

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université 20 Août 1955 - Skikda
Faculté de Technologie
Département de Génie Electrique

THESE

En vue de l'obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Electrotechnique

Par

MALLEM Aicha

THÈME

**Contribution à l'Etude de la Répartition Optimale des
Puissances des Réseaux Electriques en Présence des Sources
Renouvelables**

Soutenue le **08/07/2025**

Devant le Jury composé par :

Nom et prénom	Grade	Qualité	Affiliation
Medoued Ammar	Professeur	Président	Université 20 août 1955-Skikda
Boudebouz Omar	Professeur	Rapporteur	Université 20 août 1955-Skikda
Mehasni Rabia	Professeur	Examineur	Université Constantine 1
Laiifa Abdelaziz	MCA	Examineur	Université 20 août 1955-Skikda
Mohammedi Moufid	MCA	Examineur	Université Badji Mokhtar-Annaba
Attoui Issam	DR	Examineur	Centre de Recherche en Technologies Industrielles d'Annaba
Ayachi Bilel	MCA	Invité	Université 20 août 1955-Skikda

2024/2025

Reference : D012125029D

Remerciements

De prime abord, j'exprime ma plus sincère gratitude à Allah, le Tout-Puissant, qui m'a insufflé la force, la persévérance et la patience indispensables à l'achèvement de ce travail.

Je remercie vivement mon directeur de thèse, Monsieur BOUDEBBOUZ Omar, Professeur de l'Enseignement Supérieur à l'Université de Skikda, pour tous les conseils et les encouragements qu'il m'a prodigués pendant toute la durée de ce travail.

Je remercie également les membres du jury, à qui j'exprime toute ma reconnaissance pour avoir accepté d'évaluer ma thèse :

- Monsieur MEDOUED Ammar, Professeur de l'Enseignement Supérieur à l'Université de Skikda,
- Monsieur MEHASNI Rabia, Professeur de l'Enseignement Supérieur à l'Université de Constantine,
- Monsieur LAIFA Abdelaziz, Maître de conférences à l'Université de Skikda,
- Monsieur MOHAMMEDI Moufid, Maître de conférences à l'Université de Annaba,
- Monsieur ATTOUI Issam, Directeur de Recherche au centre de recherche en technologies industrielles à Annaba,
- Monsieur AYACHI Bilel, Maître de conférences à l'Université de Skikda.

Je souhaite par ailleurs souligner que ce travail a été réalisé au sein du laboratoire LES de l'Université de Skikda, et je remercie chaleureusement l'ensemble de ses membres pour les moyens et le soutien apportés pour l'aboutissement de cette recherche.

Enfin, je ne pourrais terminer ces remerciements sans une pensée particulière à ma famille, mes amies et mes collègues. Leur soutien indéfectible et leurs encouragements ont été ma plus grande source de motivation durant toutes ces années de recherche.

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS
LISTE DES FIGURES
LISTE DES TABLEAUX
LISTE DES ACRONYMES
LISTE DES SYMBOLES
RESUME

CHAPITRE 1 : INTRODUCTION GENERALE

1.1. CONTEXTE GENERAL	1
1.2.FORMULATION DU PROBLEME	3
1.3.OBJECTIFS	5
1.4. STRUCTURE DE LA THESE.....	5

CHAPITRE 2 : ETAT DE L'ART SUR LE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES

2.1.INTRODUCTION.....	7
2.2. ETAT DE L'ART SUR LA SITUATION ENERGETIQUE A TRAVERS LE MONDE	7
2.3. REPARTITION MONDIALE DE LA PRODUCTION D'ENERGIE RENOUVELABLE	9
2.3.1. Hydroélectricité	10
2.3.2. Eolien	11
2.3.3. Solaire	12
2.4. SITUATION ENERGETIQUE DE L'ALGERIE.....	13
2.4.1. Production d'électricité en Algérie	15
2.4.2. Evolution de la puissance installée et le pic de charge	16
2.4.3. Soutien politique et promotion industrielle en Algérie.....	20
2.5. REPARTITION DE LA PRODUCTION D'ENERGIE RENOUVELABLE EN ALGERIE	22
2.5.1. Energie solaire	22
2.5.2. Energie éolienne	23
2.5.3. Energie hydraulique.....	23
2.6. CONCLUSION	24

CHAPITRE 3 : INTEGRATION DES SOURCES RENOUVELABLES DANS LE RESEAU ELECTRIQUE ALGERIEN

3.1. INTRODUCTION.....	25
3.2. DESCRIPTION D'UN RESEAU ELECTRIQUE.....	25

3.3. TRANSITION ENERGETIQUE ET RESEAUX ELECTRIQUES	26
3.4. DESCRIPTION DU RESEAU ELECTRIQUE ALGERIEN	26
3.5. SOURCES D'ENERGIE RENOUVELABLE	37
3.6. CARACTERISTIQUES DES ENERGIES RENOUVELABLES	38
3.7. INTEGRATION DES SOURCES d'ERs DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES	38
3.8. FLEXIBILITE DES SOURCES RENOUVELABLES	39
3.9. STOCKAGE.....	39
3.10. MODE D'UTILISATION DES SYSTEMES SOLAIRES	39
3.10.1. Prévion de l'énergie solaire.....	40
3.10.2. Irradiation solaire.....	40
3.10.3. Prévion de l'irradiation solaire.....	41
3.11. INTEGRATION DE L'ENERGIE SOLAIRE DANS LE RESEAU ALGERIEN	42
3.11.1. Situation géographique de l'Algérie.....	42
3.11.2. Potentiel solaire en Algérie.....	43
3.11.3. Potentiel solaire du Sahara.....	43
3.12. DESCRIPTION DES VARIANTES PROPOSEES	44
3.13. OPPORTUNITES.....	48
3.14. CONCLUSION	49

CHAPITRE 4 : OPF PAR LES METHODES METAHEURISTIQUES

4.1. INTRODUCTION	50
4.2. SYNTHSE BIBLIOGRAPHIQUE SUR L'OPF	50
4.3. FORMULATION MATHEMATIQUE DE L'OPF	54
4.3.1. Contraintes d'égalités	55
4.3.2. Contraintes d'inégalités	55
4.3.3. Fonctions objectives	56
4.4 METHODE DE RESOLUTION DE L'OPF	59
4.5. METHODES METAHEURISTIQUES	59
4.5.1. Principe des méthodes métaheuristiques	60
4.5.2. Classification des Algorithmes métaheuristiques	60
4.6. OPTIMISATION PAR L'ALGORITHME GENETIQUE (AG)	61
4.6.1. Mécanisme de recherche de l'AG.....	61
4.6.2. Choix des paramètres de l'AG.....	66
4.7. OPTIMISATION PAR ESSAIM DE PARTICULES	67
4.7.1. Principe général	67
4.7.2. Formulation Mathématique de PSO	68
4.8. SIMULATION ET RESULTATS.....	70
4.8.1. Application sur le système IEEE 14.....	71
4.8.2. Application sur le système IEEE 30.....	78
4.9. CONCLUSION	86

CHAPITRE 5 : OPF STOCHASTIQUE PAR PSO

5.1. INTRODUCTION.....	87
------------------------	----

5.2. PROBLEME DE L'OPF AVEC INTEGRATION DE L'ENERGIE SOLAIRE.....	87
5.3. FORMULATION MATHEMATIQUE DE L'OPF IMPLIQUANT L'ENERGIE SOLAIRE	88
5.4. MODELISATION DE L'IRRADIATION SOLAIRE.....	92
5.5. SIMULATION ET RESULTATS	92
5.5.1. Algorithmes d'optimisation proposé	93
5.5.2. Système de test IEEE 14.....	93
5.5.3. Application sur le réseau électrique algérien de 59 nœuds	97
5.5.4. Application sur le réseau électrique algérien de 114 nœuds.....	109
5.5.5. Application sur le réseau électrique algérien (2014)	116
5.6. CONCLUSION	124
CONCLUSION GENERALE.....	126
REFERENCES	
ANNEXES	

LISTE DES FIGURES

Chapitre 2

Figure 2.1 :	Consommation mondiale de l'énergie primaire en 2022.....	8
Figure 2.2 :	Répartition mondiale de la production d'énergie renouvelable en 2021.....	9
Figure 2.3:	Développement de la génération mondiale d'électricité renouvelable (2016-2021).....	10
Figure 2.4 :	Evolution de la capacité hydroélectrique dans le monde (2011-2023).....	11
Figure 2.5 :	Capacités éoliennes dans le monde (2001-2022).....	12
Figure 2.6 :	Capacités d'électricité solaire dans le monde (2011-2023)	13
Figure 2.7 :	Evolution de la production de l'énergie électrique (2011-2020).....	16
Figure 2.8 :	Evolution de la demande en électricité en Algérie.....	17
Figure 2.9 :	Evolution de la courbe de charge journalière en Algérie durant le mois de Juillet 2023.....	18
Figure 2.10:	Evolution de la courbe de charge journalière en Algérie durant le mois de Janvier 2023.....	18
Figure 2.11:	Tendances extrémales de la puissance demandée journalière (année 2023)	19
Figure 2.12:	Evolution de la puissance appelée moyenne annuelle pendant les quatre décennies	20
Figure 2.13:	Evaluation des énergies renouvelables en Algérie	21
Figure 2.14:	Capacité installée d'ER dans le nouveau programme	22

Chapitre 3

Figure 3.1 :	Structure d'un réseau électrique	25
Figure 3.2 :	Réseau électrique algérien	27
Figure 3.3 :	Nœuds recensés avec leurs puissances correspondantes (nomenclature restrictive).....	28
Figure 3.4 :	Disposition cartésienne des trois parties du RIN (ouest-centre-est) de	

	plus de 400 nœuds	29
Figure 3.5 :	Paramètres des lignes. Région ouest 173 et région centre 174 branches....	30
Figure 3.6 :	Puissances de la région ouest	30
Figure 3.7 :	Puissances de la région centre.	31
Figure 3.8 :	Matrices admittances des deux régions. (a) Région de l'ouest. (b) Région de centre.....	31
Figure 3.9 :	Matrice admittance après interconnexion mutuelle des deux régions.....	32
Figure 3.10 :	Matrice jacobienne des deux régions. (a) Région de l'ouest. (b) Région de centre	35
Figure 3.11:	Matrice jacobienne après interconnexion mutuelle des deux régions	35
Figure 3.12 :	Profil de tensions selon la méthode des écarts de puissance.....	36
Figure 3.13 :	Matrice jacobienne des 2 régions. (a) Région ouest. (b) Région centre.....	36
Figure 3.14 :	Matrice jacobienne après interconnexion mutuelle des deux régions.....	37
Figure 3.15 :	Profil de tensions selon la méthode d'injection de courant.....	37
Figure 3.16 :	Trois composantes du rayonnement solaire.....	41
Figure 3.17 :	Localisation géographique de l'Algérie.....	42
Figure 3.18 :	Irradiation solaire directe annuelle (kWh/m ²) dans le monde.....	43
Figure 3.19 :	Potentiel d'énergie solaire en Algérie (KWh/m ²)	44
Figure 3.20 :	Figure 2.20: Données climatologiques de Tindouf, Illizi, Tamanrasset, Ouargla, Adrar et Gardaia.....	46
Figure 3.21 :	Intégration des mégastructures au Sahara.....	48

Chapitre 4

Figure 4.1 :	Description du principe de l'AG.....	62
Figure 4.2 :	Exemple de l'optimum global et des optima locaux d'un problème d'optimisation	63
Figure 4.3 :	Croisement en un point	64
Figure 4.4 :	Croisement de deux points	65
Figure 4.5 :	Principe de mutation	65

Figure 4.6 :	Déplacement d'une particule	68
Figure 4.7 :	Organigramme de PSO	70
Figure 4.8 :	Schéma unifilaire du système IEEE 14	72
Figure 4.9 :	Convergence de la fonction de coût par PSO du système IEEE 14.....	73
Figure 4.10 :	Convergence de la fonction de coût par l'AG du système IEEE 14.....	74
Figure 4.11 :	Profil de tension du système IEEE 14 (Cas 1 et Cas 2)	74
Figure 4.12 :	Convergence de la fonction d'émission par PSO du système IEEE 14.....	76
Figure 4.13 :	Convergence de la fonction d'émission par l'AG du système IEEE 14....	77
Figure 4.14 :	Profil de tension du système IEEE 14 (Cas 3 et Cas 4)	77
Figure 4.15 :	Schéma unifilaire du système IEEE 30.....	79
Figure 4.16 :	Convergence de la fonction de coût par PSO du système IEEE 30.....	81
Figure 4.17 :	Convergence de la fonction de coût par l'AG du système IEEE 30.....	81
Figure 4.18 :	Profil de tension du système IEEE30 (Cas 5 et Cas 6).....	82
Figure 4.19 :	Convergence de la fonction d'émission par PSO du système IEEE30.....	84
Figure 4.20 :	Convergence de la fonction d'émission par l'AG du système IEEE 30	84
Figure 4.21 :	Profil de tension du système IEEE 30 (Cas 7 et Cas 8).....	85

Chapitre 5

Figure 5.1 :	Schéma unifilaire du système IEEE 14 modifié.....	94
Figure 5.2 :	Convergence de la fonction de coût avec intégration de sources solaires PVs	95
Figure 5.3 :	Convergence de la fonction d'émission avec intégration de sources solaires PVs	96
Figure 5.4 :	Profil de tension du système IEEE 14 modifié avec et sans intégration de sources solaires PVs de 25.8568 MW.....	96
Figure 5.5 :	Réseau de transport algérien de 59 nœuds modifié	99
Figure 5.6 :	Convergence de la fonction de coût thermique sans intégration de mégastructures solaires PVs	101
Figure 5.7 :	Convergence de la fonction de coût total avec intégration de deux mégastructures.....	102

Figure 5.8 :	Convergence de la fonction de coût total avec intégration de trois mégastructures solaires PVs	103
Figure 5.9 :	Profil de tension du système de test avec et sans intégration des mégastructures solaires PVs.	105
Figure 5.10:	Convergence de la fonction d'émission sans intégration des mégastructures solaires PVs	106
Figure 5.11 :	Convergence de la fonction d'émission avec intégration de deux mégastructures solaires PVs	107
Figure 5.12 :	Profil de tension du système avec et sans intégration de mégastructures solaires PVs	109
Figure 5.13 :	Topologie du réseau électrique algérien 114 nœuds.....	110
Figure 5.14 :	Convergence de la fonction de coût avec et sans intégration de deux mégastructures solaires PVs	113
Figure 5.15 :	Figure 4.15 : Convergence de la fonction d'émission avec et sans intégration de deux mégastructures solaires PVs	115
Figure 5.16 :	Profil de tension du réseau de transport de 114 nœuds avec et sans intégration de mégastructures solaires PVs	115
Figure 5.17 :	Convergence de la fonction de coût et l'émission sans intégration d'une mégastructure solaire PV	120
Figure 5.18 :	Convergence de la fonction de coût et l'émission avec intégration d'une mégastructure solaire PV	120
Figure 5.19 :	Profil de tension du réseau de transport de la région ouest de 138 nœuds avec et sans intégration de mégastructure solaire PV	121
Figure 5.20 :	Convergence de la fonction du coût et l'émission sans intégration d'une mégastructure solaire PV	122
Figure 5.21 :	Convergence de la fonction du coût et l'émission avec intégration d'une mégastructure solaire PV	123
Figure 5.22:	Profil de tension du réseau de transport de la région centre de 146 nœuds avec et sans intégration d'une mégastructure solaire PV	123

LISTE DES TABLEAUX

Chapitre 2

Tableau 2.1 : Production d'électricité en Algérie en 2021.....	15
--	----

Chapitre 3

Tableau 3.1 : Coordonnées géographiques et températures des sites sélectionnés.....	45
---	----

Chapitre 4

Tableau 4.1 : Paramètres des algorithmes utilisés.....	71
--	----

Tableau 4.2 : Coefficients de la fonction de coût et les limites des puissances actives.....	71
--	----

Tableau 4.3 : Coefficients de la fonction d'émission.....	72
---	----

Tableau 4.4 : Résultats de simulation de la minimisation de la fonction de coût du Système IEEE 14.....	75
---	----

Tableau 4.5 : Résultats de simulation de la minimisation simultanée de la fonction de coût et d'émission du système IEEE 14.....	78
--	----

Tableau 4.6 : Coefficients de la fonction de coût et les limites des puissances actives du système IEEE 30.....	80
---	----

Tableau 4.7 : Coefficients de la fonction d'émission du système IEEE 30.....	80
--	----

Tableau 4.8 : Résultats de simulation de la minimisation de la fonction de coût du système IEEE 30.....	82
---	----

Tableau 4.9 : Résultats de simulation de la minimisation simultanée de la fonction de coût et d'émission du système IEEE 30.....	85
--	----

Chapitre 5

Tableau 5.1 : Données du système IEEE 14 modifié.....	94
---	----

Tableau 5.2 : Résultats de simulation du système IEEE 14 modifié.....	97
---	----

Tableau 5.3 : Coefficients de la fonction de coût et les limites des puissances actives.....	98
--	----

Tableau 5.4 : Coefficients de la fonction d'émission.....	98
---	----

Tableau 5.5: Données métrologiques des trois mégastructures PVs.....	98
Tableau 5.6 : Paramètres de l'algorithme.....	100
Tableau 5.7 : Résultats de simulation avec et sans intégration des mégastructures PVs.....	104
Tableau 5.8 : Résultats de simulation avec et sans intégration des mégastructures solaires PVs.....	108
Tableau 5.9 : Code de niveau de tension sur les lignes et les postes.....	110
Tableau 5.10 : Coefficients de la fonction de coût et les limites des puissances actives.....	111
Tableau 5.11 : Coefficients de la fonction d'émission.....	111
Tableau 5.12 : Données métrologiques des deux mégastructures PVs.....	112
Tableau 5.13 : Résultats de simulation du réseau de transport algérien de 114 nœuds avec et sans intégration de mégastructures solaires PVs	116
Tableau 5.14 : Résultats de simulation du réseau de transport de la région ouest de 138 nœuds avec et sans intégration d'une mégastructure solaire PV.....	119
Tableau 5.15 : Résultats de simulation du réseau de transport de la région centre de 146 nœuds avec et sans intégration d'une mégastructure solaire PV.....	124

LISTE DES ACRONYMES

AG	Algorithme génétique
AP	Apprentissage par enseignement
CA	Colonie d'abeilles
CAA	Colonie d'abeille artificielle
CC	Collision de corps
CF	Colonies de fourmis
CIM	Compétition impérialiste modifié
EA	Enseignement-apprentissage
ED	Evolution différentielle
EDAA	Evolution différentielle auto-adaptative améliorée
EDDFEG	Evolution différentielle de direction des fourmis évolutives génétiques
EP	Ecoulement de puissance
EPN	Essaim de papillons de nuit
ER	Énergie renouvelable
FL	Fourmi-lion
JMQO	Jaya modifié quasi-oppositionnel
N-R	Newton-Raphson
OACC	Optimisation améliorée des corps en collision
OEVL	Optimisation de l'essaim de vers luisants
OPF	Optimal power flow
ORGA	Optimisation de recherche de groupe adaptatif
PI	Point intérieur
PL	Programmation linéaire
PLS	Programmation linéaire successive
PNL	Programmation non linéaire
PQ	Programmation quadratique
PQS	Programmation quadratique séquentielle
PSO	Optimisation par essaim de particules
PSOE	Optimisation d'essaim de particules évolutives
pr	Particle
RD	Recherche différentielle
RH	Recherche d'harmonie
RN	Recherche de nourriture
RRA	Recherche de retour en arrière

RS	Recuit simulé
RT	Recherche tabou
RV	Recherche gravitationnelle
TK	Troupeau de krill
β PDF	Fonction de distribution de probabilité bêta

LISTES DES SYMBOLES

Symbole	Description	Unité
Y_{ij}	Admittance de la ligne entre les nœuds i et j	1 / Ohm (Ω^{-1}) ou p.u.
δ_{ij}	Angle de l'admittance entre les nœuds i et j	rad ou °
θ	Angle de phase de la tension	rad ou °
ω	Coefficient d'inertie	Sans unité
h_{PS_i}	Coût de pénalité de la centrale solaire i	\$/MW
h_{RS_i}	Coût de réserve de la centrale solaire i	\$/MW
c_1 et c_2	Coefficients d'accélération (dans PSO)	Sans unité
G_{ij}	Conductance	1 / Ohm (Ω^{-1}) ou p.u.
$g_i(x, u)$	Contraintes d'égalités	Selon le contexte
$h_i(x, u)$	Contraintes d'inégalités	Selon le contexte
a_{BT}, b_{BT}	Paramètres de la β PDF	Sans unité
θ (écart type)	Écart type de l'irradiance solaire	W/m ²
W_f	Facteur d'inertie	Sans unité
h_p	Facteur de pénalité	Sans unité
E	Fonction d'émission (pollution)	kg /h
C_{PS}	Fonction de coût de pénalité	\$
C_{RS}	Fonction de coût de réserve	\$
Γ	Fonction Gamma	Sans unité
C_{Th}	Coût de générateur thermique	\$/h
$C_i(P_{gi})$	Coût de production du i^e générateur	\$/h
C_S	Coût des sources solaires	\$/h
$C_{S_{tot}}$	Coût solaire total	\$/h
C_{tot}	Coût total de production	\$/h
f_{BT}	Fonction β PDF	Sans unité
$f(x, u)$	Fonction objective	Selon l'objectif
s_r	Irradiation solaire	W/m ²
P^b	Meilleure position individuelle d'une particule	Selon le vecteur
G^b	Meilleure position globale des particules	Selon le vecteur

τ	Moyenne de l'irradiance solaire	W/m ²
N_{TL}	Nombre de lignes	Sans unité
N_L	Nombre de nœuds de charge	Sans unité
N_T	Nombre de transformateurs	Sans unité
m	Nombre de contraintes d'égalité	Sans unité
p	Nombre de contraintes d'inégalité	Sans unité
N_G	Nombre de générateurs	Sans unité
P_L	Pertes actives	MW
Q_L	Pertes réactives	MVar
x_{pr}	Position de la particule	Selon la variable
s_c	Point d'irradiation	W/m ²
P	Puissance active	MW
P_D	Puissance active demandée	MW
P_G	Puissance active générée	MW
P_i^{sp}	Puissance active spécifiée au nœud i	MW
P_{SRi}	Puissance de sortie installée de la centrale solaire i	MW
P_{Savi}	Puissance disponible de la centrale solaire i	MW
P_{SHi}	Puissance estimée de la centrale solaire i	MW
Q	Puissance réactive	MVar
Q_D	Puissance réactive demandée	MVar
Q_{Gi}	Puissance réactive générée	MVar
Q_i^{sp}	Puissance réactive spécifiée au nœud i	MVar
B_{ij}	Susceptance	1 / Ohm (Ω^{-1}) ou p.u.
N_{pop}	Taille de la population (AG)	Sans unité
V_L	Tension des nœuds de charge	kV
V_G	Tension des nœuds de génération	kV
x	Vecteur des variables d'état	Variable selon le contexte
u	Vecteur des variables de contrôle	Variable selon le contexte
v_{pr}	Vélocité de la particule	Variable selon le contexte

ملخص

مع التطور السريع لأنظمة الكهرباء ونمو الطلب على الطاقة في جميع أنحاء العالم، مدفوعاً بالتنمية الاجتماعية والاقتصادية، ظهرت تحديات جديدة في تخطيط تدفقات الطاقة الكهربائية، مصحوبة بزيادة في انبعاثات الغازات المسببة للاحتباس الحراري الناتجة عن المصادر الأحفورية. في هذه الأطروحة، تم اقتراح إعادة توجيه تدفقات الطاقة في شبكة نقل الكهرباء الجزائرية من خلال دمج الهياكل الضخمة الكهروضوئية (PV) خاصة وأن جنوب الجزائر هي واحدة من أكثر المناطق تشمساً في العالم. وبعد ذلك، تم استخدام تقنيتين من تقنيات الأساليب الفوقية لمعالجة مشكلة تدفق الطاقة (OPF). يأخذ نموذج OPF في الاعتبار وظائف التكلفة الحرارية التريبيعية والمكعبية. أخيراً، تمت دراسة مشكلة OPF العشوائية مع ادماج مصادر الطاقة الشمسية الكهروضوئية واسعة النطاق على بعض الشبكات القياسية والحقيقية وحلها في سيناريوهات مختلفة. وبشكل أكثر تحديداً، تم إجراء عمليات محاكاة على شبكة الكهرباء الجزائرية بواسطة خوارزمية تحسين سرب الجسيمات، مع الأخذ في الاعتبار عدم اليقين المرتبط بمصادر الطاقة الشمسية. الهدف الرئيسي هو تقليل تكلفة الإنتاج والانبعاثات مع ضمان إمدادات الطاقة. وتبين نتائج المحاكاة أن الجزائر توفر الظروف المثلى لمشاريع الطاقة الكهروضوئية ذات المستوى العالي، والتي توفر جدوى اقتصادية وتأثيراً بيئياً ضعيفاً.

الكلمات المفتاحية: تدفق الطاقة، المصادر المتجددة، تحسين تدفق الطاقة، الطرق الاستكشافية، تحسين أسراب الجسيمات، الانبعاثات، إمكانات الطاقة الشمسية في الجزائر.

Abstract

With the rapid development of electricity systems and the growth of energy demand worldwide, driven by social and economic development, new challenges are emerging in the planning of electrical energy flows, accompanied by an increase in greenhouse gas emissions produced by fossil sources. In this thesis, a reorientation of the energy flows of the Algerian electrical transmission network with integration of photovoltaic (PV) mega-structures has been proposed especially since the Algerian south is one of the sunniest regions in the world. Subsequently, two metaheuristic optimization techniques were used to address the power flow problem (OPF). The OPF model considers quadratic and cubic thermal cost functions. Finally, the stochastic OPF problem with consideration of large-scale solar PV sources on some standard and real networks is studied and solved in different scenarios. More specifically, simulations on the Algerian electricity network were carried out by the particle swarm optimization (PSO) algorithm, taking into account the uncertainties linked to solar energy sources. The main objective is to reduce the production cost and the emission while guaranteeing the energy supply. The simulation results shows that Algeria offers optimal conditions for large scale photovoltaic projects, all economically viable and have an effective environmental impact.

Keywords: Power flow, renewable sources, power flow optimization, metaheuristic methods, particle swarm optimization, emission, Algerian solar energy potential.

Résumé

Avec le développement rapide des systèmes électriques et la croissance de la demande en énergie dans le monde, portée par le développement sociale et économique, de nouveaux défis émergent en matière de planification des flux d'énergie électrique, accompagnés d'une augmentation des émissions de gaz à effet de serre produite aux sources fossiles. Dans cette thèse, une réorientation des flux d'énergie du réseau de transport électrique algérien avec intégration des mégastructures photovoltaïques (PVs) a été proposée surtout que le sud algérien est l'une des régions les plus ensoleillées du monde. Par la suite, deux techniques d'optimisation métaheuristiques ont été utilisées pour traiter le problème de l'écoulement de puissance (OPF). Le modèle OPF considère les fonctions de coût thermique quadratique et cubique. Enfin, l'OPF stochastique avec considération des sources solaires PVs à grande échelle sur certains réseaux standards et réels a été étudié et résolu dans différents scénarios. Plus particulièrement, des simulations sur le réseau électrique algérien ont été effectuées par l'algorithme d'optimisation par essaim de particules (PSO), en prenant en compte les incertitudes liées aux sources d'énergie solaire. L'objectif principal est de réduire le coût de production et l'émission tout en garantissant l'approvisionnement énergétique. Les résultats de simulation démontrent que l'Algérie offre des conditions optimales pour des projets photovoltaïques à grande échelle, alliant viabilité économique et faible impact environnemental.

Mots clés : flux des puissances, sources renouvelables, optimisation de l'écoulement de puissance, méthodes métaheuristiques, optimisation par essaim de particules, émission, potentiel d'énergie solaire algérien.

CHAPITRE 1
INTRODUCTION GENERALE

1.1. CONTEXTE GENERAL

L'énergie électrique est considérée comme un vecteur essentiel de développement et d'expansion économique des pays. Elle contribue au développement socio-économique et à l'amélioration du cadre de vie. Elle est, aussi, une importante utilité dans le domaine industriel.

Le recours aux énergies fossiles non renouvelables, en particulier au pétrole et au gaz, pour la production de l'énergie électrique se heurte à la diminution des réserves et surtout aux conséquences environnementales néfastes. Les répercussions de ces derniers se manifestent par une pollution atmosphérique élevée à l'échelle locale et régionale, ainsi que le problème global du réchauffement climatique.

Ainsi, dans le cadre de la prise de conscience croissante des incertitudes énergétiques et de la nécessité de lutter contre le réchauffement climatique, il est essentiel de passer progressivement à d'autres sources d'énergie non épuisables et non polluantes. La croissance de l'utilisation des énergies renouvelables (ERs), en particulier solaire et éolienne, rend donc urgente la maîtrise des consommations et la diversification des sources primaires. D'une part, les ERs peuvent être exploitées pour la production de l'énergie électrique selon le mode îloté. D'autre part, leurs usages seraient, également, intéressants lorsqu'elles sont connectées avec les différents types de réseaux électriques [1].

Les sources fossiles gardent la faveur d'être transmissible et utilisées en leurs états bruts ou transformées par mode différé indépendamment du lieu de leur soutirage. Cependant, les énergies renouvelables ne pourraient être valorisées qu'après application des procédés de transformation aux niveaux des lieux mêmes de leurs incidences. L'exemple des gisements solaires et leurs conversions photovoltaïques en est un cas. Mais par la souplesse que présentent les réseaux électriques de transport, une desserte en énergie électrique serait techniquement possible. Quoique les infrastructures correspondantes soient importantes, la nature quasi-instantanée des tensions et courants donnent plus d'intérêt à ces nouvelles visions de production à grandes distances et pour de grandes puissances.

Les procédés photovoltaïques (PVs) et thermo-solaires sont souvent confrontés aux hautes températures. Les premiers peuvent perdre de leurs rentabilités à hauteur de 15% pour 75°C, tandis que les seconds seraient eux-mêmes objets d'usures et nuisibles surtout pour les espèces vivantes. Les études de faisabilité se basent, alors, sur le choix de meilleurs reliefs possibles tout en corrélant avec les objectifs énergétiques et écologique stratégiques.

Ces dernières années, le développement et l'utilisation des ERs ont connu une croissance significative. Plusieurs recherches ont été développées visant l'amélioration de l'efficacité énergétique tout en réduisant les effets néfastes des ressources de production conventionnelles [2].

L'Algérie compte parmi les pays qui s'efforcent actuellement à diversifier ses ressources énergétiques afin de réduire sa dépendance au pétrole et au gaz. Le pays occupe la deuxième place en Europe et en Afrique comme fournisseur de gaz naturel, et fait partie des trois premiers pays producteurs de pétrole en Afrique [3]. De plus, le gaz naturel et le pétrole constituent la principale source de production nationale d'électricité, représentant environ 99 % de la production totale d'électricité du pays.

D'autre part, l'Algérie est le plus grand pays d'Afrique du Nord et de la région méditerranéenne, avec une superficie de 2 381 741 km², où le Sahara occupe environ 86 % de la superficie totale du pays. Elle dispose d'un énorme gisement solaire, l'un des plus importants au monde. La moyenne annuelle de rayonnement solaire global reçu sur une surface horizontale au Sahara est d'environ 2650 kWh/m² par an [3]. Ce qui en fait, un endroit idéal pour des perspectives d'installation de méga systèmes PVs. Il est rapporté que le potentiel de rayonnement de l'Algérie est 5 000 fois supérieur à la consommation électrique actuelle du pays et 60 fois supérieur à celle de l'Europe [4]. Grâce à cet énorme potentiel solaire, l'Algérie pourrait répondre aux besoins énergétiques locaux et même à l'export. Cela permettrait de préserver les ressources fossiles et de réduire les émissions de CO₂. Il serait, seulement, nécessaire de bien sélectionner, au sens technique, des régions aptes pour l'implantation de systèmes PVs assurant une fiabilité et rentabilité convenables.

La production d'électricité d'origine renouvelable présente un défi majeur en raison de leurs caractères stochastiques tels que les renversements saisonniers, les profils diurnes et nocturnes et les phénomènes d'ombrage, etc. Quoique le profil solaire Algérien et celui de consommation électrique soient peu dépendants de ces facteurs dépréciateurs, il demeure essentiel, au sens prévisionnel, de veiller à l'équilibre entre la production et la demande par la maîtrise de ces éventuelles contraintes opérationnelles et de sécurité. En effet, il serait crucial de surveiller de manière précise une grande variété de données afin de garantir une alimentation électrique sûre et fiable. Dans ce cadre, les opérateurs de réseaux électriques cherchent à performer d'avantage l'écoulement optimal de puissances (Optimal Power Flow (OPF)).

L'OPF fait partie des principaux outils de surveillance et d'évaluation pour les planificateurs et les gestionnaires du produit électrique. Pour ce dernier, il fournit, en plus, des informations précieuses pour son contrôle et sa gestion économique. Cependant, l'intégration des ERs aux systèmes électriques conventionnels complique la formulation du problème de l'OPF, en raison notamment, de leur nature stochastique. Le recours aux méthodes métaheuristiques serait bien indiqué pour de meilleurs processus de recherche et de validation.

Le réseau électrique d'interconnexion du Nord algérien a connu d'importantes évolutions pendant les deux décennies écoulées. A savoir le passage au niveau 400 kV, le renforcement du parc de production par la construction de nouvelles centrales électriques classiques et a montré des prédispositions tangibles pour l'intégration de sources d'énergie renouvelables, notamment, solaires PVs.

Dans cette thèse, l'OPF serait détaillé et appliqué à un certain réseau standard et réel. Plus particulièrement, des simulations sur le réseau électrique algérien seront effectuées en faisant recours à des méthodes métaheuristiques pour des objectifs d'optimisation. Des investigations relatives à l'évolution du réseau algérien du nord ont montré son passage par plusieurs étapes à même le partager, actuellement, en région ouest, centre et est.

- Réseau électrique algérien de 59 nœuds représentant une situation pendant la décennie des années 90 en ayant comme tension de transport maximale 220 kV.
- Réseau électrique algérien de 114 nœuds représentant une situation pendant la décennie des années 2000 en ayant comme tension de transport maximale 220 kV.
- Réseau électrique algérien de plus de 900 nœuds représentant une situation pendant la décennie des années 2010 et dans lequel, le niveau de 400 kV a été introduit. Il est aussi à noter que des reconfigurations et des extensions ont continué d'être opérées surtout pendant les cinq dernières années (2020 -2025).

1.2. FORMULATION DU PROBLEME

En raison de l'épuisement des ressources énergétiques fossiles et les conséquences environnementales néfastes de leur exploitation, il semble nécessaire de développer les ERs comme alternatives substantielles. Ces sources contribuent à préserver l'environnement car elles sont naturelles, inépuisables et non polluantes.

La diversité et l'incertitude des ERs posent, donc, un défi majeur pour leur intégration dans les réseaux électriques. Ces derniers nécessitent d'avoir, instantanément, une énergie électrique suffisante. Comme les ERs ne pourraient produire lorsque les ressources dont elles dépendent ne sont pas disponibles, une demande qui dépasse la production est synonyme d'une instabilité statique ou dynamique. L'intégration des sources renouvelables dans les marchés de l'électricité doit passer par l'application de modèles qui prennent en compte ces particularités [6]. L'équilibre entre production et consommation qui doit être garanti à tout instant [7]. Pour assurer la continuité de l'approvisionnement en électricité, il est essentiel d'avoir davantage d'énergie disponible et en temps réel.

Par conséquent, une bonne sélection des sites de ressources renouvelables pour les incorporer dans un système électrique traditionnel, où les ressources primaires dont elles dépendent sont très abondantes, permet de réduire les variations de production liées à la nature aléatoire de ces ressources, de diminuer les exigences de stockage, de garantir la couverture des charges demandées par les utilisateurs, de garantir une qualité acceptable de l'énergie à un coût minimal, de garantir la sécurité d'alimentation, et de préserver l'environnement.

Dans ce contexte, une contribution à une meilleure intégration des ERs pour la production de l'énergie électrique à grande échelle s'avère fortement recommandée. Une gestion efficace garantissant une alimentation électrique sûre et fiable serait de surcroît obtenu.

Le fait que l'usage de gisements solaires oblige des conversions PVs non délocalisables, les implantations doivent être effectuées en surmontant les handicaps possibles. Nos analyses seront dédiées aux systèmes électriques algériens et à son potentiel solaire du désert en général.

Cette argumentation indique que le profil solaire du désert algérien est une source géostratégique apte à abriter les méga structures pour des objectifs locaux et oligopolistiques. Ces choix peuvent être confrontés aux contraintes des hautes températures. Mais ces handicaps ne les entravent pas du fait des contributions très avantageuses dans la durabilité énergétique et la conservation d'un cadre écologique propre. Tous ces motifs nous incitent à considérer le gisement solaire algérien tout en analysant et étudiant profondément le système électrique algérien surtout celui d'interconnexion du nord.

1.3. OBJECTIFS

La thèse a pour objectif principal d'étudier l'intégration les sources renouvelables dans le réseau électrique algérien et d'optimiser son flux de puissance afin d'améliorer l'efficacité globale et la rentabilité en termes de coût et de disponibilité. L'intégration du gisement solaire du désert

procure à l'Algérie des faveurs locales mais aussi oligopolistiques. Comme l'ensoleillement règne, presque, à longueur d'année, il est judicieux d'examiner la possibilité d'intégrer des sources solaires à grande échelle.

Les objectifs de cette étude peuvent être résumés comme suit :

- Description de l'état du secteur énergétique et du champ solaire de l'Algérie.
- Evaluation des ressources énergétiques solaires disponibles au Sahara algérien afin de déterminer les régions propices à l'exploitation de ce type d'énergie.
- Identification des schémas unifilaires inhérents aux différentes étapes d'évolution du système électrique algérien.
- Proposition de modèles énergétiques pour l'intégration des sources solaire dans le réseau électrique algérien réel à grande échelle.
- Formulation du problème OPF incluant la variable aléatoire de l'énergie solaire.
- L'étude de l'OPF et sa résolution basée sur les métaheuristiques tenant compte de l'intégration des sources intermittentes.

1.4. STRUCTURE DE LA THESE

Cette thèse est structurée de la manière suivante :

Une introduction générale dans laquelle le problème de l'intégration des énergies renouvelables dans un contexte global est présenté. La problématique liée à leur insertion dans la chaîne du produit électrique a été développée en tenant compte de nouvelles exigences d'étude et d'analyse. Les objectifs de recherche ont été également, précisés, selon notre vision d'en tirer le meilleur profil technique et écosystémique de l'éventuelle intégration sus- indiquée.

Le second chapitre présente une vision globale de la situation énergétique. Une description des potentialités naturelles renouvelables de par le monde a été exposée, en se focalisant sur la situation géographique favorable de l'Algérie. En effet, l'accent a été mis sur la politique nationale de développement des ERs ainsi que les principaux projets réalisés et en cours de concrétisation.

Le troisième chapitre présente un aperçu général sur la constitution et le développement des réseaux électriques, les différents types d'énergies renouvelables et le potentiel énergétique de l'Algérie. En effet, une vue globale sur le réseau électrique algérien, du point de vue structure de base est présentée. Une analyse validant sa performance a été effectuée par deux méthodes de résolution. L'une standard et la seconde très récente et ce pour mieux pallier à toute

éventualité de divergence. Deux modèles d'intégration à grande échelle de sources solaires dans le réseau électrique algérien, ainsi que leurs principaux avantages ont été, également, proposées.

Le quatrième chapitre présente une synthèse d'étude de l'OPF à savoir : sa formulation mathématique basée sur les fonctions quadratique et cubique du coût du carburant et un aperçu des méthodes de sa résolution. Deux méthodes métaheuristiques basées sur l'algorithme génétique (AG) et celui d'optimisation d'essaim de particules (PSO) ont été présentées en détail. Dans ce contexte, des simulations sur des réseaux électriques standards ont été réalisées.

Dans le cinquième chapitre, la formulation de l'OPF basée sur l'algorithme PSO intégrant des sources solaires à caractère stochastique a été établie. Une modélisation probabiliste, a été en effet, adoptée en considérant la fonction de distribution de probabilité bêta (β PDF) des puissances de sortie des sources solaires. En fin, et pour des objectifs technico- économique et environnementaux, des simulations sur certaines configurations du réseau électrique Algérien ont été réalisées.

Enfin, une conclusion générale et des perspectives ont été ressorties de l'ensemble des travaux concrétisés dans la présente thèse.

CHAPITRE 2

ETAT DE L'ART SUR LE DEVELOPPEMENT DES

ENERGIES RENOUVELABLES

2.1. INTRODUCTION

Actuellement, le monde est conscient de l'importance des équilibres physiques, sociaux, économiques et politiques de notre planète. De ce fait, les ERs avec leur caractère inépuisable à l'échelle du temps humain, seraient une priorité pour le proche avenir.

Dans le contexte du développement durable et en réponse aux défis planétaires liés à l'épuisement inévitable des ressources énergétiques fossiles et aux problèmes liés au respect de l'environnement, de fortes incitations encouragent le développement des ERs afin de garantir la sécurité énergétique et le développement socio-économique.

L'Algérie est l'un des pays qui bénéficie d'un climat propice au développement et à l'expansion de ce secteur, en particulier dans la production d'électricité. Le pays possède un potentiel énergétique parmi les plus importants au monde, en particulier en ce qui concerne l'énergie solaire.

Ce chapitre a pour objectif de présenter une vision globale sur la situation énergétique mondiale et plus particulièrement sur celle de l'Algérie.

2.2. ETAT DE L'ART SUR LA SITUATION ENERGETIQUE A TRAVERS LE MONDE

L'évolution continue et progressive des tissus urbains et des installations industrielles a entraîné une demande croissante en énergie électrique. La dépendance aux énergies fossiles reste, cependant, très forte. La consommation de l'énergie primaire à travers le monde en 2022 est illustrée dans la figure 2.1. Les énergies fossiles traditionnelles représentent 82 % de la consommation d'énergie primaire [8].

Afin de faire face à l'augmentation de la demande, les préoccupations clés et urgentes de l'humanité sont de faire de l'efficacité énergétique une priorité de la politique internationale afin de répondre aux besoins énergétiques. Cela implique de préserver l'environnement, de réduire les émissions de gaz à effet de serre, d'économiser l'énergie pour le développement économique, de réduire les inégalités et de responsabiliser les acteurs. La principale raison du développement remarquable des ERs réside dans cette problématique.

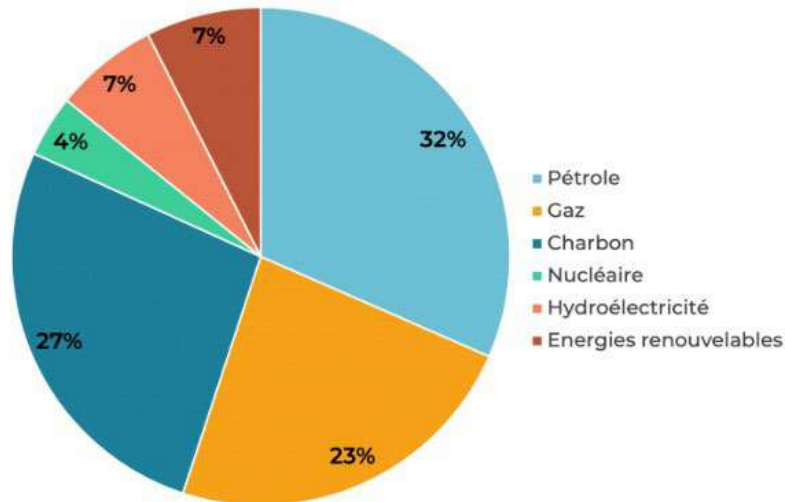


Figure 2.1 : Consommation mondiale de l'énergie primaire en 2022 [9]

Effectivement, ces dernières années, les ERs ont été particulièrement mises en avant comme une solution pour faire face aux problèmes liés à l'épuisement des énergies fossiles, atténuer les conséquences des changements climatiques et répondre à la croissance mondiale des besoins énergétiques [10]. Les ERs sont désignés comme étant naturellement et assez rapidement renouvelables pour être considérées comme "inépuisables" [11,12]. Les plus couramment utilisées dans le monde, on peut citer l'hydroélectricité, la biomasse traditionnelle, les ERs thermiques (solaire, biomasse, géothermie), les biocarburants et les énergies renouvelables électriques (solaire, éolien, géothermie, biomasse, biogaz). Cependant, l'utilisation de ces différentes énergies reste très faible par rapport à la génération énergétique mondiale totale. Selon les estimations d'Ember, les diverses ERs représentent 28.3% de la production mondiale d'électricité en 2021. En 2021, les capacités électriques renouvelables dans le monde étaient estimées à près de 3 064 GW, ce qui représente une augmentation de 9.1% par rapport à la fin de l'année précédente [13].

D'après les données d'IRENA, la capacité mondiale des ERs était de 3 870 GW à la fin de 2023, ce qui représente une augmentation de 13.9 % par rapport à la fin de 2022 [14].

Les plus importantes puissances du monde sont attentives au développement des ERs. Cependant, les pays accordent une plus grande importance à certains secteurs en raison de leur climat, de leur géographie, etc.

2.3. REPARTITION MONDIALE DE LA PRODUCTION D'ENERGIE RENOUELABLE

Plusieurs nations à travers le monde intègrent des ressources renouvelables dans leurs systèmes énergétiques à des degrés différents, en fonction de leur potentiel et de leurs compétences technologiques dans chaque secteur. Ces énergies alternatives jouent un rôle très important dans la diversification de l'énergie mondiale.

La figure 2.2 présente la répartition mondiale de la production d'énergie renouvelable en 2021. Il semble que l'hydroélectricité joue un rôle pondérant dans la génération de l'électricité à partir des sources renouvelables à l'échelle mondiale.

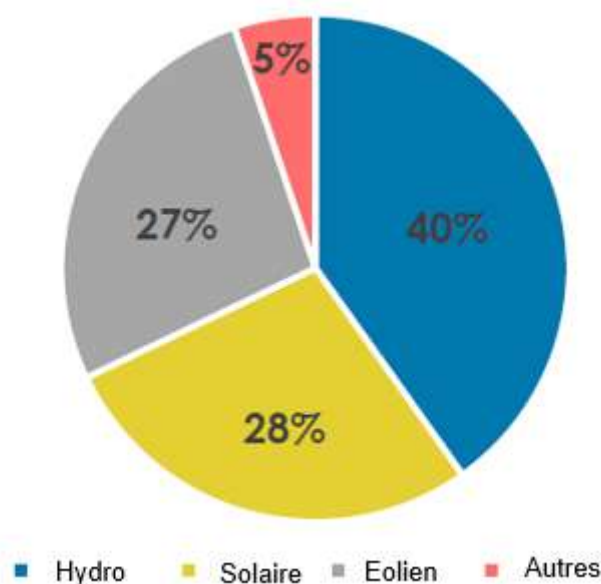


Figure 2.2 : Répartition mondiale de la production d'énergie renouvelable en 2021 [15]

Il est important de noter que les énergies solaires et éoliennes ont continué à prédominer dans les nouvelles capacités de production (figure 2.3). En 2021, ces deux sources ont représenté 68% de toutes les nouvelles capacités renouvelables. Avec une augmentation de 19%, la capacité solaire est en tête, suivie de l'énergie éolienne, qui a augmenté sa capacité de production de 13%.

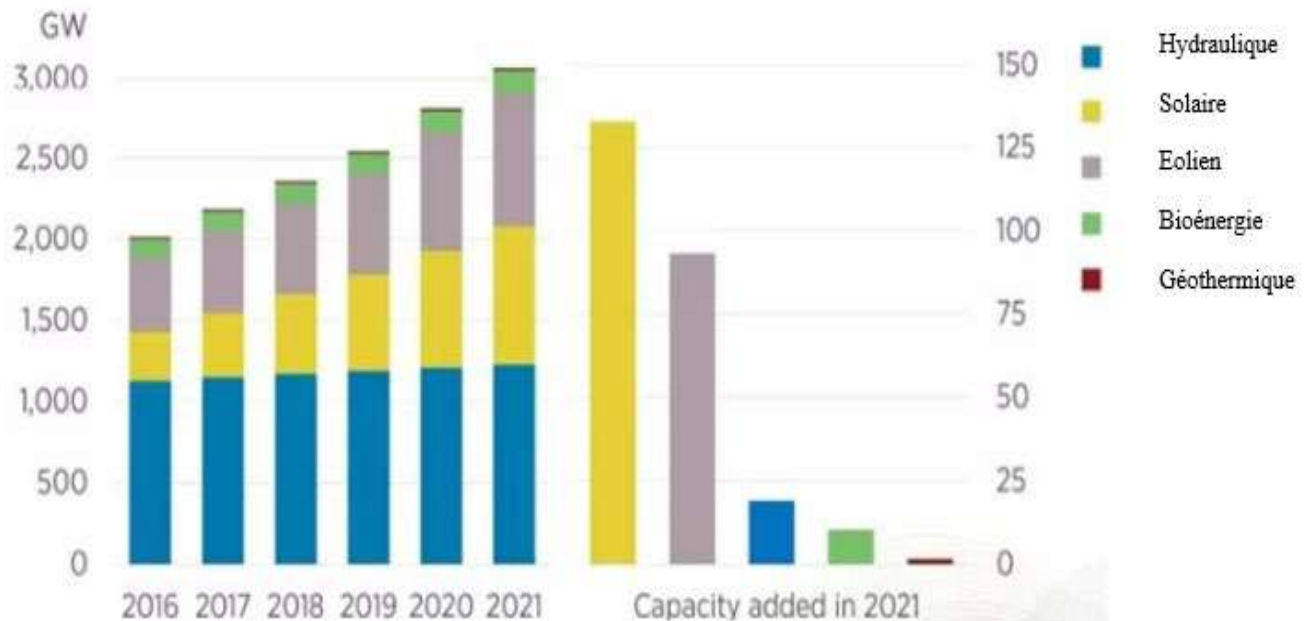


Figure 2.3: Développement de la génération mondiale d'électricité renouvelable (2016-2021) [15]

L'hydroélectricité, le solaire et l'éolien peuvent sembler avoir une influence importante sur la surproduction d'électricité importante et favoriser un changement énergétique avec des objectifs ambitieux concernant l'apport des énergies renouvelables.

2.3.1. Hydroélectricité

Malgré la production mondiale d'électricité d'origine renouvelable représente environ la moitié, le développement récent de cette branche demeure limité, car les ressources hydrauliques disponibles sont déjà largement utilisées [16]. Actuellement, la capacité hydroélectrique installée à travers le monde dépasse 1200000 MW, comme le montre la figure 2.4.

En revanche, a connu une expansion significative en Asie, notamment en Chine, au début de ce millénaire, grâce à la construction d'infrastructures géantes, telles que le barrage des Trois-Rivières, qui a été mis en service en 2011 avec une capacité totale de 22.5 GW. Entre 80 à 100 térawattheures sont produites chaque année, ce qui représente une alimentation pour 70 à 80 millions de foyers.

Les grands investissements dans les centrales hydroélectriques étaient liés à une croissance évidente de la consommation à l'échelle mondiale au fil des dix dernières années.

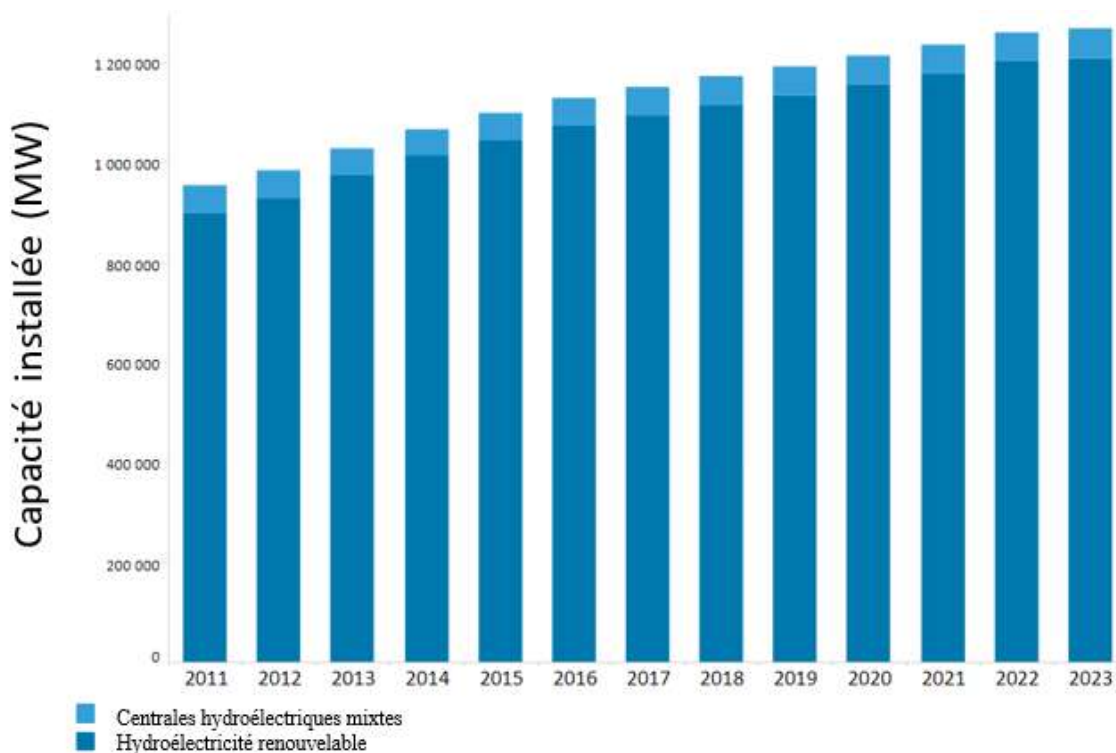


Figure 2.4 : Evolution de la capacité hydroélectrique dans le monde (2011-2023) [17]

2.3.2. Eolien

Au cours des deux dernières décennies, la génération de l'énergie électrique à partir des éoliennes a connu une croissance significative. La capacité installée a augmenté de 830 GW en 2021 à 906 GW en 2022 (figure 2.5), selon le Global Wind Energy Council (GWEC). Les principaux pays de l'Union européenne en matière d'énergie éolienne étaient l'Allemagne, la France, la Suède, le Royaume-Uni et la Turquie.

La Chine et les États-Unis sont les éléments dominants de la production mondiale, avec 229.6 GW et 105.4 GW, respectivement. Le développement de l'éolien en Afrique est encore faible, avec seulement 6.673 GW répartis principalement en Afrique du Sud, Égypte et Kenya.

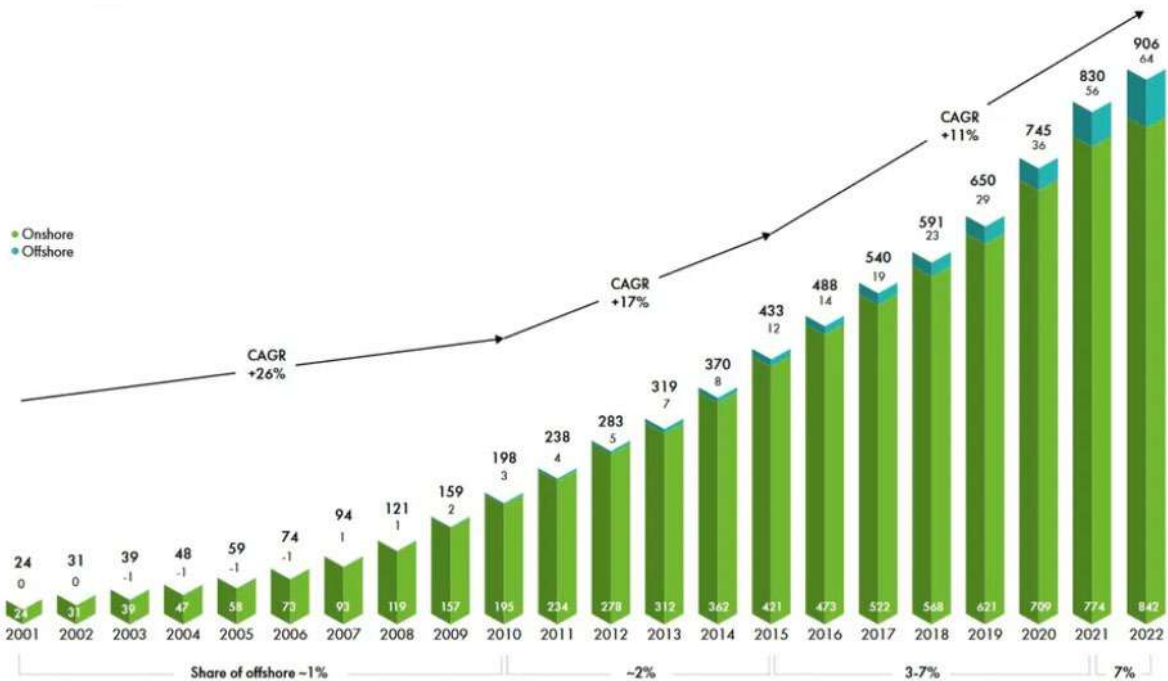


Figure 2.5 : Capacités éoliennes dans le monde (2001-2022) [18]

2.3.3. Solaire

L'énergie solaire est perçue comme l'une des sources d'énergie les plus abondantes à l'échelle mondiale. Elle est exploitée dans différents secteurs, y compris la production de l'électricité.

Concernant les capacités de génération d'électricité solaire déployées jusqu'à présent, le processus de conversion photovoltaïque (PV) qui exploite l'énergie lumineuse du soleil est largement supérieur à celui exploitant la composante. En réalité, l'exploitation de l'énergie solaire thermique à concentration (CSP) est très limitée. Sa capacité installée totale a atteint 6876 MW dans le monde en 2023. Par contre, l'énergie solaire PV a connu une augmentation significative, comme le montre la figure 2.6, pour atteindre une capacité totale estimée à 1412 GW en 2023 [19]. Au cours de la dernière décennie, le prix des panneaux solaires a connu une forte baisse, ce qui ne se résume pas à être un produit à prix abordable, mais également la forme d'électricité la moins onéreuse. Entre 2010 et 2020, le prix des modules solaires a diminué de 93 %. Pendant cette période, le coût moyen pondéré actualisé de l'électricité mondiale pour les projets PVs à grande échelle a diminué de 85 %. Ainsi, elle est devenue la plus vaste et la plus compétitive sur le marché de la génération

d'électricité, grâce aux infrastructures et aux politiques appropriées mises à disposition par les gouvernements de la plupart des pays [20].

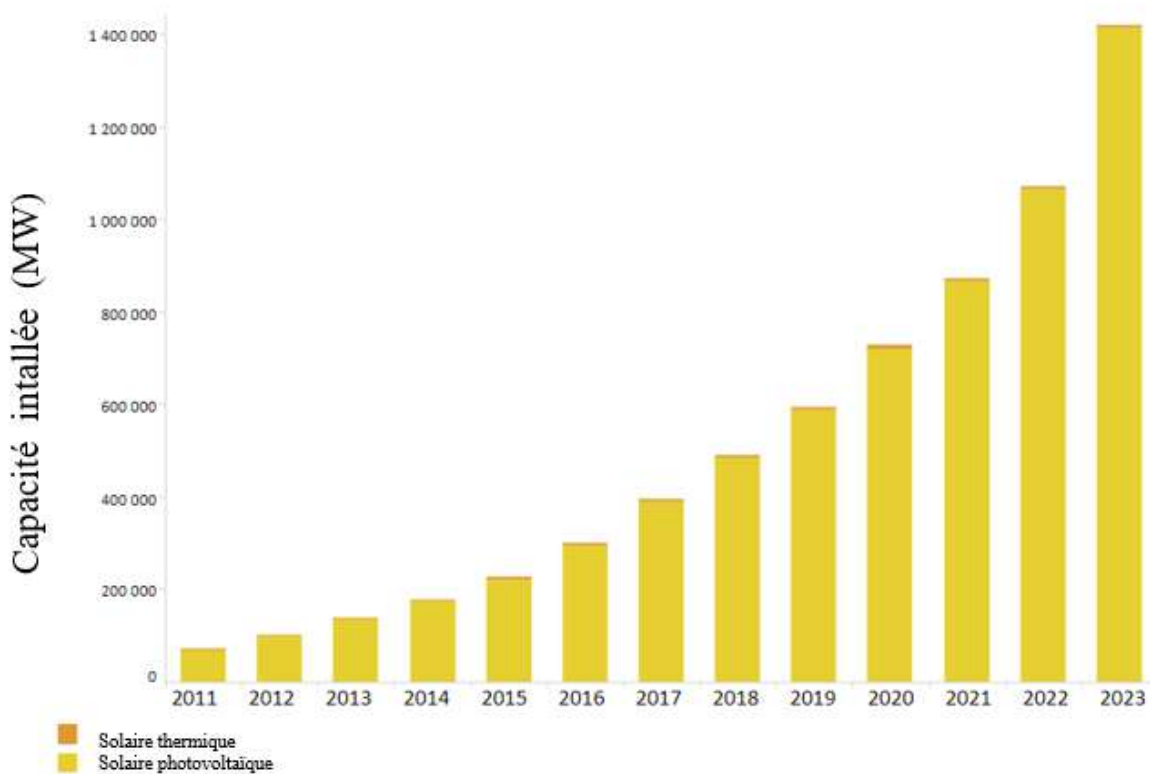


Figure 2.6 : Capacités d'électricité solaire dans le monde (2011-2023) [19]

2.4. SITUATION ENERGETIQUE DE L'ALGERIE

Depuis l'obtention de son indépendance, l'Algérie a déployé de nombreux efforts pour développer un secteur énergétique performant, afin de satisfaire la demande en énergie du marché national, l'évolution économique et sociale du pays et de renforcer sa position sur le marché industriel mondial.

L'Algérie est aujourd'hui l'un des pays les plus influents sur le marché mondial de l'énergie grâce à ses accomplissements dans ce secteur. Elle fournit du gaz à l'Europe via deux gazoducs, le premier atteignant l'Italie à travers la Méditerranée et le second passant directement de la côte nord-ouest de l'Algérie à l'Espagne [21]. Le pays est le deuxième exportateur de gaz naturel en Europe

et en Afrique, et parmi les trois premiers pays producteurs de pétrole en Afrique. Concernant les réserves de pétrole, l'Algérie occupe la 16^{ème} position mondiale [22].

En Algérie, le domaine de l'énergie joue un rôle essentiel dans l'économie du pays. Deux entreprises publiques, la Sonelgaz et la Sonatrach, détiennent pratiquement le monopole de l'énergie. Sonelgaz (Société nationale de l'électricité et du gaz) est une compagnie algérienne de production, de transport, de distribution et de commercialisation du gaz naturel et de l'électricité. Sonatrach est le groupe pétrolier qui assure la production, le transport des hydrocarbures.

La production d'électricité du pays provient principalement des hydrocarbures (pétrole et gaz). Selon l'Agence internationale de l'énergie (International Energy Agency IEA), la production électrique de l'Algérie n'a connu une augmentation significative au cours de la dernière décennie, passant de 45.73 TWh en 2012 à 85.39 TWh en 2021. Toutes ces conditions conduisent à réduire la part destinée aux exportations, et à augmenter le niveau d'émission polluante dans l'atmosphère. L'Algérie est l'un des principaux émetteurs de CO₂ au monde, où ses émissions totales s'élevaient à 139.67 millions de tonnes de CO₂ en 2021[23]. Pour faire face à ces difficultés, le gouvernement a mis en place un programme ambitieux de développement des ERs visant à générer 22 GW d'électricité à partir de sources renouvelables d'ici 2030.

Durant la dernière décennie, l'Algérie s'est positionnée comme un exportateur net d'électricité. La majorité de l'électricité exportée est destinée aux pays voisins de l'Afrique du Nord. En 2021, elle a exporté une estimation de 600 MWh d'électricité [24]. Elle aspire à acheminer l'électricité vers les pays du sud de l'Algérie et de l'Europe à travers les surplus de production électrique. Fin 2022, le président algérien Abdelmadjid Tebboune a également déclaré que l'Algérie était prête à exporter son surplus de production d'électricité vers l'Europe [25] à travers une ligne électrique maritime entre le nord-est de l'Algérie et le point le plus proche en Italie. Le ministre algérien de l'Energie et des Mines a également évoqué l'étude relative à la réalisation d'une ligne de transport électrique à très haute tension d'une longueur d'environ 1300 km pour relier les Etats du sud algérien au réseau électrique national dans le cadre du pont électrique Algérie-Afrique en afin de fournir de l'électricité aux pays du sud de l'Algérie, dont le Mali et le Niger [26]. L'exportation d'électricité est très importante pour augmenter les revenus des exportations d'énergie et diversifier l'économie du pays. Cependant, l'Algérie peut être confrontée à certaines difficultés pendant les périodes de pointe de la demande, ce qui conduit à considérer la nécessité de se tourner vers les ERs pour

produire de l'électricité comme inévitable, d'autant plus que le pays regorge de nombreux potentiels naturels, dont le plus important est peut-être l'énergie solaire.

2.4.1. Production d'électricité en Algérie

La production d'électricité en Algérie repose principalement sur les combustibles fossiles, qui représentent 99 % de la production électrique du pays [27]. Le tableau 2.1 montre la quantité d'électricité produite en 2021. Différents types de centrales génèrent de l'électricité : thermiques à vapeur, turbines à gaz et diesel. La production de type thermique vapeur est principalement concentrée dans la partie Nord du pays, où se concentre la majorité de la population et de l'activité économique. Les régions de l'intérieur et les grands sites pétroliers et gaziers du Sud sont concernées par l'alimentation par des turbines à gaz.

Tableau.2.1 : Production d'électricité en Algérie en 2021 [27, 28]

Type d'énergie primaire	Production d'électricité	
	(GWh)	(%)
Combustible fossile	84729	99
Solaire	760	1
Vent	11	0
Hydraulique	9	0
Bioénergie	0	0
Géothermie	0	0
Total	85509	100

La capacité électrique totale de l'Algérie a presque doublé entre 2011 et 2020, comme il est illustré dans la figure 2.7. L'ajout de centrales électriques alimentées au gaz naturel ou à turbine à gaz naturel à cycle combiné (TGNCC), qui produisent de l'électricité plus efficacement que les anciennes centrales électriques de l'Algérie, a propulsé l'essentiel de cette croissance. Sonelgaz avait prévu de mettre en ligne 4 GW supplémentaires de capacité TGNCC d'ici fin 2021, mais il n'a réalisé que le démarrage partiel de la centrale TGNCC de Bellara de 1.4 GW et d'une unité de 1.2 GW à la centrale TGNCC de Naama. Même si la croissance de la capacité électrique a été significative, la construction de nombreuses centrales TGNCCs aurait connu des retards considérables [24].

Malgré la faible contribution des ERs au mix de production, elle est en croissance. D'ici 2030, l'Algérie a pour but de générer 27 % de son énergie électrique à partir de sources renouvelables. Ces dernières années, le pays a mis en place divers projets d'ER.

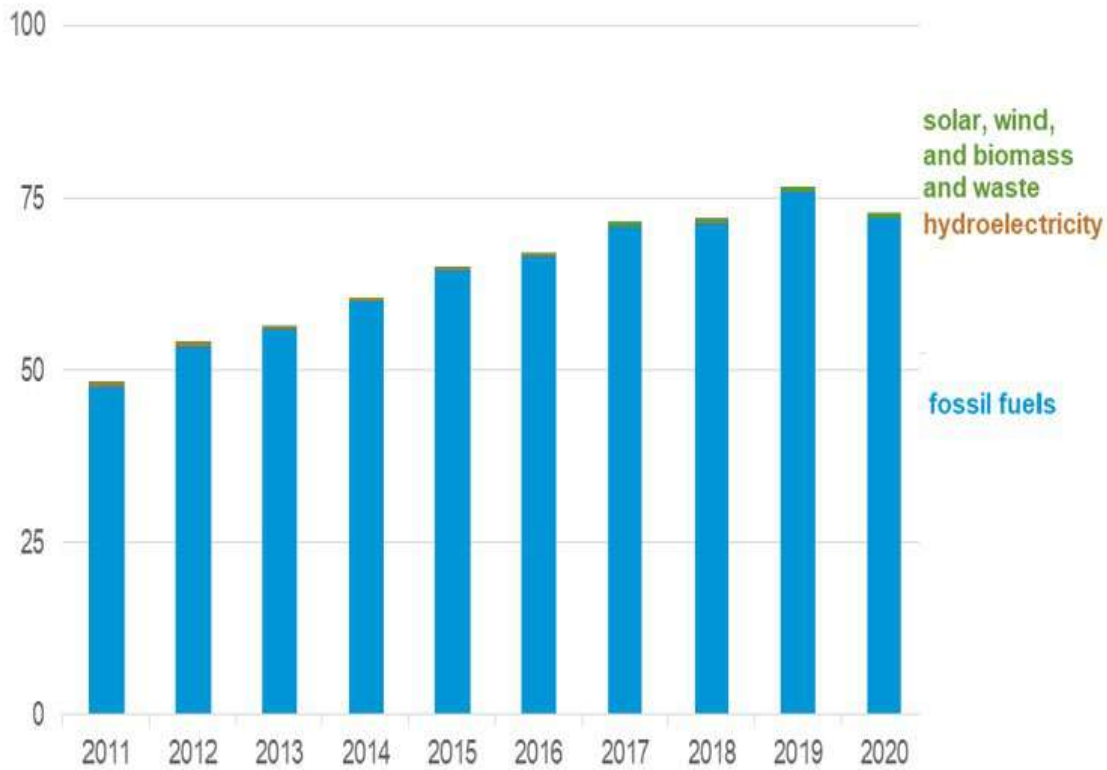


Figure 2.7 : Evolution de la production de l'énergie électrique (2011-2020) [24]

2.4.2. Evolution de la puissance installée et le pic de charge

L'objectif de l'Algérie est de renforcer son secteur d'électricité afin de satisfaire sa demande croissante en énergie et de stimuler son économie. Depuis l'indépendance, le parc national de production d'énergie électrique s'est considérablement développé. Pendant la dernière décennie, la croissance démographique et le développement économique ont entraîné une hausse considérable de la capacité électrique totale de l'Algérie, qui devrait doubler d'ici 2030 (figure 2.8).

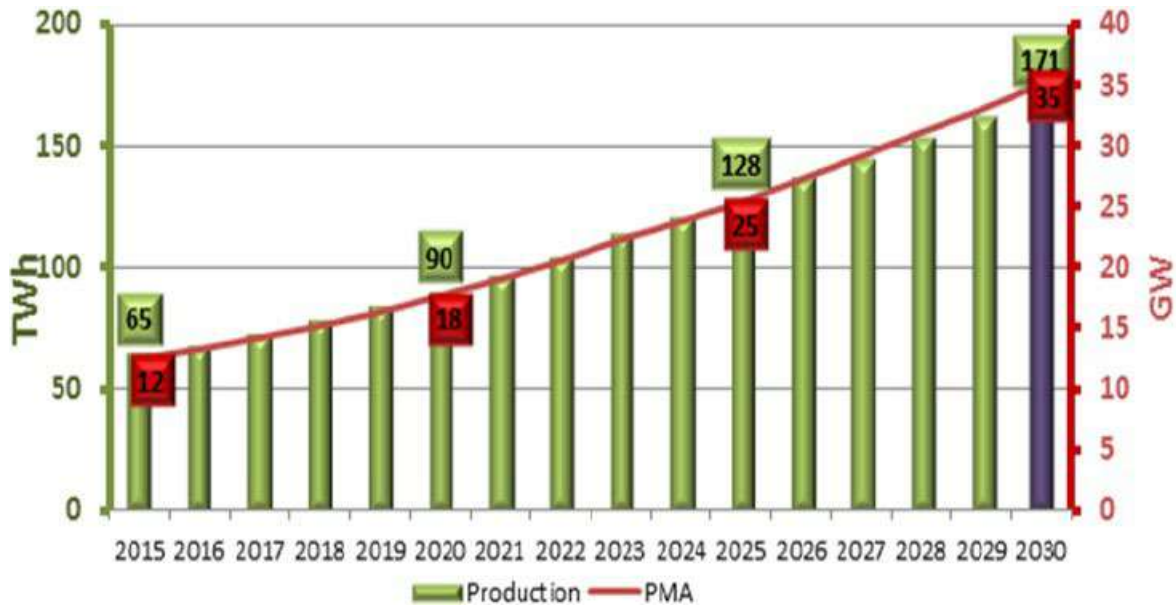


Figure 2.8 : Evolution de la demande en électricité en Algérie [29]

La capacité installée nationale totale d'électricité actuelle est de 25 GW, avec un pic de consommation électrique plus de 19 GW durant le mois de juillet 2024 [30]. Ce grand pic qui a été enregistré le 18 juillet 2024, représente 76 % de la puissance totale disponible du parc de production national à prédominance fossile. Il était principalement imputable à une vague de chaleur prolongée et à des incendies dévastateurs à travers le pays.

En Algérie, le pic de consommation varie entre l'été et l'hiver comme le montre la figure 2.9 et la figure 2.10.

- **Au cours de l'été : 2 pics par jour (matin et soir)**

- Le matin (de 12:00 h à 15:00 h), en raison de l'augmentation des températures, notamment en juillet et août, lorsque ces dernières excèdent fréquemment les 40°C dans diverses régions. Ceci entraîne une forte utilisation des climatisations dans les domiciles, les bureaux et les lieux publics. Dans certaines zones, ce pic est extrêmement élevé et peut dépasser les capacités du réseau.
- Le soir (de 19:00 h à 23:00 h), en raison de l'utilisation excessive des climatiseurs pour rafraîchir les maisons suite à une forte chaleur, et de l'usage intensif d'éclairage et d'équipements domestiques.

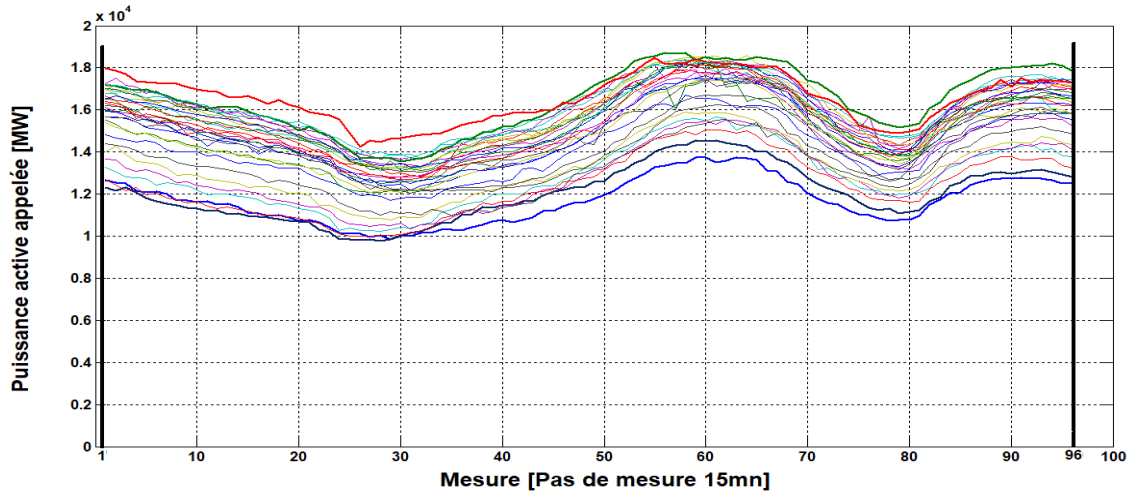


Figure 2.9 : Evolution de la courbe de charge journalière en Algérie durant le mois de Juillet 2023 [31]

- **Au cours de l'hiver : 1 à 2 pics**

- Le matin (de 07:00 h à 10:00 h), en raison de l'utilisation du chauffage et des tâches domestiques ou administratives au début de la jour.
- Le soir (de 18:00 h à 21:00 h), C'est le pic principal en hiver, en raison de l'éclairage, chauffage et l'usage des dispositifs domestiques. Ce pic est nettement marqué à celui de l'été, car la majorité du chauffage provient du gaz ou d'autres techniques non électriques.

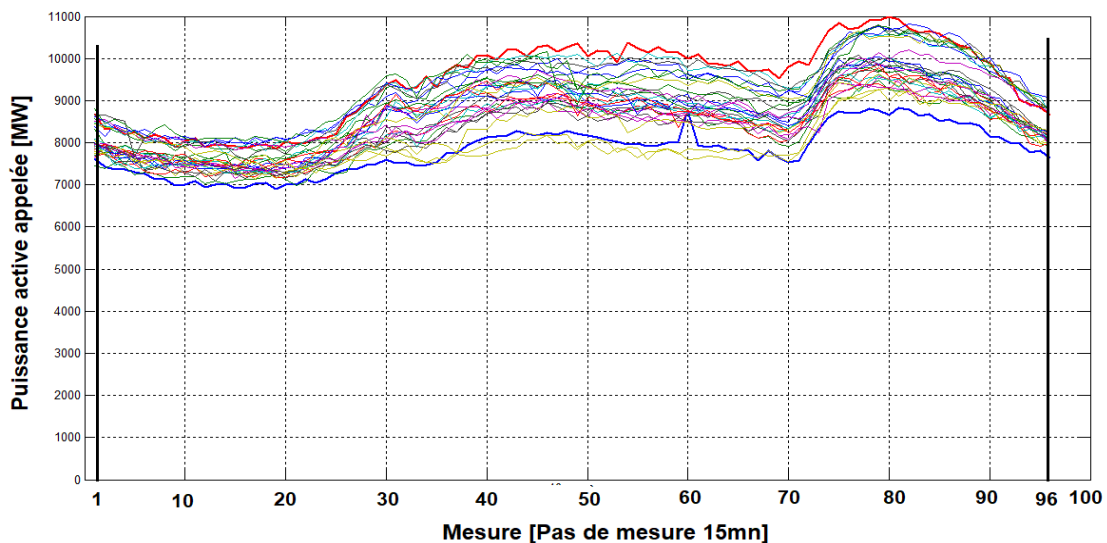


Figure 2.10: Evolution de la courbe de charge journalière en Algérie durant le mois de Janvier 2023 [31]

En générale, les pics de consommation d'hiver sont moins importants que ceux de l'été. Il est limité entre 10 et 11 GW sur les 25 GW installés. Cette différence est essentiellement due à une augmentation de l'usage des moyens de conditionnement surtout pendant la saison estivale, provoquant une demande accrue d'énergie. D'une année à l'autre, les pics de consommation ne cessent d'augmenter dû aux divers facteurs comme le climat, le développement démographique et l'évolution des modes de consommation d'énergie. Il convient de souligner que le creux nocturne est plus marqué puisque les activités industrielles, surtout manufacturières, sont limitées durant la nuit.

A. Aspects Prédicatifs

Des prédictions préliminaires peuvent être prononcées pour les niveaux de consommations du futur proche (court terme). Deux remarques majeures ont été relevées de la lecture des tendances extrémales de la consommation de l'énergie électrique en Algérie pendant la décennie écoulée. La première concerne l'écart important de la marge de production issue des renversements saisonniers. La seconde concerne la gestion économique contraignante due au faible gain issu du principe de retour d'investissement. Il en découle un important champ de recherche dans lequel on essaye de définir, simplement, des projections futures convenables selon diverses collectes de données.

La figure 2.11 illustre les tendances extrémales de la puissance demandée journalière (année 2023). La figure 2.12 illustre la puissance demandée moyenne annuelle pendant les quatre décennies écoulées [32].

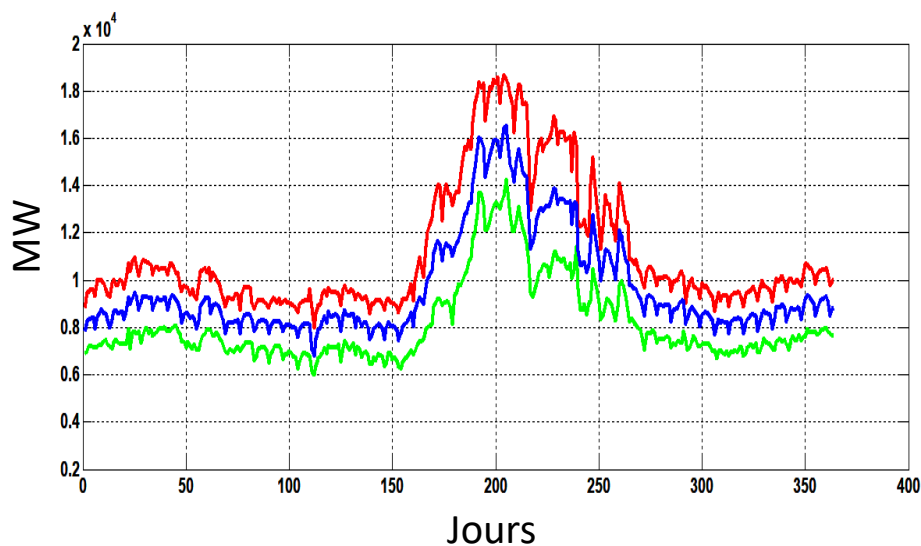


Figure 2.11: Tendances extrémales de la puissance demandée journalière (année 2023)



Figure 2.12: Evolution de la puissance appelée moyenne annuelle pendant les quatre décennies écoulées

Une analyse simple aux sens de régressions polynomiales, exponentielles ou logarithmiques donnent un aperçu préliminaire sur les besoins futurs.

En effet, le meilleur ajustement serait de formes polynomiales avec des degrés entre 3 et 6 et des facteurs de détermination avoisinant l'unité. L'Algérie aura à satisfaire un besoin supplémentaire de moins de 1GW pendant les 5 prochaines années exprimé pendant moins de 20% de l'échelle du temps annuelle.

2.4.3. Soutien politique et promotion industrielle en Algérie

Ces dernières années, le gouvernement algérien a pris conscience de la nécessité de trouver des sources d'énergie alternatives afin de diminuer sa dépendance aux combustibles fossiles et de préserver les réserves de carburant, notamment en raison de la baisse des prix du pétrole. Afin d'accomplir ces objectifs, le gouvernement a instauré un cadre légal favorable, créé de multiples organisations du secteur et lancé de grands projets. La loi n°04-90 d'août 2004 est la principale loi du pays en faveur des énergies renouvelables, qui établit un programme national de développement durable des ERs. Un décret sur la diversification de la production d'électricité a été promulgué par

le gouvernement algérien en mars 2004, qui encourage la production d'électricité à partir de sources renouvelables.

En février 2011, le gouvernement algérien a adopté un programme ambitieux pour le développement des ERs, dans le but de répondre aux défis environnementaux et aux problèmes de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile. Cette démarche vise à apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et à préserver les ressources énergétiques du pays. L'objectif de ce programme est de générer 22000 MW d'électricité à partir de l'énergie solaire d'ici 2030 (figure 2.13), dont la moitié sera utilisée dans le marché local et l'autre partie sera exportée vers des marchés européens.

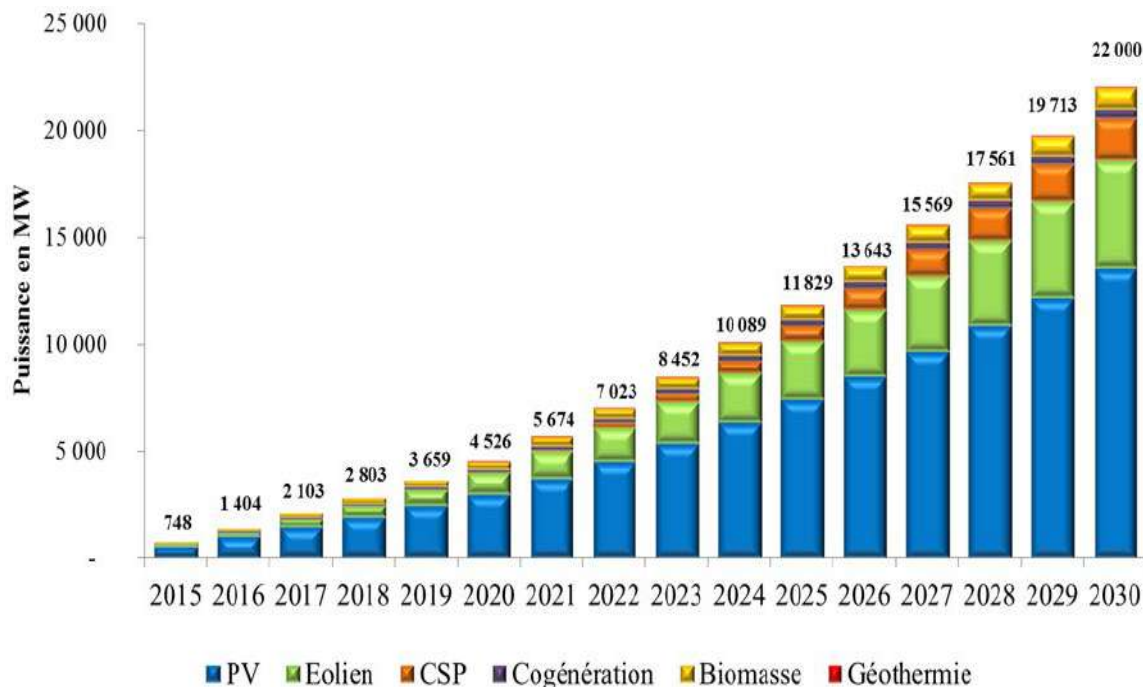


Figure 2.13: Evaluation des énergies renouvelables en Algérie [33]

Ce programme a été révisé en 2016 en raison de circonstances imprévues, telles que la baisse des coûts des secteurs PV et éolien alors que le coût du CSP restait élevé. La version révisée a montré un intérêt supplémentaire pour l'énergie PV et éolienne. Il est également prévu que l'Algérie déploie à moyen terme la production d'énergie à partir du solaire thermique, de la biomasse et de la géothermie (figure 2.14).

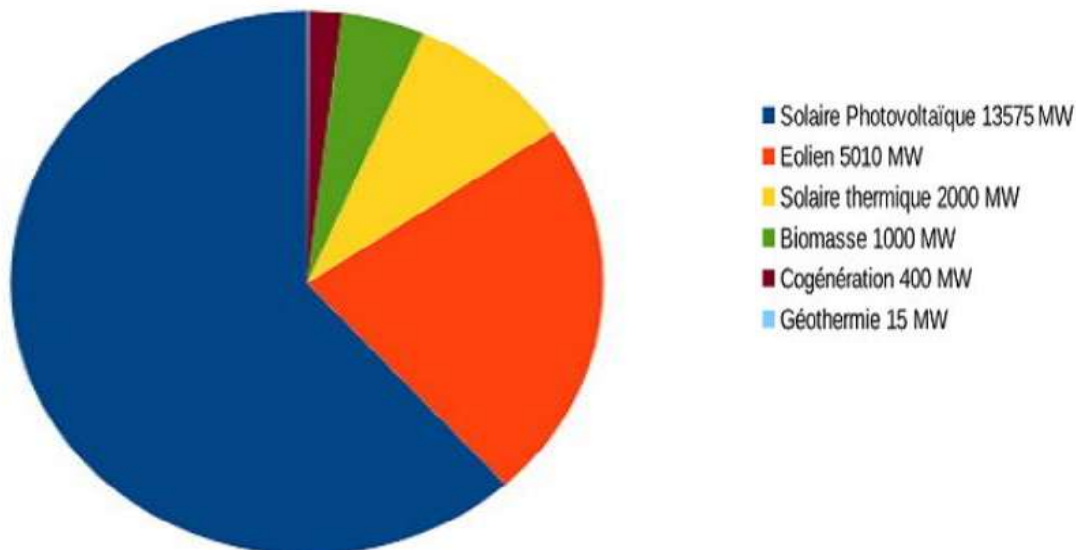


Figure 2.14 : Capacité installée d'ER dans le nouveau programme [34]

L'Algérie dispose actuellement d'environ 450 MW de capacité solaire installée et devrait déployer 5 000 MW d'ici 2028 pour atteindre son objectif de 22 000 MW pour 2030.

2.5. REPARTITION DE LA PRODUCTION D'ENERGIE RENOUVELABLE EN ALGERIE

L'Algérie possède une grande variété de ressources naturelles renouvelables, ce qui en fait l'un des pays les plus riches en ces ressources au niveau mondial, notamment les ressources solaires. L'intégration des ERs dans le mix énergétique national représente un défi crucial dans le but de préserver les ressources fossiles, de diversifier les sources de production d'électricité et de contribuer au développement durable et à la préservation de la nature.

2.5.1. Energie solaire

Dernièrement, plusieurs centres de recherche à travers le monde ont mis en valeur un immense potentiel pour développer la technologie de l'énergie solaire, qui est l'une des technologies qui pourraient répondre à la demande mondiale croissante en utilisant une énergie écologique et abordable. Dans cette situation, de nombreux pays, y compris l'Algérie, ont mis en place différents

programmes visant à soutenir leurs réseaux électriques traditionnels grâce à des systèmes solaires, dans le but de répondre à l'augmentation de la demande liée au développement économique.

L'Algérie a commencé la transition vers les énergies vertes en mettant en place un programme visant à promouvoir les énergies renouvelables et à améliorer l'efficacité énergétique. Ce programme s'est accompagné de l'adoption d'un cadre juridique approprié pour la promotion des ERs, à travers des incitations consacrées à l'investissement dans l'industrie des énergies renouvelables et ses utilisations et la promotion de l'industrie des équipements de production connexe [35,36].

Depuis sa mise en place entre 2011 et 2018, seulement 344.1 MW d'énergie solaire PV ont été générés, avec quelques projets privés prometteurs, notamment dans la fabrication locale de panneaux PVs. Concernant l'énergie solaire thermique, la centrale thermodynamique de Hassi R'Mel est la seule centrale installée en Algérie qui utilise la concentration solaire. La puissance de cette centrale est de 150 MW, avec une combinaison de solaire et de gaz, avec 30 MW de CSP.

En 2023, des accords ont été conclus avec des sociétés nationales et étrangères qui possèdent des capacités allant jusqu'à 3 000 mégawatts d'énergie solaire PV que, réparties sur 20 sites répartis. Le projet de 2000 MW implique la réalisation de 15 installations solaires PVs d'une puissance allant de 80 à 220 MW. Concernant le projet Solar 1000, il implique la réalisation de 5 installations PVs, avec une capacité allant de 50 à 300 mégawatts. Les deux projets sont la première étape du programme des ERs, qui vise à générer 15 000 MW d'énergie solaire PV d'ici 2035 [37].

2.5.2. Energie éolienne

L'Algérie aspire à incorporer l'énergie éolienne dans son mix énergétique, ce qui représente actuellement un défi crucial. Jusqu'à 2020, ce qui a été construit à partir de parcs éoliens est un parc de 10 MW dans la région de Kabertene à Adrar. Cette centrale est composée de 12 éoliennes de 850 kW [36].

En attendant la poursuite du projet du gouvernement visant à investir dans l'énergie éolienne, en mettant en place 5 GW d'énergie éolienne sur 22000 MW d'ER d'ici 2030 [38].

2.5.3. Energie hydraulique

L'Algérie dispose de 13 centrales hydroélectriques, principalement situées dans les régions du nord du pays où les précipitations sont relativement abondantes. En 2019, plus de 228 MW sont

produites en Algérie grâce à l'énergie hydraulique. Malgré l'existence de quelques points d'eau, la capacité de production de cette source est faible en raison du nombre insuffisant de sites d'irrigation et de la non-utilisation des sites disponibles.

2.6. CONCLUSION

A l'issue des notions portées dans le contenu de ce chapitre, on note que le problème fondamental consiste dans l'épuisement futur des énergies fossiles et par conséquent de penser à une alternative de leur remplacement selon une progression convenable. Une fiabilité et sécurité de fonctionnement des systèmes électriques serait, alors, assurée au gré d'une transition énergétique adéquate.

En Algérie, la part des ERs dans le bilan énergétique national de la décennie en cours, demeure très limitée même si plusieurs programmes ont été déjà envisagés. Sa disposition géographique notamment le gisement solaire de son désert et les potentialités techniques considérables peuvent la propulser à mieux intégrer les ERs dans la chaîne du produit électrique.

Selon notre analyse de prédiction, la réserve tournante réconfortante pour le moyen terme, donne aux gestionnaires du RT une période de grâce pendant laquelle une intégration substantielle des systèmes PV pourrait être achevée dans des délais impartis au sens stratégique. L'installation d'un marché oligopole serait, alors, d'un apport bénéfique visant une sécurité énergétique pérenne et éco-systémique.

CHAPITRE 3

**INTEGRATION DES SOURCES
RENOUVELABLES DANS LE RESEAU
ELECTRIQUE ALGERIEN**

3.1. INTRODUCTION

Diverses sources d'énergie électrique basées sur des sources primaires fossiles et renouvelables sont utilisées actuellement. L'usage excessif de celles fossiles conduit à des désagréments environnementaux tandis que celles renouvelables exigent des reconsidérations d'ordre analytique.

Dans ce chapitre, un aperçu général sur la constitution et le développement des réseaux électriques avec sources renouvelables intégrées est présenté. Une attention particulière sera portée sur le réseau électrique algérien, son évolution pendant les trois dernières décennies, le potentiel solaire du désert ainsi qu'à la possibilité de l'intégrer comme une alternative contemporaine et à étendue stratégique.

3.2. DESCRIPTION D'UN RESEAU ELECTRIQUE

Un réseau d'énergie électrique est une structure complexe composée de circuits interconnectés, comme le montre la figure 3.1. L'énergie électrique doit être transportée en haute ou très haute tension selon des configurations maillées respectant les limites électrostatiques. Sa distribution doit être sous HTA ou BT respectant surtout des densités de courants favorisant une meilleure rentabilité [39].

La structure d'un réseau électrique est régie par deux principes :

- Assurer en permanence un équilibre entre offre/demande.
- La gestion des périodes de forte demande d'énergie active.

Il est à noter qu'en Algérie, les pics se produisent depuis une dizaine d'année pendant la période estivale (détaillée en chapitre 1). Ce constat est intéressant selon notre optique de considérer le gisement solaire pour l'aplatissement des courbes de charges et la réduction des aléas écologiques.

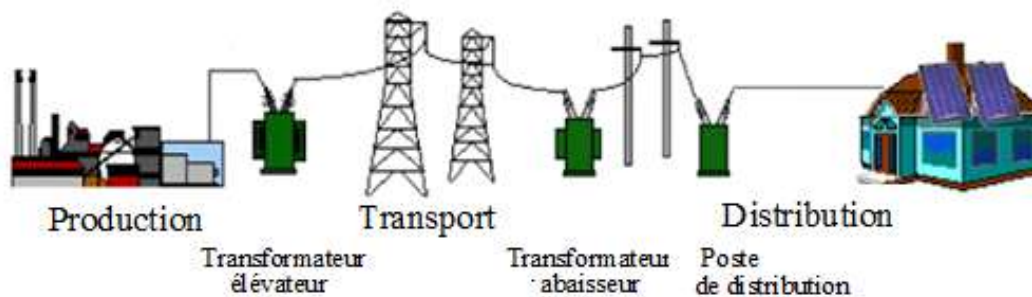


Figure 3.1: Structure d'un réseau électrique

3.3. TRANSITION ENERGETIQUE ET RESEAUX ELECTRIQUES

La transition énergétique exige un changement de paradigme. Le concept d'énergie renouvelable tient plus à un usage de machines asynchrones, de convertisseurs de puissance, de matériaux photovoltaïques et d'éléments chimiques. L'approche classique basée sur les machines synchrones de grand gabarit reste effective pour un objectif de complémentarité et fiabilité.

Les réseaux de transport et d'interconnexion demeurent l'ossature magistrale pour acheminer l'énergie électrique vers toutes les zones de consommation [40]. La plupart des lignes de transport d'électricité sont aérienne. Avec l'intégration progressive des ERs, il y aurait plus de tendances croissantes vers l'utilisation de câbles souterrains et des systèmes de transport à courant continu.

Les réseaux de distribution sont le plus souvent arborescents avec un flux de puissance unidirectionnel. Avec l'intégration progressive des ERs, les protocoles de gestion observeraient des révisions d'analyse et d'étude très importantes. Le concept smart serait très déterminant pour les attributions fonctionnelles des réseaux de distribution à l'exemple des modes d'îlotage, du flux bidirectionnel, des concessions par prosummateurs, des techniques de délestage inter-régions, etc.

3.4. DESCRIPTION DU RESEAU ELECTRIQUE ALGERIEN

Le réseau électrique algérien a connu de nombreux développements et changements et ce depuis son institution et transfert du statut EGA (électricité et gaz d'Algérie) à celui de Sonelgaz le 28 Juillet 1969.

Au cours des trois premières décennies après l'indépendance, l'effort a été mis sur l'élargissement du réseau pour inclure les grandes villes et les zones industrielles. En fin des années 1990, l'industrie a connu un fléchissement mais le réseau a subi l'effet d'une plus forte démographie ce qui l'a rendu dans l'incapacité de satisfaire le besoin national.

Des dispositions urgentes ont été entreprises au début des années 2000 visant le renforcement du parc de production grâce à la construction de nouvelles centrales électriques classiques et également le passage à la tension de transport de niveau 400kV.

Au cours de la dernière décennie, les sources d'énergie renouvelables, telles que les centrales solaires et éoliennes, ont été intégrées. Une contribution à hauteur de 27% à la production nationale d'ici 2030 est projetée [33, 41,42]. Les systèmes de transmission et de distribution ont été mis à jour et une technologie intelligente a été adoptée pour améliorer leur surveillance et leur efficacité.

Le réseau électrique algérien est partagé en trois systèmes principaux (figure 3.2), [27, 41] :

- Réseau interconnecté du Nord (RIN) ayant 40 centrales ayant le niveau 400 kV et alimentant le nord du pays. Actuellement, il est constitué de plus de 900 nœuds selon les données techniques statistiques de la société Sonelgaz.
- Pôle In Salah/Adrar/Timimoun (PIAT) qui est constitué de 28 centrales principalement à turbines à gaz couvrant les régions du sud-ouest du pays.
- Réseaux isolés du sud (RIS) composés de 26 sites au centre et à l'extrême sud du Sahara, alimentés par des turbines à gaz ou par des groupes diesel qui servent les villes du sud.

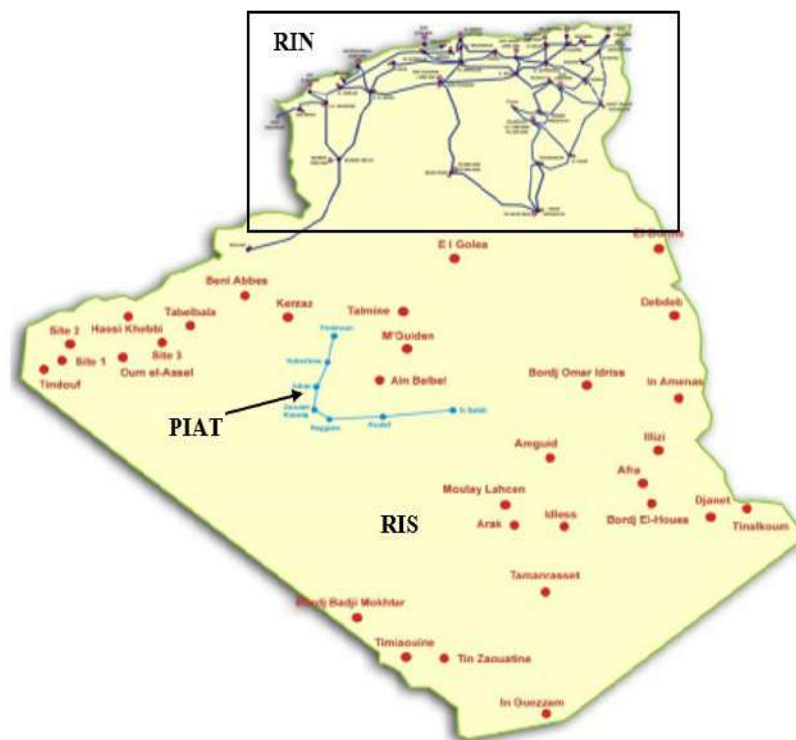


Figure 3.2 : Réseau électrique algérien [27, 41]

Le RIN est celui qui a fait le plus l'objet d'analyse selon sa consistance physique correspondant aux deux décennies 1990 et 2000 comme suit :

- Réseau électrique algérien de 59 nœuds représentant une situation pendant la décennie des années 90 en ayant comme tension de transport maximale 220 kV.

- Réseau électrique algérien de 114 nœuds représentant une situation pendant la décennie des années 2000 en ayant comme tension de transport maximale 220 kV.

Une contribution à l'étude du RIN représentant une situation pendant la décennie des années 2010 a été envisagée. Il a été noté qu'il a plus de 900 nœuds avec en plus l'introduction du niveau 400 kV. Il est constitué de 7 parties interconnectées. Les 3 plus importantes sont situées à l'ouest, au centre et à l'est.

En figure 3.3, l'ensemble des nœuds recensés et leurs puissances correspondantes en MW et MVar. Il faut relever la présence de certaines artères non aboutissant soit par désaffectations ou par emplacements de postes d'interconnexion ou de répartition. Ces infrastructures ne disposent pas de charges notables ou de sources tournantes.

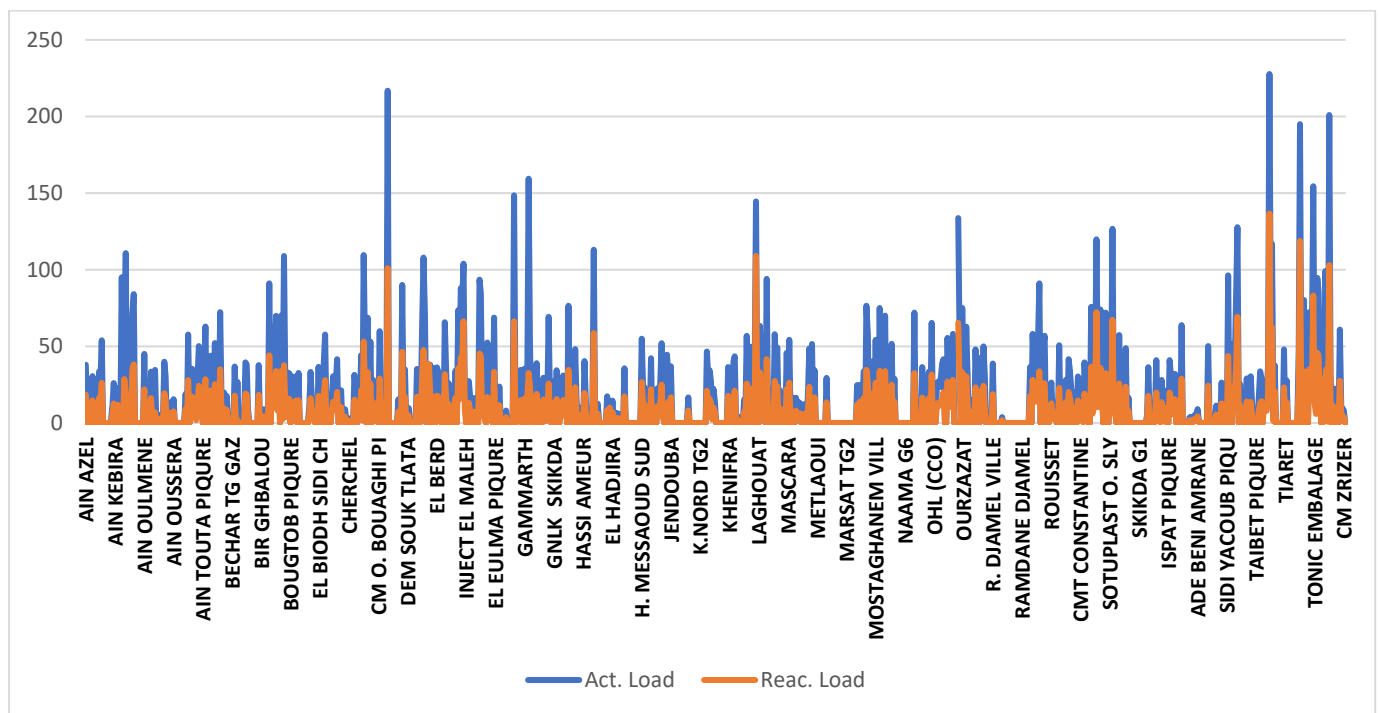


Figure 3.3 : Nœuds recensés avec leurs puissances correspondantes (nomenclature restrictive)

La figure 3.4 représente une connectivité nodale de ces trois parties recensées à partir de données de la décennie 2010. Elle prend la forme d'une disposition cartésienne de plus de 400 nœuds.

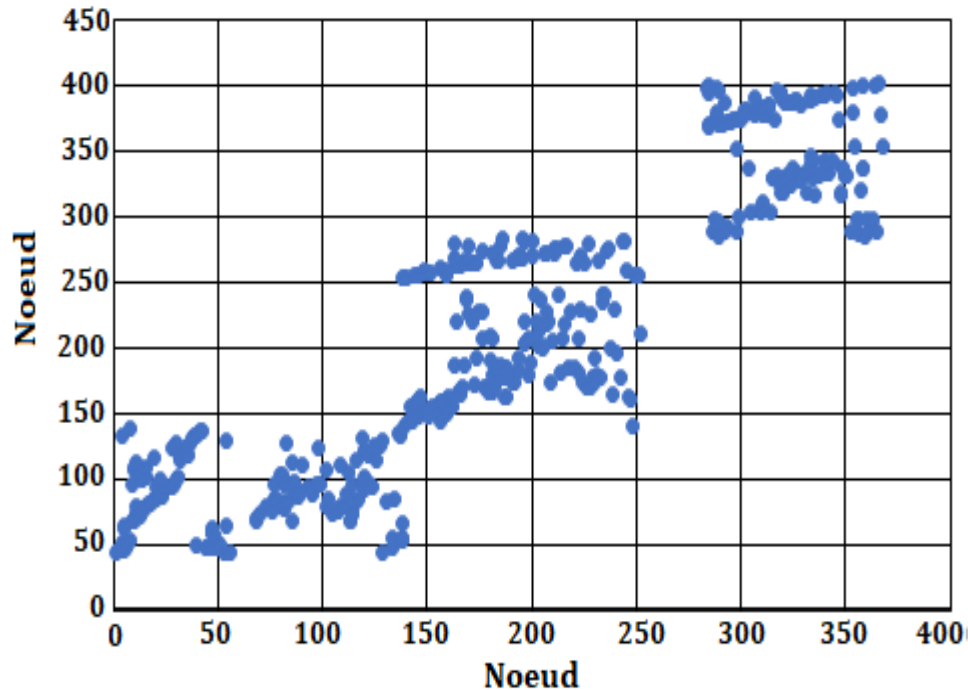


Figure 3.4 : Disposition cartésienne des trois parties du RIN (ouest-centre-est) de plus de 400 nœuds

Après notre investigation, trois schémas de connexion ont été analysés. Il s'agit de celui de la partie ouest de 138 nœuds, de celle du centre de 146 nœuds et enfin la troisième résultant de leur interconnexion mutuelle pour 284 nœuds. Des configurations et des extensions sur le système électrique Algérien ont continué d'être opérées surtout pendant les cinq dernières années (2020 - 2025).

Les aspects de validation consistent à l'identification de la performance des schémas retenus en vérifiant leurs dispositions matricielles et profils de tensions nodaux par 2 programmes personnalisés de résolution du problème de l'écoulement de puissance. Le premier se base sur les écarts de puissance (mismatch power) et le second sur une récente méthode d'injection de courant (mismatch current).

A. Paramètres linéiques

Les paramètres de lignes de régions ouest et centre sont montrées en figures 3.5.

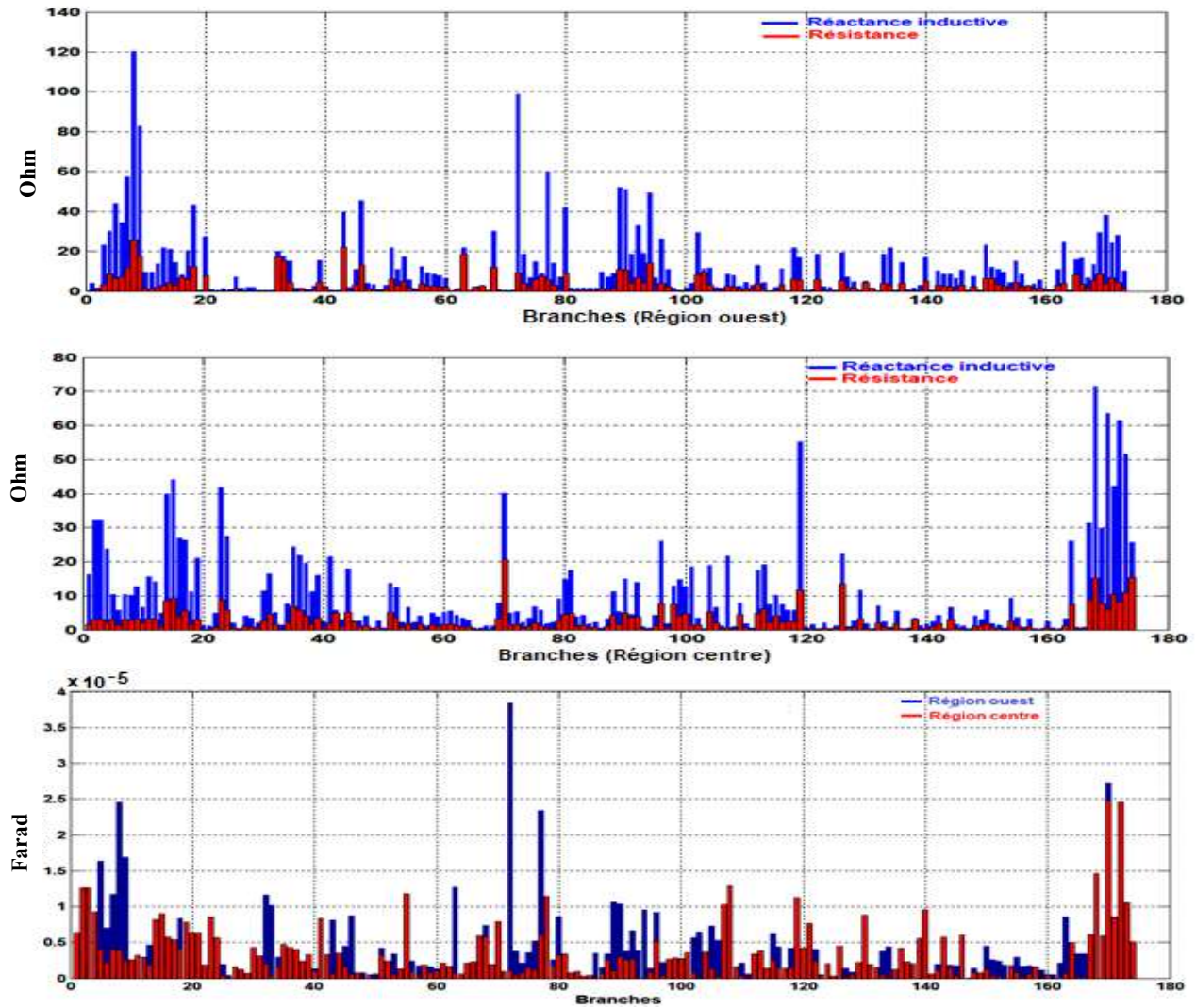


Figure 3.5 : Paramètres des lignes. Région ouest 173 et région centre 174 branches

Les puissances de régions ouest et centre sont montrées en figures 3.6 et 3.7, respectivement.

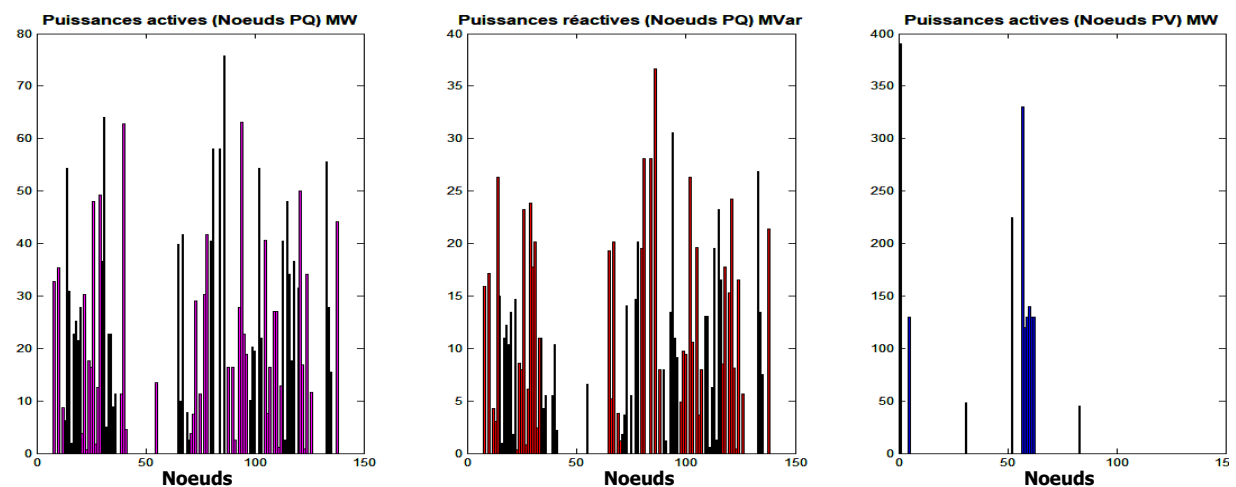


Figure 3.6 : Puissances de la région ouest

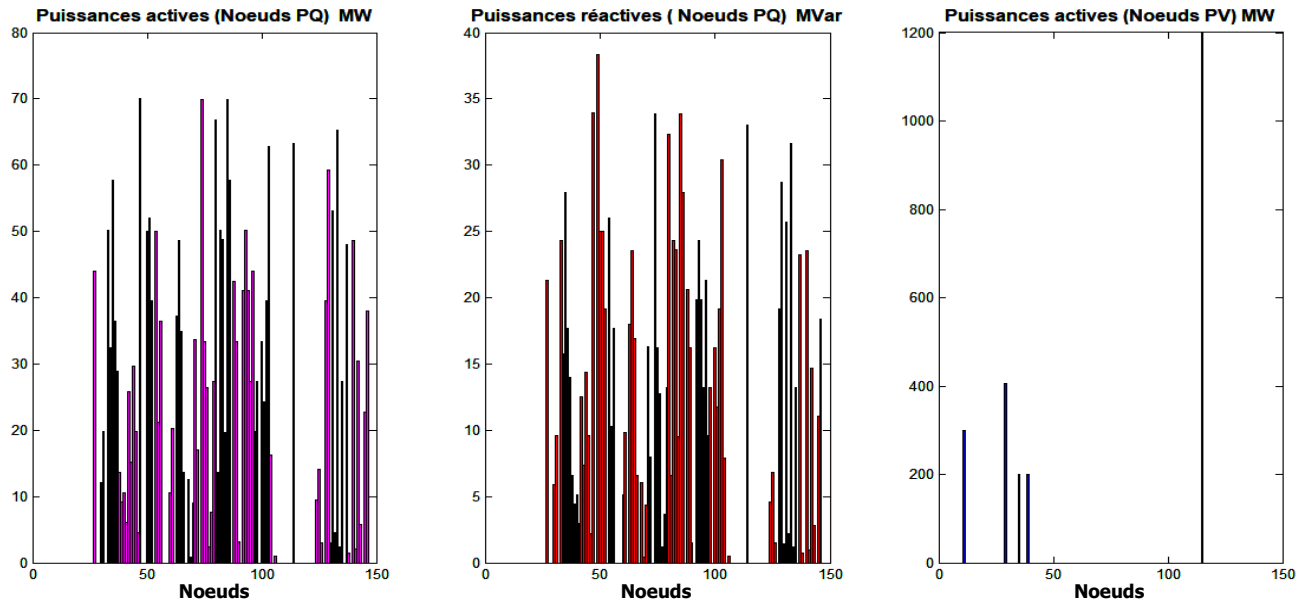


Figure 3.7 : Puissances de la région centre

B. Matrices admittances

Les données des puissances de région ouest, la région centre et de l’interconnexion mutuelle des deux régions sont présentés en figures 3.8 et 3.9, respectivement.

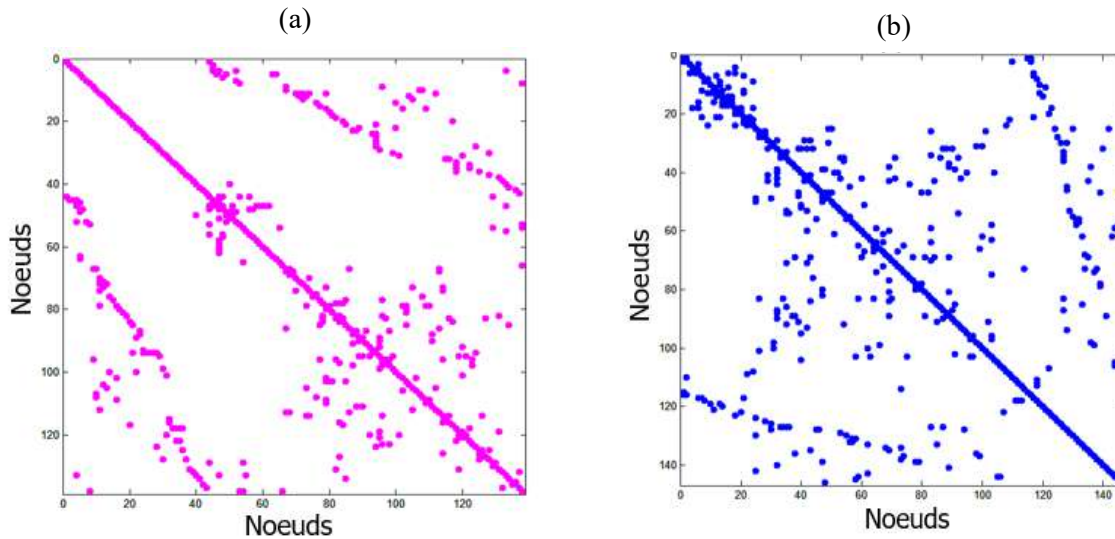


Figure 2.8 : Matrices admittances des deux régions

(a) Région de l’ouest. (b) Région de centre

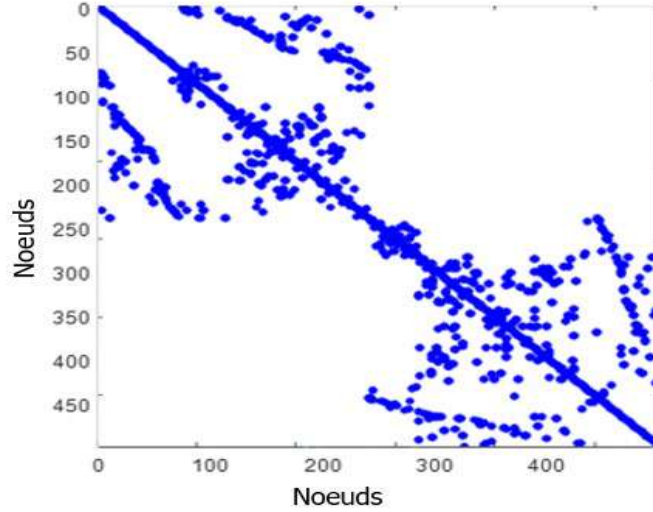


Figure 3.9 : Matrice admittance après interconnexion mutuelle des deux régions

C. Matrices jacobienne

Les matrices jacobienne sont déduites du processus de résolution basé sur les deux programmes personnalisés de résolution du problème de répartition des charges cités ci-avant.

D. Méthode standard

Cette méthode bien connue repose sur les puissances injectées et consommées aux niveaux des nœuds. L'objectif est de minimiser l'erreur entre ces puissances. Les puissances active et réactive injectées au nœud i d'un réseau ayant n nœuds sont données par :

$$P_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| |V_i| \cos(\theta_i - \theta_j + \delta_{ij}) \quad (3.1)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| |V_i| \sin(\theta_i - \theta_j + \delta_{ij}) \quad (3.2)$$

$$\text{Ou : } Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (3.3)$$

Y_{ij} est l'admittance de la ligne reliant les nœuds i et j . G_{ij} et B_{ij} sont la conductance et la susceptance, respectivement. V_i , V_j , θ_i et θ_j sont les modules et les déphasages des tensions aux nœuds i et j , respectivement. δ_{ij} est l'angle de l'admittance de la ligne reliant les nœuds i et j .

L'écart (mismatch) en puissance est défini par :

$$\Delta P_i = P_{\text{spécifiée } i} - P_{\text{calculée } i} \quad (3.4)$$

$$\Delta Q_i = Q_{\text{spécifiée } i} - jQ_{\text{calculée } i} \quad (3.5)$$

Ces équations sont résolues numériquement via l'algorithme de Newton-Raphson (NR), qui utilise

l'approximation linéarisée suivante :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \vdots \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \vdots \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \vdots \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Une écriture symbolique des éléments J_1, J_2, J_3 et J_4 de la matrice jacobéenne J serait:

$$J_1 = \frac{\partial P}{\partial \theta}, \quad J_2 = \frac{\partial P}{\partial V}, \quad J_3 = \frac{\partial Q}{\partial \theta}, \quad J_4 = \frac{\partial Q}{\partial V} \quad (3.7)$$

Après le calcul bien connu des éléments de la matrice jacobéenne, l'amplitude (Nœuds PQ pour processus de non optimisation) et l'angle de tension (tout nœud PQ et PV) à l'itération h sont alors :

$$V_i^{h+1} = V_i^h + \Delta V_i^h \quad (3.8)$$

$$\theta_i^{h+1} = \theta_i^h + \Delta \theta_i^h \quad (3.9)$$

Le processus itératif ajuste θ et V jusqu'à ce que ΔP et ΔQ de chaque jeu de barres concerné se situent entre une tolérance spécifiée.

E. Méthode alternative (injection de courant)

Cette méthode repose sur la résolution de l'écoulement de puissance en utilisant directement les équations des courants nodaux au lieu des puissances. L'équation principale pour la définition des mismatch courant pour un nœud i est comme suit [43]:

$$\Delta \dot{I}_i = \frac{P_i^{sp} - jQ_i^{sp}}{(\dot{V}_i)^*} - \sum_{s \in \Omega_i} \dot{Y}_{(i,s)} \dot{V}_s = \frac{P_i^{sp} - jQ_i^{sp}}{(V_{ri} + jV_{mi})^*} - \sum_{s \in \Omega_i} (G_{is} + jB_{is}) (V_{rs} + jV_{ms}) = 0 \quad (3.10)$$

Avec un réseau de n nœuds, les termes réels et imaginaires correspondants seront de la forme :

$$\begin{cases} \Delta I_{ri} = \frac{P_i^{sp} V_{ri} + Q_i^{sp} V_{mi}}{V_{ri}^2 + V_{mi}^2} - \sum_{s=1}^n (G_{is} V_{rs} - B_{is} V_{ms}) = 0 \\ \Delta I_{mi} = \frac{P_i^{sp} V_{mi} - Q_i^{sp} V_{ri}}{V_{ri}^2 + V_{mi}^2} - \sum_{s=1}^n (G_{is} V_{ms} + B_{is} V_{rs}) = 0 \end{cases} \quad (3.11)$$

P_i^{sp} et Q_i^{sp} sont les puissances actives et réactives spécifiées au nœud i , exprimées en termes de puissances générées (P_{Gi}, Q_{Gi}) et de puissances de charges (P_{Li}, Q_{Li}) basées sur le model polynomial quadratique.

$$\begin{cases} P_i^{sp} = P_{Gi} - P_{Li} = P_{Gi} - P_{0i}(a_p + b_p V_i + c_p V_i^2) \\ Q_i^{sp} = Q_{Gi} - Q_{Li} = Q_{Gi} - Q_{0i}(a_q + b_q V_i + c_q V_i^2) \end{cases} \quad (3.12)$$

L'application de l'algorithme de Newton-Raphson donne en forme compacte :

$$\Delta I_{mr} = J \times \Delta V_{rm} \quad (3.13)$$

Les éléments de la matrice jacobienne sont donnés pour un nœud i de type PQ comme suit :

$$J_{is} = \begin{bmatrix} B_{is} & G_{is} \\ G_{is} & -B_{is} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

$$J_{ii} = \begin{bmatrix} B_{ii} - \frac{(Q_{iG} - a_q Q_{oi})(V_{ri}^2 - V_{mi}^2) - 2 V_{ri} V_{mi} (P_{iG} - a_p P_{oi})}{V_i^4} & G_{ii} - \frac{(P_{iG} - a_p P_{oi})(V_{ri}^2 - V_{mi}^2) - 2 V_{ri} V_{mi} (Q_{iG} - a_q Q_{oi})}{V_i^4} \\ G_{ii} + \frac{(P_{iG} - a_p P_{oi})(V_{ri}^2 - V_{mi}^2) - 2 V_{ri} V_{mi} (Q_{iG} - a_q Q_{oi})}{V_i^4} & -B_{ii} - \frac{(Q_{iG} - a_q Q_{oi})(V_{ri}^2 - V_{mi}^2) - 2 V_{ri} V_{mi} (P_{iG} - a_p P_{oi})}{V_i^4} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Les éléments de la matrice jacobienne sont donnés pour un nœud i de type PV comme suit :

$$J_{ii}^* = \begin{bmatrix} J_{ii}(1,2) - \frac{J_{ii}(1,1)V_{mi}}{V_{ri}} & \frac{V_{ri}}{V_{ri}^2 + V_{mi}^2} \\ J_{ii}(2,2) - \frac{J_{ii}(2,1)V_{mi}}{V_{ri}} & -\frac{V_{mi}}{V_{ri}^2 + V_{mi}^2} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

$$J_{si}^* = \begin{bmatrix} G_{li} - \frac{B_{li}V_{mi}}{V_{ri}} & 0 \\ B_{li} - \frac{G_{li}V_{mi}}{V_{ri}} & 0 \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

$$J_{is}^* = \begin{bmatrix} B_{il} & G_{il} \\ G_{il} & -B_{il} \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Les mismatch de courant pour les nœuds de type PQ sont :

$$\Delta I_{ri} = \frac{\Delta P_i V_{ri} + \Delta Q_i V_{mi}}{V_i^2} \quad (3.19)$$

$$\Delta I_{mi} = \frac{\Delta P_i V_{mi} - \Delta Q_i V_{ri}}{V_i^2} \quad (3.20)$$

Et ceux des nœuds de type PV sont :

$$\Delta I_{ri}^* = \frac{V_{ri} \Delta P_i^*}{V_i^2} \quad (3.21)$$

$$\Delta I_{mi}^* = \frac{V_{mi} \Delta P_i^*}{V_i^2} \quad (3.22)$$

Le processus itératif relatif au calcul de ΔI_{rm} de chaque nœud doit vérifier la tolérance spécifiée.

F. Résultats de Simulation

On considère en simulation une puissance de base de 100 MVA. Le jacobien et les profils de

tension selon la méthode des écarts de puissance sont montrés en figures 3.10 - 3.12. Les nœuds balanciers sont : 31 pour l'ouest et 115 pour le centre.

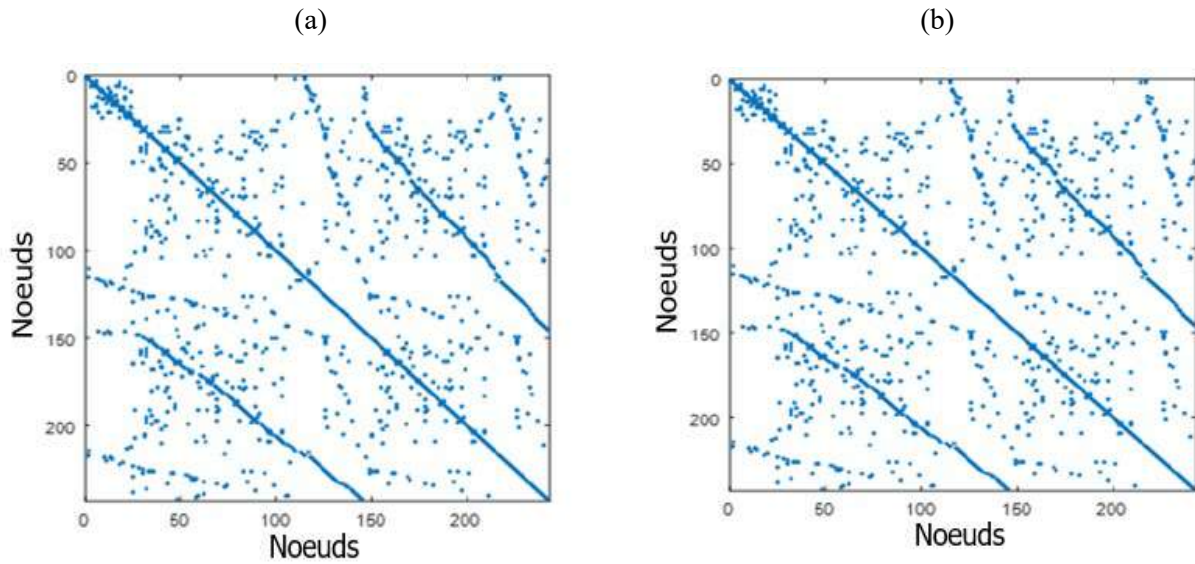


Figure 3.10 : Matrice jacobienne des deux régions

(a) Région de l'ouest. (b) Région de centre

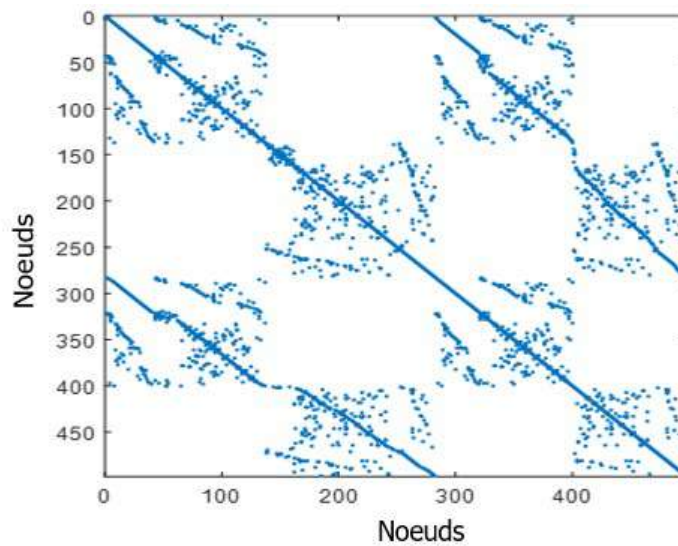


Figure 3.11 : Matrice jacobienne après interconnexion mutuelle des deux régions

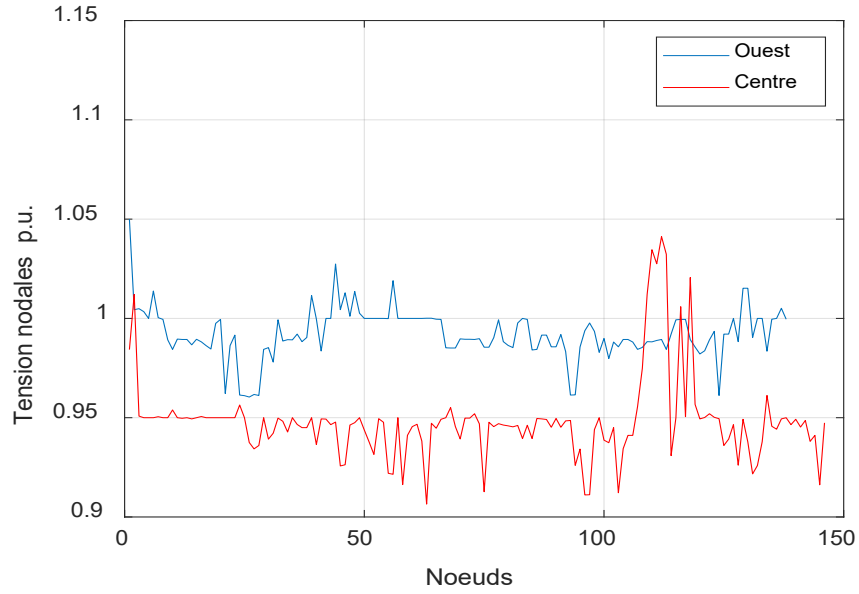


Figure 2.12 : Profil de tensions selon la méthode des écarts de de puissance

Le jacobien et le profil de tension selon de méthode d'injection de courant sont montrés par les figures 3.13 - 3.15. Un choix facultatif a été adopté pour des objectifs de validation à savoir : $(a_p, a_q) = (1, 0.7)$. Les nœuds balanciers sont : 57 pour l'ouest et 11 pour le centre.

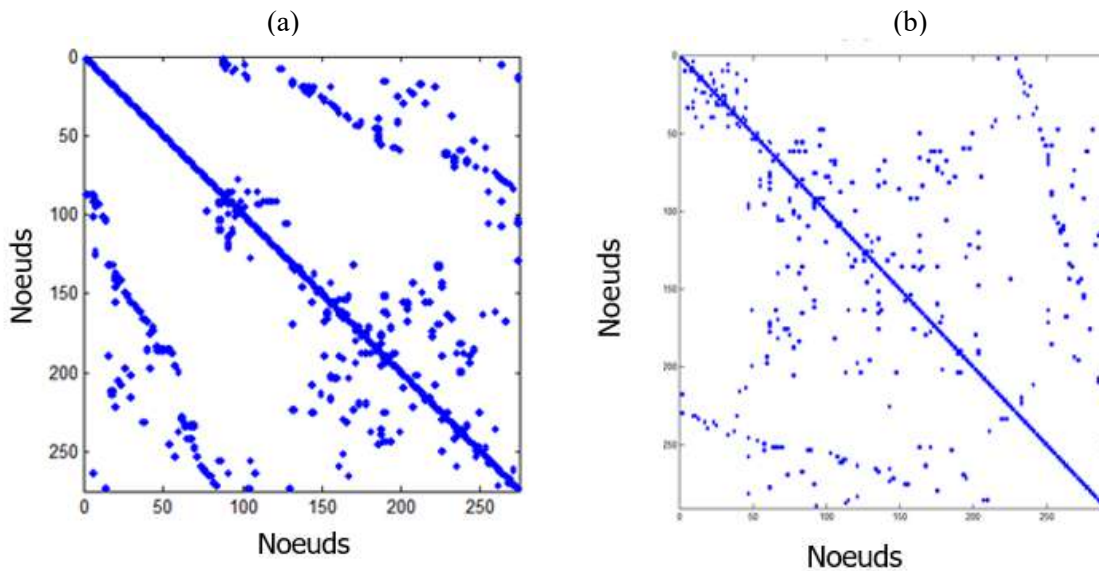


Figure 2.13: Matrice jacobienne des 2 régions
(a) Région ouest. (b) Région centre

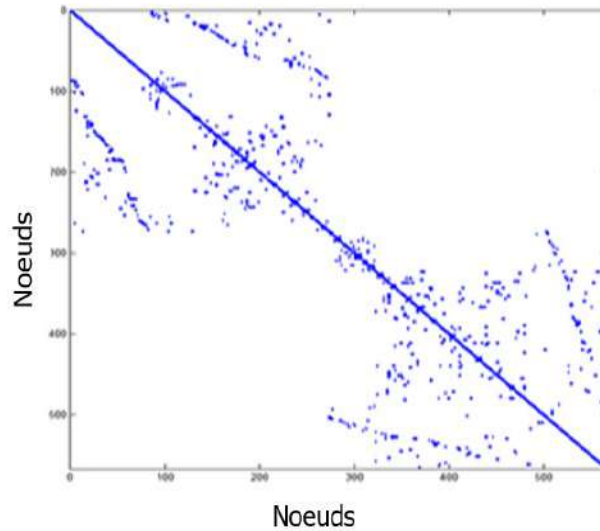


Figure 3.14 : Matrice jacobienne après interconnexion mutuelle des deux régions

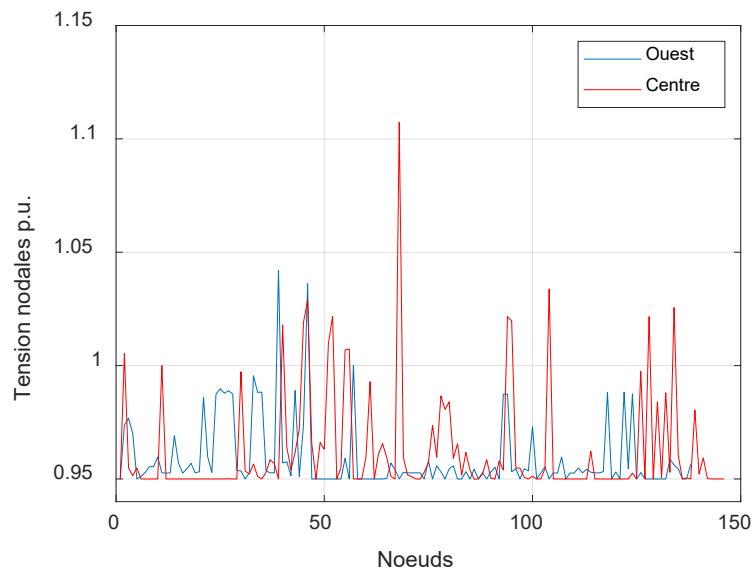


Figure 3.15 : Profil de tensions selon la méthode d'injection de courant

Les résultats obtenus par les deux méthodes attestent de la validité des réseaux constitués suites aux investigations sur le réseau national algérien. Les informations recensées peuvent être utilisées et éventuellement, mises à jour pour différentes études et analyses.

3.5. SOURCES D'ENERGIE RENOUVELABLE

Les sources de l'ER proviennent de la nature, en particulier le soleil, le vent, l'eau et la terre (énergie géothermique). On distingue plusieurs types de sources renouvelables :

- **L'énergie solaire** : Elle se divise en deux grandes catégories à cycle court [44] : l'énergie solaire photovoltaïque et thermique. Nous aurons à faire, alors à des panneaux photovoltaïques et thermiques. Les premiers observent un accès dans les marchés, de plus en plus, important et des évolutions technico-économiques très avantageuses. Leurs usages s'étendent du domaine BT à celui HT. Les seconds représentent une alternative précieuse pour un usage nécessitant, généralement, une dimension industrielle complexe.
- **L'énergie éolienne** : Elle est créée par les mouvements de l'air dus aux différences de température et de pression. L'énergie cinétique du vent est transformée à celle mécanique, et en fin électrique [45]. Leurs contraintes majeures sont : la gêne acoustique, la forte intermittence et la maintenance dans des conditions de relief difficiles.
- **L'énergie hydraulique** : Elle correspond à la puissance générée par le mouvement de l'eau dans des centrales hydroélectriques ayant des turbines et des générateurs. L'eau est généralement stockée dans des réservoirs en altitude comme les barrages, créant ainsi une pression due à la différence de niveau [46]. Sa gravitation vers les turbogénérateurs sert à produire l'énergie électrique.
- **L'énergie biomasse** : C'est une forme d'énergie régénérable provenant des déchets organiques. Elle est renouvelable grâce aux cycles biologiques naturels. Le procédé de biométhanisation est parmi les plus anciens et sert à prévenir l'émissions de gaz à effet de serre [47].
- **L'énergie géothermique** : Elle provient de la chaleur stockée à l'intérieur de la terre. Les centrales géothermiques captent la vapeur ou l'eau chaude provenant des profondeurs de la terre et la transforment en énergie mécanique et ensuite en électricité.

3.6. CARACTERISTIQUES DES ENERGIES RENOUVELABLES

Les ERs sont, généralement, inépuisables et respectent l'environnement. Cependant, leur caractère intermittent est un inconvénient auquel des considérations techniques sont à prendre en compte.

3.7. INTEGRATION DES SOURCES D'ERs DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES

L'implémentation des ERs entraîne une profonde et rapide mutation des réseaux électriques. Leur utilisation comme sources primaires pour la génération électrique s'adaptent à des capacités de production allant de quelques kilowatts (Usage résidentiel) à des centaines de Mégawatts (Usage macrostructural). Pendant la dernière décennie, les capacités de production d'électricité à partir des

panneaux solaires et des sources éoliennes ont joué un rôle crucial dans le mix énergétique des réseaux électriques nationaux de nombreux pays. Cette transition a été opérée en surmontant des défis techniques et organiques [48]. Effectivement, l'intermittence des sources renouvelables, en particulier le solaire et l'éolien, constitue l'une des principales difficultés techniques qui gênent l'intégration massive de génération d'électricité provenant de ces sources dans le réseau électrique.

Actuellement, les recherches liées à l'intégration des sources renouvelables dans les réseaux électriques gagnent d'avantage d'intérêt. Les préoccupations relatives aux problèmes liés à la stabilité, à la protection et à la qualité de l'énergie ont été considérablement diminuées. La création des normes techniques favorise une intégration optimale des ERs dans les réseaux électriques [49, 50].

3.8. FLEXIBILITE DES SOURCES RENOUVELABLES

Elle représente leur pouvoir à rétablir la stabilité suite aux changements de conditions imprévues. Actuellement, elle est redéfinie, en particulier, suite dû à l'intermittence. Il est, alors, impératif que les différents composants de réseau adaptent leur fonctionnement de manière coordonnée et en temps réel afin de répondre favorablement aux modifications imprévues ou prévisibles [51, 52].

3.9. STOCKAGE

L'intermittence des ERs impose le stockage de l'énergie électrique à grande échelle comme garant à la fiabilité des réseaux électriques en leur conférant une grande flexibilité [53]. Il rétablit l'équilibre instantané entre la production et la demande d'électricité. De nombreuses technologies peuvent assurer un stockage volumineux de l'électricité à l'exemple de celle basée sur le concept des Stations de Transfert d'Énergie par Puissance (STEP) [54]. D'autres méthodes permettent de synchroniser des puissances plus élevées avec une autonomie acceptable (Stockage d'énergie à air comprimé et les batteries à flux) sont envisagées. Toutefois, le stockage électrochimique par batteries demeure l'un des moyens les plus adaptés dans ce domaine.

3.10. MODE D'UTILISATION DES SYSTEMES SOLAIRES

On relève trois modes d'utilisation des systèmes solaires [13, 55] :

- **Système autonome** : Il est capable de générer, stocker et distribuer de l'énergie électrique de façon autonome sans qu'il soit connecté au réseau principal. Généralement, Ils desservent des consommateurs éloignées et isolées du réseau.

- **Système raccordé au réseau :** Il désigne une installation électrique connecté au réseau électrique principal. Il permet l'échange bidirectionnel de l'énergie électrique entre l'installation et le réseau, en fonction des exigences et des capacités disponibles.
- **Systèmes de remplacement :** On cite les groupes électrogènes à combustible, les batteries de stockage, etc. Ils optimisent la fourniture électrique, diminuent les dépenses et améliorent la fiabilité. Ils sont employés où une seule source d'énergie n'est pas suffisante ou non fiable. Ils sont utilisés pour pallier aux coupures fréquentes de courant.

Le choix entre ces systèmes dépend des besoins des utilisateurs, de la disponibilité du réseau et les coûts.

3.10.1. Prévion de l'énergie solaire

L'intégration de l'énergie solaire à grande échelle dans un réseau électrique cause plusieurs difficultés. En effet, sa précise prévision pourrait minimiser les effets défavorables sur les réserves disponibles et assurer un fonctionnement optimal et fiable. Elle peut diminuer le coût lié à cette intégration. Alors, le champ d'étude devient très important. Une prévision plus efficace nécessite un outil informatique permettant de fixer les limites de pénétration intermittente des ERs d'où les critères suivants :

- Détermination du niveau minimal de charge des sources conventionnelles.
- Détermination du niveau de stockage de l'énergie produite par les sources renouvelables en fonction de leurs tailles et des contraintes liées au réseau.

Pour un court terme, les facteurs le plus importants pour les cas solaires sont : la position géographique, les conditions climatiques météorologiques (irradiation solaire/jour), la température ambiante, topographie, pente, ensoleillement, climat et situation géographique.

3.10.2. Irradiation solaire

C'est l'énergie solaire horaire issue du rayonnement incident par unité de surface [56]. Le rayonnement solaire transmet une énergie sur une distance soleil/ terre avoisinant 1360 W/m^2 [57]. Il est réduit en atmosphère à cause des processus d'absorption et de diffusion. Au niveau de la terre il serait entre 0 et 1000 W/m^2 (selon la zone géographique, les conditions météorologiques et l'ombrage). L'irradiation globale reçue sur une surface horizontale peut être décomposée en trois composantes dont les proportions et l'intensité varient en fonction du lieu, du moment de la journée

et de la saison (figure 3.16) [58] :

- Le rayonnement direct qui a fait un trajet dans l'atmosphère sans déviation géométrique, et correspond donc à la portion du rayonnement incident dans la direction d'éclairement du Soleil. Lorsque le rayonnement solaire est direct, l'irradiation solaire est plus forte.
- Le rayonnement diffus qui résulte des diffractions du rayonnement direct par les nuages et les particules atmosphériques. Cela signifie que l'irradiation solaire est diminuée.
- Le rayonnement réfléchi qui résulte de la réflexion du rayonnement par les surfaces proches.

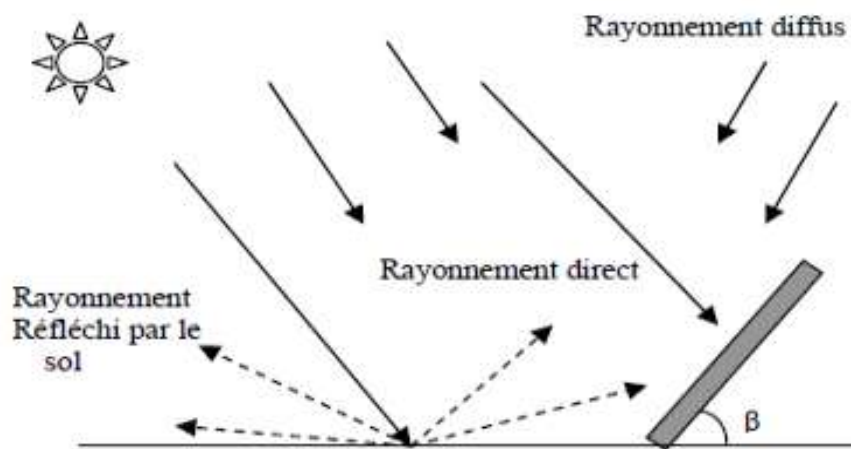


Figure 3.16 : Trois composantes du rayonnement solaire [58]

3.10.3. Prédiction de l'irradiation solaire

L'énergie solaire repose sur l'irradiation du soleil, qui peut être prise comme variable aléatoire ou probabiliste, ce qui engendre des problèmes dans la planification du système. Cependant, une estimation précise de l'irradiation solaire permet une planification efficace de la production solaire. Ces prévisions sont utilisées pour ajuster les réserves nécessaires et l'exécution de la répartition optimale de puissance. Les prévisions probabilistes sont incluses dans la gestion et l'optimisation du réseau électrique qui comprend les sources renouvelables, en permettant de passer du mode déterministe au mode stochastique, ce qui conduit à des solutions robustes. L'incertitude liée à l'énergie solaire découle des prévisions incertaines concernant l'irradiation solaire. Plus les prévisions présentent une grande fiabilité, plus les dépenses diminuent.

3.11. INTEGRATION DE L'ENERGIE SOLAIRE DANS LE RESEAU ALGERIEN

L'utilisation de l'énergie solaire représente une option à long terme pour la génération de l'électricité en Algérie. Malgré les grands efforts déployés, la progression est lente par rapport à l'immense potentiel des ERs disponible.

3.11.1. Situation géographique de l'Algérie

L'Algérie est le plus grand pays d'Afrique et de la Méditerranée avec une superficie de 2 381 741 km² et une population de 45,6 millions d'habitants, dont 86 % de superficie totale est Sahara. Le pays est situé au centre de l'Afrique du Nord (figure 3.17), entre les latitudes de 19° et 38° au nord et les longitudes de 8° Ouest et 12° Est [59, 60]. Il possède un climat fluctuant et se compose de trois types : méditerranéen au nord, semi-aride continental dans les hauts plateaux et désertique et aride dans le sud (Sahara).

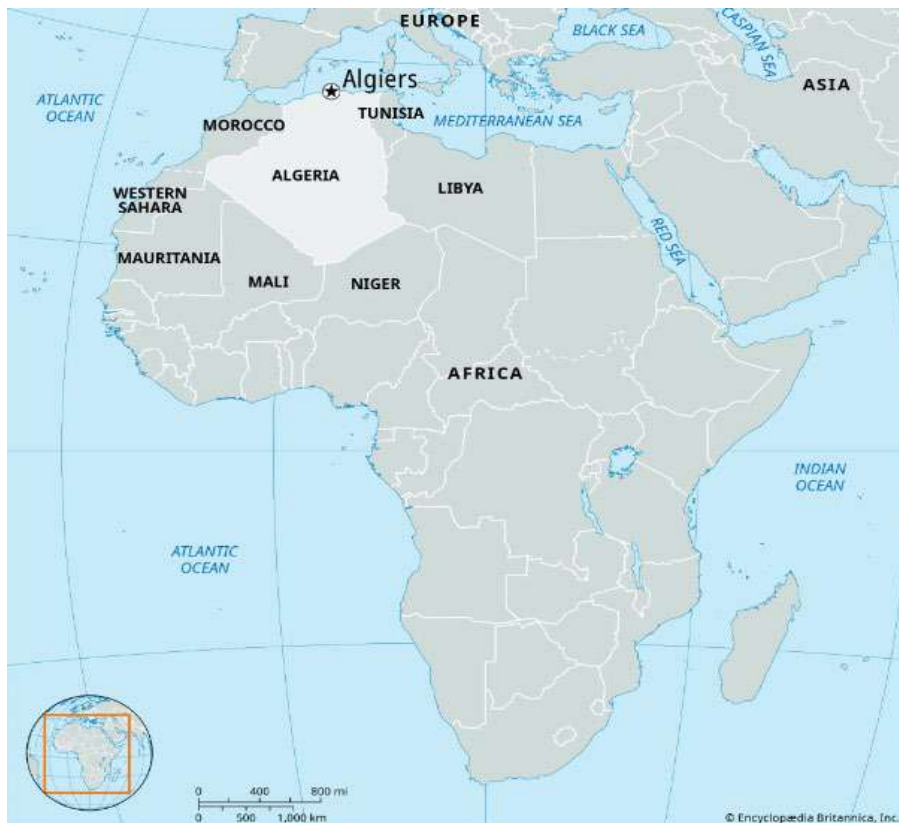


Figure 3.17 : Localisation géographique de l'Algérie [61]

3.11.2. Potentiel solaire en Algérie

En raison de sa localisation géographique, l'Algérie détient un des plus grands gisements solaires du monde (figure 3.18). La durée moyenne d'ensoleillement au Sahara algérien est de 4500 heures. Ce potentiel peut servir de facteur significatif pour le développement durable du pays. Il représente 169.44 Twh/an, soit 5000 fois la consommation d'électricité en Algérie [4, 62]. Le pays bénéficie d'une exposition solaire annuelle de 2500 kWh/m² et d'un ensoleillement qui dépasse 2000 heures par an dans tout le pays, et pouvant atteindre 3900 heures dans les hauts plateaux ainsi que le Sahara [3].

La quantité d'énergie solaire reçue quotidiennement sur une surface horizontale d'un mètre carré varie de 5,1 KWh au Nord à 6.6 KWh au Grand Sud (figure 3.19). Par conséquent, la quantité d'énergie solaire écoulee du disque solaire jusqu'à la surface de la terre varie entre 5.5 KWh/m² et 7.5 KWh/m² par jour.

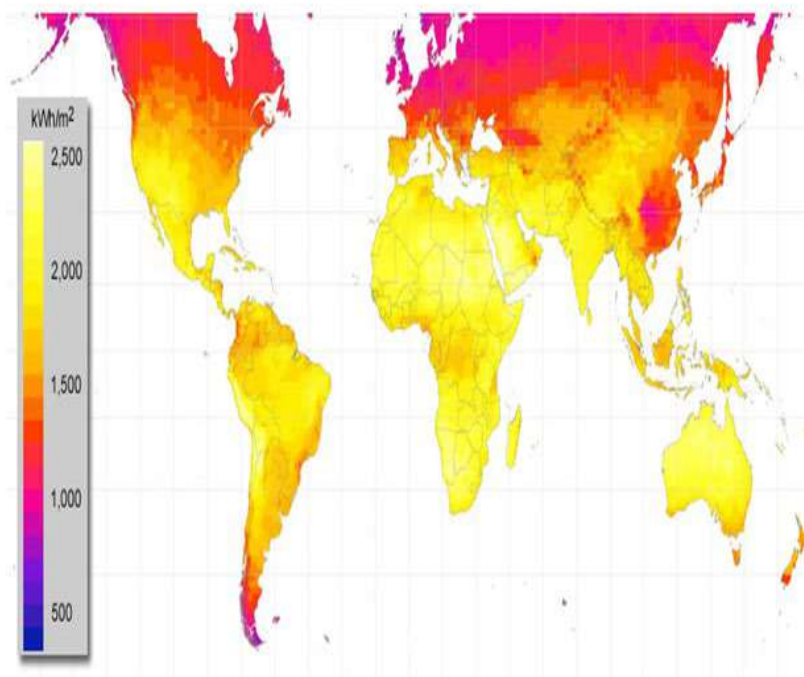


Figure 3.18 : Irradiation solaire directe annuelle (kWh/m²) dans le monde [63]

3.11.3. Potentiel solaire du Sahara

Il se caractérise par des conditions intéressantes d'ensoleillement en occupant environ 86% de la superficie totale avec une démographie moins de 10 % et faible pluviométrie (moins de 200

mm/an). La luminosité est forte et peu variable (ensoleillement moyen annuel 3500 heures [3]).

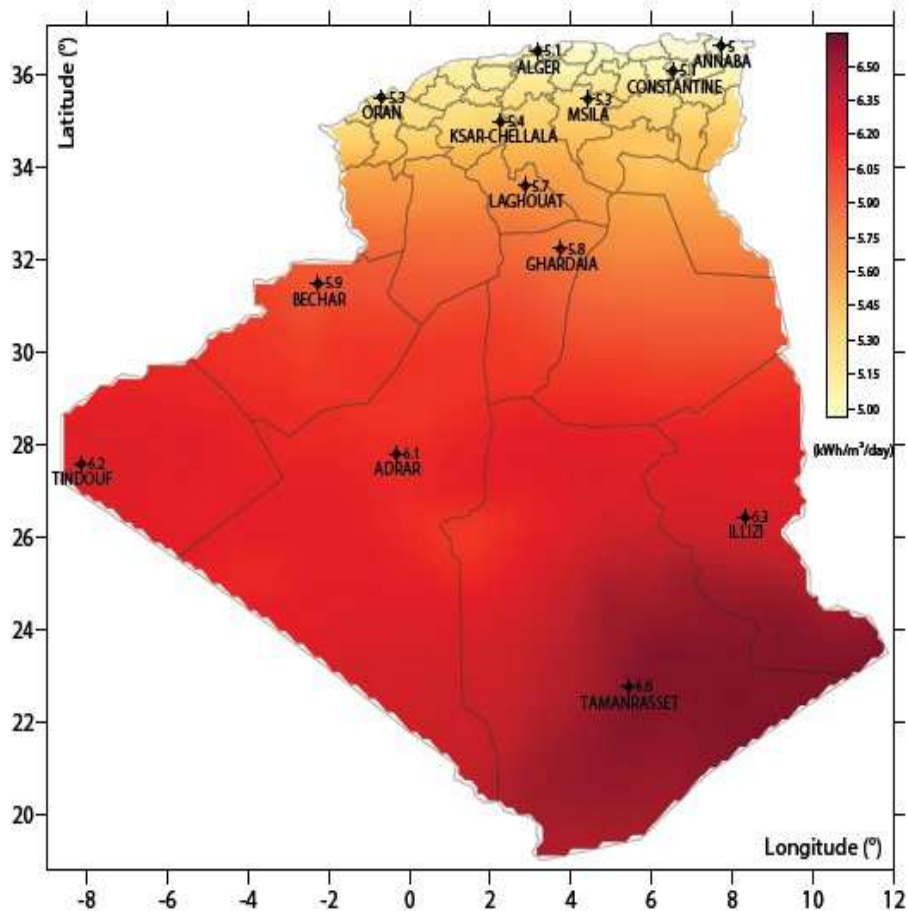


Figure 3.19 : Potentiel d'énergie solaire en Algérie (KWh/m²) [41, 64]

Cette région a un ensoleillement supérieur à 15 heures/jour en période estivale et à 12 heures/jour en saison hivernale. Elle est capable de produire 162 TWh d'électricité [65]. La quantité de puissance reçue par jour peut atteindre 7 kWh/m². L'apport annuel d'énergie solaire est d'environ 2650 kWh/m² [66]. A cet effet, le Sahara est une source majeure d'approvisionnement en énergie propre dans le futur.

3.12. DESCRIPTION DES VARIANTES PROPOSEES

Le flux énergétique Algérien s'effectue majoritairement du Nord vers le Sud. Mais cette question doit être revue, surtout avec le grand potentiel solaire de la région du Sahara. Une réorientation des flux électriques avec l'installation de grandes mégastructures solaires au Sahara est urgente.

Il est important de sélectionner l'emplacement approprié pour l'implantation des mégastructures

solaires. Cela permettra la génération d'importante d'énergie qui offrira de nombreux avantages, notamment en termes de coût. Un site adéquat alors considère divers éléments tels que l'irradiation solaire, la température ambiante, l'éclairement et la topographie, etc.

Deux variantes sont proposées en tenant compte des facteurs mentionnés précédemment avec l'utilisation de liaisons à courant continu haute tension (HVDC) pour le transport de l'énergie électrique. Il serait permis un transport sur de longues distances avec des pertes de transport minimales. Chaque mégastructure est constituée de centaines de millions de panneaux solaires.

La figure 3.20 illustre des informations relatives aux précipitations et aux températures mensuelles extrémales des villes choisies [67]. Le tableau 3.1 montre les coordonnées géographiques, les températures mensuelles extrémales des sites sélectionnés durant le mois de décembre et le mois de juillet. Ces villes sont caractérisées par un climat désertique sec, des températures hautes en été et modérées en hiver avec faible pluviométrie. On peut les considérées comme un emplacement convenable pour exploiter comme source solaire primaire. Néanmoins, l'inconvénient de la haute température demeure une préoccupation technique mais sans pour autant hypothéquer des choix stratégiques pouvant se passer de certains objectifs de rendement systémique.

Tableau 3.1 : Coordonnées géographiques et températures des sites sélectionnés [27, 68, 69]

Site	Latitude (°)	Longitude (°)	Altitude (m)	Température minimale (C°)		Température maximale (C°)	
				(Décembre)	(Juillet)	(Décembre)	(Juillet)
Ouargla	31.93	5.40	144	5.90	28.10	19.80	44.00
Adrar	27.82	-0.18	279	7.30	29.60	22.10	46.40
Tindouf	27.70	-8.17	443	8.60	27.10	21.50	44.20
Illizi	26.50	8.42	558	6.90	26.70	21.90	41.60
Tamanrasset	22.80	5.43	1362	7.40	23.20	21.90	35.50
Ghardaia	32.40	3.80	468	7.30	28.40	17.60	41.50

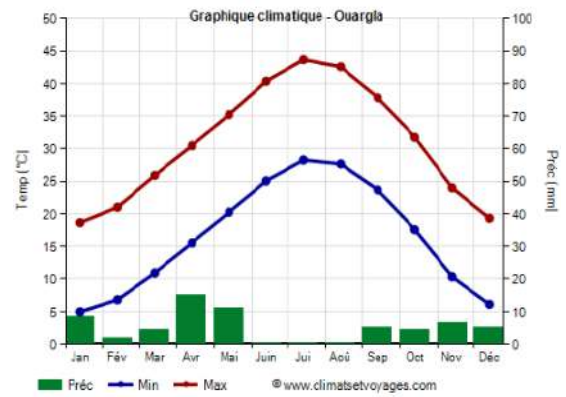
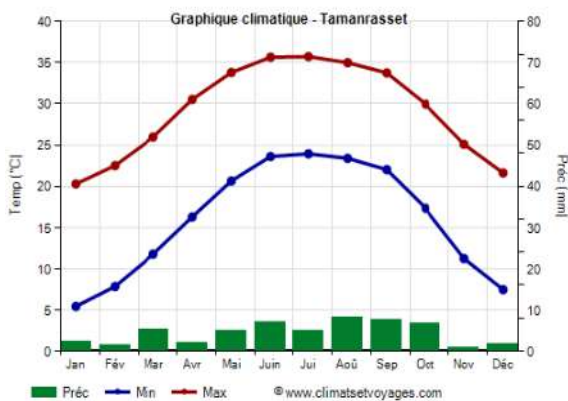
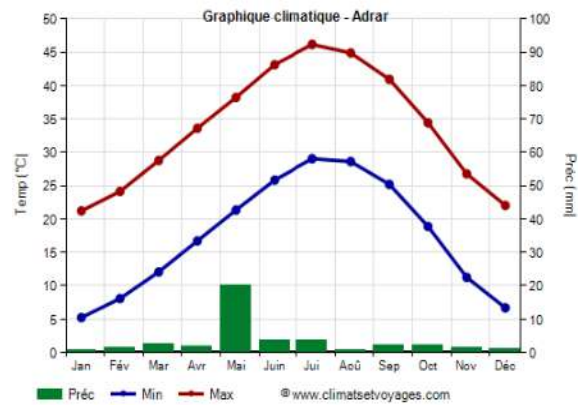
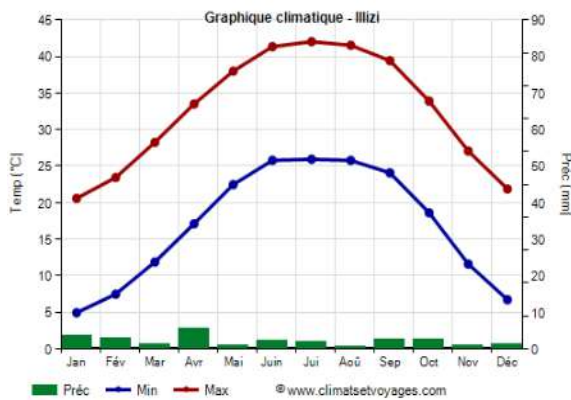
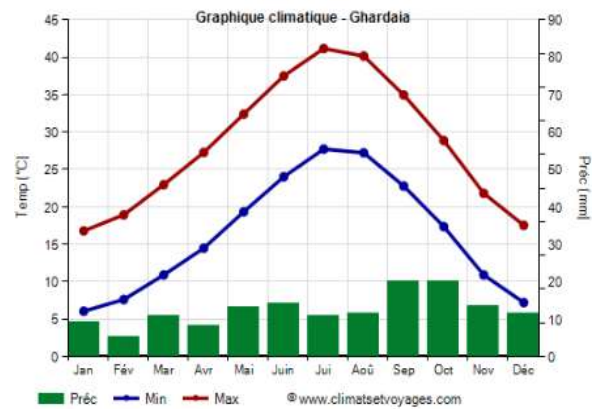
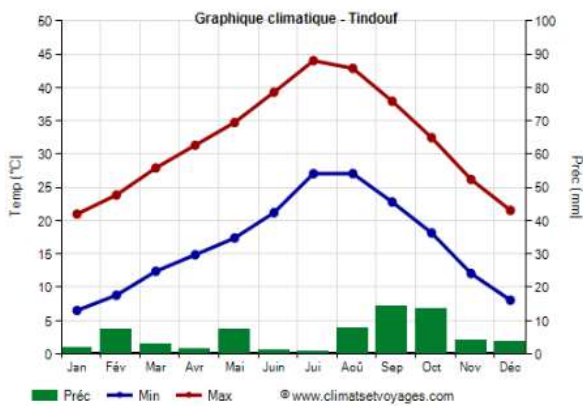


Figure 3.20: Données climatologiques : Tindouf, Illizi, Tamanrasset, Ouargla, Adrar et Ghardaia

• **Première variante :** La première variante consiste à intégrer trois mégastructures solaires PVs dans trois villes de l'est à l'ouest du Sahara. Les trois villes sont Illizi, Tamanrasset et Tindouf, comme le montre la figure 3.21 (a). En Algérie, le minimum de rayonnement solaire est atteint au lever du soleil à Illizi dans l'est du pays, vers 05:30 h en été et 06:30 h en hiver, et au coucher du soleil à Tindouf dans l'ouest du pays, vers 20:30 h en été et 19:30 h en hiver. La distance entre ces deux villes, qui est de 1800 kilomètres, on peut profiter rayonnement prolongé qui peut atteindre 16 heures par jour. La coordination de la production depuis le lever du soleil à Illizi jusqu'au coucher du soleil à Tindouf est considérée comme une opportunité parfaite pour produire l'énergie solaire PV à plus grande échelle. Ces deux villes bénéficient d'un climat estival modéré en raison de l'influence des vents de l'ouest de l'océan Atlantique, ce qui offre des conditions idéales pour réaliser des panneaux PVs.

• **Deuxième variante :** La deuxième variante proposée consiste à intégrer trois mégastructures CSPs dans trois villes de la région centre du Sahara. Dans cette région, la température peut atteindre 65°C. A titre d'exemple, à Ouargla, le record de chaleur a atteint 53°C le lundi 13 août 1984, tandis que le record de froid a atteint -3°C le mardi 16 janvier 2001 [70]. Les trois villes sont Ouargla, Ghardaïa et Adrar, comme le montre la figure 3.21 (b).

Ces deux variantes combinent les bénéfices de l'énergie solaire et conventionnelle afin de satisfaire les besoins en électricité de la manière suivante :

- Production de l'électricité à partir des mégastructures solaires pendant la journée.
- Utiliser les sources conventionnelles dans le nord, pour fournir de l'électricité durant la nuit.
- Employer des systèmes de contrôle afin de garantir une distribution efficace et équilibrée.
- Assurer une maintenance régulière et une surveillance continue du système électrique afin d'assurer des performances optimales.

La situation du réseau algérien pendant durant la nuit n'est pas limitée, car le pic de consommation durant la journée est environ 18 GW sur les 25 GW installés. En outre, la consommation minimale d'énergie électrique est limitée entre 12 et 13 GW sur les 25 GW installés. La consommation électrique durant la nuit dans la région du Sahara est toujours très faible ou proche de zéro, du fait de la faible densité démographique dans cette région.

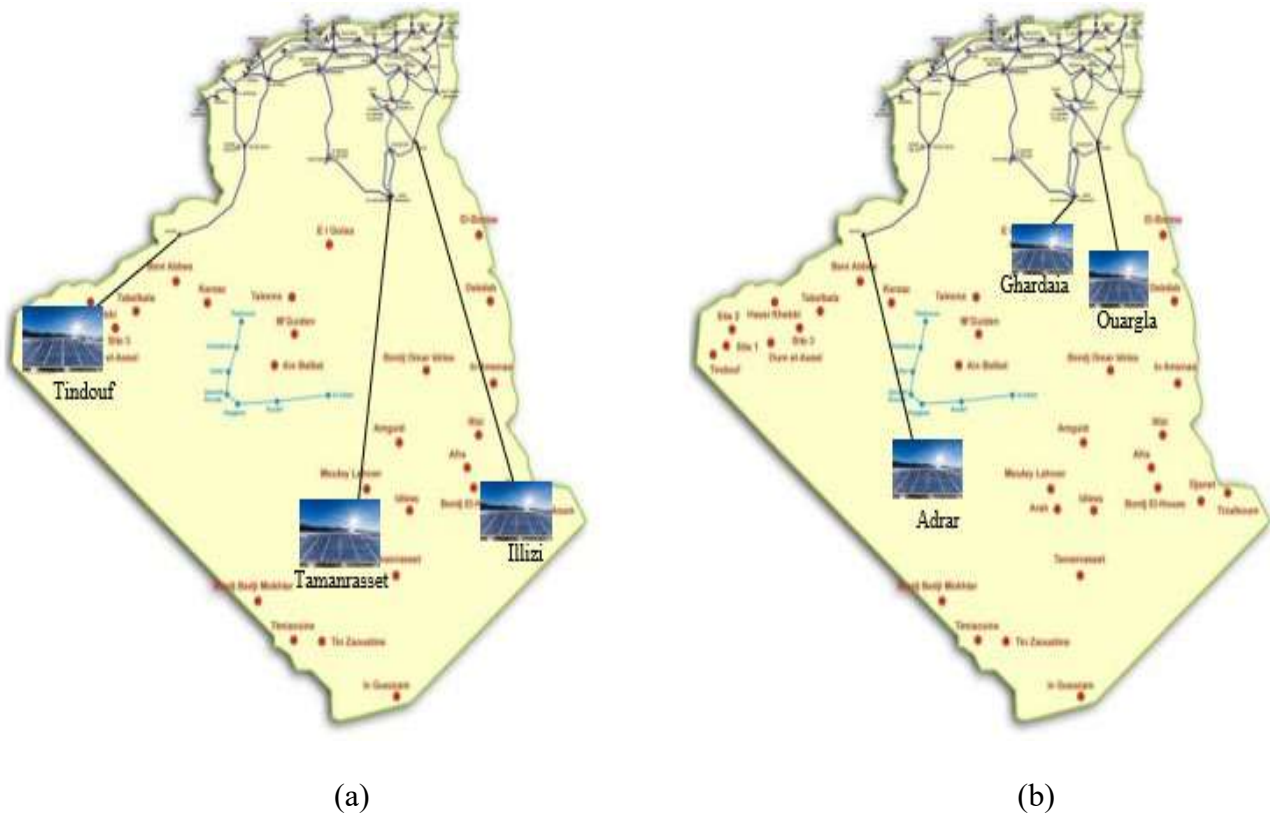


Figure 3.21 : Intégration des mégastructures au Sahara [27]

3.13. OPPORTUNITÉS

Ci-dessous, nous exposons les principales perspectives que l'Algérie pourrait tirer de l'intégration des mégastructures au Sahara.

- **Réduction de la consommation de combustibles fossiles** : Les deux variantes proposées contribuent principalement à réduire la consommation de gaz naturel sans épuiser les sources de combustibles fossiles disponibles.
- **Soutenir le développement des infrastructures** : L'implantation des mégastructures solaires au Sahara Algérien, peut établir un réseau énergétique robuste et fiable. Un tel développement des infrastructures peut entraîner une amélioration de la fourniture d'énergie aux zones éloignées, ce qui favorise le développement régional et le développement économique global.
- **Développement socio-économique au Sahara** : L'implantation de mégastructures solaires au Sahara algérien peut entraîner un développement socio-économique considérable, transformant la

région en un centre dynamique d'activité économique. Cela contribue à une disponibilité énergétique et à une amélioration du bien-être.

- **Réduction des émissions** : L'intégration des mégastructures solaires au Sahara algérien joue un rôle essentiel pour réduire les émissions et le réchauffement climatique.
- **Sécurité du système électrique Algérien** : La région du Sahara présente une demande d'électricité extrêmement faible ou presque nulle pendant la nuit en raison de sa faible densité démographique et de son tissu industriel. Ce qui assure la sécurité du système énergétique, notamment en matière de stockage.
- **Exportation de l'énergie solaire** : L'Algérie est un grand exportateur des hydrocarbures. Il serait bien indiqué qu'elle développe son gisement solaire pour des objectifs d'exportation d'énergie électrique vers l'Afrique et à travers la mer Méditerranée. Les renversements saisonniers diffèrent entre l'Afrique et l'Europe ce qui offre une gestion souple et efficace des éventuelles exportations d'énergie électrique. D'autre part, les températures hivernales en Algérie sont modérées ce qui conduit à une faible consommation d'électricité. Ainsi, le surplus de production peut se diriger vers les pays d'Europe, où la demande est accrue du fait du froid.

3.14. CONCLUSION

Ce chapitre présente un aperçu global sur la constitution des réseaux électriques et leur mutation d'une configuration classique vers une autre plus avancée qui favoriserait la prise en compte des ERs.

Une contribution à l'étude du RIN représentant une situation pendant la décennie des années 2010 a été avancée. Une validation basée sur deux méthodes d'écoulement de puissance a été établie pour les réseaux identifiés des régions ouest et centre. Leurs profils de tensions sont satisfaisants et dans les limites tolérables des normes [IEEE et IEC]. Ces parties du réseau national seront, désormais aptes, à être adoptées pour des fins d'optimisation.

Le Sahara Algérien est l'une des régions les plus ensoleillées au monde avec un potentiel solaire très intéressant pour une utilisation interne et outre frontières. Une réorientation optimale du flux d'énergie électrique du réseau algérien du sud vers le nord ou vers l'extrême sud avec une intégration des mégastructures solaires serait une opportunité à importances multiples.

CHAPITRE 4

OPF PAR LES METHODES METAHEURISTIQUES

4.1. INTRODUCTION

Aujourd'hui, les systèmes électriques deviennent de plus en plus complexes en raison de plusieurs facteurs, y compris l'augmentation de leur taille et la croissance de la demande en énergie électrique. L'un des principaux défis majeurs des systèmes électriques consiste à déterminer un point de fonctionnement permettant de réduire les coûts tout en respectant les contraintes techniques et opérationnelles du réseau. Les considérations susmentionnées soulignent l'importance d'adopter un outil d'optimisation approprié et fiable, capable de concilier les exigences de sécurité et les aspects économiques d'un système électrique [71], qui est connu sous le nom d'Écoulement de Puissance Optimal « Optimal Power Flow (OPF) ». L'OPF consiste à réduire les coûts d'exploitation, à déterminer la planification optimale d'un système, de maximiser la fiabilité des systèmes électriques tout en respectant les contraintes techniques et en réduisant l'impact environnemental (émission des gaz comme le dioxyde de carbone (CO_2), le dioxyde de soufre (SO_x) et d'oxyde de nitrogène (NO_x)) [72,73]. Dans ce contexte, l'utilisation de méthodes métaheuristiques constitue une approche performante, capable de surmonter les limitations des méthodes traditionnelles en explorant efficacement l'espace des solutions optimales.

Ce chapitre présente une brève synthèse bibliographique de la littérature sur l'OPF, la formulation mathématique du problème de l'OPF, ainsi qu'un aperçu des méthodes de sa résolution. Deux méthodes métaheuristiques les plus répandues, à savoir PSO et AG, seront détaillées, avec leurs applications sur deux réseaux électriques standards dans la résolution de l'OPF, dans lequel on s'intéresse spécifiquement sur l'influence du choix de la fonction de coût dans le processus d'optimisation. On a examiné deux fonctions de coût, l'une quadratique et l'autre cubique, pour mesurer leur impact sur la diminution des coûts et des émissions.

4.2. SYNTHÈSE BIBLIOGRAPHIQUE SUR L'OPF

L'écoulement de puissance optimal (OPF) joue un rôle très important dans la régulation et la gestion opérationnelle efficace du réseau électrique. L'objectif principal est de découvrir la région opérationnelle du réseau électrique en optimisant un objectif spécifique tout en respectant les contraintes d'égalité et d'inégalité. Il a été introduit pour la première fois par Carpentier en 1962 [74]. Bien qu'il ait été créé il y a plus d'un demi-siècle, l'OPF reste l'un des plus importants sujets de recherche dans le domaine des systèmes électriques dans le monde entier. Le problème OPF est considéré comme un problème de programmation mathématique complexe.

L'OPF peut être formulé comme un problème à objectif unique ou multiple, visant principalement à minimiser le coût du carburant, les émissions, les écarts de tension, les pertes de puissance active dans les lignes de transmission, etc., tout en respectant des contraintes fonctionnelles du système électrique et l'équilibre du flux de puissance. Le programme OPF consiste à déterminer les variables de contrôle optimales, notamment les puissances actives générées, les tensions de sortie des générateurs, les réglages des prises du transformateur et les puissances réactives des compensateurs. En résumé, l'OPF implique de multiples calculs avec diverses variables, visant à trouver des solutions optimales tout en satisfaisant toutes les contraintes imposées. De nombreuses méthodes ont été développées pour résoudre le problème de l'OPF, telles que la programmation linéaire (PL) [75], la programmation non linéaire (PNL) [76], la programmation quadratique (PQ) [77], le point intérieur (PI) [78]. Les références [79] et [80] présentent un aperçu détaillé des différentes techniques classiques utilisées pour résoudre le problème de l'OPF. Le principal inconvénient de ces méthodes d'optimisation est qu'elles sont souvent piégées dans des optimaux locaux, en raison de la recherche basée sur le gradient qu'elles utilisent. Elles manquent de flexibilité face aux systèmes réels. Chaque méthode est adaptée à une formulation spécifique du problème en fonction de ses objectifs et ses contraintes. Elles rencontrent également une énorme difficulté lorsqu'il s'agit de résoudre des problèmes incertains et stochastiques, tels que l'OPF avec insertion des sources renouvelables. Pour surmonter les limitations mentionnées ci-dessus, plusieurs techniques d'optimisation intelligente ont été introduites dans le domaine de l'optimisation au cours des deux dernières décennies.

Les techniques de recherche métaheuristiques peuvent explorer efficacement l'espace de recherche pour identifier l'optimal global. Elles s'inspirent de plusieurs concepts tels que l'évolution, l'essaim, la biologie et la physique.

[81-83] fournissent un aperçu détaillé des différentes techniques métaheuristiques utilisées pour résoudre le problème de l'OPF. L'algorithme génétique (AG) [84] est parmi les premières méthodes stochastiques proposé pour résoudre ce problème. De plus, l'algorithme de recherche tabou (RT) [85], l'algorithme de recuit simulé (RS) [86] et l'algorithme de colonies de fourmis (CF) [87] ont également été utilisés dans la recherche de solutions de l'OPF. L'algorithme de l'optimisation par essaim de particules (PSO) [88], l'algorithme de colonie d'abeilles artificielles (CAA) [89] et l'algorithme de recherche d'harmonie (RH) [90] ont également été appliqués dans la résolution de ce problème. L'algorithme de collision de corps (CC) [91], l'algorithme d'optimisation de l'essaim

de vers luisants (OEVL) [92], l'algorithme du troupeau de krill (TK) [93] et l'algorithme basé sur l'enseignement-apprentissage (EA) [94] ont également été proposés pour résoudre ce problème comme il est indiqué dans les articles respectifs. Dans [95], une amélioration de l'algorithme de base de colonie d'abeilles artificielles (CAA) basée sur l'apprentissage orthogonal, a été proposée pour étudier l'OPF. Un algorithme d'optimisation de recherche de retour en arrière (RRA) a été appliqué dans [96] pour effectuer le calcul de l'OPF en tenant compte de l'effet de point de soupape et les options multi-combustibles dans les générateurs thermiques. Un algorithme de recherche de colonie de fourmis (CF) a été utilisé dans la référence [97] pour évaluer la réduction de la charge en tenant compte le critère de marge de stabilité de la tension. De plus, un algorithme d'optimisation améliorée des corps en collision (OACC) [98] a été appliqué pour traiter une variété de cas de l'OPF impliquant des fonctions objectif complexes avec des contraintes de sécurité aux différents systèmes électriques. Un algorithme d'optimisation de chauve-souris (CS) a été suggéré dans [99] pour minimiser de l'écart de tension. Un algorithme de fourmi-lion (FL) a été proposé dans [100] pour analyser diverses études de cas de l'OPF sur le système électrique algérien, en tenant compte des compensateurs statiques pour améliorer le profil de tension.

De plus, certains travaux ont envisagé la combinaison de deux ou plusieurs techniques afin de modifier les inconvénients des méthodes susmentionnées. Dans [101], une combinaison de l'algorithme de colonie d'abeilles (CA) et l'algorithme génétique (AG) a été proposée pour résoudre l'OPF. Une évolution différentielle de direction des fourmis évolutives génétiques (EDDFEG) a été suggérée dans [102] pour résoudre l'OPF avec une fonction de coût non lisse. Dans [103], une méthode de programmation quadratique séquentielle (PQS) combinée à un algorithme d'évolution différentielle (ED) a été appliquée pour résoudre le problème de l'OPF. Une hybridation entre l'algorithme de compétition impérialiste modifié (CIM) et l'algorithme d'apprentissage par enseignement (AP) a été appliquée dans [104] pour améliorer la recherche locale et la convergence dans la recherche de solutions de l'OPF.

Le problème de l'OPF est souvent résolu pour de nombreuses formulations avec des objectifs différents. Dans ce contexte, des formulations multi-objectif sont également disponibles dans la littérature. Un Jaya modifié quasi-oppositionnel (JMQO) a été suggéré dans [105] et appliqué au problème OPF multi-objectif. Dans [106] et [107], un algorithme d'optimisation de recherche de groupe adaptatif (ORGA) et un algorithme de recherche différentielle (RD) ont été proposés avec différents types de fonctions mono-objectif et à multi-objectif sur des systèmes électriques.

Les références ci-dessus ont effectué un processus d'optimisation avec deux ou plusieurs objectifs sur divers systèmes électriques, mais elles se concentraient uniquement sur l'OPF dans des réseaux électriques composés de générateurs thermiques.

De nos jours, on se préoccupe de plus en plus des impacts environnementaux nocifs liés à la génération d'électricité par les unités thermiques. En plus de ses impacts sur la santé humaine, la pollution de l'air peut entraîner diverses conséquences environnementales telles que les pluies acides, l'appauvrissement de la couche d'ozone et le réchauffement climatique. Par ailleurs, dans les systèmes électriques, les coûts de fonctionnement et les émissions entrent en conflit avec les objectifs. En fait, la prise en compte simultanée des coûts et des émissions est l'un des problèmes les plus difficiles dans les systèmes électriques.

Dans [108], une technique de programmation linéaire successive (PLS) a été appliquée pour résoudre le problème de répartition de puissance environnemental et économique sur le système électrique algérien à 59 nœuds, dans le but de minimiser simultanément le coût de production et les émissions. Une hybridation entre PSO et une recherche gravitationnelle (RV) a été proposée dans [109] pour traiter la répartition économique et environnementale en tenant compte des certaines contraintes telles que le taux de rampe, le point de soupape et les zones de fonctionnement interdites. Un algorithme de colonie d'abeilles artificielles (CAA) a été proposé dans [110] pour résoudre le problème OPF multi-objectif sur plusieurs systèmes électriques, où dans ce travail, plusieurs objectifs ont été pris en compte tels que la minimisation du coût de production, la minimisation des pertes actives et la réduction des émissions. Dans [111], un algorithme d'évolution différentielle auto-adaptative améliorée avec croisement mixte (EDAA-CM), a été appliqué pour résoudre le problème de l'OPF à objectifs multiples, où dans ce travail, le coût, l'émission et les pertes ont été pris en compte.

Comme indiqué précédemment, les références mentionnées ci-dessus ne considèrent que les unités de production conventionnelles. Dernièrement, de nombreuses études et recherches scientifiques concernant l'OPF en incluant des ressources renouvelables fait leur apparition.

Dans [112], le problème de l'OPF a été résolu avec intégration des sources thermiques, solaires et éoliennes avec des batteries. L'algorithme génétique (AG) et la méthode d'estimation en deux points (MEDP) ont été appliqués pour la résolution. Un modèle de planification de l'énergie d'un système hybride solaire photovoltaïque-diesel-batterie a été présenté dans [113]. L'objectif est de

répondre complètement à la demande de charge tout en satisfaisant les contraintes du système. Dans [114-116], le problème OPF a été étudié avec intégration des générateurs d'énergie renouvelable dans un système électrique. Le modèle de prévision a été bien conçu pour signaler les sorties des générateurs d'énergie renouvelable avec différentes des fonctions de distribution. Les résultats ont montré clairement l'efficacité de des algorithmes proposés, mais, malheureusement, ils n'ont été appliqués que sur un système de test de taille moyenne, IEEE 30. Dans [117], l'algorithme d'optimisation d'essaim de particules évolutives (PSOE) a été utilisé pour résoudre le problème OPF dans un système d'énergie éolienne-thermique. De plus, le modèle proposé basé sur l'algorithme PSOE a été évalué uniquement sur un système IEEE 30 modifié. Dans [118], l'algorithme d'essaim de papillons de nuit (EPN) a été proposé pour résoudre le problème OPF d'un système électrique avec intégration de sources éoliens. Le modèle est bien présenté et les résultats ont été discutés, mais uniquement pour le système IEEE 30 dans lequel les résultats du système de test à grande échelle IEEE 118 n'ont pas été discutés. Dans [119], un nouvel algorithme d'optimisation hybride entre PSO et algorithme de RG a été proposé pour résoudre l'OPF avec intégration des générateurs renouvelables. De même, l'algorithme proposé n'a pas été examiné sur un système électrique réel ou un système de grande taille.

4.3. FORMULATION MATHÉMATIQUE DE L'OPF

L'OPF est un problème d'optimisation qui vise à réduire la fonction objectif tout en respectant les contraintes et les limites techniques des variables de contrôle. Il a pour fonction d'adapter les variables de contrôle afin d'atteindre un objectif, tout en respectant les équations de l'EP du réseau. Les contraintes comprennent les normes physiques qui contrôlent le fonctionnement du système.

En générale, l'OPF est présenté comme suit [120-121] :

$$\text{Minimiser : } f(x, u) \quad (3.1)$$

Sous les contraintes :

$$g_i(x, u) = 0, \quad i=1,2,3,\dots,m \quad (3.2)$$

$$h_i(x, u) \leq 0, \quad i=1,2,3,\dots,p \quad (3.3)$$

$$u^{\min} \leq u \leq u^{\max} \quad (3.4)$$

Où $f(x, u)$, $g_i(x, u)$ et $h_i(x, u)$ présentent la fonction objectif à minimiser, les contraintes

d'égalités, et les contraintes d'inégalités, respectivement. x et u présentent le vecteur des variables d'état et le vecteur des variables de contrôle, respectivement. m et p sont les nombres des contraintes d'égalité et d'inégalité, respectivement.

- **Variables de contrôle**

Les variables de contrôle sont les variables susceptibles d'être modifiées afin d'optimiser la fonction objectif et tout en respectant les contraintes. Ces variables peuvent comprendre les puissances générées, les tensions aux jeux de barres de générateurs, les régleurs de charge des transformateurs, et les puissances réactives générées par les compensateurs shunt.

- **Variables dépendantes**

Les variables dépendantes sont les variables qui dépendent des variables de contrôle qui ne sont pas directement contrôlés dans le processus d'optimisation. Ces variables peuvent comprendre les modules des jeux de barres de charge et les angles de phases liés aux tensions des jeux de barres sauf le jeu de barres de référence. Les variables de contrôle et les variables d'état déterminent entièrement l'état du fonctionnement des systèmes électriques.

4.3.1. Contraintes d'égalités

Les contraintes d'égalités illustrent les équations non linéaires de la transmission de puissance dans chaque branche, où le total des puissances actives et réactives injectées dans chaque jeu de barres est nul. Les équations suivantes décrivent cet équilibre énergétique :

$$\Delta P_i = 0 = \sum_{j=1}^n |V_j| |V_i| (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) - P_{Gi} + P_{Di} \quad (4.5)$$

$$\Delta Q_i = 0 = \sum_{j=1}^n |V_j| |V_i| (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) - Q_{Gi} + Q_{Di} \quad (4.6)$$

Par conséquent, P_{Gi} et Q_{Gi} sont les puissances actives et réactives générées, tandis que P_{Di} et Q_{Di} sont les puissances actives et réactives demandées.

4.3.2. Contraintes d'inégalités

Ces contraintes illustrent les limites opérationnelles et de sécurité du système. Elles sont décrites ci-dessous :

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max}, \quad i=1, \dots, N_G \quad (4.7)$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max}, \quad i=1, \dots, N_G \quad (4.8)$$

$$V_{Gi}^{min} \leq V_{Gi} \leq V_{Gi}^{max} \quad i=1, \dots, N_G \quad (4.9)$$

$$V_{Li}^{min} \leq V_{Li} \leq V_{Li}^{max}, \quad i \in N_L \quad (4.10)$$

$$Q_{Ci}^{min} \leq Q_{Ci} \leq Q_{Ci}^{max}, \quad i \in N_C \quad (4.11)$$

$$T_i^{min} \leq T_i \leq T_i^{max}, \quad i \in N_T \quad (4.12)$$

$$S_{ik} \leq S_i^{max}, \quad i \in N_{TL} \quad (4.13)$$

Les équations (4.7) à (4.8) représentent les limites de production d'énergie active et réactive des générateurs. L'équation (4.9) présente la contrainte sur la tension des nœuds de générateurs, tandis que l'équation (4.10) définit les limites de tension imposées aux nœuds de charge avec N_L étant le nombre de nœuds de charge. L'équation (4.11) définit les capacités de puissance réactive des sources d'énergie réactive shunt. Les contraintes de sécurité du transformateur à changement de prise et les contraintes de capacité de ligne sont données respectivement par les équations (4.12) et (4.13). N_T et N_{TL} représentent le nombre de transformateurs et le nombre de lignes du réseau électrique.

4.3.3. Fonctions objectif

A. Minimisation de coût

L'aspect économique des systèmes électriques est un des défis majeurs. Les générateurs à combustibles distincts ont différents coûts pour produire la même puissance demandée. Il est essentiel de comprendre que le générateur le plus performant du système ne serait pas forcément celui qui génère l'électricité au prix le plus bas possible, et qu'un générateur le plus économique n'est pas nécessairement le plus rentable. Effectivement, une distance excessive entre le générateur et les centres de consommation provoque des pertes significatives pendant la transmission, diminuant considérablement sa rentabilité, et le rend peu économique.

Pour un système électrique comportant N_G unités de production, le coût total du combustible est égal à la somme des coûts élémentaires du combustible des différentes unités :

$$C_{tot} = \sum_{i=1}^{N_G} (C_i(P_{Gi}))$$

P_{Gi} : La puissance active produite par le générateur i .

C_{tot} : Fonction de coût total de production.

$C_i(P_{Gi})$: Le coût de production du i^{me} générateur.

N_G : Le nombre des générateurs de production.

Généralement, le problème OPF est présenté avec une fonction de coût quadratique de la forme polynômiale du deuxième ordre. L'OPF peut être améliorée par l'utilisation de fonctions de coût de génération d'ordre supérieur. La fonction de coût cubique de la forme polynômiale du troisième ordre peut afficher avec plus de précision la réponse réelle de l'unité thermique.

- **Fonction de coût quadratique** : Cette fonction peut être exprimée par :

$$C_{tot} = \sum_{i=1}^{N_G} (\alpha_i + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i P_{Gi}^2) \quad (4.14)$$

Où α_i , β_i et γ_i sont les coefficients de la fonction de coût de chaque générateur i .

- **Fonction de coût cubique** : Cette fonction peut être exprimée par :

$$C_{tot} = \sum_{i=1}^{N_G} (\alpha_i + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i P_{Gi}^2 + \delta_i P_{Gi}^3) \quad (4.15)$$

Où α_i , β_i , γ_i , et δ_i sont les coefficients de la fonction de coût de chaque générateur i ,

B. Minimisation des émissions de gaz

Les générateurs thermiques sont les plus couramment utilisés à travers le monde, offrant des coûts de génération bas, mais conduit à un dégagement d'une quantité considérable de gaz nocifs dans l'atmosphère, comme, dioxyde de carbone (CO₂), le dioxyde de soufre (SO_x) et d'oxyde de nitrogène (NO_x). Aujourd'hui, on se préoccupe de plus en plus des effets négatifs de l'environnement susceptibles d'avoir un impact significatif sur la santé des individus [122]. En particulier, la pollution de l'air peut engendrer divers impacts sur l'environnement comme les précipitations acides, la dégradation du manteau d'ozone, ainsi que le réchauffement climatique.

En raison des conséquences néfastes de ces gaz nocifs, il est possible de prendre en considération le problème d'émission de ces gaz dans l'OPF. La fonction objectif à minimiser désigne la quantité totale des émissions d'un système électrique.

En termes mathématiques, différents modèles peuvent être utilisés pour décrire l'émission (E) des gaz en fonction de la complexité du comportement du gaz [123,124, 125].

La fonction d'émission peut être approchée par une équation quadratique et qui prend la même forme que la fonction quadratique du coût de carburant :

$$E = \sum_{i=1}^{N_G} (a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2) \quad (4.16)$$

Où, a_i, b_i, c_i sont les coefficients de la fonction d'émission de chaque générateur i .

Cette forme polynomiale du second ordre est couramment employé dans la littérature, mais la fonction d'émission peut être également exprimée comme une fonction qui comprend deux termes, un terme polynomial et un terme exponentiel. La fonction d'émission totale (E) est exprimée par :

$$E = \sum_{i=1}^{N_G} (a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 + d_i \exp(e_i P_{Gi})) \quad (4.17)$$

Avec, a_i, b_i, c_i, d_i , et e_i sont les coefficients d'émission du générateur i .

Dans certaines situations, on aborde la fonction d'émission par un ordre polynomial supérieur. La fonction polynomiale cubique, qui est exprimée par :

$$E = \sum_{i=1}^{N_G} (a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 + d_i P_{Gi}^3) \quad (4.18)$$

Avec, a_i, b_i, c_i , et d_i sont les coefficients d'émission du générateur i .

C. Minimisation simultanée d'émission des gaz et du coût de production

Actuellement, producteurs d'électricité qui utilisent des centrales thermiques se focalisent sur deux enjeux principaux : diminuer le coût du carburant pour une production de l'électricité rentable et réduire les rejets de gaz nocifs dans l'atmosphère. Il devient donc nécessaire de trouver un point d'équilibre entre ces deux aspects. Cela nécessite de diminuer à la fois les dépenses en carburant et les émissions, tout en satisfaisant la demande d'énergie et en respectant les contraintes opérationnelles du réseau électrique.

Il est possible de transformer le problème d'optimisation bi-objectif en un le problème d'optimisation mono-objectif, en instaurant un facteur de pénalité h_p . On définit ce facteur comme le rapport entre le coût optimal et les émissions les plus importantes de chaque générateur [72,126]:

$$h_p = \frac{C_{tot}(P_{Gi}^{max})}{E(P_{Gi}^{max})} \quad (4.19)$$

La fonction du coût total considéré peut-être exprimée par :

$$C_{tot} = w_f \cdot (C_{tot}) + (1 - w_f) \cdot h_p \cdot (E) \quad , 0 \leq w_f \leq 1 \quad (4.20)$$

w_f : facteur de pondération.

4.4. METHODE DE RESOLUTION DE L'OPF

Plusieurs méthodes ont été développées pour traiter les problèmes souvent rencontrés dans le domaine des réseaux électriques, en particulier les techniques d'optimisation conventionnelles et métaheuristiques. On peut classer ces techniques de la manière suivante :

A. Méthodes d'optimisation conventionnelles

Parmi les méthodes conventionnelles, on distingue la méthode du gradient réduit, la méthode de Newton, la programmation non linéaire (NLP), la programmation linéaire (LP), la programmation quadratique (QP), la méthode du point intérieur...etc.

B. Méthodes de la recherche intelligente ou métaheuristiques

Les méthodes métaheuristiques sont des techniques d'optimisation approximatives. Elles s'inspirent souvent de phénomènes naturels et équilibrent exploration et exploitation de l'espace de recherche. Parmi les plus connues, on retrouve l'algorithme génétique (AG), le recuit simulé (RS), l'optimisation par essais particuliers (PSO), recherche tabou (RT) et diverses autres méthodes similaires.

4.5. METHODES METAHEURISTIQUES

Les méthodes métaheuristiques sont des algorithmes stochastiques itératifs destinées à découvrir une solution optimale en alternant entre différentes étapes d'utilisation, d'exploitation, d'exploration et d'apprentissage. Habituellement, les algorithmes partant d'une solution initiale arbitraire, et évoluent dans la recherche jusqu'à atteindre un critère d'arrêt préétabli. Ils visent avant tout à atteindre l'optimum global, donnant de ce fait une approximation de la meilleure solution possible [127]. Ainsi, la qualité de la solution obtenue d'un compromis avec le temps de calcul.

Les caractéristiques communes de ces techniques d'optimisation sont les suivantes :

- Elles sont stochastiques, ce qui facilite le traitement des problèmes combinatoires.
- Elles sont inspirées par des analogies avec divers domaines.
- Elles présentent aussi les mêmes désavantages : la complexité du choix des paramètres de la méthode, ainsi que le temps de calcul important.

4.5.1. Principe des méthodes métaheuristiques

Le processus d'optimisation basé sur l'emploi des algorithmes métaheuristiques comporte plusieurs étapes. Il commence par une initialisation d'une ou plusieurs solutions initiales dans le domaine de recherche, soit de manière aléatoire, soit au moyen des heuristiques. Par la suite, chaque solution est examinée grâce à une fonction objectif afin d'évaluer sa performance et sa qualité. On distingue deux aspects communs aux algorithmes métaheuristiques basés sur la population l'exploration et l'exploitation, mais avec des approches et des opérateurs différents. L'exploration est la capacité à étendre l'espace de recherche, tandis que l'exploitation est la capacité à trouver les optima autour d'une bonne solution [128]. Lors de la première itération, un algorithme de recherche métaheuristique explore l'espace de recherche pour trouver de nouvelles solutions. Pour éviter de tomber dans un optimum local, l'algorithme doit utiliser l'exploration dès la première itération. Pour une recherche performante, un compromis judicieux entre exploration et exploitation est essentiel. Le processus continue jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt soit atteint, comme un nombre déterminé d'itérations ou un seuil de performance spécifique.

4.5.2. Classification des Algorithmes métaheuristiques

Il existe différentes manières pour classer les algorithmes métaheuristiques. Selon les caractéristiques choisies, plusieurs classifications sont possibles, chacune résultant d'un point de vue spécifique. Les principales méthodes de classification des métaheuristiques sont [129, 130] :

- Inspirées de la nature ou non : Certaines métaheuristiques s'inspirent de processus naturels, tels que les algorithmes évolutionnaires et les systèmes immunitaires artificiels (biologie), les colonies de fourmis et d'abeilles, ainsi que l'optimisation par essaims de particules (sciences sociales) et le recuit simulé (physique).
- Utilisation de la mémoire : Certaines métaheuristiques n'utilisent aucune information extraite dynamiquement lors de la recherche (par exemple, recherche locale, GRASP, Recuit Simulé). D'autres, comme la Recherche Tabou, intègrent la mémoire à court ou à long terme pour stocker les informations pertinentes et guider la recherche.
- Nombre de solution (solution unique ou population) : Les algorithmes basés sur une solution unique (par exemple, la recherche locale, le recuit simulé) modifient une solution à la fois, en se concentrant sur l'exploitation. Les algorithmes basés sur une population (par exemple, les

algorithmes évolutionnaires, l'optimisation par essaim de particules (PSO) font évoluer plusieurs solutions simultanément, favorisant l'exploration.

4.6. OPTIMISATION PAR L'ALGORITHME GENETIQUE (AG)

L'Algorithme Génétique (AG) est une méthode d'optimisation stochastique qui a été développée par Holland en 1975 [131]. Cet algorithme a été proposé pour trouver des solutions à des problèmes compliqués en se basant sur le concept de sélection naturelle suggéré par Darwin. Il est inspiré de la biologie évolutive telles que la sélection, la mutation, l'hérédité et la recombinaison. D'après ce principe, les individus les plus qualifiés d'une population ont plus de probabilités de partager leurs caractéristiques aux générations suivantes. Par conséquent, les meilleurs individus se reproduisent pour engendrer progressivement une génération plus appropriée, tandis que ceux qui sont moins efficaces disparaissent au fil du temps.

4.6.1. Mécanisme de recherche de l'AG

Les algorithmes génétiques sont utilisés pour l'optimisation de fonctions. La procédure stochastique utilisée dans un AG se base sur les éléments suivants :

- Codage spécifique des individus de la population.
- Fonction objectif à optimiser.
- Mécanisme de sélection.
- Mécanismes de croisement et de mutation.

La sélection est l'étape d'un AG dans laquelle un certain nombre d'individus sont choisis dans la population actuelle pour une reproduction ultérieure (recombinaison ou croisement) [128]. L'AG commence par une population initiale comprenant un groupe d'individus chacun possédant sa propre fonction fitness, qui tend à converger au fil du processus d'évolution. À chaque génération, des opérations de sélection, de croisement et de mutation sont effectuées sur les individus, ce qui favorise ainsi l'évolution des solutions vers un optimum. L'individus les plus performants sont favorisés par la sélection, selon une fonction d'évaluation (fitness). Le croisement combine les caractéristiques des deux parents afin de produire une descendance, alors que la mutation introduit des modifications aléatoires pour préserver la diversité génétique. Cette procédure est répétée jusqu'à obtenir une solution satisfaisante ou un critère d'arrêt établi. La figure 4.1 illustre une description de cet algorithme.

Il est prévu que la nouvelle population détient les meilleures caractéristiques de leurs parents, ce qui signifie qu'ils seront une solution plus efficace au problème. Dans ce cas, nous avons une population largement dominée par des individus robustes capables de fournir une approximation satisfaisante de la solution au problème à traiter. Évidemment, l'approximation optimale donnée peut être locale ou globale (figure 4.2), étant donné que les algorithmes génétiques ont une nature stochastique [132]. La nouvelle génération est ensuite soumise aux mêmes critères de sélection, produisant par la suite ses propres rejetons. Cette procédure se répète à plusieurs reprises jusqu'à ce que chaque individu dispose du même héritage génétique.

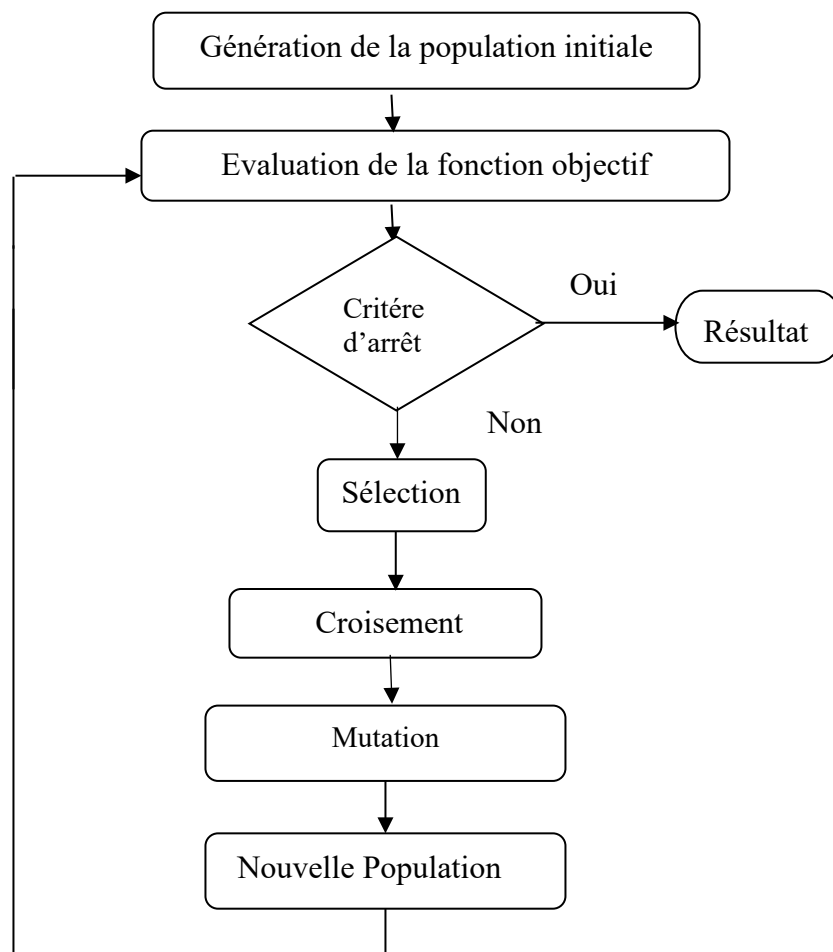


Figure 4.1: Description du principe de l'AG

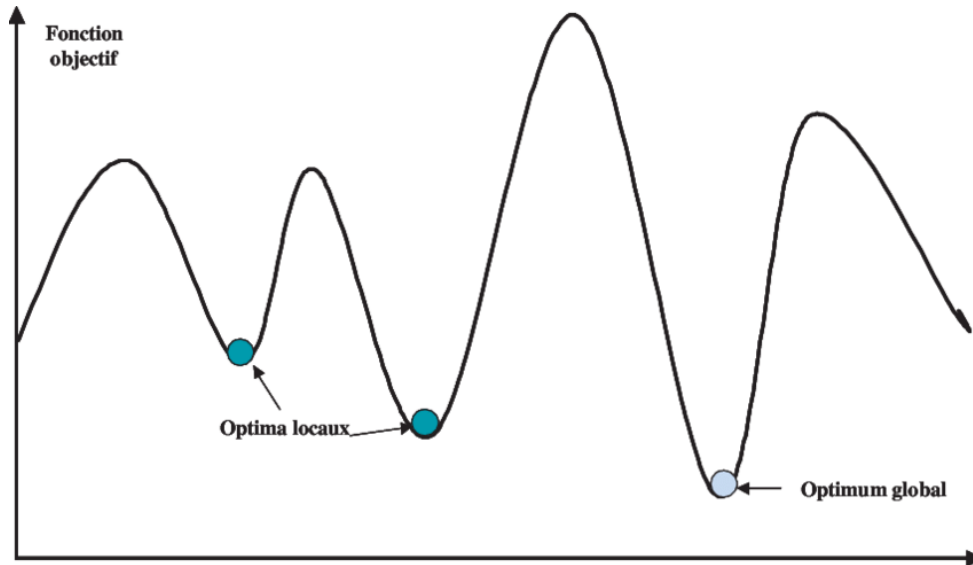


Figure 4.2: Exemple de l'optimum global et des optima locaux d'un problème d'optimisation [132]

A. Codage des individus

Le codage est un processus complexe, puisque la résolution du problème repose principalement sur le code des individus. Il existe plusieurs types de codage tels que le binaire et le codage réel [132,133]. La forme la plus courante de codage pour illustrer les solutions est le codage binaire où chaque individu (solution) est exprimé sous forme de chaîne de bits (0 et 1). Le codage réel est appliqué binaire où chaque solution est exprimée sous forme de nombres réels au lieu de bits. L'avantage réside dans la clarté du codage de la variable pour l'espace de recherche, puisqu'il correspond à l'espace du problème.

B. Evaluation de la fonction objectif

L'évaluation de la fonction objectif implique l'évaluation de la performance de chaque individu (solution) du groupe, et permet de comparer les solutions entre elles et de guider l'évolution vers les solutions les plus performantes. On fait appel à une fonction directement associée à la fonction objectif, désignée sous le nom de fonction fitness. Cette fonction sert à déterminer le degré de performance d'un individu. Ainsi, la fonction objectif est employée à chaque génération pour orienter l'évolution de la population vers la solution optimale.

C. Croisement

Cet opérateur est un processus important qui doit être mis en œuvre successivement pour les couples de parents sélectionnés aléatoirement. Il s'agit d'un transfert partiel des caractéristiques génétiques entre deux individus de qualité supérieure dans le but de créer deux nouveaux individus, désignés comme enfants [133, 134]. Le principe de croisement en un point est illustré dans la figure 4.3. Dans cet exemple, le choix aléatoire d'un point de coupure est effectué par l'opérateur. Les deux fragments qui suivent ce point sont échangés pour créer deux nouveaux individus.

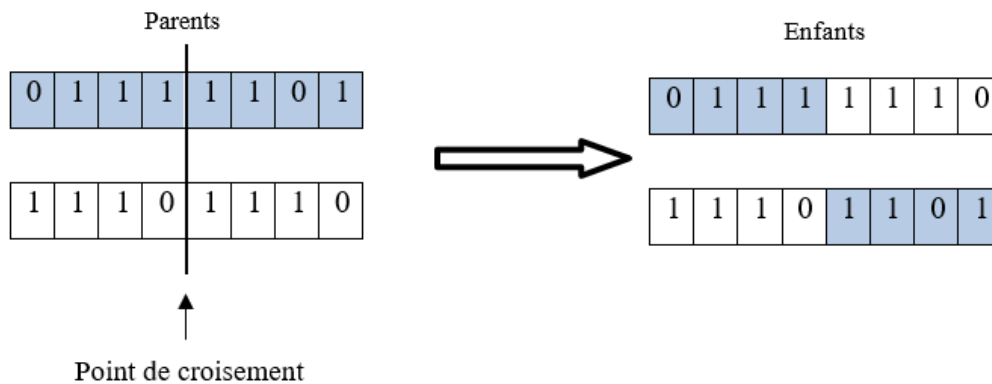


Figure 4.3: Croisement en un point

Le croisement peut être également appliqué de différentes manières :

- Croisement de 2 points, qui consiste à diviser les parents choisis en deux points, comme illustré dans la figure 4.4. Chaque point de coupure est sélectionné aléatoirement et les segments clés des deux parents sont échangés.
- Croisement de N points qui est une extension du processus en 2 points.

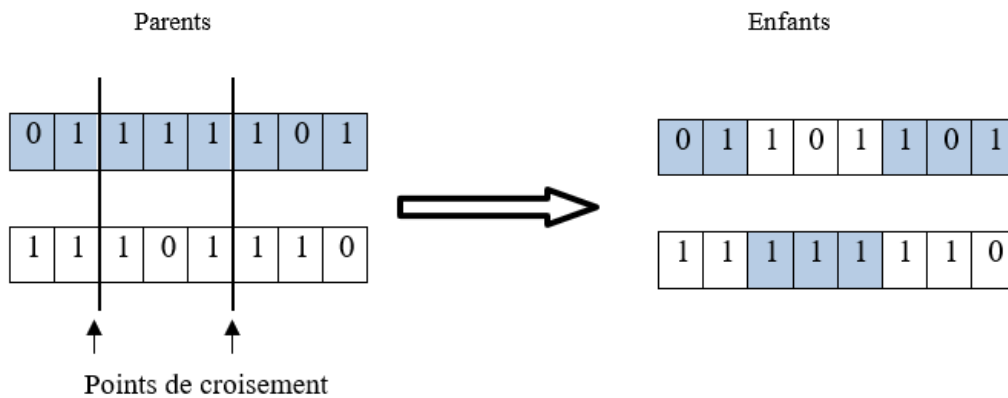


Figure 4.4 : Croisement de deux points

D. Mutation

L'opérateur de mutation consiste à introduire des informations inédites dans une population donnée, pour accroître la diversité au sein de celle-ci. Cet opérateur vise donc à prévenir une convergence anticipée vers l'optimum. La figure 4.5 présente le principe de mutation.

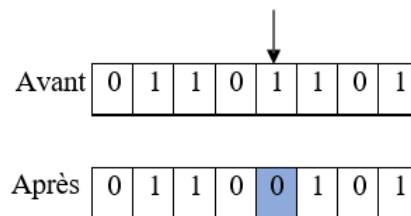


Figure 4.5: Principe de mutation

E. Sélection

Dans le processus de l'AG, l'étape de la sélection est très importante. Elle permet aux individus les plus appropriés de la génération (g) de remporter la compétition reproductrice et d'éliminer ceux qui ne sont pas aussi adaptés de la génération ($g+1$). Elle est mise en œuvre pour sélectionner les individus pour effectuer les processus de croisement et de mutation. Nous décrivons ci-dessous plusieurs techniques de sélection, comme la méthode de la roulette, celle du rang ou celle du tournoi [133, 134, 135].

1. La sélection par roulette (roue de loterie)

Cette technique implique de reproduire une sorte de roulement biaisé. Une portion de surface de la roue correspond à chaque individu en fonction de sa fonction d'évaluation. Un individu c_i a donc la probabilité d'être choisi de la manière suivante [132] :

$$P_P(c_i) = \frac{f(c_i)}{\sum_{k=1}^{N_{pop}} f(c_k)} \quad (4.21)$$

Où N_{pop} est la taille de la population de l'AG, et f est la fonction de fitness.

Selon cette méthode biaisée, le tirage consiste à créer un nombre aléatoire R et à choisir l'individu dont la somme totale dépasse R . En faisant tourner la roulette en produisant un nombre aléatoire, la technique opte pour celui qui possède une somme totale supérieure ou égale au nombre aléatoire [134].

2. La sélection par tournois

Cette méthode repose sur le principe suivant : on procède à un tirage aléatoire en attribuant deux individus de la population P , et celui qui possède la fonction fitness la plus importante est choisi. Ce processus est répété à plusieurs reprises afin d'obtenir les n membres de la population P qui seront des parents.

3. La sélection par rang

Cette technique est une version modifiée du procédé de la roulette. La distinction réside dans le fait que la technique du rang est divisée en deux étapes. La première étape implique de classer les solutions (individus) en fonction de leur fonction fitness [135]. En fonction de sa position, chaque solution reçoit un rang. Par conséquent, la meilleure solution reçoit le rang N_{pop} (taille de la population), et la mauvaise aura le rang 1. La seconde étape implique la mise en place d'une roulette basée sur les rangs des solutions.

4.6.2. Choix des paramètres de l'AG

L'élaboration d'un AG implique l'ajustement de plusieurs paramètres qui affectent la convergence et les résultats. Le choix des paramètres est généralement basé sur des critères empiriques.

- **Probabilité de croisement** : Elle a un impact significatif sur la rapidité de convergence d'un AG. Plus que la valeur est élevée, plus la recombinaison des individus se facilite. Une petite

valeur indique que seuls quelques individus sont modifiés, ce qui ralentit la découverte de nouvelles solutions. Sa valeur comprise entre 0.6 à 1.

- **Probabilité de mutation** : Elle doit être faible en comparaison avec celle du croisement pour ne pas perturber la progression de l'algorithme. Sa valeur comprise entre 0.001 à 0.1.
- **Taille de la population** : L'augmentation du nombre d'individus favorise leur diversité et diminue la probabilité d'une convergence anticipée vers un optimum local, tout en prolongeant le temps nécessaire pour atteindre les zones optimales de l'espace de recherche.

4.7. OPTIMISATION PAR ESSAIM DE PARTICULES

L'PSO est une technique métaheuristique d'optimisation, suggérée par J. Kennedy et R. Eberhart en 1995 [136]. PSO se base sur le comportement social des groupes d'oiseaux ou des bancs de poissons, ainsi que sur leurs mouvements coordonnés. Effectivement, de la même manière que ces animaux se déplacent en commun afin de se nourrir ou d'échapper aux prédateurs, les algorithmes d'essaim de particules explorent des solutions à un problème d'optimisation [137]. Son algorithme repose sur une règle d'interaction entre individus désignées sous le nom de « particules », dans le but de parvenir à un objectif spécifique dans un domaine de recherche commun. Chaque particule possède une capacité spécifique pour la mémorisation et le traitement des informations. Cette règle implique que chaque individu du groupe aspire à rester avec l'autre (attraction), tout en préservant une distance de protection par rapport aux voisins pour prévenir les collisions (répulsion).

4.7.1. Principe général

L'algorithme de PSO emploie une population et une fonction d'évaluation qui ressemblent à ceux employés pour les algorithmes évolutifs. L'essaim de particules désigne un ensemble d'agents basiques, désignés sous le terme de particules. Chaque particule est perçue comme une solution du problème, avec une position (le vecteur solution) et une vitesse. Par ailleurs, chaque particule détient une mémoire qui lui permet de se rappeler sa performance optimale et celle des particules « voisines » (Figure 4.6). L'espace de recherche est survolé par un essaim de particules, qui pourraient être des solutions possibles au problème d'optimisation, en recherchant l'optimum global. Les trois éléments suivants influencent le mouvement d'une particule [137, 138] :

- Une composante physique : la particule a tendance à se déplacer dans sa direction habituelle.
- Une composante cognitive : la particule a tendance à se diriger vers le site optimal par lequel

elle est déjà passée.

- Une composante sociale : la particule a tendance à se baser sur les expériences de ses camarades et, par conséquent, à privilégier le site idéal déjà atteint par ses voisins.

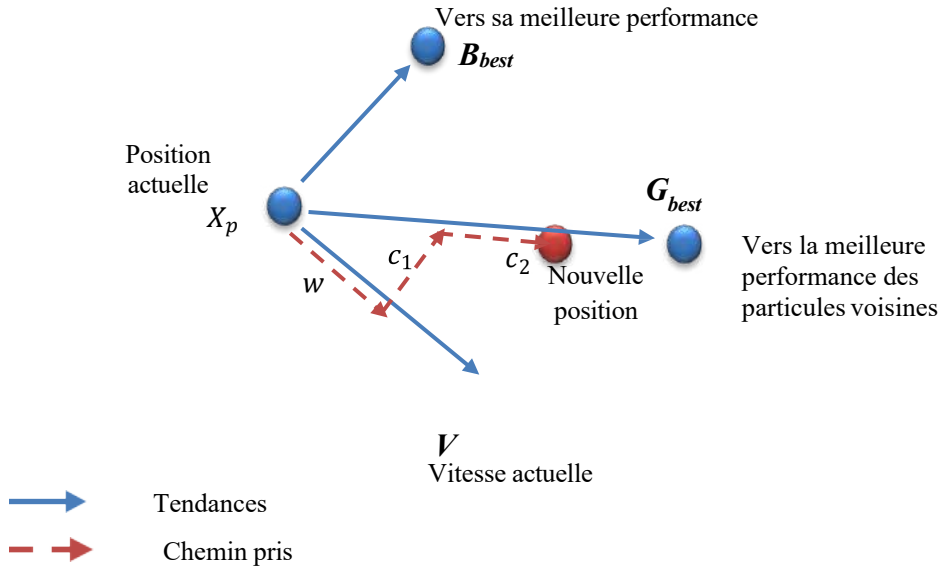


Figure 4.6 : Déplacement d'une particule [138]

4.7.2. Formulation Mathématique de PSO

L'algorithme de PSO distribue aléatoirement un essaim dans une zone de recherche. Supposant que l'espace de recherche est de dimension S_p , chaque particule pr se distingue par sa position x_{pr} et sa vitesse v_{pr} , appelée vélocité.

$$x_{p_r} = (x_{p_r1}, x_{p_r2}, \dots, x_{p_r S_p}) \quad (4.22)$$

$$v_{p_r} = (v_{p_r1}, v_{p_r2}, \dots, v_{p_r S_p}) \quad (4.23)$$

La qualité de sa position dépend de la valeur de la fonction objectif à ce point. Cette particule conserve en mémoire la meilleure position trouvée individuellement au cours de son parcours. Elle est représentée par :

$$P^b i = (P^b i_1, P^b i_2, \dots, P^b i_{S_p}) \quad (4.24)$$

La meilleure position trouvée par l'ensemble des particules dans l'essaim est indiquée par :

$$G^b_i = (G^b_{i1}, G^b_{i2}, \dots, G^b_{i_{sp}}) \quad (4.25)$$

L'algorithme initialise les particules de l'essaim de façon aléatoire dans l'espace de recherche. Par la suite, à chaque itération, chaque particule se déplace en combinant de manière linéaire les trois composantes mentionnées précédemment. Effectivement, lors de l'itération $t + 1$, on calcule le vecteur vitesse et le vecteur position en se basant respectivement sur les équations suivantes :

$$v_{p_r}^{(t+1)} = \omega \cdot v_{p_r}^{(t)} + c_1 \cdot d_1 \cdot (P_{p_r}^{b(t)} - x_{p_r}^{(t)}) + c_2 \cdot d_2 \cdot (G_{p_r}^{b(t)} - x_{p_r}^{(t)}), p_r = 1 \dots N_{pr} \quad (4.26)$$

$$x_{p_r}^{(t+1)} = x_{p_r}^{(t)} + v_{p_r}^{(t+1)} \quad (4.27)$$

Où, ω est le coefficient d'inertie, c_1 et c_2 sont des coefficients d'accélération, d_1 et d_2 sont deux nombres choisis de manière aléatoires dans l'intervalle $[0, 1]$.

Le coefficient d'inertie ω contrôle l'impact de la direction de la particule sur son mouvement ultérieur. Selon la formule ci-dessous, il varie de manière linéaire en fonction du temps [27, 74,139]:

$$\omega = \omega^{max} - t \cdot \left(\frac{\omega^{max} - \omega^{min}}{t^{max}} \right) \quad (4.28)$$

Où, t^{max} est le nombre maximal d'itérations. ω^{min} et ω^{max} désignent les valeurs maximale et minimale du coefficient d'inertie.

Après avoir effectué le mouvement des particules, on procède à l'évaluation de ces dernières et les deux vecteurs P^b_i et G^b_i sont actualisés à l'itération $t + 1$. L'organigramme de PSO est présenté dans la figure 4.7.

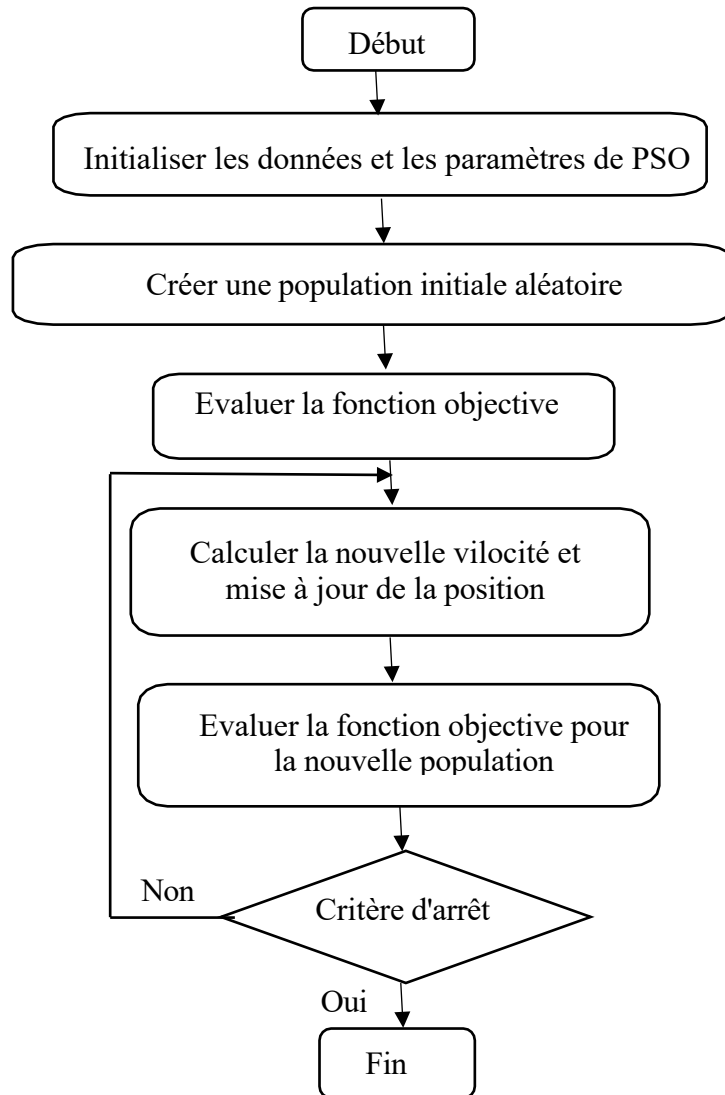


Figure 4.7: Organigramme de PSO

4.8. SIMULATION ET RESULTATS

Ce chapitre examine différents systèmes de test de taille moyenne et de grande taille pour résoudre le problème de l'OPF par AG et PSO. Deux types de fonction de coût ont été utilisées : quadratique et cubique. Les variables de contrôle considérées dans tous les cas de simulation pour les systèmes de test IEEE 14 et IEEE 30 sont les puissances actives et les modules de tension des générateurs. Les paramètres de l'AG et PSO utilisés dans la simulation sont présentés dans le tableau 4.1.

Tableau 4.1 : Paramètres des algorithmes utilisés

AG		PSO	
Nombre maximum de générations	200	Nombre maximum d'itérations	100
Taille de population	50	Taille de population	50
Probabilité de croisement	0.8	Constantes d'accélération	$c_1 = c_2 = 2$
Probabilité de mutation	0.05	Valeur maximale du poids d'inertie	$\omega^{Min} = 0.9$
		Valeur minimale du poids d'inertie	$\omega^{Max} = 0.4$

4.8.1. Application sur le système IEEE 14

Ce système comporte 5 générateurs aux nœuds 1, 2, 3, 6, et 8 tandis que les autres sont des nœuds de charge, 20 branches, 3 transformateurs et un compensateur statique d'énergie réactive au nœud 9. La demande de charge totale de puissances active est 259 MW, sous une puissance de base de 100 MW. Le schéma unifilaire de ce système est illustré dans la figure 4.8. Les données des lignes et des nœuds du système sont tirées de [140,141] et décrites dans l'Annexe A. Les limites de tension minimales et maximales de tous les nœuds sont choisies pour être 0.95 p.u. et 1.1 p.u., respectivement. Les limites de production des puissances actives, les coefficients des fonctions de coût et les coefficients d'émission des générateurs sont présentées dans le tableau 4.2 et le tableau 4.3, respectivement. Les coefficients de la fonction de coût quadratique, les coefficients de la fonction d'émission et les termes cubiques sont tirés de [142] et [143], respectivement.

On considère de cas d'étude comme suit :

- Minimisation du coût de production par l'AG et PSO.
- Minimisation simultanée du coût de production et l'émission par l'AG et PSO.

Tableau 4.2 : Coefficients de la fonction de coût et les limites des puissances actives

Noeuds	$P_{Th G}^{min}$ (MW)	$P_{Th G}^{max}$ (MW)	α (\$/h)	β (\$/MW.h)	γ (\$/MW ² .h)	δ (\$/MW ³ .h)
1	50	200	0	2	0.00375	$1.27 \cdot 10^{-7}$
2	20	80	0	1.75	0.0175	$6.45 \cdot 10^{-8}$
3	15	50	0	1	0.0625	$9.98 \cdot 10^{-8}$
6	10	35	0	3.25	0.0083	$1.27 \cdot 10^{-7}$
8	10	30	0	3	0.025	$6.45 \cdot 10^{-8}$

Tableau 4.3 : Coefficients de la fonction d'émission

Noeuds	c	b	a
1	0.0126	-0.90	22.983
2	0.0200	-0.10	25.313
3	0.0270	-0.01	25.505
6	0.0291	-0.005	24.900
8	0.0290	-0.004	24.700

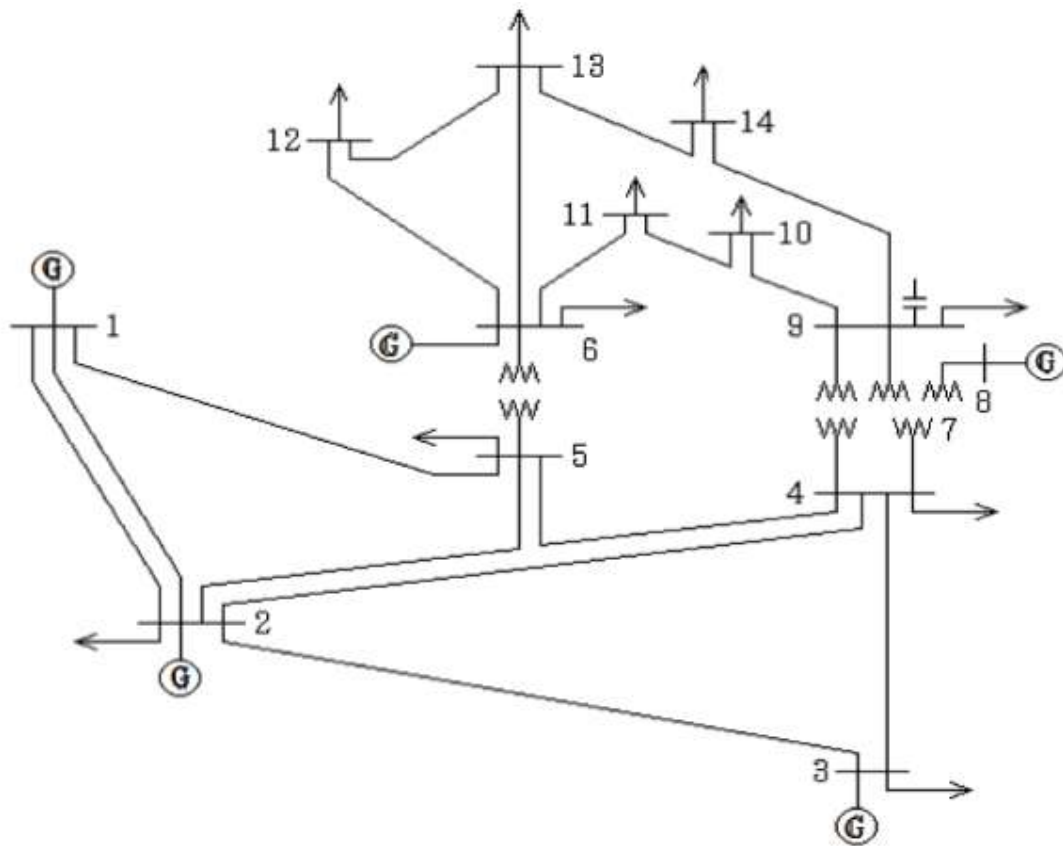


Figure 4.8 : Schéma unifilaire du système IEEE 14

A. Minimisation du coût production par l'AG et PSO

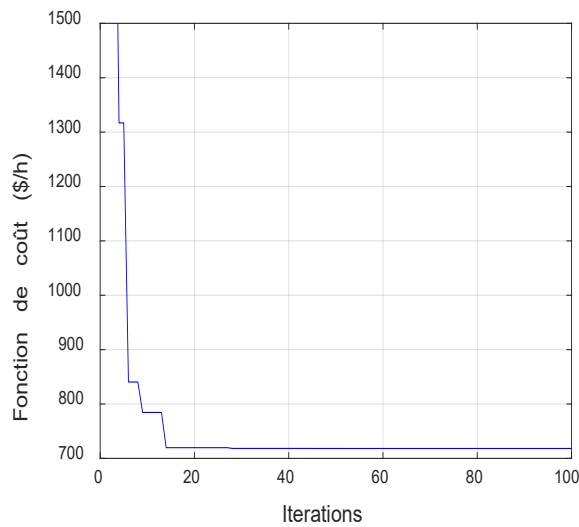
Cas 1 : Minimisation avec l'utilisation de la fonction de coût quadratique

Le tableau 4.4 présente les résultats obtenus du coût de production, les pertes de transmission et les paramètres de variables de contrôle considérées. D'après les résultats de ce cas, l'algorithme de PSO a réduit le coût de production à 718.5012 \$/h, soit 0.6696 % de moins que l'AG. La figure 4.9

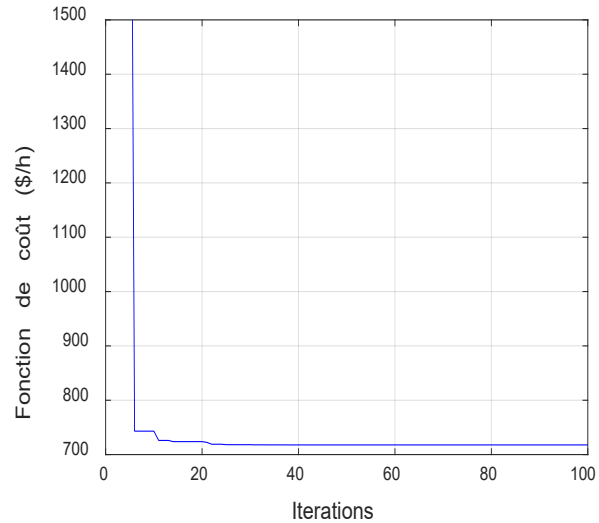
(a) et la figure 4.10 (a) présentent la convergence de la fonction de coût de production pour les deux algorithmes. La figure 4.11 montre le profil de tension des nœuds du système, où l'amplitude des tensions se situe exactement dans la plage définie.

Cas 2 : Minimisation avec l'utilisation de la fonction de coût cubique

Le tableau 4.4 montre que les résultats obtenus par les deux algorithmes. Le coût de production obtenu par PSO est 717.7884 \$/h, soit 0.5346 % de moins que l'AG. La figure 4.9 (b) et la figure 4.10 (b) illustrent la convergence de la fonction de production pour les deux algorithmes. La figure 4.11 illustre le profil de tension des nœuds du système, où l'amplitude des tensions se situe exactement dans la plage définie.

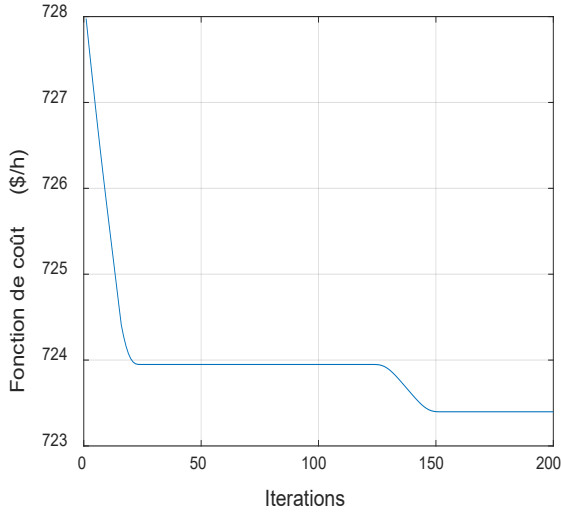


(a) : Cas 1

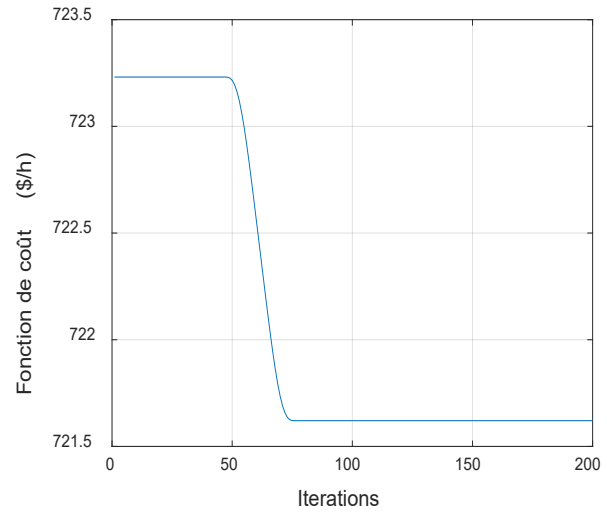


(b) : Cas 2

Figure 4.9 : Convergence de la fonction de coût par PSO du système IEEE 14



(a) : Cas 1



(b) : Cas 2

Figure 4.10 : Convergence de la fonction de coût par l'AG du système IEEE 14

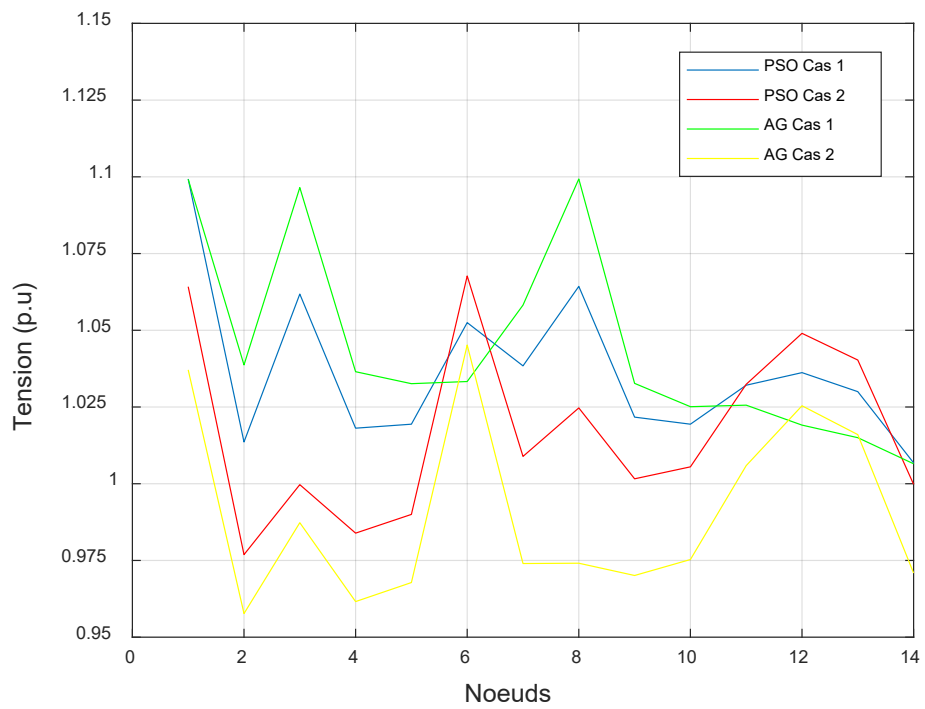


Figure 4.11 : Profil de tension du système IEEE 14 (Cas 1 et Cas 2)

Tableau 4.4 : Résultats de simulation de la minimisation de la fonction de coût du système IEEE14

Paramètres	PSO		AG	
	Cas 1	Cas 2	Cas 1	Cas 2
P_{ThG1}	178.7257	175.2913	172.7162	174.2693
P_{ThG2}	35.7411	38.4151	40.1097	41.4521
P_{ThG3}	17.5312	15.5185	18.6771	19.2713
P_{ThG6}	18.6215	21.4328	18.1595	16.3915
P_{ThG8}	16.4748	15.9423	18.8552	16.9250
V_{ThG1}	1.0993	1.0642	1.0992	1.0371
V_{ThG2}	1.0136	0.9769	1.0387	0.9577
V_{ThG3}	1.0618	0.9997	1.0965	0.9873
V_{ThG6}	1.0525	1.0677	1.0333	1.0452
V_{ThG8}	1.0643	1.0247	1.0993	0.9741
Pertes (MW)	8.0944	7.5999	9.5177	9.3092
C (\$/h)	718.5012	717.7884	723.3454	721.6470

Le tableau 4.4 présente un récapitulatif des résultats obtenus par les deux algorithmes étudiés. Les résultats obtenus montrent que les deux algorithmes assurent la faisabilité des solutions en maintenant toutes les variables dans les limites spécifiées. On remarque qu'avec l'utilisation de la fonction de coût cubique, les deux algorithmes ont donné des solutions optimales et plus économique du système IEEE 14 nœuds. PSO et l'AG ont réduit le coût de production avec l'utilisation de la fonction cubique à 717.7884 \$/h et 721.647 \$/h, soit 0.099 % et 0.2347 % inférieur qu'avec l'utilisation de la fonction quadratique. D'autre part, on peut remarquer que l'algorithme PSO converge vers la solution optimale globale au cours du premier quart des itérations et capable de fournir le meilleur résultat par rapport à l'AG.

B. Minimisation simultanée du coût et de l'émission

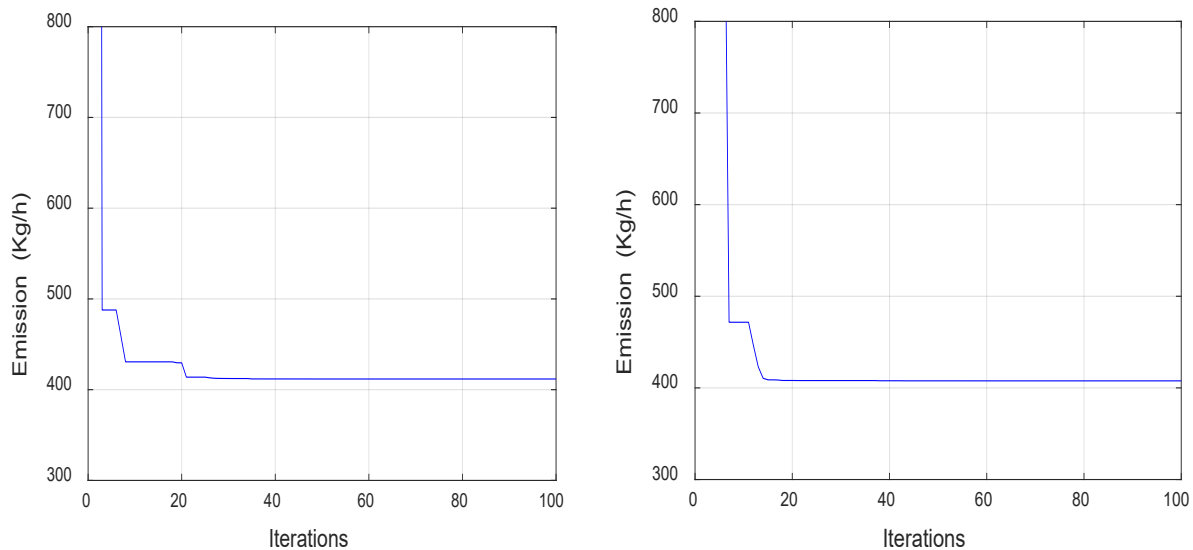
Cas 3 : Minimisation avec l'utilisation de la fonction de coût quadratique

Le tableau 4.5 présente les résultats obtenus par les deux méthodes. Le coût de production et l'émission obtenus par PSO sont 718.8203 \$/h et 411.7686 Kg/h, respectivement. Le coût de production et l'émission obtenus par l'AG sont 721.1745 \$/h et 412.5350 Kg/h, respectivement. D'après le tableau 4.5, on peut souligner que PSO a réduit le coût avec 0.3264 % par rapport à l'AG. Par contre l'AG a minimisé l'émission avec 0.1857 % par rapport au PSO. La figure 4.12 (a) et la figure 4.13 (a) présentent la convergence de la fonction d'émission pour les deux

algorithmes. La figure 4.14 montre le profil de tension des nœuds du système, où les modules de tensions se situent exactement dans la plage définie.

Cas 4 : Minimisation avec l'utilisation de la fonction de coût cubique

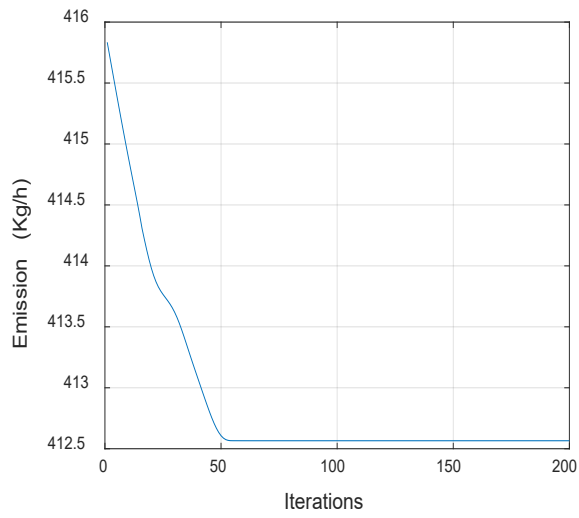
Les résultats du coût de production, l'émission, les pertes de transmission et les paramètres de variables de contrôle considérées obtenues par PSO et AG sont présentés dans le tableau 4.5. Le coût de production et l'émission obtenus par PSO sont 718.9798 \$/h et 407.6809 Kg/h, respectivement. Le coût de production et l'émission obtenus par l'AG sont 720.4980 \$/h et 409.7825 Kg/h, respectivement. D'après le tableau 4.5, on peut souligner que PSO a réduit le coût avec 0.2107 % par rapport à l'AG. Par contre l'AG a minimisé l'émission avec 0.5128 % par rapport au PSO. La figure 4.12 (a) et la figure 4.13 (a) illustrent la convergence de la fonction d'émission pour les deux algorithmes. La figure 4.14 montre le profil de tension des nœuds du système.



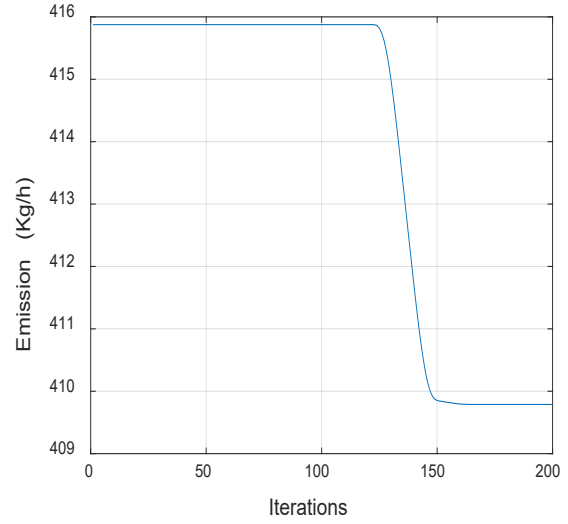
(a) : Cas 3

(b) : Cas 4

Figure 4.12 : Convergence de la fonction d'émission par PSO du système IEEE 14



(a) : Cas 3



(b) : Cas 4

Figure 4.13 : Convergence de la fonction d'émission par l'AG du système IEEE 14

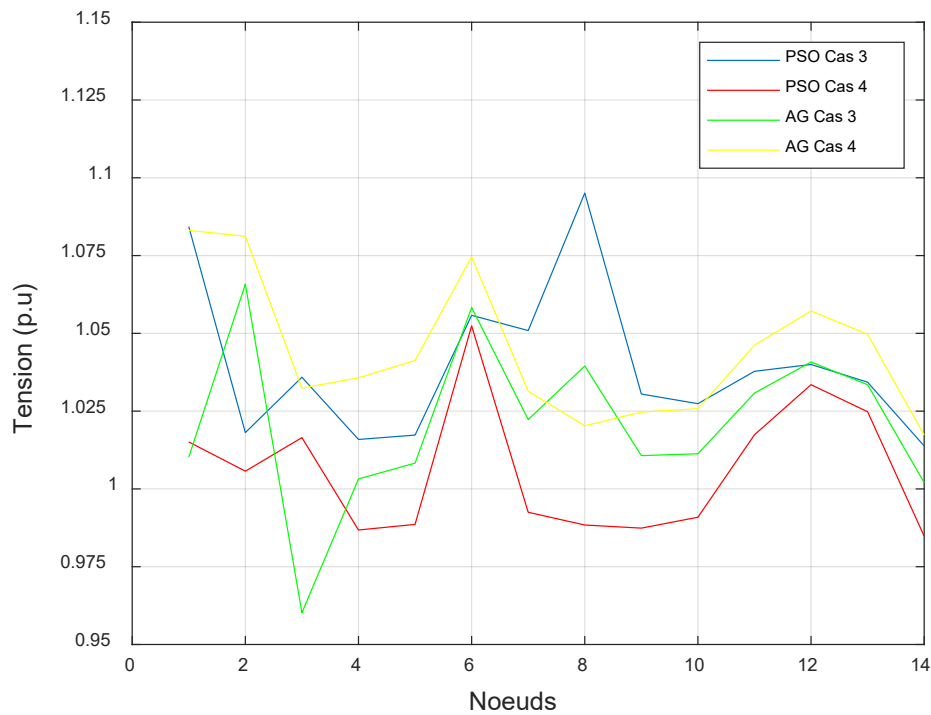


Figure 4.14 : Profil de tension du système IEEE 14 (Cas 3 et Cas 4)

Tableau 4.5 : Résultats de simulation de la minimisation simultanée de la fonction de coût et d'émission du système IEEE 14

Paramètres	PSO		AG	
	Cas 3	Cas 4	Cas 3	Cas 4
P_{ThG1}	178.3852	176.7928	176.9261	174.1458
P_{ThG2}	35.3634	35.7737	40.863	47.0945
P_{ThG3}	17.5159	17.2316	18.7883	19.8954
P_{ThG6}	17.9711	19.1310	18.8997	14.4817
P_{ThG8}	17.7582	17.8361	13.1987	12.9725
V_{ThG1}	1.0843	1.0151	1.0102	1.0831
V_{ThG2}	1.0181	1.0057	1.0658	1.0812
V_{ThG3}	1.0359	1.0165	0.9602	1.0324
V_{ThG6}	1.0558	1.0524	1.0583	1.0746
V_{ThG8}	1.0951	0.9884	1.0395	1.0203
Pertes (MW)	7.9938	7.7652	9.6758	9.5899
C (\$/h)	718.8203	718.9798	721.1745	720.4980
E (Kg/h)	411.7686	407.6809	412.5350	409.7825

D'après cette figure, il est clair que les modules de tension se situent exactement dans la plage définie. On remarque qu'avec l'utilisation de la fonction de coût cubique, les deux algorithmes ont donné des solutions optimales et plus économique. PSO et l'AG ont réduit l'émission avec l'utilisation de la fonction cubique à 407.6809 Kg/h et 409.7825 Kg/h, soit 0.9927 % et 0.6672 % de moins qu'avec l'utilisation de la fonction quadratique. D'autre part, d'après la figure 4.9, la figure 4.10, la figure 4.12 et la figure 4.14, on peut remarquer que l'algorithme PSO converge vers la solution optimale globale au cours du premier quart des itérations et capable de fournir le meilleur résultat par rapport à l'AG.

4.8.2. Application sur le système IEEE 30

Ce système comprend 6 générateurs aux nœuds 1, 2, 5, 8, 11 et 13 tandis que les autres sont des nœuds de charge, 41 branches, 4 transformateurs et 2 compensateurs statiques d'énergie réactive aux jeux de barres 10 et 24. Les données des lignes et des nœuds du système sont tirées de [141] et consignées en Annexe B. La demande de charge totale de puissances active et réactive est 283.4 MW, sous une puissance de base de 100 MW. Le schéma unifilaire de ce réseau est illustré dans la figure 4.15. Les limites de tension minimales et maximales de tous les nœuds sont choisies pour être 0.95 p.u. et 1.1 p.u., respectivement. Les limites de production des puissances actives, les coefficients des fonctions de coût et les coefficients d'émission des générateurs sont présentées

Tableau 4.6 : Coefficients de la fonction de coût et les limites des puissances actives du système IEEE 30

Noeuds	$P_{Th\ G}^{\min}$ (MW)	$P_{Th\ G}^{\max}$ (MW)	α (\$/h)	β (\$/MW.h)	γ (\$/MW ² .h)	δ (\$/MW ³ .h)
1	50	200	0	2	0.00375	$1.27 \cdot 10^{-7}$
2	20	80	0	1.75	0.0175	$6.45 \cdot 10^{-8}$
5	15	50	0	1	0.0625	$9.98 \cdot 10^{-8}$
8	10	35	0	3.25	0.00834	$1.27 \cdot 10^{-7}$
11	10	30	0	3	0.025	$6.45 \cdot 10^{-8}$
13	12	40	0	3	0.025	$6.45 \cdot 10^{-8}$

Tableau 4.7 : Coefficients de la fonction d'émission du système IEEE 30

Noeuds	c	b	A
1	0.0126	-0.90	22.983
2	0.0200	-0.10	25.313
5	0.0270	-0.01	25.505
8	0.0291	-0.005	24.900
11	0.0290	-0.004	24.700
13	0.0271	-0.0055	25.300

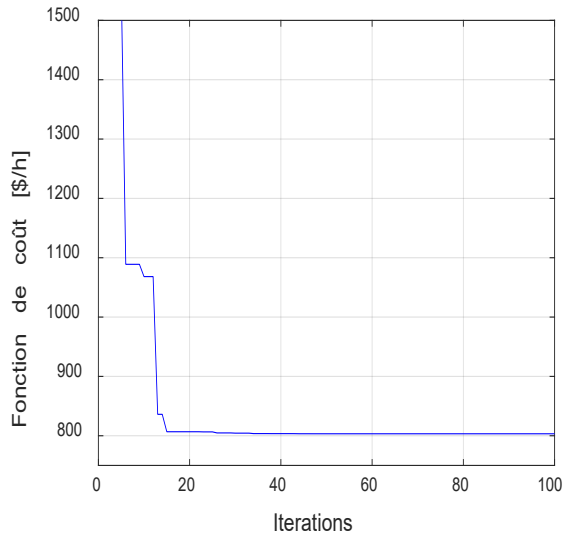
A. Minimisation du coût production par l'AG et PSO

Cas 5 : Minimisation avec l'utilisation de la fonction de coût quadratique

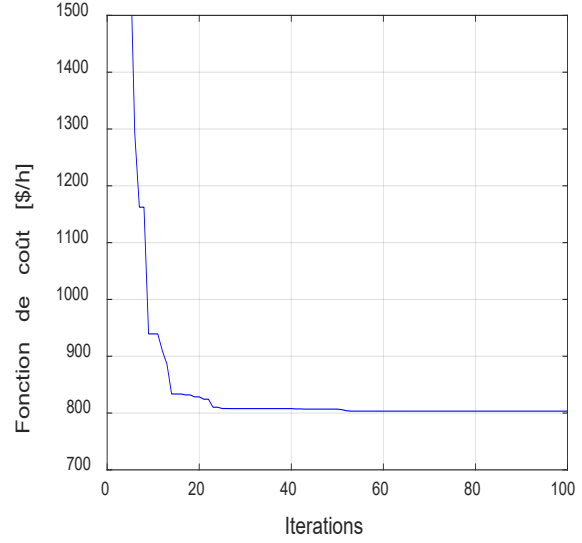
Le tableau 4.8 présente les résultats obtenus du coût de production, les pertes de transmission et les paramètres de variables de contrôle considérées. D'après les résultats de ce cas, l'algorithme de PSO a réduit le coût de production à 802.9923 \$/h, soit 0.5813 % de moins que l'AG. La figure 4.16 (a) et la figure 4.17 (a) présentent la convergence de la fonction de coût de production pour les deux algorithmes. La figure 4.18 montre le profil de tension des nœuds du système, où l'amplitude des tensions se situe exactement dans la plage définie.

Cas 6 : Minimisation avec l'utilisation de la fonction du coût cubique

Le tableau 4.8 montre que les résultats obtenus par les deux algorithmes. Le coût de production obtenu par PSO est 801.5747 \$/h, soit 0.6303 % de moins que l'AG. La figure 4.16 (b) et la figure 4.17 (b) illustrent la convergence de la fonction de production. La figure 4.18 illustre le profil de tension des nœuds du système, où l'amplitude des tensions se situe exactement dans la plage définie.

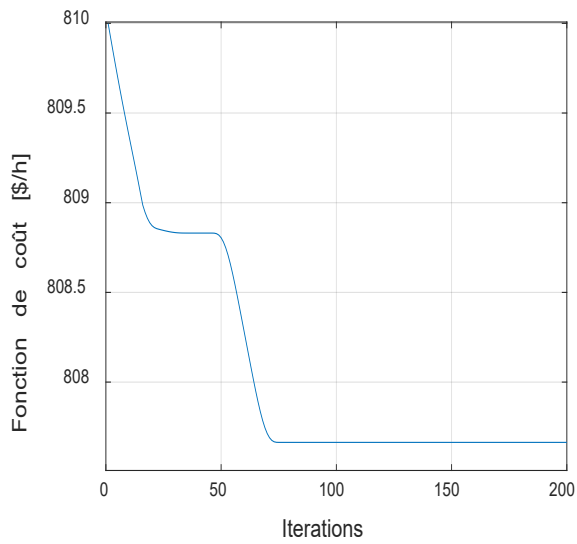


(a) : Cas 5

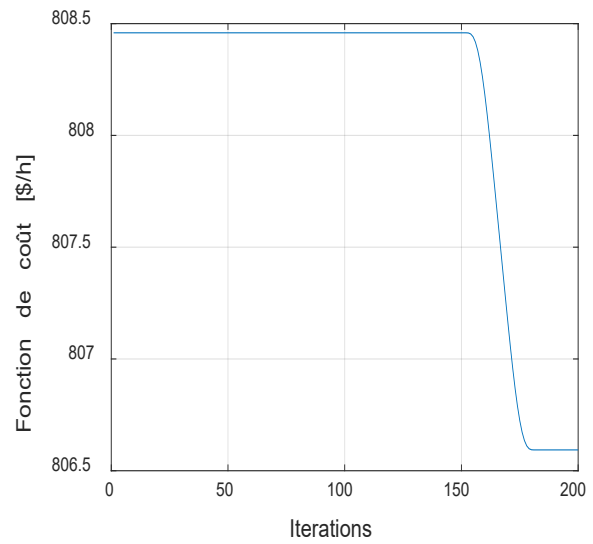


(b) : Cas 6

Figure 4.16 : Convergence de la fonction de coût par PSO du système IEEE 30



(a) : Cas 5



(b) : Cas 6

Figure 4.17 : Convergence de la fonction de coût par l'AG du système IEEE 30

Tableau 4.8 : Résultats de simulation de la minimisation de la fonction de coût du système IEEE30

Paramètres	PSO		AG	
	Cas 5	Cas 6	Cas 5	Cas 6
P_{ThG1}	167.3753	170.2826	165.5645	167.7844
P_{ThG2}	53.4055	54.0559	43.2258	44.3189
P_{ThG5}	22.1700	20.4695	22.9032	25.1323
P_{ThG8}	15.0148	16.6850	30.9677	19.5774
P_{ThG11}	15.4012	13.2178	17.7419	19.6452
P_{ThG13}	18.5147	17.1168	12.1098	15.6217
V_{ThG1}	1.0432	1.0940	1.0817	1.0768
V_{ThG2}	1.0359	1.0507	0.9504	1.0809
V_{ThG3}	0.9894	1.0609	1.0901	1.0820
V_{ThG4}	0.9868	1.0920	0.9535	1.0002
V_{ThG11}	1.0321	0.9570	1.0912	1.0735
V_{ThG13}	1.0337	1.0912	1.0873	1.0200
Pertes (MW)	8.4815	8.4276	9.1129	8.6799
C (\$/h)	802.9923	801.5747	807.6876	806.6594

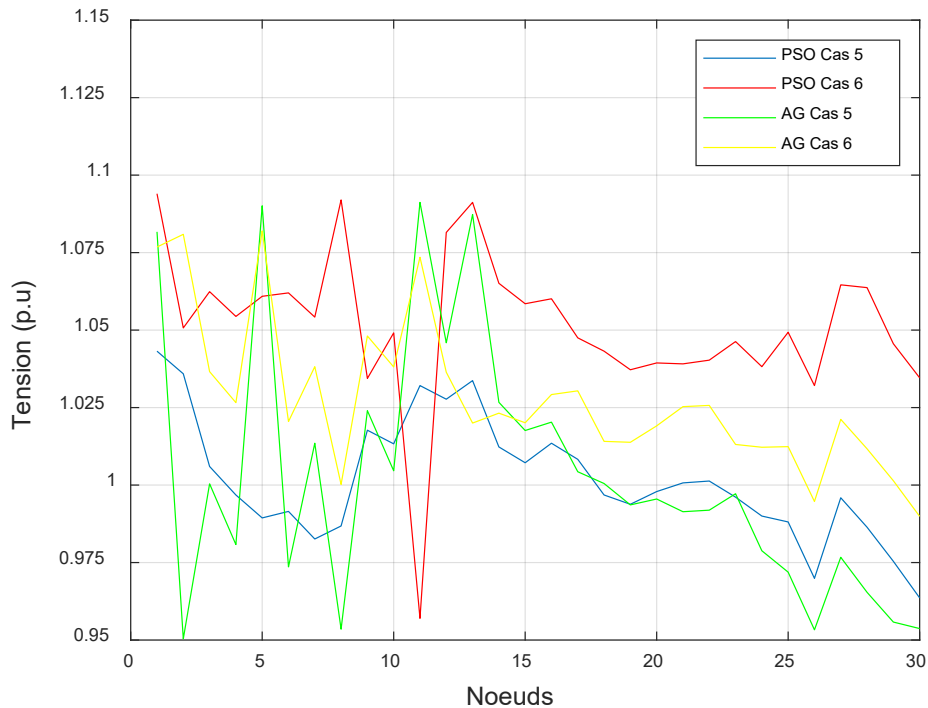


Figure 4.18 : Profil de tension du système IEEE 30 (Cas 5 et Cas 6)

Le tableau 4.8 résume des résultats obtenus par les deux algorithmes étudiés. On remarque qu'avec l'utilisation de la fonction de coût cubique, les deux algorithmes ont donné des solutions optimales et plus économique du système IEEE 30 nœuds. PSO et l'AG ont réduit le coût de production avec l'utilisation de la fonction cubique à 801.5747 \$/h et 806.6594 \$/h, soit 0.1765 % et 0.1273 % inférieur qu'avec l'utilisation de la fonction quadratique. D'autre part, on peut remarquer que l'algorithme PSO converge vers la solution optimale globale au cours du premier quart des itérations et capable de fournir le meilleur résultat par rapport à l'AG.

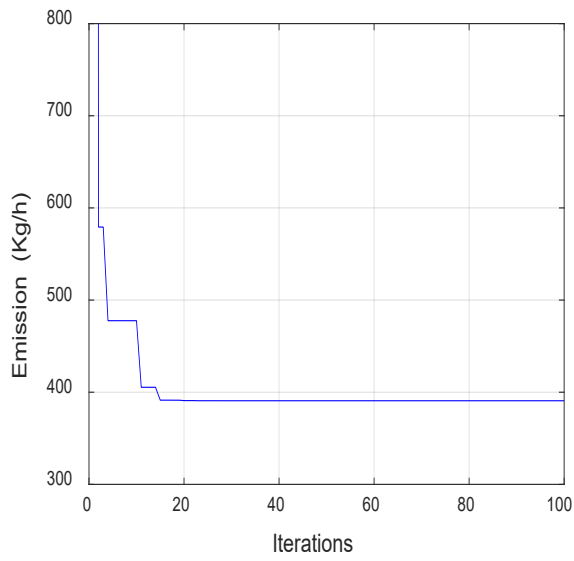
B. Minimisation simultanée du coût et de l'émission

Cas 7 : Minimisation avec l'utilisation de la fonction de coût quadratique

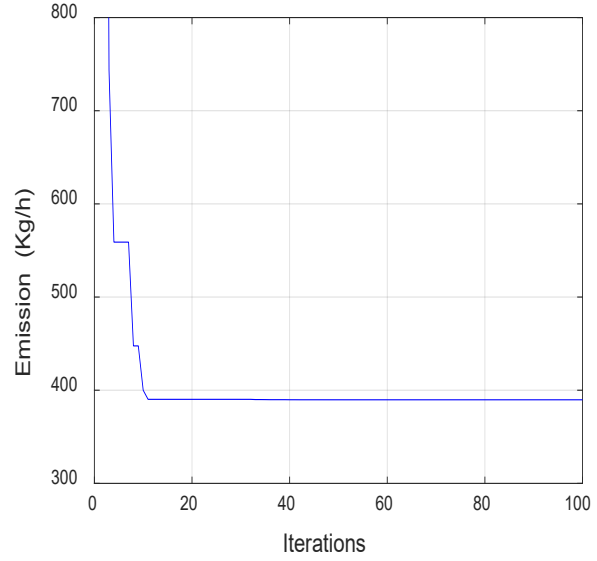
Le tableau 4.9 présente les résultats obtenus par les deux méthodes. Le coût de production et l'émission obtenus par PSO sont 804.4145 \$/h et 390.9865 Kg/h, respectivement. Le coût de production et l'émission obtenus par l'AG sont 808.0205 \$/h et 391.6868 Kg/h, respectivement. D'après le tableau 4.9, on peut souligner que PSO est capable de réduire l'émission et le coût avec 0.1787 % et 0.4462 % par rapport à l'AG. La figure 4.19 (a) et la figure 4.20 (a) présentent la convergence de la fonction d'émission pour les deux algorithmes. La figure 4.21 montre le profil de tension des nœuds du système, où les modules de tensions se situent exactement dans la plage définie.

Cas 8 : Minimisation avec l'utilisation de la fonction de coût cubique

Les résultats du coût de production, l'émission, les pertes de transmission et les paramètres de variables de contrôle considérées obtenues par PSO et AG sont présentés dans le tableau 4.9. Le coût de production et l'émission obtenus par PSO sont 804.1332 \$/h et 389.7264 Kg/h, respectivement. Le coût de production et l'émission obtenus par l'AG sont 805.3316 \$/h et 390.3131 Kg/h, respectivement. D'après le tableau 4.9, on peut souligner que PSO est capable de réduire l'émission et le coût avec 0.1503 % et 0.1488 % par rapport au PSO. La figure 4.19 (b) et la figure 4.20 (b) illustrent la convergence de la fonction de d'émission pour les deux algorithmes. Le profil de tension de tous les nœuds pour ce cas sont représentés dans la figure 4.21. D'après cette figure, il est clair que les modules de tension se situent exactement dans la plage définie.

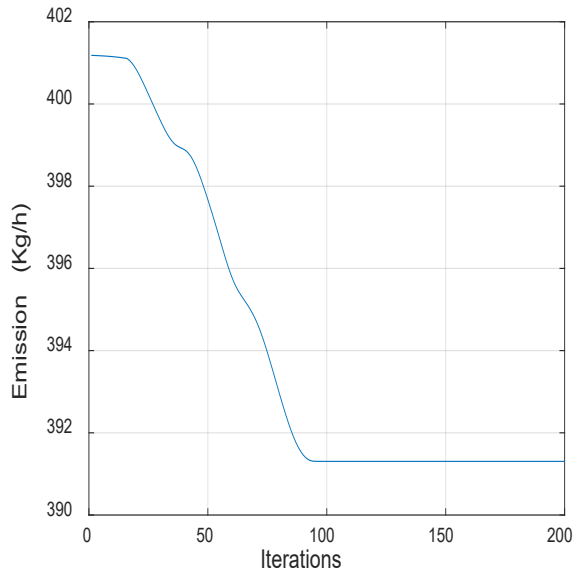


(a) : Cas 7

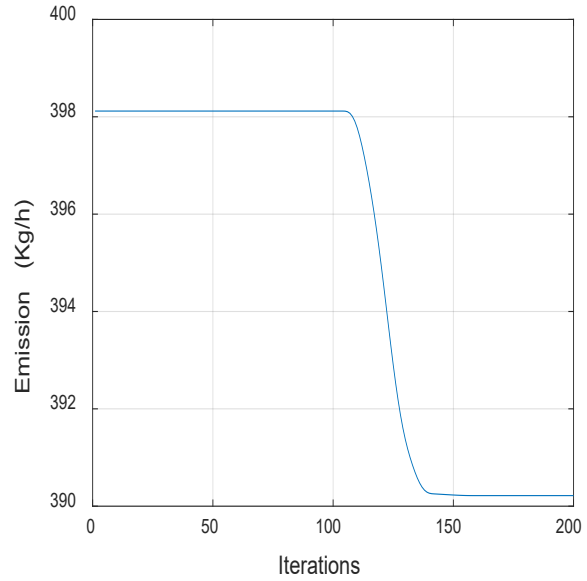


(b) : Cas 8

Figure 4.19 : Convergence de la fonction d'émission par PSO du système IEEE30.



(a) : Cas 7



(b) : Cas 8

Figure 4.20 : Convergence de la fonction d'émission par l'AG du système IEEE30

Tableau 4.9 : Résultats de simulation de la minimisation simultanée de la fonction de coût et d'émission du système IEEE30

Paramètres	PSO		AG	
	Cas 7	Cas 8	Cas 7	Cas 8
P_{ThG1}	165.5826	164.6998	166.1884	165.5534
P_{ThG2}	48.6180	49.6450	45.6821	45.4915
P_{ThG5}	24.9238	24.1518	26.5098	25.3252
P_{ThG8}	15.4624	16.9678	19.5932	22.9410
P_{ThG11}	17.0555	16.4615	19.5173	19.0884
P_{ThG13}	19.8882	19.5259	14.8927	13.2941
V_{ThG1}	1.0887	1.0957	1.0965	1.0584
V_{ThG2}	1.0996	1.0925	1.0964	0.9582
V_{ThG3}	1.0994	1.0939	1.0986	1.0709
V_{ThG4}	0.9513	1.0830	1.0970	1.0040
V_{ThG11}	1.0960	1.0405	0.9562	1.0811
V_{ThG13}	1.0985	1.0268	1.0981	1.0472
Pertes (MW)	8.1304	8.0518	8.9835	8.2936
C (\$/h)	804.4145	804.1332	808.0205	805.3316
E (Kg/h)	390.9865	389.7264	391.6868	390.3131

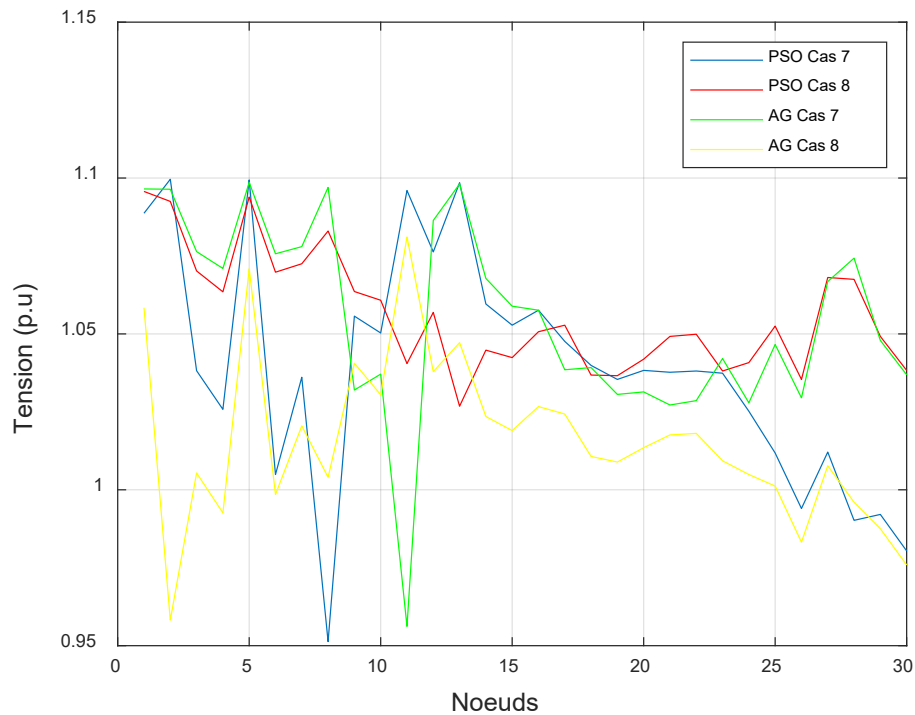


Figure 4.21 : Profil de tension du système IEEE 30 (Cas 7 et Cas 8)

Les résultats obtenus montrent que les deux algorithmes assurent la faisabilité des solutions en maintenant toutes les variables dans les limites spécifiées. On remarque qu'avec l'utilisation de la fonction de coût cubique, les deux algorithmes ont donné des solutions optimales et plus économique. PSO et l'AG ont réduit l'émission avec l'utilisation de la fonction cubique à 389.7264 Kg/h et 390.3131 Kg/h, soit 0.3222 % et 0.3507 % de moins qu'avec l'utilisation de la fonction quadratique. D'après la figure 4.16, figure 4.17, figure 4.19 et la figure 4.20, on peut remarquer que l'algorithme PSO capable de fournir la solution optimale globale au cours du premier quart, et qu'il est capable de fournir la solution optimale, même avec un système de test à grande échelle.

4.9. CONCLUSION

Ce chapitre met en évidence l'importance du choix de la fonction de coût par application de deux algorithmes métaheuristiques PSO et AG sur des réseaux électriques de test pour résoudre le problème de l'OPF. L'analyse comparative entre les fonctions quadratique et cubique a mis en évidence des divergences significatives en matière de performance et d'efficacité. Les objectifs d'optimisation, tels que le coût de production et les émissions, ont été réduits efficacement. Les résultats obtenus mettent en évidence la supériorité de la fonction cubique, notamment en ce qui concerne la réduction des émissions polluantes. Cette amélioration justifie pleinement l'intégration de fonctions de coût plus élaborées dans l'optimisation de l'OPF et ouvre des perspectives pour le développement de modèles encore plus performants dans le domaine de la gestion des réseaux électriques.

L'analyse des deux algorithmes employés révèle que l'algorithme de PSO est le plus efficace, en ce qui concerne la qualité des solutions optimales produites que le temps nécessaire de simulation. Le modèle suivant de l'OPF, qui sera examiné par cet algorithme, combine le coût total de production conventionnelle et celui de la production solaire, en prenant en compte les conséquences nécessaires pour utiliser toute la puissance solaire disponible en fonction des besoins du réseau électrique.

CHAPITRE 5

OPF STOCHASTIQUE PAR PSO

5.1. INTRODUCTION

Ces dernières décennies, la résolution de l'OPF dans les systèmes électro-énergétiques avec intégration des sources d'énergie renouvelables à caractère stochastique a suscité un intérêt considérable. De ce fait, il est essentiel d'établir les conditions optimales pour le bon fonctionnement des systèmes électriques en incorporant de manière stratégique les diverses ressources intermittentes utilisées.

L'OPF stochastique est le processus d'optimisation lorsqu'une ou plusieurs variables sont incertaines d'où des décisions sous incertitude peuvent avoir lieu. On présente le problème comme un processus d'optimisation comportant des caractéristiques non linéaires. L'intégration de sources intermittentes et incertaines rend, donc, la résolution plus complexe et plus compliquée par les méthodes d'optimisation conventionnelles. Cependant, elle peut être efficace grâce à l'emploi des algorithmes d'optimisation basés sur la nature sans altération. Les méthodes métaheuristiques seront de ce fait bien indiquées pour des formulations révolutionnaires.

Ce chapitre présente la formulation mathématique de l'OPF avec intégration des sources solaires, la modélisation de l'incertitude de ces sources avec l'utilisation de la fonction de distribution de probabilité Béta (β PDF) pour l'estimation de la puissance produite, ainsi qu'une résolution de l'OPF stochastique par PSO sur un réseau standard IEEE 14 et sur d'autres réseaux réels algériens à différentes configurations, dont la variante illustrée dans la figure 3.21 (a) du chapitre 3 a été considérée. Ces réseaux électriques algériens prenaient des configurations selon les évolutions décennales à savoir : réseau électrique algérien de 59 nœuds, réseau électrique algérien de 114 nœuds et réseau électrique algérien de plus de 900 nœuds. Le modèle de l'OPF appliqué considère des fonctions de coût thermique quadratique et cubique pour minimiser le coût de production et l'émission. Dans le chapitre précédent, l'efficacité des fonctions de coût notamment cubique a été déjà vérifiée pour la réduction de l'émission dans l'atmosphère en garantissant la demande en énergie électrique.

5.2. PROBLEME DE L'OPF AVEC INTEGRATION DE L'ENERGIE SOLAIRE

La structure conventionnelle du réseau se compose exclusivement des unités thermiques, ce qui rend l'analyse de l'OPF un enjeu complexe avec des propriétés non linéaires. L'incorporation de l'énergie solaire rend le problème plus complexe.

En raison de la nature imprévisible de l'irradiation solaire à un moment précis, le contrôleur du système est susceptible de surestimation ou de sous-estimation de la disponibilité de l'énergie solaire. La surestimation se produit lorsque la puissance fournie par les sources intermittentes est inférieure à celle prévue, ce qui oblige l'opérateur à acquérir des quantités de puissance provenant d'autres sources pour compenser ce manque de puissance [115,116]. Par ailleurs, la sous-estimation survient lorsque la puissance fournie par les sources intermittentes dépasse celle prévue, engendrant un excès de puissance non exploité.

5.3. FORMULATION MATHÉMATIQUE DE L'OPF IMPLIQUANT L'ÉNERGIE SOLAIRE

Lorsqu'une source d'énergie intermittente est reliée au réseau électrique, son caractère aléatoire engendre de nouveaux défis pour difficultés pour planifier la génération du réseau. Dans la résolution de l'OPF stochastique, les sources renouvelables peuvent être intégrées comme des charges négatives [144] ou comme des générateurs.

L'équation ci-dessous exprime la fonction objectif totale qui comprend l'énergie solaire :

$$C_{tot} = C_{Th}(P_{Th}) + C_S(P_S) \quad (5.1)$$

Où C_{Th} est la fonction de coût des générateurs thermique set. C_S est la fonction de coût des générateurs solaires.

A. Coût stochastique de la puissance solaire

Le coût stochastique est principalement dû soit à une estimation excessive (surestimation) ou insuffisante (sous-estimation) de la puissance fournie par les sources intermittentes. Il est représenté par une fonction de coût total, déterminée par l'équation suivante [145] :

$$C_{S\ tot}(P_S) = C_{RS}(P_S) + C_{PS}(P_S) \quad (5.2)$$

Où C_{RS} est la fonction de coût de réserve dû principalement de la surestimation de la puissance solaire. C_{PS} est la fonction de coût de pénalité résultant de la sous-estimation de l'énergie solaire.

B. Coût dû à la surestimation de la puissance solaire (coût de réserve)

La surestimation de la puissance solaire peut survenir lorsque la puissance fournie par la ferme solaire est inférieure à la valeur estimée. Dans cette situation, le gestionnaire du système doit

posséder une réserve rotative pour de tels cas afin de garantir un approvisionnement continu aux consommateurs. On désigne sous le terme de coût de réserve le coût lié à la mise en service des unités génératrices de réserves pour compenser le montant surestimé. On peut exprimer mathématiquement le coût de réserve de la $i^{\text{ème}}$ centrale solaire (C_{RSi}) comme suit [114, 145,146]:

$$C_{RSi} = h_{RSi} \cdot (P_{SHi} - P_{Savi}) = h_{RSi} \cdot \int_0^{P_{SHi}} (f_S(P_S) \cdot (P_{SHi} - P_S)) dP_S \quad (5.3)$$

Où h_{RSi} est le coefficient de coût de réserve relatif à la centrale solaire i , qui transforme le surplus prévu de la puissance solaire en monétaire. P_{Savi} et P_{SHi} désignent respectivement la puissance disponible et celle estimée de la même centrale. La puissance solaire disponible P_S peut être considérée comme une mesure aléatoire de la puissance intermittente sur une période déterminée, à l'endroit où la centrale solaire est installée avec une fonction de densité de probabilité (PDF) donnée. Cette puissance appartient à l'intervalle $[0, P_{SHi}]$.

C. Coût dû à la sous-estimation de la puissance solaire (coût de pénalité)

À la différence d'une surestimation, il se peut que des conditions se présentent dans le réseau où la puissance générée par la ferme solaire dépasse la valeur prévue. Dans cette situation, on sous-estime la production de ressources renouvelables. Généralement, l'énergie solaire supplémentaire (surplus) est distribuée aux besoins locaux. De plus, grâce à une répartition rapide et un contrôle automatique des gains, la puissance des générateurs traditionnels est en conséquence diminuée [114]. On peut exprimer mathématiquement le coût de pénalité de la $i^{\text{ème}}$ centrale solaire (C_{PSi}) comme suit [27, 145, 146] :

$$C_{PSi} = h_{PSi} (P_{Savi} - P_{SHi}) = h_{PSi} \cdot \int_{P_{SHi}}^{P_{SRi}} (f_S(P_S) \cdot (P_S - P_{SHi})) dP_S \quad (5.4)$$

Où h_{PSi} est le coefficient de coût de pénalité relatif à la centrale solaire i . P_{SRi} est la puissance de sortie installée de la même centrale. P_S désigne la puissance prévue dont la valeur est aléatoire et appartenant à l'intervalle $[P_{SHi}, P_{SRi}]$. Ces fonctions seront intégrées dans la fonction globale d'optimisation, dans le but de déterminer comment planifier économiquement tous les générateurs en fonctionnement.

D. Objectif de l'optimisation

1. Fonction objectif 1 : Coût de production

Cette fonction s'exprime comme une minimisation du coût de production thermique et solaire en

considérant les facteurs qui contribuent à la sous-estimation ou à la surestimation des puissances fournies par les sources solaires. On peut la décrire de la manière suivante :

$$C_{tot} = \sum_{i=1}^{N_{ThG}} C_{Thi} + \sum_{i=1}^{N_S} C_{RSi} + \sum_{i=1}^{N_S} C_{PSi} \quad (5.6)$$

Où C_{Thi} est la fonction de coût du générateur thermique i . Cette fonction est présentée par l'utilisation des fonctions de coût quadratique et cubique de la manière suivante :

- **Fonction de coût quadratique :** Cette fonction peut être exprimée par :

$$C_{tot} = \sum_{i=1}^{N_G} (\alpha_i + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i P_{Gi}^2) \quad (5.7)$$

Où α_i , β_i et γ_i sont les coefficients de la fonction de coût de chaque générateur i .

- **Fonction de coût cubique :** Cette fonction peut être exprimée par :

$$C_{tot} = \sum_{i=1}^{N_G} (\alpha_i + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i P_{Gi}^2 + \delta_i P_{Gi}^3) \quad (5.8)$$

Où α_i , β_i , γ_i , et δ_i sont les coefficients de la fonction de coût de chaque générateur i .

Dans une fonction de coût, le terme cubique peut être particulièrement utilisé lorsqu'il y a une augmentation non linéaire des coûts à des niveaux de production importants et lorsque le modèle est tenu de refléter des conditions extrêmes, telles que l'approche des limites physiques du générateur. Cependant, pour des générateurs particuliers ou des circonstances particulières, on peut incorporer un terme cubique afin d'améliorer la précision.

2. Fonction objectif 2 : Coût de production avec émission

Cette fonction désigne la réduction du coût lié au combustible de production et les émissions de gaz polluants. Elle peut être représentée par :

- **Sans considération de l'énergie solaire :** Cette fonction peut être déterminée par :

$$C_{tot} = w_f \cdot (C_{Th_{tot}}) + (1 - w_f) \cdot h_p \cdot (E_{tot}) \quad (5.9)$$

- **Avec considération de l'énergie solaire :** Cette fonction peut être déterminée par :

$$C_{tot} = w_f \cdot (C_{Th_{tot}} + \sum_{i=1}^{N_S} (C_{RSi} + C_{PSi})) + (1 - w_f) \cdot h_p \cdot (E_{tot}) \quad (5.10)$$

E. Contraintes d'égalité

Les contraintes d'égalité présentent le bilan de puissance active et réactive comme suit :

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} = P_D + P_L \quad (5.11)$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} Q_{Gi} = Q_D + Q_L \quad (5.12)$$

Où P_D et Q_D sont respectivement les puissances de charge active et réactive. P_L et Q_L sont respectivement les pertes actives et réactives des lignes de transmission.

F. Contraintes d'inégalité

Ces contraintes reflètent les limites opérationnelles et de sécurité du système électrique. Elles sont décrites ci-dessous :

• Contraintes du générateur

$$P_{ThGi}^{min} \leq P_{ThGi} \leq P_{ThGi}^{max}, i=1, \dots, N_{ThG} \quad (5.13)$$

$$P_{Si}^{min} \leq P_{Si} \leq P_{Si}^{max}, i=1, \dots, N_S \quad (5.14)$$

$$Q_{ThGi}^{min} \leq Q_{ThGi} \leq Q_{ThGi}^{max}, i=1, \dots, N_{ThG} \quad (5.15)$$

$$Q_{Si}^{min} \leq Q_{Si} \leq Q_{Si}^{max}, i=1, \dots, N_S \quad (5.16)$$

$$Q_{Ci}^{min} \leq Q_{Ci} \leq Q_{Ci}^{max}, i \in N_C \quad (5.17)$$

$$V_{Gi}^{min} \leq V_{Gi} \leq V_{Gi}^{max}, i=1, \dots, N_G \quad (5.18)$$

$$V_{Li}^{min} \leq V_{Li} \leq V_{Li}^{max}, i \in N_L \quad (5.19)$$

• Contraintes de sécurité

$$T_i^{min} \leq T_i \leq T_i^{max}, i \in N_T \quad (5.20)$$

$$S_{ik} \leq S_i^{max}, i \in N_{TL} \quad (5.21)$$

Les équations (5.13) à (5.14) représentent les limites de production d'énergie active des générateurs thermiques et solaires, respectivement. Les équations (5.15) à (5.17) présentent les limites de puissance réactive des générateurs thermiques, solaires et des sources d'énergie réactive shunt. L'équation (5.18) présente la contrainte sur la tension des nœuds de générateurs, tandis que l'équation (5.19) exprime les limites de tension imposées aux nœuds de charge avec N_L étant le nombre de nœuds de charge. Les contraintes de sécurité du transformateur et les contraintes de capacité de ligne sont données respectivement par les équations (5.20) et (5.21). N_T et N_{TL}

représentent le nombre de transformateurs et le nombre de lignes du réseau électrique.

5.4. MODELISATION DE L'IRRADIATION SOLAIRE

L'irradiation solaire étant une variable aléatoire qui peut être modélisée par la fonction de distribution de probabilité de béta (β PDF), qui est exprimée par [139] :

$$f_{BT}(s_r) = \frac{\Gamma(a_{BT}+b_{BT})}{\Gamma(b_{BT})\Gamma(a_{BT})} \cdot (1 - s_r)^{(b_{BT}-1)} \cdot s_r^{(a_{BT}+1)} \quad (5.22)$$

Où Γ est la fonction Gamma. s_r est une variable aléatoire appartenant à l'intervalle $[0, 1]$. Les deux facteurs a_{BT} et b_{BT} sont deux paramètres de β PDF, qui peuvent être donnés par :

$$\begin{cases} a_{BT} = \frac{\tau \cdot b_{BT}}{1-\tau}, a_{BT} \geq 0 \\ b_{BT} = (1 - \tau) \left(\frac{\tau(1+\tau)}{\theta^2} \right), b_{BT} \geq 0 \end{cases} \quad (5.23)$$

Où τ et θ sont respectivement la moyenne et l'écart type de l'irradiance solaire.

De plus, la conversion de l'irradiation solaire (s_r) en énergie pour la centrale PV peut également être déterminée par [144] :

$$P_S = \begin{cases} P_{Sn} \frac{s_r^2}{s_{s \tan} \cdot s_c}, & 0 < s_r < s_c \\ P_{Sn} \frac{s_r}{s_{s \tan}}, & s_r \geq s_c \end{cases} \quad (5.24)$$

Où P_{Sn} est la puissance nominale de la centrale PV, s_c est un point d'irradiation certain et $s_{s \tan}$ est l'irradiation solaire dans l'environnement standard.

5.5. SIMULATION ET RESULTATS

Cette partie est consacrée pour l'étude de simulation de l'OPF stochastique sur plusieurs systèmes électriques dans différentes configurations avec une attention particulière sur le réseau électrique algérien :

- Application sur le réseau IEEE 14 avec intégration de deux sources solaires PVs comme des charges négatives.
- Application sur le réseau algérien de 59 nœuds avec intégration des sources solaires PVs comme des générateurs.
- Application sur le réseau algérien de 114 nœuds avec intégration des sources solaires PVs

comme des générateurs.

- Application sur le réseau algérien de la région ouest, de celle du centre sur la base des données fournies par la société Sonelgaz en 2014, avec intégration des sources solaires comme des générateurs.

5.5.1. Algorithmes d'optimisation proposé

Dans ce chapitre, on a choisi une approche métaheuristique basée sur le PSO pour traiter le problème de l'OPF stochastique. Cette technique d'optimisation est décrite en détail dans le chapitre 4, section 4.7. Dans les sections qui suivent, nous avons effectué des simulations sur plusieurs systèmes électriques.

5.5.2. Système de test IEEE 14

Dans cette partie, la production de deux générateurs thermiques du système IEEE 14 a été substituée par deux sources solaires PVs. Le système IEEE 14 comprend 5 générateurs, 20 branches et 5 transformateurs, mais le système modifié comprend 3 générateur thermiques conventionnelles connectées aux bus 1, 2 et 8, et deux sources solaires PV installés aux nœuds 6 et 8 avec une capacité maximale de 33 MW pour chacune. La puissance active produite par les deux sources solaires est considérée comme une charge négative injectée aux nœuds considérés. Le tableau 5.1 présente les données du système IEEE 14 modifié. La figure 5.1 montre le schéma unifilaire de ce système de test.

Dans cette partie, deux cas sont considérés comme suit :

Cas 1 : Minimisation du coût de production avec intégration de deux sources solaires.

Cas 2 : Minimisation du coût de production et l'émission avec intégration de deux sources solaires PVs.

L'algorithme proposé est développé à l'aide du logiciel MATLAB. Les résultats de simulation pour chaque cas examiné sont présentés dans le tableau 5.2.

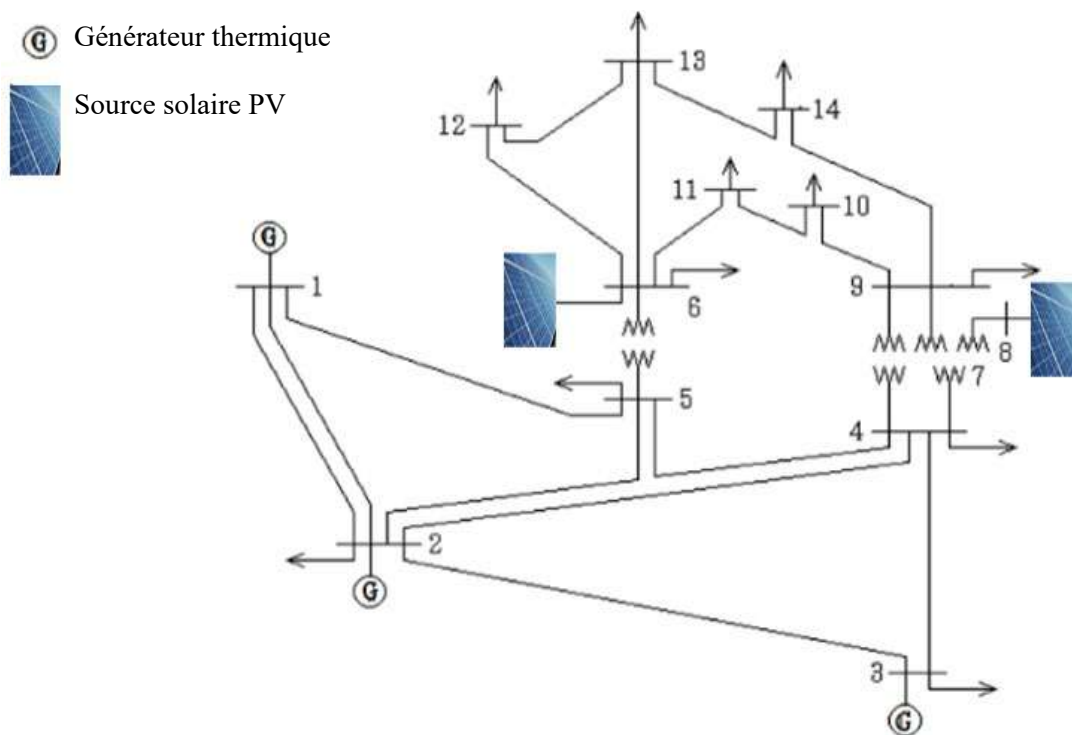


Figure 5.1 : Schéma unifilaire du système IEEE 14 modifié

Tableau 5.1 : Données du système IEEE 14 modifié

Paramètres	Détail
Nœuds	14
Branches	20
Générateurs thermiques ThG_1, ThG_2, ThG_3	Nœuds: 1 (référence), 2 et 3
Puissance solaire injectée comme charge négative	Nœuds : 6 et 8
Charge totale	295MW
Limites de tension maximales et minimales	[0.95 – 1.1] p.u.

Dans ce cas, nous avons exploité les informations météorologiques de la ville de Ghardaïa (latitude $+32.48^\circ$, longitude $+3.66^\circ$, altitude 500m), localisée au sud de l'Algérie. Les données utilisées dans cette étude sont tirées de la référence [147]. La moyenne et l'écart type de l'irradiation solaire de Ghardaïa sont $\tau = 0.68$ et $\theta = 0.16$, respectivement. La puissance solaire injectée par chaque source solaire est de 25.8568 MW (9.98 % de 259 MW). Les variables de contrôle considérées pour ce

réseau sont la puissance active et l'amplitude de tension des générateurs. Les paramètres de l'algorithme sont les mêmes paramètres choisis dans le chapitre 4, section 4.8. Les résultats de simulation sont présentés et comparés avec les résultats du cas sans intégration de sources solaires (chapitre 4) dans le tableau 5.2.

A. Minimisation du coût de production

L'objectif est de réduire le coût total de production. La fonction objectif est donnée par l'équation (5.7). La figure 5.2 présente la convergence de la fonction de coût de production. Le profil de tension des nœuds du système est présenté dans la figure 5.4, où les modules de tensions se situent exactement dans la plage définie. Le tableau 5.2 présente les résultats de simulation. D'après ce tableau, toutes les valeurs obtenues des variables de contrôle sont dans les limites admissibles. Le coût de production et les pertes sont améliorés avec intégration de deux sources solaires à 560.9203 \$/h et 6.9759 MW, soient respectivement 21.9318 % et 13.8181 % de moins par rapport aux résultats obtenus dans le cas sans intégration de sources solaires PVs.

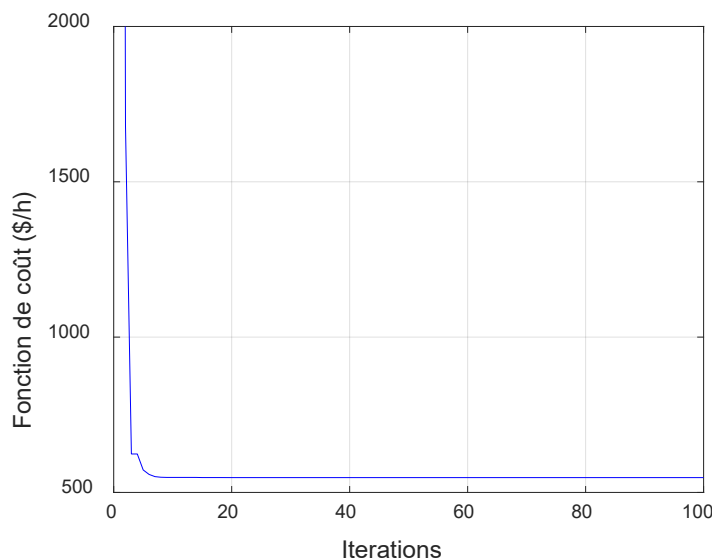


Figure 5.2 : Convergence de la fonction de coût avec intégration de sources solaires PVs

B. Minimisation simultanée du coût de production et l'émission

Dans ce cas, l'objectif de l'optimisation est la minimisation simultanée du coût production thermique et l'émission. La fonction objectif à minimiser est donnée par l'équation (5.9) avec $w_f = 0.5$. La figure 5.3 présente la convergence de la fonction d'émission. Le profil de tension des nœuds du système est présenté dans la figure 5.4, où les modules de tensions se situent

exactement dans la plage définie. Le tableau 5.2 présente les résultats de simulation. D'après les résultats, l'algorithme a amélioré l'émission et le coût thermique avec intégration de deux sources solaires à 267.3331 Kg/h et 560.6562 \$/h, soient respectivement 35.0768 % 22.0032 % de moins par rapport aux résultats obtenues du cas sans intégration de sources solaires. D'après le tableau 5.2, toutes les valeurs obtenues des variables de contrôle sont dans les limites admissibles.

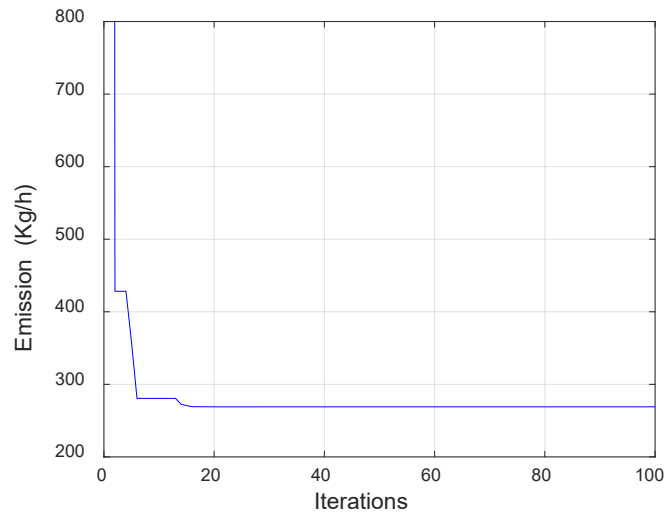


Figure 5.3 : Convergence de la fonction d'émission avec intégration de sources solaires PVs

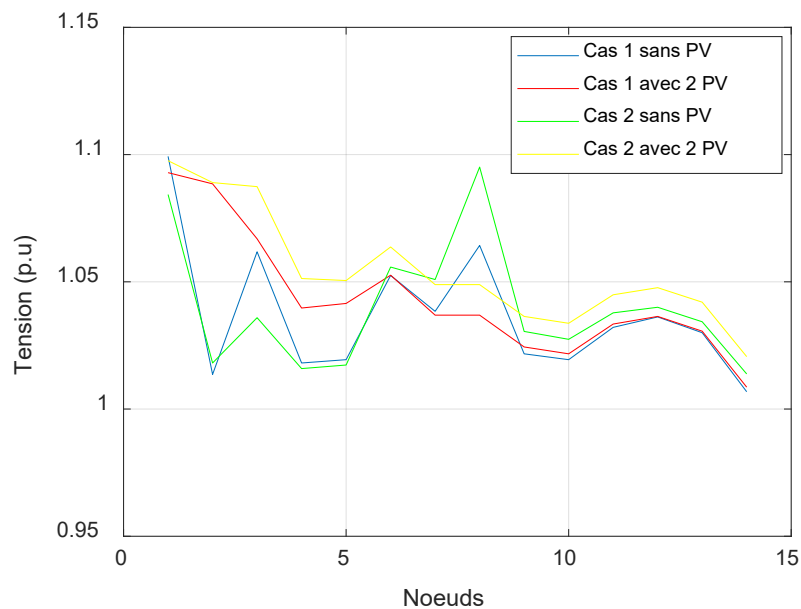


Figure 5.4 : Profil de tension du système IEEE 14 modifié avec et sans intégration de sources solaires PVs de 25.8568 MW

Tableau 5.2 : Résultats de simulation du système IEEE 14 modifié

Paramètres	Sans PV	Avec PV	Sans PV	Avec PV
P_{ThG1}	178.7257	129.9436	178.3852	129.8172
P_{ThG2}	35.7411	71.5212	35.3634	71.3557
P_{ThG3}	17.5312	12.7975	17.5159	13.1088
P_{ThG4}	18.6215	-	17.9711	-
P_{ThG5}	16.4748	-	17.7582	-
V_{ThG1}	1.0993	1.0929	1.0843	1.0976
V_{ThG2}	1.0136	1.0885	1.0181	1.0890
V_{ThG3}	1.0618	1.0669	1.0359	1.0874
V_{ThG4}	1.0525	-	1.0558	-
V_{ThG5}	1.0643	-	1.0951	-
Pertes (MW)	8.0944	6.9759	7.9938	6.9953
$C_{Th} (\$/h)$	718.5012	560.9203	718.8203	560.6562
E	-	-	411.7686	267.3331

5.5.3. Application sur le réseau électrique algérien de 59 nœuds

Cette partie est consacrée à l'étude de l'OPF sur le réseau électrique algérien de 59 nœuds. Ce réseau comprend 10 générateurs, 83 branches et 5 transformateurs [148, 149]. Les données des lignes et des nœuds du système sont tirées de [149] et consignées en Annexe C. Les limites de tension minimales et maximales des nœuds de générateurs sont comprises entre 0.95 p.u. et 1.1 p.u., respectivement. Les limites de tension minimales et maximales des nœuds de charge sont comprises entre 0.9 p.u et 1.1 p.u. Le nœud 1 est sélectionné comme nœud de référence. La charge totale est égale à 684.1 MW. Les limites des puissances actives, les coefficients de la fonction de coût quadratique et les coefficients d'émission des générateurs sont tirés de [150], et présentés dans le tableau 5.3 et le tableau 5.4, respectivement. Du fait de l'absence d'informations concernant les coefficients du coût cubique des générateurs, nous avons suggéré et exposé les coefficients du coût cubique de production dans le tableau 5.3. La figure 5.5 présente le système électrique algérien à 59 nœuds modifié qui comprend trois mégastructures solaires PVs de 130 MW pour chacune, et installées aux nœuds 19, 36 et 51. Les trois mégastructures sont liées avec le réseau à travers trois lignes haute tension à courant continu (HVDC). Les données des lignes sont tirées de la référence [151].

Tableau 5.3 : Coefficients de la fonction de coût et les limites des puissances actives

Noeuds	P_{ThG}^{\min} (MW)	P_{ThG}^{\max} (MW)	α (\$/h)	β (\$/MW.h)	γ (\$/MW ² .h)	δ (\$/MW ³ .h)
1	8	72	0	1.5	0.0085	$8.5 \cdot 10^{-7}$
2	10	70	0	2.5	0.0170	$1.5 \cdot 10^{-6}$
3	30	510	0	1.5	0.0085	$8.5 \cdot 10^{-7}$
4	20	400	0	1.5	0.0085	$8.5 \cdot 10^{-7}$
13	15	150	0	2.5	0.0170	$1.5 \cdot 10^{-6}$
27	10	100	0	2.5	0.0170	$1.5 \cdot 10^{-6}$
37	10	100	0	2.0	0.0030	$2.6 \cdot 10^{-7}$
41	15	140	0	2.0	0.0030	$2.6 \cdot 10^{-7}$
42	18	175	0	2.0	0.0030	$2.6 \cdot 10^{-7}$
53	30	450	0	1.5	0.0085	$8.5 \cdot 10^{-7}$

Tableau 5.4 : Coefficients de la fonction d'émission

Noeuds	a	$b \times 10^{-2}$	$c \times 10^{-4}$	d	$e \times 10^{-2}$
1	4.091	-5.554	6.490	2.10^{-4}	2.857
2	2.543	-6.047	5.638	5.10^{-4}	3.333
3	4.258	-5.094	4.586	1.10^{-6}	8.000
4	5.326	-3.550	3.380	2.10^{-3}	2.000
13	4.258	-5.094	4.586	1.10^{-6}	8.000
27	6.131	-5.555	5.151	1.10^{-5}	6.667
37	4.091	-5.554	6.490	2.10^{-4}	2.857
41	2.543	-6.047	5.638	5.10^{-4}	3.333
42	4.258	-5.094	4.586	1.10^{-6}	8.000
53	5.326	-3.550	3.380	2.10^{-3}	2.000

Le tableau 5.5 présente les données météorologiques des trois mégastructures PVs. Chaque mégastructure solaire PV présente des coefficients de coût de pénalité et de réserve de 1.5 et 4, respectivement.

Tableau 5.5: Données météorologiques des trois mégastructures PVs

Site	mega-structure PV	τ	θ
Tindouf	PV _{Tf}	0.698	0.059
Illizi	PV _I	0.680	0.063
Tamanrasset	PV _{Tt}	0.689	0.061

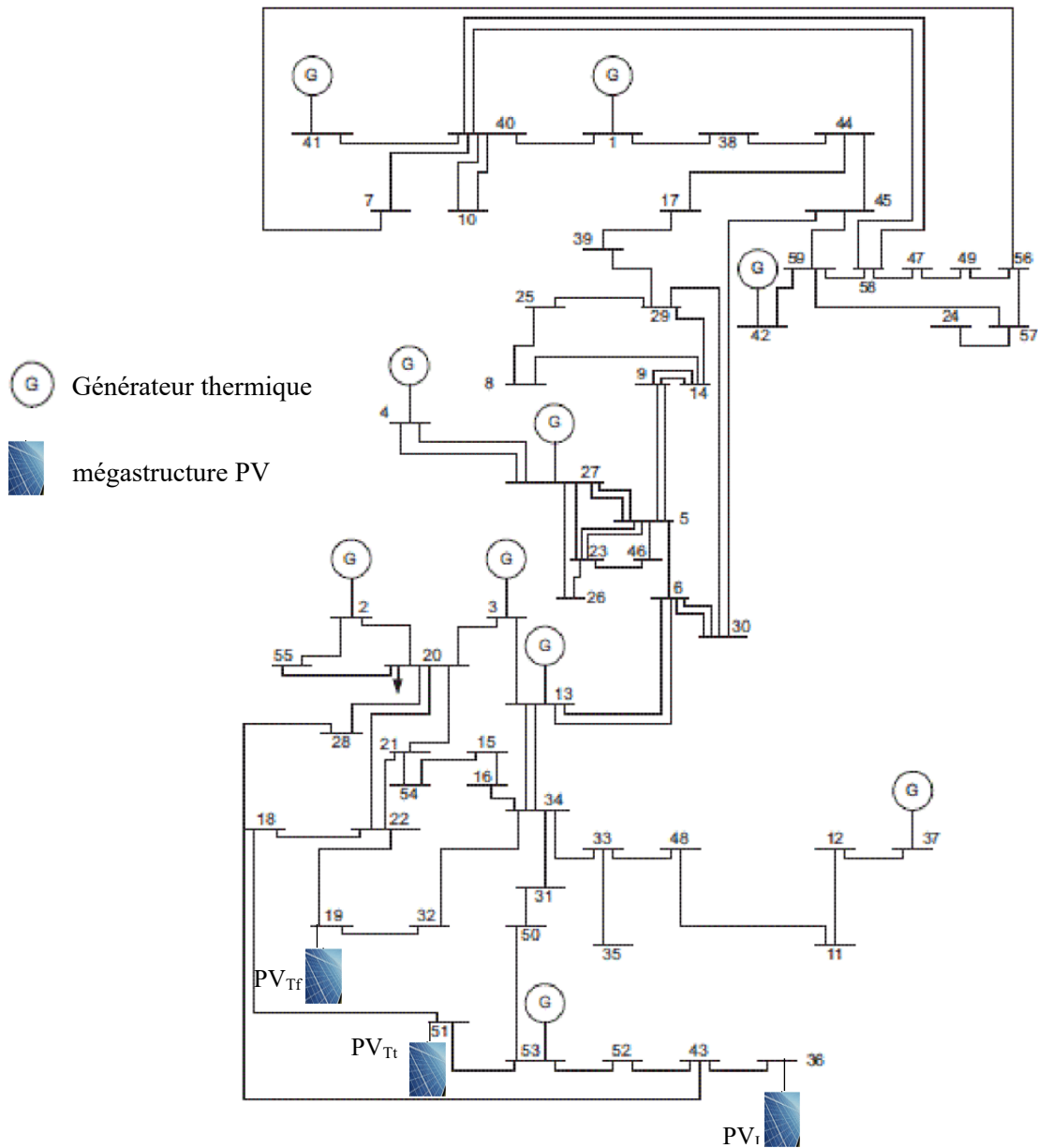


Figure 5.5 : Réseau de transport algérien à 59 nœuds modifié

Cinq cas sont examinés pour résoudre le problème OPF en utilisant l'algorithme PSO. Les variables de contrôle considérées pour ce réseau sont la puissance active et l'amplitude de tension des générateurs. Les paramètres de l'algorithme sont présentés dans le tableau 5.6.

Tableau 5.6 : Paramètres de l'algorithme

Paramètres	Valeurs
Nombre iteration	200
Taille de population	100
Constantes d'accélération	$c_1 = c_2 = 2$
Les valeurs minimales et maximales du poids d'inertie	$\omega^{Min} = 0.4$ et $\omega^{Max} = 0.9$.

Cas 1 : Minimisation du coût de production sans intégration de mégastructures solaires PVs

Dans ce cas, le problème de l'OPF est résolu avec considération de 10 générateurs thermiques. L'objectif est de réduire le coût de production thermique avec des fonctions de coût quadratique et cubique. Le tableau 5.7 montre les résultats de simulation.

Cas 1.1 : Minimisation avec une fonction de coût quadratique

La fonction objectif à minimiser est donnée par l'équation (5.7). La figure 5.6 (a) illustre la convergence de la fonction de coût thermique. D'après le tableau 5.7, le coût de production thermique et les pertes de transmission sont respectivement de 1786.7 \$/h et 19.4648 MW. Le profil de tension des nœuds du système est illustré dans la figure 5.9 où la valeur minimale est de 0.9633 p.u. au nœud 13.

Cas 1.2 : Minimisation avec une fonction de coût cubique

La fonction objectif à minimiser est donnée par l'équation (5.8). La figure 5.6 (b) illustre la convergence de la fonction de coût thermique. Le tableau 5.7 montre que les résultats de l'OPF avec l'utilisation de la fonction de coût cubique sont améliorés que ceux obtenus avec l'utilisation d'une fonction de coût quadratique. Le coût de production thermique et les pertes de transmission sont respectivement de 1738.7 \$/h et 18.5143. Le profil de tension des nœuds du système est illustré dans la figure 5.9, où la valeur minimale est de 0.9258 p.u. au nœud 14.

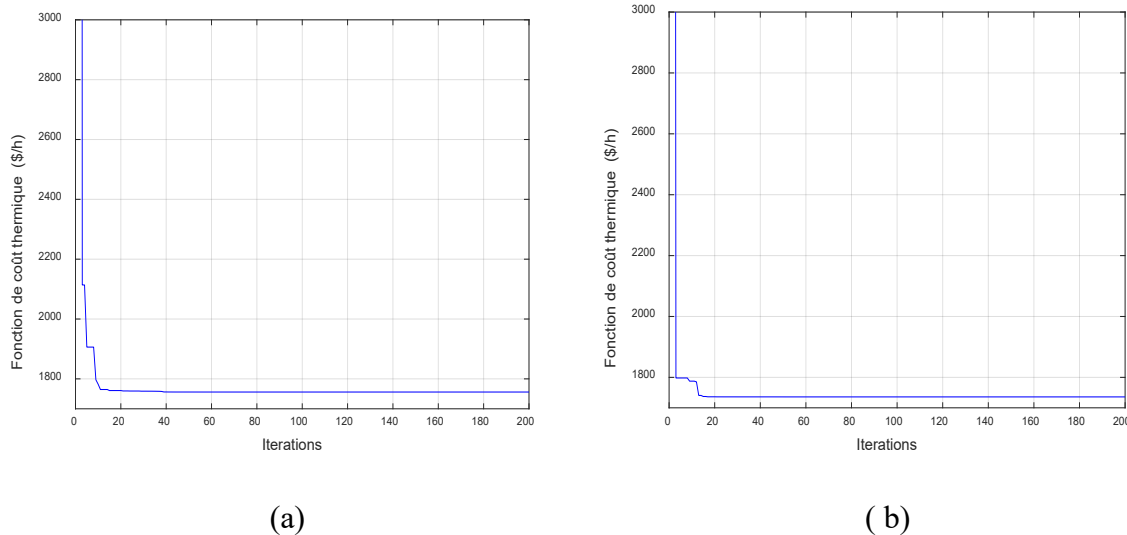


Figure 5.6 : Convergence de la fonction de coût thermique sans intégration de mégastructures solaires PVs

Cas 2 : Minimisation du coût de production avec intégration de deux mégastructures solaires PVs

Le problème de l'OPF dans ce cas est résolu avec considération de 10 générateurs thermiques et deux mégastructures solaires PVs. L'objectif est de réduire le coût total de production avec l'utilisation des fonctions de coût quadratique et cubique. Les coûts dû à la sous-estimation et à la surestimation de la puissance solaire PV sont inclus dans la fonction de coût total de production, ainsi que le coût des générateurs thermiques. Les mégastructures PVs sont incorporées à Tindouf et Illizi (figure 3.21 (a) du chapitre 3), et reliées au réseau aux nœuds 19 et 36, respectivement. Le tableau 5.7 résume les résultats de simulation.

Cas 2.1 : Minimisation avec une fonction de coût quadratique

La fonction objectif est donnée par l'équation (5.6). La convergence de la fonction de coût total est présentée dans la figure 5.7 (a). Le tableau 5.7 montre que l'intégration de deux mégastructures solaires PVs réduit les pertes de transmission et le coût. La valeur des pertes de transmission passe de 19.4648 MW dans le cas 1.1 à 9.4010 MW. Le coût de production thermique est de 1141.2 \$/h, ce qui est considéré comme 36.128 % inférieur au coût de production thermique dans le cas 1.1. Le coût des sources solaire PVs est de 312.8543 \$/h. Les modules de tension sont illustrés dans la figure 5.9 où la valeur minimale est de 0.9129 p.u. au nœud 38.

Cas 2.2 : Minimisation avec une fonction de coût cubique

La fonction objectif est donnée par l'équation (5.6). La figure 5.7 (b) montre la convergence de la fonction de coût total. Selon le tableau 5.7, l'intégration de deux mégastructures solaires PVs avec l'utilisation de la fonction de coût cubique permet de diminuer les pertes de transmission et le coût de production. La valeur des pertes de transmission de 18.5143 MW dans le cas 1.2 à 9.2150 MW. Le coût de production thermique est de 1138.2 \$/h, ce qui est considéré comme 34.537 % inférieur au coût de production thermique obtenu dans le cas 1.2. Les modules de tension sont illustrés dans la figure 5.9 où la valeur minimale est de 0.9149 p.u. au nœud 38.

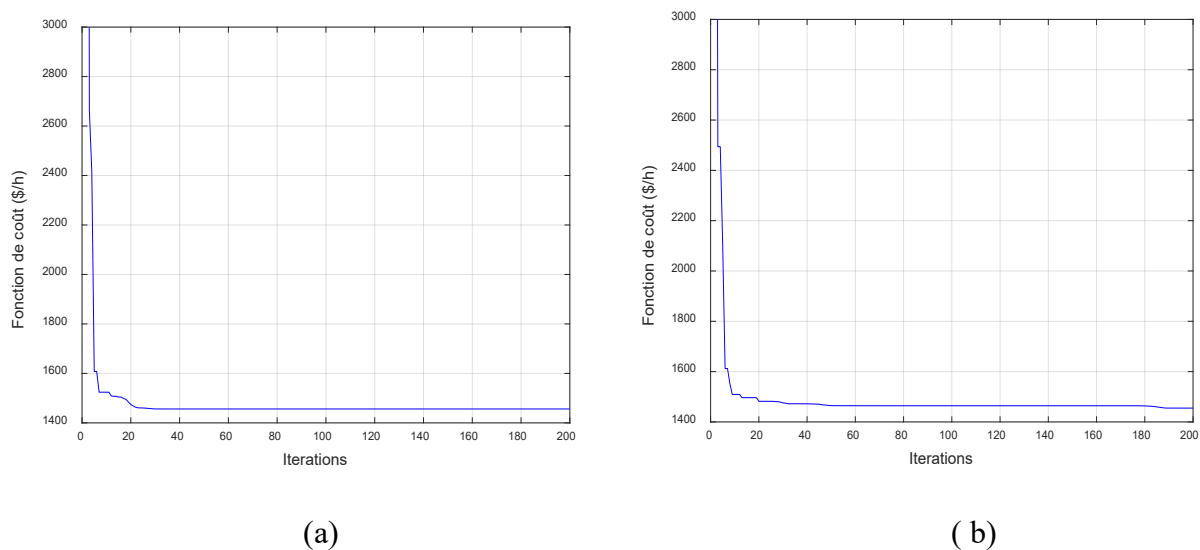


Figure 5.7 : Convergence de la fonction de coût total avec intégration de deux mégastructures

Cas 3 : Minimisation du coût de production avec intégration de trois mégastructures PVs

Dans ce cas, l'OPF est résolu avec considération de 10 générateurs thermiques et trois mégastructures solaires PVs. Ces mégastructures sont intégrées à Tindouf, Illizi et Tamanrasset (figure 3.21 (a) du chapitre 3), et connectées au réseau aux nœuds 19, 36 et 51 respectivement. Le tableau 5.7 présente les résultats obtenus.

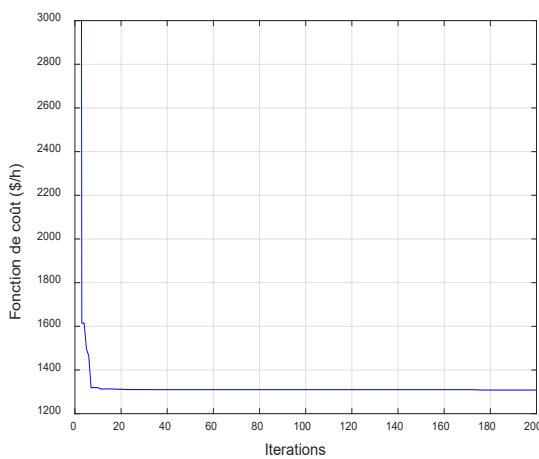
Cas 3.1 : Minimisation avec une fonction de coût quadratique

Dans ce cas, la fonction objectif correspond à celle du cas 2.1. La convergence de la fonction de coût total est présentée dans la figure 5.8 (a). Le tableau 5.7 montre une amélioration importante du coût de production grâce à l'intégration de trois mégastructures solaires PVs, allant de 1454 \$/h

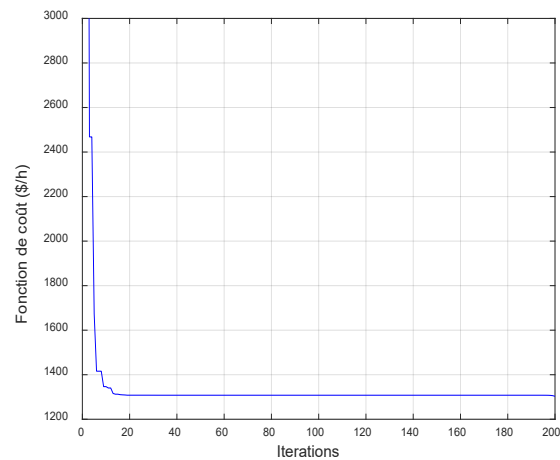
dans le cas 2.1 à 1307.8 \$/h dans ce cas. La valeur des pertes de transmission a diminué de 9.4010 MW dans le cas 2.1 à 5.1196 MW. Le coût de production thermique est de 850.218 \$/h, ce qui est considéré comme 25.497 % inférieur au coût de production thermique obtenu dans le cas 2.1 et 52.414 % dans le cas 1.1. Le profil de tension des nœuds du système est illustré dans la figure 5.9 où la valeur minimale est de 0.9614 p.u. au nœud 38.

Cas 3.2 : Minimisation avec une fonction de coût cubique

Dans ce cas, la fonction objectif correspond à celle du cas 2.2. La figure 5.8 (b) présente la convergence de la fonction de coût total. D'après le tableau 5.7, l'utilisation de la fonction de coût cubique pour simuler l'OPF donne de meilleurs résultats à ceux obtenus avec l'utilisation d'une fonction quadratique. Le coût total de production est réduit de 1451 \$/h dans le cas 2.2 à 1303.7 \$/h. Le coût de production thermique est de 846.1317 \$/h, ce qui est considéré comme 25.66 % plus bas que celui du cas 2.2 et 51.335 % pour celui du cas 1.2. En comparaison avec le cas 2.2, la valeur des pertes de transmission est diminuée à 4.6563 MW. Le profil de tension des nœuds du système est présenté dans la figure 5.9 où la valeur minimale est de 0.9020 p.u. au nœud 14.



(a)



(b)

Figure 5.8 : Convergence de la fonction de coût total avec intégration de trois mégastuctures solaires PVs

Tableau 5.7 : Résultats de simulation avec et sans intégration des mégastructures PVs

Paramètres	Cas 1.1	Cas 1.2	Cas 2.1	Cas 2.2	Cas 3.1	Cas 3.2
P_{ThG1}	31.3292	31.5252	21.6707	25.2687	24.4897	23.2409
P_{ThG2}	44.7764	49.9718	28.4512	28.3255	18.6727	23.5943
P_{ThG3}	123.0342	109.4389	85.6654	80.6479	57.6990	47.2100
P_{ThG4}	73.4139	122.2083	57.0025	58.4998	45.7435	49.2092
P_{ThG13}	61.2325	27.5176	42.3868	42.9166	36.0299	35.0339
P_{ThG27}	41.0186	23.8798	27.8938	29.3246	27.1968	14.3005
P_{ThG37}	40.4049	58.6424	28.9401	25.1553	17.1827	27.9034
P_{ThG41}	65.1655	42.0676	42.7632	46.4079	34.7007	19.2031
P_{ThG42}	104.5974	136.2692	70.9612	70.7495	58.0934	68.3630
P_{ThG53}	118.5920	101.0935	84.6487	82.9018	62.6131	73.8999
$P_{PV Tf}$	-	-	102.4969	102.4969	103.6784	103.6784
P_{PVI}	-	-	100.6205	100.6205	102.7326	102.7326
P_{PVTt}	-	-	-	-	100.3872	100.3872
V_{ThG1}	1.0881	1.0309	0.9504	0.9537	0.9905	0.9727
V_{ThG2}	0.9725	1.0134	0.9502	1.0377	1.0707	0.9870
V_{ThG3}	1.0879	1.0201	0.9694	1.0848	1.0255	0.9888
V_{ThG4}	1.0848	1.0232	1.0429	0.9711	1.0058	1.0844
V_{ThG13}	0.9633	0.9591	0.9503	1.0214	1.0854	0.9863
V_{ThG27}	1.0867	1.0215	1.0600	1.0310	1.0763	0.9530
V_{ThG37}	1.0725	1.0038	1.0028	0.9502	1.0797	1.0844
V_{ThG41}	0.9656	0.9972	1.0417	1.0756	1.0303	0.9822
V_{ThG42}	1.0870	1.0476	0.9726	0.9501	1.0432	1.0844
V_{ThG53}	1.0876	1.0499	1.0421	0.9501	1.0302	0.9849
$V_{PV Tf}$	-	-	0.9984	1.0837	0.9523	0.9628
V_{PVI}	-	-	1.0771	0.9914	1.0285	0.9736
V_{PVTt}	-	-	-	-	0.9969	0.9843
Pertes (MW)	19.4648	18.5143	9.4010	9.2150	5.1196	4.6563
$C_{Th} (\$/h)$	1786.7	1738.7	1141.2	1138.2	850.2180	846.1317
$C_{PV} (\$/h)$	-	-	312.8543	312.8543	457.6099	457.6099
$C_{total} (\$/h)$	-	-	1454.00	1451.00	1307.80	1303.70

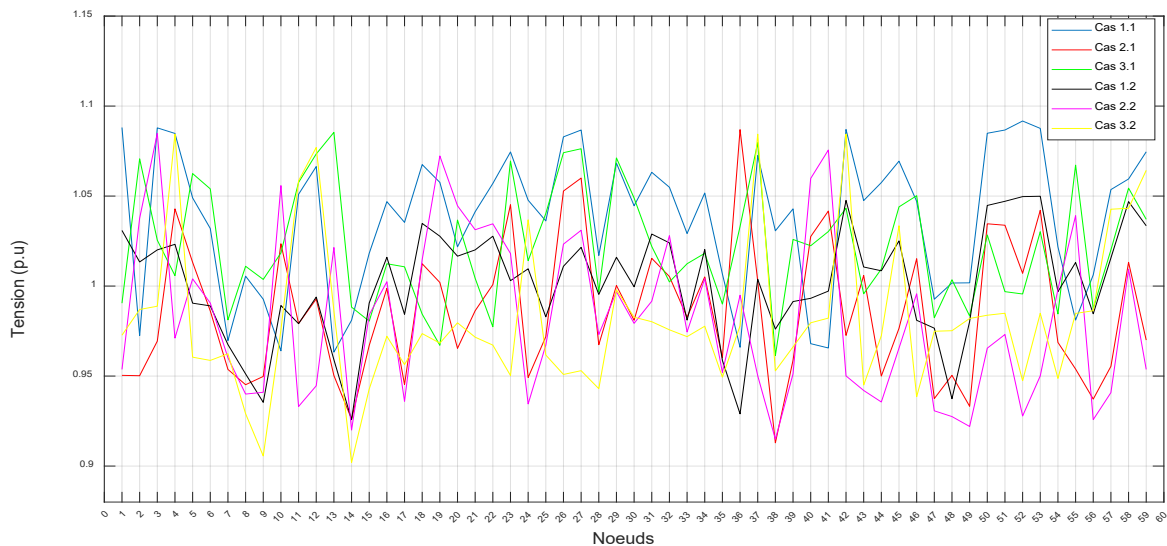


Figure 5.9 : Profil de tension du système de test avec et sans intégration de mégastructures solaires PVs

Cas 4 : Minimisation simultanée de coût de production et l'émission sans intégration de mégastructures solaires PVs

Dans ce cas, la fonction objectif est résolue pour réduire simultanément le coût de production et les émissions en considérant uniquement 10 générateurs thermiques. La fonction objectif à minimiser est présentée par l'équation (5.9) avec $w_f = 0.5$. Les résultats sont résumés dans le tableau 5.8. La fonction d'émission est exprimée par :

$$E = 10^{-2} \cdot \sum_{i=1}^{N_G} (a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 + d_i \exp(e_i P_{Gi}))$$

Cas 4.1 : Minimisation avec une fonction de coût quadratique

L'objectif dans ce cas est de réduire le coût de production thermique et les émissions. La convergence de la fonction d'émission est présentée dans la figure 5.10 (a). Selon le tableau 5.8, le coût de production thermique et les émissions sont respectivement de 1784.5 \$/h et 0.4348 Ton/h. La valeur des pertes de transmission est de 19.5798 MW. La figure 5.12 présente les amplitudes de tension, où la valeur minimale est de 0.9097 p.u. au nœud 14.

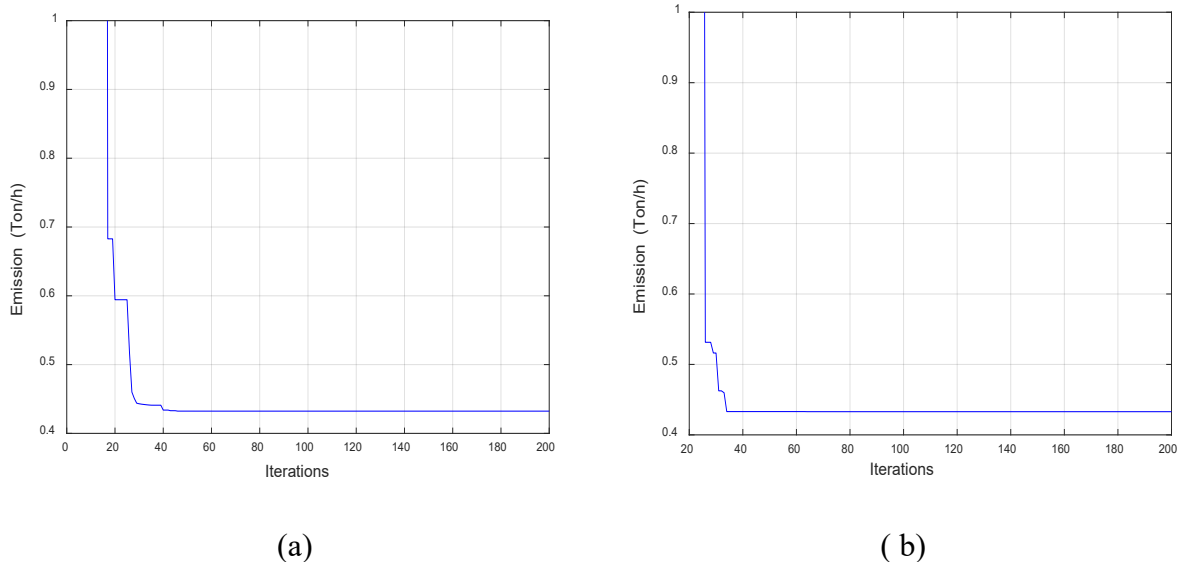


Figure 5.10 : Convergence de la fonction d'émission sans intégration de mégastructures solaires PVs

Cas 4.2 : Minimisation avec une fonction de coût cubique

L'objectif principal dans ce cas est de minimiser simultanément le coût de production thermique et les émissions avec l'utilisation d'une fonction de coût cubique. La figure 5.10 (b) présente la convergence de la fonction d'émission. Selon le tableau 5.8, la simulation de l'OPF avec l'utilisation de la fonction de coût cubique donne de meilleurs résultats à ceux obtenus avec l'utilisation d'une fonction quadratique. Le coût de production thermique et l'émission obtenus sont respectivement de 1782.7 \$/h et 0.4325 Ton/h. La valeur des pertes de transmission est de 18.9257 MW. Les amplitudes de tension sont illustrées dans la figure 5.12, où la valeur minimale est de 0.9074 p.u. au bus 14.

Cas 5 : Minimisation simultanée du coût de production et des émissions avec intégration de mégastructures solaires PVs

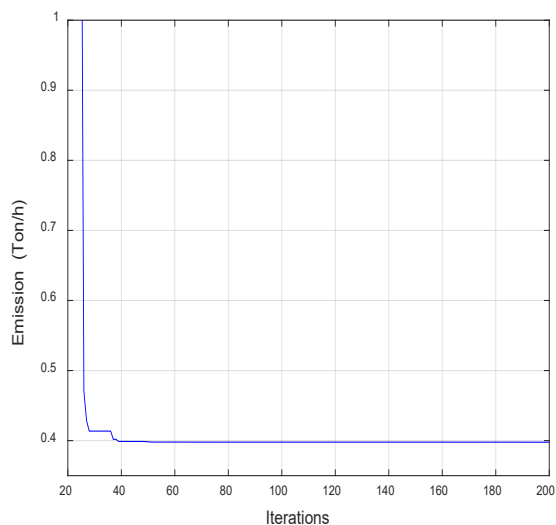
Dans ce cas, l'OPF est résolue pour minimiser simultanément le coût total de production et les émissions avec l'intégration de deux mégastructures PV. La fonction objectif est présentée par l'équation (5.10) avec $w_f = 0.5$. Les deux mégastructures sont intégrées à Tindouf et d'Illizi (figure 3.21 (a) du chapitre 3), et connectées au système aux nœuds 19 et 36, respectivement. Le tableau 5.8 présente les résultats de simulation obtenus.

Cas 5.1 : Minimisation avec une fonction de coût quadratique

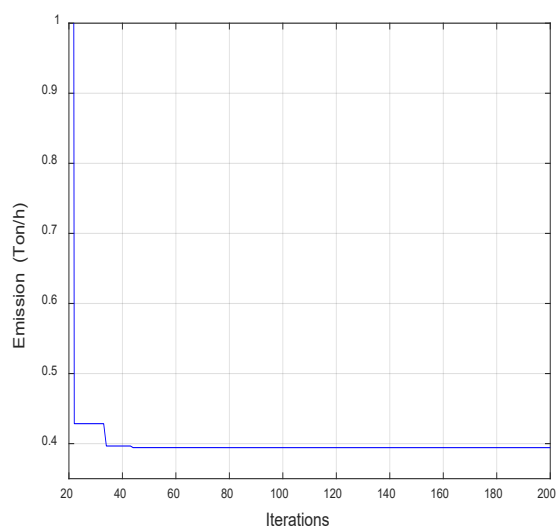
Dans ce cas, l'objectif est de réduire le coût total de production et de l'émission. La convergence de la fonction de l'émission est illustrée dans la figure 5.11 (a). Selon le tableau 5.8, l'intégration des mégastructures solaires PVs permet d'observer une réduction de l'émission, du coût de production et de la valeur des pertes de transmission. Le coût de production thermique et les émissions obtenus sont respectivement de 1117 \$/h et de 0.3950 Ton/h. Le coût de production thermique est 37.405 % moins élevé que celui du cas 4.1. Les émissions sont considérées comme 9.1536 % inférieures à celles du cas 4.1. La valeur des pertes de transmission est passée de 19.5798 MW dans le cas 4.1 à 9.4556 MW. Les amplitudes de tension sont présentées dans la figure 4.12, où la valeur minimale est de 0.9255 p.u. au noeud 14.

Cas 5.2 : Minimisation avec une fonction de coût cubique

L'objectif dans ce cas est de minimiser le coût total de production et l'émission avec l'utilisation d'une fonction de coût cubique. La figure 5.11 (b) illustre la convergence de la fonction de l'émission. Le tableau 5.8 montre que l'utilisation de la fonction de coût cubique dans l'OPF présente des meilleurs résultats que ceux de l'utilisation d'une fonction quadratique. Le coût de production thermique et les émissions obtenus sont respectivement de 1115.5 \$/h et de 0.3944 Ton/h.



(a)



(b)

Figure 5.11 : Convergence de la fonction d'émission avec intégration de deux mégastructures solaires PVs

Le coût de production thermique obtenu est 37.426 % inférieur au coût du cas 4.2. Les émissions obtenues sont 8.809 % inférieures à celles du cas 4.2. La valeur des pertes de transmission est passée de 18.9257 MW dans le cas 4.2 à 9.3610 MW. Les amplitudes de tension sont illustrées dans la figure 5.12, où la valeur minimale est de 0.9371 p.u. au noeud 11.

Tableau 5.8 : Résultats de simulation avec et sans intégration de mégastructures solaires PVs

Paramètres	Cas 4.1	Cas 4.2	Cas 5.1	Cas 5.2
P _{Th G 1}	32.8959	31.7843	23.2187	23.7896
P _{Th G 2}	39.8419	38.9566	28.9032	27.9133
P _{Th G 3}	125.7193	123.1953	87.6102	86.5698
P _{Th G 4}	80.1877	81.5281	57.8967	57.7327
P _{Th G 13}	59.7503	59.2818	43.7165	43.0160
P _{Th G 27}	38.5248	40.4916	28.5738	29.1108
P _{Th G 37}	41.7966	41.6771	27.9182	27.5275
P _{Th G 41}	60.0736	60.8745	42.2146	43.6317
P _{Th G 42}	99.7923	103.5497	50.7870	51.6037
P _{Th G 53}	125.0974	121.6866	86.9713	86.8205
P _{PV Tf}	-	-	106.3015	106.3015
P _{PV I}	-	-	109.4439	109.4439
V _{Th G 1}	1.0014	1.0386	0.9852	1.0523
V _{Th G 2}	0.9901	0.9702	1.0857	1.0199
V _{Th G 3}	1.0551	1.0498	1.0016	0.9993
V _{Th G 4}	1.0149	0.9646	0.9897	1.0712
V _{Th G 13}	0.9853	1,0500	0.9832	1.1000
V _{Th G 27}	1.0038	0.9579	1.0204	1.0664
V _{Th G 37}	0.9896	1.0024	1.0028	0.9512
V _{Th G 41}	1.0139	0.9991	1.0122	0.9983
V _{Th G 42}	1.0076	1.0368	1.0374	1.0148
V _{Th G 53}	1.0364	0,9983	1.0031	1.0077
V _{PV Tf}	-	-	1.0992	1.0834
V _{PV I}	-	-	1.0216	0.9510
Pertes (MW)	19.5798	18.9257	9.4556	9.3610
C _{Th} (\$/h)	1784.50	1782.70	1117.00	1115.50
C _{PV} (\$/h)	-	-	243.4003	243.4003
E (Ton/h)	0.4348	0.4325	0.3950	0.3944

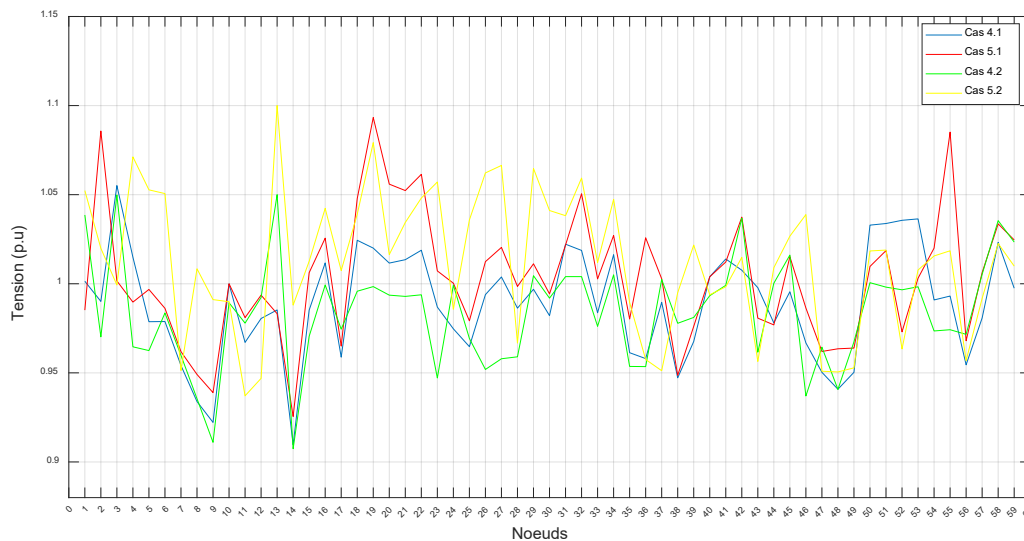


Figure 5.12 : Profil de tension du système électrique avec et sans intégration de mégastuctures solaires PVs

5.5.4. Application sur le réseau de transport algérien de 114 nœuds

Cette partie est consacrée à l'étude de l'OPF sur le système électrique algérien de 114 nœuds (220/60 kV). La topologie du réseau électrique algérien est illustrée dans la figure 5.13. Le tableau 5.9 présente le code de niveau de tension sur les lignes et les postes. Sur la base des données techniques statistiques fournies par la société Sonelgaz en 2011, ce système électrique pratique se compose de 15 générateurs, 175 lignes, 99 barres de charge et 16 transformateurs situés sur les lignes 160 à 175 [39, 152]. Les données des lignes et des nœuds du système sont tirées de [39] et récapitulés dans l'annexe D. La demande de charge totale active et réactive est de 3727 MW et 2070 MVar à une base de 100 MVA. Le nœud 4 (Mersat El Hadjadj 1) est sélectionné comme nœud de référence. Les 15 générateurs ayant une fonction de coût quadratique. Les coefficients de la fonction de coût sont tirés de [72,152,153]. En raison de l'absence de données des coefficients de la fonction d'émission pour ce réseau, nous avons effectué un rapprochement qui se base sur les données du réseau de 59 nœuds. Mais, au lieu d'utiliser la même fonction, nous avons considéré une fonction d'émission quadratique. Les limites des puissances actives générées, les coefficients des fonctions de coût quadratique et les coefficients d'émission des générateurs sont présentées dans le tableau 5.10 et le tableau 5.11, respectivement. Les limites de tension minimales et maximales de tous les nœuds sont comprises entre 0.9 p.u et 1.1 p.u.

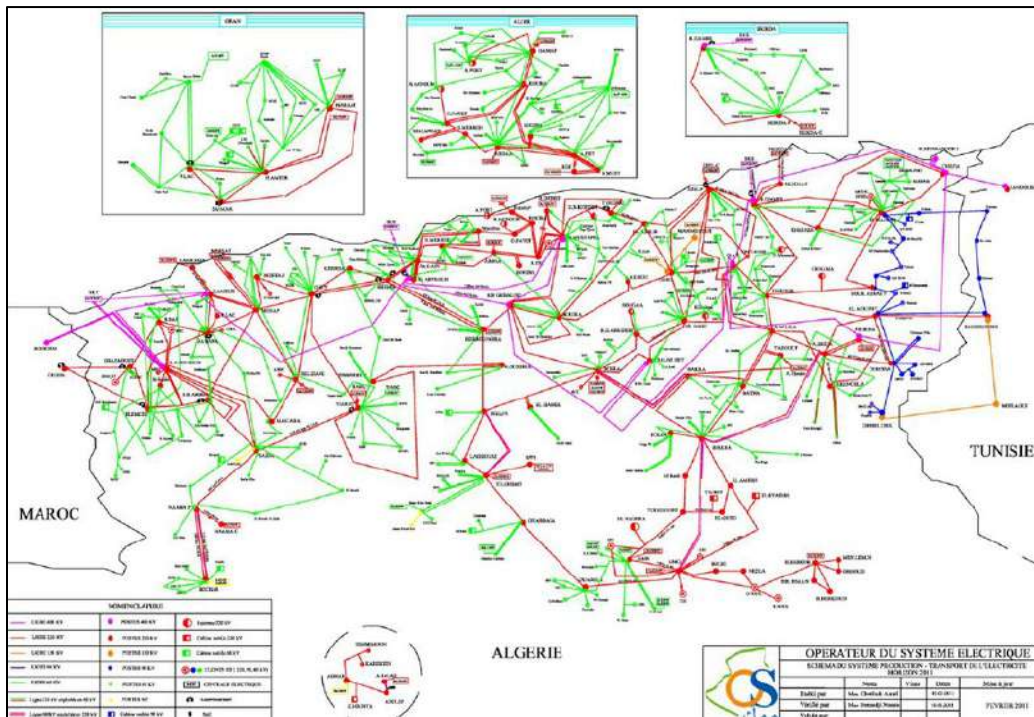


Figure 5.13 : Topologie du réseau de transport algérien de 114 nœuds [152]

Tableau 5.9 : Code de niveau de tension sur les lignes et les postes [39]













Désignation	Code de niveau de tension
Lignes 220 KV	
Lignes 220 KV exploitée en 60 KV	
Lignes 150 KV	
Lignes 90 KV	
Lignes 60 KV	
Lignes 60 KV exploitée 30 KV	
Postes 220 KV	
Injecteur ou cabine mobile 220/60-30 KV	
Postes 150 KV	
Postes 90 KV	
Postes 60 KV	
Client HT	
Nombre de puissance des groupes	1*600 MW

Tableau 5.10 : Coefficients de la fonction de coût et les limites des puissances actives

Noeuds	Nomination	α (\$/h)	β (\$/MW.h)	γ (\$/MW ² .h)	$P_{Th G}^{min}$ (MW)	$P_{Th G}^{max}$ (MW)
4	Mersat El Hadjadj 1	0	1.5	0.0085	135	1350
5	Mersat El Hadjadj 2	0	1.5	0.0085	135	1350
11	Tiaret	0	2.5	0.0170	10	100
15	Ravin Blanc	0	2.5	0.0170	30	300
17	Alger Est1	0	1.5	0.0085	135	1350
19	Alger Port	0	2.5	0.0170	34.5	345
22	Bab Ezzouar	0	2.5	0.0170	34.5	345
52	Boufarik	0	2.5	0.0170	34.5	345
80	El Hadjar1	0	2.5	0.0170	34.5	345
83	Skikda	0	2.5	0.0170	30	300
98	Darguina	0	2	0.0030	30	300
100	Jijel	0	2	0.0030	60	600
101	M'sila	0	2	0.0030	20	200
109	Tilghemt	0	2.5	0.0170	10	100
111	H.Messaoud Nord	0	2.5	0.0170	10	100

Tableau 5.11 : Coefficients de la fonction d'émission

Noeuds	a	$bx10^{-2}$	$cx10^{-4}$
4	4.091	-5.554	6.490
5	4.091	-5.554	6.490
11	4.258	-5.094	4.586
15	5.326	-3.550	3.380
17	4.258	-5.094	4.586
19	4.258	-5.094	4.586
22	4.258	-5.094	4.586
52	4.258	-5.094	4.586
80	4.258	-5.094	4.586
83	4.258	-5.094	4.586
98	4.258	-5.094	4.586
100	4.091	-5.554	6.490
101	4.091	-5.554	6.490
109	4.258	-5.094	4.586
111	4.258	-5.094	4.586

Quatre cas sont examinés pour résoudre le problème OPF en utilisant l'algorithme PSO :

- Minimisation du coût de production sans intégration de sources solaires PVs.
- Minimisation du coût de production avec intégration de deux sources solaires PVs.
- Minimisation du coût de production et l'émission sans intégration de sources solaires PVs.
- Minimisation du coût de production et l'émission avec intégration de deux sources solaires PVs.

Les deux mégastructures solaires PVs ajoutées ont une puissance installée de 250 MW pour chacune. Elles sont installées à Tindouf et Illizi (figure 3.21 (a) du chapitre 3), et reliées aux nœuds 7 et 113, respectivement, par l'ajout de deux lignes HVDC pour chacune. Les données des deux lignes sont les mêmes qu'on a utilisé dans le cas précédent (cas de 59 nœuds). Les variables de contrôle considérées pour ce réseau sont la puissance active et l'amplitude de tension des générateurs. Dans ce cas de simulation on a pris les mêmes paramètres de PSO choisis dans le cas précédent (réseau de transport de 59 nœuds). Les données météorologiques des mégastructures solaires PVs sont présentés dans le tableau 5.12. Chaque mégastructure solaire PV présente des coefficients de coût de pénalité et de réserve de 2.5 et 5, respectivement.

Tableau 5.12: Données météorologiques des deux mégastructures PVs

Site	mega-structure PV	τ	θ
Illizi	PV _I	0.680	0.063
Tindouf	PV _{Tf}	0.698	0.059

Cas 6 : Minimisation du coût de production sans intégration de mégastructures solaires PVs

Dans ce cas, le problème de l'OPF est résolu avec considération de 15 générateurs thermiques. L'objectif est de réduire le coût de production thermique. La fonction objectif est présentée par l'équation (5.7). La convergence de la fonction de coût total est présentée dans la figure 5.14 (a). Le tableau 5.13 montre les résultats de simulation. Le coût de production thermique et les pertes de transmission sont respectivement de 19022.18 \$/h et 89.6756 MW. Le profil de tension des nœuds du système est illustré dans la figure 5.16, où toutes les tensions sont dans les limites.

Cas 7 : Minimisation du coût de production avec intégration de deux mégastructures solaires PVs

Le problème de l'OPF dans ce cas est résolu avec considération de 15 générateurs thermiques et deux mégastructures solaires PVs. La fonction objectif est présentée par l'équation (5.6). Les coûts dû à la sous-estimation et à la surestimation de la puissance solaire PV sont inclus dans la fonction de coût total de production, ainsi que le coût des générateurs thermiques. Les mégastructures PVs sont reliées au réseau aux nœuds 7 et 113, respectivement. Le tableau 5.13 résume les résultats de simulation. La convergence de la fonction de coût total est présentée dans la figure 5.14 (b). Le tableau 5.13 montre que l'intégration de deux mégastructures solaires PVs réduit les pertes de transmission et le coût. La valeur des pertes de transmission passe de 89.6756 MW dans le cas 6 à 75.0895. Le coût de production thermique est de 15174.35 \$/h, ce qui est considéré comme 20.7718 % inférieur au coût de production thermique dans le cas 6. Le coût des sources solaire PVs est de 410.676 \$/h. Les modules de tension sont illustrés dans la figure 5.16 où toutes les tensions sont dans les limites.

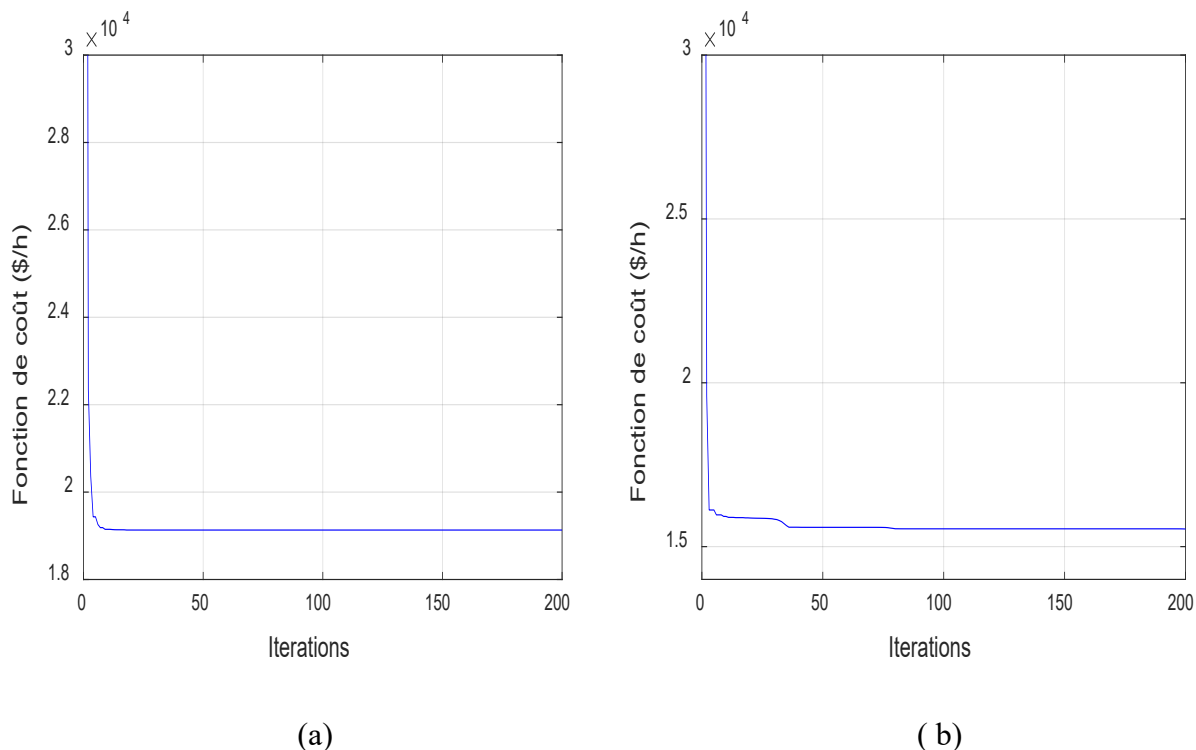


Figure 4.14 : Convergence de la fonction de coût avec et sans intégration de deux mégastructures solaires PVs

Cas 8 : Minimisation simultanée de coût de production et l'émission sans intégration de mégastructures solaires PVs

Dans ce cas, la fonction objectif est résolue pour réduire simultanément le coût de production et les émissions en considérant uniquement 15 générateurs thermiques. La fonction objectif à minimiser est présentée par l'équation (5.9) avec $w_f = 0.5$. Les résultats sont résumés dans le tableau 5.13. L'objectif principal dans ce cas est de minimiser simultanément le coût de production thermique et les émissions avec l'utilisation d'une fonction de coût cubique. La figure 5.15 (a) présente la convergence de la fonction d'émission. Selon le tableau 5.13, la simulation de l'OPF avec l'utilisation d'une fonction de coût cubique donne de meilleurs résultats à ceux obtenus avec l'utilisation d'une fonction quadratique. Le coût de production thermique et l'émission obtenus sont respectivement de 18765.604 \$/h et 6.5176 Ton/h. La valeur des pertes de transmission est de 89.3606 MW. Les amplitudes de tension sont illustrées dans la figure 5.16, où toutes les tensions sont dans les limites.

Cas 9 : Minimisation simultanée du coût de production et des émissions avec intégration de mégastructures solaires PVs

Dans ce cas, l'OPF est résolue pour minimiser simultanément le coût total de production et les émissions avec l'intégration de deux mégastructures PVs. La fonction objectif est présentée par l'équation (5.10) avec $w_f = 0.5$. La fonction d'émission est exprimée par :

$$E = 10^{-2} \cdot \sum_{i=1}^{N_G} (a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2)$$

Les deux mégastructures sont intégrées et connectées au système aux nœuds 7 et 113, respectivement. Le tableau 5.13 présente les résultats de simulation obtenus. La convergence de la fonction de l'émission est illustrée dans la figure 5.14 (b). Selon le tableau 5.13, l'intégration des mégastructures solaires PVs permet d'observer une réduction de l'émission, du coût de production et de la valeur des pertes de transmission. Le coût de production thermique et les émissions obtenus sont respectivement de 15035.15 \$/h et de 5.2352 Ton/h. Le coût de production thermique est 19.8792 % moins élevé que celui du cas 8. Les émissions sont considérées comme 19.6759 % inférieure à celles du cas 8. La valeur des pertes de transmission est passée de 89.6846 MW dans le cas 8 à 75.9584 MW. Les amplitudes de tension sont présentées dans la figure 5.16, où toutes les tensions sont dans les limites.

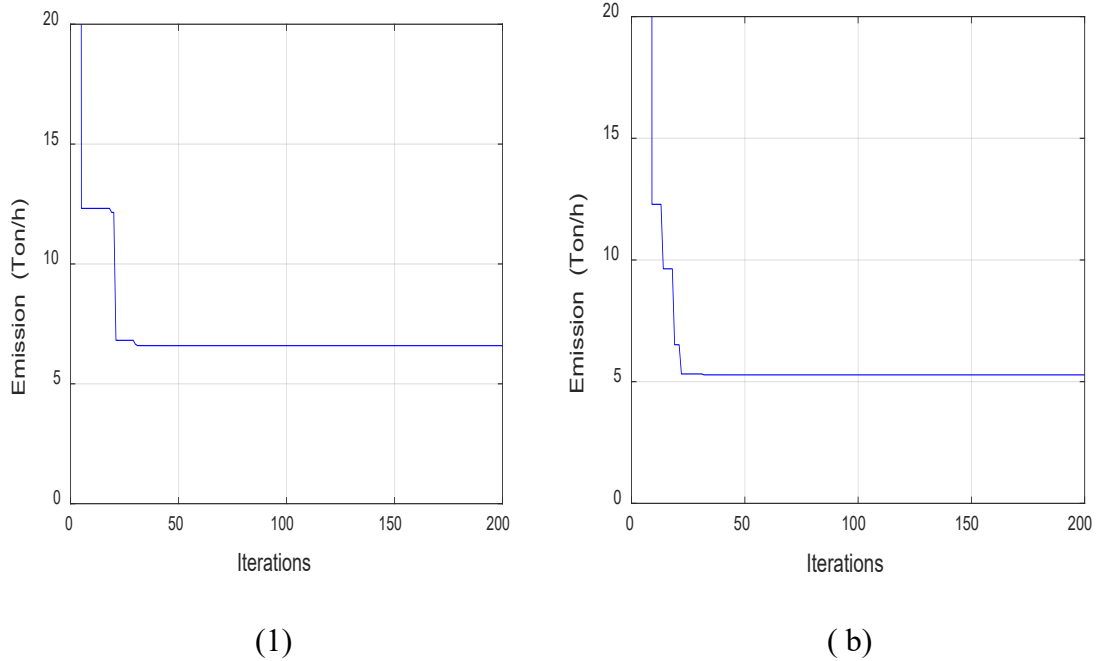


Figure 5.15 : Convergence de la fonction d'émission avec et sans intégration de deux mégastructures solaires PVs

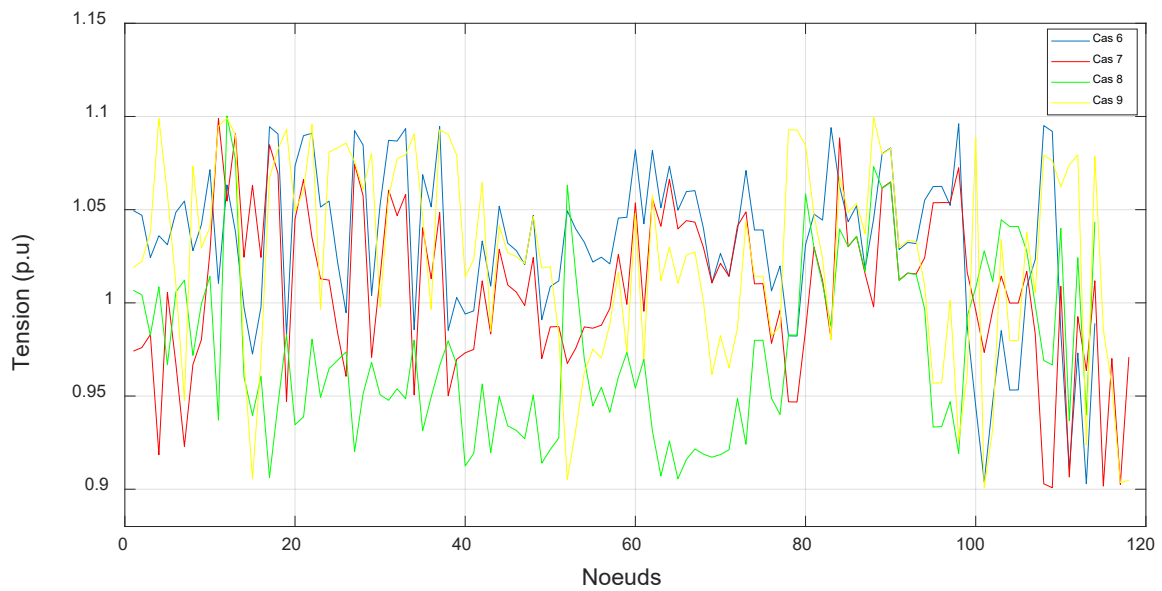


Figure 5.16 : Profil de tension du réseau de transport algérien de 114 nœuds avec et sans intégration de mégastructures solaires PVs

Tableau 5.13 : Résultats de simulation du réseau de transport algérien de 114 nœuds avec et sans intégration de mégastructures solaires PVs

Paramètres	Cas 6	Cas 7	Cas 8	Cas 9
P _{Th G 4}	433.3832	455.1121	501.5168	350.2912
P _{Th G 5}	471.1264	326.2251	434.6088	367.9719
P _{Th G 11}	99.8278	99.2753	97.6071	10.5250
P _{Th G 15}	135.3481	195.1593	197.7290	183.9388
P _{Th G 17}	498.2990	434.4050	458.4622	448.3078
P _{Th G 19}	186.1281	34.5131	176.0802	174.5377
P _{Th G 22}	152.6790	207.4384	259.0794	179.4500
P _{Th G 52}	333.0028	185.9213	115.9486	137.5473
P _{Th G 80}	213.3644	129.1850	225.5969	210.2907
P _{Th G 83}	30.9680	121.8683	173.3583	106.4609
P _{Th G 98}	299.2755	229.1166	289.0888	298.1908
P _{Th G 100}	598.0114	599.9365	598.7989	598.4746
P _{Th G 101}	199.8281	199.0467	197.4122	195.3835
P _{Th G 109}	73.7167	39.9412	22.0877	32.7587
P _{Th G 111}	91.7172	99.7024	68.9857	63.5864
P _{PV Tf}	-	223.6754	-	223.6754
P _{PV I}	-	221.5678	-	221.5678
V _{Th G 4}	1.0360	0.9185	1.0086	1.0989
V _{Th G 5}	1.0312	1.0056	0.9668	1.0582
V _{Th G 11}	1.0105	1.1000	0.9371	1.0948
V _{Th G 15}	0.9725	1.0631	0.9396	0.9056
V _{Th G 17}	1.0945	1.0848	0.9063	1.0672
V _{Th G 19}	0.9824	0.9470	0.9829	1.0930
V _{Th G 22}	1.0910	1.0349	0.9805	1.0957
V _{Th G 52}	1.0494	0.9675	1.0632	0.9052
V _{Th G 80}	1.0312	0.9853	1.0585	1.0844
V _{Th G 83}	1.0940	0.9806	0.9875	0.9802
V _{Th G 98}	1.0961	1.0725	0.9191	0.9260
V _{Th G 100}	0.9446	0.9960	1.0081	1.0886
V _{Th G 101}	0.9040	0.9734	1.0279	0.9008
V _{Th G 109}	1.0920	0.9008	0.9667	1.0763
V _{Th G 111}	0.9109	0.9066	0.9368	1.0740
V _{PV Tf}	-	0.9026	-	0.9035
V _{PV I}	-	0.9709	-	0.9048
Pertes (MW)	89.6756	75.0895	89.3606	75.9584
C _{Th} (\$/h)	19022.18	15174.35	18765.604	15035.15
C _{VP} (\$/h)	-	410.676	-	410.676
E (Ton/h)	-	-	6.5176	5.2352

5.5.5. Application sur le réseau de transport algérien (2014)

Cette partie est consacrée à l'étude du réseau de transport algérien de plus de 900 nœuds représentant une situation pendant la décennie des années 2010 et dans lequel, le niveau de 400 kV

a été introduit. Sur la base des données techniques statistiques fournies par la société Sonelgaz en 2014, Ce système est sectionné en plusieurs régions.

Comme il est déjà mentionné dans le troisième chapitre, l'Algérie possède un potentiel immense en matière d'énergie solaire. Dans cette partie, nous avons essayé de concrétiser la variante évoquée dans le même chapitre (figure 3.21 (a)), en installant des mégastructures solaires PVs dans le Sahara algérien (Illizi et Tindouf) et en les reliant au réseau de transport au nord du pays. Toutefois, en raison de la taille et de la complexité du réseau, cette application n'a pas pu être accomplie, car elle requiert un ordinateur de haute performance. Ainsi, nous avons séparé les réseaux des régions les uns des autres, en considérant le réseau de transport de l'ouest et le réseau de transport du centre.

Notre objectif est de résoudre le problème OPF avec intégration d'une mégastructure solaire PV de 500 MW dans chaque réseau, dont le réseau électrique de la région ouest est relié à la mégastructure solaire PV intégrée à Tindouf, et le réseau de transport de la région centre est relié à la mégastructure solaire PV intégrée à Illizi. C'est-à-dire en intégrant 1 GW de puissance solaire dans l'ensemble.

Le réseau de transport de la région ouest contient 138 nœuds avec 173 lignes de liaison, 11 centrales de génération et 127 charges. Le réseau de transport de la région centre contient 146 nœuds avec 174 lignes de liaison, 5 centrales de génération et 141 charges. Leurs données des lignes et des nœuds sont illustrées dans les figures 2.5 - 2.8 du chapitre 2. Les tensions aux niveaux de tous les nœuds sont entre 0.9 et 1.1 p.u. Les puissances demandées actives et réactives sont respectivement, 2040.6 MW et 968.7353 Mvar pour le réseau de l'ouest et 2516 MW et 1261.4 MVAR pour le réseau du centre. Une puissance de base de 100 MVA a été choisie. Les coefficients de la fonction du coût et de celle d'émission quadratique ont été tirés des données du réseau de transport de 59 nœuds.

Pour chaque réseau, le problème OPF a été résolu avec et sans intégration de mégastructure solaire PV. L'algorithme PSO a été exécuté pour chercher un minimum de coût de production et celui d'émission. Chaque mégastructure installée est reliée au réseau de transport par une ligne HVDC. Les données de chaque ligne ajoutée sont les mêmes quand a utilisé dans le cas du réseau de 59 nœuds. Chacune prend des coefficients de coût de pénalité et de réserve égaux 2.5 et 5, respectivement. Les variables de contrôle considérées pour ce réseau sont la puissance active et l'amplitude de tension des générateurs. Les données météorologiques des mégastructures et les

paramètres de l'algorithme PSO du cas précédent (réseau de transport de 114 nœuds) ont été reconsidérées.

A. Application sur le réseau de la région ouest de 138 nœuds

Cas 10 : Minimisation du coût de production et l'émission sans intégration d'une mégastructure solaires PV

Dans ce cas, le problème de l'OPF est résolu avec considération de 11 générateurs thermiques. L'objectif est de réduire le coût de production thermique et l'émission. La fonction objectif est présentée par l'équation (5.9) avec $w_f = 0.5$. La convergence de la fonction de coût et la fonction d'émission sont présentées dans la figure 5.17. Le tableau 5.14 montre les résultats de simulation. Le coût de production thermique, l'émission et les pertes sont respectivement de 9964.6123 \$/h, 2.1111 Ton/h et 88.7492 MW. Le profil de tension des nœuds du système est illustré dans la figure 3.19, où toutes les tensions dans les limites.

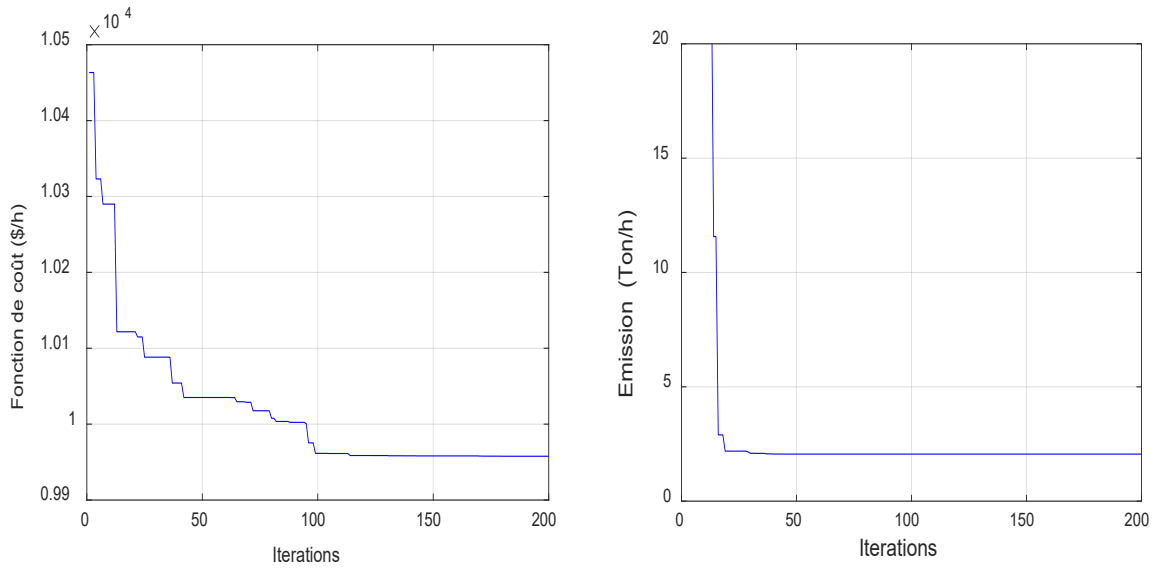
Cas 11 : Minimisation du coût de production et l'émission avec intégration d'une mégastructure solaire PV

Le problème de l'OPF dans ce cas est résolu avec considération de 11 générateurs thermiques et deux mégastructures solaires PVs. La fonction objectif est présentée par l'équation (5.10) avec $w_f = 0.5$. Les coûts dû à la sous-estimation et à la surestimation de la puissance solaire PV sont inclus dans la fonction de coût total de production, ainsi que le coût des générateurs thermiques. La mégastructure PV est incorporée et reliée au réseau au nœud 84. Le tableau 5.14 résume les résultats de simulation.

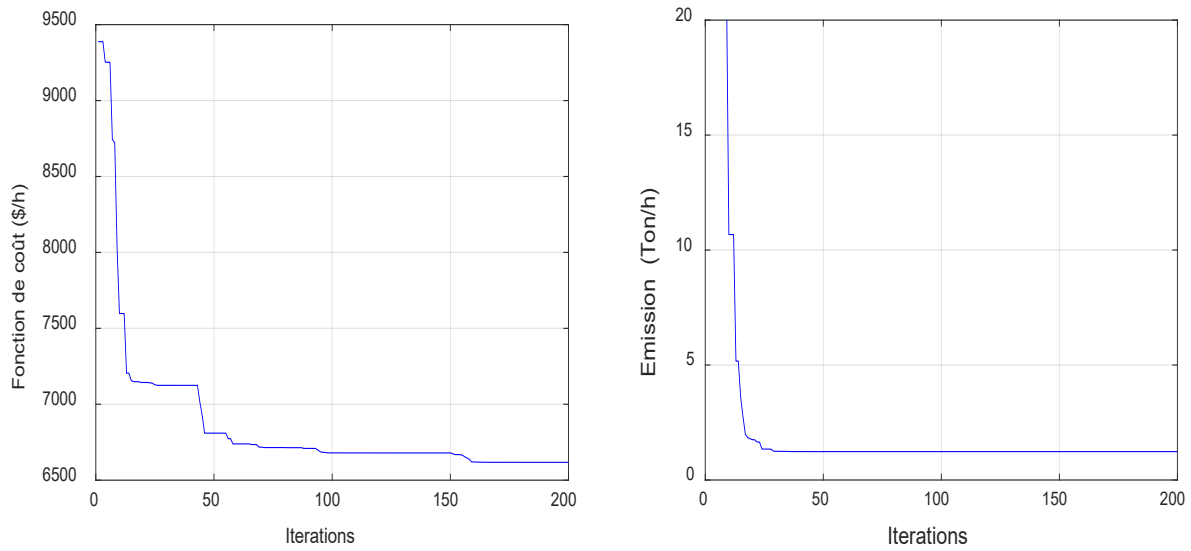
La convergence de la fonction de coût et l'émission sont présentées dans la figure 5.18 (a) et (b). Le tableau 5.14 montre que l'intégration de deux mégastructures solaires PVs a réduit les pertes de transmission, le coût de production thermique et l'émission. Le coût de production thermique et l'émission sont de 6538.688 \$/h et 1.3148 Ton/h, ce qui est considéré comme 34.3809 % et 37.719 % inférieur au coût de production thermique et l'émission dans le cas 10. Le coût de la mégastructure solaire PV est de 328.7722 \$/h. Les modules de tension sont illustrés dans la figure 5.19.

Tableau 5.14 : Résultats de simulation du réseau de transport de la région ouest de 138 nœuds avec et sans intégration de mégastructures solaires PVs

Paramètres	Limites Min	Limites Max	Cas 10	Cas 11
P_{ThG1}	100	600	351.2719	271.5861
P_{ThG2}	50	300	162.4748	91.4211
P_{ThG3}	50	300	143.7560	105.7024
P_{ThG4}	10	500	354.9954	293.5665
P_{ThG5}	100	500	345.5407	269.7764
P_{ThG6}	100	200	155.4303	161.7118
P_{ThG7}	100	200	132.1571	102.8208
P_{ThG8}	100	200	114.4518	104.5385
P_{ThG9}	50	200	80.0058	50.5156
P_{ThG10}	50	200	159.6960	98.8587
P_{ThG11}	50	200	129.5694	50.0335
P_{PV}	0	500	-	493.8363
V_{ThG1}	0.9	1.1	1.0295	0.9103
V_{ThG2}	0.9	1.1	0.9223	0.9906
V_{ThG3}	0.9	1.1	0.9094	1.0927
V_{ThG4}	0.9	1.1	1.0115	0.9069
V_{ThG5}	0.9	1.1	1.0716	0.9267
V_{ThG6}	0.9	1.1	1.0552	0.9018
V_{ThG7}	0.9	1.1	0.9024	0.9006
V_{ThG8}	0.9	1.1	0.9228	0.9104
V_{ThG9}	0.9	1.1	1.0785	0.9434
V_{ThG10}	0.9	1.1	1.0576	0.9002
V_{ThG11}	0.9	1.1	1.0564	1.0011
V_{PV}	0.9	1.1	-	0.9908
Pertes (MW)			88.7492	53.7676
$C_{Th} (\$/h)$			9964.6123	6538.688
$C_{VP} (\$/h)$			-	328.7722
E (Ton/h)			2.1111	1.3148



(a) (b)
 Figure 5.17 : Convergence de la fonction de coût et l'émission sans intégration d'une mégastructure solaire PV



(a) (b)
 Figure 5.18 : Convergence de la fonction de coût et l'émission avec intégration d'une mégastructure solaire PV

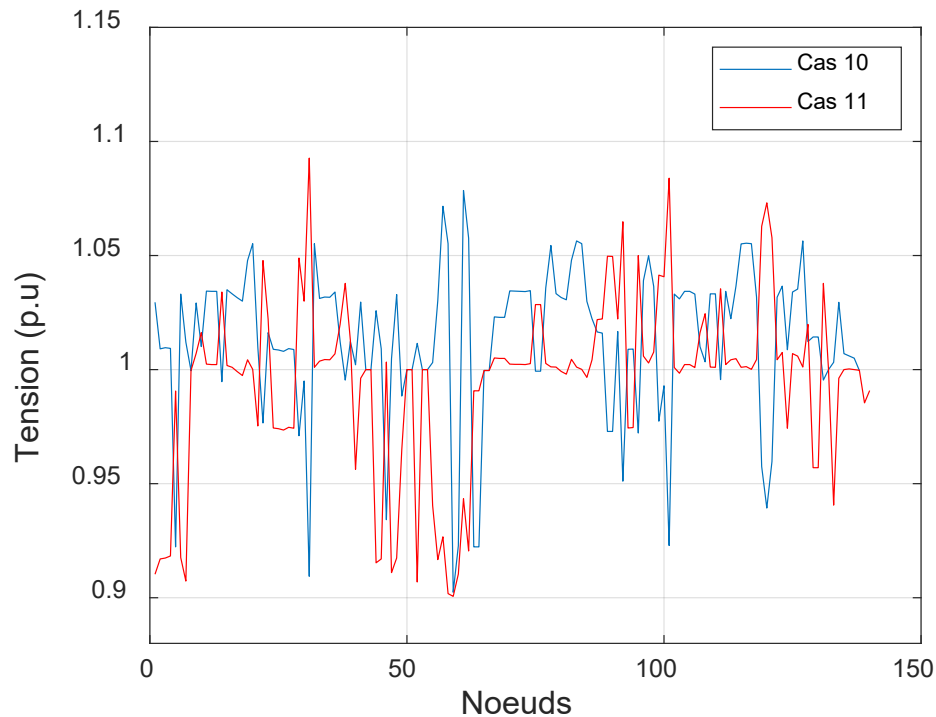


Figure 5.19 : Profil de tension du réseau de transport de la région ouest de 138 nœuds avec et sans intégration de mégastructure solaire PV

B. Application sur le réseau de la région centre de 146 nœuds

Cas 12 : Minimisation du coût de production et l'émission sans intégration d'une mégastructure solaire PV

Dans ce cas, le problème de l'OPF est résolu avec considération de 5 générateurs thermiques. La fonction objectif est présentée par l'équation (5.9) avec $w_f = 0.5$. La convergence de la fonction de coût et l'émission sont illustrées dans la figure 5.20 (a) et (b). Le tableau 5.15 présente les résultats de simulation. Le coût de production thermique, l'émission et les pertes de transmission sont respectivement de 20496.68 \$/h, 9.7400 Ton/h et 87.8698 MW. Le profil de tension des nœuds du système est illustré dans la figure 5.22 les tensions ont dépassé les limites en quelque nœuds.

Cas 13 : Minimisation du coût de production et l'émission avec intégration d'une mégastructure solaires PV

Le problème de l'OPF dans ce cas est résolu avec considération de 5 générateurs thermiques et une mégastructure solaire PV. La fonction objectif est présentée par l'équation (5.10) avec $w_f = 0.5$. Les coûts dû à la sous-estimation et à la surestimation de la puissance solaire PV sont inclus dans

la fonction de coût total de production, ainsi que le coût des générateurs thermiques. La mégastructure PV est incorporée et reliée au réseau au nœud 93, respectivement. Le tableau 5.15 résume les résultats de simulation.

La convergence de la fonction de coût et l'émission sont présentées dans la figure 5.21 (a) et (b). Le tableau 5.15 montre que l'intégration de la mégastructure solaires PV a réduit les pertes de transmission, le coût de production thermique et l'émission. Le coût de production thermique et l'émission sont 13865.48 \$/h et 5.9119 Ton/h, ce qui est considéré comme 32.3525 % et 39.3028 % inférieur au coût de production thermique et l'émission obtenues dans le cas 12. Le coût de la mégastructure solaire PV est de 311.805 \$/h. Les modules de tension sont illustrés dans la figure 5.22 où les tensions ont dépassé les limites en quelque nœuds.

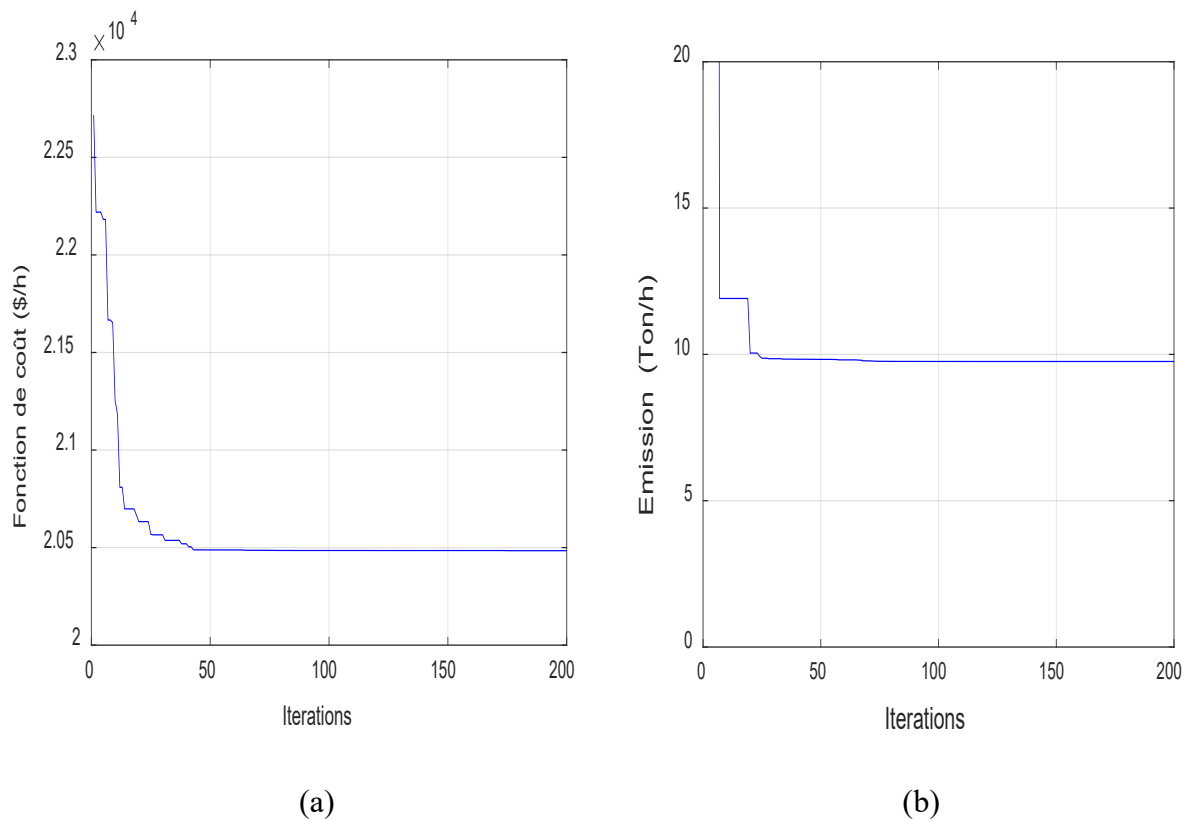
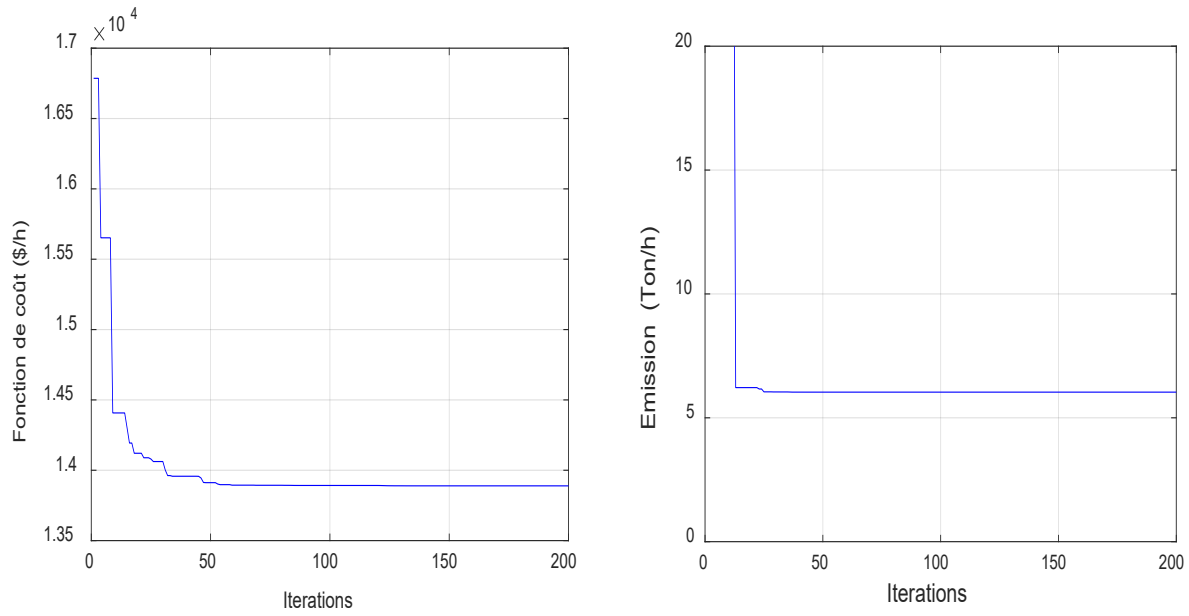


Figure 5.20 : Convergence de la fonction du coût et l'émission sans intégration d'une mégastructure solaire PV



(a) (b)
 Figure 5.21 : Convergence de la fonction du coût et l'émission avec intégration d'une mégastructure solaire PV

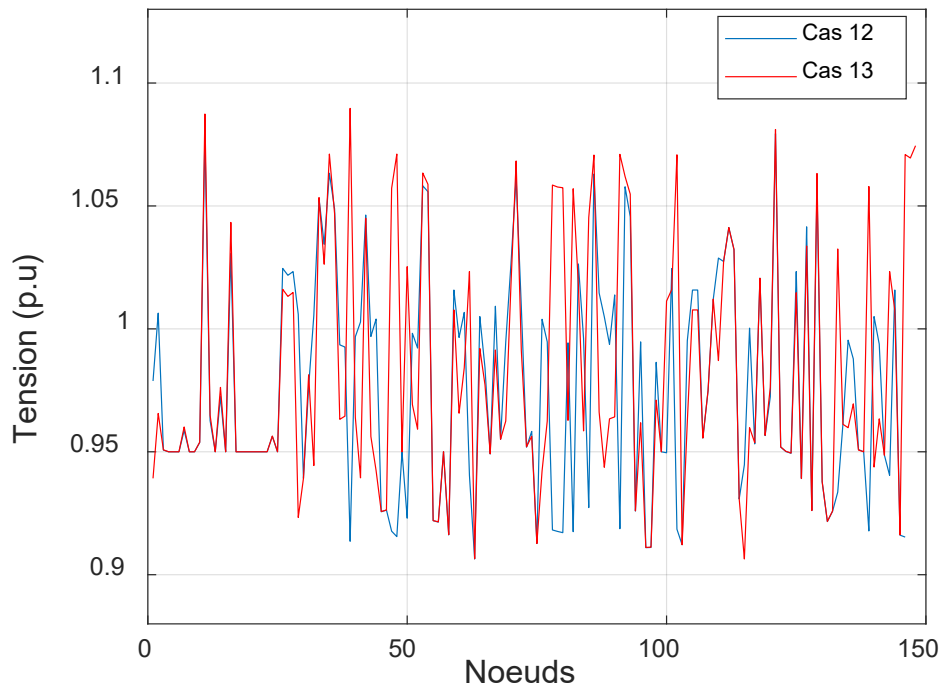


Figure 5.22: Profil de tension du réseau de transport de la région centre de 146 nœuds avec et sans intégration d'une mégastructure solaire PV

Tableau 5.15 : Résultats de simulation du réseau de transport de la région centre de 146 nœuds avec et sans intégration d'une mégastructure solaire PV

Paramètres	Limites Min	Limites max	Cas 12	Cas 13
$P_{Th G 1}$	100	500	390.7921	298.7308
$P_{Th G 2}$	100	600	383.7726	291.3361
$P_{Th G 3}$	100	400	397.5582	398.0167
$P_{Th G 4}$	100	400	392.5437	298.9525
$P_{Th G 5}$	100	1500	1039.2033	797.4237
P_{PV}	0	500	-	491.5740
$V_{Th G 1}$	0.9	1.1	1.0792	1.0874
$V_{Th G 2}$	0.9	1.1	1.0051	0.9233
$V_{Th G 3}$	0.9	1.1	1.0633	1.0711
$V_{Th G 4}$	0.9	1.1	0.9136	1.0897
$V_{Th G 5}$	0.9	1.1	0.9447	0.9064
V_{PV}	0.9	1.1	-	1.0745
Pertes (MW)			87.8698	60.0338
C_{Th} (\$/h)			20496.68	13865.48
C_{VP} (\$/h)			-	311.805
E (Ton/h)			9.7400	5.9119

D'après les résultats de simulation obtenus, on peut dire qu'il est nécessaire la construction des mégastructures de production solaires PVs dans la région du sud algérien et les interconnecter avec le réseau national RIN à travers la construction des lignes HVDC. Ces lignes prennent leur départ des mégastructures solaires PVs de Illizi ou de Tindouf ou de Tamanrasset jusqu'au nord avec des distances qui dépassent 500 Km à 220 kV.

5.6. CONCLUSION

Dans ce chapitre, le problème de l'OPF stochastique en présence des sources d'énergie solaire via une méthode métaheuristique de PSO a été abordé. Des simulations sur plusieurs systèmes électriques sous différentes configurations intégrant des sources solaires ont été effectuées. En plus, des configurations réelles relatives aux systèmes algériens ont été investiguées selon leur évolution multi décennale. On cite ceux de 59 nœuds, de 114 nœuds, de 138 nœuds et de 146 nœuds. Ces deux derniers, concernent les régions ouest et centre. Plusieurs cas ont été évalués par application de la méthode métaheuristique PSO avec et sans intégration des mégastructures solaires PVs.

L'objectif principal était de réduire significativement la fonction de coût de production soit quadratique ou cubique, et de diminuer les émissions, en réponse aux impératifs économiques et environnementaux, en tenant compte l'incertitude liée à la sous-estimation ou surestimation des

sources solaires dans la fonction objectif. Les sources d'énergie solaires ont été modélisées par l'utilisation de la fonction β PDF. Plusieurs cas ont été évalués avec et sans intégration des mégastructures solaires PVs dans le désert algérien qui est considérée l'une des régions les plus ensoleillées du monde, et les interconnecter avec le réseau à travers des lignes haute tension à courant continu. Les résultats de simulation obtenus démontrent plusieurs avantages majeurs :

- Réduction des coûts de production ce qui contribue à améliorer la compétitivité des réseaux électriques.
- Réduction des émissions par l'intégration des sources solaires PVs, ce qui favorise une production énergétique moins dépendante des combustibles fossiles, réduisant ainsi les émissions et les impacts négatifs sur l'environnement.
- Flexibilité et adaptabilité garantissant une gestion optimale du flux de puissance.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Les défis planétaires liés aux risques environnementaux dus aux ressources énergétiques fossiles et également à leur éventuel épuisement incitent au développement des énergies renouvelables (ERs) afin de garantir la sécurité énergétique et sauvegarder l'équilibre écologique.

Le travail de recherche que nous avons abordé traite le problème de l'OPF dans les réseaux de transport à grande échelle avec sources intégrées d'énergie renouvelable. Les méthodes métaheuristiques ont été appliquées pour des fins d'optimisation. L'objectif principal visé était une recherche simultanée d'un minimum de coût de production et d'émission. Ce dernier serait un prélude à une gestion efficace des réseaux électriques. Il s'avèrerait réalisable au gré d'une méthodologie bien adaptée aux perspectives d'intégration des énergies renouvelables comme sources primaires de production d'énergie électrique.

Certaines disparités d'usage des sources énergétiques montrent que celles fossiles gardent la faveur d'être transmissible et utilisées en leurs états bruts ou transformées par mode différé indépendamment, du lieu de leur soutirage. Cependant, celles renouvelables à l'exemple surtout des gisements solaires doivent subir des conversions photovoltaïques dans les lieux mêmes de leurs incidences. L'opportunité technique provient des réseaux électriques comme support de desserte surtout au sens écosystémique. En effet, même si les infrastructures correspondantes sont importantes, la nature quasi-instantanée des tensions et courants donnent plus d'intérêt à ces nouvelles visions de production et transport à grandes distances et pour de grandes puissances.

L'Algérie est l'un des pays qui bénéficie d'un climat propice au développement et à l'expansion des ERs. Elle possède un potentiel énergétique parmi les plus importants au monde, en particulier son gisement solaire du désert. Dans le cadre d'évaluer ses possibles intégrations dans la chaîne du produit électrique national, une investigation sur le système électrique Algérien a été menée et plus particulièrement sur le RIN représentant une situation pendant la décennie 2010.

Une validation basée sur deux méthodes d'écoulement de puissance a été établie pour des parties identifiées aux niveaux des régions ouest et centre du RIN. Leurs profils de tensions obtenus sont satisfaisants et dans les limites tolérables des normes en vigueur. Elles peuvent faire l'objet, désormais, à des analyses technico-économiques. En plus, une étude pour une réorientation optimale du flux d'énergie électrique du réseau algérien à partir du sud s'est avérée envisageable.

Dans ce cadre de réflexion, des procédés de simulations pour des fins d'optimisation ont été réalisés. Deux modes majeurs d'analyse ont été relevés à savoir :

- **Le mode déterministe** : Dans ce cas, l'OPF est évalué sans tenir compte de l'aspect stochastique, en se concentrant uniquement sur les sources d'énergie conventionnelles.
- **Le mode stochastique** : Dans ce cas, l'incertitude est intégrée dans la fonction objective sous la forme d'un coût de production. Ce coût reflète la quantité d'énergie solaire à planifier, que ce soit pour un surplus ou pour un déficit.

Les systèmes électriques testés incluaient diverses configurations avec intégration de sources solaires PVs. Il s'agit des réseaux électriques standards et des réseaux de transport réels algériens en l'occurrence : réseaux de 59 nœuds, réseau de 114 nœuds et réseau de plus de 900 nœuds. Concernant ce dernier, nous avons pris en considération les deux régions de l'ouest et du centre.

Les mégastructures PVs installés au désert algérien ont été liés au RIN par le biais de lignes à courant continu (liaison HVDC). Nous avons implémenté le robuste procédé d'optimisation PSO dont l'efficacité a été approuvée. Les résultats de simulation correspondante ont mis en évidence plusieurs avantages majeurs à savoir :

- ✓ L'intégration du gisement solaire à grande échelle permet une meilleure exploitation des ressources énergétiques disponibles.
- ✓ Une réduction de la dépendance aux combustibles fossiles en favorisant une production électrique plus respectueuse de l'environnement.
- ✓ L'approche métaheuristique de PSO s'est révélée efficace pour une estimation des coûts de production et les émissions.
- ✓ Une flexibilité à s'adapter aux différentes configurations de réseaux de transport et aux contraintes liées à la variabilité des sources solaires.

La méthodologie suivie a été dédiée en partie au cas Algérien. Mais elle demeure convenable à toute autre géographie similaire. Tout système électrique qui serait hôtes de ressources solaires aurait les avantages de la méthodologie adoptée.

Les avantages inhérents au cas Algérien ressort des gains en coût atteignant 34.3809 % (cas 11) pour le cas le plus favorable. En émission, la réduction a atteint 19.6759 % (cas 7) pour le cas le plus défavorable. Il en découle que cette étude peut apporter une contribution significative à la

transition énergétique. Des solutions pour une gestion optimisée pourraient être proposées en veillant à la réduction des coûts et les impacts environnementaux.

En fin, on estime que ce travail contribuerait à l'essor des systèmes électriques vers des solutions convenables entre efficacité et responsabilité écologique. Il aiderait à juste raison donc à relever les défis complexes de la mutation vers des réseaux futurs durable et à impact environnemental propre.

En termes de perspectives, des axes de recherche peuvent s'en ressortir. Les travaux futurs envisageables sont comme suit.

- ✓ Résolution de l'OPF avec interconnexions mutuelles entre toutes les parties du RIN.
- ✓ Planification d'un système de gestion de l'énergie électrique en présence des sources renouvelables en tenant compte de diverses contraintes opérationnelles.
- ✓ Intégration de dispositifs de stockage dans l'étude de l'OPF en présence des sources renouvelables.
- ✓ Hybridation des méthodes métaheuristiques pour améliorer la prédiction des sources d'énergie renouvelables et la rapidité de convergence.
- ✓ Evaluation de l'impact de la flexibilité sur l'intégration optimale des énergies renouvelables.
- ✓ Application en temps réel avec intégration des données météorologiques.
- ✓ Résolution du problème de l'OPF en présences des sources d'énergie renouvelables avec des dispositifs FACTS.

REFERENCES

REFERENCES

- [1] P. A. Owusu, S.A S. Sarkodie, “A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation”, Vol. 3, Cogent Engineering, 2016.
- [2] L. Xie, P. M. S. Carvalho, L. A. F. M. Ferreira, J. Liu, B. H. Krogh, N. Popli, M. D. Ilić, “Wind Integration in Power Systems: Operational Challenges and Possible Solutions”, Proceedings of the IEEE, Vol. 99, pp: 214-232, 2011.
- [3] A. Harrouz, A. Temmam and M. Abbas, “Renewable Energy in Algeria and Energy Management Systems”, International Journal of Smart Grid, Vol. 2, No. 1, 2018.
- [4] S. Pahlavan, M. Jahangiri, A. Shamsabadi, A. Khechekhouche, “Feasibility study of solar water heaters in Algeria, a review”, Journal of Solar Energy Research, Vol 3, No. 2, pp: 135-146, 2018.
- [5] F. Romanelli, “Strategies for the integration of intermittent renewable energy sources in the electrical system”, European Physical Journal Plus, Vol. 131, 2016.
- [6] R. Bessa, C. Moreira, B. Silva, M. Matos, “Handling Renewable Energy Variability and Uncertainty in Power System Operation”, Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment, Vol. 3, pp: 156-178, 2019.
- [7] A. Henriot, J.M. Glachant, “Design des marchés d’électricité pour l’intégration des renouvelables”, Revue d’économie industrielle, Vol. 148, pp : 31-51, 2014.
- [8] Juliet Davenport, Nick Wayth, “72nd Statistical Review of World Energy”, Energy Institute (EI), 2023.
- [9] Chroniques de l’anthropocène, “Energie : faut-il vraiment craindre le risque de pénurie?”, novembre 2023.
- [10] Ludmil Stoyanov, ”Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d’énergie renouvelables”, Energie électrique, Université Pascal Paoli, 2011.
- [11] Munsif, Rabia, et al., “Industrial air emission pollution: potential sources and sustainable mitigation”, Environmental Emissions. IntechOpen, 2021.
- [12] Yu, Yi, Wanwan Zhu, and Yuan Tian., “Green supply chain management, environmental degradation, and energy: evidence from Asian countries”, Discrete Dynamics in Nature and Society, 2021.
- [13] Mida Dris, “Contribution à la Modélisation d’un Système de Production d’Energie Electrique Hybride “Eolien–Photovoltaïque ”, Thèse de doctorat, Université de Mohamed Khide , Biskra, Algérie, 2019.
- [14] Connaissances des énergies, “Les capacités électriques renouvelables dans le monde : statistiques 2024 ”, mars 2023.
- [15] International renewable energy agency (IRENA), “Renewable capacity highlights”, April 2022.

- [16] U.S. Department of Energy, Water Power, technologies Office, “2017 Hydropower Market Report April 2018”, Energy office of energy efficiency and renewable energy, April 2018.
- [17] International renewable energy agency (IRENA), “Hydropower”, April 2024.
- [18] Suisse école Le vent. De l'énergie pour tous, “GWEC : Avec 78 GW 2022 a été la 3^{ème} meilleure année pour l'éolien au niveau mondial”, mai 2023.
- [19] International renewable energy agency (IRENA), “Solar Energy”, avril 2024.
- [20] M Khenfri, Khaider, Grinat Mohammed, Bournissa Meriem, “Renewable Energy in Algeria Reality and Perspective”, Journal of Information System and Technology Management, Volume: 3, pp:1-19, 2018.
- [21] Anadoly agency, “Algeria’s gas exports hit record high in 2022”, December, 2022.
- [22] ALGERIE ECO, “Pétrole : l’Algérie possède les 16^{ème} réserves mondiales”, janvier 2023.
- [23] Brahim Bergougui, “Moving toward environmental mitigation in Algeria: Asymmetric impact of fossil fuel energy, renewable energy and technological innovation on CO2 emissions”, Energy Strategy Reviews, Vol. 51, January 2024.
- [24] U.S. Energy Information Administration, “Country Analysis Brief: Algeria”, March 2023.
- [25] Reuters, “Algeria suggests to sell spare electricity capacity to Europe -president”, December, 2022.
- [26] Algérie presse service, “Sonelgaz: lancement du projet d'interconnexion du réseau électrique du sud avec le réseau national”, Mai 2023.
- [27] Aicha Mallem, Omar Boudebouz, “Optimal Power Flow with Integrated Large Scale PV Systems: Case of the Algerian solar field”, Indonesian Journal of Electrical Engineering and Informatics (IJEI), Vol. 12, pp: 409~424, 2024.
- [28] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Energy profil, Algeria”, August 2023.
- [29] Ministère de l’Energie, CREG, “Les énergies renouvelables en Algérie”, Berlin, 2016.
- [30] Radio Algérienne, “Sonelgaz : un quatrième nouveau pic de consommation électrique enregistré durant l'été 2024 ”, Juillet 2024.
- [31] Ensto transparency platform, <https://transparency.entsoe.eu/>
- [32] Countryeconomy.com, “Algérie - Consommation d'électricité“, <https://fr.countryeconomy.com/energie-et-environnement/electricite-consommation/albanie>
- [33] Ministère Algérien de l'Énergie et des Mines, “Programme de développement des

- énergies renouvelables en Algérie ”, <https://www.energy.gov.dz/>
- [34] Portail algérien des énergies renouvelables, “ Le mix énergétique ”, février 2019.
- [35] F. Sahnoune and K. Imessad, “Analysis and impact of the measures to mitigate climate change in Algeria”, *Energy Procedia*, vol. 136, pp:495–500, 2017.
- [36] C. D. E. R. Algeria. Centre de Développement des Energies Renouvelables, <https://www.cder.dz>
- [37] Energies, “ Algérie : 3000 MW d’énergie solaire bientôt intégrés dans le mix énergétique”, Mars 2024.
- [38] S. Marih, L. Ghomri, and B. Bekkouche, “Evaluation of the wind potential and optimal design of a wind farm in thearzew industrial zone in Western Algeria”, *Int. J. Renew. Energy Dev.*, vol. 9, no. 2, pp: 177–187, 2020.
- [39] Zobeidi Messaoud, “Amélioration de la sécurité des systèmes électriques à travers l’approche de sensibilité pour l’emplacement optimal des dispositifs FACTS”, Thèse de doctorat, université de Setif, 2021.
- [40] Pierre Bornard, Michel Pavard, Georges TESTUD, “Réseaux d’interconnexion et de transport : fonctionnementé ”, *Technique de l’ingénieur*, Réf : D4091, V1, 2005.
- [41] B. Bousshoua and A. Elmaouhab, “Smart Grid Reliability Using Reliable Block Diagram Case Study: Adrar’s Isolated”, *International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies (PGSRET)*, 2019.
- [42] Frank Renken, “Le marché solaire PV en Algérie”, *Partenariat énergétique algéro-allemand*, 2022.
- [43] V. M. da Costa, N. Martins, J. L. R. Pereira, " Developments in the Newton Raphson Power Flow Formulation Based on Current Injections", *IEEE Trans. Power Systems*. Vol. 14, N°. 4, pp : 1320 - 1326, November 1999.
- [44] Planète Énergies “ Les deux formes du solaire, le solaire photovoltaïque et le solaire thermique ”, février. 2024.
- [45] Guediri Abdel Karim, “ Etude et commande d’une chaine de conversion éolienne moyenne puissance raccordée au réseau moyenne tension ”, Thèse de Doctorat, université de Biskra, 2017.
- [46] Mohamed Dakhlaoui, “Fonctionnement hydraulique des structures réservoirs pour l’assainissement pluvial : étude des dispositifs de diffusion d’eau et modélisation du couple drain-milieu poreux. Modélisation et simulation”, *Ecole Nationale des Ponts et Chaussées*, 1996.
- [47] Info-fiche énergie, “ BIOMASSE_BIOENERGIE.DOC ”, Bruxelles environnement, Institut Bruxellois pour la gestion de l’environnement, pp :7 -12, 2009.
- [48] Larbaoui Adel, “La contribution potentielle des énergies renouvelables au développement durable : le cas de l’Algérie. Renewable energy technologies potential

- contribution to sustainable development: the case of Algeria”, *Journal of Political Orbits*, Vol. 6, N° 1, pp: 216 -226, 2022.
- [49] Green rhino energy, “Annual Solar Irradiance, Intermittency and Annual Variations”.
- [50] A. Chabani, S. Makhloufi, S. Lachtar, “Overview and impact of the renewable energy plants connected to the electrical network in southwest Algeria”, *EAI Endorsed Transactions on Energy Web*, Vol. 8, Issue 36, 2021.
- [51] M. El-Shimy, N. Ghaly, “Wind Energy Conversion Systems, Grid-Connected”, In: *Encyclopaedia of Energy Engineering and Technology*, Second Edition, pp: 2162-2183, 2015.
- [52] B. Mohandes, M. S. El Moursi, N. D. Hatziargyriou and S. El Khatib, “A review of Power System Flexibility with High Penetration of Renewables”, *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1–1, 2019.
- [53] Conseil économique, social et environnemental, “le stockage de l’énergie électrique, une dimension incontournable de la transition énergétique”, Juin 2015.
- [54] IFP-Energies Nouvelles, “Le stockage massif de l’énergie”, 2013.
- [55] Lahiouel Younes “Conception d’un système de supervision d’une installation photovoltaïque dédié à la détection et à la localisation des défauts à l’aide de techniques intelligentes ”, Thèse de Doctorat, Université Ferhat Abbas, Setif 1, 2024.
- [56] Anil Kalyanpur, Marc-Etienne Mercadier, Philippe Blanc, “Gisement solaire en France : caractérisation de la ressource énergétique, profil de répartition et volatilité. Environnement et Technique, pp :54-59, 2013.
- [57] Sidi Baïka, “ Mesure du rayonnement solaire au Sahara (Algérie) », *JAMA*, Vol. 5, pp :33-40, 2021.
- [58] Fouad Chaban, “Modélisation des paramètres de la conversion thermique de l’énergie solaire ”, thèse de Doctorat en science, université de Biskra, 2015.
- [59] K. Gairaa, A.Khellaf, S.Benkacilai, M.Guermoui, “Solar radiation measurements in Algeria: case of Ghardaïa station as member of the enerMENA meteorological network”, *Energy Procedia*, pp: 50-54, 2017.
- [60] Boukelia Taqiy Eddine, Mecibah Med Salah, “Solid waste as renewable source of energy: current and future possibility in Algeria”, *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, pp:3-17, 2012.
- [61] Britannica, “Algiers national capital, Algeria”, mai 2024.
- [62] Larbaoui Adel, “La contribution potentielle des énergies renouvelables au développement durable : le cas de l’Algérie. Renewable energy technologies potential contribution to sustainable development: the case of Algeria”, *Journal of Political Orbits*, Vol. 6, N° 1, pp: 216- 226, 2022.
- [63] Green rhino energy, “Annual Solar Irradiance, Intermittency and Annual Variations”.

<https://www.greenrhinoenergy.com/solar/radiation/empiricalevidence.php>

- [64] A. Chabani, S. Makhloufi, S. Lachtar, “Overview and impact of the renewable energy plants connected to the electrical network in southwest Algeria”, EAI Endorsed Transactions on Energy Web, Vol. 8, Issue 36, 2021.
- [65] Asma Chabani, Salim Makhloufi, Salah Lachtar, “Overview and impact of the renewable energy plants connected to the electrical network in southwest Algeria”, EAI Endorsed Transactions on Energy Web, Vol. 8, Issue 36, 2021.
- [66] Nova News, “Algeria wants to export eight gigawatts of electricity to Europe”. December, 2022.
- [67] Climatset voyages, “Climats du monde ”. <https://www.climatsetvoyages.com/>
- [68] M.R. Yaiche, A. Bouhanik, “Atlas solaire Algérien”, 2002.
- [69] M. R. Yaiche, A. Bouhanik, S. M. A. Bekkouche, T. Benouaz, “A new modelling approach intended to develop maps of annual solar irradiation and comparative study using satellite data of Algeria”, Journal of Renewable and Sustainable Energy 8, 2016.
- [70] Planificateur Acontresens, “ Quand partir à Ouargla en Algérie ? Meilleures périodes, climat, températures et météo ”. <https://planificateur.a-contresens.net>
- [71] Tong, X.; Zhang, Y.; Wu, F. F. “A decoupled semismooth Newton method for optimal power flow”, In: Power Engineering Society General Meeting, 9., Montreal., 2006.
- [72] A Mallem, O Boudebbouz, “ Economic-Emission Load Dispatch Using Particle Swarm Optimization”, 3rd International Conference on Recent Advances in Electrical Systems, Tunisia, 2018
- [73] S. Sayah, “Application de l’Intelligence Artificielle pour le Fonctionnement Optimal des Systèmes Electriques”, Thèse de doctorat en Sciences, Université de Setif, Algérie.
- [74] Zhu, J. “Optimization of power system operation”, Wiley-IEEE, seconde edition, 2015.
- [75] F.M. Tuaimah and M.F. Meteb, “A Linear Programming Method Based Optimal Power Flow Problem for Iraqi Extra High Voltage Grid (EHV)”, Journal of Engineering, Vol. 20, 2014.
- [76] D. Pudjianto, S. Ahmed and G. Strbac, “Allocation of VAR support using LP and NLP based optimal power flows”, IEE proc.- Gener. Transm. Distrib., vol. 149, no. 4, pp: 377-383, July 2002.
- [77] O.D. Montoya, W. Gil-González and J.C. Hernández, “Optimal Power Flow Solution for Bipolar DC Networks Using a Recursive Quadratic Approximation”, Energies, Vol. 16, 2023.
- [78] Florin Capitanescu, Mevludin Glavic, Damien Ernst, Louis Wehenkel , “Interior-point based algorithms for the solution of optimal power flow problems”, Electric Power Systems Research Volume 77, Issues 5-6, pp: 508-517, 2007.

-
- [79] J.A. Monoh, M.E. Ei-Hawary, R. Adapa, "A review of selected optimal power flow literature to 1993 part ii: newton, linear programming and Interior Point Methods, IEEE Trans. Power Syst. 14, pp: 105-111, 1999.
- [80] K.S.Pandya, S.K.Joshi, "A Survey of Optimal Power Flow Methods", Journal of Theoretical and Applied Information Technology, 2016
- [81] M. Niu, C. Wan, and Z. Xu, "A review on applications of heuristic optimization algorithms for optimal power flow in modern power systems", J Mod. Power Syst. Clean Energy,, vol. 2, no. 4, pp: 289-297, 2014.
- [82] M. R. Al Rashidi and M. E. El-Hawary, "Applications of computational intelligence techniques for solving the revived optimal power flow problem", Electric Power Systems Research, vol. 79, no.4, pp: 694-702, 2009.
- [83] S. Frank, I. Steponavice, and S. Rebennack, "Optimal power flow: a bibliographic survey II," *Energy Syst.*, vol. 3, no. 3, pp: 259-289, 2012.
- [84] C. M. Wankhade and A. P. Vaidya, "Optimal Power Flow Using Genetic Algorithm: Parametric Studies for Selection of Control and State Variables", British Journal of Applied Science & Technology, pp: 279-301, 2014.
- [85] T. Kulworawanichpong, "Optimal power flow solution using adaptive tabu search", International Journal of the Physical Sciences", Vol. 6, pp: 6394-6409, 2011.
- [86] C. A. Roa-Sepulveda and B. J. Pavez-Lazo, "A solution to the optimal power flow using simulated annealing", Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 25, no. 1, pp: 47-57, 2003.
- [87] Boumediène Allaoua, Abdellah Laoufi, "Optimal Power Flow Solution Using Ant Manners for Electrical Network", Advances in Electrical and Computer Engineering Vol. 9, Number 1, 2009.
- [88] M. M. A. M. Abido, "Optimal power flow using particle swarm optimization", Journal of Electr. Power Energy Syst., vol. 24, no.7, pp: 563-571, 2002.
- [89] D. Karaboga, B. Basturk, "On the performance of artificial bee colony (ABC) algorithm", Science Direct Applied Soft Computing, vol. 8, no. 1, pp: 687-697, 2007.
- [90] N. Sinsuphan, U. Leeton, and T. Kulworawanichpong, "Optimal power flow solution using improved harmony search method," Appl. Soft Comput. J., vol. 13, no. 5, pp: 2364-2374, 2013.
- [91] H. R. E. H. Bouchekara, A. E. Chaib, M. A. Abido, and R. A. El-Sehiemy, "Optimal power flow using an improved colliding bodies optimization algorithm", Appl. Soft Comput, vol. 42, pp: 119-131, 2016.
- [92] S. S. Reddy and C. S. Rathnam, "Optimal power flow using glowworm swarm optimization", Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 80, pp: 128-139, 2016.
- [93] A. Mukherjee and V. Mukherjee, "Solution of optimal power flow using chaotic krill herd algorithm", Chaos, Solitons & Fractals, vol. 78, pp:10-21, 2015.

-
- [94] H. R. E. H. Boucekara, M. A. Abido, and M. Boucherma, "Optimal power flow using Teaching-Learning-Based Optimization technique", *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 114, pp: 49-59, 2014.
- [95] W. Bai, I. Eke, K.Y. Lee, "An improved artificial bee colony optimization algorithm based on orthogonal learning for optimal power flow problem", *Control Eng. Pract.* 61, pp:163–172, 2017.
- [96] A.E. Chaib, H.R.E.H. Boucekara, R. Mehasni, M.A. Abido, "Optimal power flow with emission and non-smooth cost functions using backtracking search optimization algorithm", *Int.J. Electr. Power Energy Syst.* 81, pp:64–77, 2016.
- [97] K. Lenin, B. R. Reddy, and M. Surya Kalavathi, "Optimal Power Flow using Ant Colony Search Algorithm to Evaluate Load Curtailment Incorporating Voltage Stability Margin Criterion", *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, Vol. 3, pp: 603-611, 2013.
- [98] H.R.E.H. Boucekara, A.E. Chaib, M.A. Abido, R.A. El-Sehiemy, "Optimal power flow using an Improved Colliding Bodies Optimization algorithm", *Appl. Soft Comput.* J. 42, pp:119–131, 2016.
- [99] I. N. Trivedi, M. Bhoje, P. Jangir, S. A. Parmar, N. Jangir, and A. Kumar, "Voltage stability enhancement and voltage deviation minimization using BAT optimization algorithm", in *2016 3rd International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES)*, pp: 112-116, 2016.
- [100] R. Kouadri, I. Musirin, L. Slimani, T. Bouktir, "OPF for large scale power system using ant lion optimization: A case study of the algerian electrical network", *IAES Int. J. Artif. Intell.* 9, pp:252–260,2020.
- [101] Mimoun Younes, "Hybrid Method for Optimal Power Flow Determination", *Rev. Roum. Sci. Techn. – Électrotechn. et Énerg.*, 57, pp: 249–258, 2012.
- [102] Vaisakh, K.; Srinivas, L. R. A genetic evolving ant direction DE for OPF with non-smooth cost functions and statistical analysis", *Energy, England*, Vol. 35, pp: 3155-3171, 2010.
- [103] Sivasubramani, S.; Swarup, K. S. "Sequential quadratic programming based differential evolution algorithm for optimal power flow problem. Generation, Transmission Distribution", *IET, England*, v. 5, n. 11, pp: 1149–1154, 2011.
- [104] M. Ghasemi, S. Ghavidel, S. Rahmani, A. Roosta, H. Falah, "A novel hybrid algorithm of imperialist competitive algorithm and teaching learning algorithm for optimal power flow problem with non-smooth cost functions", *Eng. Appl. Artif. Intell.*, 2014
- [105] W. Warid, H. Hizam, N. Mariun, N.I. Abdul Wahab, "A novel quasi-oppositional modified Jaya algorithm for multi-objective optimal power flow solution", *Appl. Soft Comput. J.* 65, pp: 360-373, 2018.
- [106] N. Daryani, M.T. Hagh, S. "Teimourzadeh, Adaptive group search optimization algorithm for multi-objective optimal power flow problem", *Appl. Soft Comput. J.* 38,

pp:1012-1024, 2016.

- [107] K. Abaci, V. Yamacli, "Differential search algorithm for solving multi-objective optimal power flow problem", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 79, pp:1-10, 2016.
- [108] Khaled Zehar, Samir Sayah, "Optimal power flow with environmental constraint using a fast successive linear programming algorithm: Application to the algerian power system", *Energy Conversion and Management* 49, pp: 3361-3365, 2008.
- [109] Jiang, S.; Ji, Z.; Shen, Y. "A novel hybrid particle swarm optimization and gravitational search algorithm for solving economic emission load dispatch problems with various practical constraints", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, England, Vol. 55, pp:628-644, 2014.
- [110] H.Chen, M. L. BO, Y. Zhu, "Multi-hive bee foraging algorithm for multi-objective optimal power flow considering the cost, loss, and emission", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, England, v. 60, pp: 203–220, 2014.
- [111] H. Pulluri, R. Naresh, V. Sharma, "An enhanced self-adaptive differential evolution based solution methodology for multi-objective optimal power flow", *Appl. Soft Comput. J.* 54, pp:229-245, 2017.
- [112] S. Surender Reddy, "Optimal scheduling of thermal-wind-solar power system with storage", *Renewable Energy*, vol. 101, pp:1357-1368, 2017.
- [113] Tazvinga Henerica, Zhu Bing, Xia Xiaohua. "Optimal power flow management for distributed energy resources with batteries." *Energy Convers. Manage*, vol. 102, pp. 104-110, 2015.
- [114] P.P.Biswas, P.N.Suganthan, G.A.J.Amartunga, "Optimal power flow solutions incorporating stochastic wind and solar power", *Energy conversion and management*", vol. 148, pp:1194-1207, 2017.
- [115] P.P. Biswas, P.N. Suganthan, R. Mallipeddi, G.A.J. Amaratunga, "Optimal power flow solutions using differential evolution algorithm integrated with effective constraint handling techniques", *Eng. Appl. Artif. Intell.* 68, pp: 81–100, 2018.
- [116] P.P.Biswas, P.N.Suganthan, B.Y.Qu, Gehan A. J. Amartunga, "Multi-objective economic-environment dispatch with stochastic wind-solar-small hydro power", *Energy*, vol. 150, pp: 1039-1057, 2018.
- [117] Y.C. Chang, T.Y. Lee, C.L. Chen, R.M. Jan, "Optimal power flow of a wind-thermal generation system", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 55, 2014.
- [118] E.E. Elattar, "Optimal Power Flow of a Power System Incorporating Stochastic Wind Power Based on Modified Moth Swarm Algorithm", *IEEE Access.* 7, pp: 89581–89593, 2019.
- [119] Z. Ullah, S. Wang, J. Radosavljevic, J. Lai, "A Solution to the Optimal Power Flow Problem Considering WT and PV Generation", *IEEE Access.* 7, pp:46763-46772, 2019.
- [120] Housseem Boucekara, "Solution of the optimal power flow problem considering

- security constraints using an improved chaotic electromagnetic field optimization algorithm”, *Neural Computing and Applications*, Vol.3, 2019.
- [121] Abdel-Fattah Attia, Ragab A. El Sehiemy, Hany M. Hasanien, “Optimal power flow solution in power system using a novel Sine-Cosine Algorithm », *Electrical Power and Energy Systems* 99, pp:331-343, 2018.
- [122] Kasmaei, M. P., Rider, M. J., Mantovani, J. R. S. “A novel straightforward compromising method for dynamic economic and emission dispatch considering valve-point effect”, *International Conference on Environment and Electrical Engineering-Eeeic*, 2013.
- [123] A.M Jubril and al, “Economic-emission dispatch problem: A semi-definite programming approach”, *Applied Energy*, 134 , pp: 446-455, 2014.
- [124] G. S. Piperagkas, A. G. Anastasiadis, N. D. Hatziargyriou, “Stochastic PSO-based heat and power dispatch under environmental constraints incorporating chp and wind power units”, *Electric Power Systems Research* Volume 81, pp: 209-218, 2011.
- [125] Boudab Smail, “réseaux électriques par l'utilisation des réseaux de neurones dynamiques ”, Thèse de doctorat, université de Oum El Bouaghi, Algérie.
- [126] S. Boudab and N. Golea, “Combined economic and emission dispatch solution using a novel recurrent neural network model”, *The third International Conference on Energy and Sustainable Development (ICESD'17)*, Adrar- Algeria, 2017.
- [127] Asmaa Ghoumari, “Métaheuristiques adaptatives d’optimisation continue basées sur des méthodes d’apprentissage”, Thèse de Doctorat en Informatique, Université de Paris Est, 2018.
- [128] M. Khajehzadeh, T. Raihan, M. El-Shafie, A. M. Eslami, “A Survey on Meta-Heuristic Global Optimization Algorithms”, *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, Vol. 3, pp: 569-578, 2011.
- [129] El-Ghazali Talbi, "Metaheuristics: From Design to Implementation", Wiley, 2009.
- [130] C. Blum, A. Roli, "Metaheuristics in combinatorial optimization: Overview and conceptual comparison." *ACM Computing Surveys*, 35(3), pp: 268-308, 2003.
- [131] Aicha Mallem, Omar Boudebouz, “Optimal Power Flow Using Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization”, *Third International Conference on Technological Advances in Electrical Engineering (ICTAEE'18.)*, 2018
- [132] Edmundo Bonilla Huerta, “Logique Floue et Algorithmes Génétiques pour le Pré-Traitement de Données de Biopuces et la Sélection de Gènes ”, Thèse de Doctorat, Université d’Angers, 2008.
- [133] Jin-Kao Hao, Philippe Galinier, Michel Habib, “Métaheuristiques pour l’optimisation combinatoire et l’affectation sous contraintes ”, *Revue d’Intelligence Artificielle*, 1999.
- [134] Chettih Saliha, “Optimisation Des Puissances Réactives En Tenant Compte

- des Méthodes Heuristiques D'un Système Electrique Complexe - Application Au Réseau Algérien ”, Thèse Doctorat En Electrotechnique, Université d'Oran, Promotion 2009.
- [135] Oussama Masmoudi, “Optimisation de la planification des systèmes industriels en présence de contraintes énergétiques”, Thèse de doctorat, Université de Technologie De Troyes, 2016.
- [136] J. Kennedy and R. Eberhart, “Particle swarm optimization”, Proc. IEEE Int. Conf. on Neural Networks, Vol. 4, pp: 1942–1948, Australia, 1995.
- [137] A. El Dor, “Perfectionnement des algorithmes d'optimisation par essaim particulaire : applications en segmentation d'images et en électronique”, Thèse de Doctorat de l'École Doctorale Mathématiques et STIC, Université Paris-Est, 2012.
- [138] Herbadji Ouafa, “Contribution à l'optimisation des réseaux électriques en présence des Multi-FACTS par des méthodes métaheuristiques hybrides”, Thèse de Doctorat, université de Setif, 2019.
- [139] A. Mallem and O. Boudebouz, “Economic Dispatch on a Power System Network Interconnected with Solar Farm”, 1st International Conference on Sustainable Renewable Energy Systems and Applications, Tebessa, Algeria, 2019.
- [140] Slimane Souag, Farid Benhamida, “Secured Economic Dispatch Algorithm using GSDF Matrix, Leonardo Journal of Sciences”, Issue 24, January-June 2014.
- [141] Power Systems Test Case Archive - UWEE. adresse : <https://labs.ece.uw.edu/pstca/>.
- [142] Sarat Kumar Mishra, Sudhansu Kumar Mishra, “A Solution of Economic Emission Dispatch Problem of Solar Integrated Thermal Power System Using Multi-Objective Teaching Learning based Optimization”, Jour of Adv Research in Dynamical & Control Systems, Vol. 12, No. 3, 2020.
- [143] Boudjella Houari, Laouer Mohammed, Bouzeboudja Hamid, Ayad Ahmed Nour El Islam, Mkattiri Sara, Saad Abdallah, “Improved Dynamic Harmony Search Optimization for Economic Dispatch Problems with Higher Order Cost Functions”, Universal Journal of Electrical and Electronic Engineering 6(5), pp: 303-313, 2019.
- [144] A.S. Alghamdi, “Optimal Power Flow of Renewable-Integrated Power Systems Using a Gaussian Bare-Bones Levy-Flight Firefly Algorithm” *Frontiers in Energy Research*, Vol. 10, 2022.
- [145] Amr Khaled Khamees, Almoataz Y. Abdelaziz, Makram R. Eskaros, Mahmoud A. Attia and Mariam A. Sameh, “Optimal Power Flow with Stochastic Renewable Energy Using Three Mixture Component Distribution Functions”, *Sustainability*, 15, 334, 2023.
- [146] S. Surender Reddy, “Multi-Objective Optimal Power Flow for a Thermal-Wind-Solar Power System”, *Journal of Green Engineering*, Vol. 7, pp:451–476, 2018.
- [147] D. Djafer, A. Irbah, and M. Zaiani, “Identification of clear days from solar irradiance observations using a new method based on the wavelet transform,” *Renewable Energy*, vol. 101, pp: 347–355, February 2017.

- [148] B. Bentouati, L. Chaib and S. Chettih, "Optimal Power Flow using the Moth Flam Optimizer: A Case Study of the Algerian Power System", *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, Vol. 1, No.3, pp: 431- 445, 2016.
- [149] Slimani Linda, "Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes métaheuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé", Thèse de Doctorat en sciences, université de Batna, Algérie, 2009.
- [150] B. Mahdad, T. Bouktir and K. Srairi, "OPF with Environmental Constraints with SVC Controller using Decomposed Parallel GA: Application to the Algerian Network", *Journal of Electrical Engineering and technology*, Vol. 4, No. 1, pp: 55-65, 2009.
- [151] Vasileios Saplamidis, *Nonlinear Security Constrained Optimal Power Flow for Combined AC and HVDC Grids Master Thesis*, EEH Power Systems Laboratory ETH Zurich, 2014.
- [152] I.Ziane, F. Benhamida, A. Graa, "Dynamic Economic Load dispatch Using Quadratic Programming: Application to Algerian Electrical Network", March 2015.
- [153] Linda Slimani, Tarek Bouktir, "Optimal Power Flow Solution of the Algerian Electrical Network using Differential Evolution Algorithm", *Telkomnika*, Vol.10, No.2, pp: 199-210, 2012.

ANNEXES

ANNEXE A : Réseau électrique IEEE 14

Tableau A. 1 : Données des lignes du réseau électrique de IEEE 14.

Nœud de départ	Nœud d'arrivée	R (p.u.)	X (p.u.)	B/2 (p.u.)	Rapport des ransformateurs
1	2	0.01938	0.05917	0.0264	1
1	5	0.05403	0.22304	0.0246	1
2	3	0.04699	0.19797	0.0219	1
2	4	0.05811	0.17632	0.0187	1
2	5	0.05695	0.17388	0.0170	1
3	4	0.06701	0.17103	0.0173	1
4	5	0.01335	0.04211	0.0064	1
4	7	0.0	0.20912	0.0	0.978
4	9	0.0	0.55618	0.0	0.969
5	6	0.0	0.25202	0.0	0.932
6	11	0.09498	0.19890	0.0	1
6	12	0.12291	0.25581	0.0	1
6	13	0.06615	0.13027	0.0	1
7	8	0.0	0.17615	0.0	1
7	9	0.0	0.11001	0.0	1
9	10	0.03181	0.08450	0.0	1
9	14	0.12711	0.27038	0.0	1
10	11	0.08205	0.19207	0.0	1
12	13	0.22092	0.19988	0.0	1
13	14	0.17093	0.34802	0.0	1

Tableau A. 2 : Données des noeuds du réseau électrique de IEEE 14.

Nœuds	Code	Tension (p.u.)	Phase (°)	P _D (MW)	Q _D (Mvar)	P _G (MW)	Q _G (Mvar)	Q _{min} (Mvar)	Q _{max} (Mvar)	Injection (Mvar)
1	1	1.06	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2	2	1.045	0.0	21.7	12.7	40	0	-40	50	0
3	2	1.01	0.0	94.2	19.0	0	0	40	0	0
4	0	1.0	0.0	47.8	-3.9	0	0	0	0	0
5	0	1.0	0.0	7.6	1.6	0	0	0	0	0
6	2	1.07	0.0	11.2	7.5	0	0	-6	24	0
7	0	1.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
8	2	1.09	0.0	0.0	0.0	0	0	-6	24	0
9	0	1.0	0.0	29.5	16.6	0	0	0	0	0.19
10	0	1.0	0.0	9.0	5.8	0	0	0	0	0
11	0	1.0	0.0	3.5	1.8	0	0	0	0	0
12	0	1.0	0.0	6.1	1.6	0	0	0	0	0
13	0	1.0	0.0	13.5	5.8	0	0	0	0	0
14	0	1.0	0.0	14.9	5.0	0	0	0	0	0

ANNEXE B : Réseau électrique IEEE 30

Tableau B. 1 : Données des lignes du réseau électrique de IEEE 30.

Nœud de départ	Nœud d'arrivée	R (p.u.)	X (p.u.)	B/2 (p.u.)	Rapport des transformateurs
1	2	0.0192	0.0575	0.02640	1
1	3	0.0452	0.1852	0.02040	1
2	4	0.0570	0.1737	0.01840	1
3	4	0.0132	0.0379	0.00420	1
2	5	0.0472	0.1983	0.02090	1
2	6	0.0581	0.1763	0.01870	1
4	6	0.0119	0.0414	0.00450	1
5	7	0.0460	0.1160	0.01020	1
6	7	0.0267	0.0820	0.00850	1
6	8	0.0120	0.0420	0.00450	1
6	9	0.0	0.2080	0.0	0.978
6	10	0.0	0.5560	0.0	0.969
9	11	0.0	0.2080	0.0	1
9	10	0.0	0.1100	0.0	1
4	12	0.0	0.2560	0.0	0.932
12	13	0.0	0.1400	0.0	1
12	14	0.1231	0.2559	0.0	1
12	15	0.0662	0.1304	0.0	1
12	16	0.0945	0.1987	0.0	1
14	15	0.2210	0.1997	0.0	1
16	17	0.0824	0.1923	0.0	1
15	18	0.1073	0.2185	0.0	1
18	19	0.0639	0.1292	0.0	1
19	20	0.0340	0.0680	0.0	1
10	20	0.0936	0.2090	0.0	1
10	17	0.0324	0.0845	0.0	1
10	21	0.0348	0.0749	0.0	1
10	22	0.0727	0.1499	0.0	1
21	22	0.0116	0.0236	0.0	1
15	23	0.1000	0.2020	0.0	1
22	24	0.1150	0.1790	0.0	1
23	24	0.1320	0.2700	0.0	1
24	25	0.1885	0.3292	0.0	1
25	26	0.2544	0.3800	0.0	1
25	27	0.1093	0.2087	0.0	1
28	27	0.0	0.3960	0.0	0.968
27	29	0.2198	0.4153	0.0	1
27	30	0.3202	0.6027	0.0	1
29	30	0.2399	0.4533	0.0	1
8	28	0.0636	0.2000	0.0214	1
6	28	0.0169	0.0599	0.065	1

Tableau B. 2 : Données des nœuds du réseau électrique de IEEE 30.

Nœuds	Code	Tension (p.u.)	Phase (°)	P _D (MW)	Q _D (Mvar)	P _G (MW)	Q _G (Mvar)	Q _{min} (Mvar)	Q _{max} (Mvar)	Injection (Mvar)
1	1	1.06	0.0	0.0	0.0	260.2	0.0	0.0	0.0	0.0
2	2	1.043	0.0	21.70	12.7	40.0	0.0	-40	50	0.0
3	0	1.0	0.0	2.4	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	0	1.06	0.0	7.6	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	2	1.01	0.0	94.2	19.0	0.0	0.0	-10	40	0.0
6	0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	0	1.0	0.0	22.8	10.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	2	1.01	0.0	30.0	30.0	0.0	0.0	-30	40	0.0
9	0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0
10	0	1.0	0.0	5.8	2.0	0.0	0.0	-6	24	0.19
11	2	1.082	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	0	1.0	0.0	11.2	7.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	2	1.071	0.0	0	0.0	0.0	0.0	-6	24	0.0
14	0	1	0.0	6.2	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	0	1	0.0	8.2	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16	0	1	0.0	3.5	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
17	0	1	0.0	9.0	5.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
18	0	1	0.0	3.2	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
19	0	1	0.0	9.5	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20	0	1	0.0	2.2	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21	0	1	0.0	17.5	11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22	0	1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23	0	1	0.0	3.2	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
24	0	1	0.0	8.7	6.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.043
25	0	1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26	0	1	0.0	3.5	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
27	0	1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
28	0	1	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
29	0	1	0.0	2.4	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
30	0	1	0.0	10.6	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

ANNEXE C : Réseau électrique algérien de 59 nœuds

Tableau C. 1 : Données des lignes du réseau algérien de 59 nœuds.

De	A	R	X	B/2	De	A	R	X	B/2
1	38	0.152	0.483	0.0023	19	22	0.008	0.0285	0.0205
1	40	0.11	0.352	0.0017	19	32	0.016	0.057	0.041
2	20	0.019	0.12	0.0007	20	28	0.281	0.506	0.0023
2	55	0.004	0.023	0.0001	20	55	0.016	0.101	0.0006
3	20	0.018	0.119	0.0007	21	20	0.011	0.439	0
4	27	0.002	0.006	0.002	21	54	0.13	0.349	0.008
4	27	0.003	0.007	0.002	22	20	0.006	0.162	0
5	9	0.087	0.221	0.001	22	21	0.014	0.34	0
5	9	0.088	0.221	0.001	23	26	0.015	0.02	0.004
5	23	0.038	0.138	0.0006	23	27	0.026	0.034	0.007
5	23	0.038	0.14	0.0006	23	46	0.056	0.171	0.0008
5	27	0.045	0.167	0.0007	24	57	0.01378	0.04886	0.035
5	27	0.045	0.168	0.0008	25	29	0.217	0.369	0.0015
5	46	0.071	0.231	0.0011	26	27	0.013	0.017	0.004
6	5	0.002	0.054	0	28	43	0.27	0.477	0.0021
6	13	0.054	0.19	0.137	29	39	0.312	0.789	0.0037
6	13	0.057	0.201	0.144	30	29	0.006	0.216	0
6	30	0.018	0.085	0.064	30	45	0.032	0.15	0.113
6	30	0.025	0.086	0.062	31	34	0.0048	0.0168	0.012
7	40	0.527	0.887	0.0036	31	50	0.0095	0.0335	0.024
7	56	0.364	0.627	0.0026	32	34	0.008	0.0285	0.0205
8	14	0.214	0.491	0.0025	33	35	0.092	0.155	0.0006
8	25	0.157	0.395	0.0019	33	48	0.0838	0.413	0.0057
9	14	0.21	0.366	0.0014	34	33	0.006	0.215	0
9	14	0.129	0.324	0.0015	36	43	0.334	0.578	0.0024
10	40	0.014	0.018	0.0014	38	44	0.327	0.561	0.0023
10	40	0.011	0.015	0.003	40	41	0.014	0.019	0.004
11	48	0.222	0.605	0.0026	40	58	0.106	0.301	0.0012
12	11	0.02	0.054	0	40	58	0.107	0.307	0.0012
12	37	0.013	0.045	0.007	42	59	0.00791	0.02806	0.02
13	3	0.014	0.326	0	43	52	0.094	0.16	0.0007
13	34	0.04	0.142	0.101	45	44	0.014	0.327	0
13	34	0.04	0.141	0.101	45	59	0.019	0.089	0.068
14	29	0.357	0.622	0.0023	47	49	0.339	0.857	0.0039
15	54	0.115	0.277	0.006	47	58	0.219	0.547	0.0026
16	15	0.014	0.285	0	49	56	0.016	0.028	0.0001
16	34	0.03	0.104	0.079	50	53	0.0048	0.0168	0.012
17	39	0.12	0.308	0.0014	51	53	0.0055	0.02	0.0143
17	44	0.37	0.949	0.0043	53	52	0.006	0.163	0
18	22	0.0055	0.02	0.0143	57	56	0.01	0.351	0
18	51	0.011	0.04	0.0285	57	59	0.0288	0.102	0.073
					59	58	0.006	0.215	0

ANNEXE D : Réseau électrique algérien de 114 nœuds

Tableau D. 1 : Données des Nœuds du réseau algérien de 114 nœuds.

N	Nome de nœud	V (KV)	V (p.u.)	Angle (°)	P _G (MW)	Q _G (Mvar)	P _D (MW)	Q _D (Mvar)
1	OUJDA	220	1.0	0	0	0	0	0
2	GHAZAOUET	220	1.0	0	0	0	36	17
3	ZAHANA	220	1.0	0	0	0	64	31
4	MERSAT EL HADJADJ 1	220	1.07	0	750	400	125	94
5	MERSAT EL HADJADJ 2	220	1.0	0	300	160	335	250
6	TLEMCEN	220	1.0	0	0	0	78	37
7	SIDI BELABES	220	1.0	0	0	0	55	26
8	RELIZANE	220	1.0	0	0	0	50	24
9	BENI SAF	220	1.0	0	0	0	40	19
10	SAIDA	220	1.0	0	0	0	42	21
11	TIARET	220	1.0	0	160	30	96	47
12	BECHAR	220	1.0	0	0	0	31	15
13	AIN-SEFRA	220	1.0	0	0	0	13	6
14	PETIT LAC 1	220	1.0	0	0	0	0	0
15	RAVIN BLANC	220	1.0	0	60	30	136	65
16	PETIT LAC 2	220	1.0	0	0	0	0	0
17	ALGER EST 1	220	1.0	0	640	400	0	0
18	ALGER EST 2	60	1.0	0	0	0	0	0
19	ALGER PORT	60	1.0	0	100	60	11	5
20	LARBAA 1	60	1.0	0	0	0	14	9
21	LARBAA 2	220	1.0	0	0	0	70	52
22	BAB EZZOUAR	60	1.0	0	60	40	42	25
23	BEN AKNOUN	60	1.0	0	0	0	23	11
24	EL HARRACH	60	1.0	0	0	0	60	36
25	GLACIERE	60	1.0	0	0	0	17	8
26	EL HAMMA 1	60	1.0	0	0	0	55	26
27	EL HAMMA 2	220	1.0	0	0	0	0	0
28	EL HAMMA 3	220	1.0	0	0	0	0	0
29	EL KOUBA	60	1.0	0	0	0	37	18
30	OULED FAYET 1	60	1.0	0	0	0	30	15
31	OULED FAYET 2	220	1.0	0	0	0	0	0
32	ROUIBA 1	60	1.0	0	0	0	40	24
33	ROUIBA 2	60	1.0	0	0	0	29	14
34	TAFOURA	60	1.0	0	0	0	29	14
35	BARAKI	60	1.0	0	0	0	33	16
36	AIN BENIANE	60	1.0	0	0	0	17	8
37	AIN TAYA	60	1.0	0	0	0	11	5
38	AURASSI	60	1.0	0	0	0	20	10
39	EL GOLF	60	1.0	0	0	0	20	10
40	CHLEF	60	1.0	0	0	0	21	10

41	OUED SLY 1	60	1.0	0	0	0	53	32
42	OUED SLY 2	220	1.0	0	0	0	0	0
43	EL KHEMIS 1	60	1.0	0	0	0	31	18
44	EL KHEMIS 2	220	1.0	0	0	0	0	0
45	AIN DEFLA 1	60	1.0	0	0	0	12	6
46	AIN DEFLA 2	60	1.0	0	0	0	0	0
47	KHERBA 1	60	1.0	0	0	0	21	10
48	KHERBA 2	220	1.0	0	0	0	0	0
49	TENES	60	1.0	0	0	0	13	6
50	OUED ELFODA	60	1.0	0	0	0	4	2
51	GHRIB	60	1.0	0	0	0	1	1
52	BOUFARIK	60	1.0	0	80	50	56	27
53	BLIDA	60	1.0	0	0	0	16	8
54	EL AFFROUN	60	1.0	0	0	0	21	10
55	CHERCHEL	60	1.0	0	0	0	18	9
56	MEDEA	60	1.0	0	0	0	33	20
57	BERROUAGHIA 1	60	1.0	0	0	0	35	21
58	BERROUAGHIA 2	220	1.0	0	0	0	0	0
59	BENI MERAD 1	60	1.0	0	0	0	36	17
60	BENI MERAD 2	220	1.0	0	0	0	0	0
61	EL KOLEA	60	1.0	0	0	0	27	13
62	BOUMERDES	60	1.0	0	0	0	22	11
63	TIZI OUZOU 1	60	1.0	0	0	0	49	29
64	TIZI OUZOU 2	220	1.0	0	0	0	0	0
65	FREHA	60	1.0	0	0	0	11	5
66	DRÄA BEN KHEDDA	60	1.0	0	0	0	35	21
67	TIZI MEDDEN	60	1.0	0	0	0	10	5
68	S. E. DJEMÄA	60	1.0	0	0	0	11	5
69	SOR ELGHOZLANE	60	1.0	0	0	0	20	10
70	ILLITEN	60	1.0	0	0	0	7	3
71	BOUIRA 1	60	1.0	0	0	0	36	22
72	BOUIRA 2	220	1.0	0	0	0	0	0
73	SI MUSTAPHA	60	1.0	0	0	0	36	22
74	AIN OUSSARA 1	220	1.0	0	0	0	0	0
75	AIN OUSSARA 2	220	1.0	0	0	0	0	0
76	AIN OUSSARA 3	30	1.0	0	0	0	12	6
77	BOUFARIK	60	1.0	0	0	0	7	3
78	MUSTAPHA BACHA	60	1.0	0	0	0	13	7
9	EL AMIRALIA	60	1.0	0	0	0	14	7
80	EL HADJAR 1	220	1.0	0	100	56	157	107
81	EL AOUNET 1	220	1.0	0	0	0	0	0
82	EL KHROUB	220	1.0	0	0	0	75	36
83	SKIKDA	220	1.0	0	230	120	70	51
84	R. DJAMEL	220	1.0	0	0	0	46	34
85	AIN BEIDA	220	1.0	0	0	0	45	22
86	TEBESSA 1	220	1.0	0	0	0	0	0
87	AIN MLILA	220	1.0	0	0	0	32	15

88	EL HADJAR 2	90	1.0	0	0	0	46	22
89	SOUK AHRAS	90	1.0	0	0	0	34	17
90	EL AOUNET 2	90	1.0	0	0	0	18	9
91	TEBESSA 2	90	1.0	0	0	0	44	21
92	DJEBEL ONK	90	1.0	0	0	0	10	5
93	TEBESSA 3	90	1.0	0	0	0	0	0
94	OUED ATHMANIA	220	1.0	0	0	0	48	23
95	AKBOU 1	220	1.0	0	0	0	35	17
96	AKBOU 2	220	1.0	0	0	0	0	0
97	EL KSEUR	220	1.0	0	0	0	42	20
98	DARGUINA	220	1.0	0	100	30	13	6
99	ELHASSI	220	1.0	0	0	0	105	50
100	JIJEL	220	1.0	0	550	50	33	16
101	M'SILA	220	1.0	0	360	50	50	24
102	BORDJ BOU-ARRERIDJ	220	1.0	0	0	0	34	16
103	BISKRA	220	1.0	0	0	0	66	32
104	BARIKA 1	220	1.0	0	0	0	18	9
105	BARIKA 2	220	1.0	0	0	0	0	0
106	BATNA	220	1.0	0	0	0	64	31
107	DJELFA	220	1.0	0	0	0	65	37
108	GHARDAIA	220	1.0	0	0	0	22	11
109	TILGHEMT	220	1.0	0	180	85	37	18
110	M'GHAIER	220	1.0	0	0	0	13	6
111	H.MESSAOUD NORD	220	1.0	0	200	85	94	56
112	TOUGGOURT	220	1.0	0	0	0	24	12
113	OUARGLA	220	1.0	0	0	0	23	11
114	EL OUED	220	1.0	0	0	0	24	12

Tableau D. 2 : Données des lignes du réseau algérien de 114 nœuds

De	A	Resistance (p.u.)	Réactance (p.u.)	Susceptance (pu)	Rapport des transformateurs
2	1	0.0085	0.0403	0.0303	1
6	1	0.0122	0.0578	0.0436	1
2	6	0.0140	0.0498	0.0355	1
4	42	0.0274	0.1295	0.0976	1
4	42	0.0139	0.0121	0.1474	1
4	3	0.0033	0.0158	0.0482	1
5	3	0.0028	0.0189	0.0294	1
5	4	0.0018	0.0126	0.0197	1
4	7	0.0144	0.0678	0.0512	1
15	16	0.0038	0.0135	0.0097	1
16	4	0.0041	0.0144	0.0103	1
16	14	0.0013	0.0045	0.0032	1
8	42	0.0171	0.0629	0.0454	1
8	4	0.0184	0.0870	0.0657	1
10	7	0.0150	0.0709	0.0535	1
10	11	0.0228	0.1076	0.0811	1
7	6	0.0157	0.0740	0.0558	1
11	42	0.0170	0.0806	0.0608	1
6	3	0.0288	0.1012	0.0730	1
9	2	0.0042	0.0284	0.0442	1
9	3	0.0088	0.0600	0.0933	1
13	12	0.0501	0.2365	0.1784	1
10	13	0.0464	0.2190	0.1652	1
17	20	0.0065	0.0244	0.0176	1
17	21	0.0073	0.0278	0.0202	1
17	72	0.0197	0.0732	0.0530	1
17	27	0.0046	0.0237	0.1003	1
17	31	0.0061	0.0311	0.0617	1
31	28	0.0017	0.0088	0.0746	1
17	64	0.0198	0.0727	0.0525	1
21	44	0.0240	0.0861	0.0615	1
60	31	0.0037	0.0253	0.0393	1
21	60	0.0056	0.0263	0.0198	1
60	44	0.0122	0.0578	0.0436	1
58	44	0.0121	0.0569	0.0429	1
72	101	0.0213	0.1007	0.0760	1
72	58	0.0183	0.0863	0.0651	1
58	75	0.0148	0.0701	0.0528	1
75	107	0.0185	0.0876	0.0660	1
75	74	0.0006	0.0026	0.0026	1
44	42	0.0248	0.0903	0.0649	1
44	42	0.0183	0.0864	0.0651	1
42	48	0.0074	0.0506	0.0786	1
48	44	0.0025	0.0158	0.0245	1
107	101	0.0334	0.1577	0.1189	1

64 97	0.0178	0.0654	0.0470	1
72 96	0.0152	0.0540	0.0386	1
96 98	0.0203	0.0720	0.0515	1
96 95	0.0015	0.0070	0.0053	1
18 22	0.0290	0.1397	0.0017	1
18 37	0.0256	0.1233	0.0015	1
37 22	0.0171	0.0822	0.0010	1
19 26	0.0058	0.0077	0.0017	1
19 26	0.0058	0.0077	0.0017	1
19 34	0.0019	0.0126	0.0001	1
20 18	0.1348	0.2944	0.0013	1
20 24	0.0376	0.1390	0.0006	1
20 24	0.0368	0.1361	0.0006	1
20 29	0.0319	0.1178	0.0005	1
20 35	0.0428	0.1528	0.0006	1
35 29	0.0458	0.1639	0.0007	1
20 32	0.0708	0.2365	0.0010	1
22 32	0.0342	0.1142	0.0005	1
22 24	0.0239	0.0799	0.0003	1
22 24	0.0239	0.0799	0.0003	1
23 30	0.0239	0.0799	0.0003	1
23 36	0.0136	0.0457	0.0002	1
36 30	0.0273	0.0913	0.0004	1
33 18	0.0205	0.0685	0.0003	1
32 33	0.0239	0.0799	0.0003	1
26 25	0.0139	0.0517	0.0002	1
24 25	0.0164	0.0608	0.0003	1
26 34	0.0049	0.0318	0.0002	1
29 26	0.0119	0.0158	0.0034	1
29 39	0.0126	0.0820	0.0004	1
38 34	0.0047	0.0307	0.0002	1
18 73	0.1557	0.3427	0.0015	1
18 73	0.0854	0.3028	0.0012	1
62 18	0.0508	0.1941	0.0008	1
20 52	0.0873	0.2162	0.0011	1
20 52	0.0875	0.2167	0.0011	1
54 59	0.1188	0.3063	0.0015	1
52 59	0.0360	0.1014	0.0005	1
57 51	0.1227	0.4098	0.0018	1
57 77	0.1366	0.4566	0.0020	1
52 53	0.0937	0.1788	0.0007	1
53 54	0.0937	0.1788	0.0007	1
52 30	0.0722	0.1789	0.0009	1
71 70	0.1599	0.3148	0.0013	1
40 41	0.0586	0.1623	0.0008	1
40 50	0.1343	0.3645	0.0016	1
71 69	0.1093	0.3653	0.0016	1
70 68	0.1204	0.2180	0.0009	1
44 45	0.1025	0.3425	0.0015	1

51 43	0.2067	0.3556	0.0015	1
54 55	0.1196	0.3996	0.0018	1
55 43	0.1708	0.5708	0.0025	1
73 62	0.0410	0.1370	0.0006	1
73 67	0.3347	0.7007	0.0031	1
68 67	0.1648	0.3569	0.0015	1
29 26	0.0119	0.0158	0.0034	1
73 66	0.1623	0.5752	0.0023	1
63 66	0.0683	0.2283	0.0010	1
63 65	0.0557	0.1861	0.0008	1
63 65	0.0557	0.1861	0.0008	1
56 54	0.1025	0.3425	0.0015	1
57 56	0.1196	0.3996	0.0018	1
57 56	0.1196	0.3996	0.0018	1
47 50	0.1196	0.3996	0.0018	1
47 46	0.0342	0.1142	0.0005	1
67 66	0.1128	0.2794	0.0014	1
49 41	0.1265	0.4225	0.0019	1
19 78	0.0042	0.0055	0.0012	1
19 79	0.0105	0.0139	0.0030	1
59 61	0.0513	0.1816	0.0007	1
45 46	0.0171	0.0605	0.0002	1
85 87	0.0158	0.0745	0.0562	1
85 86	0.0139	0.0657	0.0495	1
85 81	0.0099	0.0467	0.0352	1
87 106	0.0105	0.0495	0.0373	1
87 82	0.0056	0.0266	0.0200	1
87 99	0.0322	0.1249	0.0909	1
103 105	0.0130	0.0613	0.0462	1
105 101	0.0171	0.0806	0.0608	1
105 104	0.0015	0.0070	0.0053	1
103 106	0.0208	0.0983	0.0741	1
81 82	0.0303	0.1075	0.0768	1
80 82	0.0319	0.1129	0.0807	1
80 84	0.0191	0.0676	0.0483	1
84 83	0.0051	0.0180	0.0129	1
82 83	0.0191	0.0676	0.0483	1
100 98	0.0102	0.0598	0.0754	1
100 97	0.0111	0.0759	0.1179	1
98 97	0.0121	0.0448	0.0325	1
99 100	0.0231	0.1089	0.0821	1
87 100	0.0102	0.0694	0.0105	1
100 84	0.0065	0.0442	0.0687	1
84 80	0.0074	0.0506	0.0786	1
86 81	0.0055	0.0379	0.0589	1
98 99	0.0163	0.0580	0.0414	1
101 102	0.0116	0.0547	0.0413	1
99 102	0.0116	0.0547	0.0413	1
99 101	0.0111	0.0759	0.1179	1

98 94	0.0357	0.1275	0.0918	1
94 82	0.0056	0.0263	0.0198	1
92 93	0.1624	0.4088	0.0099	1
93 91	0.0304	0.1074	0.0021	1
93 91	0.0379	0.1342	0.0027	1
90 89	0.0776	0.2400	0.0052	1
90 89	0.1354	0.4100	0.0089	1
90 93	0.1852	0.3189	0.0068	1
103 110	0.0185	0.0876	0.0660	1
110 112	0.0185	0.0876	0.0660	1
103 114	0.0419	0.1979	0.1493	1
109 108	0.0148	0.0701	0.0528	1
109 107	0.0388	0.1833	0.1382	1
112 114	0.0190	0.0896	0.0675	1
112 111	0.0297	0.1402	0.1057	1
113 111	0.0167	0.0787	0.0608	1
80 88	0.0123	0.3140	0.0	0.9800
81 90	0.0062	0.1452	0.0	0.9500
86 93	0.0012	0.0742	0.0	1.0300
42 41	0.0012	0.0742	0.0	1.0300
58 57	0.0012	0.0742	0.0	1.0300
44 43	0.0029	0.1053	0.0	1.0300
60 59	0.0014	0.0516	0.0	1.0300
64 63	0.0019	0.0700	0.0	1.0300
72 71	0.0012	0.0742	0.0	0.9200
18 17	0.0014	0.0516	0.0	1.0300
21 20	0.0016	0.0525	0.0	1.0300
27 26	0.0024	0.1484	0.0	1.0300
28 26	0.0024	0.1484	0.0	1.0300
31 30	0.0007	0.0495	0.0	1.0300
48 47	0.0012	0.0742	0.0	1.0300
74 76	0.0097	0.3340	0.0	1.0300
