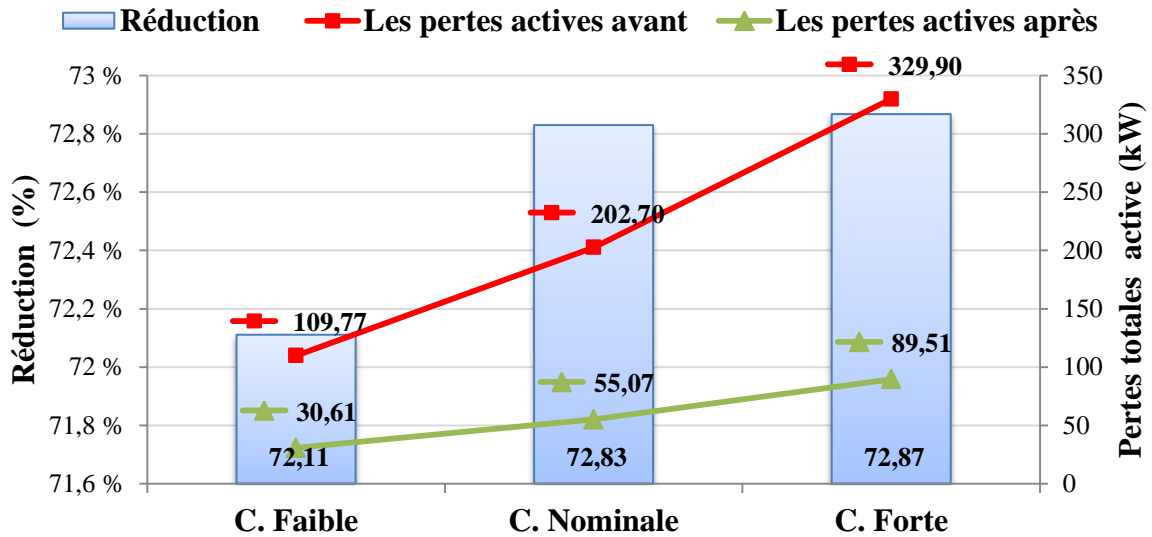


Figure 5.40 : Pertes totales de puissance active avant et après application du 4<sup>ème</sup> scénario avec leurs réductions pour les trois niveaux de charge.

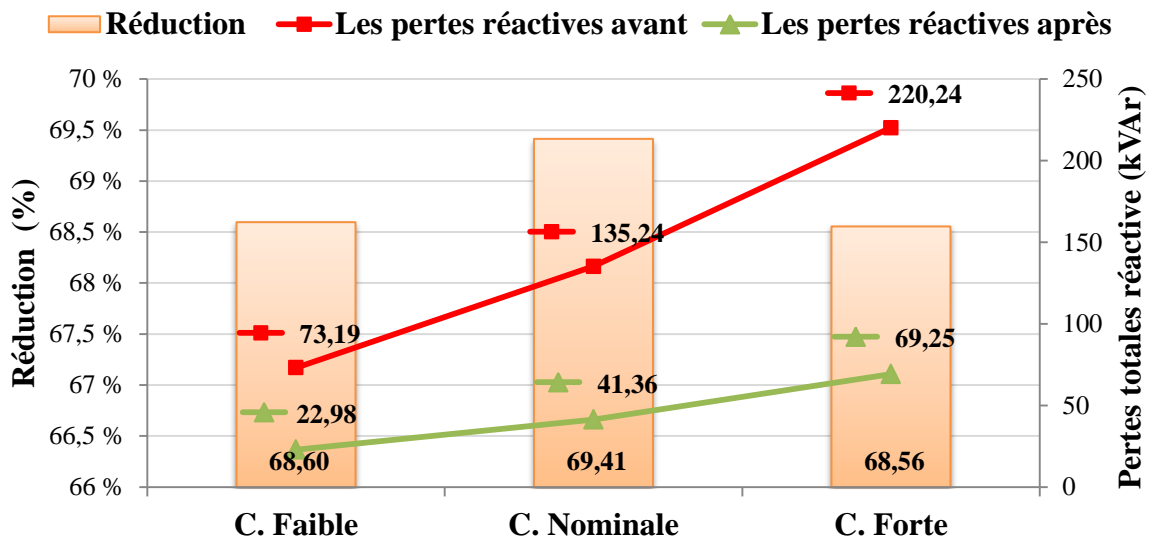


Figure 5.41 : Pertes totales de puissance réactive avant et après application du 4<sup>ème</sup> scénario avec leurs réductions pour les trois niveaux de charge.

### 5.6.5 Comparaison entre les différents scénarios

Les figures 5.42 et 5.43 représentent la comparaison des résultats pour les quatre scénarios étudiés par rapport au cas initial du réseau test IEEE 33 nœuds en termes des pertes totales de puissance active et réactive et leurs pourcentages de minimisation pour les trois niveaux de charges. D'après ces figures, nous pouvons noter que le scénario 4 donne une meilleure réduction des pertes de puissance par rapport aux autres scénarios. Par exemple, pour la charge nominale, les pertes de puissance active et réactive sont diminuées avec un

pourcentage de (72.83% et 69.41%) suivi par le scénario 3 avec (70.32% et 66.38%), le scénario 2 avec (64.74% et 63.46%) et le scénario 1 avec (31.15% et 24.28).

L'amélioration du profil de tension pour les quatre scénarios étudiés est présentée dans la figure 5.44. D'après cette figure, nous remarquons que le scénario 4 (reconfiguration et installation des GEDs simultanément) donne le meilleur profil de tension comparé à ceux obtenus par les autres scénarios.

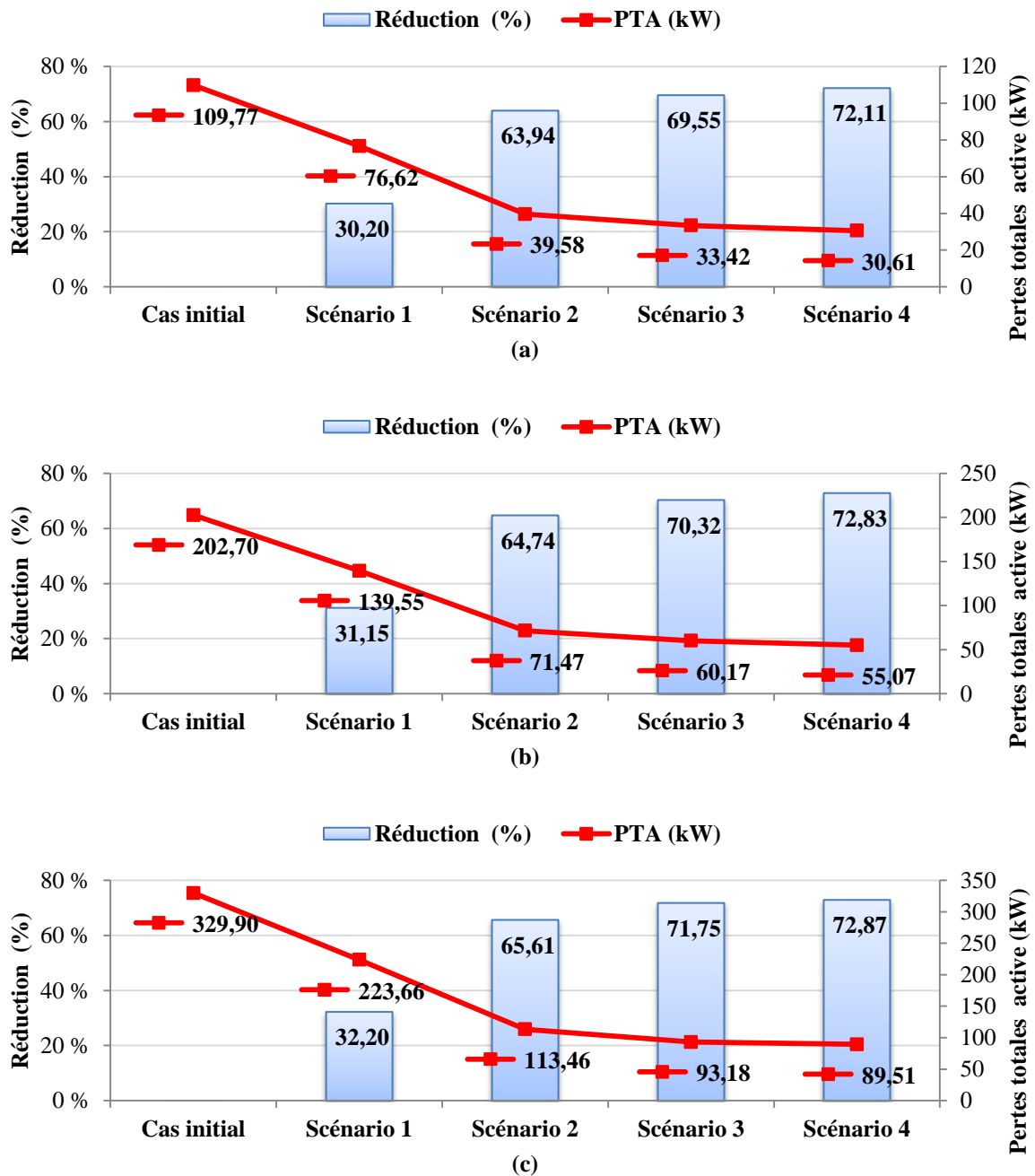


Figure 5.42 : Comparaison des pertes totales active et leurs réductions pour les quatre scénarios par rapport au cas initial pour les charges : (a) Faible, (b) Nominale, (c) Forte.

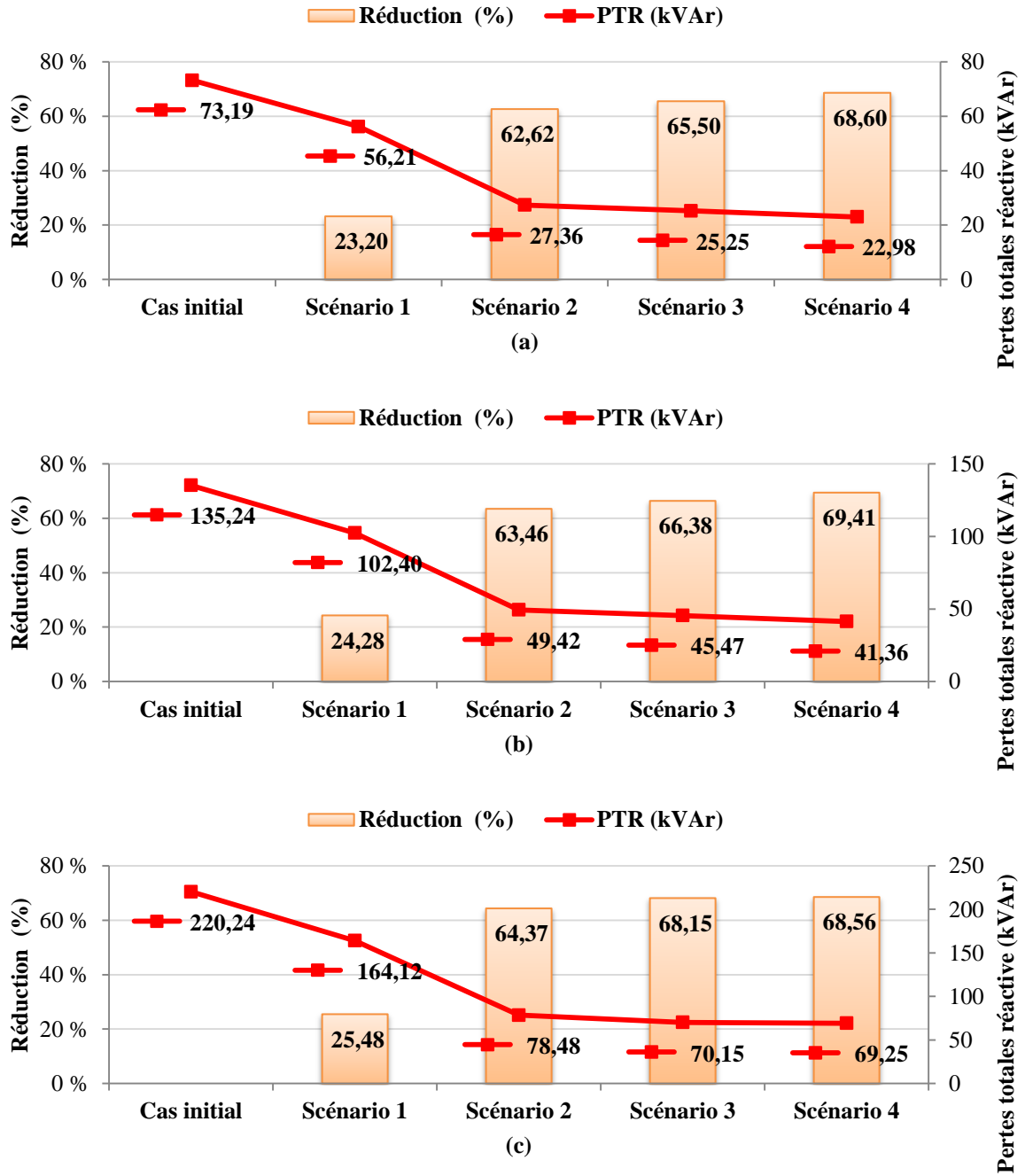


Figure 5.43 : Comparaison des pertes totales réactive et leurs réductions pour les quatre scénarios par rapport au cas initial pour les charges : (a) Faible, (b) Nominale, (c) Forte.

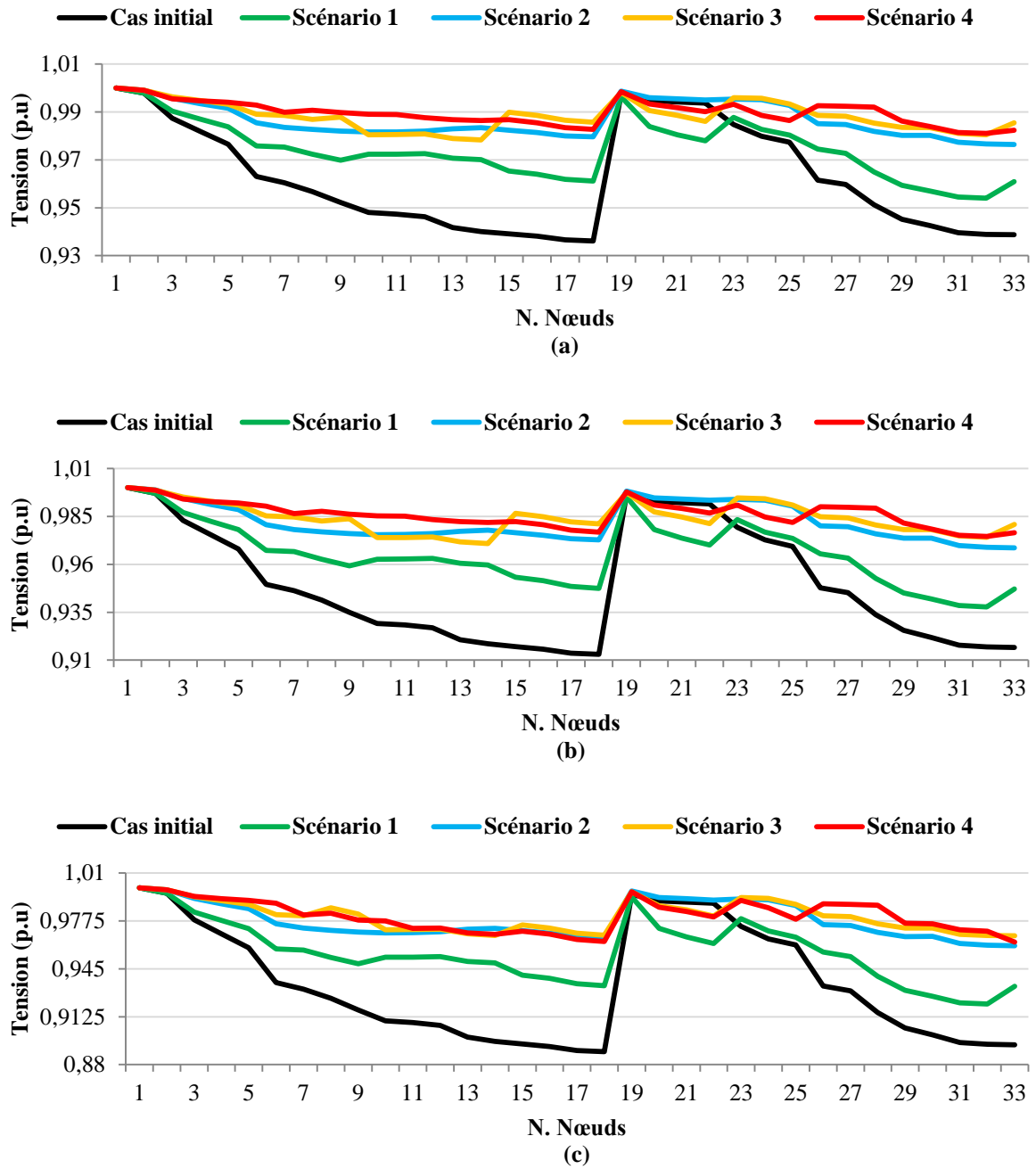


Figure 5.44 : Comparaison du profil de tension pour les quatre scénarios par rapport au cas initial pour les charges : (a) Faible, (b) Nominale, (c) Forte.

Le tableau 5.10 présente une étude comparative entre les résultats obtenus par les algorithmes BA (Algorithme de chauve-souris), RTO (Algorithme d'optimisation des racines des arbres), ACSA (Algorithme de la recherche coucou adaptatif) [108], SLFA (Algorithme de saut de grenouilles) [109] et GA (Algorithme génétique) [110] faite au niveau de tous les scénarios étudiés du point de vue interrupteurs opérationnels, capacité totale des GEDs, pertes de puissance actives totales, taux de réduction des pertes totales et minimum de tension. À partir du tableau, nous pouvons remarquer que dans les scénarios 1, 2 et 4, les performances

du BA et RTO sont meilleures que celles du ACSA, du SLFA et du GA en termes de minimisation des pertes de puissance.

Tableau 5.10 : Résultats obtenus par BA et RTO comparés à ACSA, SLFA et à GA.

		<b>RTO</b>	<b>BA</b>	<b>ACSA [108]</b>	<b>SLFA [109]</b>	<b>GA [110]</b>
<b>Scénario 1</b>	Interrupteurs opérationnels	7- 14- 9- 32- 37	7- 14- 9- 32- 37	7- 14- 9- 32- 28	7- 9- 14- 28- 32	33- 34- 9- 36- 28
	Pertes actives (kW)	139.55	139.55	139.98	139.98	141.60
	Réduction (%)	31.15	31.15	30.93	30.93	30.15
	Minimum de tension (p.u)	0.9378	0.9378	0.9413	0.9413	0.9310
<b>Scénario 2</b>	Capacité optimale (MW)	2.9263	2.7332	3.2545	1.3965	1.6044
	Pertes actives (kW)	71.47	72.23	74.26	83.37	100.1
	Réduction (%)	64.74	64.36	63.26	58.86	50.60
	Minimum de tension (p.u)	0.9686	0.9686	0.9778	0.9770	0.9605
<b>Scénario 3</b>	Interrupteurs opérationnels	7- 14- 9- 32- 37	7- 14- 9- 32- 37	7- 14- 9- 32- 28	7- 9- 14- 28- 32	33- 34- 9- 36- 28
	Capacité optimale (MW)	2.717	2.6467	2.7978	1.1291	1.448
	Pertes actives (kW)	60.17	61.25	58.79	80.42	98.36
	Réduction (%)	70.32	69.78	71.00	60.32	51.46
	Minimum de tension (p.u)	0.9709	0.9709	0.9802	0.9688	0.9506
<b>Scénario 4</b>	Interrupteurs opérationnels	6- 34- 11- 32- 28	33-34-10- 36- 28	7- 10- 13- 32- 27	9- 13- 27- 24- 33	7- 34- 10- 32- 28
	Capacité optimale (MW)	2.7418	3.0877	2.3414	1.5603	1.9633
	Pertes actives (kW)	55.07	55.63	63.69	68.64	75.13
	Réduction (%)	72.83	72.55	68.58	66.13	62.92
	Minimum de tension (p.u)	0.9745	0.9699	0.9786	0.9753	0.9766

**5.7 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'analyse des performances du réseau de distribution IEEE 33 nœuds. Deux méthodes métaheuristiques ont été utilisées à savoir : l'algorithme de chauve-souris (BA) et l'algorithme d'optimisation des racines des arbres (RTO). Quatre scénarios ont été considérés à savoir : Reconfiguration seulement (scénario 1), Installation des GEDs seulement (scénario 2), Installation des GEDs après reconfiguration (scénario 3) et reconfiguration et installation des GEDs simultanément (scénario 4). Tous les scénarios ont été traités pour trois différents niveaux de charge (faible, nominale, forte).

Le problème de planification optimale de réseau de distribution a été formulé comme un problème d'optimisation mono-objectif basé sur la minimisation des pertes de puissance active comme une fonction d'objectif. Les résultats ont mis en évidence le potentiel de trois premiers scénarios dans la minimisation des pertes actives, mais avec le 4<sup>ème</sup> scénario, les performances du réseau sont davantage améliorées en termes d'avoir le minimum de pertes totales de puissance en assurant un bon profil de tension.

## **Conclusion générale**

L'optimisation de l'insertion des unités GEDs dans le réseau de distribution ainsi que la reconfiguration de ce dernier sont deux facteurs essentiels pour l'amélioration de l'efficacité du fonctionnement et la gestion des réseaux de distribution. Dans ce travail et dans le cadre de l'optimisation, l'amélioration des performances de fonctionnement des réseaux de distribution en présence de GEDs a été traitée. Pour cela, nous avons procédé comme suit :

Une présentation d'une technique basée sur le balayage arrière et avant de la ligne du réseau pour le calcul de l'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution a été faite. La technique a été implémentée sur le réseau de distribution IEEE 33 nœuds avec différentes conditions de charge.

Une application de l'algorithme des chauves-souris (BA) et de l'algorithme d'optimisation des racines des arbres (RTO) dans l'optimisation de l'emplacement et de la capacité des GEDs dans le réseau de distribution a été faite. Le programme développé a été appliqué sur le même réseau de distribution mais avec différents types de charge (constante, industrielle, résidentielle et commerciale). Nous avons formulé le problème d'optimisation avec la combinaison de trois objectifs qui sont la minimisation des pertes de puissance active, l'amélioration de la déviation de tension et l'amélioration de la stabilité de tension. Nous avons remarqué à partir des résultats obtenus que le facteur de puissance dans le cas des unités GEDs qui peuvent être commandées, a un rôle important dans l'amélioration des performances du réseau de distribution en plus de l'effet du type de charge sur la capacité et l'emplacement de ces unités.

Une application des mêmes algorithmes proposés dans l'optimisation de deux cas: reconfiguration du réseau de distribution sans présence des GEDs et reconfiguration du réseau de distribution en présence des GEDs a été faite. Le programme développé a été appliqué sur le réseau de distribution IEEE 33 nœuds avec trois niveaux de charge: charge faible, charge nominale et charge forte. Nous avons formulé le problème d'optimisation avec un seul objectif qui est la minimisation des pertes de puissance active. Les résultats de la reconfiguration du réseau en présence des GEDs étaient les meilleures par rapport à la reconfiguration sans GEDs et cela par l'identification des emplacements et les capacités opérationnelles optimales des GEDs ainsi des interrupteurs opérationnels optimales en donnant les pertes de puissance minimale tout en maintenant la tension des nœuds dans les

limites acceptables. Les résultats obtenus ont également montré l'efficacité des algorithmes proposés par rapport à d'autres algorithmes dans la littérature.

Ce sujet de recherche peut être développé et continué selon plusieurs axes dans une perspective qui s'en résume dans les points suivants :

- Considérer d'autres objectifs dans le problème de l'intégration optimale de la GED telle que la minimisation des coûts d'investissement, d'opération et de maintenance de la GED.
- Etudier le problème de la configuration des réseaux de distribution en présence des GEDs et des condensateurs.
- Apporter des améliorations sur les méthodes d'optimisation utilisées afin d'améliorer la qualité des solutions.
- Appliquer des nouvelles métaheuristiques et leurs hybridations améliorer les solutions.
- Implémenter cette étude sur un réseau de distribution Algérien.

# Bibliographie

- [1] V.T Khanh, “Interconnexion des sources d'énergie renouvelable au réseau de distribution électrique”, Thèse de doctorat, Université du Québec à Trois Rivières, 2009.
- [2] M. Mosbah, S. Arif, R. D. Mohammedi, A. Khattara, “Optimal sizing and placement of distributed generation in transmission systems” 4th International Conference on Renewable Energy, Belfort, France, 8-10 Feb 2016.
- [3] M.C Alvarez, “Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée”, Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, Décembre 2009.
- [4] O. Richardot, “Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée”, Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, 2006.
- [5] Boris Berseneff, “Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur” , Thèse de doctorat de L'Université de Grenoble, Décembre 2010
- [6] Agence internationale de l'énergie (AIE), <https://www.iea.org>
- [7] Ministère de l'énergie et des mines, <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=electricite-et-gaz>.
- [8] Plan de développement 2018-2028 du Sonelgaz, [https://www.energy.gov.dz/Media/galerie/plan\\_de\\_developpement\\_2018-2028\\_5fcf84faf379f.pdf](https://www.energy.gov.dz/Media/galerie/plan_de_developpement_2018-2028_5fcf84faf379f.pdf).
- [9] M. Zellagui, « Etude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kV) », Mémoire de Magistère, Université Mentouri Canstantine, 2010.
- [10] Opérateur du Système Electrique OSE, <https://www.os.dz>.
- [11] T. Ackermann, G. Andersson and L. Söder, “Distributed generation: a definition” Electric Power Systems Research, Vol. 57, pp. 195-204, April 2001.
- [12] IEEE, “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric power systems IEEE 1547”, 2003.
- [13] International Energy Agency (IEA)., 'Distributed Generation in Liberalized Electricity Markets', OECD/IEA, Paris, France, 2002.

- [14] A. Chambers, “Distributed generation: a nontechnical guide.” Penn Well, Tulsa, Oklahoma, p. 283, 2001.
- [15] Wendy Carolina BRICEÑO VICENTE, “Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes”, Thèse docteur de l’Université de Grenoble, 20 septembre 2012.
- [16] H. R. Esmaelian, O. Darijany, M. Mohammadian, “Optimal placement and sizing of DG units and capacitors simultaneously in radial distribution networks based on the voltage stability security margin”, Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences 2012.
- [17] T. Funabashi, “Integration of distributed energy resources in power systems implementation, operation, and control. ”, Institute of Materials and Systems for Sustainability Nagoya University, Nagoya, Japan, 2016.
- [18] G.B. Gharehpetian, M. Mousavi, “Distributed generation systems, Design, Operation and Grid Integration”, Butterworth-Heinemann, 2017.
- [19] B. Robyns, A. Davigny, C. Saudemont, A. Ansel, V. Courtecuisse, S. Plumel, J. Deuse, “Impact de l’éolien sur le réseau de transport et la qualité de l’énergie ”, Actes des journées du club EEA, Gif sur Yvette, 26-28 Mai 2004, Paris, Hermès, p. 53-68.
- [20] G. Joos, B. Ooi, D. McGillis, F. Galiana, R. Marceau, “The potential of distributed generation to provide ancillary services”, Power Engineering Society Summer Meeting, (2000). IEEE, Volume 3, Page(s):1762 - 1767.
- [21] V. H. M. Quezada, J. R. Abbad, T. G. S. Roman, “Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation,” IEEE Trans. Power Systems, vol. 21, no. 2, pp. 533-540, May 2006.
- [22] R.C. Dugan, S.K. Price, “Issues for Distributed Generation in the US”, Proc. of IEEE PES Winter Meeting 2002, New York (USA), 27-31 January 2002, Vol. 1, pp. 121-126.
- [23] J. F. Canard, “Impact de la génération d’énergie dispersée dans les réseaux de distribution”, Thèse de Doctorat de l’Institut National Polytechnique de Grenoble, 12 décembre 2000
- [24] K. Nadhir, “Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d’énergie dispersée ”, Thèse de Doctorat en sciences, décembre 2014.
- [25] W. F. Tinney, C. E. Hart, “Power Flow Solution by Newton's Method”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-86, No. 11, pp. 1449–1460, 1967.
- [26] H. D. Chiang, “A decoupled load flow method for distribution power networks: algorithms, analysis and convergence study”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol. 13, No. 3, pp. 130–138, 1991.
- [27] B. Stott, O. Alsac, “Fast Decoupled Load Flow”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-93, No. 3, pp. 859–869, 1974.

- [28] A. Semlyen, F. de Leon, “Quasi-Newton power flow using partial Jacobian updates”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 3, pp. 332–339, 2001.
- [29] K. V. Kumar, M. P. Selvan, “A simplified Approach for Load Flow Analysis of Radial Distribution Network”, International Journal of Electrical and Computer Engineering, Vol. 2, No. 3, pp. 439–450, 2008.
- [30] S. Singh and T. Chose, “Improved radial load flow method”, International Journal of Electric Power and Energy Systems, Vol. 44, No. 1, pp. 721–727, 2013.
- [31] A. R. Abul’Wafa, “A network-topology-based load flow for radial distribution networks with composite and exponential load”, Electric Power Systems Research, Vol. 91, pp. 37– 43, 2012.
- [32] J. P. Chiou, C. F. Chang, C. T. Su, “Ant direction hybrid differential evolution for solving large capacitor placement problems”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 4, pp. 1794–1800, 2004.
- [33] V. V. K. Reddy, M. Sydulu, “Index and GA based Optimal Location and Sizing of Distribution System Capacitors”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Tampa, FL, pp. 1–4, 2007.
- [34] J. D. Glover, M. S. Sarma, T. Overbye, “Power System Analysis and Design”, Cengage Learning, 3 janv. 2011
- [35] D. Singh, D. Singh, K.S. Verma, “Multiobjective optimization for DG planning with load models, IEEE Transactions on Power Systems 24 (1) (2009) 427–436.
- [36] K. D. Singh, S. Ghosh, “A New Efficient Method for Load-Flow Solution for Radial Distribution Networks”, PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY (Electrical Review), ISSN 0033-2097, R. 87 NR 12a/2011.
- [37] M.S. Srinivas, “Distribution Load Flow: A Brief Review”, IEES PES Winter Meeting 2000.
- [38] Eminoglu, U. Hocaoglu, M.H. “Distribution Systems Forward / Backward Sweep based Algorithms: A Review and Comparison Study”, Electric Power Components and Systems,2009, 37, pp. 91-110.
- [39] A.G. Esposito, E.R. Ramos, “Reliable Load Flow Technique for Radial Distribution Networks”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.14, No.3, August 1999, pp.1063-1069.
- [40] U. Eminoglu, M. H. Hocaoglu, “A new power flow method for radial distribution systems including voltage dependent load models”, Electric Power Systems Research,2005, 76, pp.106-114.
- [41] G. W. Chang, S. Y. Chu, H. L. Wang, “An Improved Backward/Forward Sweep Load Flow Algorithm for Radial Distribution Systems”, IEEE Trans. on Power Systems,2007, 22, (2),pp.882-884.

- [42] J. Liu, M. M. A. Salama, R.R.Mansour, “An efficient power flow algorithm for distribution systems with polynomial load”, *International Journal of Electrical Engineering Education*,2002,39,(4),pp372-386.
- [43] O. Hajji, “ Contribution au développement de méthodes d’optimisation stochastiques. Application à la conception des dispositifs Electrotechniques ”, Thèse de doctorat en génie électrique, Ecole centrale de Lille, Université des sciences et technologies de Lille, 2003
- [44] A. Bourzami, “Contribution à l’étude de la stabilité des grands réseaux électriques dans un marché de l’électricité dérégulé en présence des sources d’énergie renouvelable par la logique floue”, Thèse de doctorat, Université de Sétif, 2019.
- [45] L. Slimani, “Contribution à l’application de l’optimisation par des méthodes métaheuristiques à l’écoulement de puissance optimal dans un environnement de l’électricité dérégulé”, Thèse de doctorat, Université de Batna, 2009.
- [46] Z. Abdmouleh, A. Gastli, L. Ben-Brahim, M. Haouari, N. A. Al-Emadi, “Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources”, *Renewable Energy*, Vol. 113, pp. 266–280, 2017.
- [47] R. H. A. Zubo, G. Mokryani, H. S. Rajamani, J. Aghaei, T. Niknam, P. Pillai, “Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties: A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 72, pp. 1177–1198, 2017.
- [48] K. Sorensen, M. Sevaux, F. Glover F, “A history of metaheuristics”, *Handbook of Heuristics*, Springer, 2-2, pp. 791–808, 2018.
- [49] R. D. Mohammedi, “Visualisation de l'information par le développement d'interfaces graphiques pour la conduite des réseaux électriques” Thèse de Doctorat, Université Amar Telidji Laghouat, 2016.
- [50] J. Holland, “Adaptation in Natural and Artificial Systems”, University of Michigan Press MIT, 1975.
- [51] J. Laetitia. “Métaheuristiques pour l'extraction de connaissances: application à la génomique.”, Thèse de doctorat. Université des Sciences et Technologie de Lille-Lille I. Novembre 2003.
- [52] O. Chao, W. Lin, “Comparison between PSO and GA for parameters optimization of PID controller,” *China, Proceedings of the IEEE*. 2006.
- [53] A. Colorni, M. Dorigo, V. Maniezzo, “Distributed Optimization by Ant Colonies”, *Proceedings of ECAL’91-First European Conference on Artificial Life*, édité par F.Varela, et al., pp. 134-142. Elsevier Publishing, Paris, France, 1992.
- [54] E. Mezura-Montes, M. Damián-Araoz, O. Cetina-Domingez, “Smart flight and dynamic tolerances in the artificial bee colony for constrained optimization”, In *IEEE Congress on Evolutionary Computation*, pp. 1–8, 2010

- [55] D. Karaboga, B. Basturk, “Artificial Bee Colony (ABC) Optimization Algorithm for Solving Constrained Optimization Problems,” Springer-Verlag Berlin Heidelberg, pp. 789–798, 2007.
- [56] I. J. A. Baskar, R. Hariprakash, M. Vijayakumar, “Comparison of bacterial foraging optimization and artificial,” International Journal of Engineering Sciences & Research Technology, vol. 6, no. 6, pp. 1–14, 2017.
- [57] Z. Huang, “An improved differential evolution algorithm based on statistical log-linear model,” Sensors and Transducers, vol. 159, no. 11, pp. 277–281, 2013.
- [58] K. B. Kela, L. D. Arya, “Reliability Optimization of Radial Distribution Systems Employing Differential Evolution and Bare Bones Particle Swarm Optimization,” J. Inst. Eng. Ser. B, vol. 95, no. 3, pp. 231 –239, 2014.
- [59] L. D. Arya, A. Koshti, “Modified Shuffled Frog Leaping Optimization Algorithm Based Distributed Generation Rescheduling for Loss Minimization,” J. Inst. Eng. Ser. B, vol. 99, no. 4, pp. 397–405, 2018.
- [60] X.S. Yang, S. Deb, Cuckoo search via levy flights. In Nature and Inspired Biologically Computing, World Congress. 2009;210-214.
- [61] X.S. Yang, S. Deb, “Engineering optimization by cuckoo search. Int J. Mathematically Modelling and Numerical Optimization. 2010; 1:330-343.
- [62] X.S. Yang, “A new metaheuristic bat-inspired algorithm. ” Nature inspired cooperative strategies for optimization (NICSO 2010). Springer, Berlin, Heidelberg, 2010. 65-74.
- [63] Y. Labbi, D.B. Attous, H.A. Gabbar, B. Mahdad, A. Zidan, “ A new rooted tree optimization algorithm for economic dispatch with valve-point effect”. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2016, 79, 298–311.
- [64] M. M. Aman, G. B. Jasmon, K. H. Solangi, A. H. A. Bakar, H. Mokhlis, “Optimum Simultaneous DG and Capacitor Placement on the Basis of Minimization of Power Losses”, International Journal of Computer and Electrical Engineering, Vol.5, 2013.
- [65] M. M. Aman, G. B. Jasmon, H. Mokhlis, A. H. A. Bakar, “Optimal placement and sizing of a DG based on a new power stability index and line losses”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 43, pp. 1296-1304, 2012.
- [66] F. M. Gonzalez-Longatt, “Impact of distributed generation over power losses on distribution system. ”, In: 9th International conference on electrical power quality and utilization. 2007.
- [67] T. Gözel, M. H. Hocaoglu, “An analytical method for the sizing and siting of distributed generators in radial systems. ”, Electric power systems research, 2009, vol. 79, no 6, p. 912-918.
- [68] A. Kumar, W. Gao, “Optimal distributed generation location using mixed integer non-linear programming in hybrid electricity markets. ”, IET generation, transmission &

- distribution, 2010, vol. 4, no 2, p. 281-298.
- [69] M. Dixit, P. Kundu, H. R. Jariwala, “Incorporation of distributed generation and shunt capacitor in radial distribution system for techno-economic benefits.”, *Engineering Science and Technology, an International Journal*, 2017, vol. 20, no 2, p. 482-493.
- [70] A. A. Mohamed, S. Kamel, A. Selim, T. Khurshaid, S. B. Rhee, “Developing a Hybrid Approach Based on Analytical and Metaheuristic Optimization Algorithms for the Optimization of Renewable DG Allocation Considering Various Types of Loads.”, *Sustainability*, 2021, vol. 13, no 8, p. 4447.
- [71] P. V. K. Babu, K. Swarnasri, “Optimal integration of different types of DGs in radial distribution system by using Harris hawk optimization algorithm. ”, *Cogent Engineering*, 2020, vol. 7, no 1, p. 1823156.
- [72] A. Rajendran, K. Narayanan, “Optimal multiple installation of DG and capacitor for energy loss reduction and loadability enhancement in the radial distribution network using the hybrid WIPSO–GSA algorithm. ”, *International Journal of Ambient Energy*, 2020, vol. 41, no 2, p. 129-141.
- [73] R. D. Mohammedi, A. Hellal, S. Arif, et al. “Optimal DG placement and sizing in radial distribution systems using NSGA-II for power loss minimization and voltage stability enhancement. ”, *International Review of Electrical Engineering*, 2013, vol. 8, no 06.
- [74] S. Bhullar, S. Ghosh, “Optimal integration of multi distributed generation sources in radial distribution networks using a hybrid algorithm. *Energies*, 2018, vol. 11, no 3, p. 628.
- [75] S. Remha, S. Chettih, S. Arif, S. “Optimal placement of different DG units type in distribution networks based on voltage stability maximization and minimization of power losses. In: 2016 8th international conference on modelling, identification and control (ICMIC). IEEE, 2016. p. 867-873.
- [76] A. El-Fergany, “Study impact of various load models on DG placement and sizing using backtracking search algorithm. *Applied Soft Computing*, 2015, vol. 30, p. 803-811.
- [77] S. Kamel, A. Awad, H. Abdel-Mawgoud, et al. “Optimal DG allocation for enhancing voltage stability and minimizing power loss using hybrid gray wolf optimizer. ”, *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, 2019, vol. 27, no 4, p. 2947-2961.
- [78] R. Prakash, B. Lokeshgupta, S. Sivasubramani, “Optimal Site and Size of DG with different Load Models using Cuckoo Search Algorithm. ”, In: 2018 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES). IEEE, 2018. p. 1-6.
- [79] B. Kroposki, C. Pink, R. Deblasio, et al. “Benefits of power electronic interfaces for

- distributed energy systems. ”, IEEE transactions on energy conversion, 2010, vol. 25, no 3, p. 901-908.
- [80] H. Chen, J. Chen, D. Shi, et al. “Power flow study and voltage stability analysis for distribution systems with distributed generation. ”, In: 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting. IEEE, 2006. p. 8 pp.
- [81] S. M. Moghaddas-Tafreshi, E. Mashhour,. “Distributed generation modeling for power flow studies and a three-phase unbalanced power flow solution for radial distribution systems considering distributed generation. ”, Electric Power Systems Research, 2009, vol. 79, no 4, p. 680-686.
- [82] H. Nehrir, C. Wang, S. R. Shaw, “Fuel cells: promising devices for distributed generation. ”, IEEE Power and Energy Magazine, 2006, vol. 4, no 1, p. 47-53.
- [83] T.H. Chen, M.S. Chen, T. Inoue, P. Kotas, E.A. Chebli “Three-phase cogenerator and transformer models for distribution system analysis. ”, IEEE Transactions on Power Delivery, 1991, vol. 6, no 4, p. 1671-1681.
- [84] G. P. Harrison, A. R. Wallace, “Optimal power flow evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation. ”, IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, 2005, vol. 152, no 1, p. 115-122.
- [85] J. H. TENG, “Modelling distributed generations in three-phase distribution load flow. ”, IET generation, transmission & distribution, 2008, vol. 2, no 3, p. 330-340.
- [86] C. Yammani, S. Maheswarapu, M. S. Kumari, “Optimal placement and sizing of DER’s with load variations using bat algorithm. ”, Arabian Journal for Science and Engineering, 2014, vol. 39, no 6, p. 4891-4899.
- [87] C. R. Fuerte-Esquivel, J. H. Tovar-Hernandez, G. Gutierrez-Alcaraz, et al. “Discussion of Modeling of wind farms in the load flow analysis. ”, IEEE Transactions on Power Systems, 2001, vol. 16, no 4, p. 951-952.
- [88] J. H. Teng, “A direct approach for distribution system load flow solutions. ”, IEEE Transactions on power delivery, 2003, vol. 18, no 3, p. 882-887.
- [89] S. A. Nowdeh, I. F. Davoudkhani, M. H. MoGHADDAM, et al. “Fuzzy multi-objective placement of renewable energy sources in distribution system with objective of loss reduction and reliability improvement using a novel hybrid method. ”, Applied Soft Computing, 2019, vol. 77, p. 761-779.
- [90] M. CHAKRAVORTY, D. DAS, “Voltage stability analysis of radial distribution networks. ”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2001, vol. 23, no 2, p. 129-135.
- [91] R. Jamil Mahfoud, Y. F. Sun, N. Alkayem, et al. “A novel combined evolutionary algorithm for optimal planning of distributed generators in radial distribution systems. ”, Applied Sciences, 2019, vol. 9, no 16, p. 3394.
- [92] M. G. Hemeida, S. Alkhalaf, A. A. A. Mohamed, A. A. Ibrahim, T. Senjyu, “Distributed generators optimization based on multi-objective functions using manta

- rays foraging optimization algorithm (MRFO).”, *Energies*, 2020, vol 13, no 15, p. 3847.
- [93] M. H. Sulaiman, M. W. Mustafa, A. Azmi, O. Aliman, S. R. Rahim. “Optimal Allocation and Sizing of Distributed Generation in Distribution System via Firefly Algorithm. ” In: *Power Engineering and Optimization Conference (PEDCO)*. Melaka: IEEE, 2012, pp. 84–89.
- [94] W. El-khattam, M. M. A. Salama. “Distributed Generation Technologies, Definitions and Benefits. ” *Electric Power Systems Research*. 2004, vol. 71, iss. 2, pp. 119–128.
- [95] T. Ackermann, G. Andersson, L. Soder. “Distributed Generation: A Definition. ” *Electric Power Systems Research*. 2001, vol. 57, iss. 3, pp. 195–204.
- [96] B. Kroposki, P. K. Sen, K. Malmedal. “Optimum Sizing and Placement of Distributed and Renewable Energy Sources in Electric Power Distribution Systems. ”, *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2013, vol. 49, iss. 6, pp. 2741–2752.
- [97] N. Hadjsaid, J.-F. Canard, F. Dumas, “Dispersed generation impact on distribution networks”, *IEEE Computer Applications in Power*, Vol.12, pp.22- 28, 1999.
- [98] M. A. Kashem, V. Ganapathy, G. B. Jasmon, “Network Reconfiguration for Load Balancing in Distribution Networks”, *IEE Proceeding of Generation Transmission and Distribution*, vol. 146, no. 6, pp. 563-567, November 1999.
- [99] J. S. Savier, D. Das, “Impact of Network Reconfiguration on Loss Allocation of Radial Distribution Systems”, *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 22, no.4, pp. 2473-2480, Oct. 2007.
- [100] S. Civanlar, J. J. Grainger, H. Yin, and S. S. H. Lee, “Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction”, *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 3, no.3, pp. 1217–1223, July 1988.
- [101] R.D. Mohammedi, R. Zine, M. Mosbah, S. Arif, “Optimum Network Reconfiguration using Grey Wolf Optimizer”, *TELKOMNIKA*, vol. 16, no.5, pp. 2428–2435, 2018.
- [102] M. Mosbah, R. Zine, , S. Arif, R.D. Mohammedi, “Optimum distribution network reconfiguration in presence DG unit using BBO algorithm.”, *Journal of Electrical Systems*, 2018, vol. 14, no 4, p. 180-189.
- [103] S. Shojaeian, E. Ghandehari, “A Heuristic Multiobjective Method for Radial Distribution Networks Reconfiguration”, *Chinese J. Eng.*, vol. 2013, pp. 1 –4, 2013, doi: 10.1155/2013/654074.
- [104] C. H. N. de Resende Barbosa, M. H. S. Mendes, J. A. De Vasconcelos, “Robust feeder reconfiguration in radial distribution networks,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 54, pp. 619–630, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.08.015.
- [105] C. Gerez, L. I. Silva, E. A. Belati, A. J. Sguarezi Filho, E. C. M. Costa, “Distribution Network Reconfiguration Using Selective Firefly Algorithm and a Load Flow Analysis Criterion for Reducing the Search Space,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 67874–

67888, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2918480.

- [106] L. C. Daniel, , I. H. Khan, S. Ravichandran, “Distribution Network Reconfiguration For Loss Reduction Using Ant Colony System Algorithm,”, In *2005 Annual IEEE India Conference-Indicon*, IEEE, 2005. pp. 619 –622.
- [107] D. Šošić, P. Stefanov. “Multi-objective optimal reconfiguration of distribution network. ” *Journal of Electrical Engineering* 69.2 (2018) : 128-137.
- [108] T. T. Nguyen, A. V. Truong, T. A. Phung, “A novel method based on adaptive cuckoo search for optimal network reconfiguration and distributed generation allocation in distribution network. ” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 78, 801-815, 2016.
- [109] A. Onlam, D. Yodphet, R. Chatthaworn, C. Surawanitkun, A. Siritaratiwat, P. Khunkitti, “Power loss minimization and voltage stability improvement in electrical distribution system via network reconfiguration and distributed generation placement using novel adaptive shuffled frogs leaping algorithm. ”, *Energies* 12.3 (2019): 553.
- [110] R. S. Rao, K. Ravindra, K. Satish, S. V. L. Narasimham, “Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation.”, *IEEE transactions on power systems* 28.1 (2012) : 317-325.

# Annexe

## Données du réseau de distribution IEEE 33 nœuds

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

## ملخص

العمل المنجز في هذه الأطروحة يقدم مساهمتين رئيسيتين. تتمثل المساهمة الأولى في الإدراج الأمثل لوحدات توليد الطاقة المشتة في شبكة التوزيع من حيث الموقع والسعة واختبارها على أنواع حمل مختلفة (ثابت، صناعي، سكني، تجاري) لتحسين حل مسألة متعددة الأهداف: تقليل الضياعات في الطاقة الفعالة، تقليل الجهد وتحسين دليل استقرار الجهد. تتمثل المساهمة الثانية في استخدام تقنية إعادة تشكيل شبكة التوزيع لتحديد التشكيل الأمثل في غياب أو حضور وحدات توليد الطاقة المشتة بهدف تقليل الضياعات في الطاقة الفعالة واختبارها في مستويات الحمل المختلفة (منخفض، أسمى وعالي). تم انجاز هذه المساهمات بتطبيق خوارزمية الخفافيش وخوارزمية تحسين جذر الشجر على شبكة معيارية IEEE 33 عقدة. تؤكد النتائج التي تم الحصول عليها على نجاعة الخوارزميات المستعملة.

**الكلمات المفتاحية:** شبكة التوزيع، إعادة تشكيل شبكة التوزيع، توليد الطاقة المشتة، خوارزمية الخفافيش، خوارزمية تحسين جذر الشجر.

## Résumé

Deux contributions majeures sont réalisées dans cette thèse. La première contribution est l'intégration optimale de la génération d'énergie dispersée dans le réseau de distribution en termes d'emplacement et de capacité et de la tester sur différents types de charge (constante, industrielle, résidentielle, commerciale) pour optimiser un problème multi-objectif : la minimisation de la perte de puissance active, la minimisation des déviations de tension et la maximisation de l'indice de stabilité de la tension. La deuxième contribution est l'utilisation de la technologie de reconfiguration du réseau de distribution afin de déterminer la configuration optimale en absence ou présence de la génération d'énergie dispersée dans l'objectif de minimiser les pertes actives et de la tester sur différents niveaux de charge (faible, nominal et fort). Ces contributions ont été accomplies en appliquant l'algorithme de chauve-souris et l'algorithme d'optimisation par des racines d'arbres sur le réseau de IEEE 33 nœuds. Les résultats obtenus confirment l'efficacité de ces algorithmes.

**Mots clés :** Réseau de Distribution, Reconfiguration du Réseau de Distribution, Génération d'Énergie Dispersée, Algorithme de Chauve-Souris, Algorithme d'Optimisation par des Racines d'Arbres.

## Abstract

Two major contributions are made in this thesis. The first contribution is the optimal integration of dispersed generation units into the distribution network in terms of location and capacity and to test them for various load types (constant, industrial, residential and commercial) optimizing a multi-objective problem: minimization of power loss, minimization voltage deviation and maximization of voltage stability index. The second contribution is the use of the reconfiguration technology in a distribution network in order to determine the optimal configuration without or with the dispersed generation in order to minimize the active power losses and to test them for different load levels (low, rated and heavy). These contributions were accomplished by applying the bat algorithm and rooted tree optimization algorithm on the IEEE 33 bus network system. The obtained results confirm the efficiency of these algorithms.

**Keywords:** Distribution network, Reconfiguration of the Distribution Network, Dispersed Generation, Bat algorithm, Rooted Tree Optimization Algorithm.