

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur Et de La Recherche Scientifique



Université de Ghardaïa

N° d'ordre :

N° de série :

Faculté des Sciences et Technologies
Département des Sciences et Technologie

Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

Domaine : *Sciences et Technologies*

Filière : **Energies Renouvelables**

Spécialité : *Energies Renouvelables en Electrotechnique*

Par

BENYAGOUB Rostom

HADJAISSA Abdelouahab

Thème

**Optimisation de l'Emplacement et la Taille des Sources
d'Energie Renouvelable dans les Réseaux Electriques**

Soutenu publiquement le : 29/06/2019

Devant le jury :

BOUKHARI Hamed	Maitre de conférences B	Univ. Ghardaïa	Président
KADDOUR Abdelmadjid	Maitre de conférences A	URAER Ghardaïa	Examineur
BOURAGHDA Skander	Maitre-assistant A	Univ. Ghardaïa	Examinatrice
MOSBAH Mustafa	Docteure	Univ. Laghouat	Encadreur
BAHRI Ahmed	Maitre-assistant A	Univ. Ghardaïa	Co-Encadreur

Année universitaire 2018/2019

Résumé

L'intégration des sources renouvelables dans le réseau électrique est devenue actuellement une nécessité incontournable pour ces avantages techniques, économiques et pour préserver l'environnement. Dans ce travail, une étude est faite pour l'intégration des sources décentralisées de façon optimale et ceci par la recherche du meilleur emplacement et de la puissance adéquate à injecter. La technique d'optimisation utilisée est basée sur les algorithmes génétiques sous des contraintes techniques et de sécurité dans le but de minimiser les pertes actives du réseau. Cette étude est appliquée sur le réseau standard IEEE 14 nœuds et sur le réseau Algérien 114 nœuds sous environnement MATLAB.

Mot clés : Système de puissance, source décentralisée, pertes actives, optimisation.

ملخص

أصبح دمج مصادر الطاقات المتجددة في الشبكة الكهربائية ضرورة لا مفر منها لما لها من مزايا تقنية واقتصادية وللمحافظة على البيئة. في هذا العمل تم اجراء دراسة لدمج المصادر اللامركزية بطريقة مثالية وذلك من خلال البحث عن أفضل موقع والطاقة الكافية للحقن. تعتمد تقنية التحسين المستخدمة على الخوارزميات الجينية تحت القيود التقنية والسلامة لهدف تقليل الخسائر النشطة للشبكة الكهربائية. هذه الدراسة طبقت على الشبكة القياسية 14 عقدة وعلى الشبكة الجزائرية 114 عقدة وهذا بالاستعمال الماتلاب.

الكلمات المفتاحية: نظام الطاقة، مصدر اللامركزية، الخسائر النشطة، التحسين

Abstract

The integration of renewable sources into electrical network has become essential for economic and technical advantages and to ensure the sustainability of this work. A study is being made for the integration of decentralized sources in an optimal way and this by the search for the best location and the adequate power to inject. The optimization technique used is based on genetic algorithms under technical and security constraints in order to minimize the active losses on network. This study is applied to the standard IEEE power system 14 buses and on the Algerian network power system 114 buses under MATLAB environment.

Key words: Power system, decentralized source, active losses, optimization.

Dédicace

Je dédie ce mémoire à la mémoire de mon chère père qui nous a quitté avant, et qui a beaucoup sacrifié pour que ses enfants réussissent, à ma chère mère qui ne cesse de prier Allah tout puissant pour nous, à ma femme qui m'accompagne en patience, à mes enfants adorables et à tous les membres de ma famille.

Mr : HADJ AISSA Abdelouahab

Dédicace

Je dédie ce mémoire à mes chers parents, à ma chère femme, à mes enfants adorables et à tous les membres de ma famille.

◦Λ Π∶ΛΛ∶Υ ◦Π∶Ι ∶ΧΛ◦Γ Ξ-ξΞΓΟΞΠ∶Ι-ΞΙ∶

Λ +Γ∶ΕΕ∶+ΞΙ∶ Λ ◦+ Υ∶ΟΙ∶Υ ◦ξ ∶Η∶Ι

Mr : BENYAGOUB Rostom

Remerciements

Je tiens à remercier tout d'abord notre Dieu tout puissant qui nous guide vers le bien.

Je remercie notre encadreur Mr MOSBAH Mustafa Docteur en génie électrique à l'université Amar Telidji de Laghouat et Ingénieur d'exploitation à la Direction de Distribution d'Electricité et du Gaz de Ghardaia, ainsi que notre Co-encadreur Mr BAHRI Ahmed Maitre-assistant à l'université de Ghardaïa pour leurs soutiens durant la préparation de ce mémoire.

Je tiens aussi à remercier les membres du jury : Monsieur BOUKHARI Hamed maitre de conférences à l'université de Ghardaia en tant que président, Monsieur BOURAGHDA Skander Maitre-assistant à l'université de Ghardaia en tant que examinateur et KADDOUR Abdelmadjid maitre de conférences à l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables de Ghardaïa en tant que examinateur,

Ainsi que tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin pour la réalisation de ce mémoire

Table des matières

Table des matières.....	i
Liste des figures.....	v
Liste des tableaux.....	ix
Symboles	ix
Acronymes et Abréviations	x
Introduction générale.....	1

CHAPITRE I : Système de puissance

I-1 Introduction	3
I-2 System de puissance.....	3
I-2-1 Production d'énergie électrique.....	4
I-2-2 Transport d'énergie électrique	4
I-2-3 Distribution d'énergie électrique.....	5
I-2-4 Consommation d'énergie électrique.....	5
I-3 Topologies des réseaux électriques	5
I-3-1 Réseau Maillé	6
I-3-2 Réseau bouclé.....	6
I-3-3 Réseau en antenne.....	7
I-3-4 Réseau arborescent.....	7
I-4 Modélisation et écoulement de puissance.....	7
I-4-1 Modélisation des éléments d'un système de puissance.....	8
I-4-2 Classification des nœuds du réseau.....	11
I-4-3 Relations entre les nœuds du réseau.....	12
I-4-4 Méthodes d'analyse d'écoulements de puissance.....	13
I-5 Conclusion	17

CHAPITRE II : Sources décentralisées

II-1 Introduction	18
II-2 Définition des sources d'énergie décentralisées.....	18
II-3 Technologies de sources décentralisées.....	19
II-3-1 Système photovoltaïque.....	20
II-3-2 Système éolienne.....	20
II-3-3 Système piles à combustible	20
II-3-4 Système à micro turbine.....	22
II-3-5 Système hydraulique	23
II-3-6 Système géothermie	23
II-3-7 Système biomasse.....	24
II-4 Impact de l'intégration des SD.....	25

II-4-1 Impact des SD sur le réseau de distribution.....	25
II-4-2 Impact des SD sur le réseau de transport.....	25
II-5 Avantages et inconvénients des SD.....	27
II-5-1 Avantages.....	27
II-5-2 Inconvénients.....	27
II-6 Programme des ENR en Algérie.....	28
II-7 Conditions de raccordement, cas de l'Algérie.....	29
II-8 Types des SD et leurs modélisations.....	30
II-8-1 Type des SD.....	30
II-8-2 Modélisation des SD.....	30
II-8-2-1 Mode <i>PQ</i>	31
II-8-2-2 Mode <i>PV</i>	32
II-9 Conclusion.....	33

CHAPITRE III : Optimisation de l'intégration des SD

III-1 Introduction	34
III-2 Méthodes d'optimisation.....	34
III-2-1 Méthodes déterministes.....	34
III-2-2 Méthodes métaheuristiques.....	35
III-3 Méthode des algorithmes génétiques.....	36
III-3-1 Caractéristiques des algorithmes génétiques.....	36
III-3-2 Terminologie des AG.....	37
III-3-3 Principe de fonctionnement des AG.....	37
III-3-3-1 Codage binaire.....	37
III-3-3-2 Sélection.....	62
III-3-3-3 Croisement.....	40
III-3-3-4 Mutation.....	40
III-4 Problème OETSD.....	41
III-4-1 Etat de l'art.....	41
III-4-2 Formulation du problème OETSD.....	43
III-4-2-1 Fonction objectif.....	43
III-4-2-2 Contraintes d'égalité.....	43
III-4-2-3 Contraintes d'inégalité.....	44
III-4-2-4 Traitement des contraintes.....	44
III-5 Application de la méthode AG sur l'OETSD.....	45
III-6 Conclusion.....	50

CHAPITRE IV : Simulation et interprétation des résultats

IV-1 Introduction.....	51
IV-2 Outil informatique.....	51
IV-3 Description des réseaux étudiés.....	51

IV-3-1 Réseau IEEE 14 nœuds.....	51
IV-3-2 Réseau Algérien 114 nœuds.....	52
IV.4 Cadre d'étude.....	53
IV.5 Résultats des simulations et interprétations.....	54
IV-5-1 Résultats du réseau IEEE 14 nœuds.....	54
IV-5-1-1 Résultats du cas 1	54
IV-5-1-2 Résultats du cas 2	56
IV-5-1-3 Résultats du cas 3	58
IV-5-1-4 Résultats du cas 4	60
IV-5-1-5 Résultats du cas 5	62
IV-5-2 Résultats du réseau Algérien 114 nœuds.....	66
IV-5-2-1 Résultats du cas 1	66
IV-5-2-2 Résultats du cas 2	67
IV-5-2-3 Résultats du cas 3	70
IV-5-2-4 Résultats du cas 4	72
IV-5-2-5 Résultats du cas 5	74
IV-6 Conclusion	77
Conclusion générale	78
Bibliographie.....	82
Annexe	86

Liste des figures

Figure I.1 : Flux traditionnel de l'énergie électrique.....	3
Figure I.2 : Réseau maillé.....	6
Figure I.3 : Réseau bouclé.....	6
Figure I.4 : Réseau en antenne.....	7
Figure I.5 : Réseau arborescent.....	7
Figure I.6 : Schéma équivalent de l'alternateur.....	8
Figure I.7 : Schéma équivalent de la ligne.....	9
Figure I.8 : Schéma équivalent du transformateur.....	9
Figure I.9 : Charge sous forme d'admittance.....	10
Figure II.1 : Flux de l'énergie électrique en présence des SD.....	19
Figure II.2 : Types et technologies des SD.....	19
Figure II.3 : Centrale photovoltaïque de OUED NECHOU ville de Ghardaïa.....	20
Figure II.4 : Centrale éolienne du KABERTEN Adrar 10.2 MW.....	21
Figure II.5 : Pile à combustible.....	22
Figure II.6 : Micro turbine	23
Figure II.7 : Centrale hydraulique.....	23
Figure II.8 : Centrale géothermique.....	24
Figure II.9 : Centrale biomasse.....	24
Figure II.10 : Les différents projets ENR réalisés au territoire national.....	29
Figure II.11 : Modèles mathématiques des SD	32
Figure III.1 : Codage des variables.....	37
Figure III.2 : Sélection par la méthode de la roue de loterie.....	39
Figure III.3 : Croisement en un point.....	40
Figure III.4 : Croisement à deux points.....	40
Figure III.5 : Organigramme d'un Algorithme génétique.....	41
Figure III.6 : OPF classique en présence des SD.....	46
Figure III.7 : Structure du chromosome.....	47
Figure III.8 : Organigramme de la recherche de l'emplacement et la taille des SD.....	49
Figure IV.1 : Schéma unifilaire du réseau IEEE 14 nœuds.....	52
Figure IV.2 : Carte schématique du réseau Algérien de transport.....	53
Figure IV.3 : Profil des tensions du réseau IEEE 14 nœuds pour le cas 1.....	55

Figure IV.4: Puissances des lignes du réseau IEEE 14 nœuds pour le cas 1.....	56
Figure IV.5: Profil des tensions du réseau IEEE 14 nœuds sans et avec 01 SD.....	57
Figure IV.6: Puissances des lignes du réseau IEEE 14 nœuds sans et avec 01 SD.....	57
Figure IV.7: Variation des pertes actives en fonction du nombre de génération du cas 2.	58
Figure IV.8: Profil des tensions du réseau IEEE 14 nœuds sans et avec 02 SD.....	59
Figure IV.9: Puissances des lignes du réseau IEEE 14 nœuds sans et avec 02 SD.....	59
Figure IV.10: Variation des pertes actives en fonction du nombre de génération du cas 3	60
Figure IV.11: Profil des tensions du réseau IEEE 14 nœuds sans et avec 03 SD.....	61
Figure IV.12: Puissances des lignes du réseau IEEE 14 nœuds sans et avec 03 SD.....	61
Figure IV.13: Variation des pertes actives en fonction du nombre de génération du cas 4	62
Figure IV.14: Profil des tensions du réseau IEEE 14 nœuds sans et avec 04 SD.....	63
Figure IV.15: Puissances des lignes du réseau IEEE 14 nœuds sans et avec 04 SD.....	63
Figure IV.16: Variation des pertes actives en fonction du nombre de génération du cas 5	64
Figure IV.17: Visualisation des résultats de simulation du cas 5 pour réseau IEEE	64
Figure IV.18: Profil des tensions du réseau Algérien pour le cas 1.....	66
Figure IV.19: Puissances des lignes du réseau Algérien pour le cas 1.....	66
Figure IV.20: Profil des tensions du réseau Algérien 114 nœuds sans et avec 01 SD.....	68
Figure IV.21: Puissances des lignes du réseau Algérien 114 nœuds sans et avec 01 SD.	69
Figure IV.22: Variation des pertes actives en fonction du nombre de génération du cas 2	69
Figure IV.23: Profil des tensions du réseau Algérien 114 nœuds sans et avec 02 SD.....	71
Figure IV.24: Puissances des lignes du réseau Algérien 114 nœuds sans et avec 02 SD	71
Figure IV.25: Variation des pertes actives en fonction du nombre de génération du cas 3	72
Figure IV.26: Profil des tensions du réseau Algérien 114 nœuds sans et avec 03 SD.....	72
Figure IV.27: Puissances des lignes du réseau Algérien 114 nœuds sans et avec 03 SD	73
Figure IV.28: Variation des pertes actives en fonction du nombre de génération du cas 4	74
Figure IV.29: Profil des tensions du réseau Algérien 114 nœuds sans et avec 04 SD.....	76
Figure IV.30: Puissances des lignes du réseau Algérien 114 nœuds sans et avec 04 SD	76
Figure IV.31: Variation des pertes actives en fonction du nombre de génération du cas 5	78

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Classification des nœuds du réseau.....	12
Tableau IV.1 : Résultats de simulation de l'EP sans SD pour le réseau 14 nœuds.....	55
Tableau IV.2 : Résultats de simulation d'EPO avec 01 SD pour le réseau 14 nœuds.....	56
Tableau IV.3 : Résultats de simulation d'EPO avec 02 SD pour le réseau 14 nœuds.....	58
Tableau IV.4 : Résultats de simulation d'EPO avec 03 SD pour le réseau 14 nœuds.....	60
Tableau IV.5 : Résultats de simulation d'EPO avec 04 SD pour le réseau 14 nœuds.....	62
Tableau IV.6 : Récapitulatif des résultats de simulation du réseau IEEE 14 nœuds...	65
Tableau IV.7 : Résultats de simulation d'EP sans SD pour le réseau Algérien.....	67
Tableau IV.8 : Résultats de simulation EPO avec 01 SD pour le réseau Algérien.....	68
Tableau IV.9 : Résultats de simulation EPO avec 02 SD pour le réseau Algérien.....	71
Tableau IV.10 : Résultats de simulation EPO avec 03 SD pour le réseau Algérien....	72
Tableau IV.11 : Résultats de simulation EPO avec 04 SD pour le réseau Algérien....	75
Tableau IV.12 : Récapitulatif des résultats du réseau Algérien 114 nœuds.....	77

Symboles

P_G	Puissance active injectée par le générateur conventionnel
P_D	Puissance active absorbée par la charge
P_L	Perte active de la ligne
P_{SD}	Puissance active injectée par la source décentralisée
Q_G	Puissance réactive injectée ou absorbée par les générateurs conventionnels
Q_D	Puissance réactive absorbée par la charge
Q_L	Perte réactive de la ligne
Q_{SD}	Puissance réactive injectée par la source décentralisée
N_L	Nombre total des charges
N_G	Nombre total des générateurs conventionnels
N_B	Nombre total des branches
N_{SD}	Nombre total des sources décentralisées
I	Le courant transité dans la ligne
V	La tension du nœud
δ	La phase de la tension
Z	Impédance de la ligne
X	La réactance
R	Résistance de la ligne
Y	Admittance de la ligne
G	Conductance de la ligne
B	Susceptance de la ligne
a	Rapport du transformateur
τ	Taux de pénétration des SD
P_c	Coefficient de pénalité
k	Constante de pénalité
E_{SD}	Emplacement de la SD
P_{SD}	Taille de la SD
FP_{SD}	Facteur de puissance de la SD
χ^T	Vecteur des variables d'état
v^T	Vecteur des variables de contrôle

Acronymes et Abréviations

SD	Source décentralisée
AG	Algorithme génétique
EP	Ecoulement de puissance
SONELGAZ	Société nationale d'électricité et du gaz
ENR	Energie renouvelable
BT	Basse tension
HTA	Haute tension catégorie A
HTB	Haute tension catégorie B
FDLF	Fast Decoupled Load Flow
GS	Gauss-Seidel
NR	Newton-Raphson
EPRI	Electric Power Research Institute
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Electriques
AIE	Agence Internationale de l'Energie
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
PQ	Nœud de charge
PV	Nœud de production
OETSD	Optimisation de l'Emplacement et de la Taille des SD
OPF	Optimal Power Flow
EPO	Ecoulement de Puissance Optimal
DPOPF	Distributed and Parallel Optimal power flow
CPF	Continuation Power Flow
NSGA-II	Non-dominated Sorting Genetic Algorithms II
PSO	Particle Swarm Optimization
FO	Fonction Objectif
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System
ETAP	Electrical Power System Analysis Software
PSAT	Power system Analysis Toolbox

INTRODUCTION GENERALE

Introduction Générale

Le système de puissance (power system) est composé de quatre parties à savoir la production, le réseau de transport, le réseau de distribution et la consommation. La demande d'énergie électrique augmente d'une façon continue et rapide à cause du développement de la vie humaine [1]. Le réseau électrique conventionnel est caractérisé par le sens unidirectionnel du flux de puissance car l'énergie provient des sources centralisées [2]. Ces sources sont généralement à base de ressources fossiles épuisables et polluantes pour l'environnement. Le réseau de transport s'étale sur de grandes distances ce qui engendre des pertes par effet de Joule dans les lignes d'une part et d'autre part il nécessite des investissements énormes et des terrains vagues avec des délais de réalisation importants, ce qui a poussé des chercheurs à penser sur d'autres solutions de production pour faire face à ces problèmes [3].

Parmi ces solutions c'est d'avoir des sources d'énergie électriques proches des consommateurs (production locale). Avec la libération du marché de l'électricité et l'évolution de la technologie de la source décentralisée (SD) ces dernières années, une tendance accrue envers leur utilisation est apparue. La SD est définie comme des petits producteurs à base des sources renouvelables ou conventionnelles installés sur différents points du réseau soit au niveau du transport et aussi de la distribution. Le taux de l'intégration des SD tend à augmenter au fur et à mesure dans plusieurs pays [4].

L'Algérie est parmi les pays qui sont intéressés par cette idée et ceci est dû à sa grande superficie, à sa situation géographique et la disponibilité des ressources renouvelables comme l'ensoleillement, les vents et les gisements thermiques [5]. Dans ce cadre le gouvernement Algérien a fait de grands investissements dans l'intégration des productions renouvelables dans le réseau ainsi plusieurs stations photovoltaïques sont installées en fin 2018 avec une capacité totale de 343 MW, une ferme éolienne de 10 MW, une centrale à cycle combiné de 150 MW (25 MW assurée par le solaire thermique). Aussi, un programme prévisionnel à l'horizon 2030 pour atteindre les 30 % de la production nationale à partir du renouvelable [6].

Malgré les différents avantages des SD, ses sources présentent des inconvénients lors de leurs insertions au réseau comme exemple, l'instabilité en fréquence due à l'intermittence de certaines sources renouvelables (ex : photovoltaïque et éolienne) [7]. Elles présentent aussi quelques contraintes, citons comme exemples le dépassement des limites thermiques des lignes électriques, augmentation des pertes par effet Joule et le dérèglement des paramètres des protections et le dépassement des tensions aux points de raccordement. Ces contraintes sont

dues au mauvais choix de la taille (la puissance maximale) et de l'emplacement des SD, ce qui nécessite la recherche des meilleurs endroits et des tailles adéquates [8].

L'objectif de ce travail est de déterminer l'emplacement et la taille optimaux des SD dans le réseau électrique tout en respectant les différentes contraintes du système (contraintes techniques et de sécurité. Et ceci en utilisant une technique d'optimisation métaheuristique telle que la technique des algorithmes génétiques (AG). La technique AG est appliquée sur le réseau IEEE 14 nœuds et le réseau Algérien 114 nœuds sous environnement MATLAB. Pour cela, ce mémoire est organisé selon le plan suivant :

Le chapitre I exposera un aperçu sur les différentes phases d'un système de puissance tel que la production, le réseau de transport, le réseau de distribution et la consommation. Et leur modélisation.

Le chapitre II présentera des généralités sur les sources décentralisées (SD) à savoir leurs définitions, les différentes technologies utilisées et leurs impacts sur le réseau électrique.

Le chapitre III donnera une idée sur les méthodes d'optimisation, la définition et l'utilisation de la technique des AG pour la résolution du problème de l'intégration des SD dans le réseau électrique.

Le chapitre IV étalera l'application de la méthode des AG sur le réseau IEEE 14 nœuds ensuite validation sur le réseau Algérien 114 nœuds, la simulation, l'interprétation et l'analyse des résultats obtenus.

Finalement, nous terminerons ce mémoire par la conclusion générale et quelques perspectives de ce travail.

Chapitre I :
SYSTEME
DE PUISSANCE

Chapitre I : Système de puissance

I-1 INTRODUCTION

Un système de puissance est considéré parmi les processus les plus compliqués à gérer et ceci est dû à sa taille et sa composition diversifiées depuis la production d'énergie, son transport, sa distribution et finalement le grand nombre de consommateurs [9]. Pour remédier à ces contraintes, le gestionnaire du réseau (cas de l'Algérie), a divisé ces tâches (production, transport et distribution) sur trois filiales indépendantes l'une de l'autre. Dans ce chapitre nous allons présenter ces différentes parties du système de puissance ensuite nous allons aussi faire la modélisation de ses éléments et par la suite nous allons citer les différentes techniques itératives pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance (EP).

I-2 SYSTEME DE PUISSANCE

Un système de puissance classique se compose des sources électriques centralisées, d'un réseau de transport, d'un réseau de distribution et des consommateurs. La production est généralement définie comme l'acte de produire de l'énergie dont les ressources énergétiques primaires sont le charbon, l'hydroélectricité, le gaz naturel, le nucléaire et le pétrole [10]. Ces centrales de production sont généralement situées à une grande distance des consommateurs. Le réseau de transport a pour mission d'acheminer l'énergie électrique produite vers les points de consommation. Enfin, la distribution désigne le processus de distribuer cette énergie aux clients finaux dont la majeure partie d'entre eux est alimentée par le réseau basse tension (pavillons, immeubles d'habitation, écoles, artisans, commerçants, professions libérales, exploitations agricoles...) [11].

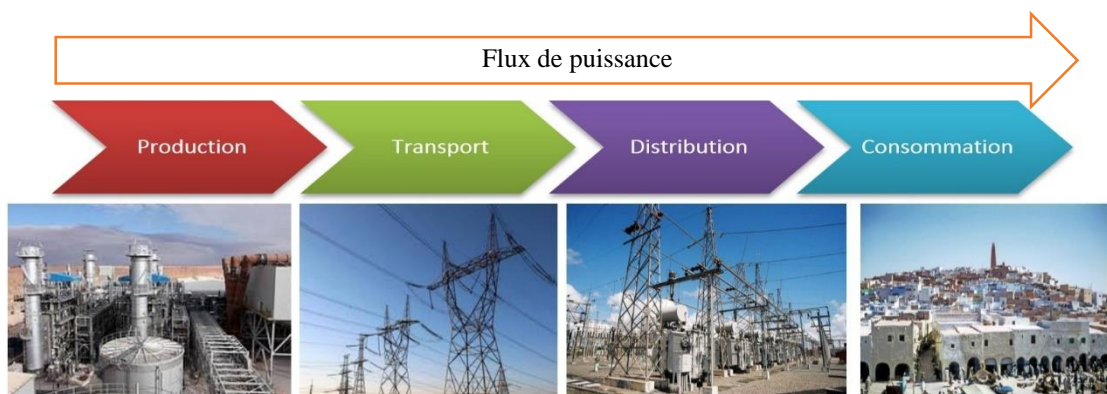


Figure I.1 : Flux traditionnel de l'énergie électrique [12]

I-2-1 Production d'énergie électrique

La production d'électricité est le processus de générer de l'électricité à partir de différentes sources par la combustion des éléments fossiles tels que le pétrole, le gaz naturel ou le charbon pour produire de l'énergie électrique [13]. Les sources d'énergie primaire sont converties en énergie électrique par la production d'une vapeur à haute pression qui fait tourner une turbine qui entraîne un rotor pour générer de l'électricité. Le même principe peut être utilisé pour les groupes électrogènes nucléaires, mais la chaleur ici est dégagée par fission nucléaire. Pour l'énergie hydroélectrique, l'énergie cinétique de l'eau qui est la source initiale d'énergie est transformée en énergie mécanique lors de son écoulement aux pales d'une turbine qui entraîne le rotor du générateur pour produire de l'électricité. L'augmentation ou la réduction des quantités de combustibles fossiles (ou d'eau) sont utilisés pour contrôler cette énergie. Un nombre suffisant d'unités de production est installé pour répondre à tout moment à la variation de la charge au cours de la journée et au cours de l'année [14].

I-2-2 Transport d'énergie électrique

Les réseaux de transport assurent le transfert de grandes quantités en énergie électrique sur de longues distances [15]. Ces réseaux sont à haute tension catégorie B (de 60 kV à 400 kV pour le cas de l'Algérie) afin de minimiser les pertes actives dans les lignes. Du point de vue topographique, pour des raisons de sécurité de fonctionnement, les réseaux de transport sont maillés ou interconnectés afin de collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer vers les zones de consommation, et de permettre une exploitation économique et sécurisée des moyens de production [16]. La structure de ces réseaux est essentiellement de type aérien. Les protections de ces réseaux doivent être très performantes car ces lignes sont vitales pour la stabilité et la sécurité du système tout entier. L'écoulement de puissance (EP) peut ainsi être réparti entre toutes les lignes du réseau. Leur gestion est par contre complexe : les transferts de puissance entre zones de production et zones de consommation sont très importants et variables. Ils rendent l'optimisation technicoéconomique des réseaux difficiles. Par conséquent, de 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 de l'EP et des coûts de production, etc. En Algérie (SONELGAZ) les niveaux de tension pour le réseau de transport sont : 400 kV, 220 kV et 60 kV [17].

I-2-3 Distribution d'énergie électrique

Ces réseaux assurent la distribution de l'énergie électrique au niveau local. Leur tension est inférieure ou égale à 50 kV (HTA). Ils sont constitués de deux sous réseaux [18] :

- ✓ Le réseau moyenne tension (HTA) utilisant les tensions 30 kV et 10 kV qui alimentent les clients importants comme les établissements publics, les industriels et les agriculteurs ainsi que les postes de distribution publique, connecté au réseau de transport (HTB) [19]. En Algérie le réseau HTA est un système équilibré avec neutre non distribué qui est connecté au poste source à la terre à travers une résistance pour la limitation des courants de défaut. Ce réseau peut être de type aérien (conducteurs en Almélec nu) destiné aux zones rurales ou de type souterrain (câble isolé en Cuivre ou Aluminium) pour les zones urbaines. Sa structure est généralement bouclée dans les zones urbaines pour assurer la continuité de service en cas de défaut [20].
- ✓ Le réseau basse tension (BT) utilisant la tension 230/400 V pour alimenter les consommateurs finaux. Ce réseau peut être de type aérien (conducteurs en Cuivre nu) et généralement on utilise des câbles torsadés en Aluminium isolé [21]. Sa structure est similaire à celle du réseau HTA.

I-2-4 Consommation d'énergie électrique

L'énergie électrique se transforme en chaleur (chauffage), en lumière (éclairage) et mécanique (moteurs électriques). Dans les réseaux, les consommateurs sont appelés charges. Ces charges sont caractérisées par leurs puissances active et réactive consommées ou produites. Pour avoir une idée claire sur la variation de la consommation sur un intervalle de temps, il est nécessaire d'effectuer des mesures sur les puissances actives et réactives demandées, à partir de ces mesures on déduit les puissances de pointe (puissance maximale). En mesurant les puissances dans les postes sources HTB/HTA, des courbes de consommation (courbes de charges) temporelle sont calculées. Ce qui permet au gestionnaire du réseau d'estimer l'évolution de la consommation et définir les plans prévisionnels de production [22].

I-3 TOPOLOGIES DES RESEAUX ELECTRIQUES

Les réseaux électriques sont construits suivants des topologies différentes. Chaque topologie est choisie selon la fiabilité souhaitée, la flexibilité, la maintenance et les coûts

d'investissement et ceux de l'exploitation. Les différentes topologies existantes sont définies par les sections suivantes [23].

I-3-1 Réseau Maillé

Cette topologie est conçue pour les réseaux de transport. Toutes les centrales de production sont liées entre elles par des lignes HTB au niveau des postes d'interconnexion, ce qui forme un maillage. Cette structure permet une meilleure fiabilité mais nécessite une surveillance à l'échelle nationale (Dispatching) [24].

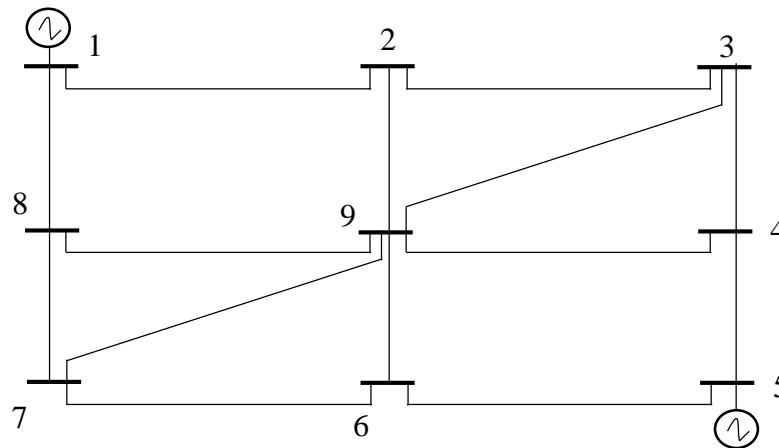


Figure I.2 Réseau maillé [24]

I-3-2 Réseau bouclé

Cette topologie est destinée aux réseaux de répartition et distribution HTA. Les postes sources HTB/HTA alimentés à partir du réseau HTB sont reliés entre eux pour former des boucles, ceci dans le but d'assurer la continuité de service [25]. Mais ce type de réseau nécessite un investissement élevé par rapport au réseau radial qui est moins coûteux et facile à exploiter [26].

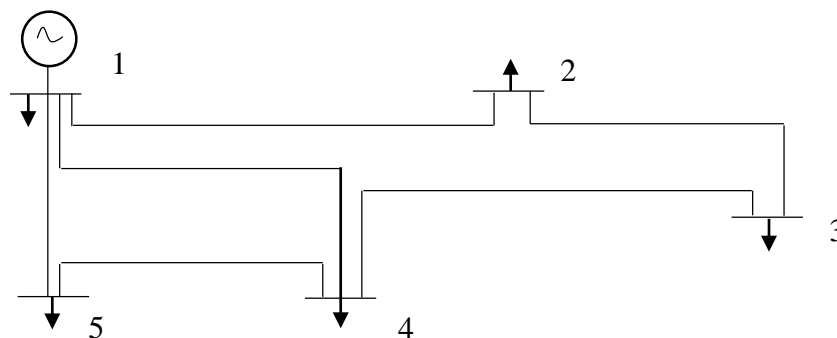


Figure I.3 Réseau bouclé [26]

I-3-3 Réseau en antenne

C'est une topologie simple qu'on trouve usuellement dans la distribution HTA et surtout en zones rurales. Elle est composée de lignes qui alimentent des postes de distribution HTA/BT issus d'un même poste source HTB/HTA [27].

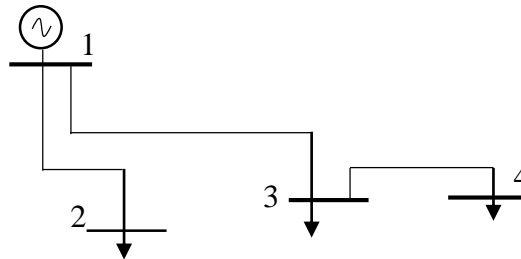


Figure I.4 Réseau en antenne

I-3-4 Réseau arborescent

C'est une structure simple qu'on trouve généralement dans les réseaux de distribution et en particulière au niveau des régions rurales. Elle est composée de lignes qui représentent une structure arborescente comme le montre la figure I.5 [27].

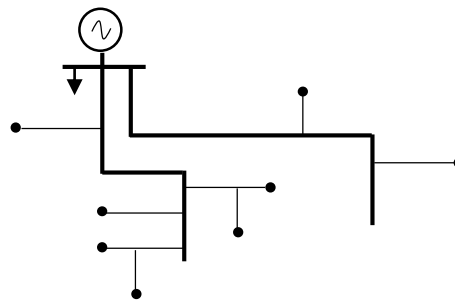


Figure I.5 Réseau arborescent [27]

I-4 MODELISATION ET ECOULEMENT DE PUISSANCE

Dans un réseau électrique, l'électricité circule des points de production aux points de consommation par l'intermédiaire de différentes lignes du réseau. L'analyse d'écoulement de puissance (EP) ou répartition des charges consiste à rechercher un point de fonctionnement stable à un moment donné à travers une information complète des courants et des puissances [28]. L'EP est un outil important utilisé par les ingénieurs pour planification et la gestion du réseau électrique. Les études d'EP fournissent une approche mathématique systématique pour déterminer les différents paramètres du réseau à savoir les tensions des nœuds (jeu de barres), les angles de phase, les transits de puissance active et réactive à travers des lignes et les puissances des générateurs. Les principales informations obtenues à partir de l'analyse de l'EP

comprennent les amplitudes et les angles de phase des tensions des nœuds de charge, les puissances réactives et les angles de phase de tension aux nœuds des générateurs, la puissance active et réactive. Au cours des trois dernières décennies, diverses méthodes d'analyse numérique ont été appliquées pour résoudre l'EP [29]. Le système de puissance est modélisé par un circuit électrique composé de productions, lignes, transformateurs et de consommations.

I-4-1 Modélisation des éléments d'un système de puissance

Un système de puissance est constitué d'un ensemble de composants qu'on doit modéliser afin d'établir les équations mathématiques qui gouvernent ce système. Dans les sections qui suivent, nous allons exposer quelques modèles algébriques de base relatifs aux composants du système de puissance qui sont nécessaires pour le calcul de l'EP [30].

a- Modèle de l'alternateur

Dans l'analyse de l'EP, les générateurs sont modélisés comme des courants injectés au nœud de connexion. Dans l'état stationnaire, un générateur est généralement contrôlé de sorte que la puissance active injectée au nœud et la tension aux bornes du générateur soient maintenues constantes. La puissance active délivrée par le générateur est réglée à travers le contrôle de la vitesse du rotor de la turbine, qui doit être dans les limites de la capacité du système turbine/générateur. La tension est liée principalement à l'injection de la puissance réactive. Au nœud de production le générateur doit fonctionner dans les limites de sa courbe de capacité réactive $Q(P)$, il n'est pas possible de régler la tension en dehors de certaines limites admissibles [30].

$$Q_s^{min} \leq Q \leq Q_s^{max} \quad (I.1)$$

Cette limitation est due principalement à la limite thermique du bobinage statorique et rotorique ainsi que la limitation de l'angle rotorique permise ($\leq 30^\circ$) [31].

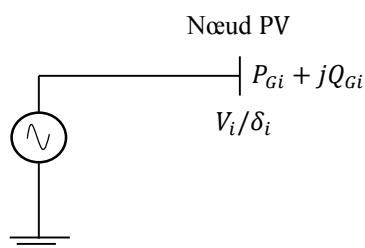


Figure I.6 Schéma équivalent de l'alternateur

b- Modèle de la ligne de transport

La ligne de transport a été modélisée par un schéma équivalent en π qui se compose d'une impédance série (résistance R en série avec une réactance inductive X) et une admittance shunt qui consiste en une susceptance capacitive B (due à l'effet capacitif de la ligne avec la terre) en parallèle avec une conductance d'isolation G [31].

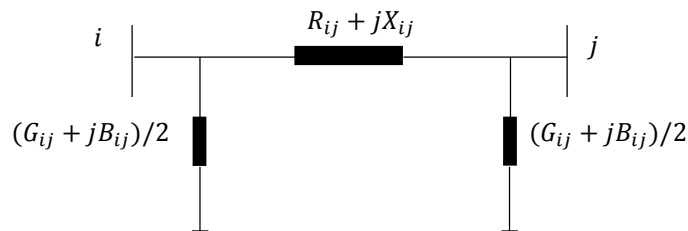


Figure I.7 Schéma équivalent de la ligne [31]

c- Modèle du transformateur

Un transformateur de l'énergie électrique est représenté par un quadripôle en π non symétrique. Les grandeurs associées sont le rapport de transformation a et l'impédance de fuite. Les rapports a_{ij} sont inclus dans les éléments de la matrice admittance, c'est-à-dire que les susceptance de la matrice admittance B_{ij} sont vues comme des fonctions de rapports de transformation a [31].

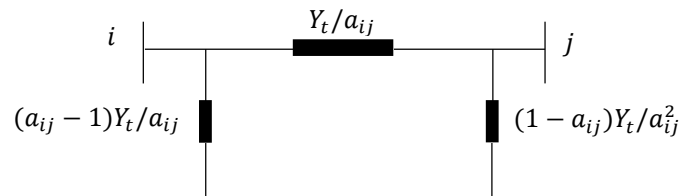


Figure I.8 Schéma équivalent du transformateur [31]

d- Modèle de la Charge

Une charge sera simplement représentée par une consommation de puissance active P et une fourniture ou consommation de puissance réactive Q . La puissance réactive peut être fournie ou consommée, selon la nature de la charge capacitive ou inductive. Notons qu'une telle modélisation permet de représenter aussi bien des charges connectées directement sur le réseau de transport (cas exceptionnel) que des points de connexion au réseau de répartition ou de distribution, ou encore des éléments du réseau tels que des moyens de compensation de la puissance réactive [32].

La représentation des charges est soit une impédance statique ou une admittance à la terre, soit un courant constant à un facteur de puissance fixe, soit une puissance réelle et imaginaire constante, soit une combinaison de ces trois représentations. Le cas le plus simple d'une charge est celui d'une admittance, se présente comme suit :

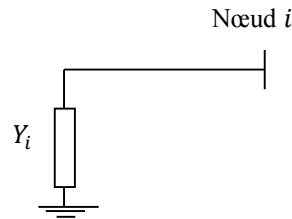


Figure I.9 Charge sous forme d'admittance [32]

Nous pouvons écrire l'expression de la charge sous sa forme admittance en fonction de la tension et du courant au nœud i :

$$y_l = \frac{I_{li}}{V_i} \quad (\text{I.2})$$

Si nous avons substitué le terme du courant par expression $I_{li} = \frac{P_{li} - jQ_{li}}{V_i}$, nous pouvons écrire:

$$y_l = \frac{P_{li} - jQ_{li}}{V_i^2} = \frac{P_{li}}{V_i^2} - j \frac{Q_{li}}{V_i^2} = g_l - jb_l \quad (\text{I.3})$$

D'où nous avons tiré les expressions de la susceptance et conductance de l'admittance de charge :

$$g_l = \frac{P_{li}}{V_i^2}; b_l = \frac{Q_{li}}{V_i^2} \quad (\text{I.4})$$

e- Matrice admittance

Le réseau est constitué d'impédances complexes liant des nœuds entre eux et des nœuds à la terre. Après conversion des impédances en admittances, le vecteur des courants injectés aux nœuds est lié au vecteur des tensions à travers la matrice admittance tel que :

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_i \\ \vdots \\ \bar{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \dots & \bar{Y}_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{n1} & \dots & \bar{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_i \\ \vdots \\ \bar{V}_n \end{bmatrix} \quad (\text{I.5})$$

La formation de la matrice admittance Y suit les règles suivantes :

- ✓ Les éléments de la diagonale de la matrice sont calculés comme suit :

$$\overline{Y_{ii}} = \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^N y_{ij} + y_{ig} \quad (\text{I.6})$$

- ✓ Les éléments hors diagonaux de la matrice admittance sont calculés comme suit :

$$\overline{Y_{ij}} = -y_{ij} \quad (\text{I.7})$$

où y_{ij} est l'admittance de la ligne ij si celle-ci existe et y_{ig} représente la somme de toutes les admittances liant le nœud i à la terre.

Il est important de noter que la formule (I.7) est valable pour le cas de l'existence d'une seule ligne entre deux nœuds, mais dans le cas de l'existence de plus d'une ligne elles doivent être remplacées par une admittance équivalente.

I-4-2 Classification des nœuds du réseau

Un nœud est un point dans lequel une ou plusieurs lignes de transport, charges et générateurs sont connectés. Dans une étude du réseau électrique, chaque nœud est associé à quatre grandeurs, telles que, le module de la tension ($|V|$), l'angle de phase de la tension (δ), la puissance active (P) et la puissance réactive (Q). Deux de ces grandeurs de nœuds sont spécifiées et les deux autres doivent être déterminées par la résolution d'un système d'équation. Les nœuds sont classés en fonction des deux quantités connues qui ont été spécifiées. Nous pouvons diviser ces nœuds en trois catégories [33] :

a- Nœud de référence

Il est utilisé comme nœud de référence afin de répondre à la condition d'équilibre de puissance. Ce nœud est connecté généralement au générateur le plus puissant, qui peut être ajusté pour absorber ou délivrer tout ce qui est nécessaire pour assurer l'équilibre entre la production et la consommation. Les variables connues sur ce nœud sont $|V|$ et δ et les inconnues sont P et Q .

b- Nœuds de productions (nœud PV)

Il s'agit d'un nœud de contrôle de la tension et de la puissance active à la sortie du générateur. Le nœud est connecté à un générateur dans lequel la puissance active peut être contrôlée en ajustant sur le régulateur de vitesse et la tension peut être contrôlée en ajustant sur

le système d'excitation du générateur. Souvent, des limites sont données aux valeurs de la puissance réactive en fonction des caractéristiques de chaque machine. Les variables connues dans ce cas sont P et $|V|$ et les inconnues sont Q et δ .

c- Nœuds de charges (PQ)

Il s'agit d'un nœud de consommation qui peut être obtenu à partir d'enregistrements de données historiques, de mesures ou de prévisions. L'alimentation en énergie active et réactive d'un réseau électrique est définie comme étant positive, tandis que l'énergie consommée dans un réseau électrique est définie comme étant négative. Les variables connues pour ce type de nœuds sont P , Q , et les variables inconnues sont $|V|$ et δ .

Tableau I.1 : Classification des nœuds du réseau [33]

Type de nœud	Variables de l'EP			
	P	Q	$ V $	δ
Nœud de référence ou slack-bus	inconnue	inconnue	Spécifié $ V =1pu$	Spécifié $\delta = 0$
Nœud de production ou nœud PV	Spécifié	inconnue	Spécifié	inconnue
Nœud de charge ou nœud PQ	Spécifié	Spécifié	inconnue	inconnue

I-4-3 Relations entre les nœuds du réseau

L'analyse numérique utilisant la résolution d'équations algébriques simultanées forme la base des analyses des systèmes électriques assistées par ordinateur, comme exemple le calcul de l'EP. La première étape de ce calcul consiste à former la matrice Y du réseau en utilisant les données d'entrée comme la résistance, réactance des lignes, les puissances actives et réactives demandées. L'équation nodale pour un réseau électrique en fonction de la matrice Y peut être donnée comme suit [34] :

$$I_{Bus} = Y_{Bus}V_{Bus} \tag{I.8}$$

Cette équation peut être écrite sous une forme généralisée pour un réseau de n nœuds :

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij}V_j \text{ Pour } i = 1, 2, 3, n \tag{I.9}$$

La puissance complexe fournie au nœud i est la suivante

$$P_i + jQ_i = V_i I_i^* \quad (\text{I.10})$$

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (\text{I.11})$$

En remplaçant I_i en termes de la puissance active P_i et réactive Q_i , nous obtenons :

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = V_i \sum_{j=1}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j \quad ; \quad j \neq i \quad (\text{I.12})$$

Pour résoudre les équations ci-dessus, des techniques itératives sont utilisées en raison de leur nature non linéaire. Un grand nombre de chercheurs ont étudié les méthodes de calcul de l'EP, nous citerons les plus connus [10].

I-4-4 Méthodes d'analyse d'écoulements de puissance

Les premières méthodes étaient basées sur la méthode itérative de *Gauss-Seidel* relative à la matrice admittance Y [35]. Elle ne nécessite pas beaucoup d'espace mémoire et sa programmation est relativement simple. Mais, si les petits réseaux ne nécessitent que peu d'itérations pour converger, les grands réseaux, par contre, demandent un grand nombre d'itérations pour converger. Ce qui poussa les chercheurs à développer les méthodes basées sur la matrice impédance Z . Mais même si ces dernières avaient de meilleures caractéristiques de convergence, elles ont comme inconvénient de nécessiter beaucoup d'espace mémoire dû au fait que la matrice Z n'est pas éparpillée (*sparse matrix*), contrairement à son inverse Y . Ce qui amena les chercheurs à développer la méthode de *Newton-Raphson*. Cette méthode nécessite plus de temps par itération que celle de *Gauss-Seidel*, alors qu'elle ne demande que quelques itérations même pour les grands réseaux. Cependant, elle requiert des capacités de stockage ainsi que des puissances de calcul importantes, pour remédier à ce problème une autre technique est apparue nommée découplé rapide ou FDLF (Fast Decoupled Load Flow): celle-ci exploite l'éparpillement de la matrice Y et la matrice Jacobienne afin d'optimiser le stockage en tenant compte du fort couplage entre P et δ et entre Q et $|V|$ afin d'accélérer le temps de calcul.

a- Méthode Gauss-Seidel (GS)

Cette méthode est développée sur la base de la méthode de *Gauss* [35]. Il s'agit d'une méthode itérative utilisée pour résoudre un ensemble d'équations algébriques non linéaires. La méthode utilise une estimation initiale de la valeur de la tension pour obtenir une valeur calculée

d'une variable particulière. La valeur trouvée dans l'itération i devient la valeur initiale pour l'itération $i + 1$. Le processus est ensuite répété jusqu'à ce que la solution d'itération converge. Il est intéressant de noter que la convergence est très sensible aux valeurs initiales supposées. Mais cette méthode possède de mauvaises caractéristiques de convergence. Il s'agit d'une méthode itérative qui est utilisée pour résoudre l'équation (I.12) pour la valeur de V_i et la séquence itérative, devient :

$$V_i^{(k+1)} = \frac{\frac{P_i^{sp} - jQ_i^{sp}}{V_i^*} + \sum y_{ij}V_j^{(k)}}{\sum y_{ij}} \quad (\text{I.13})$$

En utilisant la loi des nœuds de Kirchhoff, nous supposons que le courant injecté dans le nœud de production i est positif, la puissance active et la puissance réactive fournies dans ce nœud (P^{sp} et Q^{sp}) ont une valeur positive. Les puissances active et réactive qui s'écoulent de nœud de charge (P_i^{sp} et Q_i^{sp}) ont des valeurs négatives. P_i et Q_i sont résolus à partir de l'équation (I.12) qui donne :

$$P_i^{(k+1)} = \text{Réel} [V_i^{*(k)} \{ \sum_{i-0}^n y_{ij} - \sum_{ji}^n V_i^{(k)} \}], \quad j \neq i \quad (\text{I.14})$$

$$Q_i^{(k+1)} = \text{Imaginaire} [V_i^{*(k)} \{ \sum_{j-i}^n y_{ij} - \sum_{ji}^n V_i^{(k)} \}], \quad j \neq i \quad (\text{I.15})$$

L'équation d'EP est habituellement exprimée en fonction de la matrice d'admittance du nœud, en utilisant les éléments diagonaux et les éléments non diagonaux de cette matrice, donc l'équation (I.13) devient :

$$V_i^{(k+1)} = \frac{\frac{P_i^{sp} - jQ_i^{sp}}{V_i^{*(k)}} + \sum Y_{ij}V_j^{(k)}}{Y_{ii}} \quad (\text{I.16})$$

et

$$P_i^{(k+1)} = \text{Réel} [V_i^{*(k)} \{ V_i^{*(k)} Y_{ii} + \sum_{i-1, j-1}^n y_{ij} V_j^{(k)} \}], \quad j \neq i \quad (\text{I.17})$$

$$Q_i^{(k+1)} = \text{Imaginaire} [V_i^{*(k)} \{ V_i^{*(k)} Y_{ii} + \sum_{i-1, j-1}^n y_{ij} V_j^{(k)} \}], \quad j \neq i \quad (\text{I.18})$$

L'admittance au sol de la susceptance de charge de ligne et d'autres admittances fixes au sol sont incluses dans l'élément diagonal de la matrice.

b- Méthode Newton-Raphson (NR)

Cette méthode a été nommée d'après *Isaac Newton* et *Joseph Raphson*. L'origine et la formulation de la méthode Newton-Raphson remonte à la fin des années 1600 [36]. Il s'agit d'une méthode itérative qui est destinée à résoudre un système d'équations non linéaires qui seront ensuite transformées à un ensemble d'équations linéaires en utilisant l'expression de la série de *Taylor* et les termes sont limités à la première approximation. C'est la méthode la plus utilisée pour l'EP parce que ses caractéristiques de convergence sont relativement plus rapides par rapport à d'autres méthodes et sa fiabilité est comparativement bonne car elle peut résoudre des cas qui mènent à une divergence par d'autres processus. Comme nous l'avons cité auparavant, que si la valeur initiale choisie est proche de la solution, alors le résultat est obtenu très rapidement, mais si elle est plus éloignée de la solution, la méthode peut prendre plus de temps à converger. D'après la littérature, la méthode NR est largement utilisée pour résoudre les équations non linéaires [37]. La matrice d'admittance est utilisée pour écrire des équations pour les courants dans les nœuds du réseau électrique. L'équation (I.9) est exprimée sous une forme de coordonnées polaires, dans laquelle " j " inclut le nœud " i " :

$$I_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (\text{I.19})$$

La puissance active et réactive au nœud i est la suivante :

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (\text{I.20})$$

Substitution de I_i dans l'équation (I.19) à partir de l'équation (I.20) :

$$P_i - jQ_i = |V_i| \angle \delta_i \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle (\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{I.21})$$

Les parties réelle et imaginaire sont séparées :

$$P_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{I.22})$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{I.23})$$

Les équations (I.22) et (I.23) ci-dessus constituent un ensemble d'équations algébriques non linéaires en termes de $|V|$ en par unité et δ en radians. Les équations (I.22) et (I.23) sont développées dans la série de *Taylor* sur l'estimation initiale et en négligeant tous les termes d'ordre supérieur, on obtient l'ensemble suivant d'équations linéaires.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \hline \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} \quad (I.24)$$

Dans l'équation ci-dessus, l'élément de l'amplitude et de l'angle des différentes tensions des nœuds sont omis parce qu'ils sont déjà connus. Les éléments de la matrice Jacobienne sont obtenus après dérivées partielles d'équations (I.22) et (I.23) sont exprimés, ce qui donne une relation linéarisée entre les faibles variations de l'amplitude et l'angle de la tension. L'équation peut être écrite sous forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_3 \\ J_2 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (I.25)$$

où J_1, J_2, J_3 et J_4 sont les éléments de la matrice Jacobienne.

Les valeurs corrigées de l'itération k peuvent être exprimées par ce qui est appelé le calcul des mismatches ($\Delta P_i^{(k)}$ et $\Delta Q_i^{(k)}$), qui sont représentés comme suit :

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{sp} - P_i^{(k) cal} \quad (I.26)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{sp} - Q_i^{(k) cal} \quad (I.27)$$

où P_i^{sp} et Q_i^{sp} représentent les valeurs spécifiées de P_i et Q_i au nœud i . Ces valeurs sont donc fixes. $P_i^{(k) cal}$ et $Q_i^{(k) cal}$ représentent les valeurs calculées de la $k^{ème}$ itération.

Les nouvelles valeurs estimées de la tension des nœuds sont les suivantes :

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (I.28)$$

$$|V^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta |V_i^{(k)}| \quad (I.29)$$

c- Méthode de découplé rapide (FDLF)

La méthode de découplé rapide est l'une des méthodes améliorées, basée sur une simplification de la méthode NR et rapportée par *Stott* et *Alsac* en 1974 [38]. Cette méthode, comme la méthode NR, offre des simplifications de calcul, une convergence rapide et des

résultats fiables et est devenue une méthode largement utilisée dans l'analyse d'EP. Toutefois, le découplé rapide dans certains cas, lorsque des rapports résistance/réactance (R/X) sont élevés ou dans le cas de fortes charges (cas des réseaux basse tension) sont présentes dans certains nœuds, ne converge pas bien parce qu'il s'agit d'une méthode d'approximation par la simplification de la matrice Jacobienne. Pour ces cas, de nombreux efforts et développements ont été faits pour surmonter ces obstacles de convergence. Cette méthode est une modification de NR, qui profite du faible couplage entre $P - \delta$ et $Q - |V|$ en raison des rapports (X/R) élevés. La matrice Jacobienne de l'équation (I.25) est réduite de moitié en ignorant l'élément de J_2 et J_3 . L'équation (I.25) est simplifiée comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & 0 \\ 0 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (\text{I.30})$$

L'expansion de l'équation (I.30) donne deux matrices distinctes,

$$\Delta P = J_1 \Delta \delta = \left[\frac{\partial P}{\partial \delta} \right] \Delta \delta \quad (\text{I.31})$$

$$\Delta Q = J_4 \Delta |V| = \left[\frac{\partial P}{\partial |V|} \right] \Delta |V| \quad (\text{I.32})$$

$$\frac{\Delta P}{V_i} = -B' \Delta \delta \quad (\text{I.33})$$

$$\frac{\Delta Q}{V_i} = -B'' \Delta |V| \quad (\text{I.34})$$

B' et B'' sont les parties imaginaires de l'entrée du nœud. Il est préférable d'ignorer tous les éléments connectés en shunt, afin de rendre la forme de J_1 et J_4 simple. Les changements successifs et répétés d'amplitude et de tension et d'angle de phase sont les suivants :

$$\Delta \delta = -[B']^{-1} \frac{\Delta P}{|V|} \quad (\text{I.35})$$

$$\Delta |V| = -[B'']^{-1} \frac{\Delta Q}{|V|} \quad (\text{I.36})$$

I-5 CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons démontré les différentes étapes de la fourniture d'électricité depuis les centrales de production en passant par le transport et arriver au réseau de distribution et les consommateurs. Nous avons ensuite présenté la modélisation des différents éléments du réseau. L'importance du calcul de l'écoulement de puissance a été

illustrée par la suite ainsi que les différentes techniques itératives utilisées pour l'analyse de l'EP pour avoir des informations sur les différents paramètres du système de puissance et donc une bonne gestion de ce dernier.

Chapitre II :
SOURCES
DECENTRALISEES

Chapitre II : Sources décentralisées

II-1 INTRODUCTION

Les SD sont constituées de diverses unités de production d'électricité réparties sur plusieurs endroits du réseau. Au cours des dernières années ces SD ont été largement utilisées pour faire face à l'augmentation de la demande en énergie et la libéralisation du marché de l'énergie électrique, ainsi que la tendance mondiale envers la limitation du dégagement des gaz à effet de serre provenant des centrales polluantes et la préservation de notre planète (protocole de *Kyoto*) [39]. Les SD deviennent de plus en plus importantes et doivent être prise en considération par le gestionnaire du réseau. Ce chapitre présentera des généralités sur les différentes SD, en commençant par la définition de chaque type, les technologies utilisées. Puis nous allons exposer leurs différents impacts sur le réseau de distribution et de transport. Ensuite nous étalerons leurs avantages et inconvénients, une vue sur l'exemple Algérien dans ce domaine et son plan stratégique pour l'horizon 2030 puis les conditions du raccordement des SD au réseau national. La dernière section présentera la modélisation des SD, finalement une conclusion clôturera ce chapitre.

II-2 DEFINITION DES SOURCES D'ENERGIE DECENTRALISEES

Selon les références [40, 41], plusieurs définitions des SD ont été citées par différents organismes et chercheurs, parmi elle l'institut EPRI (Electric Power Research Institute) définit la SD comme une petite production renouvelable ou non allant de quelques kilowatts à 50 MW raccordée soit au réseau de transport ou à celui de la distribution ou directement à la charge. Le CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Electriques) définit la SD comme une production comprise entre 50 et 100 MW. La AIE (Agence Internationale de l'Energie) définit une SD comme une production renouvelable alimentant directement une charge ou raccordée au réseau de distribution. *Ackermann et al* a classé les SD selon leur taille de production tels que les micros SD entre 1 et 5 kW, les petites SD de 5 kW à 5 MW, les SD de taille moyenne de 5 MW à 50 MW et les SD de grande taille 50 à 300 MW. IEEE, définit la SD comme des unités de production d'électricité reliées entre elles et raccordées à un nœud du réseau, comme elle peut fournir sa production directement à une charge. D'autres chercheurs ont défini une SD comme un ensemble de petits producteurs dispersés sur le réseau pour satisfaire une stratégie de production. Il est important de signaler que le sens du flux de puissance en présence des SD dépend de la puissance injectée par ces sources c'est-à-dire si cette puissance est supérieure à

la puissance demandée au nœud de connexion, l'excès est renvoyé au réseau de transport, donc nous avons un flux de puissance bidirectionnel. La figure II.1 représente le flux de l'énergie électrique en présence des SD.

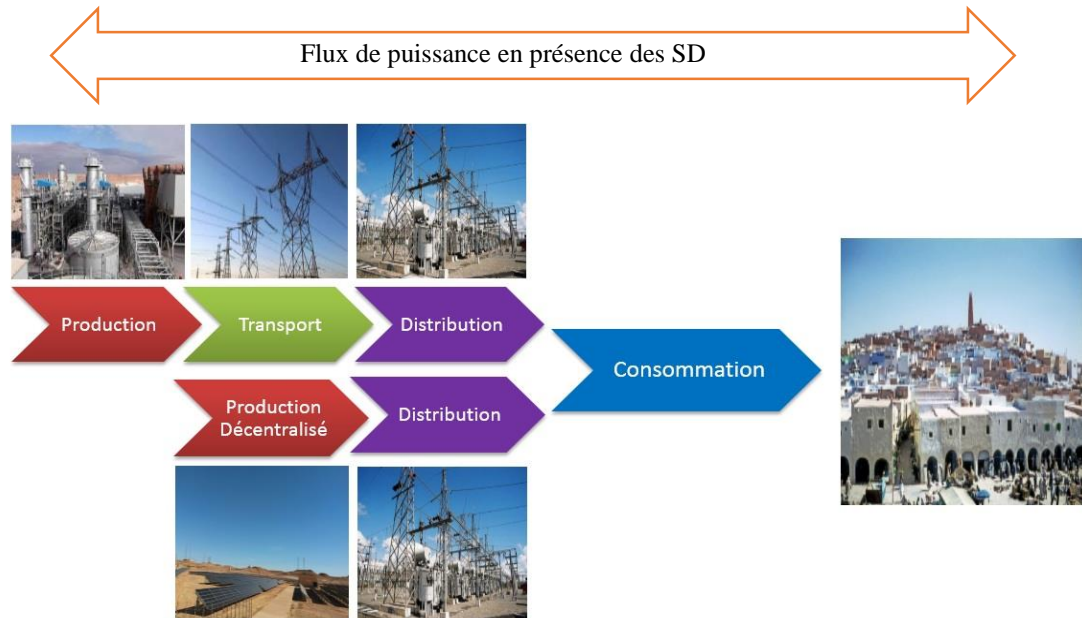


Figure II.1 Flux de l'énergie électrique en présence des SD [12]

II-3 TECHNOLOGIES DE SOURCES DECENTRALISEES

Les technologies utilisées pour les SD sont classées en fonction de la source primaire utilisée : les technologies renouvelables (comme le photovoltaïque et l'éolien) et les technologies non renouvelables ou conventionnelles (comme les micros turbines à Gaz). La figure II.2 montre les classes et les technologies des SD [40, 42].

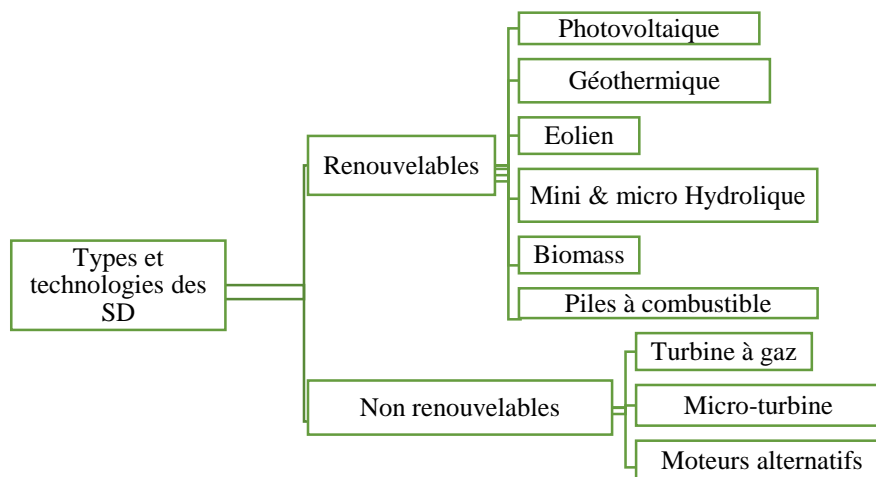


Figure II.2 Types et technologies des SD [40]

II-3-1 Système photovoltaïque

Le rayonnement solaire est converti soit directement en énergie électrique à courant continu par les installations photovoltaïques utilisées pour l'alimentation de sites isolés (non connectés au réseau) en association avec un système de stockage, ou indirectement via la production de chaleur produite par chauffage de l'eau utilisant un fluide caloporteur en concentrant le rayonnement solaire sur un échangeur par des miroirs paraboliques [43]. Ce principe appelé solaire thermique existant avec différentes technologies (réseau de miroirs paraboliques, concentrateurs...) mais cette source d'énergie reste encore aujourd'hui marginale. Un système photovoltaïque convertit la lumière reçue du soleil sur les panneaux en énergie électrique. Ces systèmes faciles à réaliser avec un court délai et une exploitation non compliquée, préservent l'environnement mais ils ont besoin de grands espaces et d'un coût d'investissement élevé mais reste une source intermittente qui dépend des conditions météorologiques de la région et donc non dispatchable. Les systèmes photovoltaïque génèrent de la tension continue, puis sont transférés vers le courant alternatif à l'aide d'onduleurs. Il y a deux concepts générales qui sont typiquement utilisées : avec et sans stockage de batterie. En Algérie les sources qui sont raccordées au réseau SONELGAZ n'utilisent pas le stockage, Par contre les stations photovoltaïques alimentant des foyers isolés situés au grand sud utilisent le stockage pour assurer les périodes de l'absence de l'ensoleillement. En terme de la puissance installée au territoire nationale elle varie entre 1.1 et 60 MW [44]. La figure II.3 illustre un exemple d'une source photovoltaïque raccordée au réseau de distribution de Ghardaïa.

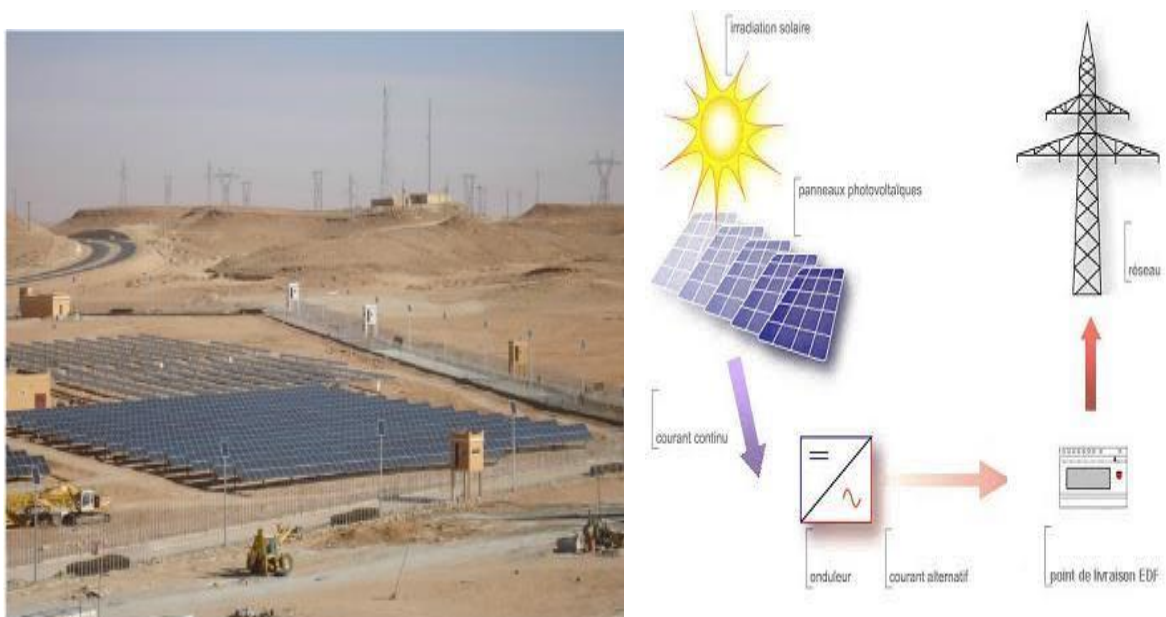


Figure II.3 Centrale photovoltaïque de OUED NECHOU ville de Ghardaïa [44]

II-3-2 Système éolienne

Les aérogénérateurs, ou éoliennes, transforment l'énergie cinétique du vent en énergie électrique en la transmettant par le rotor et le multiplicateur de vitesse à une génératrice [45]. Cette source d'énergie est de plus en plus répandue grâce à son développement technologique et son fort attrait écologique. Les coûts d'investissement sont relativement importants, surtout pour l'éolien offshore mais là encore, l'énergie primaire est gratuite et l'impact environnemental est assez réduit. Pour les éoliennes à vitesse variable, la tension générée doit être redressée au courant continu et ondulée ensuite au courant alternatif. Cependant, les éoliennes à vitesse fixe sont directement raccordées au réseau. Le vent est une source très variable, qui ne peut pas être stockée, et doit donc être manipulée en fonction de cette caractéristique. En Algérie la puissance installée des éoliennes est de l'ordre de 10 MW. La figure II.4 représente centrale éolienne du KABERTEN à Adrar de 10.2 MW.

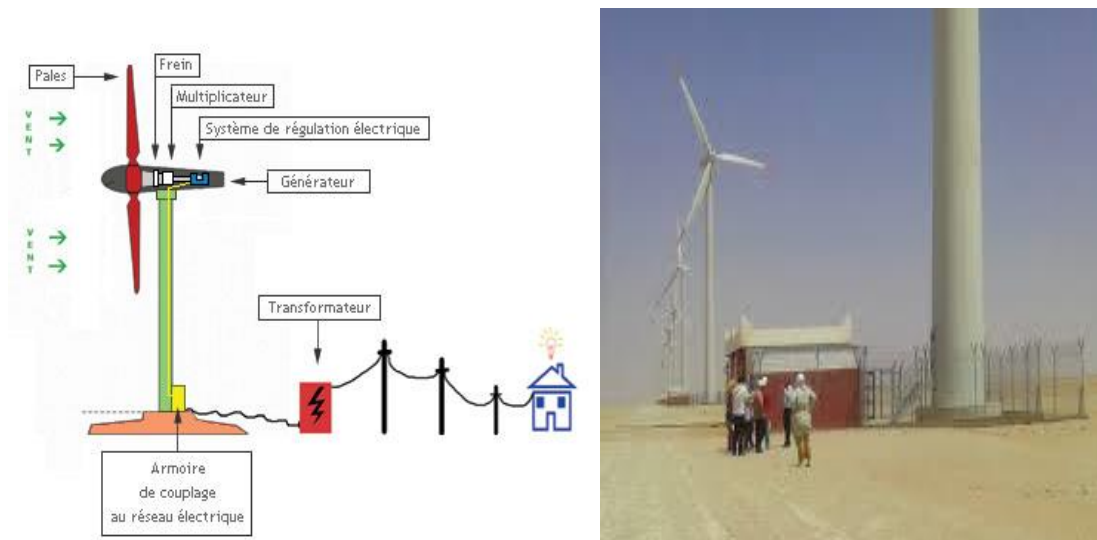


Figure II.4 Centrale éolienne du KABERTEN Adrar 10.2 MW [44]

II-3-3 Système piles à combustible

Leur fonctionnement est identique à celui d'une batterie chargée en continu avec un gaz combustible à haute teneur en hydrogène ; c'est la charge de la pile à combustible avec l'air, qui fournit l'oxygène nécessaire à la réaction chimique [46]. Ce système est basé sur la réaction de l'hydrogène et de l'oxygène à l'aide d'un électrolyte conducteur d'ions, une tension continue induite est produite puis convertie en tension alternative à l'aide d'onduleurs, et finalement livrée au réseau. Cette pile produit aussi de la chaleur, de l'eau et de l'électricité, mais son principal inconvénient est son coût d'exploitation élevé. Son avantage est qu'il n'y a pas de pièces mobiles, ce qui augmente la fiabilité de cette technologie et qu'il n'y a pas de bruit. De

plus, elles peuvent être exploitées avec un large spectre de combustibles fossiles et un rendement plus élevé. Mais elles produisent aussi des émissions polluantes et leur électrolyte vieillit vite réduisant ainsi leurs caractéristiques internes. La figure ci-après indique une pile à combustible.

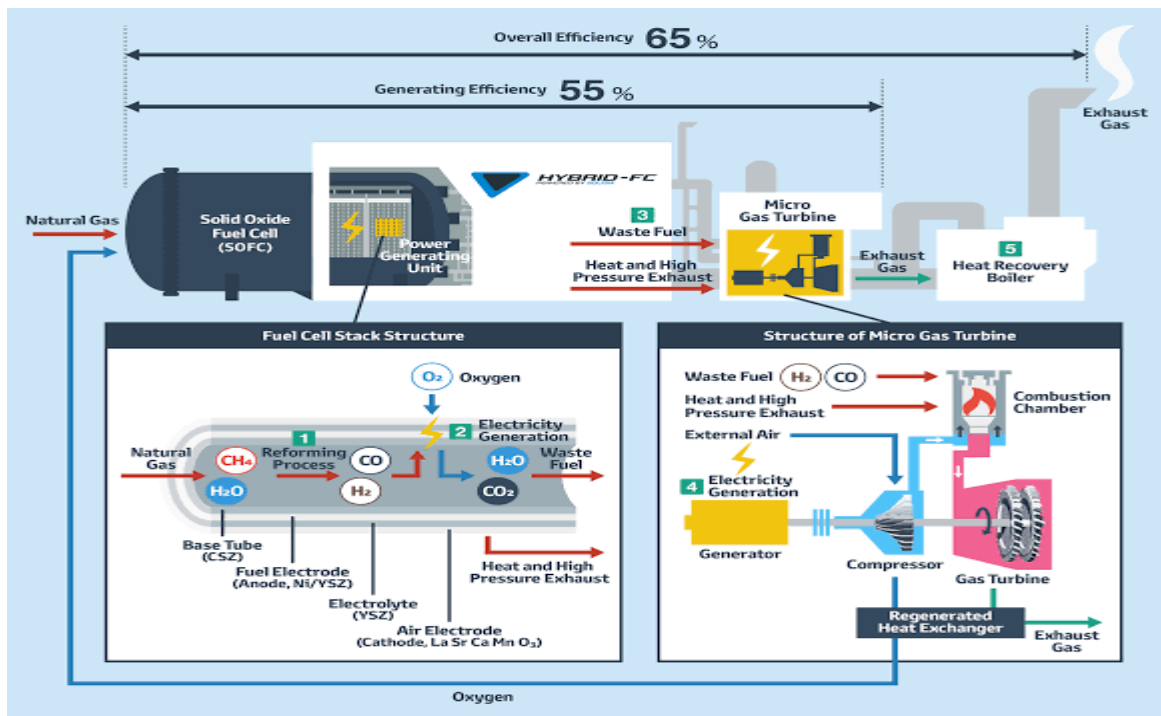


Figure II.5 Pile à combustible [47]

II-3-4 Système à micro turbine

Le mécanisme de ce système utilise le débit du gaz pour transformer l'énergie thermique en énergie mécanique [46, 48]. Le combustible (généralement du gaz) est mélangé dans la chambre de combustion avec de l'air qui est pompé par le compresseur ce qui fait tourner une turbine. Le compresseur et la turbine sont montés au-dessus du même arbre que la génératrice. La tension de sortie des micro-turbines ne peut pas être connectée directement au réseau électrique mais elle doit être convertie pour obtenir les valeurs de la tension et de la fréquence nominales du réseau. Le principal avantage des micro-turbines est le fonctionnement propre avec de faibles émissions produites et un bon rendement, tandis que leur inconvénient principal est leur coût d'entretien élevé. Une micro turbine associée à une tour solaire indiquée par la figure II.6.

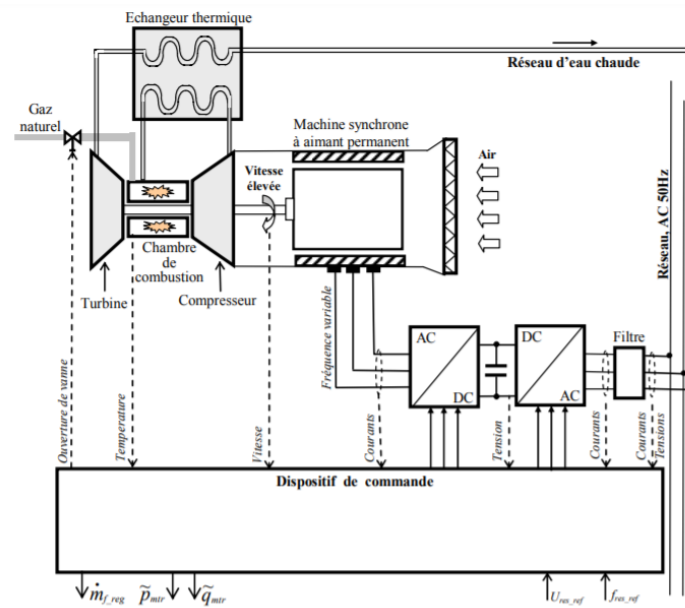
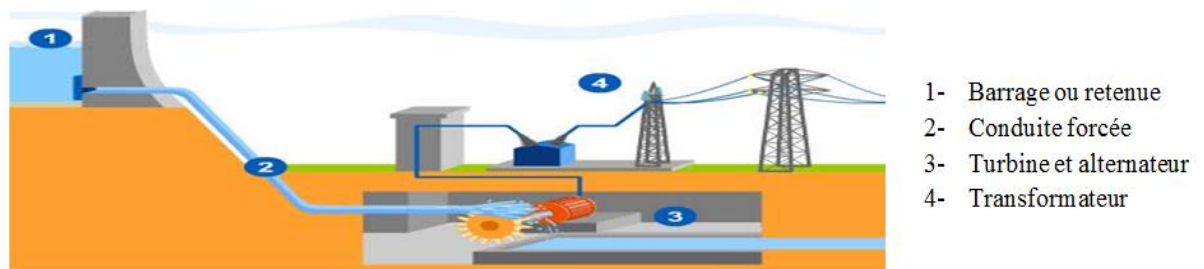


Figure II.6 Micro turbine [48]

II-3-5 Système hydraulique

Les centrales hydrauliques fonctionnent grâce à l'énergie cinétique de la chute de l'eau des rivières, des lacs ou des fleuves. La puissance produite dépend de la hauteur de chute et du débit d'eau [49]. Pour la production décentralisée, des microcentrales hydrauliques sont employées avec un ordre de grandeur de puissance de 5 MW. Ce type de production présente comme avantages la gratuité de l'énergie primaire et la régularité de la production électrique. Les inconvénients principaux sont le prix élevé de l'investissement initial et l'impact sur l'environnement. La figure II.7 illustre un type de centrale hydraulique.



- 1- Barrage ou retenue
- 2- Conduite forcée
- 3- Turbine et alternateur
- 4- Transformateur

Figure II.7 Centrale hydraulique [49]

II-3-6 Système géothermie

Le principe de la géothermie est d'utiliser la chaleur de nappes d'eau souterraine qui peuvent atteindre 350 °C dans les zones les plus favorables pour générer directement par prélèvement ou indirectement par échange de chaleur de la vapeur d'eau. La vapeur produite

entraîne par la suite des turbines dans une installation thermique classique [50]. La figure II.8 montre une centrale géothermique.

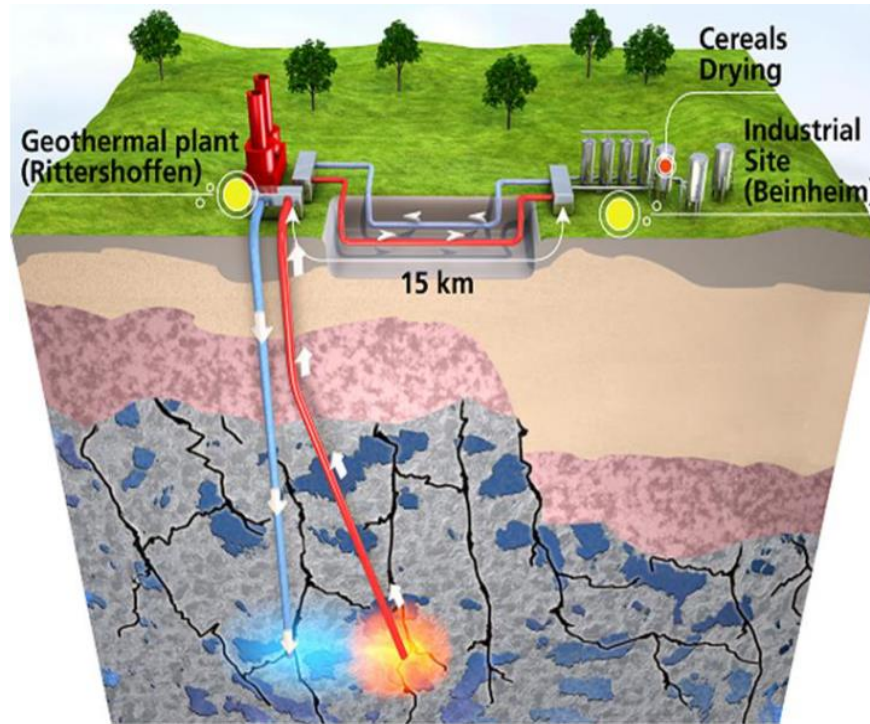


Figure II.8 Centrale géothermique [50]

II-3-7 Système biomasse

Certaines centrales thermiques à flamme emploient comme source primaire des combustibles issus de la biomasse. Les déchets agricoles, urbains renouvelables, biogaz et déchets issus de l'exploitation forestière peuvent être utilisés pour générer de la chaleur, puis de l'énergie électrique [51]. Cette technologie est de plus en plus utilisée dans les zones rurales. La figure II.9 illustre le fonctionnement d'une centrale biomasse.

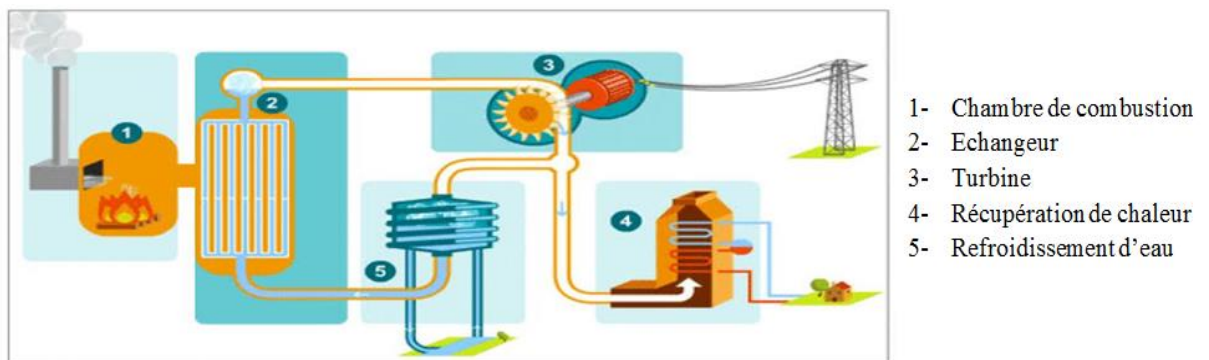


Figure II.9 Centrale biomasse [51]

II-4 IMPACT DE L'INTEGRATION DES SD

L'insertion massive des SD influe sur le réseau positivement ou négativement, ceci est dû au taux de pénétration, le lieu de raccordement et le type des SD utilisées. Cette influence peut surgir sur le réseau de transport comme sur celui de la distribution [52, 53].

II-4-1 Impact des SD sur le réseau de distribution

Les principaux impacts qu'une grande quantité d'intégration des sources décentralisées peut provoquer dans le réseau de distribution, sont les suivants [54] :

a- Impact sur les pertes par effet Joule : Le raccordement des SD sur le réseau engendre des changements sur les courants transitant sur les lignes cela engendre une augmentation ou une baisse des pertes par effet Joule. Pour minimiser ces pertes une intégration optimale des SD sera nécessaire.

b- Impact sur limites thermiques des lignes : Lors de l'intégration des SD au réseau de distribution, les puissances transmises dépassent dans des conditions bien déterminées les limites thermiques des lignes électriques.

c- Impact sur les réglages des protections : La connexion des SD au réseau de distribution influe sur le sens de la circulation du courant car si la puissance produite localement par une SD dépasse la puissance demandée à ce point l'excès est renvoyé au réseau mais dans le sens inverse ce qui influe sur la lecture des défauts par la protection car cette dernière surveille le défaut pour un sens unique. Pour remédier à cet impact les réglages doivent être modifiés en bidirectionnel. Le réglage du seuil du courant de défaut (I_d) doit prendre en considération la présence des SD, puisque ces dernières participent à la valeur de I_d . La sélectivité des protections doit être aussi modifiée selon la priorité de chacune.

d- Impact sur le profil de tension du réseau : Les tensions des nœuds du réseau sont influencées par présence des SD qui peuvent créer des sur tension aux points de raccordement quand la puissance de la SD est importante et des chutes de tension dans le cas de la connexion d'un générateur de type à induction qui nécessite un appel de la puissance réactive. D'autre part certaines SD utilisant des convertisseurs électroniques peuvent créer des harmoniques perturbants ainsi la qualité de la tension. Nous pouvons avoir certaines SD intermittentes qui peuvent causer des variations de la tension visibles sur l'éclairage.

II-4-2 Impact des SD sur le réseau de transport

L'intérêt de l'étude des impacts de l'insertion massive de production décentralisée sur le réseau de transport est apparu récemment après que certaines technologies sont arrivées à la

maturité cas du parc éolien. Mais l'incident majeur survenu en Italie en Septembre 2003, par l'exploitation inadéquate des SD a contribué à l'effondrement de tension ou (blackout) du réseau ce qui remet en cause la stratégie d'exploitation utilisée avant.

D'autre part, les principaux impacts qu'une grande quantité d'intégration des sources décentralisées peut provoquer dans le réseau de transport, sont les suivants [55] :

a- Impact sur la planification : Le premier souci du gestionnaire du réseau est d'assurer à tout moment l'équilibre entre la production et la consommation, cela par une prévision adéquate de l'augmentation de la demande d'énergie électrique ensuite la préparation d'un plan de développement du réseau (les lignes, les postes sources, les stations de production et etc.). Il doit aussi prendre en considération l'influence des SD sur ce plan. La surestimation de la puissance installée peut conduire à des erreurs de planification des moyens de production à moyen et long terme à cause de l'augmentation des charges dans le temps, et le planificateur n'ayant pas prévu d'autres moyens de production pour compenser l'erreur d'estimation pourra avoir des difficultés à équilibrer la production et la consommation.

b- Incertitude sur la marge de réserve de puissance : L'augmentation de la production décentralisée impose de disposer de plus de réserve car on peut être en déficit de puissance pendant les périodes où une SD intermittente n'est pas disponible, et on peut avoir un surplus de réserve lorsque les conditions météorologiques sont favorables. Par conséquent, le gestionnaire du réseau doit être très flexible au niveau de l'estimation des marges de réserve afin de suivre non seulement l'évolution des charges mais aussi l'intermittence des sources.

c- Sensibilité liée à la fluctuation de la tension : Plusieurs systèmes à base de SD utilisent plutôt des générateurs de type à induction que des générateurs synchrones. Ces groupes consomment de puissance réactive et contribuent à la chute de tension pendant la période de pointe. D'ailleurs, pour des raisons de sécurité du groupe, la stratégie d'exploitation actuelle n'implique que ce type de SD, étant très sensible à des perturbations du réseau même légères (court-circuit lointain, creux de tension...), devrait être déconnecté du réseau en cas d'incident. Ceci provoque éventuellement, suite à une petite perturbation, le déclenchement de la SD entraînant une perte de puissance active, notamment dans les périodes de haute consommation. Ce phénomène pourrait dans certains cas déstabiliser le réseau jusqu'à l'écroulement de tension du réseau et contribuer ainsi à l'initiation d'un black-out.

d- Impact sur renforcement local du réseau : La modification des transits de puissance due à l'introduction des SD peut provoquer des problèmes de congestions locales où la puissance produite par ces SD est grande, d'où la nécessité de renforcement du réseau à la zone concernée. Citons comme exemple le cas de la région d'Adrar en Algérie qui possède des gisements

importants en solaire et en vents ce qui a incité le gouvernement à préparer un plan stratégique à moyen terme en installant des sources photovoltaïques et éoliennes d'une part. D'autre part, vu l'isolement du réseau d'Adrar, préparer ensuite des interconnexions de ce dernier au réseau national afin d'assurer l'évacuation de cette énergie propre vers le nord.

II-5 AVANTAGES ET INCONVENIENTS DES SD [56]

II-5-1 Avantages

- ✓ Les SD peuvent être installées près des sites de consommation, réduisant ainsi le coût de transport, les pertes en lignes, et l'appel de puissance réactive au niveau du poste source.
- ✓ Le temps d'installation des SD est plus court en comparaison avec la production centralisée et les sites d'installation sont plus faciles à trouver.
- ✓ Les SD à base d'énergie renouvelable (ENR) préservent l'environnement ; et leur utilisation en cogénération augmente le rendement énergétique global de l'installation d'où son attrait économique.
- ✓ La production par plusieurs unités SD diminue la susceptibilité de panne majeure et améliore donc la fiabilité du réseau et la stabilité de ses paramètres.

II-5-2 Inconvénients

- ✓ Les SD utilisant les convertisseurs électroniques génèrent des harmoniques qui affectent la qualité de la tension.
- ✓ Certaines SD exigent des coûts d'installation, d'entretien et d'exploitation élevés comme le cas des éoliennes.
- ✓ Les SD ont une durée de vie limitée comme les cellules photovoltaïques (25 ans).
- ✓ Les SD à base d'énergie renouvelable dépendent des conditions météorologiques de la région.
- ✓ Les SD comme le photovoltaïque et l'éolien sont difficiles à contrôler en terme de puissance générée à cause de la variation de leurs sources primaires (ensoleillement et vent).
- ✓ Jusqu'à ce jour les SD à base des ENR ne participent pas à la stabilité du réseau au moment de défaut.

II. 6 PROGRAMME DES ENR EN ALGERIE

La localisation géographique de l'Algérie et la disponibilité de diverses ressources naturelles a permis à ce pays de développer sa stratégie en énergie. Ainsi un programme a été élaboré entre 2010 et 2030 pour intégrer les ENR dans le réseau électrique. Ce programme est divisé en trois phases qui sont les suivantes [44] :

Première phase entre 2010 et 2015 : la mise en place deux projets pilotes tel que la centrale photovoltaïque de 1.1 MW à OUED NECHOU dans la wilaya de Ghardaia et la centrale éolienne de 10.2 MW située à KABERTENE wilaya d'Adrar ; ces deux sites sont choisis pour leur situation géographique favorable aux conditions d'ensoleillement, de température et de vent pour tester leur technologies et les généraliser par la suite sur tout le territoire national. Ainsi que une autre centrale basée sur le solaire thermique de 25 MW est installée à Hassi R'mel

Deuxième phase entre 2015 et 2020 : concerne le début du déploiement du programme. Jusqu'à fin 2018 la SONELGAZ réalisée la première tranche de sources photovoltaïques avec une puissance totale de 344.1 MW réparties sur trois types des réseaux à savoir une puissance de 25 MW injectée aux réseaux isolés sud et une puissance de 53 MW injectée au réseau d'Adrar et une puissance de 266.1 MW injectée au réseau interconnecté nord.

Troisième étape entre 2020 et 2030 : l'objectif de cette étape est d'arriver à un taux d'intégration des ENR de 30 % de la production nationale. Ainsi un programme prévisionnel a été fixé à savoir l'installation de 13575 MW en photovoltaïque, 5010 MW en éolien, 2000 MW en solaire thermique, 1000 MW en biomasse, 400 MW en cogénération et 15 MW en géothermique totalisant une puissance de 22 GW pour une puissance globale générée prévue en 2030 de 60 GW [6, 57]. La figure II.10 représente les différents projets ENR réalisés à travers le territoire national.

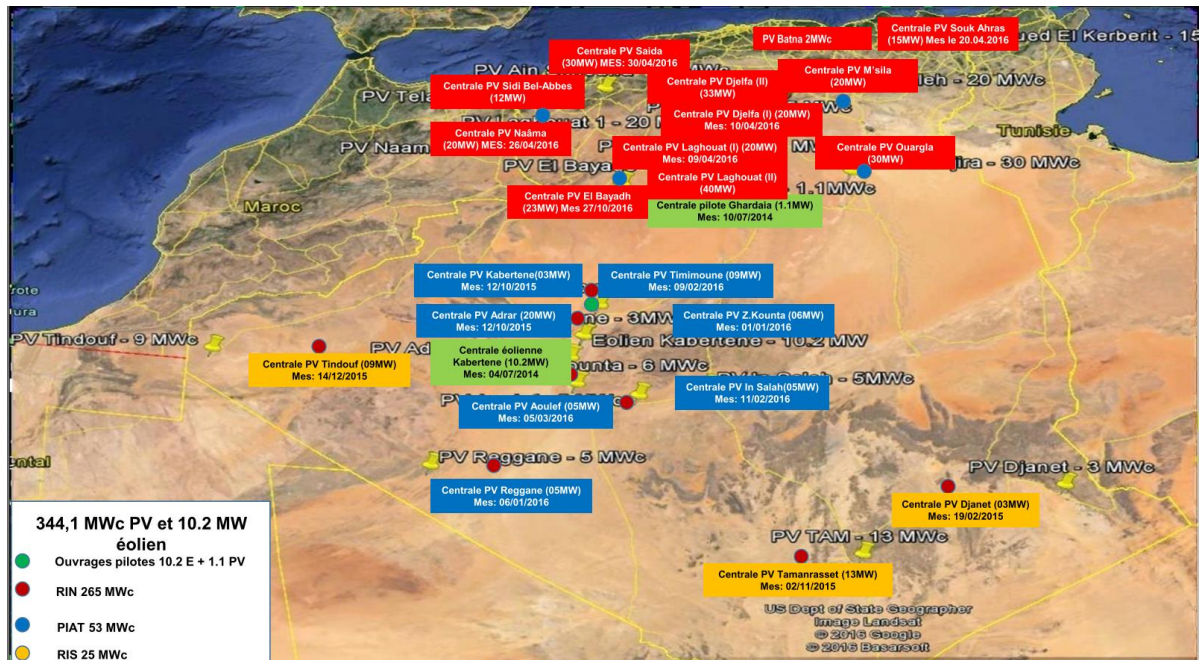


Figure II.10 Les différents projets ENR réalisés au territoire national [44]

II-7 CONDITIONS DE RACCORDEMENT, CAS DE L'ALGERIE

Selon l'article n° 06 du journal officiel 04-92 du 25 mars 2004 relatif à la diversification de la production d'électricité, les conditions techniques de raccordement des centrales ENR au réseau électrique concernant la taille et le niveau de tension au point de raccordement définis comme suit [58]:

- ✓ Les sources de puissance inférieure à 120 kW seront raccordées au réseau BT.
- ✓ Les sources dont la puissance comprise entre 120 kW et 10 MW seront raccordées au réseau HTA 10 et 30 kV.
- ✓ Les sources de puissances entre 10 MW et 40 MW seront raccordées au réseau HTB 60 kV.
- ✓ Les sources de puissances supérieures à 40 MW seront raccordées sur le réseau HTB 220 kV.

D'autres conditions doivent être assurées tel que la limitation du taux d'harmonique générée par ces sources selon la règle en vigueur fixée par la SONELGAZ. La non-participation de ces ENR aux moments des incidents car ils doivent être déconnectés du réseau en prioritaire.

II-8 TYPES DES SD ET LEURS MODELISATIONS

II-8-1 Type des SD

La classification des SD est basée sur leur puissance active et réactive délivrée [59] :

- ✓ *Type 1* : Les SD qui sont capables de fournir uniquement la puissance active comme les sources photovoltaïques. Ces SD sont intégrés au réseau via des convertisseurs électroniques. La charge au nœud i avec l'unité SD doit être modifiée comme suit:

$$P'_{i\ charge\ i} = P_{charge\ i} - P_{SD\ i} \quad (II.1)$$

- ✓ *Type 2* : Les SD qui sont capables de délivrer des puissances active et réactive, généralement sont des unités qui utilisent des machines synchrones (comme, cogénération, turbines à gaz, etc.).

$$P'_{i\ charge\ i} = P_{charge\ i} - P_{SD\ i} \quad (II.2)$$

$$Q'_{i\ charge\ i} = Q_{charge\ i} - Q_{SD\ i} \quad (II.3)$$

- ✓ *Type 3* : Ces SD sont capables de fournir que la puissance réactive. Les compensateurs synchrones sont un exemple de ce type fonctionnant avec un facteur de puissance nul.

$$Q'_{i\ charge\ i} = Q_{charge\ i} - Q_{SD\ i} \quad (II.4)$$

- ✓ *Type 4* : Ces SD délivrent une puissance active en consommant de la puissance réactive comme les générateurs à induction, les turbines éoliennes et etc.

$$P'_{i\ charge\ i} = P_{charge\ i} - P_{SD\ i} \quad (II.5)$$

$$Q'_{i\ charge\ i} = Q_{charge\ i} + Q_{SD\ i} \quad (II.6)$$

II-8-2 Modélisation des SD

Dans les systèmes électriques en présence des SD, le système photovoltaïque, les piles à combustible, les micros turbines et quelques types d'éoliennes sont raccordées au réseau électrique à travers des convertisseurs électroniques. Dans ce cas, le modèle mathématique d'une SD utilisé en EP dépend de la méthode de contrôle du convertisseur. Les SD qui contrôlent la tension en régulant la tension d'excitation (SD à générateur synchrone) ou le circuit de commande du convertisseur utilisé pour contrôler P et V indépendamment, alors l'unité SD

peut être considérée comme mode *PV*. D'autres SD, comme les groupes électrogènes à induction ou les convertisseurs utilisés pour contrôler *P* et *Q* indépendamment, dans ce cas la SD sera considérée comme mode *PQ*. Pour l'étude des réseaux électriques on utilise ces modèles dans le calcul de l'EP en les considérant comme des courants injectés aux nœuds de raccordement.

II-8-2-1 Mode *PQ*

Une unité SD peut être modélisée en mode *PQ* de trois façons différentes :

- ✓ *SD modélisée comme une charge négative* : Dans ce cas, la SD est simplement modélisée comme une source de production d'énergie active *P* et réactive *Q* constante. Les valeurs spécifiées de ce modèle sont la puissance active et réactive de la SD. Il convient de noter que les SD de type turbine à gaz peuvent être modélisés en tant que modèle de charge *PQ* négative.
- ✓ *SD modélisée avec un facteur de puissance constant* : La SD est modélisée comme une source à facteur de puissance constant comme les SD contrôlables tels que les SD basés sur des générateurs synchrones et les unités utilisant des convertisseurs électroniques. Par exemple, la puissance de sortie peut être ajustée en contrôlant le courant d'excitation et les angles de déclenchement pour les SD à générateur synchrone et les SD à base électronique de puissance, respectivement. Pour ce modèle, les valeurs spécifiées sont la puissance active et le facteur de puissance de la SD. La puissance réactive peut être calculée par l'expression (II.10), puis l'injection du courant équivalent peut être obtenue par l'expression (II.11).

$$Q_{iSD} = P_{iSD} \tan(\cos^{-1}(PF_{iSD})) \quad (\text{II.10})$$

$$I_{iSD} = I_{iSD}^r(V_{iSD}) + jI_{iSD}^i(V_{iSD}) = \left(\frac{P_{iSD} + jQ_{iSD}}{V_{iSD}} \right)^* \quad (\text{II.11})$$

- ✓ *SD modélisée avec une puissance réactive variable* : Les SD qui utilisent des générateurs à induction comme dispositifs de conversion de puissance agiront le plus souvent comme des générateurs à puissance réactive variable. En utilisant l'éolienne à induction comme exemple, 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 difficile à calculer efficacement.

$$Q'_{iSD} = -Q_0 - Q_1 P_{iSD} - Q_2 P_{iSD}^2 \quad (II.12)$$

D'un point de vue stabilité, la puissance réactive consommée par une éolienne peut être représentée en fonction de sa puissance active, c'est-à-dire que Q'_{iSD} est la fonction de puissance réactive consommée par l'éolienne. Les puissances Q_0 , Q_1 et Q_2 sont habituellement obtenus expérimentalement. La puissance réactive consommée par la charge ne peut pas être entièrement 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.

II-8-2-2 Mode PV

La SD en tant que mode PV est généralement un modèle à tension constante. Les valeurs spécifiées de ce modèle SD sont la puissance active et l'amplitude de la tension du nœud de raccordement. Pour maintenir une tension constante, la variation de tension ΔV_i devrait être nulle en injectant la puissance réactive nécessaire en utilisant l'équation (II.13) [60]. La figure ci-dessous représente les différents modèles mathématiques des SD et ainsi que les technologies nécessitant une interface de l'électronique de puissance.

$$P'_{SDi} + jQ'_{SDi} = P_{SDi} + j(Q_{SDi} + \Delta Q_{SDi}) \quad (II.13)$$

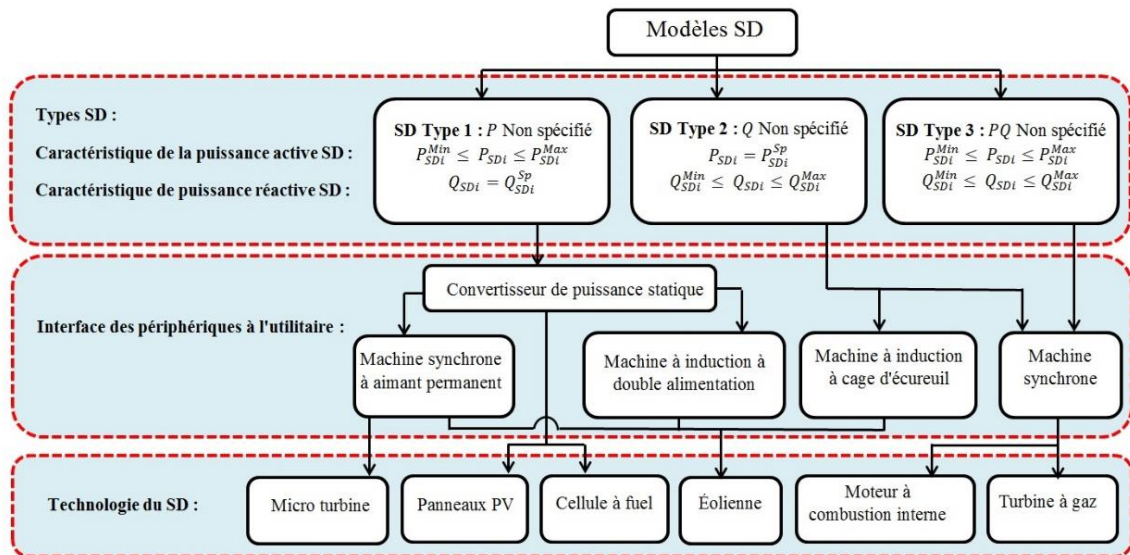


Figure II.11 Modèles mathématiques des SD [60]

II-9 CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons présenté les différents types de SD, et nous avons constaté l'importance de chaque technologie et que ses sources peuvent avoir des impacts positifs et négatifs suivant la taille et l'emplacement de chacune. Et suivant le plan stratégique Algérien nous pouvons dire que ce pays a donné une importance à ce domaine, ce qui a encouragé les chercheurs à développer des études dans ce sens. A travers ce chapitre nous pouvons conclure que pour assurer le fonctionnement fiable en présence de sources décentralisées, nous devons chercher quelle est la puissance adéquate et l'endroit approprié pour l'insertion des SD. La réponse à cette problématique fera l'objet du chapitre qui suit.

Chapitre III :
OPTIMISATION DE
L'INTEGRATION
DES SD

Chapitre III : Optimisation de l'intégration des SD

III.1 INTRODUCTION

Des chercheurs ont tenté depuis longtemps de résoudre les problèmes d'optimisation non linéaires difficiles d'une manière efficace. Auparavant ces chercheurs utilisaient des techniques classiques basées sur les dérivées partielles qui exigent le modèle détaillé du problème physique. Ces dernières décennies, de nouvelles techniques nommées métaheuristiques inspirées à partir de phénomènes naturels comme la génétique humaine, la société des fourmis, des abeilles et des oiseaux migrateurs [61]. Les techniques métaheuristiques sont faciles à utiliser et ne nécessitent pas le détail du problème physique. Dans ce chapitre nous présenterons des définitions générales sur les techniques d'optimisation et en particulier les métaheuristiques. Ensuite nous allons exposer la méthode des algorithmes génétiques (AG) choisi pour résoudre le problème de l'optimisation de l'emplacement et de la taille des SD (OETSD) dans le réseau électrique. Nous allons présenter ensuite un état de l'art sur l'OETSD et leur formulation mathématique. Finalement une conclusion clôturera ce chapitre.

III-2 METHODES D'OPTIMISATION

Les méthodes d'optimisation peuvent être divisées en deux grandes familles suivant le mode de recherche de l'optimum à savoir des méthodes déterministes et des méthodes métaheuristiques [62] :

III-2-1 Méthodes déterministes

Ces méthodes sont caractérisées par le fait que pour un problème donné et pour un point de départ donné elles convergent toujours vers le même optimum en parcourant de la même manière l'espace des solutions. Citons comme exemple la méthode du gradient où la recherche de l'optimum est orientée à l'aide du calcul des dérivées partielles de la fonction objectif, permettant de "plonger" rapidement dans la direction de l'optimum le plus proche, mais leur inconvénient est qu'elles nécessitent le calcul des dérivées partielles et convergent vers le premier optimum (optimum local) ce qui n'est pas bien pour les fonctions avec plusieurs optimaux. Leurs points forts sont la rapidité de la convergence qu'on peut l'utiliser en temps

réel et l'exactitude des critères de cette dernière ce qui permet d'obtenir de bonnes solutions en ajustant sur la précision de convergence.

III-2-2 Méthodes métaheuristiques

Ces méthodes ne nécessitent pas la connaissance physique détaillée du problème à traiter mais utilisent uniquement les valeurs de la fonction objectif, elles explorent ainsi l'espace des solutions par essais successifs en recherchant les directions les plus favorables pour converger vers l'optimum global. Leur principal inconvénient réside dans la recherche des bons paramètres de contrôle de la méthode utilisée ce qui nécessite un tâtonnement répétitif pour arriver aux meilleurs valeurs. Le second est le temps de calcul important car elles utilisent des règles aléatoires durant la recherche de la solution optimale. L'autre inconvénient est que la solution trouvée ne représente pas la solution exacte mais elle s'approche le maximum à cette dernière, elle est considérée comme la meilleur.

Le mot heuristique vient du mot grec "Heurisko" qui signifie "Trouver", " Découvrir" ou "Guider une enquête" [63]. Cela implique que les heuristiques sont en fait des algorithmes créés par expérimentation dans le but d'obtenir un algorithme pour trouver une solution satisfaisante. Une caractéristique importante des algorithmes heuristiques est qu'ils peuvent résoudre les problèmes d'une grande complexité avec une précision approximative. L'heuristique est un ensemble de règles basées sur l'expérience qui sont utilisées pour résoudre un problème.

Le mot "Métaheuristique" est composé d'un suffixe "Meta" qui signifie niveau supérieur est du mot heuristique. Donc le terme métaheuristique signifie trouver un niveau supérieur ou un niveau meilleur de recherche. Un algorithme métaheuristique doit être doté de deux caractéristiques principales pour s'assurer de trouver l'optimum global. Ces deux caractéristiques principales sont l'exploration et l'exploitation. L'exploration est la capacité d'élargir l'espace de recherche, alors que l'exploitation est la capacité de trouver l'optimum autour d'une bonne solution [64].

Les métaheuristiques constituent une classe de méthodes approchées adaptables à un très grand nombre de problèmes combinatoires et de problèmes d'affectation sous contraintes. Elles ont révélé leur grande efficacité pour fournir des solutions approchées de bonne qualité pour un grand nombre de problèmes d'optimisation classiques et d'applications réelles de grande taille. C'est pourquoi l'étude de ces méthodes est actuellement en plein développement [65].

Les méthodes d'optimisation métaheuristiques peuvent être classées selon le nombre de solutions trouvées pour chaque itération soit celles qui travaillent avec une population de solutions ou celles qui ne manipulent qu'une seule solution. Les méthodes qui tentent itérativement d'améliorer une solution sont appelées méthodes de recherche locale comme la méthode Taboue, le Recuit Simulé. Les algorithmes génétiques et l'optimisation par essaims de particules sont les exemples les plus connus de méthodes à population de solutions. La technique la plus populaire inspirée de l'évolution est l'Algorithme Génétique (AG) [66].

III-3 Méthode des algorithmes génétiques

L'AG est une technique d'optimisation métaheuristique inspirée de la sélection naturelle et de la génétique développée par John Holland, qui a élaboré et a réalisé une idée sur la façon de transformer les caractéristiques de l'évolution naturelle en un programme informatique [67]. L'algorithme part d'un ensemble de solutions possibles initialisé aléatoirement dans l'espace de recherche. Les individus sont représentés par leurs variables de conception ou par un codage des chromosomes. Certaines solutions de la première population sont utilisées pour former, à partir d'opérateurs génétiques (croisement, mutation et sélection), une nouvelle population. Dans le but que la nouvelle population soit meilleure que la précédente. Les solutions qui serviront à former des nouvelles solutions sont sélectionnées aléatoirement d'après leur mérite représenté par une fonction objectif spécifique au problème posé, qui devra être minimisée ou maximisée, ainsi meilleur est l'individu, plus grandes seront ses chances de survivre et se reproduire, jusqu'à ce qu'au critère d'arrêt [68].

La méthode des AG est considérée comme la technique la plus utilisée dans différents domaines de recherche car elle donne de bonnes performances, elle se caractérise par rapport à d'autres techniques pour son efficacité pour la résolution des problèmes complexes (beaucoup de données de grande taille, relations entre les paramètres, variations dans le temps) [69].

III-3-1 Caractéristiques des algorithmes génétiques

Les caractéristiques de la méthode des algorithmes génétiques sont [70] :

- ✓ Ils sont applicables aussi bien aux problèmes qui contiennent des variables continus qu'à ceux qui contiennent des variables discrètes ou mixtes ;
- ✓ Ils n'utilisent que la valeur de la fonction objectif (et non pas sa dérivée ou un calcul intermédiaire) ;
- ✓ Ils convergent vers l'optimum global et ne s'arrête pas aux optima locaux ;

- ✓ Ils sont très bien adaptés au calcul parallèle car ils peuvent traiter un grand nombre de paramètres ;
- ✓ Ils peuvent générer une liste de solutions en même temps (méthode à population), cette caractéristique est utilisée dans le contexte de l'optimisation multi objectif.
- ✓ Ils nécessitent le réglage des paramètres.
- ✓ Ils nécessitent un temps de calcul important.

III-3-2 Terminologie des AG

Nous allons présenter quelques mots relatifs à la génétique qui sont souvent utilisés pour décrire un AG [71].

- ✓ Individu : c'est une solution réalisable, autrement dit c'est un moyen de stockage des informations génétiques acquises on l'appelle aussi chromosome.
- ✓ Gène : un chromosome est composé de gènes. Dans le codage binaire, un gène vaut soit 0 soit 1.
- ✓ Phénotype : chaque génotype représente une solution potentielle à un problème d'optimisation. La valeur de cette solution potentielle est appelée le phénotype c'est la traduction de ces informations à l'échelle de l'individu.
- ✓ Population : est un ensemble d'individus.

III-3-3 Principe de fonctionnement des AG

III-3-3-1 Codage binaire

C'est le plus utilisé chaque gène dispose du même alphabet binaire {0, 1}. Un gène est alors représenté par un entier long (n 32 bits). Dès lors, la précision est limitée et le codage ne respecte pas la topologie de l'ensemble des variables réelles ; c'est une contrainte à prendre en compte par exemple pour la définition du voisinage [72, 73].

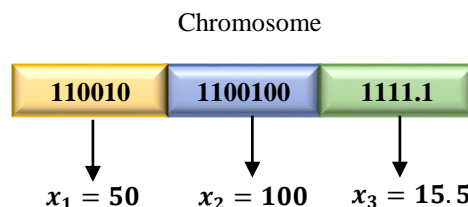


Figure III.1 Codage des variables [73]

Pour bien comprendre le mécanisme de codage nous allons présenter un exemple d'un codage binaire [73, 74]

Soit x une variable réelle définis dans un intervalle $[x_{min} , x_{max}]$, on discrétise l'espace de recherche en $(y_{max}=2n - 1)$ valeur) ou n représente le nombre de bits. Soit (y) un entier associe à (x) défini par :

$$0 \leq y_i \leq y_{max} \quad i = 1:n \quad (III.1)$$

Les formules de codage et décodage sont alors les suivantes :

$$y_i = \frac{x_i - x_{imin}}{x_{imax} - x_{imin}} y_{max} \quad (III.2)$$

$$x_i = x_{imin} + (x_{imax} - x_{imin}) \frac{y_i}{y_{max}} \quad (III.3)$$

✓ Le codage réel permet un accès direct aux valeurs associées aux individus car le génotype est un vecteur (ou liste) de réels. Ce codage respecte la topologie de l'ensemble des variables réelles (R) et offre une plus grande rapidité dans les calculs. Toutefois, les opérateurs sont plus difficiles à mettre en place [73].

✓ Le codage de Gray est une solution intermédiaire, il a comme propriété qu'entre un élément (n) et un élément ($n + 1$), donc voisin dans l'espace de recherche, un seul bit diffère.

III-3-3-2 Sélection

Comme son nom l'indique, la sélection vise à sélectionner une sous population à partir d'une population parent. Elle suit le principe Darwinien sur la survie des individus les plus adaptés. Une population dite intermédiaire est alors formée par les individus sélectionnés.

Plusieurs techniques de sélection existent, nous citons [75] :

a) Sélection par la roue biaisée (roulette *wheel*)

C'est une méthode classique de sélection qui consiste à dupliquer chaque individu de la population proportionnellement à sa fonction d'adaptation, et à chaque individu on associe une portion de la roue dont la surface dépend uniquement de sa valeur d'adaptation. L'individu présentant une valeur d'adaptation nulle ne sera pas représenté sur la roue et n'aura donc aucune chance d'être sélectionné. Les individus ayant une grande valeur d'adaptation auront une grosse portion et auront, par conséquent, plus de chance d'être sélectionnés.

Soit à définir une fonction d'adaptation d'un chromosome particulier par $f(x)$, la probabilité avec laquelle il sera réimplanté dans la nouvelle population de taille N est [73]:

$$\frac{f(x)}{\sum_{i=1}^N f(x_i)} \quad (\text{III.4})$$

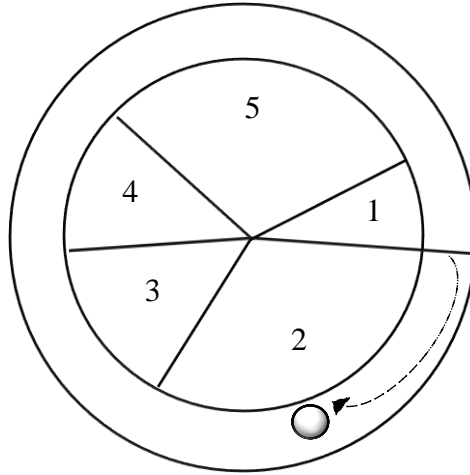


Figure III.2 Sélection par la méthode de la roue de loterie [73]

Dans cette méthode de sélection, même si un individu n'est pas le meilleur, il peut malgré ça être dominant dans la sélection. De plus, une diversité dans la population peut disparaître faisant place à la domination d'un super individu. Si cette population créée n'est pas la solution optimale, ceci va induire le phénomène de la convergence prématurée.

b) Sélection par tournoi

La sélection par tournoi consiste à sélectionner n individus au hasard et à prendre le meilleur parmi ces n individus. On organise autant de tournois qu'il y a d'individus à repêcher. Le nombre n permet de donner plus ou moins de chance aux individus peu adaptés. Avec un nombre élevé de participants, un individu faible sera presque toujours sûr de perdre. Le nombre d'individus par tournoi détermine les paramètres d'exploration (n petit) et d'exploitation (n grand) du bassin génétique.

c) Sélection uniforme

La sélection se fait aléatoirement, uniformément et sans intervention de la valeur d'adaptation. Chaque individu a donc une probabilité $(1/P)$ d'être sélectionné, où (P) est le nombre total d'individus dans la population.

III-3-3-3 Croisement

Le croisement permet la combinaison de deux solutions afin d'en obtenir d'autres (une ou deux suivant l'opérateur choisi).

Parmi les différents types de croisement, nous distinguons particulièrement [76] :

a) Croisement en un point

Un point de croisement est choisi aléatoirement, pour chaque couple, il consiste à échanger les parties de chromosomes des parents séparées par le point de coupure.

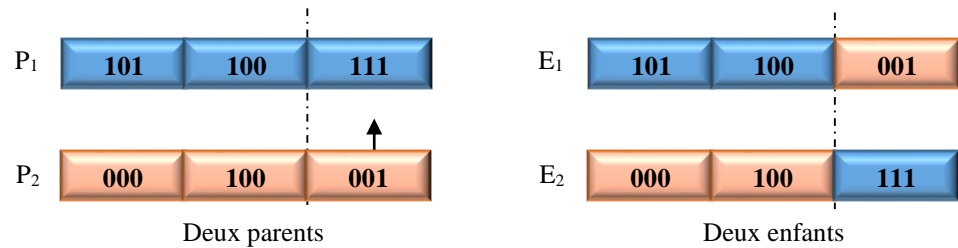


Figure III.3 Croisement en un point [75]

Le premier enfant E1 contient donc la partie des individus de parents avant le point de coupure et la partie de P2 après le point de coupure. L'enfant E2 est obtenu de la même manière en échangeant les rôles de P1 et P2.

b) Croisement en deux points

Deux points de croisement sont choisis aléatoirement. Cet opérateur s'avère être plus efficace que le précédent.

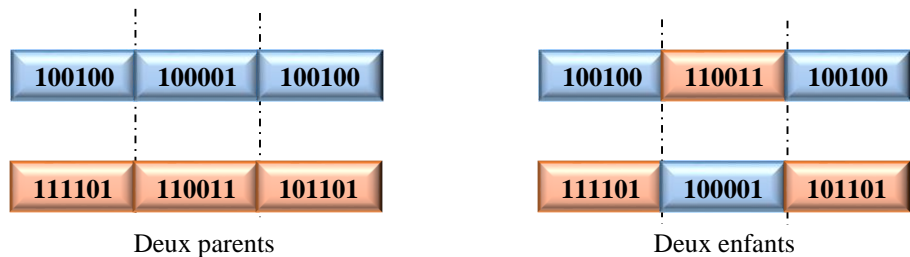


Figure III.4 Croisement à deux points [75]

Notons que d'autres formes de croisement existent, du croisement en k points jusqu'au cas limite du croisement uniforme.

III-3-3-4 Mutation

La mutation est définie comme étant l'inversion d'un bit dans un chromosome. On modifiera par conséquent aléatoirement la valeur d'un paramètre du dispositif. Les mutations préservent la diversité dans la population et permettent d'assurer une recherche aussi bien globale que locale. De plus, elles garantissent mathématiquement que l'optimum global peut

être atteint. Le choix de la meilleure probabilité de mutation P_m est délicat. En effet, P_m dépend à la fois de la taille N de la population et de la longueur des individus. De plus, si P_m décroît avec le temps, les performances de l'algorithme sont meilleures. La probabilité de mutation P_m par bit et par génération est comprise entre 0.001 et 0.01 [73, 75].

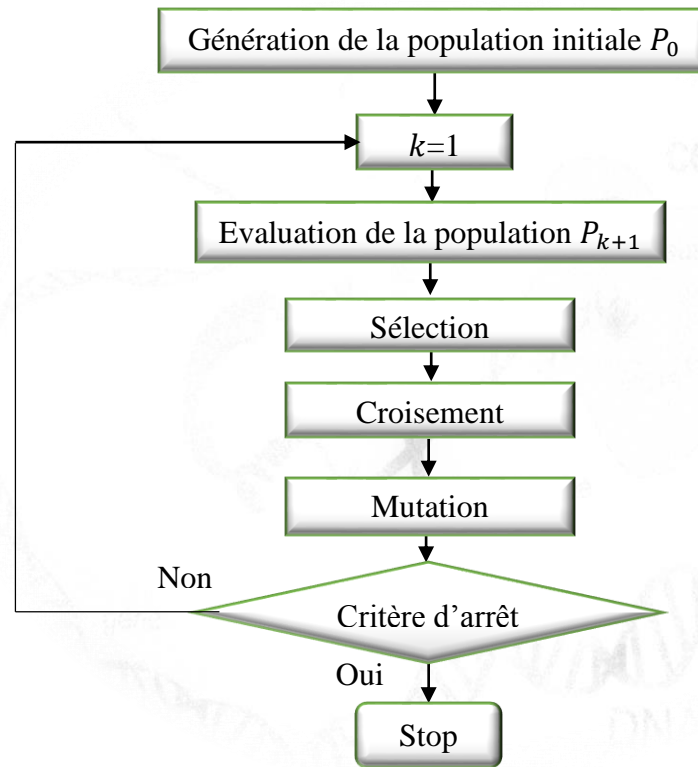


Figure III.5 Organigramme d'un Algorithme génétique [77]

III-4 PROBLEME OETS D

L'emplacement et la taille des SD jouent un rôle important dans l'exploitation, le fonctionnement et la planification des réseaux électriques. Comme nous l'avons mentionné au § II-4 qu'une insertion non optimale des SD peut provoquer dans le réseau électrique des impacts négatifs. La solution efficace pour éviter ces impacts passe par l'intégration optimale des SD.

III-4-1 Etat de l'art

Différentes méthodes ont été développées dans des travaux de recherches précédents [78] pour décider du lieu optimal de SD et la quantité adéquate de la puissance à injecter, par exemple, les chercheurs [79] ont présenté une technique basée sur un calcul d'écoulement de puissance optimal (EPO) ou OPF en présence des SD, mais leurs emplacements sont prédéfini

(nœuds 7, 10 et 30). La fonction bi-objectif utilisée est la minimisation du coût de combustible et les pertes joule. Dans l'étude [80] ils ont utilisé la méthode CPF (Continuation Power Flow) et l'indice de stabilité de tension, afin de déterminer les lieux où la tension est dégradée, pour décider quel nœud doit être ciblé (nœuds candidats), et donc décider l'emplacement des SD. Une autre étude proposée dans [81] pour démontrer l'influence des SD sur les émissions de gaz à effet de serre et le coût de combustible. Dans cette étude la technique d'optimisation utilisée est la méthode point intérieure, notons que l'emplacement des SD est choisi préalablement. *Y. Zhu et al* [82] ont formulé l'OPF dans le réseau de distribution en présence des SD, avec une fonction objectif de minimiser les pertes totales du réseau. La méthode de programmation quadratique est utilisée pour résoudre ce problème. *Harrison et Wallace* [83] ont développé une méthode basée sur un OPF dans le réseau distribution avec des SD considérées comme des charges négatives.

L'algorithme DPOPF (Distributed and Parallel OPF) proposé pour résoudre le problème de l'OPF en présence des SD renouvelables dans le réseau de transport [84]. Les autres dans [85] ont présenté la technique d'optimisation par essaim de particules (PSO ou Particle Swarm Optimization) pour déterminer l'emplacement et la taille optimale de différents types des SD dans les réseaux de distribution.

Une optimisation multi-objectif (minimisation des pertes actives et le nombre des SD) a été proposée, afin de déduire l'emplacement et la taille optimale des SD, en utilisant la technique de la programmation non linéaire [86]. Une méthode hybride AG et PSO a été présentée par *Moradi et al* [87], pour l'emplacement optimal des SD dans le réseau distribution avec différentes fonctions objectif à savoir l'amélioration du profil de tension, la marge de stabilité de tension et la minimisation des pertes. Une approche multi-objectif pour définir l'endroit optimal et la puissance à injecter dans le réseau distribution a été démontrée, en utilisant la méthode NSGA-II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithms II) [88].

D'après cette recherche bibliographique nous avons constaté que l'intégration optimale des SD dans les réseaux de distribution est largement discutée, mais il y a moins de publications sur l'intégration des SD dans les réseaux de transport. Malgré ça nous avons focalisé notre étude sur l'insertion des SD dans le réseau de transport pour la simple raison que la SONELGAZ a choisi d'intégrer ses SD aux postes sources qui sont considérés par l'opérateur système (OS) comme des nœud de charges.

III-4-2 Formulation du problème OETS

L'objectif de ce travail est de rechercher quel est la puissance optimale à injecter par des SD et le nœud de leurs insertions qui nous donne les pertes actives minimales en tenant compte des contraintes du réseau. Pour atteindre cet objectif nous devons définir la fonction fitness et les contraintes d'égalité et d'inégalité qui seront détaillés dans les sections suivantes.

III-4-2-1 Fonction objectif

D'après les recherches précédentes différentes fonctions objectifs sont considérées à savoir, la minimisation des pertes actives, maximisation de l'indice de stabilité de tension, amélioration du profil de tension, minimisation des gaz à effet de serre et etc [88]. Le premier souci du gestionnaire du réseau électrique est de minimiser les pertes actives au niveau des lignes, ceci est traduit par la formule suivante :

$$F = P_{active}^T = \min \sum_{i=1}^{NB} r_i I_i^2 \quad (III.5)$$

où r_i et I_i , sont respectivement la résistance et le courant dans la ligne électrique. P_{active}^T représente les pertes actives totale du réseau électrique.

Cette fonction est soumise à un ensemble de contraintes d'égalité et d'inégalité qui devraient être satisfaits tout en réduisant au minimum les pertes actives.

III-4-2-2 Contraintes d'égalité

Les contraintes égalités représentent des équations d'équilibre de puissances entre la production et la consommation. Pour un réseau de transport en présence des SD à base d'énergie renouvelable (Eolienne), les contraintes égalité en puissance actives et réactives peuvent être exprimées comme suit :

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{NG} P_{Gi} + \sum_{i=1}^{NSD} P_{SDi} - \sum_{i=1}^{NL} P_{Di} - \sum_{i=1}^{NB} P_{li} = 0 \\ \sum_{i=1}^{NG} Q_{Gi} + \sum_{i=1}^{NSD} Q_{SDi} - \sum_{i=1}^{NL} Q_{Di} - \sum_{i=1}^{NB} Q_{li} = 0 \end{cases} \quad (III.6)$$

où (P_G, Q_G) représentent la puissance active et réactive du générateur conventionnel, (P_{SD}, Q_{SD}) est la puissance active et réactive délivrée par SD (la SD est modélisée comme une source éolienne avec un facteur de puissance comprise entre 0.8 et 1 donc cette source capable d'injecter la puissance active et réactive), (P_D, Q_D) représentent la puissance active et réactive du nœud de charge, (P_l, Q_l) représentent les pertes de puissance active et réactive.

III-4-2-3 Contraintes d'inégalité

Ces contraintes représentent les limites physiques des lignes, des générateurs conventionnels et des SD ainsi que les limites de sécurité des tensions des nœuds du réseau. Elles sont exprimées par les équations suivantes :

$$S_{bi} \leq S_{bimax} \text{ pour } i = 1 \dots \dots \dots N_B \tag{III.7}$$

$$P_{Gimin} \leq P_{Gi} \leq P_{Gimax} \text{ pour } i = 1 \dots \dots \dots N_G \tag{III.8}$$

$$Q_{Gimin} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gimax} \text{ pour } i = 1 \dots \dots \dots N_G \tag{III.9}$$

$$V_{imin} \leq V_i \leq V_{imax} \text{ pour } i = 1 \dots \dots \dots N \tag{III.10}$$

$$S_{imin}^{SD} \leq S_i^{SD} \leq S_{imax}^{SD} \text{ pour } i = 1 \dots \dots \dots N_D \tag{III.11}$$

$$\Sigma P_{SDi} \leq 0.3 * \Sigma P_D \text{ pour } i = 1 \dots \dots \dots N_{SD} \tag{III.12}$$

Où S_{ij} est la puissance apparente qui transite à travers la ligne entre les nœuds i et j , P_{Gimin} et P_{Gimax} sont les puissances de production minimale et maximale du $i^{ème}$ générateur conventionnel, S_{imin}^{SD} et S_{imax}^{SD} sont les puissances de production minimale et maximale des SD. N, N_L, N_G, N_B et N_{SD} sont respectivement le nombre des nœuds du réseau, le nombre des nœuds de charge, le nombre de générateurs, le nombre de branches et le nombre des SD.

Pour des raisons de sécurité du réseau électrique le gestionnaire du réseau a limité le taux de pénétration des SD dans son réseau à une limite fixée selon la robustesse de ce dernier. Ce taux est calculé par le rapport entre la puissance active totale des SD et la puissance active totale demandée ou la puissance totale générée par les sources conventionnelles multiplié par cent donné par la formule suivante [89] :

$$\tau_{\%} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{SD}} P_{SDi}}{\sum_{i=1}^{N_L} P_{Di}} * 100 \tag{III.13}$$

III-4-2-4 Traitement des contraintes

Pour optimiser l'emplacement et la taille des SD, il convient de mentionner que les variables de contrôle sont générées dans leurs limites admissibles en utilisant une stratégie aléatoire par les AG. Au cours du processus d'optimisation, on peut tomber sur des solutions non réalisables dû au dépassement de la contrainte des tensions ou de la limite thermique des lignes, dans ce cas on pénalise la FO. Cette FO est reformulée de la façon suivante [90, 91] :

$$F^p = \sum_{i=1}^{NB} r_i I_i^2 + k_p (P_{G_1} - P_{G_1}^{lim})^2 + k_Q \sum_{i=1}^{NG} (Q_{G_i} - Q_{G_i}^{lim})^2 + k_V \sum_{i=1}^{NL} (V_{L_i} - V_{L_i}^{lim})^2 + k_s \sum_{i=1}^{NB} (S_{b_i} - S_{b_i}^{lim})^2 \quad (III.14)$$

$$V_{L_i}^{lim} = \begin{cases} V_{L_i}^{max} & si & V_{L_i} > V_{L_i}^{max} \\ V_{L_i}^{min} & si & V_{L_i} < V_{L_i}^{min} \\ V_{L_i} & si & V_{L_i}^{min} \leq V_{L_i} \leq V_{L_i}^{max} \end{cases} \quad (III.15)$$

$$S_{b_i}^{lim} = \begin{cases} S_{b_i}^{max} & si & S_{b_i} > S_{b_i}^{max} \\ S_{b_i}^{min} & si & S_{b_i} < S_{b_i}^{min} \\ S_{b_i} & si & S_{b_i}^{min} \leq S_{b_i} \leq S_{b_i}^{max} \end{cases} \quad (III.16)$$

où k_p , k_Q , k_V et k_s sont respectivement les constantes de pénalité de la puissance active et réactive produites par le générateur de référence (*slack bus*), de la tension aux nœuds de charges et la constante de pénalité de la limite thermique des lignes.

Selon la formulation, nous pouvons voir que l'utilisation d'un tel modèle pour résoudre des problèmes de taille réelle est pratiquement impossible avec une approche classique. Par conséquent, pour résoudre des problèmes pratiques, nous devons avoir recours aux méthodes métaheuristiques efficaces à savoir la méthode des algorithmes génétiques.

III-5 APPLICATION DE LA METHODE AG SUR L'OETSD

Pour résoudre le problème de l'OETSD, nous exploitons la fonction OPF qui est couramment utilisée par les gestionnaires des réseaux électriques pour déterminer le point de fonctionnement optimal en tenant compte des contraintes techniques, économiques, environnementales et de sécurité.

Généralement le rôle de l'OPF classique est de fournir les différentes valeurs de variables de contrôle suivants : La puissance active des générateurs conventionnels, la tension à la sortie des générateurs conventionnels, les rapports des transformateurs régleurs en charge (On-Load Tap Changer), les angles des transformateurs déphaseurs (phase shifter) et les paramètres de commande des systèmes FACTS (Flexible Alternating current Transmission System) afin de minimiser une fonction objectif en tenant compte toutes les contraintes du réseau électrique. Par l'ajout des nouvelles variables de contrôle (taille SD, facteur de puissance et emplacement SD) sur l'OPF classique nous obtenons un OPF avec SD ; pour cette fin, un algorithme basé sur la fonction OPF associé à un algorithme génétique est proposé.

L'objectif de la méthode AG est de définir la taille et l'emplacement optimaux des SD à intégrer dans le réseau électrique. Mentionnons que nous allons utiliser la fonction OPF

implantée dans le logiciel MATPOWER en considérant des nouvelles variables de contrôle. La figure 2 représente la stratégie d'un OPF classique en présence des SD ou OPF-SD.

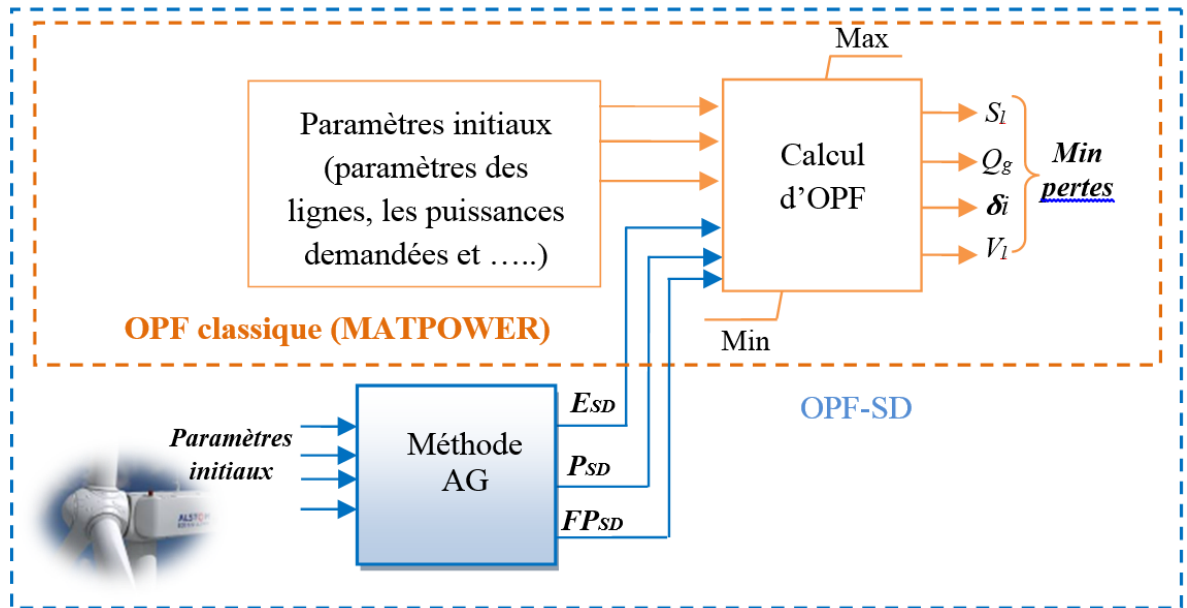


Figure III.6 OPF classique en présence des SD

Nous devons au début exprimer le vecteur des variables d'état et le vecteur des variables de contrôle comme suit :

Le vecteur χ^T de variables d'état est constitué de la puissance active de production au nœud de référence P_{G_1} , des tensions des nœuds de charge V_L , de la puissance réactive produite par les générateurs conventionnels Q_{G_1} , des puissances apparentes transitées à travers les lignes de transport S_l . Ce vecteur χ peut être exprimé par :

$$\chi^T = [P_{G_1}, V_{L_1} \dots V_{L_{NL}}, Q_{G_1} \dots Q_{G_{NG}}, S_{l_1} \dots S_{l_{NL}}] \quad (III.17)$$

Le vecteur v^T des variables de contrôle représente les sorties de puissance active des SD (taille) P_{SD} , l'emplacement E_{SD} et le facteur de puissance des SD. Les autres variables de contrôle (P_G, V_G, T) sont considérés dans la fonction OPF classique. Par conséquent, ce vecteur peut être exprimé par :

$$v^T = [P_{SD_1} \dots P_{SD_{NSD}}, FP_{SD_1} \dots FP_{SD_{NSD}}, E_{SD_1} \dots E_{SD_{NSD}}] \quad (III.18)$$

L'objectif est de minimiser les pertes actives via les paramètres optimaux du vecteur des variables de contrôle. La figure III.7 illustre la structure du chromosome appliquée dans cette étude.

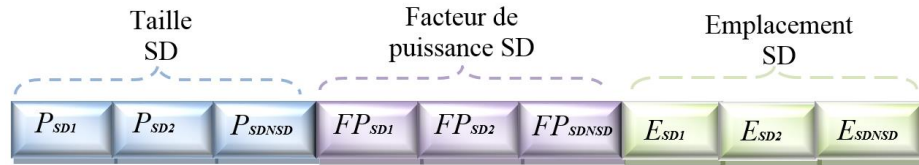


Figure III.7 Structure du chromosome

Afin de déterminer l'emplacement et la taille des SD, la méthode de l'algorithme génétique a été suggérée. Les étapes principales pour la recherche de l'emplacement et de la taille des SD sont les suivantes :

Etape 1 : Lire les données du réseau étudié tels que la résistance et réactance des lignes, la puissance min et max des générateurs conventionnels, la puissance demandée par les charges et le nombre des SD à insérer et leur taille maximale.

Etape 2 : Faire un calcul de l'EP en absence des SD et déterminer les pertes actives totales pour les deux cas.

Etape 3 : Choisir les paramètres des AG (nombre de générations, la taille de la population, le coefficient de croisement et de mutation) et générer aléatoirement les valeurs des emplacements, tailles et les facteurs de puissances entre leurs limites en utilisant les équations (III.20), (III.21) et (III.22) (création de la population initiale P_0).

$$P_0 = [X_1, X_2 \dots X_i \dots X_n \text{ population}] \quad (\text{III.19})$$

$$E_{SDi} = \text{round}(2 + \text{rand}(N_{bus} - 2)) \quad (\text{III.20})$$

$$P_{SDi} = P_{min}^{SD} + \text{rand}(P_{max}^{SD} - P_{min}^{SD}) \quad (\text{III.21})$$

$$FP_{SDi} = FP_{min}^{SD} + \text{rand}(FP_{max}^{SD} - FP_{min}^{SD}) \quad (\text{III.22})$$

Avec $\text{round}(\bullet)$ représente la valeur d'un nombre arrondi à l'entier le plus proche, et rand indique un nombre aléatoire distribué uniformément entre 0 et 1 [74].

Initialiser le compteur d'itération $t = 0$.

Etape 4 : Faire le calcul d'EPO en utilisant MATPOWER en présence des SD et évaluer la fonction objectif pour chaque individu en utilisant l'équation (III.5).

Étape 5 : Vérifier toutes les contraintes du réseau en utilisant les équations (III.6), (III.7) et (III.10). Si ses dernières sont satisfaites, aller à l'étape suivante sinon, pénaliser la FO en utilisant l'équation (III.14) et aller à l'étape suivante.

Étape 6 : Générer d'autres populations selon les lois des AG (croisement, mutation et sélection), incrémenter le compteur des générations ($k = k + 1$) et refaire les étapes de 4 à 6 jusqu'au critère d'arrêt (nombre maximal des générations).

Étape 7 : Retirer le meilleur individu et afficher les résultats (emplacement, taille et les pertes actives).

La figure III.8 illustre l'organigramme de la recherche de l'emplacement et de la taille des SD à intégrer dans le réseau électrique.

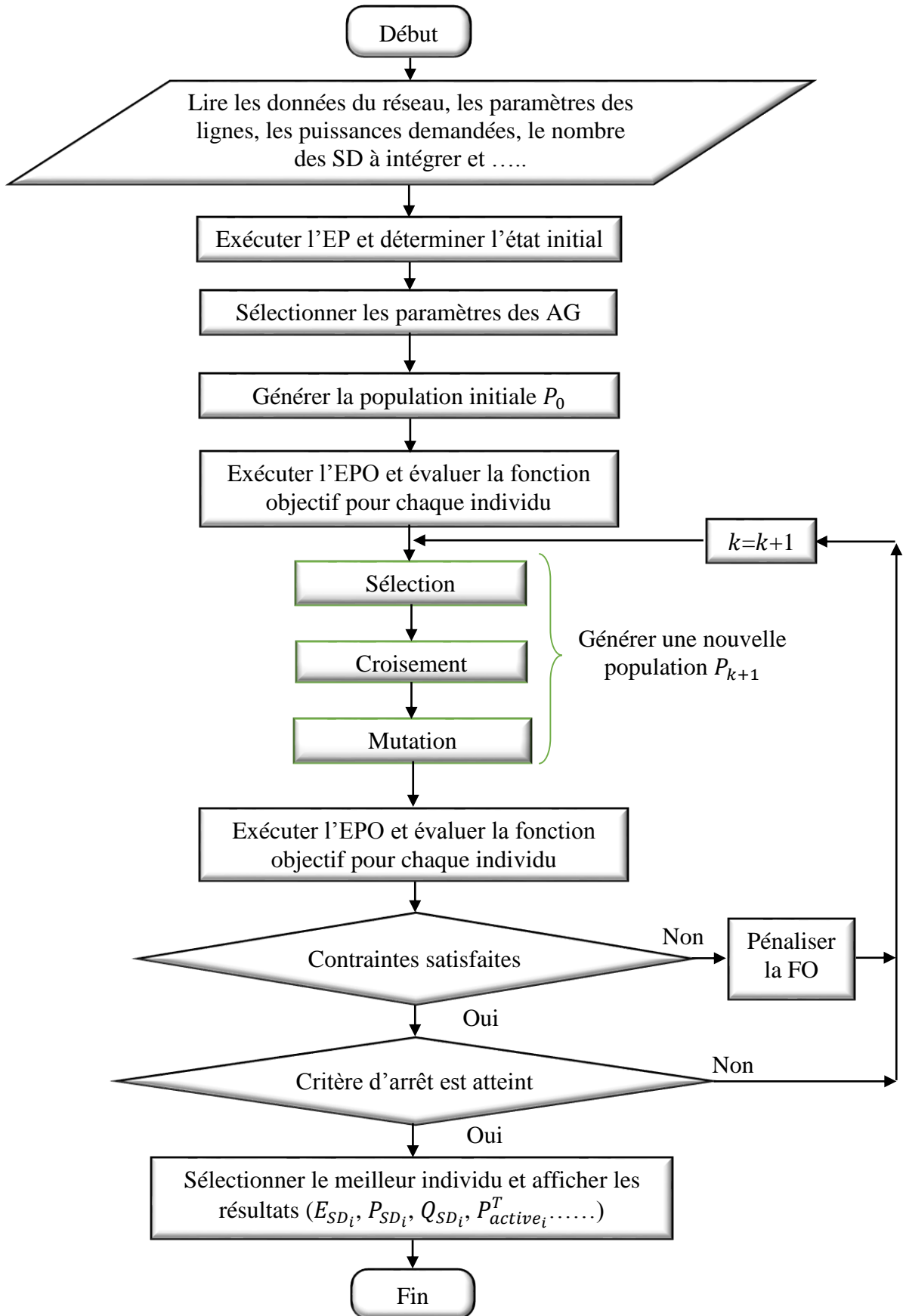


Figure III.8 Organigramme de la recherche de l'emplacement et la taille des SD

III-6 CONCLUSION

A travers ce chapitre nous avons exposé les techniques d'optimisation déterministes et métaheuristiques, les avantages et inconvénients de chacune ; puis nous sommes focalisés sur une technique métaheuristique telle que les algorithmes génétiques en détaillant son principe de fonctionnement et ses différents paramètres. Ensuite un état de l'art sur le problème d'OETSD ainsi que sa modélisation à savoir la FO, les différentes contraintes du réseau. D'après la formulation mathématique du problème étudié, nous avons conclu que ce dernier traite une FO non linéaire avec des contraintes non linéaires qui nécessite une technique d'optimisation robuste comme les AG. Le chapitre suivant fera l'objet d'appliquer et simuler cette technique sur un réseau de test IEEE 14 nœuds ensuite une validation sur le réseau Algérien 114 nœuds.

Chapitre IV :
SIMULATION ET
INTERPRETATION DES
RESULTATS

Chapitre IV : Simulation et interprétation des résultats

IV-1 INTRODUCTION

Avec la complexité du comportement d'un système de puissance des outils informatiques (soft et hard) sont nécessaires pour sa gestion et sa planification afin d'atteindre les objectifs souhaités. Ce chapitre présentera la simulation du problème d'OETSD en utilisant la méthode des AG en commençant par la définition des réseaux à étudier à savoir le réseau IEEE 14 nœuds (choisi pour tester l'efficacité du programme développé) puis le réseau Algérien 114 nœuds pour donner un aspect pratique à notre étude. Nous allons aussi exposer les résultats de simulations de chaque réseau étudié, ensuite l'interprétation des résultats obtenus. Finalement une conclusion achèvera cette étude.

IV-2 OUTIL INFORMATIQUE

Certains logiciels d'analyse des réseaux électriques sont disponibles sur le marché comme exemple le logiciel ETAP, PowerWorld, MATPOWER, PSAT, EMTP, NEPLAN, MathWorks...etc.) [92]. Le MATPOWER est un logiciel gratuit et open source développé sous Matlab pour résoudre les problèmes de simulation et d'optimisation des systèmes de puissance en régime permanent tels que l'écoulement de puissance (EP), l'écoulement de puissance en continu (CPF), l'écoulement de puissance optimal (OPF), l'engagement de turbines (Unit Commitment) et les OPF/UC stochastiques en multi-intervalle sécurisé. Il s'agit d'un outil de simulation facile à utiliser et à modifier pour les chercheurs. Le MATPOWER est conçu pour donner les meilleures performances possibles tout en gardant un programme simple à comprendre et à modifier [93]. Pour cela nous avons choisi ce logiciel pour l'analyse d'EP et d'EPO dans notre étude. Nous avons aussi utilisé la méthode AG disponible (préprogrammée) sur le Toolbox au niveau de la bibliothèque de MATLAB sous le nom (*GA function*). Pour plus de détails sur cette fonction voir les références [94, 95].

IV-3 DESCRIPTION DES RESEAUX ETUDIES

IV-3-1 Réseau IEEE 14 nœuds

Ce réseau est utilisé par les chercheurs dans le domaine des réseaux électrique pour tester l'efficacité de leurs programmes. Le réseau IEEE est composé de 14 nœuds, 20 lignes de transport, 03 transformateurs, 05 générateurs avec une capacité totale de 772.4 MW avec une

capacité réactive de -52 MVar au 148 MVar et 12 charges de puissance totale demandée de 259 MW et 73.5 MVar [96]. Le nœud N° 1 est considéré comme référence (nœud *slack bus*). La figure IV.1 montre le schéma unifilaire du réseau en question.

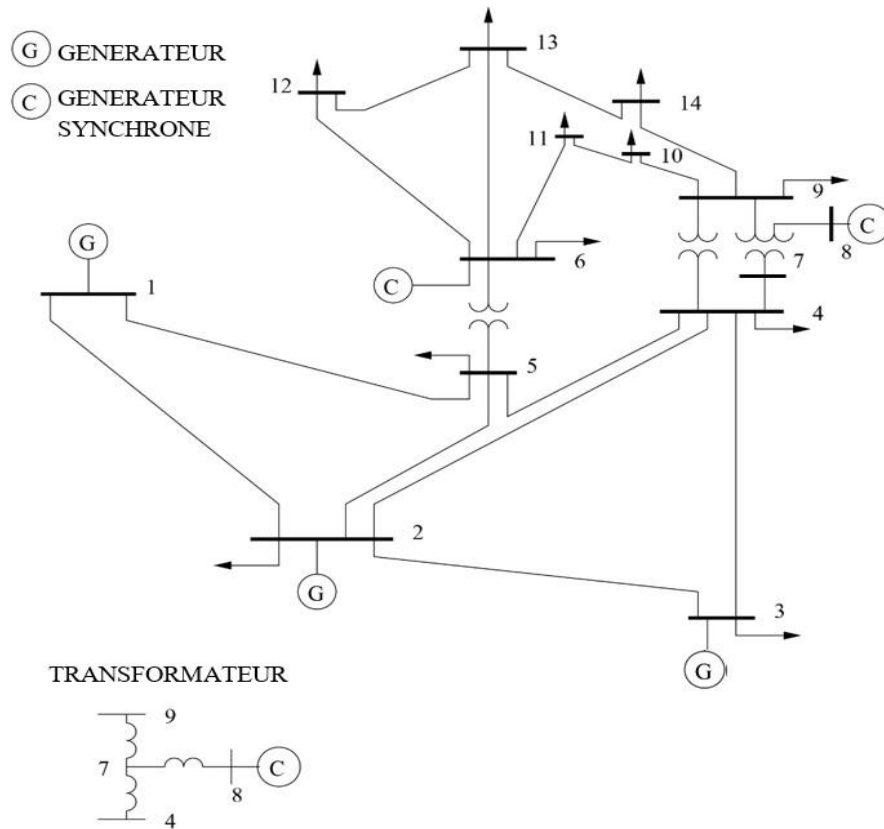


Figure IV.1 Schéma unifilaire du réseau IEEE 14 nœuds [96]

IV-3-2 Réseau Algérien 114 nœuds

Le réseau Algérien de transport d'énergie électrique s'étend sur la partie nord du pays et comprend des interconnexions avec le Maroc à l'ouest et la Tunisie à l'est arrivant au sud est jusqu'à Hassi Messaoud et au sud-ouest à Bechar [17]. Vue l'étendu de ce réseau nous avons pris un schéma équivalent afin de réduire sa taille. Le réseau équivalent comprend plusieurs niveaux de tension comme 60 kV, 220 kV et 400 kV. Ce réseau est composé de 114 nœuds, 175 lignes de transport, 16 transformateurs régleurs en charges, 15 générateurs avec une capacité totale de 4450 MW avec une capacité réactive de -290 MVar au 2395 MVar et 91 charges de puissance totale demandée de 3146.18 MW et 1799.38 MVar. Le nœud N° 4 est considéré comme référence (nœud *slack bus*). La figure IV.2 montre la carte schématique du réseau Algérien de transport d'énergie électrique.

- Il convient de mentionner que le nombre des SD à intégrer au réseau est choisi au préalable. Dans cette étude nous avons choisi d'intégrer 1, 2, 3 et 4 SD. Nous sommes arrêtés au nombre 4 car au-delà de celui-ci l'influence des SD sur les pertes actives est négligeable.

- Les limites des puissances actives délivrées par chaque SD sont comprises entre 0 et 50 MW pour le réseau IEEE 14 nœuds. Pour le réseau Algérien 114 nœuds la somme des puissances des SD est comprise entre 0 et $(0.3 * \sum_{i=1}^{N_D} P_{D_i})$ MW c'est à dire entre [0, 943 MW].

- Après différents essais sur le réseau IEEE 14 nœuds nous allons fixer les paramètres de la méthode AG comme suit : le nombre de chromosomes (taille de la population) est fixé à 80, le nombre maximum de générations est 200, le nombre de variables est 03, la probabilité de mutation est de 0.01 et la probabilité de croisement est de 0.9.

- Pour le réseau Algérien 114 nœuds nous allons fixer les paramètres de la méthode AG comme suit : le nombre de chromosomes est fixé à 120, le nombre maximum de générations est 500, la probabilité de mutation est de 0.01 et la probabilité de croisement est de 0.2.

- Dans ces études nous allons cibler cinq cas à savoir le cas 1 représente les résultats d'EP sans SD, le cas 2 OPF en présence d'une SD, le cas 3 OPF avec deux SD, le cas 4 OPF avec trois SD et le cas 5 OPF avec quatre SD.

IV-5 RESULTATS DES SIMULATIONS ET INTERPRETATIONS

IV-5-1 Résultats du réseau IEEE 14 nœuds

Après la convergence du programme, les résultats de simulation obtenus sont indiqués ci-dessous.

IV-5-1-1 Résultats du cas 1

Cette simulation représente l'état du réseau avant l'intégration des SD où nous avons effectué le calcul d'EP qui nous permet de définir l'état initial de ce réseau. D'après les résultats trouvés par l'exécution du logiciel MATPOWER (Tableau IV.1) nous avons constaté que les pertes actives totales sont 13.39 MW. Il est important de signaler que le calcul d'EP ne tient pas en compte les limites minimales et maximales des tensions des nœuds, les limites thermiques des lignes et les limites de la puissance active et réactive du générateur de référence.

La figure IV.3 indique le profil de tension du réseau IEEE 14 nœuds pour le premier cas. La figure IV.4 montre l'état initial des puissances apparentes transmises à travers les lignes de transport.

Tableau IV.1 Résultats de simulation de l'EP sans SD pour le réseau 14 nœuds

Paramètres	Limites		Cas 1
	Inferieur	Supérieur	EP sans SD
P_{g1} (MW)	50	332.4	232.39
P_{g2} (MW)	0	140	40.00
P_{g3} (MW)	0	100	0.00
P_{g6} (MW)	0	100	0.00
P_{g8} (MW)	0	100	0.00
Q_{g1} (MVAr)	-990	990	-16.55
Q_{g2} (MVAr)	-40	50	43.55
Q_{g3} (MVAr)	-6	24	25.07
Q_{g6} (MVAr)	-6	40	12.73
Q_{g8} (MVAr)	-6	24	17.62
V_1 (pu)	0.95	1.05	1.060
V_2 (pu)	0.95	1.05	1.045
V_3 (pu)	0.95	1.05	1.010
V_6 (pu)	0.95	1.05	1.070
V_8 (pu)	0.95	1.05	1.090
Charge active totale (MW)			259
Nœud d'emplacement de la SD			**
Puissance active de la SD (MW)			**
Puissance réactive de la SD (MVAr)			**
Puissance totale active des SD (MW)			**
Puissance totale réactive des SD (MVAr)			**
Pertes actives totales (MW)			13.393

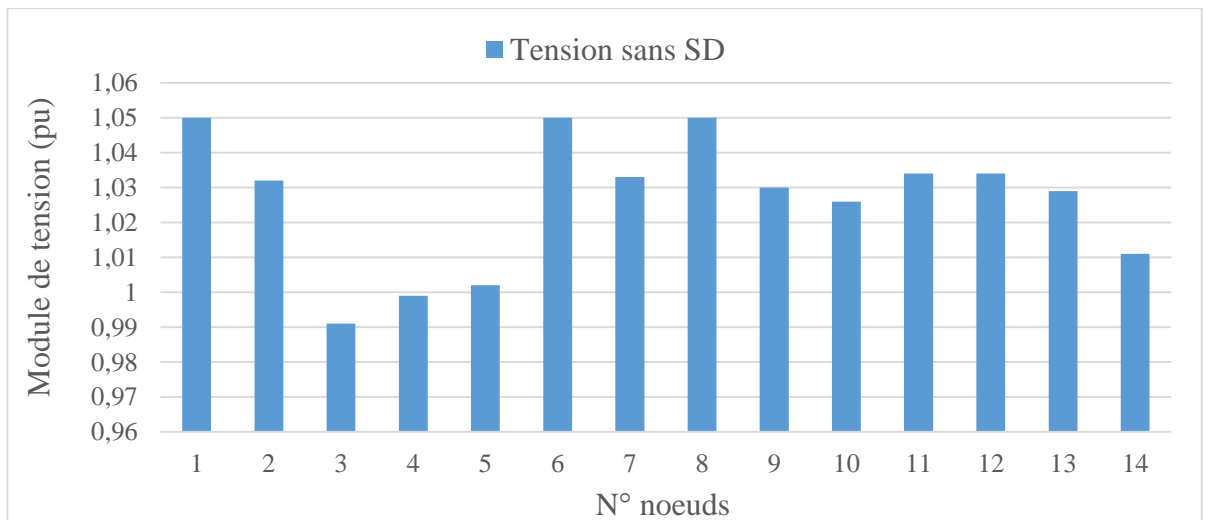


Figure IV.3 Profil des tensions du réseau IEEE 14 nœuds pour le cas 1

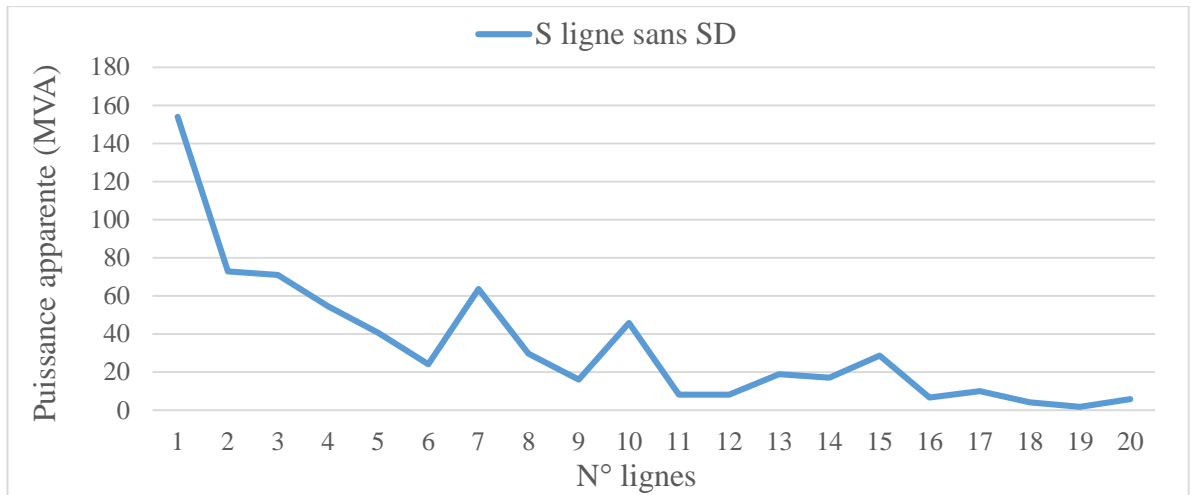


Figure IV.4 Puissances des lignes du réseau IEEE 14 nœuds pour le cas 1

IV-5-1-2 Résultats du cas 2

Après l’intégration d’une SD, nous constatons que les pertes actives totales sont réduites à 8.44 MW qui représente un taux de réduction de 36.96 %, et ceci après l’intégration d’une SD de puissance active de 41.08 MW et de puissance réactive de 30.81 MVar au nœud 13 en respectant toutes les contraintes du réseau.

Tableau IV.2 Résultats de simulation d’EPO avec 01 SD pour le réseau 14 nœuds

Paramètres	Limites		Cas 2
	Inferieur	Supérieur	EPO avec 01 SD
P_{g1} (MW)	50	332.4	89.00
P_{g2} (MW)	0	140	137.37
P_{g3} (MW)	0	100	0.00
P_{g6} (MW)	0	100	0.00
P_{g8} (MW)	0	100	0.00
Q_{g1} (MVar)	-990	990	-25.26
Q_{g2} (MVar)	-40	50	50.00
Q_{g3} (MVar)	-6	24	24.00
Q_{g6} (MVar)	-6	40	0.00
Q_{g8} (MVar)	-6	24	-6.00
V_1 (pu)	0.95	1.05	0.986
V_2 (pu)	0.95	1.05	0.992
V_3 (pu)	0.95	1.05	0.950
V_6 (pu)	0.95	1.05	1.030
V_8 (pu)	0.95	1.05	0.967
Charge active totale (MW)			259
Nœud d'emplacement de la SD			13
Puissance active de la SD (MW)			41.08
Puissance réactive de la SD (MVar)			30.81
Puissance totale active des SD (MW)			41.08
Puissance totale réactive des SD (MVar)			30.81
Pertes actives totales (MW)			8.443

Selon la figure IV.6, nous remarquons que les puissances transitées par les lignes ayant une liaison avec le nœud où est injectée une SD (nœud 13), telles que les lignes 13, 19 et 20 sont influencées comme suit : pour la ligne 13 la puissance de transit a diminuée de 18.96 MVA à 13.83 MVA, et pour la ligne 19 la puissance de transit a augmentée de 1.77 MVA à 6.11 MVA, le même raisonnement pour la ligne 20. Nous remarquons que cette variation est légère car nous avons raccordé une seule SD. Ces lignes sont influencées à cause de leur liaison avec le nœud de l'emplacement de la SD ce qui correspond à la topologie du réseau IEEE 14 nœuds. Le profil de tension respecte les limites imposées par la formule III.9 (voir la figure IV.5). La variation des pertes actives en fonction du nombre de générations est indiquée par la figure IV.7, cette variation converge à l'itération 65.

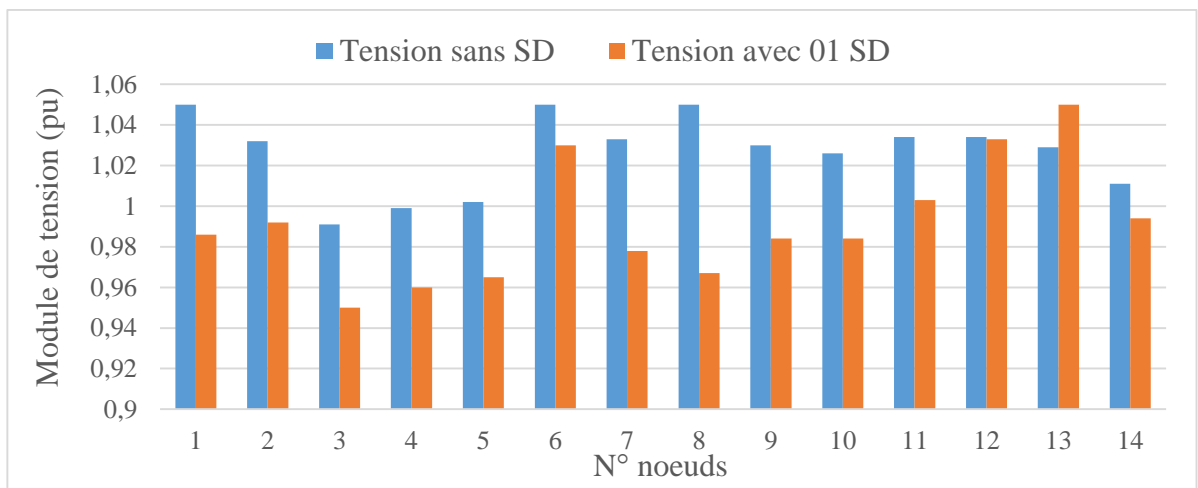


Figure IV.5 Profil des tensions du réseau IEEE 14 nœuds sans et avec 01 SD

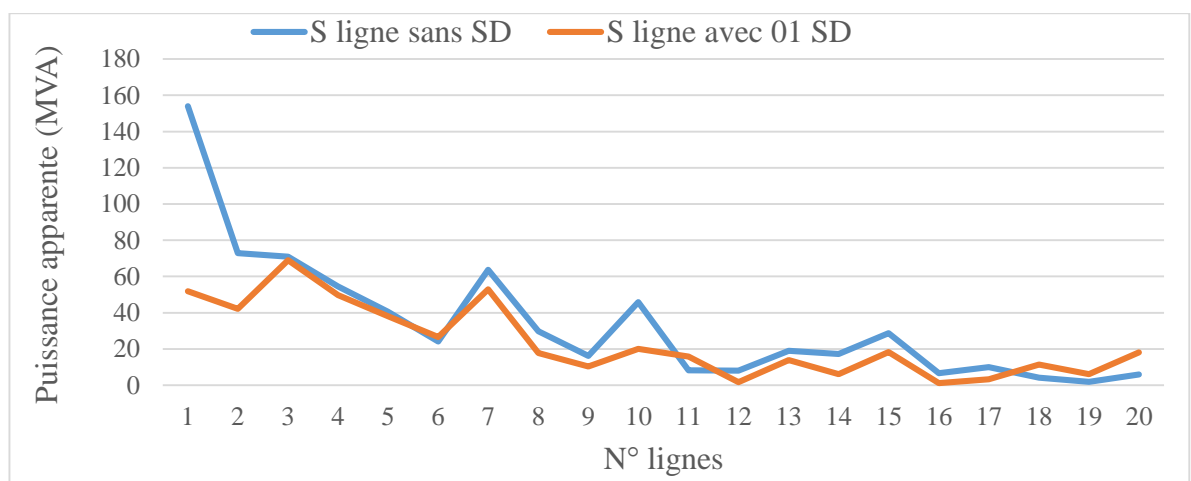


Figure IV.6 Puissances des lignes du réseau IEEE 14 nœuds sans et avec 01 SD

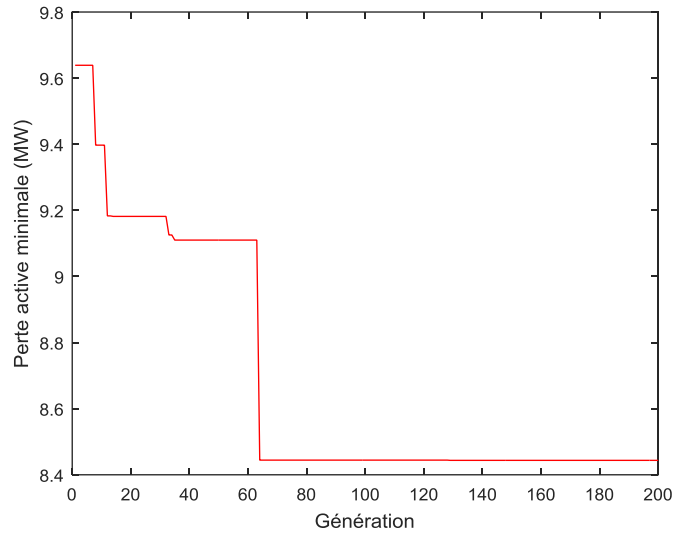


Figure IV.7 Variation des pertes actives en fonction du nombre de génération du cas 2

IV-5-1-3 Résultats du cas 3

Ce cas correspond aux résultats de simulation après l'intégration de deux SD aux nœuds 4 et 5 délivrant les puissances de 49.84 MW 37.38 MVar pour le premier nœud et 49.37 MW 37.03 MVar pour le second. Cette intégration améliore les pertes actives en les réduisant à 6.776 MW équivalent à un taux de minimisation de 49.39 %.

Tableau IV.3 Résultats de simulation d'EPO avec 02 SD pour le réseau 14 nœuds

Paramètres	Limites		Cas 3
	Inferieur	Supérieur	EPO avec 02 SD
P_{g1} (MW)	50	332.4	140.18
P_{g2} (MW)	0	140	26.39
P_{g3} (MW)	0	100	0.00
P_{g6} (MW)	0	100	0.00
P_{g8} (MW)	0	100	0.00
Q_{g1} (MVar)	-990	990	-6.51
Q_{g2} (MVar)	-40	50	-5.56
Q_{g3} (MVar)	-6	24	14.73
Q_{g6} (MVar)	-6	40	0.00
Q_{g8} (MVar)	-6	24	-6.00
V_1 (pu)	0.95	1.05	1.038
V_2 (pu)	0.95	1.05	1.021
V_3 (pu)	0.95	1.05	0.992
V_6 (pu)	0.95	1.05	1.050
V_8 (pu)	0.95	1.05	1.025
Charge active totale (MW)			259
Nœud d'emplacement de la SD			4 5
Puissance active de la SD (MW)			49.84 49.37
Puissance réactive de la SD (MVar)			37.38 37.03
Puissance totale active des SD (MW)			99.21
Puissance totale réactive des SD (MVar)			74.41
Pertes actives totales (MW)			6.776

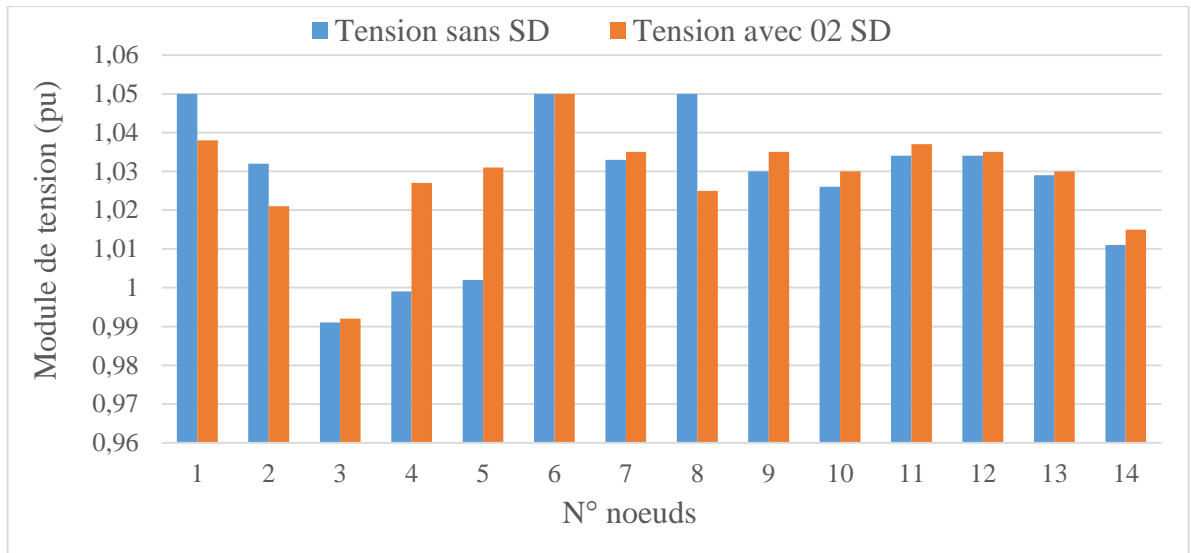


Figure IV.8 Profil des tensions du réseau IEEE 14 nœuds sans et avec 02 SD

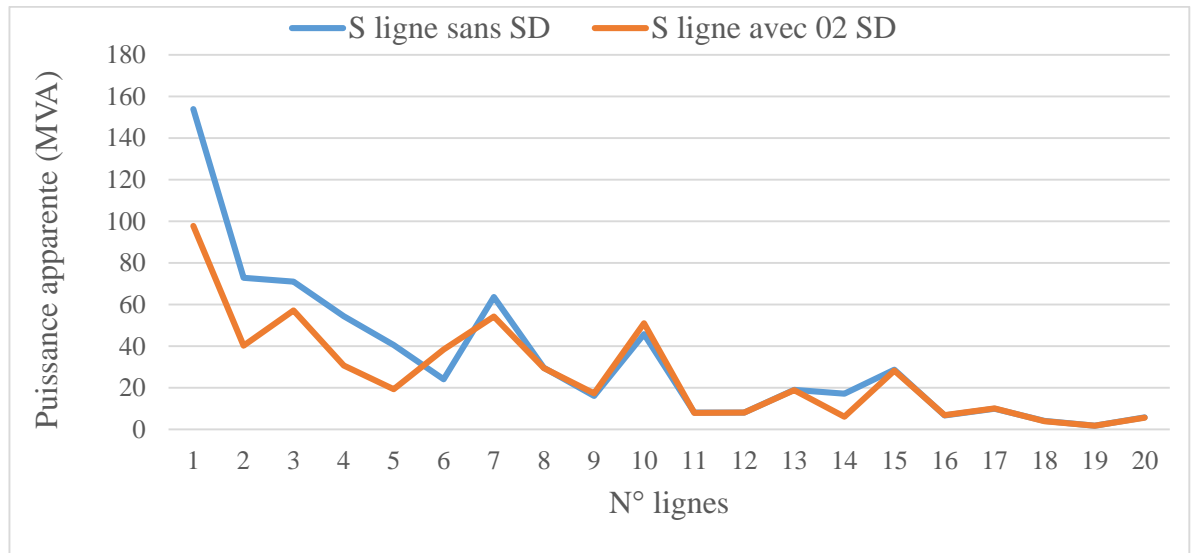


Figure IV.9 Puissances des lignes du réseau IEEE 14 nœuds sans et avec 02 SD

La figure ci-dessus (IV.9) montre l'impact des SD sur les lignes de transport , ainsi la puissance apparente de la ligne 5 reliant le nœud 2 et 5 a diminuée de 40.62 MVA à 19.29 MVA, cette variation est due au déchargement du générateur conventionnel au nœud 2 par la présence d'une SD au nœud 5.

La courbe de convergence des pertes actives converge à partir de l'itération 183 (figure IV.10). D'après les résultats indiqués ci-dessous nous avons constaté que toutes les contraintes du réseau sont respectées telle que celles des puissances (actives et réactives) des générateurs conventionnels et celles des tensions des nœuds.

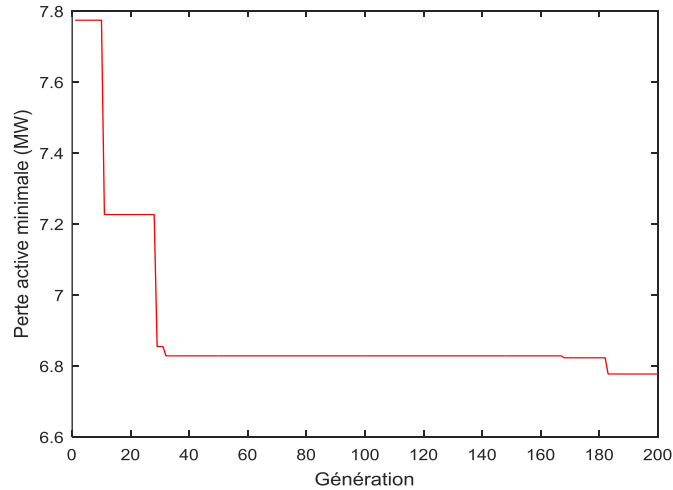


Figure IV.10 Variation des pertes actives en fonction du nombre de génération du cas 3

IV-5-1-4 Résultats du cas 4

Les résultats de simulation après l’insertion de trois SD aux nœuds 4, 13 et 14 produisant des puissances de 49.92 MW 37.44 MVA_r pour le premier nœud, 24.9 MW 18.68 MVA_r pour le second et 18.32 MW 13.74 MVA_r pour le dernier. Cette intégration améliore les pertes actives en les réduisant à 5.85 MW qui représentent un taux de minimisation de 56.31 %.

Tableau IV.4 Résultats de simulation d’EPO avec 03 SD pour le réseau 14 nœuds

Paramètres	Limites		Cas 4		
	Inferieur	Supérieur	EPO avec 03 SD		
P _{g1} (MW)	50	332.4	58.17		
P _{g2} (MW)	0	140	113.54		
P _{g3} (MW)	0	100	0.00		
P _{g6} (MW)	0	100	0.00		
P _{g8} (MW)	0	100	0.00		
Q _{g1} (MVA _r)	-990	990	-61.51		
Q _{g2} (MVA _r)	-40	50	37.51		
Q _{g3} (MVA _r)	-6	24	24.00		
Q _{g6} (MVA _r)	-6	40	0.00		
Q _{g8} (MVA _r)	-6	24	-6.00		
V ₁ (pu)	0.95	1.05	0.950		
V ₂ (pu)	0.95	1.05	0.973		
V ₃ (pu)	0.95	1.05	0.950		
V ₆ (pu)	0.95	1.05	1.036		
V ₈ (pu)	0.95	1.05	0.992		
Charge active totale (MW)			259		
Nœud d'emplacement de la SD			4	13	14
Puissance active de la SD (MW)			49.92	24.9	18.32
Puissance réactive de la SD (MVA _r)			37.44	18.68	13.74
Puissance totale active des SD (MW)			93.14		
Puissance totale réactive des SD (MVA _r)			69.86		
Pertes actives totales (MW)			5.85		

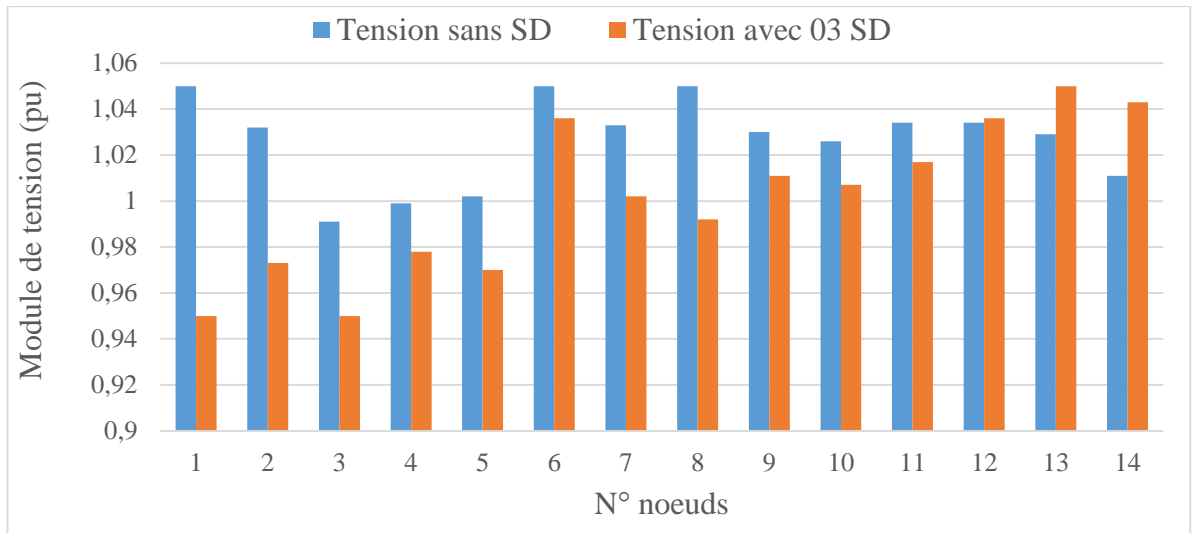


Figure IV.11 Profil des tensions du réseau IEEE 14 nœuds sans et avec 03 SD

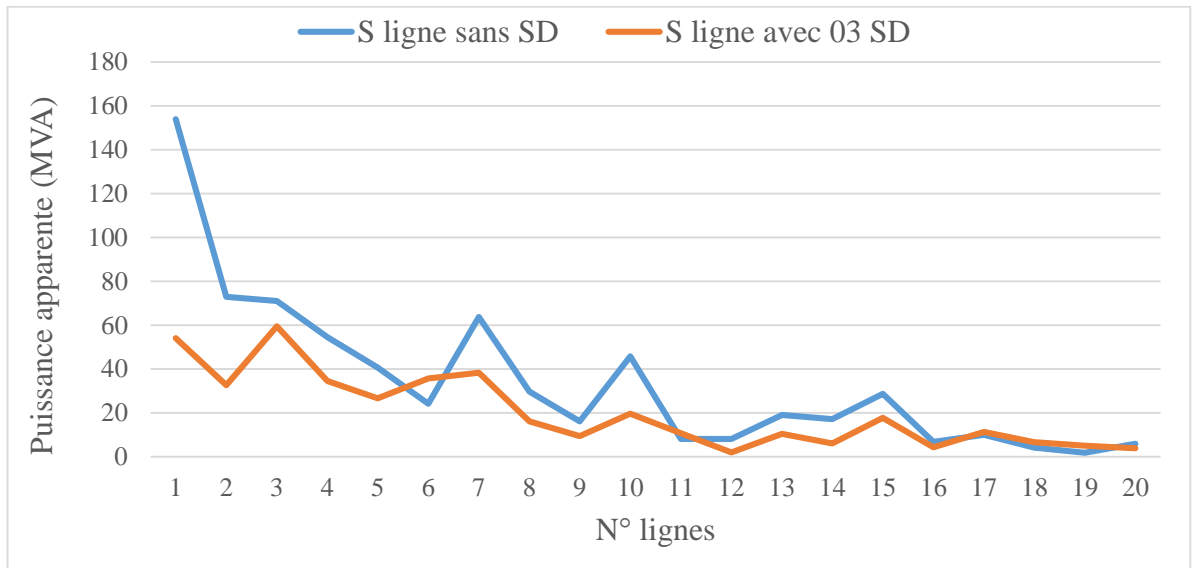


Figure IV.12 Puissances des lignes du réseau IEEE 14 nœuds sans et avec 03 SD

D’après la figure IV.12, nous constatons que la plupart des lignes sont influencées par l’intégration des trois SD car les sources sont dispersées sur trois endroits différents.

La courbe de convergence des pertes actives converge à partir de l’itération 168 (figure IV.13). Dans ce cas aussi toutes les contraintes du réseau sont respectées telle que celles des puissances (actives et réactives) des générateurs conventionnels et celles des tensions des nœuds.

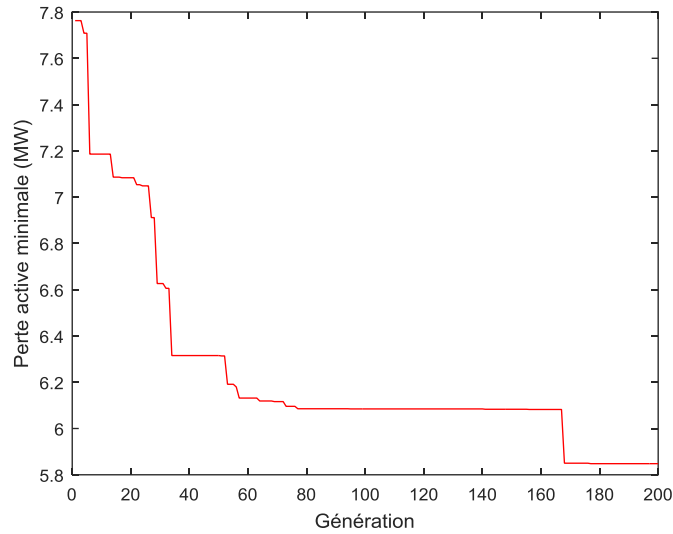


Figure IV.13 Variation des pertes actives en fonction du nombre de génération du cas 4

IV-5-1-5 Résultats du cas 5

Après l’insertion de quatre SD aux nœuds 4, 5, 13 et 14 produisant des puissances de 48.11 MW 35.58 MVar pour le premier nœud, 31.07 MW 23.05 MVar pour le second et 47.84 MW 33.54 MVar pour le troisième, 0.81 MW 0.25 MVar pour le quatrième. Les pertes actives sont réduites à 2.348 MW donc un taux de minimisation de 82.46 %.

Tableau IV.5 Résultats de simulation d’EPO avec 04 SD pour le réseau 14 nœuds

Paramètres	Limites		Cas 5			
	Inferieur	Supérieur	EPO avec 04 SD			
P_{g1} (MW)	50	332.4	50			
P_{g2} (MW)	0	140	2.73			
P_{g3} (MW)	0	100	80.77			
P_{g6} (MW)	0	100	0			
P_{g8} (MW)	0	100	0			
Q_{g1} (MVar)	-990	990	0			
Q_{g2} (MVar)	-40	50	-40			
Q_{g3} (MVar)	-6	24	1.62			
Q_{g6} (MVar)	-6	40	-00006			
Q_{g8} (MVar)	-6	24	-00006			
V_1 (pu)	0.95	1.05	0.959			
V_2 (pu)	0.95	1.05	0.95			
V_3 (pu)	0.95	1.05	0.95			
V_6 (pu)	0.95	1.05	1.034			
V_8 (pu)	0.95	1.05	0.978			
Charge active totale (MW)			259			
Nœud d'emplacement de la SD			4	5	13	14
Puissance active de la SD (MW)			48.11	31.07	47.84	0.81
Puissance réactive de la SD (MVar)			35.58	23.05	33.54	0.25
Puissance totale active des SD (MW)			127.83			
Puissance totale réactive des SD (MVar)			92.42			
Pertes actives totales (MW)			2.348			

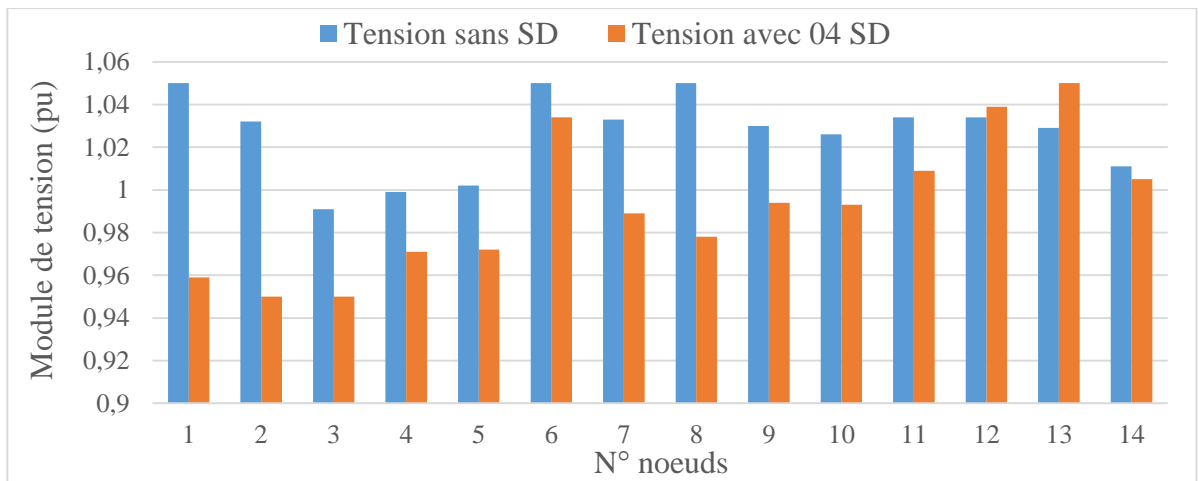


Figure IV.14 Profil des tensions du réseau IEEE 14 nœuds sans et avec 04 SD

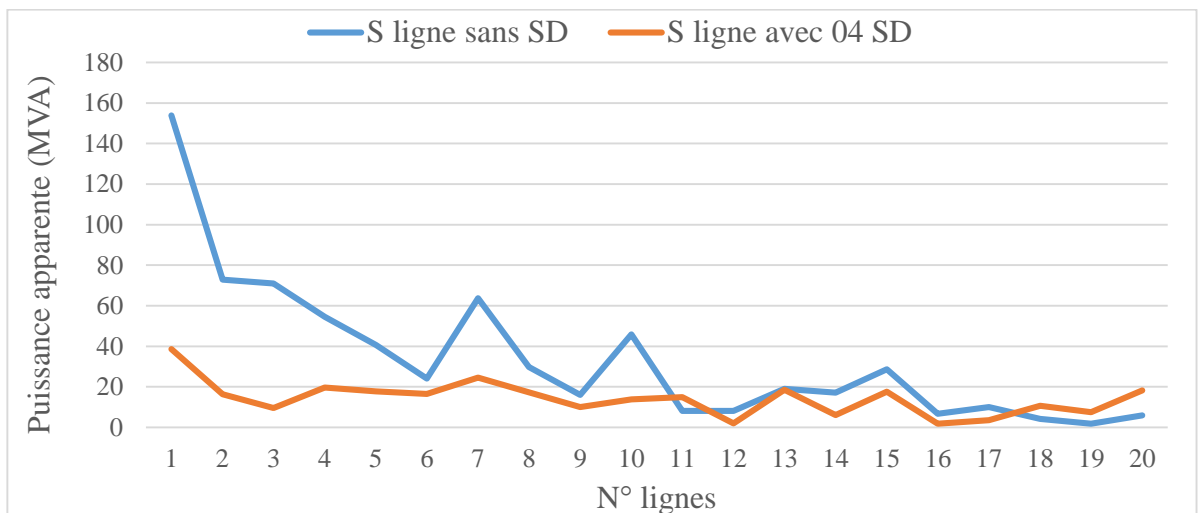


Figure IV.15 Puissances des lignes du réseau IEEE 14 nœuds sans et avec 04 SD

Les puissances de transit sur les lignes provenant des sources conventionnelles sont réduites d'une manière remarquable, cela est dû au balancement des puissances générées par ces sources vers les sources décentralisées, comme pour le cas de la ligne 3 où la puissance apparente transitée entre le nœud 2 et 3 est passée de 70.99 MVA à 9.54 MVA.

La courbe de variation des pertes actives minimales converge à partir de l'itération 175 (figure IV.16). Toutes les contraintes du réseau sont respectées à savoir les puissances (actives et réactives) des générateurs conventionnels et les tensions des nœuds. La figure IV.17 visualise les résultats de simulation sur le réseau IEEE 14 nœuds à savoir les puissances actives et réactives générées par les sources conventionnelles et celles des SD ainsi que les puissances apparentes transitées dans les lignes électriques.

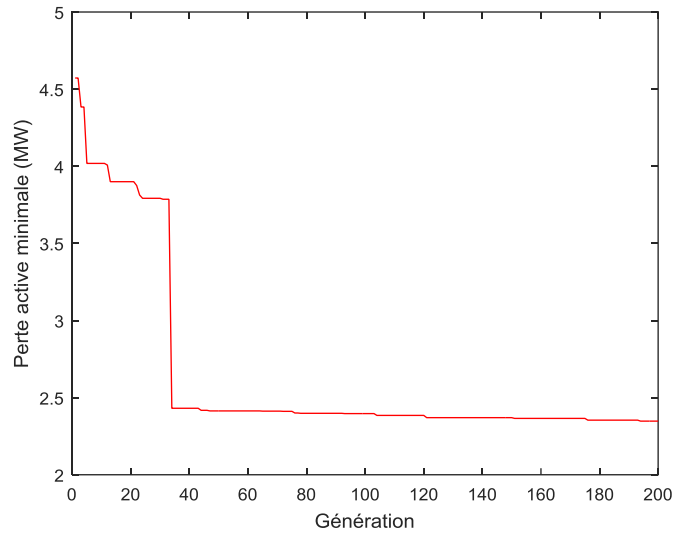


Figure IV.16 Variation des pertes actives en fonction du nombre de génération du cas 5

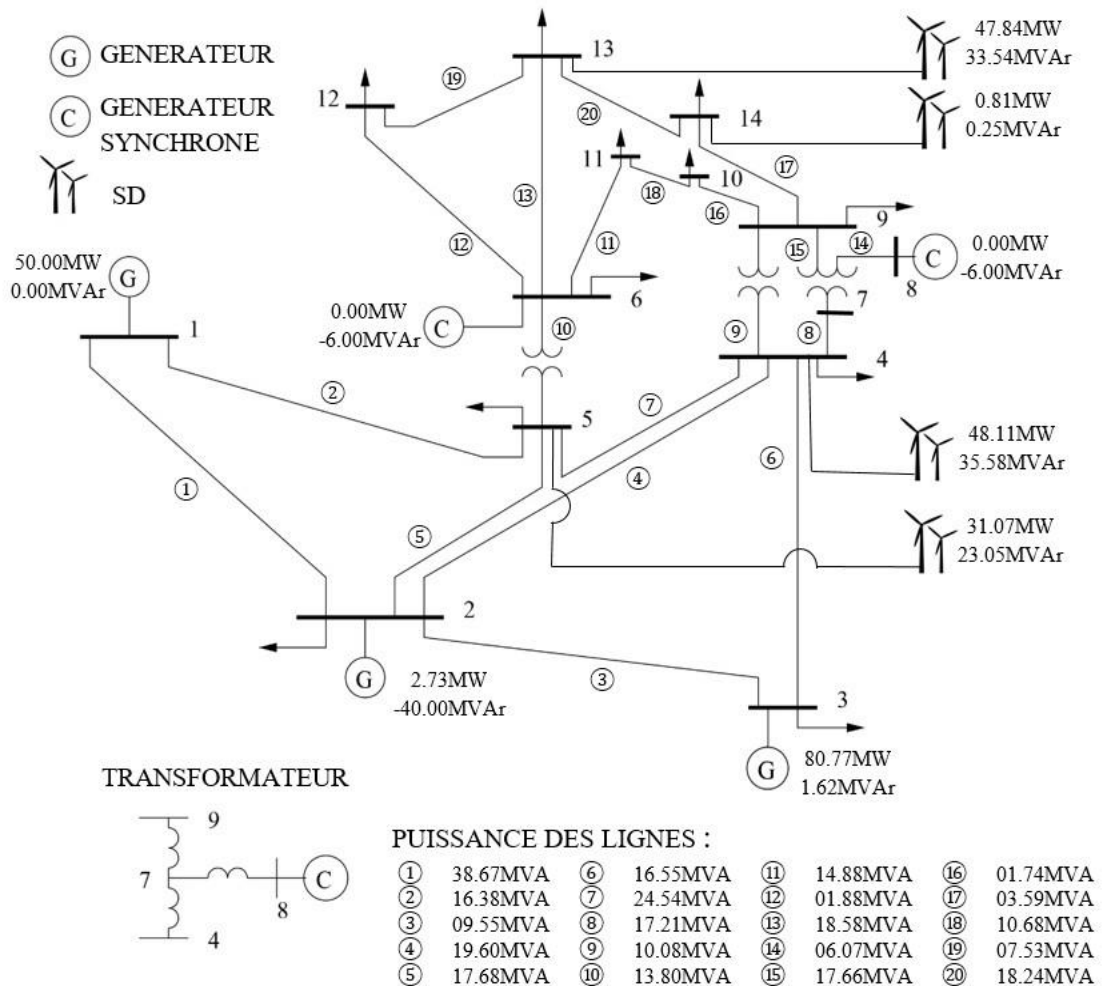


Figure IV.17 Visualisation des résultats de simulation du cas 5 pour réseau IEEE

Tableau IV.6 Récapitulatif des résultats de simulation du réseau IEEE 14 nœuds

Paramètres	Limites		Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4	Cas 5						
	Inferieur	Supérieur	EP sans SD	EPO avec 01 SD	EPO avec 02 SD	EPO avec 03 SD	EPO avec 04 SD						
P_{g1} (MW)	50	332.4	232.39	89.00	140.18	58.17	50						
P_{g2} (MW)	0	140	40.00	137.37	26.39	113.54	2.73						
P_{g3} (MW)	0	100	0.00	0.00	0.00	0.00	80.77						
P_{g6} (MW)	0	100	0.00	0.00	0.00	0.00	0						
P_{g8} (MW)	0	100	0.00	0.00	0.00	0.00	0						
Q_{g1} (MVar)	-990	990	-16.55	-25.26	-6.51	-61.51	0						
Q_{g2} (MVar)	-40	50	43.55	50.00	-5.56	37.51	-40						
Q_{g3} (MVar)	-6	24	25.07	24.00	14.73	24.00	1.62						
Q_{g6} (MVar)	-6	40	12.73	0.00	0.00	0.00	-00006						
Q_{g8} (MVar)	-6	24	17.62	-6.00	-6.00	-6.00	-00006						
V_1 (pu)	0.95	1.05	1.060	0.986	1.038	0.950	0.959						
V_2 (pu)	0.95	1.05	1.045	0.992	1.021	0.973	0.95						
V_3 (pu)	0.95	1.05	1.010	0.950	0.992	0.950	0.95						
V_6 (pu)	0.95	1.05	1.070	1.030	1.050	1.036	1.034						
V_8 (pu)	0.95	1.05	1.090	0.967	1.025	0.992	0.978						
Charge active totale (MW)	259												
Nœud d'emplacement de la SD			**	13	4	5	4	13	14	4	5	13	14
Puissance active de la SD (MW)			**	41.08	49.84	49.37	49.92	24.9	18.32	48.11	31.07	47.84	0.81
Puissance réactive de la SD (MVar)			**	30.81	37.38	37.03	37.44	18.68	13.74	35.58	23.05	33.54	0.25
Puissance totale active des SD (MW)			**	41.08	99.21		93.14		127.83				
Puissance totale réactive des SD (MVar)			**	30.81	74.41		69.86		92.42				
Pertes actives totales (MW)			13.393	8.443	6.776		5.85		2.348				

D'après le tableau IV.6 nous avons conclu que les pertes actives se réduisent en intégrant plus de SD, effectivement leur valeur est minimisée de 13.393 MW à 2.348 MW. Ceci est dû à l'intégration des SD de façon dispersée dans le réseau et leur rapprochement des points de consommation donc la réduction des courants transitant à travers les lignes de transport. Par conséquent les pertes par effet Joule (RI^2) sont réduites ce qui contribue au déchargement des lignes de transport. Pour le cas 02, nous remarquons une baisse des pertes actives de 4.95 MW par rapport au cas initial, puis une baisse de 6.617 MW et finalement une baisse de 11.045 MW pour le cas 5, pour les autres cas l'amélioration est moins importante voir insignifiante lors de l'intégration de plus de 4 SD.

Afin de démontrer l'efficacité de notre programme, nous avons effectué d'une comparaison avec un travail similaire dans la littérature tel que le travail de la référence [16]. D'après cette référence l'insertion de 09 SD aux différents endroits a engendré une minimisation des pertes pour le réseau IEEE 14 nœuds à 2.63 MW, par contre notre étude avec l'insertion de 04 SD seulement, les pertes actives sont réduites à 2.34 MW.

IV-5-2 Résultats du réseau Algérien 114 nœuds

IV-5-2-1 Résultats du cas 1

Pour donner un aspect pratique à notre travail, une étude supplémentaire a été effectuée sur le réseau Algérien 114 nœuds. Après la convergence de la méthode des AG les résultats de simulation viennent par la suite.

Nous commencerons cette étude par la détermination de l'état initial du réseau avant l'intégration des SD où nous avons effectué le calcul d'EP. D'après les résultats trouvés par MATPOWER (Tableau IV.7), nous avons constaté que les pertes actives totales sont 67.172 MW.

La figure IV.18 indique le profil de tension pour le réseau Algérien 114 nœuds pour le premier cas. La figure IV.19 montre l'état initial des puissances apparentes transmises à travers les lignes de transport.

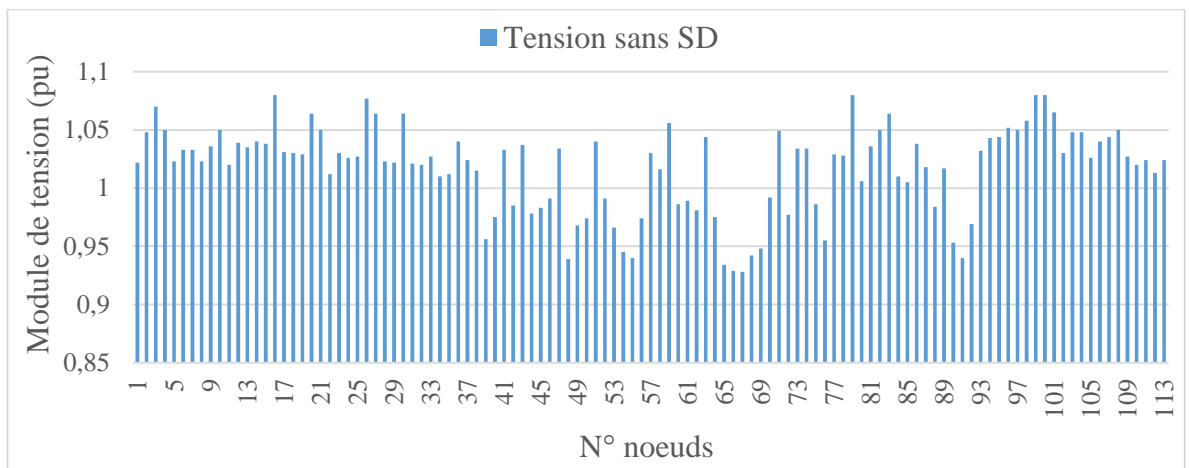


Figure IV.18 Profil des tensions du réseau Algérien pour le cas 1

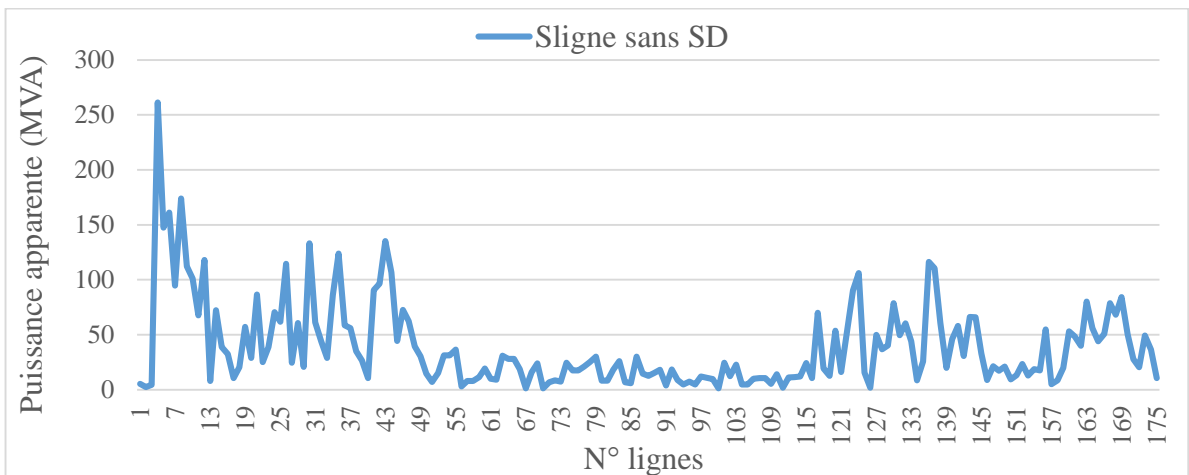


Figure IV.19 Puissances des lignes du réseau Algérien pour le cas 1

Tableau IV.7 Résultats de simulation d'EP sans SD pour le réseau Algérien

Paramètres	Limites		Cas 1
	Inferieur	Supérieur	EP sans SD
P_{g4} (MW)	0.00	1200	853.35
P_{g5} (MW)	0.00	650	450.00
P_{g11} (MW)	0.00	150	100.00
P_{g15} (MW)	0.00	150	100.00
P_{g17} (MW)	0.00	600	450.00
P_{g19} (MW)	0.00	150	115.00
P_{g22} (MW)	0.00	150	115.00
P_{g52} (MW)	0.00	150	115.00
P_{g80} (MW)	0.00	150	115.00
P_{g83} (MW)	0.00	150	100.00
P_{g98} (MW)	0.00	150	100.00
P_{g100} (MW)	0.00	250	200.00
P_{g101} (MW)	0.00	250	200.00
P_{g109} (MW)	0.00	150	100.00
P_{g111} (MW)	0.00	150	100.00
Q_{g4} (MW)	-20	400	450.23
Q_{g5} (MW)	-20	200	69.23
Q_{g11} (MW)	-50	100	59.15
Q_{g15} (MW)	0	100	-15.97
Q_{g17} (MW)	0	400	232.83
Q_{g19} (MW)	0	60	64.32
Q_{g22} (MW)	0	50	102.52
Q_{g52} (MW)	0	50	64.81
Q_{g80} (MW)	0	60	215.13
Q_{g83} (MW)	-50	200	-32.65
Q_{g98} (MW)	0	50	-79.78
Q_{g100} (MW)	0	270	193.11
Q_{g101} (MW)	-50	200	135.55
Q_{g109} (MW)	-50	100	6.55
Q_{g111} (MW)	-50	155	36.34
Charge active totale (MW)			3146.18
Nœud d'emplacement de la SD			**
Puissance active de la SD (MW)			**
Puissance réactive de la SD (MVar)			**
Puissance totale active des SD (MW)			**
Puissance totale réactive des SD (MVar)			**
Pertes actives totales (MW)			67.172

IV-5-2-2 Résultats du cas 2

Après l'intégration d'une SD nous constatons que les pertes actives totales sont réduites à 30.43 MW qui représente un taux de réduction de 54.69 %, et ceci après l'intégration d'une SD de puissance active de 166.89 MW et de puissance réactive de 80.31 MVar au nœud 44 en tenant compte de toutes les contraintes du réseau. Selon la figure IV.21 nous remarquons que les puissances transitées par les lignes 41, 42, 43 et 44 sont réduites par rapport au cas initial avec une variation importante dû à l'insertion

d'une SD sur ce nœud. Le profil de tension respecte les limites imposées par la formule III.9 (voir la figure IV.20). La variation des pertes actives en fonction du nombre de générations est indiquée par la figure IV.22, cette variation converge à l'itération 160. Le tableau IV.8 montre l'état des différents paramètres du réseau 114 nœuds après l'intégration d'une SD.

Tableau IV.8 Résultats de simulation EPO avec 01 SD pour le réseau Algérien

Paramètres	Limites		Cas 2
	Inferieur	Supérieur	EPO avec 01 SD
P _{g4} (MW)	0.00	1200	385.47
P _{g5} (MW)	0.00	650	436.96
P _{g11} (MW)	0.00	150	150.00
P _{g15} (MW)	0.00	150	150.00
P _{g17} (MW)	0.00	600	187.29
P _{g19} (MW)	0.00	150	150.00
P _{g22} (MW)	0.00	150	150.00
P _{g52} (MW)	0.00	150	150.00
P _{g80} (MW)	0.00	150	150.00
P _{g83} (MW)	0.00	150	150.00
P _{g98} (MW)	0.00	150	150.00
P _{g100} (MW)	0.00	250	250.00
P _{g101} (MW)	0.00	250	250.00
P _{g109} (MW)	0.00	150	150.00
P _{g111} (MW)	0.00	150	150.00
Q _{g4} (MW)	-20	400	290.20
Q _{g5} (MW)	-20	200	200.00
Q _{g11} (MW)	-50	100	39.86
Q _{g15} (MW)	0	100	39.20
Q _{g17} (MW)	0	400	180.49
Q _{g19} (MW)	0	60	60.00
Q _{g22} (MW)	0	50	50.00
Q _{g52} (MW)	0	50	50.00
Q _{g80} (MW)	0	60	60.00
Q _{g83} (MW)	-50	200	108.50
Q _{g98} (MW)	0	50	37.02
Q _{g100} (MW)	0	270	53.84
Q _{g101} (MW)	-50	200	44.82
Q _{g109} (MW)	-50	100	7.80
Q _{g111} (MW)	-50	155	41.63
Charge active totale (MW)			3146.18
Nœud d'emplacement de la SD			44
Puissance active de la SD (MW)			166.89
Puissance réactive de la SD (MVar)			80.31
Puissance totale active des SD (MW)			166.89
Puissance totale réactive des SD (MVar)			80.31
Pertes actives totales (MW)			30.43

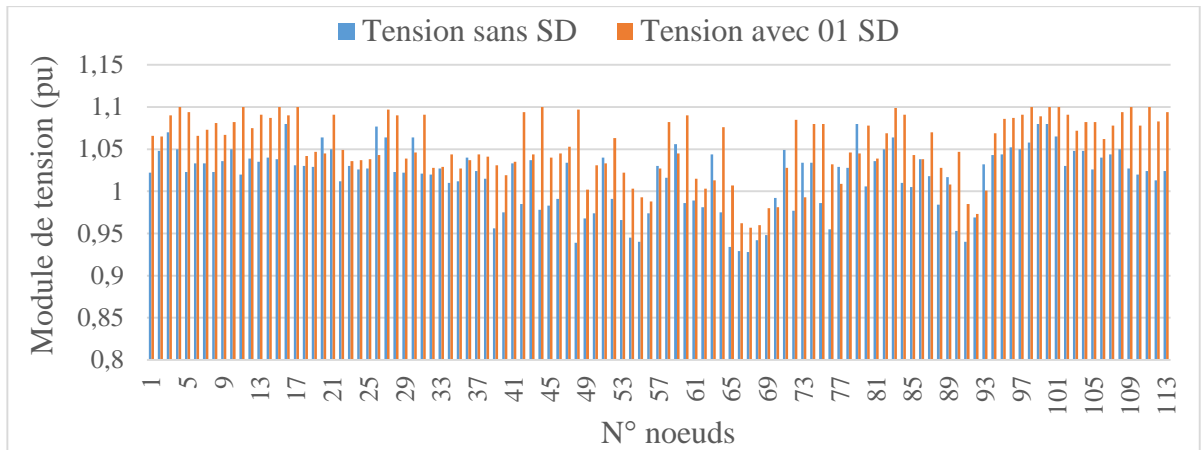


Figure IV.20 Profil des tensions du réseau Algérien 114 nœuds sans et avec 01 SD

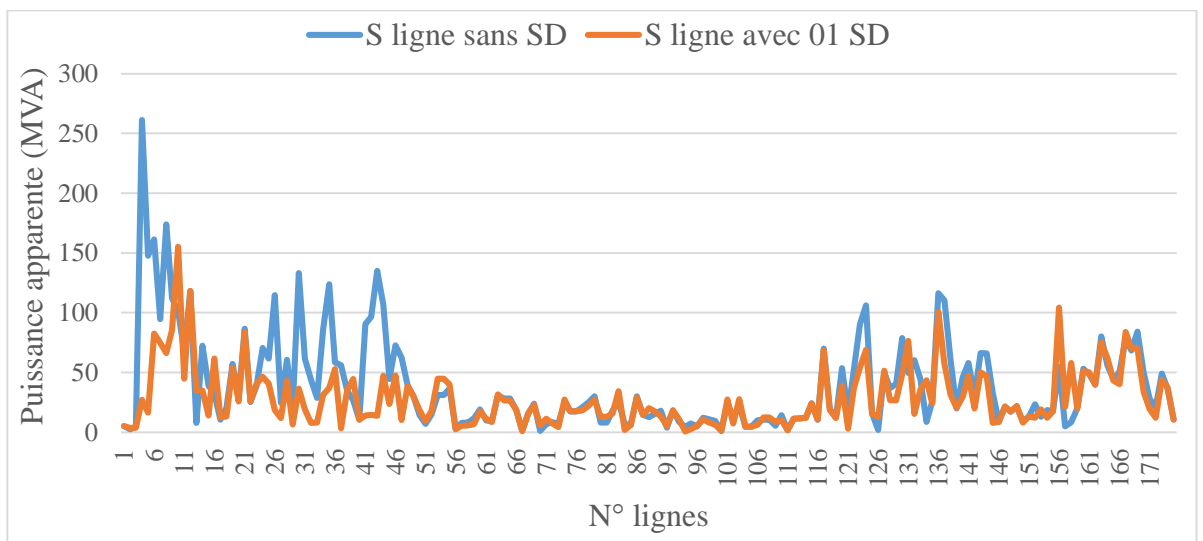


Figure IV.21 Puissances des lignes du réseau Algérien 114 nœuds sans et avec 01 SD

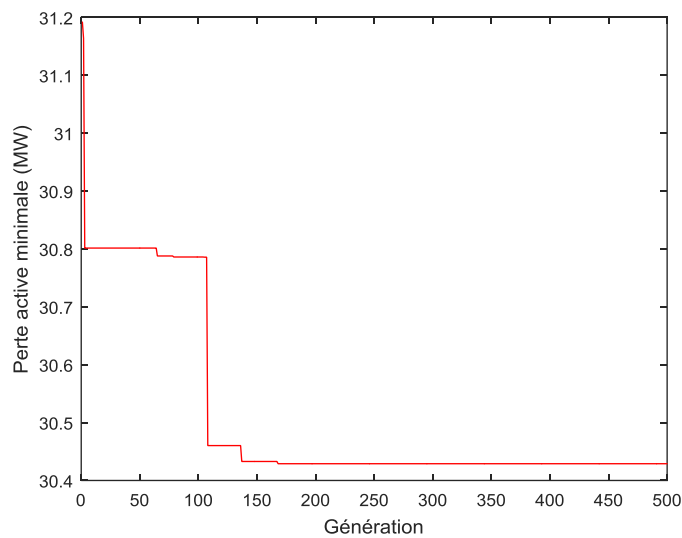


Figure IV.22 Variation des pertes actives en fonction du nombre de génération du cas 2

IV-5-2-3 Résultats du cas 3

Le tableau IV.9 illustre les résultats pour le cas de raccordement de deux SD à savoir une puissance de (197.99 MW, 72.32 MVar) au nœud 44 et une autre de (21.24 MW, 15.63 MVar) au nœud 67 sur le réseau étudié. Les pertes actives totales sont améliorées à 29.16 MW ce qui représente 56.58 % par rapport premier cas. Ceci tout en respectant les limites exigées par les générateurs conventionnels et les limites des tensions des différents nœuds du réseau. La figure IV.24 démontre que la ligne 41 liée entre les nœuds 42 et 44 a subi un changement remarquable en puissance de transit de 90.67 MVA à 25.92 MVA. Par contre la ligne 99 reliant entre les nœuds 73 et 67 a subi une légère influence qui est dû au fait que cette SD délivre une faible puissance (21.24 MW). La courbe de convergence pour ce cas se stabilise à l'itération 490 voir la figure IV.25.

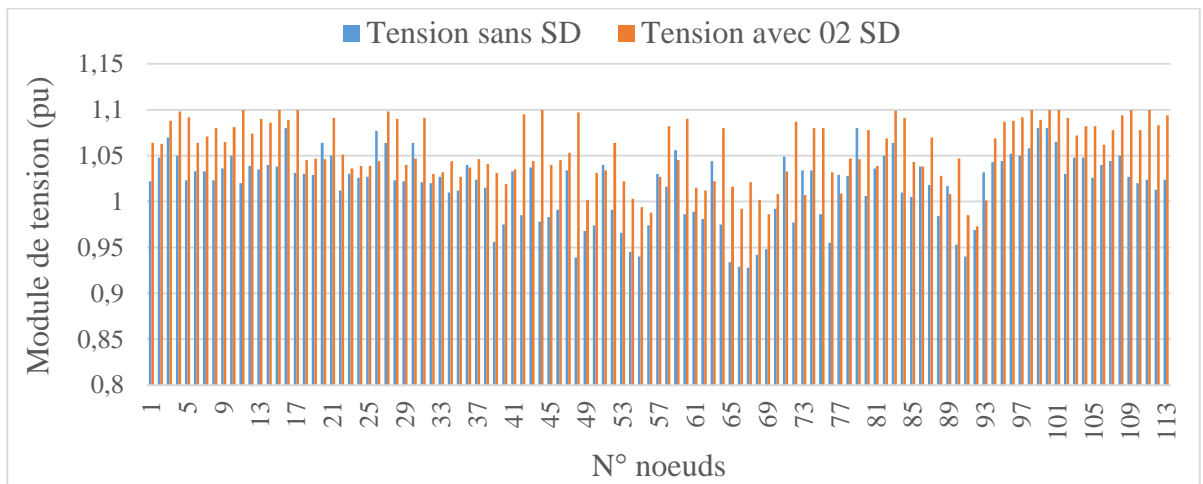


Figure IV.23 Profil des tensions du réseau Algérien 114 nœuds sans et avec 02 SD

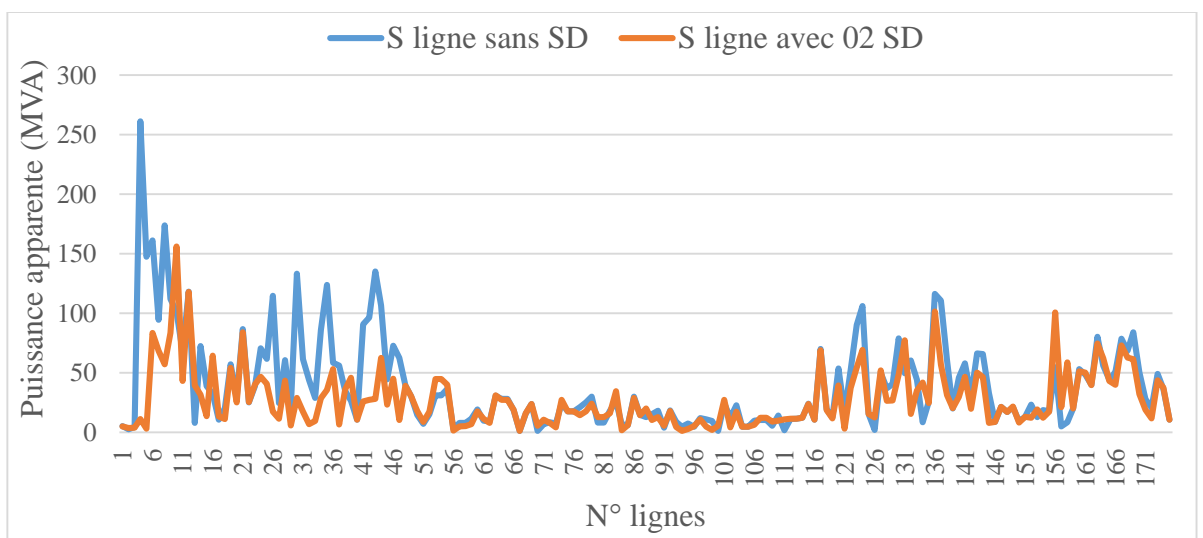


Figure IV.24 Puissances des lignes du réseau Algérien 114 nœuds sans et avec 02 SD

Tableau IV.9 Résultats de simulation EPO avec 02 SD pour le réseau Algérien

Paramètres	Limites		Cas 3	
	Inferieur	Supérieur	EPO avec 02 SD	
P _{g4} (MW)	0.00	1200	365.88	
P _{g5} (MW)	0.00	650	415.00	
P _{g11} (MW)	0.00	150	150.00	
P _{g15} (MW)	0.00	150	150.00	
P _{g17} (MW)	0.00	600	175.22	
P _{g19} (MW)	0.00	150	150.00	
P _{g22} (MW)	0.00	150	150.00	
P _{g52} (MW)	0.00	150	150.00	
P _{g80} (MW)	0.00	150	150.00	
P _{g83} (MW)	0.00	150	150.00	
P _{g98} (MW)	0.00	150	150.00	
P _{g100} (MW)	0.00	250	250.00	
P _{g101} (MW)	0.00	250	250.00	
P _{g109} (MW)	0.00	150	150.00	
P _{g111} (MW)	0.00	150	150.00	
Q _{g4} (MW)	-20	400	292.50	
Q _{g5} (MW)	-20	200	200.00	
Q _{g11} (MW)	-50	100	40.77	
Q _{g15} (MW)	0	100	46.16	
Q _{g17} (MW)	0	400	165.31	
Q _{g19} (MW)	0	60	60.00	
Q _{g22} (MW)	0	50	50.00	
Q _{g52} (MW)	0	50	50.00	
Q _{g80} (MW)	0	60	60.00	
Q _{g83} (MW)	-50	200	108.51	
Q _{g98} (MW)	0	50	32.80	
Q _{g100} (MW)	0	270	52.10	
Q _{g101} (MW)	-50	200	43.01	
Q _{g109} (MW)	-50	100	7.71	
Q _{g111} (MW)	-50	155	41.62	
Charge active totale (MW)			3146.18	
Nœud d'emplacement de la SD			44	67
Puissance active de la SD (MW)			197.99	21.24
Puissance réactive de la SD (MVar)			72.32	15.63
Puissance totale active des SD (MW)			219.23	
Puissance totale réactive des SD (MVar)			87.95	
Pertes actives totales (MW)			29.16	

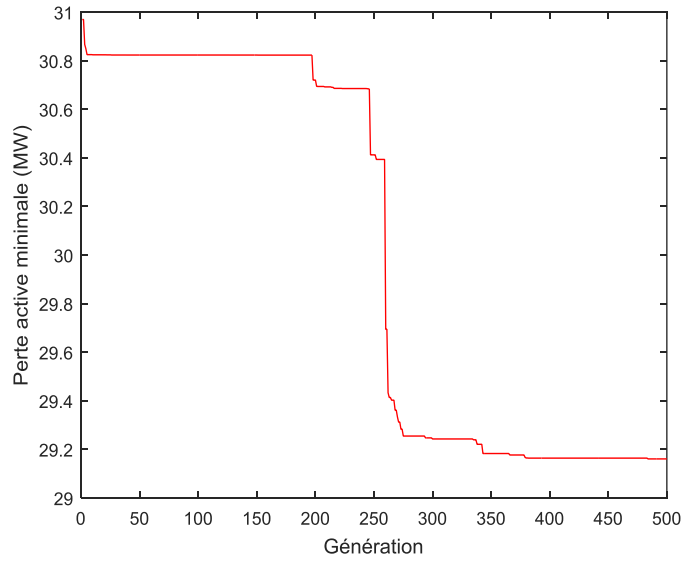


Figure IV.25 Variation des pertes actives en fonction du nombre de génération du cas 3
IV-5-2-4 Résultats du cas 4

Cette simulation montre l'influence de raccordement de trois SD au réseau. Les meilleurs emplacements se trouvent aux nœuds 6, 38 et 93 qui correspondent respectivement aux puissances appropriées de (138.69 MW, 47.34 MVar), (41.49 MW, 19.05 MVar) et (50.88 MW, 38.1 MVar). Cette intégration a provoqué une réduction des pertes actives à 28.67 MW.

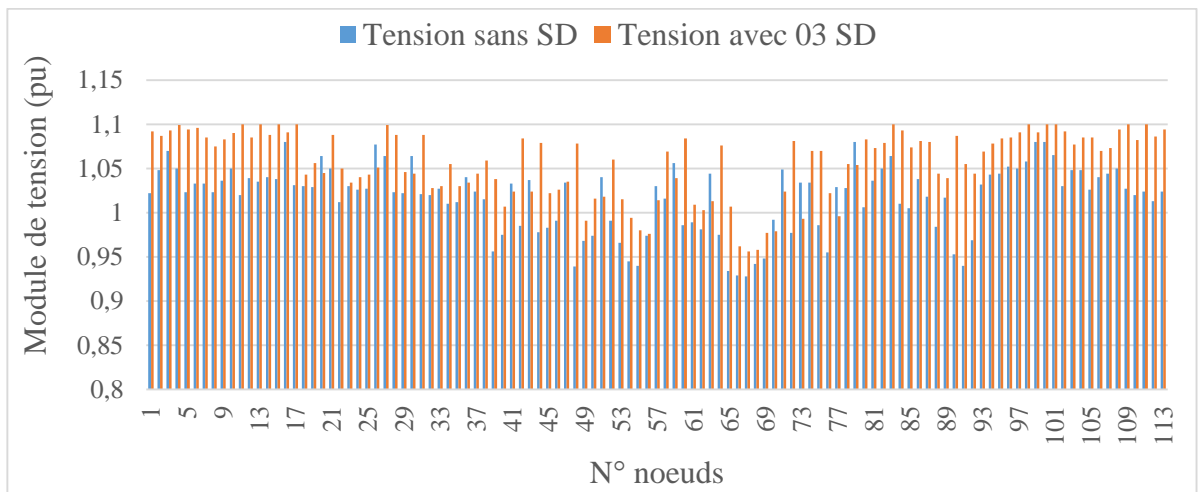


Figure IV.26 Profil des tensions du réseau Algérien 114 nœuds sans et avec 03 SD

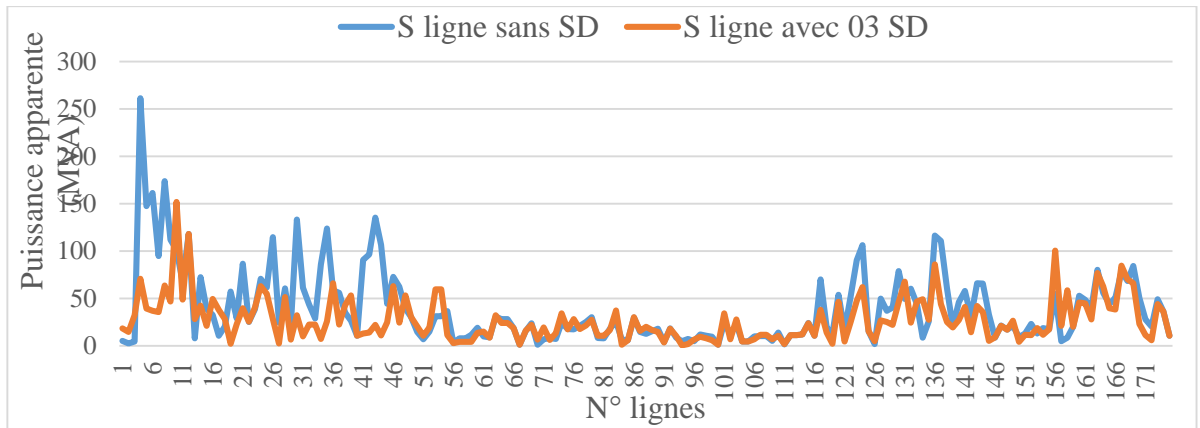


Figure IV.27 Puissances des lignes du réseau Algérien 114 nœuds sans et avec 03 SD

Tableau IV.10 Résultats de simulation EPO avec 03 SD pour le réseau Algérien

Paramètres	Limites		Cas 4		
	Inferieur	Supérieur	EPO avec 03 SD		
P _{g4} (MW)	0.00	1200	359.55		
P _{g5} (MW)	0.00	650	407.36		
P _{g11} (MW)	0.00	150	150.00		
P _{g15} (MW)	0.00	150	150.00		
P _{g17} (MW)	0.00	600	176.85		
P _{g19} (MW)	0.00	150	150.00		
P _{g22} (MW)	0.00	150	150.00		
P _{g52} (MW)	0.00	150	150.00		
P _{g80} (MW)	0.00	150	150.00		
P _{g83} (MW)	0.00	150	150.00		
P _{g98} (MW)	0.00	150	150.00		
P _{g100} (MW)	0.00	250	250.00		
P _{g101} (MW)	0.00	250	250.00		
P _{g109} (MW)	0.00	150	150.00		
P _{g111} (MW)	0.00	150	150.00		
Q _{g4} (MW)	-20	400	268.58		
Q _{g5} (MW)	-20	200	200.00		
Q _{g11} (MW)	-50	100	45.09		
Q _{g15} (MW)	0	100	28.50		
Q _{g17} (MW)	0	400	215.63		
Q _{g19} (MW)	0	60	60.00		
Q _{g22} (MW)	0	50	50.00		
Q _{g52} (MW)	0	50	50.00		
Q _{g80} (MW)	0	60	60.00		
Q _{g83} (MW)	-50	200	87.45		
Q _{g98} (MW)	0	50	29.37		
Q _{g100} (MW)	0	270	30.15		
Q _{g101} (MW)	-50	200	44.42		
Q _{g109} (MW)	-50	100	10.73		
Q _{g111} (MW)	-50	155	39.57		
Charge active totale (MW)			3146.18		
Nœud d'emplacement de la SD			6	38	93
Puissance active de la SD (MW)			138.69	41.49	50.88
Puissance réactive de la SD (MVA _r)			47.34	19.05	38.1
Puissance totale active des SD (MW)			231.06		
Puissance totale réactive des SD (MVA _r)			104.49		
Pertes actives totales (MW)			28.67		

Dans ce cas, quelques lignes raccordées à ces nœuds sont influencées par augmentation ou diminution de la puissance de transit, comme exemple les lignes rattachées au nœud 6 sont touchés de la façon suivante : la ligne N° 2 est chargée de 2.53 MVA à 14.82 MVA par contre la ligne 19 est déchargée de 57.17 MVA à 2.35 MVA. Notons la courbe de convergence atteint sa meilleure valeur à l'itération 320.

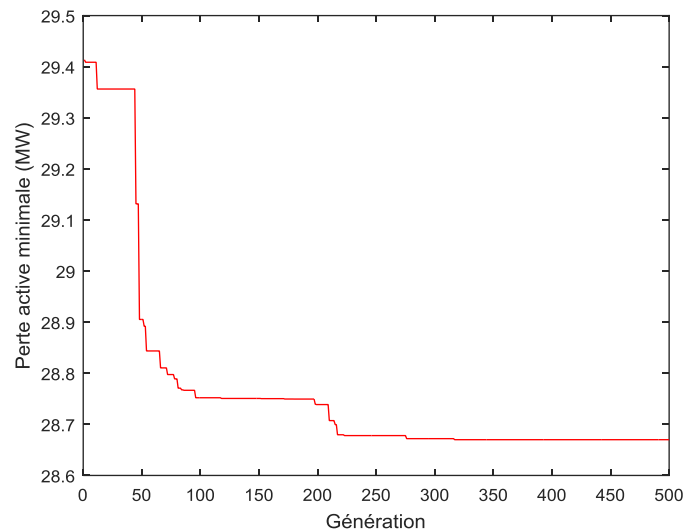


Figure IV.28 Variation des pertes actives en fonction du nombre de génération du cas 4
IV-5-2-5 Résultats du cas 5

Lors de l'insertion de 04 SD les emplacements et les tailles optimaux sont montrés par le tableau IV.11 et les pertes actives sont devenues 26.15 MW.

Il est important de signaler que nous pouvons trouver des lignes influencé par cette intégration malgré qu'ils ne sont pas liés directement aux nœuds de raccordement des SD, citons comme exemples la ligne N° 4 reliant le nœud 4 et 42 représentant une diminution de la puissance transitée de 261.23 MVA à 51.68 MVA par ailleurs la ligne 156 reliant les nœuds 107 et 109 présente une augmentation de la puissance de transit de 54.84 MVA à 104 MVA.

Ceci est dû à la variation de la production des générateurs conventionnels comme exemple la ligne 4 liée au générateur 4 dont la puissance active produite est passée de 853.35 MW avant intégration à 362.57 MW après, cette ligne est influencée par une diminution de la puissance transitée de 261.23 MVA à 51.68 MVA (voir la figure IV.30). Autrement dit dans la fonction EPO même la production des générateurs conventionnels varie selon le point de fonctionnement optimal trouvé. La fonction objectif dans cette simulation atteint son optimum à l'itération 140 qui est indiquée à la figure IV.31.

Tableau IV.11 Résultats de simulation EPO avec 04 SD pour le réseau Algérien

Paramètres	Limites		Cas 5			
	Inferieur	Supérieur	EPO avec 04 SD			
P _{g4} (MW)	0.00	1200	362.57			
P _{g5} (MW)	0.00	650	410.84			
P _{g11} (MW)	0.00	150	150			
P _{g15} (MW)	0.00	150	150			
P _{g17} (MW)	0.00	600	175.99			
P _{g19} (MW)	0.00	150	150			
P _{g22} (MW)	0.00	150	150			
P _{g52} (MW)	0.00	150	150			
P _{g80} (MW)	0.00	150	150			
P _{g83} (MW)	0.00	150	150			
P _{g98} (MW)	0.00	150	150			
P _{g100} (MW)	0.00	250	250			
P _{g101} (MW)	0.00	250	250			
P _{g109} (MW)	0.00	150	150			
P _{g111} (MW)	0.00	150	150			
Q _{g4} (MW)	-20	400	232.98			
Q _{g5} (MW)	-20	200	200			
Q _{g11} (MW)	-50	100	49.13			
Q _{g15} (MW)	0	100	34.48			
Q _{g17} (MW)	0	400	188.19			
Q _{g19} (MW)	0	60	60			
Q _{g22} (MW)	0	50	50			
Q _{g52} (MW)	0	50	50			
Q _{g80} (MW)	0	60	60			
Q _{g83} (MW)	-50	200	86.76			
Q _{g98} (MW)	0	50	19.76			
Q _{g100} (MW)	0	270	25.55			
Q _{g101} (MW)	-50	200	42.56			
Q _{g109} (MW)	-50	100	10.39			
Q _{g111} (MW)	-50	155	39.58			
Charge active totale (MW)			3146.18			
Nœud d'emplacement de la SD			2	55	66	81
Puissance active de la SD (MW)			93.78	28.28	47.39	53.48
Puissance réactive de la SD (MVar)			70.34	21.21	35.55	40.11
Puissance totale active des SD (MW)			222.93			
Puissance totale réactive des SD (MVar)			167.21			
Pertes actives totales (MW)			26.15			

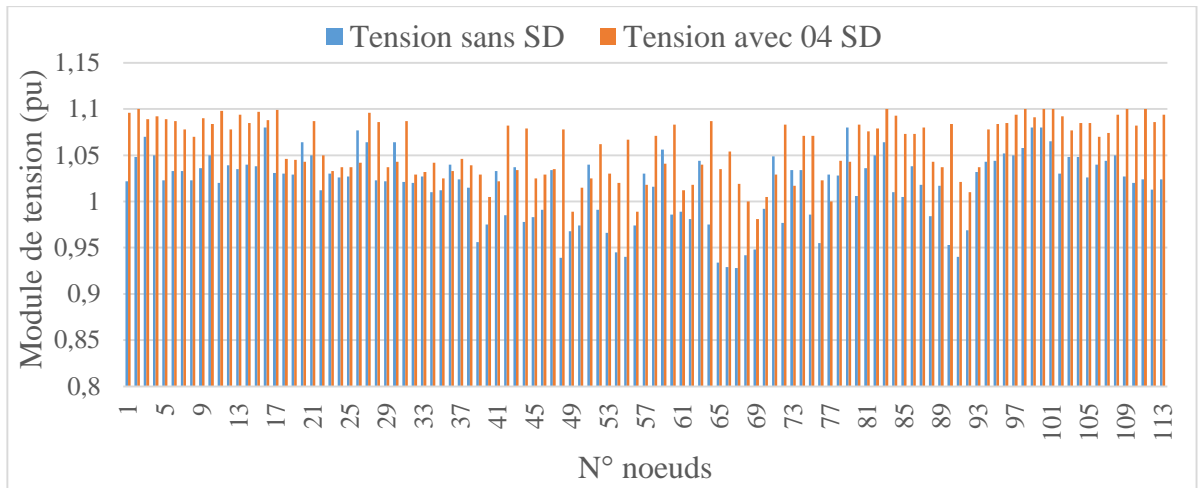


Figure IV.29 Profil des tensions du réseau Algérien 114 nœuds sans et avec 04 SD

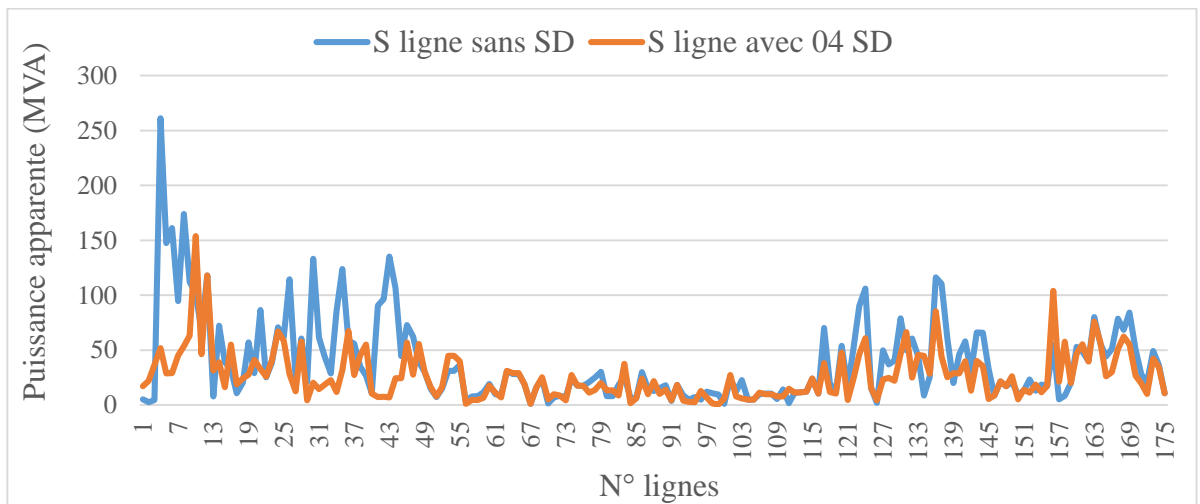


Figure IV.30 Puissances des lignes du réseau Algérien 114 nœuds sans et avec 04 SD

Les résultats récapitulatifs des différents cas étudiés sont groupés dans le tableau IV.12. D’après ce tableau nous avons constaté que les pertes actives se minimisent en fonction du nombre des SD intégrées. Pour le cas 02, nous remarquons une baisse importante des pertes actives de 67.17 à 30.43 MW, mais pour les autres cas l’amélioration elle est moins importante. Nous avons aussi remarqué que les puissances des générateurs conventionnels varient d’un cas à l’autre. La dispersion optimale des SD dans le réseau joue un rôle important pour la minimisation des pertes actives, ce raisonnement est prouvé si nous comparons les pertes actives et les puissances totales des SD entre le cas 4 et 5.

Tableau IV.12 Récapitulatif des résultats du réseau Algérien 114 nœuds

Paramètres	Limites		Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4			Cas 5				
	Inferieur	Supérieur	EP sans SD	EPO avec 01 SD	EPO avec 02 SD	EPO avec 03 SD				EPO avec 04 SD			
P _{g4} (MW)	0.00	1200	853.35	385.47	365.88	359.55			362.57				
P _{g5} (MW)	0.00	650	450.00	436.96	415.00	407.36			410.84				
P _{g11} (MW)	0.00	150	100.00	150.00	150.00	150.00			150				
P _{g15} (MW)	0.00	150	100.00	150.00	150.00	150.00			150				
P _{g17} (MW)	0.00	600	450.00	187.29	175.22	176.85			175.99				
P _{g19} (MW)	0.00	150	115.00	150.00	150.00	150.00			150				
P _{g22} (MW)	0.00	150	115.00	150.00	150.00	150.00			150				
P _{g52} (MW)	0.00	150	115.00	150.00	150.00	150.00			150				
P _{g80} (MW)	0.00	150	115.00	150.00	150.00	150.00			150				
P _{g83} (MW)	0.00	150	100.00	150.00	150.00	150.00			150				
P _{g98} (MW)	0.00	150	100.00	150.00	150.00	150.00			150				
P _{g100} (MW)	0.00	250	200.00	250.00	250.00	250.00			250				
P _{g101} (MW)	0.00	250	200.00	250.00	250.00	250.00			250				
P _{g109} (MW)	0.00	150	100.00	150.00	150.00	150.00			150				
P _{g111} (MW)	0.00	150	100.00	150.00	150.00	150.00			150				
Q _{g4} (MW)	-20	400	450.23	290.20	292.50	268.58			232.98				
Q _{g5} (MW)	-20	200	69.23	200.00	200.00	200.00			200				
Q _{g11} (MW)	-50	100	59.15	39.86	40.77	45.09			49.13				
Q _{g15} (MW)	0	100	-15.97	39.20	46.16	28.50			34.48				
Q _{g17} (MW)	0	400	232.83	180.49	165.31	215.63			188.19				
Q _{g19} (MW)	0	60	64.32	60.00	60.00	60.00			60				
Q _{g22} (MW)	0	50	102.52	50.00	50.00	50.00			50				
Q _{g52} (MW)	0	50	64.81	50.00	50.00	50.00			50				
Q _{g80} (MW)	0	60	215.13	60.00	60.00	60.00			60				
Q _{g83} (MW)	-50	200	-32.65	108.50	108.51	87.45			86.76				
Q _{g98} (MW)	0	50	-79.78	37.02	32.80	29.37			19.76				
Q _{g100} (MW)	0	270	193.11	53.84	52.10	30.15			25.55				
Q _{g101} (MW)	-50	200	135.55	44.82	43.01	44.42			42.56				
Q _{g109} (MW)	-50	100	6.55	7.80	7.71	10.73			10.39				
Q _{g111} (MW)	-50	155	36.34	41.63	41.62	39.57			39.58				
Charge active totale (MW)			3146.18	3146.18	3146.18	3146.18			3146.18				
Nœud d'emplacement de la SD			**	44	44	67	6	38	93	2	55	66	81
Puissance active de la SD (MW)			**	166.89	197.99	21.24	138.69	41.49	50.88	93.78	28.28	47.39	53.48
Puissance réactive de la SD (MVAr)			**	80.31	72.32	15.63	47.34	19.05	38.1	70.34	21.21	35.55	40.11
Puissance totale active des SD (MW)			**	166.89	219.23		231.06			222.93			
Puissance totale réactive des SD (MVAr)			**	80.31	87.95		104.49			167.21			
Pertes actives totales (MW)			67.172	30.43	29.16		28.67			26.15			

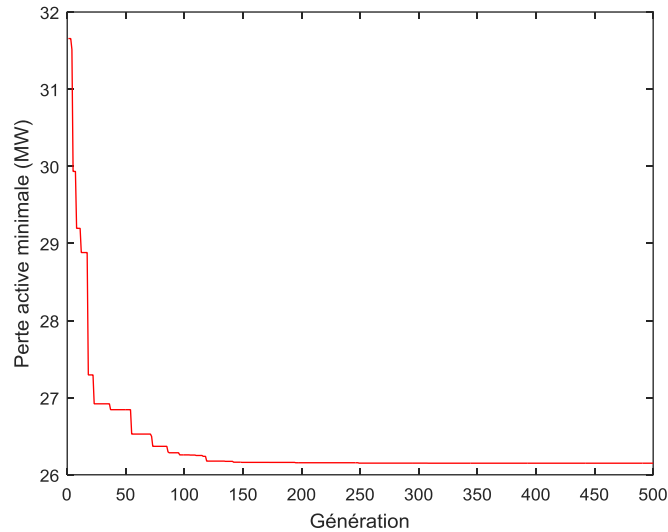


Figure IV.31 Variation des pertes actives en fonction du nombre de génération du cas 5

IV-6 CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons présenté les résultats de simulation du problème d'OETSD sur le réseau IEEE 14 nœuds et le réseau Algérien de transport 114 nœuds. Nous avons commencé ce chapitre par la définition des réseaux étudiés ensuite nous avons étalé notre cadre d'étude et les outils informatiques utilisés. Par la suite nous avons ciblé cinq cas d'étude à savoir l'analyse l'EP en absence des SD, EPO en présence d'une SD, EPO avec 02 SD, EPO avec 03 SD et EPO avec 04 SD. A travers les résultats nous avons conclu que la taille, l'emplacement, le nombre des SD et les puissances actives ainsi que les tensions des générateurs conventionnels influents sur les pertes actives totales du réseau et sur les puissances transitées par les lignes de transport. Pour le réseau IEEE 14 nœuds les pertes restent pratiquement stables à partir de l'intégration de 4 SD par ailleurs pour le réseau Algérien 114 nœuds les pertes actives varient d'une manière négligeable à partir de l'intégration d'une SD. Ceci explique que chacun des deux réseaux étudiés présente une limite en nombre des SD à intégrer point de vue des pertes.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion Générale

Dans ce mémoire, nous avons étudié le problème d'optimisation de l'emplacement et la taille des sources d'énergie renouvelable dans les réseaux électriques. Nous avons commencé par des généralités sur les différentes étapes de la fourniture d'électricité depuis les centrales de production aux points de consommation en passant par les lignes de transport. Nous avons ensuite présenté la modélisation des éléments du réseau. Puis nous avons indiqué l'importance du calcul de l'EP et les différentes techniques itératives utilisées pour son analyse pour déterminer l'état du réseau.

Par la suite nous avons présenté les différents types de SD, et les technologies utilisées, leur modélisation et leurs impacts sur les différents paramètres du réseau ainsi nous pouvons les classer en sources décentralisés à base des énergies renouvelables ou conventionnelles. Un état de l'art sur le problème d'OETSD a été présenté. Nous avons constaté à travers une recherche bibliographique que ses SD présentent des avantages et aussi des inconvénients à prendre en considération lors de leur insertion sur le réseau. Nous avons prouvé ensuite que l'intégration non adéquate des SD dans le réseau peut influencer négativement sur ce dernier ce qui nous ramené à chercher une insertion optimale des SD.

Pour cette fin, des techniques d'optimisation ont été présentés comme les techniques déterministes qui convergent vers le premier optimum et qui exigent un modèle détaillé du problème physique et les techniques métaheuristiques tels que les algorithmes génétiques qui convergent vers l'optimum global à travers une recherche aléatoire et qui n'exigent pas de modèle physique. Dans notre cas d'étude nous avons choisi la méthode des AG pour résoudre le problème (OETSD).

Ensuite nous avons présenté les résultats de simulation de ce problème sur le réseau IEEE 14 nœuds et le réseau Algérien de transport 114 nœuds. Nous avons ciblé cinq cas d'étude à savoir l'analyse l'EP en absence des SD, EPO en présence d'une SD, EPO avec 02 SD, EPO avec 03 SD et EPO avec 04 SD. Ainsi, nous avons conclu que la taille, l'emplacement, le nombre des SD et les puissances actives ainsi que les tensions des générateurs conventionnels influents sur les pertes actives totales du réseau et sur les puissances transitées par les lignes de transport car dans la procédure de la recherche des puissances générées par les SD et les lieux de leur intégration nous avons utilisé la fonction EPO.

D'après les résultats de simulation sur les deux réseaux étudiés, nous avons conclu que pour le réseau IEEE 14 nœuds les pertes restent pratiquement stables à partir de l'intégration de 4 SD par contre pour le réseau Algérien 114 nœuds les pertes actives varient d'une manière négligeable après l'intégration d'une SD. Nous avons constaté ainsi que les sources décentralisées jouent un rôle important dans la planification du réseau électrique par leur minimisation des pertes importantes sur les lignes électriques ce qui engendre un gain sur le coût de la production d'énergie électrique d'une part. D'autre part une tendance mondiale en particulier en Algérie est orientée vers l'intégration des sources décentralisées à base d'énergies renouvelables pour la minimisation des émissions des gaz à effets de serre, donc la conservation de notre planète.

Il reste, toutefois, beaucoup de voies à explorer afin de poursuivre et compléter notre travail, et qui se résument, non exhaustivement, dans les points suivants :

- ✓ Prendre en considération d'autres fonctions objectifs telle que la minimisation des gaz à effet de serre, amélioration de la stabilité de tension du réseau.
- ✓ Considérer des fonctions multi objectifs.
- ✓ Ajouter d'autres contraintes comme la stabilité transitoire (stabilité angulaire).
- ✓ Intégrer d'autres types des SD comme la source photovoltaïque.
- ✓ Prendre l'aspect économique à savoir le cout de l'énergie délivrée par les SD.
- ✓ Prendre en considération les conditions météorologiques des lieux de placement des SD.
- ✓ Prendre en compte les contraintes dynamiques à savoir la présence des défauts
- ✓ Faire des applications sur d'autres réseaux IEEE comme 30 nœuds, 57 nœuds et 118 nœuds, pour tirer des conclusions générales.
- ✓ Appliquer d'autres méthodes d'optimisation comme PSO, NSGA-II.

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

- [1] M. Mosbah et al, "Optimal sizing and placement of distributed generation in transmission systems" ICREGA-2016, Belfort, France, 2016.
- [2] N. Hadjsaid, J. F. Canard, F. Dumas, "Dispersed generator generation impact on distribution networks" IEEE Computer Applications in Power, vol 12, pp. 22-28, May 1999.
- [3] N. Hadjsaid, J. C. Sabonnadière, Smart grid. Wiley ISTE, 2012.
- [4] 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.
- [5] C. Chitour, Les énergies renouvelables et la maîtrise de l'énergie en Algérie. Post graduation spécialisée : Economie de l'Energie, ENP, Alger, Acte du séminaire du 25 juin 2008.
- [6] A. B. Toumi, "Programme national des énergies renouvelables 2015-2030"
- [7] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel, S. Ploix, "Optimal power flow management for grid connected PV systems with batteries" IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 2, pp. 309-320 July 2011.
- [8] F. G. Longatt, C. Fortoul, "Review of distributed generation concept: attempt of unification" in Proceeding of international Conference on Renewable Energies and Power Quality, España, 2005.
- [9] Réseaux de distribution : conception et dimensionnement, Techniques de l'ingénieur, D4 220, 1993.
- [10] M. Boudour, A. Hellal, Génie électrique : réseaux électriques, fondamentaux et concept de base. 1^{er} édition, Edition Pages Bleues, Alger, Janvier 2011.
- [11] Publication Trimestrielle éditée par la Société Opérateur du Système Électrique, Revue EL MONSIF N° 13, Mars, 2013.
- [12] M. Vignolo, R. Zeballos, "Transmission Networks or Distributed Generation ?", in First International Symposium on Distributed Generation, Stockholm: Royal Institute of Technology, 2001.
- [13] N. Ketfi, "Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée" Thèse de Doctorat en Sciences, Département d'Electrotechnique, Batna, 2014.
- [14] S. Hamid-oudjana et al, "PV power prediction to provide energy demand by load forecasting" International Conference on Sustainable Energy and Environmental Protection, DOI: 10.18690/978-961-286-061-5.51, July 2017.
- [15] A. J. Wood, B.F. Wollenberg, "Power generation, operation & control", second ed., John Wiley & Sons Ltd., New York, 1996.
- [16] A. Al Ameri, "Analytical study methods for reducing power losses in meshed electrical networks using optimization techniques for the sizing and location of decentralized generators" Normandie Université de France, 2017

- [17] Publication Trimestrielle éditée par la Société Opérateur du Système Électrique, Revue EL MONSIF N° 18, Novembre, 2016.
- [18] M. Houari, I. Kocar, “Treatment of transformers and voltage regulators in branch current state estimation for distribution network” Published in IEEE Power & Energy Society General Meeting, p. 5, Nov 2013.
- [19] Guide technique SONELGAZ, Option fondamentales : contraintes de tenue de la moyenne tension, Page 2, Edition N°1, 1984.
- [20] Guide technique SONELGAZ, Option fondamentales : réseaux MT souterrain, Page 12, Edition N°1, 1984.
- [21] Formation de l’activité développement réseaux, Direction Techniques Electricité, Département Conception, Normalisation Développement Réseaux, Société Algérienne de la Distribution d’Electricité et du Gaz, 2007.
- [22] S. H. Oudjana, M. Mosbah, I. Hadj Mahammed, “Load forecasting based PV power in oued nechou” 4^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables Unité de Recherche Appliquée en Energie Renouvelables, Ghardaïa, 24-25 Oct 2016.
- [23] N. Hadjsaid, J. C. Sabonnadière .Power Systems and Restructuring. ISTE Ltd and John Wiley & Sons, Inc, 2009
- [24] B. Naama, “La production décentralisée”, Université des Sciences et de la Technologie d’Oran-Mohamed Boudiaf, année 2016 /2017.
- [25] E. Gladkikh, “Optimisation de l’architecture des réseaux de distribution de l’énergie électrique” Thèse de Doctorat de l’Institut National Polytechnique de Grenoble, 2015.
- [26] O. Richardot “Réglage coordonne de tension dans les réseaux de distribution à l’aide de la production décentralisée” Thèse de Doctorat l’Institut National Polytechnique de Grenoble, 2000
- [27] G. Rami “contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d’énergies connectées au réseau électrique de distribution” Thèse de Doctorat l’Institut National Polytechnique de Grenoble, 2006.
- [28] S. Ramdane, “Programmation en MATLAB de la stabilité transitoire d’une modélisation interactive d’un réseau électrique par intégration numérique”, Mémoire de Magister, Université Amar Télidji Laghouat, Février 2010.
- [29] M. H. Moradi et al, “Power flow analysis in islanded Micro-Grids via modeling different operational modes of DGs: A review and a new approach” Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 69, pp. 248–262, March 2017.
- [30] S. Sayeh, “Application de l’Intelligence Artificielle pour le Fonctionnement Optimal des Systèmes Electriques” Thèse de Doctorat, Université Ferhat Abbas Setif, 2010
- [31] R. Benabid, “Optimisation multiobjectif de la synthèse des FACTS par les particules en essaim pour le contrôle de la stabilité de tension des réseaux électriques” Mémoire de Magister, Université Amar Telidji Laghouat, Septembre 2007.

- [32] A. Laifa, "Evaluation de la stabilité de tension d'un réseau d'énergie électrique développement et application des indices de stabilité", Thèse de Magister, ENP, Alger, Juin 1995.
- [33] A. A. Olukayode et al, "Analysis of the load flow problem in power system planning studies" *Energy and Power Engineering*, Vol. 7, pp 509-523, 2015.
- [34] A. Keyhani, A. Abur, S. Hao, "Evaluation of Power Flow Techniques for Personal Computers" *IEEE Transactions on Power Systems*, 4, 817-826, 1989
- [35] G. M. Gilbert et al, "A comparison of load flow analysis using dist flow, Gauss-Seidel, and optimal load flow algorithms" *Proceedings of the IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Waterloo Ontario, pp 850-853, May 1998
- [36] T. J. Ypma, "Historical development of the Newton-Raphson method" *Society for Industrial and Applied Mathematic*, Vol. 37, No. 4, pp. 531-551, December 1995.
- [37] S. Hadi. *Power system analysis*. 3rd Edition, PSA Publishing, North York, 2010.
- [38] B. Stott, O. Alsac, "Fast decoupled load flow" *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-93, pp 859-869, 1974.
- [39] <https://www.kyotoprotocol.com/resource/kpeng.pdf>
- [40] T. Adefarati, "Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review" *IET Renewable Power Generation*, Vol. 10, July 2016.
- [41] T. Ackermann, G. Andersson, L. Söder, "Distributed generation: a definition" *Electric Power Systems Research*, Vol. 57, pp. 195-204, April 2001.
- [42] W. El Khatam, M. M. A. Salama, "Distributed generation technologies, definitions and benefits" *Electric Power Syst Res*, Vol. 71, pp. 119-128, Oct 2004.
- [43] Chapter 9 – Photovoltaic Systems – UCCS, University of Colorado at Colorado Springs. <https://academics.uccs.edu/rtirado/>
- [44] C. Boulakhras, "Projets réalisés dans le cadre du programme national des énergies renouvelables" *Rencontre Nationale avec MICLAT*, Juin 2018
- [45] C. Naïm, "Conversion d'énergie produite par des générateurs éoliens" *Mémoire de Magister en électrotechnique*, Université de Mentouri Constantine, 2010
- [46] A. F. Sarabia, "Impact of distributed generation on distribution system" *Master Graduate*, Aalborg University Denmark, June 2011
- [47] Newsletter hynovations, Avril 2017, <http://www.afhypac.org/documents/newsletters/67/Hynovations%20n%C2%B067.pdf>
- [48] P. Li, B. François, "Conception de la commande d'une micro turbine à gaz dans un micro réseau isolé en utilisant la représentation multi-niveaux", *European Journal of Electrical Engineering* Vol. 12, No 5-6, pp. 639-668, septembre 2009
- [49] Centrale hydroélectrique de la MEIJE, Réunion de présentation des travaux de construction de l'aménagement de la Meije, Avril 2017 <https://www.lumo-france.com/uploads/2017/04/2017-04-12-reunion-info-unite-pdf>
- [50] Centrale géothermique de Rittershoffen, étude d'impact et étude de l'incidence sur la ressource en eau, (OTE ingénierie) Novembre 2017 <http://www.bas->

- rhin.gouv.fr/content/download/27456/189645/file/14267_6_Etude_Imp_concessio
n_ES- Roqu_Ritt_avann.pdf
- [51] Communiqué de presse, “Pose de la première pierre de la centrale de cogénération biomasse à Saint-Louis”, mars 2012, https://www.territoire-energie.com/wp-content/uploads/2017/03/cp_ebm_chaufferie-urbaine-saint-louis_230212.pdf
- [52] M. A. F. Garcia, “Interaction des réseaux de transport et de distribution en présence de production décentralisée” Doctorat de l’Institut National Polytechnique de Grenoble, 2008.
- [53] J. F. Canard, “Impact de la génération d’énergie dispersée dans les réseaux de distribution”, Doctorat de l’Institut National Polytechnique de Grenoble, 2000.
- [54] R. Caire, “Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution” Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2004.
- [55] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel, S. Ploix, “Optimal power flow management for grid connected PV systems with batteries” IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 2, pp. 309-320 July 2011.
- [56] S. Kumar et al, “Parametric performance evaluation of different types of particle swarm optimization techniques applied in distributed generation system” S.C. Satapathy et al. (Eds.): Proc. Of Int. Conf. on Front. Of Intell. Comput., AISC 199, pp. 349–356, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2013
- [57] M. Mosbah, M. Kobbi, “Introduction des énergies renouvelables et l’expérience de la SDC”, 1^{ère} conférence sur la formation des ingénieurs chefs Districts électricité, SDC, Ecole Technique Blida, 2015.
- [58] Art 6, loi n° 02-01, Décret exécutif n° 04-92 du 4 Safar 1425 correspondant au 25 mars 2004 relatif aux coûts de diversification de la production d’électricité Journal Officiel de la RADP, N°8 du 06 Février 2002, Journal Officiel de la République Algérienne Démocratique et Populaire, n° 08 du 06 février 2002.
- [59] J. H. Teng, “Modelling distributed generations in three-phase distribution load flow” IET Gener. Transm. Distrib, Vol. 2, No. 3, pp. 330–340, 2008
- [60] M. Karar et al, “Optimal distributed generation allocation in distribution systems for loss minimization” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 31, pp 960-969, March 2016.
- [61] J. Kennedy and R. C. Eberhart, Swarm Intelligence. San Francisco, CA: Morgan Kaufmann, 2001.
- [62] P. Paszek, B. M. Paszek, “Deterministic and nondeterministic decision rules in classification process” Journal of Medical Informatics & Technologies Vol. 15, ISSN 1642-6037, 2010.
- [63] Thierry Sorg Marc von Wyl, “Applications d’algorithmes évolutionniste à des problèmes de génie logiciel”, 30 Mai 2006
- [64] C. Duhamel, “Un cadre formel pour les méthodes par amélioration itérative : application a deux problèmes d’optimisation dans les réseaux” Thèse de Doctorat à l’Université Blaise Pascal, mars 2001.
- [65] E. Cuevas et al. Metaheuristics Algorithms in Power Systems. Springer; 1 edition, January, 2019

- [66] K. L. Du, M. N. S. Swamy. Search and Optimization by Metaheuristics Techniques and Algorithms Inspired by Nature. Springer International Publishing Switzerland 2016.
- [67] J. H. Holland, “Adaptation in Natural and Artificial Systems”, University of Michigan Press, Ann Arbor, 1975.
- [68] V. Magnin “Optimisation et algorithmes génétiques”
- [69] L. D. Dominicis “Les apports de l’intelligence artificielle dans l’allocation stratégique d’actifs sous contraintes stochastiques de solvabilité”, 2002
- [70] A. A. Ladjici “Calcul évolutionnaire : Application sur l’optimisation de la planification de la puissance réactive”, Thèse Magistère, ENP, Alger 2005
- [71] Jean-Philippe Rennard “Genetic Algorithm Viewer : Démonstration d’un algorithme génétique” Avril 2000.
- [72] Legrand Thomas “Algorithmes génétiques et composites conducteurs”, Rapport de projet de fin d’études 2006
- [73] M. Lahdeb, “Théorie et application des méthodes d’hybridations métaheuristiques dans les réseaux électriques”, Mémoire de Magister, Université Amar Telidji Laghouat, Septembre 2007.
- [74] M. A. TOLBA “Commande des systèmes d’énergie de puissance par des approches heuristiques modernes” Thèse de Magistère ENP, Alger, 2005.
- [75] S. Amédée, R. F. Gérard, “Algorithmes Génétiques” [http : //souqueta.free.fr/Project/files/TE_AG.pdf](http://souqueta.free.fr/Project/files/TE_AG.pdf)
- [76] S. Amokran, “Algorithme Génétique pour le problème d’ordonnancement dans la synthèse de haute niveau pour contrôleurs dédiés” Mémoire de Magistère en Informatique Université de Batna, 2004.
- [77] M. Mosbah, “Etude du délestage optimal contre l’effondrement de tension” Mémoire de Magister, Université Amar Telidji Laghouat, 2011.
- [78] J. A. P. Lopes et al, “Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities” Electric Power Systems Research, Vol. 77, pp 1189-1203, 2007.
- [79] L. I. Dulau et al, “Optimal power flows analysis of distributed generation system” Procidia Technology, Vol. 19, pp 673-680, 2015.
- [80] J. A. Momoh, G. Boswell, “Value-based implementation of distributed generation in optimal power flow” IEEE Trans. Power Sys. pp 7803-9255, 2005
- [81] L. Yingchen et al, “Optimal power flow of receiving power network considering distributed generation and environment pollution” IEEE Trans. Power Sys. Pp 4244-4813, 2010.
- [82] Y. Zhu, and K. Tomsovic, “Optimal distribution power flow for systems with distributed energy resources” Electric Power Energy Systems, Vol. 29 pp 260–267, 2007.
- [83] G. P. Harrison, and A. R. Wallace, “Optimal power flow evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation”, IEEE Proc, Generation, Transmission & Distribution, Vol. 152, pp 115–122, 2005.

- [84] S. Y. Lin, J. F. Chen, “Distributed optimal power flow for smart grid transmission system with renewable energy sources” *Energy*, Vol. 56, pp 184-192, 2013.
- [85] K. Satish, K. Vishal, T. Barjeev, “Optimal placement of different type of DG sources in distribution networks”, *Electric Power Energy Systems*, Vol. 53, pp 752–60, 2013.
- [86] E. Masoud, “Placement of minimum distributed generation units observing power losses and voltage stability with network constraints”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 7, 813–21, 2013.
- [87] M. H. Moradi, M. Abedini, “A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems” *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 34, 66–74, 2012
- [88] R. D. Mohammedi, A Hellal, S Arif, M Mosbah, “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 (IREE)*, 2013.
- [89] A. Chowdhury, S. K. Agarwal, D. O. Koval, “Reliability modeling of distributed generation in conventional distribution systems planning and analysis” *IEEE Trans Ind Appl*, Vol. 39, pp 1493–1498, Sep./Oct. 2003.
- [90] Hendrix EMT, G.-Tóth B, “Introduction to nonlinear and global optimization” Vol. 37. Springer, 2010.
- [91] A. Hadjaissa, R. Benyagoub, M. Mosbah, A. Bahri, R. Zine “Intégration optimale des sources éoliennes dans un réseau intelligent pour la minimisation des pertes actives” *First International Conference on Smart Grids, CIREI’2019*, March 4-5, at ENP-Oran, Algeria, 2019
- [92] https://wiki.openelectrical.org/index.php?title=Power_Systems_Analysis_Software#MATPOWER
- [93] <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>
- [94] <https://www.mathworks.com/discovery/genetic-algorithm.html>
- [95] <https://www.youtube.com/watch?v=cCfHiq33NU>
- [96] http://www.fglongatt.org/Test_Systems/IEEE_14bus.html
- [97] S. Haouache, “Optimisation de la configuration des réseaux électriques de distribution en présence d’une source d’énergie renouvelable” *Mémoire de Master*, Université de Ghardaia, 2018.

Annexe

Annexe A

Données du réseau

IEEE 14 nœuds

```

%%----- Power Flow Data -----%%
%% -----system MVA base-----%%
mpc.baseMVA = 100;

%% ----- bus data -----%%
%bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [
1 3 0 0 0 0 1 1.05 0 0 1 1.05 0.95;
2 2 21.7 12.7 0 0 1 1.045 -4.98 0 1 1.05 0.95;
3 2 94.2 19 0 0 1 1.01 -12.72 0 1 1.05 0.95;
4 1 47.8 -3.9 0 0 1 1.019 -10.33 0 1 1.05 0.95;
5 1 7.6 1.6 0 0 1 1.02 -8.78 0 1 1.05 0.95;
6 2 11.2 7.5 0 0 1 1.05 -14.22 0 1 1.05 0.95;
7 1 0 0 0 0 1 1.05 -13.37 0 1 1.05 0.95;
8 2 0 0 0 0 1 1.05 -13.36 0 1 1.05 0.95;
9 1 29.5 16.6 0 19 1 1.05 -14.94 0 1 1.05 0.95;
10 1 9 5.8 0 0 1 1.05 -15.1 0 1 1.05 0.95;
11 1 3.5 1.8 0 0 1 1.05 -14.79 0 1 1.05 0.95;
12 1 6.1 1.6 0 0 1 1.05 -15.07 0 1 1.05 0.95;
13 1 13.5 5.8 0 0 1 1.05 -15.16 0 1 1.05 0.95;
14 1 14.9 5 0 0 1 1.036 -16.04 0 1 1.05 0.95 ; ];

%% -----generator data-----%%
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin
mpc.gen = [
1 232.4 -16.9 10 0 1.05 100 1 332.4 50;
2 40 42.4 50 -40 1.045 100 1 140 0;
3 0 23.4 40 0 1.01 100 1 100 0;
6 0 12.2 24 -6 1.05 100 1 100 0;
8 0 17.4 24 -6 1.05 100 1 100 0; ];

%%----- branch data-----%%

```

```

% fbus  tbus  r    x    b  rateA  rateB  rateC  ratio  angle status %%
mpc.branch = [

    1    2    0.01938    0.05917    0.0528    9900    0    0    0    0    1;
    1    5    0.05403    0.22304    0.0492    9900    0    0    0    0    1;
    2    3    0.04699    0.19797    0.0438    9900    0    0    0    0    1;
    2    4    0.05811    0.17632    0.034    9900    0    0    0    0    1;
    2    5    0.05695    0.17388    0.0346    9900    0    0    0    0    1;
    3    4    0.06701    0.17103    0.0128    9900    0    0    0    0    1;
    4    5    0.01335    0.04211    0    9900    0    0    0    0    1;
    4    7    0    0.20912    0    9900    0    0    0.978    0    1;
    4    9    0    0.55618    0    9900    0    0    0.969    0    1;
    5    6    0    0.25202    0    9900    0    0    0.932    0    1;
    6    11   0.09498    0.1989    0    9900    0    0    0    0    1;
    6    12   0.12291    0.25581    0    9900    0    0    0    0    1;
    6    13   0.06615    0.13027    0    9900    0    0    0    0    1;
    7    8    0    0.17615    0    9900    0    0    0    0    1;
    7    9    0    0.11001    0    9900    0    0    0    0    1;
    9    10   0.03181    0.0845    0    9900    0    0    0    0    1;
    9    14   0.12711    0.27038    0    9900    0    0    0    0    1;
    10   11   0.08205    0.19207    0    9900    0    0    0    0    1;
    12   13   0.22092    0.19988    0    9900    0    0    0    0    1;
    13   14   0.17093    0.34802    0    9900    0    0    0    0    1;] ;

%%----- OPF Data -----%%

%% generator cost data

% 1  startup shutdown  n  x0  y0  ... xn  yn
% 2  startup shutdown  n  c(n-1)  ... c0
mpc.gencost = [

    2    0    0    3    0.0430293    20    0;
    2    0    0    3    0.25    20    0;
    2    0    0    3    0.01    40    0;
    2    0    0    3    0.01    40    0;
    2    0    0    3    0.01    40    0;] ;

```

Annexe B

Conférence internationale

Abdelouaheb HADJ AISSA, Rostom BENYAGOUB, Mustafa MOSBAH, Ahmed BAHRI, Rabie ZINE, “*Intégration Optimale des Sources Eoliennes dans un Réseau Intelligent pour la Minimisation des Pertes Actives*” First International Conference on Smart Grids, CIREI'2019, March 4-5, 2019 at ENP-Oran–Algeria.

