

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة سعد دحلب البليدة
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie

قسم الإلكترونيك
Département d'Électronique



Mémoire de Master

Filière Electrotechnique
Spécialité Machines électriques

Présenté par

ABBOU Abdeljalil

&

DEMERDJI Abdelmadjid

Optimisation et contrôle de l'écoulement de puissance dans réseau électrique

Proposé par:
D.CHANANE

Année Universitaire 2019-2020

RESUME

ملخص

الهدف الرئيسي من هذه الأطروحة هو استعمال خوارزمية تمكننا من تحسين تدفق الطاقة في الشبكة الكهربائية (OPF) ، من أجل تحقيق ذلك، تقترح هذه الأطروحة خوارزمية "JAYA" جديدة تسمح بالحصول على نتائج جيدة. توفر الخوارزمية نهجًا تكراريًا لا يتطلب معلمات ضبط، مما يقلل إلى حد كبير من وقت التقارب لتدفق الطاقة الأمثل. تتم مقارنة خوارزمية المقترحة مع أخرى تعتمد على تحسين حشد الجسيمات (PSO). تم التحقق من صحة الاختبارات على شبكات القياسية IEEE 9 و 14. نلاحظ أنه من خلال الأساليب الاستدلالية الفوقية، نجد متجهًا عالميًا للحلول الأمثل باستخدام المعلومات الخاصة بالدالة المطلوب تحسينها فقط.

Résumé

L'objectif principale de cette mémoire est l'application d'une technique méta heuristique fiable et robuste, pour résoudre le problème de l'optimisation de l'écoulement de puissance (OPF) qui est considéré comme un large problème d'optimisation non linéaire avec contraintes. Afin d'y arriver, ce mémoire propose un nouvel algorithme 'JAYA' permettant d'obtenir un écoulement de puissance optimisé avec contraintes. L'algorithme propose une approche itérative qui ne nécessite pas de paramètres de réglage, ce qui minimise beaucoup le temps de la convergence vers un écoulement de puissance optimal. L'approche proposée est comparée avec une autre méthode intelligente basée sur l'Optimisation par Essaim de Particule (PSO). Des tests ont été validés sur des réseaux standards IEEE 9, 14 jeux de barres. On remarque qu'avec les méthodes méta heuristiques on trouve un vecteur de solution optimal global en utilisant seulement les informations sur les fonctions objectives.

Mots clés : Écoulement de puissance optimal (OPF), Jaya algorithme, PSO algorithme, IEEE 9, 14 jeux de barres,

Abstract

The main objective of this thesis is the application of a reliable and a robust metaheuristic technique to solve the power flow optimization problem (OPF), which is considered as a nonlinear optimization problem with constraints. For this purpose, this thesis proposes a novel algorithm named 'Jaya' to obtain an optimal power flow. The proposed approach does not require any adjustment parameters, which greatly minimizes the execution time and ensure good results. To show the merits, the proposed Jaya algorithm is compared with particle swarm optimization (PSO) method. The approaches are validated in standard electrical networks (IEEE 9 and 14 BUS systems). We notice that

RESUME

with metaheuristic methods we find a global optimal solution vector using only the information on objective functions.

Keywords: Optimal Power Flow (**OPF**), Jaya algorithm, PSO algorithm, IEEE 4, 14 bus systems

Dédicace

*C'est avec une grande émotion,
Je dédie ce modeste travail de fin d'étude :*

*A mes très chers parents qui ont toujours été là pour
moi, et qui m'ont donné un magnifique modèle de labeur et de
persévérance.*

*J'espère qu'ils trouveront dans ce travail toute ma reconnaissance et
tout mon amour.*

*A toute ma famille, pour leur soutien, sacrifice, patience, ainsi pour
leurs conseils, que dieux les protèges et les entoure de bénédiction.*

*A tous mes amis, mes collègues, mon binôme Abdelmadjid et à tous
ceux qui ont contribué de près ou de loin à réaliser ce travail.*

ABDELjalil.

Dédicace

*C'est avec une grande émotion,
Je dédie ce modeste travail de fin d'étude :*

*A mes très chers parents qui ont toujours été là pour
moi, et qui m'ont donné un magnifique modèle de labeur et de
persévérance.*

*J'espère qu'ils trouveront dans ce travail toute ma reconnaissance et
tout mon amour.*

*A toute ma famille, pour leur soutien, sacrifice, patience, ainsi pour
leurs conseils, que dieux les protèges et les entoure de bénédiction.*

*A tous mes amis, mes collègues, mon binôme et à tous ceux qui ont
contribué de près ou de loin à réaliser ce travail.*

ABDELMADJID.

REMERCIEMENTS

En premier lieu, nous remercions Dieu tout puissant de nous avoir donné le courage, la volonté et la patience pour réaliser ce travail.

Nous remercions respectueusement les membres du jury : Le président Dr. Belazzoug Messaoud et l'examineur Dr. Salah Samia, pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant d'évaluer notre projet.

Nous adressons nos remerciements à notre encadreur Mr. Chânanane Abdallah, pour sa grande disponibilité, ses encouragements, ses critiques et ses conseils qui ont contribué grandement à la réalisation de ce travail. Qu'il trouve ici l'expression de notre profonde gratitude.

Nous remercions nos parents, qui nous ont soutenus tout au long de nos études.

Que les enseignants de l'USDB, particulièrement nos enseignants du département de l'électronique, trouvent ici le témoignage de nos profonds remerciements et toute notre reconnaissance pour l'encadrement pédagogique que nous avons reçu.

Que tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail trouvent ici l'expression de notre sincère gratitude.

SOMMAIRE

REMERCIEMENTS

DEDICACES

RESUME

LISTE DES ABRÉVIATIONS

INTRODUCTION GÉNÉRALE 1

CHAPITRE I : ECOULEMENT DE PUISSANCE

I.1. Introduction..... 5

I.2 But de l'étude de l'écoulement de puissance..... 5

I.3 Caractéristiques des réseaux électriques 6

I.3.1 Centrales électriques..... 6

I.3.2 Réseau de transport..... 6

I.3.3 La consommation électrique..... 6

I.3.4 Équilibre et déséquilibre du système électrique..... 7

I.4 Limites thermiques des lignes électriques en fonctionnement normal..... 7

I.5 Structures topologiques des réseaux électriques..... 8

I.5.1 Réseau maillé..... 8

I.5.2 Réseau bouclé..... 9

I.5.3 Réseau radial..... 9

I.5.4 Réseau arborescent..... 9

I.6 Architecture des réseaux électriques..... 10

I.7 Modélisation des composants du réseau électrique..... 10

I.7.1 Définition..... 11

I.7.2 Modélisation des générateurs 11

I.7.3 Lignes et câbles de transmission..... 12

I.7.4 Transformateurs de puissance..... 15

SOMMAIRE

I.7.5 Charge électrique	16
I.7.6 Éléments shunt	16
I.8 Modèles des nœuds du réseau.....	17
I.8.1 Nœud de charge (<i>PQ</i>)	17
I.8.2 Nœud générateur (<i>PV</i>)	17
I.8.3 Nœud de référence	17
I.9 Formulation des équations de l'écoulement de puissance.....	18
I.10 Classification des jeux de barres.....	20
I.10.1 Jeu de barres de référence.....	20
I.10.2 Jeu de barres générateur.....	20
I.10.3 Jeu de barres de charge.....	20
I.11 Conclusion.....	20

CHAPITRE II : ECOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL

II.1 Introduction.....	21
II.2 L'acheminement de la puissance dans un réseau électrique	21
II.3 Écoulement de puissance optimal	22
II.4 But de l'écoulement de puissance optimal	22
II.5 Travaux réalisés dans le domaine l'écoulement de puissance optimale (OPF).....	23
II.6 Domaines d'application de l'écoulement de puissance optimal.....	23
II.6.1 Minimisation du coût de combustible.....	23
II.6.2 Minimisation des pertes.....	24
II.6.3 Amélioration du profil de tension.....	24
II.6.4 Amélioration de la stabilité de tension.....	24
II.6.5 Maximisation de la puissance transmissible.....	24
II.7 Formulation du problème de l'écoulement de puissance optimal.....	25
II.7.1 Variables d'Etat.....	25
II.7.2 Variables de contrôle.....	25
II.7.3 Recherche de l'optimum locale et globale.....	26

SOMMAIRE

II.7.4 Fonction Objective.....	27
II.7.5 Contraintes d'égalité.....	27
II.7.6 Contraintes d'inégalité.....	27
II.8 Concept du problème d'optimisation.....	28
II.9 Techniques d'optimisation.....	28
II.9.1 Variable du problème.....	29
II.9.2 Espace de recherche.....	29
II.9.3 Fonction objective.....	29
II.10 Classification des problèmes d'optimisation	30
II.10.1 Problèmes de programmation linéaire	30
II.10.2 Problèmes de programmation non linéaire.....	30
II.10.2.1 Méthode de Gauss-Seidel.....	31
II.10.2.2 Algorithme de Gauss-Seidel.....	32
II.10.2.3 Méthode de Newton-Raphson.....	33
II.10.2.4 Application de la méthode de Newton Raphson dans l'écoulement de puissance.....	34
II.11 Conclusion.....	36

CHAPITRE III : METHODES D'OPTIMISATIONS APPLIQUÉE À L'OPF

III.1 Introduction.....	37
III.2 Optimisation par essaim de particules(PSO)	37
III.2.1 Idées de base	38
III.2.2 Algorithme général.....	38
III.2.3 Paramètre de l'algorithme.....	40
a) Nombre de particules.....	40
b) Facteur d'inertie.....	41
c) Coefficients de confiance.....	41
d) Notion de voisinage.....	42
III.2.4 Les étapes de la méthode d'Optimisation par Essaim de particule	43
III.2.5 Organigramme de la PSO.....	44

SOMMAIRE

III.2.6 Synthèse de l'algorithme.....	45
III.2.7 Les avantages de l'optimisation par essais de particules.....	45
III.2.8 Discussion	46
III.3 Optimisation par L'algorithme Jaya	46
III.3.1 Introduction	46
III.3.2 Organigramme de JAYA.....	47
III.3.3 Les solutions de l'Écoulement de Puissance Optimale (Optimal Power Flow)..	48
III.3.4 Formulation du problème	48
a) Fonction du coût.....	49
b) Fonction des pertes de puissance active totales.....	49
c) Contraintes d'égalité.....	49
d) Contraintes d'inégalité.....	50
e) Variables de contrôle.....	51
f) Variable d'état.....	51
III.3.5 Expressions de pénalité quadratiques.....	52
III.3.6 Les étapes de la méthode JAYA appliquée à l'OPF.....	53
III.3.7 Organigramme de l'application de l'algorithme Jaya pour le problème OPF.....	56
III.4 Conclusion	57

CHAPITRE IV : Application numérique et résultats

IV.1 introduction	58
IV.2 Système test à 9 jeux de barres	60
IV.3 Système test à 14 jeux de barres	63
IV.4 Les calcul des pertes de puissance active	68
IV.5 Conclusion	69

Conclusion générale

ANNEXES

BIBLIOGRAPHIE

INTRODUCTION GENERALE

L'électricité est une forme d'énergie très commode et utile. Elle joue un rôle très important dans notre société industrialisée moderne. Intimement relié à ce développement est l'extension des systèmes de transport d'énergie en tant que vecteur de répartition d'énergie électrique. Ces systèmes d'alimentation font face, aujourd'hui, à plusieurs changements. Sous des conditions normales, les systèmes de transmission électrique « STE » fonctionnent en régime permanent. Les calculs exigeant la caractérisation de cet état sont appelés : Ecoulement de puissance (EP).

L'énergie électrique est une de formes d'énergie les plus utilisées dans l'industrie, aux résidences, etc. L'électrotechnique ou la technologie de l'énergie électrique concerne la génération, le transport, la distribution de cette énergie.

De nos jours, la consommation de l'énergie électrique est en augmentation régulière, causée par l'industrialisation et la croissance de la population, cette situation engendre la saturation des réseaux électriques et des problèmes de l'incapacité de satisfaire la demande de consommation et des problèmes liés à l'exploitation du réseau électrique près de ces limites de sécurité (contrôle de flux de puissance, maintien du profil de tension acceptable, surveillance des reports de charge, défaillances des structures des réseaux, des Blackouts , etc.).

La qualité de l'énergie électrique concerne tous les acteurs du domaine énergétique, qu'ils soient gestionnaires de réseaux, fournisseurs, producteurs, ou consommateurs d'électricité [1].

Dans l'industrie de l'électricité, la réglementation se justifie essentiellement par l'existence de conditions de monopole naturel et d'externalités et par la notion de bien public. Cette situation résulte de spécificités économiques de l'électricité qui ne peut être stockée. Cette impossibilité de stocker l'électricité signifie que la taille des marchés diminue avec le temps, et qu'elle est déterminée par la demande instantanée plutôt que par la demande sur une longue période. Par conséquent, une seule entreprise a plus de chances de desservir les clients sur un marché donné à l'échelle d'efficacité minimale [2].

INTRODUCTION GENERALE

Le réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué des lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs. Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production - transport - consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble **[18]**.

Un réseau électrique doit satisfaire les exigences suivantes :

- Assurer au client la puissance dont il a besoin.
- Fournir une tension stable dont les variations n'excèdent pas 10% de la tension nominale.
- Fournir une fréquence stable.
- Fournir l'énergie avec prix acceptable.

L'étude de l'écoulement de puissance (load flow) permet d'avoir la solution des grandeurs d'un réseau électrique en fonctionnement normal et anormal afin d'assurer une exploitation efficace, c'est-à-dire conforme aux normes techniques. Ces grandeurs sont les tensions aux nœuds, les puissances injectées aux nœuds et celles qui transitent dans les lignes, les pertes et les courants s'en déduisent. **[18]**.

L'analyse d'EP dans un réseau électrique composé d'un nombre de générateurs, lignes de transmission et des charges est très importante pour les études, la planification et l'exploitation d'un réseau électrique. Le planificateur de ce réseau peut facilement évaluer l'impact des différentes configurations de transmission et de génération pour n'importe quel niveau de charge désiré. Cela permet de connaître les conditions de production et de charge et les niveaux des tensions du réseau. Elle a pour but de déterminer, en régime triphasé permanent (en général équilibré), les tensions en module et en phase en tout point du réseau et les puissances actives et réactives transitant sur toutes les lignes du réseau électrique.

Le calcul de l'EP, ou encore calcul de la répartition des charges est, sans aucun doute, le calcul le plus fréquemment effectué dans les réseaux d'énergie électrique. En termes

INTRODUCTION GENERALE

simples, son objectif est de déterminer l'état électrique complet du réseau, à savoir les tensions dans tous les JdB, les transits de puissance dans toutes les lignes (branches), les pertes, ...etc, à partir des consommations et des productions spécifiées en ces JdB [3].

Le problème de l'OPF est le problème de la recherche du minimum d'une certaine fonction objective soumise à un nombre limité de contraintes. Le choix de la fonction objective dépend du critère d'optimalité défini. Les contraintes à satisfaire sont, d'une part, celles liées aux lois physiques gouvernant le comportement du système. D'autre part, ce sont les limitations dans la capacité des équipements connectés et celles liées aux critères de conception et de fonctionnement du modèle en régime permanent. En terme mathématique, le problème général de l'écoulement optimal des charges peut être exprimé comme un problème général d'optimisation non linéaire avec contraintes [3].

Dans ce mémoire un nouvel algorithme 'Jaya' est utilisé pour résoudre le problème de l'optimisation de l'écoulement de puissance. Cette approche offre plusieurs caractéristiques et avantages remarquables.

Objectifs et contributions du mémoire :

L'objectif principale de ce travail est l'utilisation d'une approche efficace capable de résoudre le problème de l'écoulement de puissance optimal (OPF), il s'agit de la méthode 'Jaya'. Cette méthode a été développée par Rao en 2016. Ce travail nous allons exploiter cette dernière pour résoudre le problème de l'optimisation de l'OPF avec contraintes.

La technique proposée est capable de fournir à la fin du processus d'optimisation, une famille de solutions physiquement réalisables suivant la nature des contraintes et d'une précision acceptable.

Plan de mémoire

Le présent mémoire est structuré autour de quatre chapitres à savoir :

INTRODUCTION GENERALE

Le chapitre I :

Nous donnerons un aperçu général sur les réseaux électriques à savoir les différentes caractéristiques et structures ainsi la modélisation des éléments essentiels des réseaux électriques. Ce chapitre présente une Introduction au domaine de l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques.

Le chapitre II :

Nous présenterons la formulation générale de l'écoulement de puissance optimal ainsi qu'un état de l'art sur une méthode d'optimisation non linéaire, dans laquelle nous allons citer les différentes méthodes de résolution de ce problème et control écoulement de puissance optimal.

Le chapitre III :

Une approche basée sur l'optimisation par essaim de particule et Jaya pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance optimal sera présentée.

Le principe général de Jaya et essaim de particule PSO est discuté dans ce chapitre, à la fin de ce chapitre on applique les méthodes sur l'écoulement de puissance optimal (OPF).

Le chapitre IV :

Sera dédié aux résultats de simulations de la démarche proposée pour la solution du problème de l'OPF. La validation de ces résultats est montrée et discutée à travers de deux méthodes sur le support test IEEE 9 et 14 bus.

Enfin, nous clôturerons ce travail par une conclusion générale avec quelques perspectives envisagées.

LISTE DES ABREVIATIONS

OPF	Optimisation de l'écoulement de puissance.
JDB	Jeu de barres.
P_i et Q_i	Puissance active et réactive injectée au nœud i .
P_{Gi} et Q_{Gi}	Puissance active et réactive générées au nœud i .
P_{Di} et Q_{Di}	Puissance active et réactive demandée au jeu de barres i .
S_{ij}	La puissance apparente injectée au nœud ij .
V_i	Tension complexe au nœud i .
δ_i	Déphasage de la tension au nœud i .
\bar{V}_S, \bar{I}_S	Tension et courant à la source respectivement.
\bar{V}_R, \bar{I}_R	Tension et courant à la réception respectivement.
A, B, C et D	Les paramètres qui dépendent des constantes de la ligne de transmission.
\bar{Z}	Impédance de la ligne.
R, X	Résistance et réactance de la ligne respectivement.
\bar{Y}	Admittance shunt de la ligne.
I_{BUS}	Vecteur des courants complexes injectés à chaque jeu de barres.
V_{bus}	Vecteur des tensions complexes des jeux de barres.
Y_{bus}	Matrice admittance nodale.
h	Contrainte d'égalités.
g	Contrainte d'inégalités.
X	Le vecteur des variables d'état.
U	Le vecteur des variables de contrôle.
F	Fonction objective.
a_i, b_i et c_i	coefficient du cout .
f_i	Fonction du coût.
F_2	Fonction de perte.

LISTE DES ABREVIATIONS

P_i^{spec} et Q_i^{spec}	Puissances actives et réactives spécifiées.
P_i^{cal} et Q_i^{cal}	Puissances actives et réactives calculer.
ΔP_i	Différence (écarts) entre P_i calculée et P_i spécifiée.
G_{ij}	Conductance entre le JB i et JBj .
B_{ij}	Susceptance entre le JB i et JBj .
Y_{ij} et θ_{ij}	Module et argument de l'élément ime de la matrice admittance.
V_{max} et V_{min}	Limites max et min de la tension au nœud i
S_{max} et S_{min}	Limites max et min de la puissance apparente injectée au nœud i .
P_{Gi}^{min} et P_{Gi}^{max}	Limites min. et max. de puissance active du générateur i .
V_{Gi}^{min} et V_{Gi}^{max}	Limites minimale et maximale sur la variable tension.
T_i^{min} et T_i^{max}	Limites minimale et maximale sur la variable du rapport de Transformation.
P_{slack}	La puissance active de jeu de barre de référence.
P_{G2}, \dots, P_{GN_G}	Puissances actives générées sauf celle du jeu de barres de référence.
V_{G1}, \dots, V_{GN_G}	Les tensions de tous les jeux de barres générateurs.
T_1, \dots, T_{N_T}	Les prises des transformateurs variables.
N_G	Nombre total de générateur.
N_T	Nombre total de transformateur.
N	Nombre total de bus dans le réseau.
s	Le numéro du nœud de référence.
y_{ij}	Module d'un élément de la matrice admittance du réseau.
$H_{ij}, N_{ij}, M_{ij}, L_{ij}$	Sont les sous matrice de Jacobienne J
P_{so}	Optimisation par essaim de particule.
$V_i(k)$ et $V_i(k+1)$	La vitesse de la particule à l'itération K et $K+1$.
$X_i(k)$ et $X_i(k+1)$	La position de la particule à l'itération K et $K+1$.
P_{best}	La meilleure position de la particule c'est à dire la position de la meilleure solution visitée.

LISTE DES ABREVIATIONS

P_{gbest} La meilleure position de son voisinage c'est à dire la position de la meilleure solution connue de son voisinage.

w Coefficient d'inertie.

c_1, c_2 Coefficients d'accélération.

r_1, r_2 Nombre aléatoire entre [0, 1].

p_1, p_2 Coefficient de confiance.

Jaya

$X'_{j,k,i}$ La nouvelle solution.

$X_{j,k,i}$ La solution précédente.

$X_{j,best,i}$ La meilleure solution.

$X_{j,worst,i}$ La mauvaise solution.

Liste des figures

Figure I.1	Limites thermiques, de tension et de stabilité de synchronisme des lignes de transport en fonction du niveau de tension et de leur longueur.....	8
Figure I.2	Différentes topologies des réseaux électriques : (a) Réseau maillé, (b). Réseau bouclé, (c). Réseau radial, (d). Réseau arborescent.....	9
Figure I.3	Modèle du générateur.....	12
Figure I.4	Modélisation d'une ligne électrique.....	13
Figure I.5	Modèle d'un transformateur	15
Figure I.6	Modèle d'une charge.....	16
Figure I.7	Modèles des éléments shunt : a) symbole, b) élément capacitif , c)élément inductif.....	17
FigureII.1	Domaine admissible comportant des extremums locaux et globaux.....	26
Figure II.2	Les étapes de processus d'optimisation.....	29
Figure III.1	Mouvement d'une particule dans l'espace de recherche.....	40
Figure III.2	Topologies de voisinage.....	42
Figure III.3	Organigramme de la méthode de PSO.....	44
Figure III.4	Organigramme de la méthode de jaya.....	47
Figure III.5	Organigramme de l'application de l'algorithme Jaya pour le problème OPF.....	56
Figure IV.1	Réseau standard IEEE à 9 jeux de barres.....	60
Figure IV.2	Convergence de jaya pour un réseau à 9 JDB.....	61
Figure IV.3	Convergence de PSO pour un réseau à 9 JDB.....	62

Liste des figures

Figure IV.4	Les tensions de générateur pour le réseau de 9 JDB.....	62
Figure IV.5	Les tensions de charge pour le réseau de 9 JDB.....	63
Figure IV.6	le réseau standard IEEE à 14 jeux de barres.....	64
Figure IV.7	Convergence de jaya pour un réseau à 14 JDB.....	65
Figure IV.8	Convergence de pso pour un réseau à 14 JDB.....	66
Figure IV.9	Les tensions de générateur pour le réseau de 14 JDB.....	66
Figure IV.10	Les tensions de charge pour le réseau de 14 JDB.....	67

Liste des tableaux

Tableau 4.1	Paramètres de contrôle de PSO pour les réseaux à 9 et 14 JDB.....	59
Tableau 4.2	Paramètres de contrôle de jaya pour les réseaux à 9 et 14 JDB.....	59
Tableau 4.3	Les valeurs optimales pour les deux algorithmes avec l'écart et les coûts de production Pour un réseau à 9 JDB.....	61
Tableau 4.4	Les valeurs optimales pour les deux algorithmes avec l'écart et les coûts de production Pour un réseau à 14 JDB.	64
Tableau 4.5	Les valeurs de puissance générer total et les pertes de la puissance active pour réseau 9 bus.....	68
Tableau 4.6	Les valeurs de puissance générer total et les pertes de la puissance active pour réseau 14 bus.....	69
Tableau A.1	Données des jeux de barres du système test à 9 jeux de barres.	
Tableau A.2	Données des générateurs du système test à 9 jeux de barres.	
Tableau A.3	Données des branches du système test à 9 jeux de barres.	
Tableau A.4	Données des couts des générateurs du système test à 9 jeux de barres.	
Tableau A.5	Données des jeux de barres du système test à 14 jeux de barres.	
Tableau A.6	Données des générateurs du système test à 14 jeux de barres.	
Tableau A.7	Données des branches du système test à 14 jeux de barres.	
Tableau A.8	Données des générateurs coûts du système test à 14 jeux de barres.	

I.1 Introduction

L'écoulement de puissance (load flow ou power flow) est l'un des principaux problèmes qui se pose aux gestionnaires d'un système de production - transport d'énergie électrique. Dans tout ensemble de centrales électriques alimentant un ensemble de consommateurs par l'intermédiaire d'un réseau de transport maillé, on doit déterminer la répartition des puissances fournies par ces centrales à un instant donné tout en respectant un ensemble de contraintes techniques et économiques. [3]

I.2 But de l'étude de l'écoulement de puissance

La résolution du problème de l'écoulement des puissances, nous permet de déterminer les valeurs du module et de la phase de la tension en chaque nœud du réseau pour des conditions de fonctionnement données. Ce qui nous permettra de calculer les puissances transitées, générées et les pertes. Pour résoudre ce problème, il est nécessaire de déterminer les conditions de l'opération en régime permanent, d'un système de puissance, qui sont :

- La formulation d'un modèle mathématique approprié. - La spécification d'un certain nombre de variables et de contraintes dans les nœuds du système.
- La résolution numérique du système. [3]

L'étude de l'écoulement de puissance permet d'avoir la solution des grandeurs d'un réseau électrique en fonctionnement normal équilibré en régime permanent. Ces grandeurs sont les tensions aux nœuds, les puissances injectées aux nœuds et celles qui transitent dans les lignes. Les pertes active et réactive et les courants qui circulent dans les lignes de transport s'en déduisent. Les études de l'écoulement de puissance permettent de planifier la construction et l'extension des réseaux électriques ainsi que la conduite et le contrôle de ces réseaux. [4]

I.3 Caractéristiques des réseaux électriques

I.3.1 Centrales électriques

Une centrale électrique est un site industriel destiné à la production d'électricité. Les centrales électriques alimentent en électricité, au moyen du réseau électrique, les consommateurs, particuliers ou industriels éloignés de la centrale.

La production d'électricité est assurée par la conversion en énergie électrique d'une énergie primaire qui peut être soit mécanique, chimique soit nucléaire, soit solaire.

Les caractéristiques technico-économiques des centrales électriques sont déterminantes pour leur exploitation. Trois types de caractéristiques ont une influence pour l'exploitation d'une centrale électrique à court terme : son coût de production ; ses contraintes techniques et sa fiabilité. Le plus important de ces trois caractéristiques est le coût variable de production. [5]

I.3.2 Réseau de transport

Le réseau de transport est complété par le réseau de distribution, auquel sont reliés la plupart des consommateurs ; seuls quelques gros consommateurs sont directement connectés au réseau de transport.

Un réseau de transport doit être exploité d'une manière particulière : il doit être exploité dans les limites de fonctionnement autorisées. Ces limites ou contraintes du réseau sont exprimées par des valeurs maximales ou minimales sur certaines variables du réseau (fréquence, écoulement de puissance sur les lignes ou transformateurs, niveau de tension, etc.). Si ces limites sont dépassées, le réseau risque de devenir instable [5].

I.3.3 La consommation électrique

Connaître la consommation de l'électricité d'une période future est important pour l'exploitation du système électrique. Pour ce faire, une multitude de variables sont traditionnellement utilisées pour expliquer et prédire le niveau de consommation d'électricité : la température, l'heure de la journée, le jour de la semaine, le prix, etc.

L'impact de la plupart de ces variables est lié aux conditions climatiques, aux habitudes de consommation, aux rythmes de vie et au pays considéré [6].

I.3.4 Équilibre et déséquilibre du système électrique

L'électricité ne se stocke pas. L'ensemble du système électrique est donc dimensionné pour faire face à cette contrainte physique et assurer en permanence l'équilibre entre soutirage et injection, c'est-à-dire entre production et consommation. En cas de déséquilibre entre ces paramètres, il existe un danger pour les équipements raccordés ainsi que des risques de coupures d'électricité.

Cet équilibre production-consommation est nécessaire car les systèmes électriques à courant alternatif fonctionnent comme une « grande » machine synchronisée [7].

I.4 Limites thermiques des lignes électriques en fonctionnement normal

Les lignes électriques et les transformateurs ont des capacités de transport physiquement limitées. Ces limites sont principalement thermiques. Les limites thermiques sont liées à l'échauffement des lignes lors du passage du courant électrique. L'effet Joule entraîne une transformation de puissance électrique en puissance thermique. Cette énergie thermique provoque une augmentation de la température de la ligne. Ce changement de température modifie les caractéristiques mécaniques de la ligne et provoque une dilatation des conducteurs.

En général, les limites physiques (thermiques), peuvent être présentées comme une limite maximale de puissance active (en MW) qui peut transiter sur un élément déterminé du réseau (figure I.1). L'exploitation du réseau de transport doit assurer que l'écoulement de puissance transitée par les différents éléments doit être toujours dans ces limites physiques maximales [5].

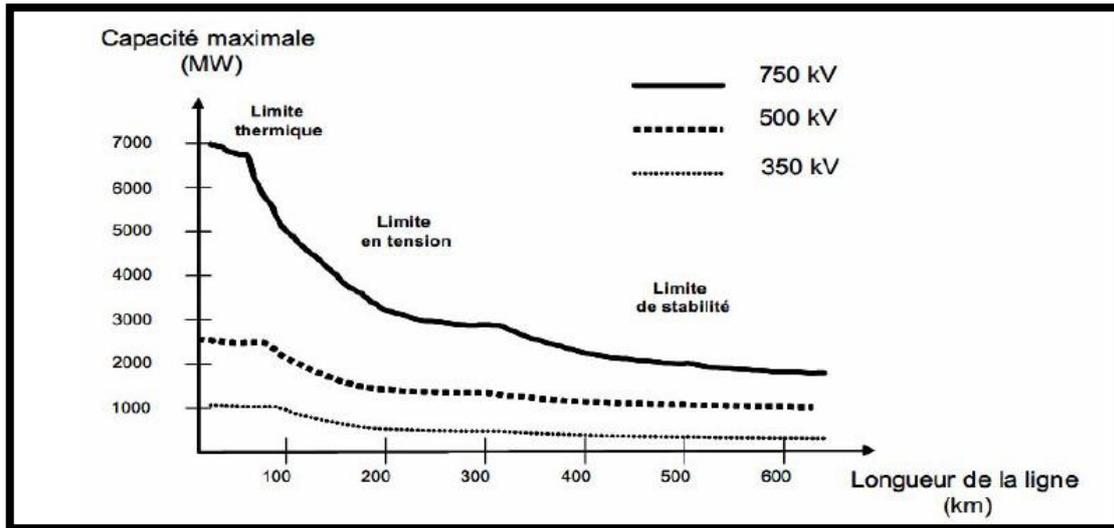


Figure I.1 : Limites thermiques, de tension et de stabilité de synchronisme des lignes de transport en fonction du niveau de tension et de leur longueur [5]

I.5 Structures topologiques des réseaux électriques

Le concept de réseau englobe la totalité des installations, notamment les lignes aériennes, les câbles, les transformateurs et les appareils avec leur moyen des contrôles et de sécurité. Les interrupteurs, etc., nécessaires au transport et la distribution de l'énergie électrique [8].

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types de structures exposées :

I.5.1 Réseau maillé

Cette topologie est presque la norme pour les réseaux de transport. Tous les centres de production sont liés entre eux par des lignes THT au niveau des postes d'interconnexion, ce qui forme un maillage. Cette structure permet une meilleure fiabilité mais nécessite une surveillance à l'échelle nationale voire continentale [8].

I.5.2 Réseau bouclé

Cette topologie est surtout utilisée dans les réseaux de répartition et distribution MT. Les postes de répartition HT ou MT alimentés à partir du réseau THT sont reliés entre eux pour former des boucles, ceci dans le but d'augmenter la disponibilité. Cependant, il faut noter que les réseaux MT ne sont pas forcément bouclés [8].

I.5.3 Réseau radial

C'est une topologie simple qu'on trouve usuellement dans la distribution MT et BT. Elle est composée d'une ligne alimentée par des postes de distribution MT ou BT alimentés au départ par un poste source HT ou MT. En moyenne tension cette structure est souvent alimentée des deux côtés afin d'assurer la disponibilité. [8]

I.5.4 Réseau arborescent

Cette structure est très utilisée en milieu rural et quelque fois en milieu urbain où la charge n'est pas très sensible aux interruptions. Elle est constituée d'un poste de répartition qui alimente plusieurs postes de distribution (BT) grâce à des piquages à différents niveaux des lignes alimentant les postes MT/BT. [8]

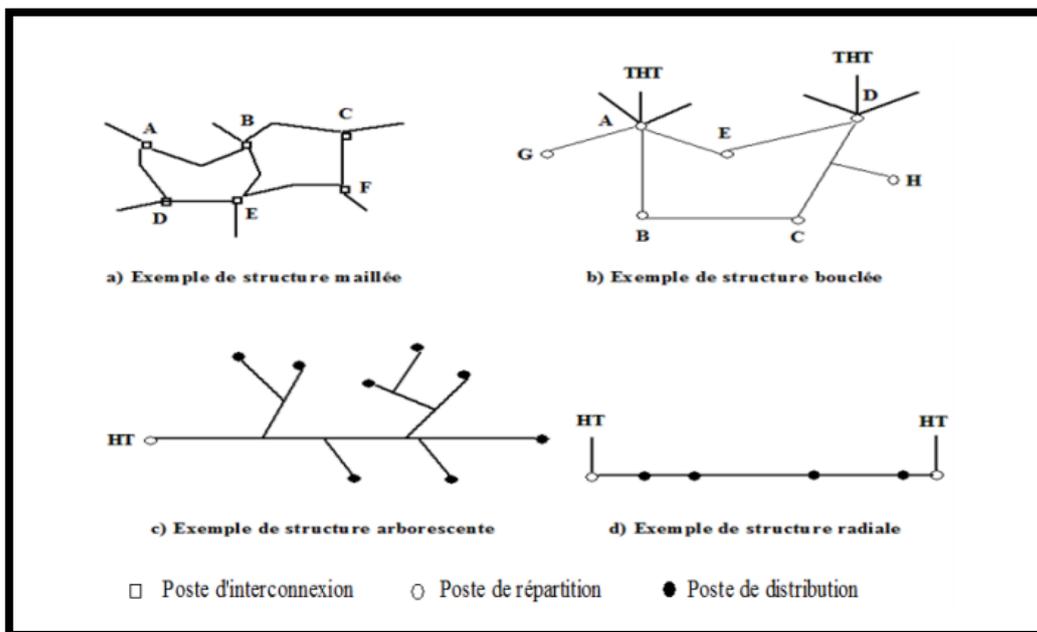


Figure I.2 : Différentes topologies des réseaux électriques : (a) Réseau maillé, (b). Réseau bouclé, (c). Réseau radial, (d). Réseau arborescent. [8]

I.6 Architecture des réseaux électriques

L'énergie électrique produite est directement injectée sur le réseau de transport maillé à très haute tension THT (400 KV, 225KV) pour être transportée sur de grandes distances avec un minimum de pertes. Elle "descend" ensuite sur les réseaux de répartition (150 à 60 KV), puis ceux de distribution (de 30KV à 400 V) d'où elle est distribuée aux gros consommateurs et aux réseaux de distribution à basse tension, Ce réseau de distribution est généralement de structure radiale.

Les réseaux de transport d'énergie et d'interconnexion sont liés entre eux sous forme des boucles, réalisant ainsi une structure semblable aux mailles d'un filet (figure 1.2.a).

Les réseaux de répartition qu'ils alimentent ont fréquemment une structure bouclée (figure 1.2.b) et peuvent alors être exploités soit en boucle fermée (le réseau est dit bouclé) soit en boucle ouverte (le réseau est alors dit débouclé), ainsi qu'assurer la continuité de service. Le coût d'un réseau bouclé est plus élevé par la complexité du contrôle et de la protection, mais ce type de réseau se caractérise par une meilleure continuité de service.

Ces réseaux de répartition à caractère régional fournissent l'énergie aux réseaux de distribution à moyenne tension assurant l'alimentation d'un grand nombre d'utilisateurs, soit directement, soit après transformation en basse tension. Leur configuration et leur mode d'exploitation sont variables. On peut trouver, selon les pays, des réseaux maillés exploités débouclés, des réseaux à structure radiale (figure 1.2.d) ou des réseaux à structure arborescente (figure 1.2.c).

D'une façon générale, ce sont les caractéristiques des sources de production, les besoins des utilisateurs et l'expérience d'exploitation qui, ajoutés à des considérations économiques, conduisent à choisir la structure topologique des réseaux. [9]

I.7 Modélisation des composants du réseau électrique

Aujourd'hui le réseau électrique est exploité au plus près de ces limites physiques. Ce qui n'avait pas d'importance avant, lorsque l'on sur dimensionnait les ouvrages, nécessite

maintenant une modélisation précise pour être sûr de ne pas faire tomber le réseau.

I.7.1 Définition

Un réseau d'énergie électrique comprend des génératrices, des lignes de transport et distribution, transformateurs de puissance, charges électriques, en outre le réseau comporte également des transformateurs et des appareils de protection. L'ensemble des systèmes électriques comporte en gros trois sous-systèmes :

- Production (génératrice).
- Transport, répartition et distribution (lignes).
- Utilisation (consommateur).

Vu la complexité d'un réseau d'énergie électrique, il faut simplifier leur représentation pour établir des modèles ou des schémas équivalents des principaux composants à savoir, les générateurs, les différents types de transformateurs, des lignes, les charges. Ceux-ci sont ensuite intégrés dans des programmes de calcul permettant de simuler leurs effets dans l'ensemble du système. **[10]**.

I.7.2 Modélisation des générateurs

Les générateurs sont des éléments qui permettent la conversion de l'énergie (mécanique, photonique, chimique...) vers une énergie électrique. Ils peuvent fournir de l'énergie active ou réactive et ils peuvent maintenir un niveau de tension désirée. Un générateur peut être considéré comme une source de puissance active et réactive qui peut maintenir une tension de consigne. A cause de certains facteurs comme la limite thermique du rotor, du stator et la limite de stabilité au régime permanent, le fonctionnement d'un générateur est limité en puissance active ainsi qu'en puissance réactive. Ainsi un générateur peut être modélisé selon le schéma de la figure I.3. **[10]**

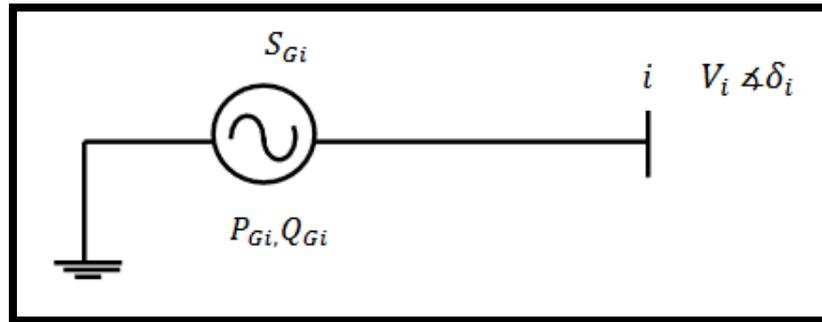


Figure I.3 : Modèle du générateur [10]

Avec :

S_i : Puissance apparente au nœud i

P_{Gi} : Puissance active délivrée par le générateur au nœud i

Q_{Gi} : Puissance réactive délivrée par le générateur au nœud i

V_i : Tension au nœud i

δ_i : Déphasage de la tension au nœud i

I.7.3 Lignes et câbles de transmission [8]

Généralement la ligne de transport est modélisée par un schéma équivalent en π qui se compose d'une impédance série (résistance R en série avec une réactance inductive X), et une admittance shunt qui consiste en une susceptance capacitive B (due à l'effet capacitif de la ligne avec la terre) en parallèle avec une conductance d'isolation G . Voir (Figure. I.4). [8]

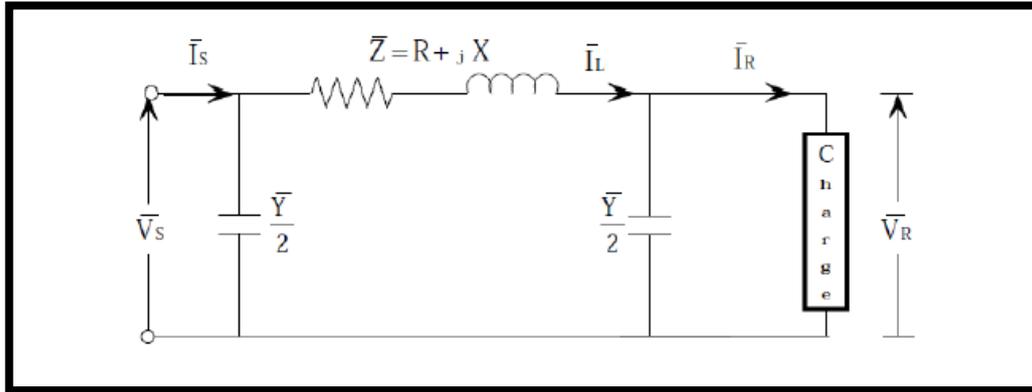


Figure I.4 : Modélisation d'une ligne électrique [8]

Appliquant la loi de Kirchhoff pour déterminer la tension et le courant à la source, on aura le système d'équation suivant :

$$\begin{cases} \bar{V}_S = A \cdot \bar{V}_R + B \cdot \bar{I}_R \\ \bar{I}_S = C \cdot \bar{V}_R + D \cdot \bar{I}_R \end{cases} \quad (1.1)$$

Sous la forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (1.2)$$

Avec :

A, B, C et D : sont les paramètres qui dépendent des constantes de la ligne de transmission, qu'on déterminera par la suite.

\bar{V}_S, \bar{I}_S : Tension et courant à la source respectivement.

\bar{V}_R, \bar{I}_R : Tension et courant à la réception respectivement.

\bar{Z} : Impédance de la ligne.

R, X : Résistance et réactance de la ligne respectivement.

\bar{Y} : Admittance shunt de la ligne.

La tension et le courant à l'extrémité source sont obtenus comme suit :

De la figure (I.4) on a :

$$\bar{I}_L = \bar{I}_R + \frac{\bar{Y}}{2} \bar{V}_R \quad (I.3)$$

La tension à la source est :

$$\bar{V}_S = \bar{V}_R + \bar{Z} \cdot \bar{I}_L \quad (I.4)$$

En remplaçant (I.3) dans (I.4) on aura :

$$\bar{V}_S = \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{2}\right) \bar{V}_R + \bar{Z} \cdot \bar{I}_R \quad (I.5)$$

Le courant à la source est :

$$\bar{I}_S = \bar{I}_L + \frac{\bar{Y}}{2} \bar{V}_S \quad (I.6)$$

Remplaçant (I.3) et (I.5) dans (I.6) on obtient :

$$\bar{I}_S = \bar{Y} \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{4}\right) \bar{V}_R + \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{2}\right) \bar{I}_R \quad (I.7)$$

Les équations (I.5) et (I.6) peuvent être écrites sous la forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{2}\right) & \bar{Z} \\ \bar{Y} \cdot \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{4}\right) & \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{2}\right) \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (I.8)$$

Par identification des équations (I.2) et (I.8) on aura :

$$A = D = \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{2}\right); B = \bar{Z}; C = \bar{Y} \cdot \left(1 + \bar{Z} \frac{\bar{Y}}{4}\right) \quad (I.9)$$

I.7.4 Transformateurs de puissance

Un transformateur d'énergie électrique est représenté par un quadripôle en π non symétrique. Les grandeurs associées sont le rapport de transformation. Les rapports de transformation sont inclus dans les éléments de la matrice admittance, c'est-à-dire que les susceptances de la matrice admittance sont vues comme des fonctions de rapports de transformation (figure I.5). [10]

Le transformateur est l'un des éléments qu'on retrouve aux différents niveaux de tensions du réseau électrique, il est entièrement statique, il permet la modification de la présentation de l'énergie électrique alternative afin de la rendre aussi commode que possible aux différents stades de la production, du transport d'énergie à HT (réduction des pertes en lignes) et de la distribution en MT et BT. [8]

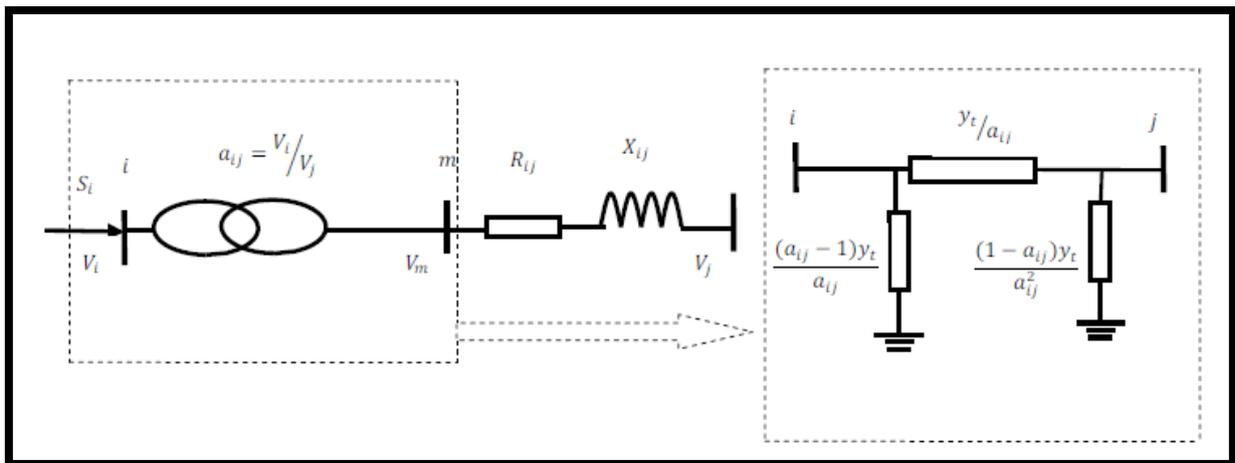


Figure I.5 : Modèle d'un transformateur [10]

La matrice d'admittance d'un transformateur inséré entre un nœud i et un nœud j s'écrit :

$$y_t = \begin{bmatrix} \frac{y_{ij}}{a_{ij}^2} & \frac{-y_{ij}}{a} \\ \frac{-y_{ij}}{a} & y_{ij} \end{bmatrix} \quad (I.9)$$

I.7.5 Charge électrique

La charge électrique est souvent modélisée sous forme d'une impédance constante. La plupart des charges représentent une sous-station (système de distribution). Ces charges sont connectées au réseau électrique à travers un transformateur à prises de charges variables, où le niveau de tension de la charge est maintenu pratiquement constant.

Dans ce cas, les puissances actives et réactives de la charge peuvent être représentées par des valeurs constantes. [11]

Les charges sont modélisées par des puissances constantes indépendantes de la tension nodale :

$$S_{Di} = P_{Di} + jQ_{Di} \quad (I.10)$$

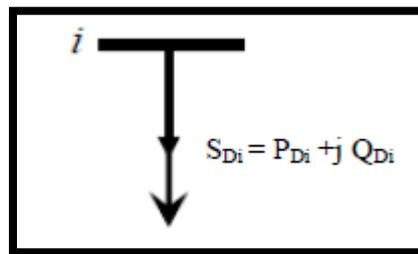


Figure I.6 : : Modèle d'une charge. [11]

S_{Di} : puissance apparente demandée au jeu de barres i

P_{Di} : puissance active demandée au jeu de barres i

Q_{Di} : puissance réactive ; cette puissance réactive peut être positive ou négative selon que la charge est de nature inductive ou capacitive.

I.7.6 Éléments shunt [10]

Dans la plupart des cas, les éléments shunt sont les batteries de condensateurs et les réactances qui sont utilisés pour fournir ou absorber la puissance réactive afin d'obtenir un meilleur profil de tension., sont modélisés par des admittances y_i de la forme :

$$y_i = g_i + jb_i \quad (I.11)$$

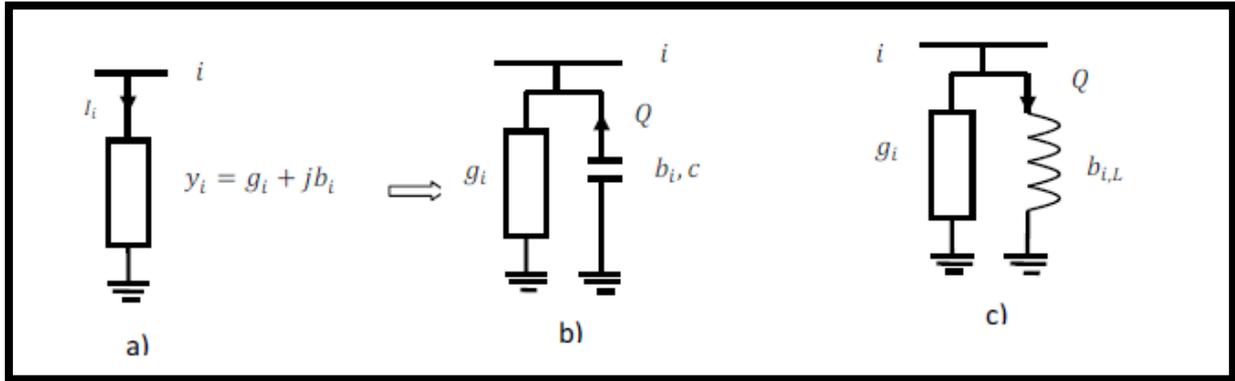


Figure I.7 : Modèles des éléments shunt : a) symbole, b) élément capacitif, c) élément inductif [10]

I.8 Modèles des nœuds du réseau

Chaque nœud d'un réseau est caractérisé par quatre variables, P_i , Q_i , V_i et δ_i . Si on connaît deux des quatre variables on pourra déterminer les deux autres à partir des équations dans un réseau électrique on distingue trois types de nœud :

I.8.1 Nœud de charge (PQ)

C'est un nœud connecté directement avec la charge, il ne possède aucune source d'énergie. Les puissances active et réactive sont considérées connues.

I.8.2 Nœud générateur (PV)

C'est un nœud connecté directement avec un générateur ou une source d'énergie réactive. La puissance active et la tension sont considérées connues

I.8.3 Nœud de référence (slack bus)

C'est un nœud connecté avec un générateur relativement puissant il est considéré dans le calcul d'écoulement de puissance afin de compenser les pertes actives et assurer l'égalité entre la demande et la génération de la puissance active. Dans un nœud référence, l'amplitude et l'angle de la tension sont supposés connus. [12]

I.9. Formulation des équations de l'écoulement de puissance [13] [30]

Pour un réseau électrique avec N jeux de barres, les équations des tensions nodales sont exprimées par la relation matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \vdots \\ \bar{I}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{12} & \cdots & \bar{Y}_{1N} \\ \bar{Y}_{21} & \bar{Y}_{22} & \cdots & \bar{Y}_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{N1} & \bar{Y}_{N2} & \cdots & \bar{Y}_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \vdots \\ \bar{V}_N \end{bmatrix} \quad (\text{I.12})$$

-Ou bien sous cette forme d'équation :

$$I_{BUS} = Y_{bus} V_{bus} \quad (\text{I.13})$$

Avec :

$I_{BUS} = [\bar{I}_1 \dots \bar{I}_N]^T$: Le vecteur des courants complexes injectés à chaque jeu de barres ($N \times 1$)

$V_{BUS} = [\bar{V}_1 \dots \bar{V}_N]^T$: Le vecteur des tensions complexes de chaque jeu de barres ($N \times 1$).

Y_{BUS} : La matrice admittance nodale du système ($N \times N$).

Le courant injecté à un jeu de barres i, peut s'écrire :

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^N \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (\text{I.14})$$

-Les grandeurs complexes \bar{V}_j et \bar{Y}_{ij} sont représentées sous la forme suivante :

$$\bar{V}_j = V_j \cos \delta_j + j V_j \sin \delta_j = e_j + j f_j \quad (\text{I.15})$$

$$\bar{Y}_{ij} = Y_{ij} \cos \theta_{ij} + j Y_{ij} \sin \theta_{ij} = G_{ij} + j B_{ij} \quad (\text{I.16})$$

V_j La tension du jeu de barres j.

Y_{ij} Matrice admittance de la branche ij.

δ_j La phase de la tension au jeu de barres m .

θ_{ij} La phase (ou l'argument) de l'élément i, j de la matrice admittance,

G_{ij}, B_{ij} Sont, respectivement, la partie réelle (la conductance) et la partie imaginaire (la susceptance) de Y_{ij}

e_j, f_j Sont, respectivement, la partie réelle et la partie imaginaire de V_j

-L'expression de la puissance apparente S_i injectée à un jeu de barres i est exprimée par :

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i = \bar{V}_i \cdot \bar{I}_i^* = \bar{V}_i \sum_{j=1}^N \bar{Y}_{ij}^* \bar{V}_j^* \quad i = 1.2 \dots N \quad (1.17)$$

Où : P_i et Q_i sont, respectivement, l'injection des puissances active et réactive au jeu de barres i . En remplaçant (1.18) et (1.19) dans (1.20), on a :

$$P_i = \sum_{j=1}^N V_i V_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}). \quad i = 1.2 \dots N \quad (1.18)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^N V_i V_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}). \quad i = 1.2 \dots N \quad (1.19)$$

Cet ensemble de $2N$ équations non linéaires constitue la forme polaire des équations de l'écoulement de puissance. Pour un profil de tension et une topologie du réseau donnés, ces équations donnent les injections de la puissance active P_i et la puissance réactive Q_i au niveau d'un jeu de barres i . Ces dernières sont décrites par les relations :

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} \quad i = 1.2 \dots N \quad (1.20)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} \quad i = 1.2 \dots N \quad (1.21)$$

Où :

$P_{Gi}, P_{Di}, Q_{Gi}, Q_{Di}$ sont, respectivement, la puissance active générée, la puissance active demandée, la puissance réactive générée et la puissance réactive demandée au jeu de barres i .

Finalement, les équations d'équilibre de puissance sont de la forme :

$$P_{Gi} = P_{Di} + \sum_{j=1}^N V_i V_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad i = 1.2 \dots N \quad (1.22)$$

$$Q_{Gi} = Q_{Di} + \sum_{j=1}^N V_i V_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad i = 1.2 \dots N \quad (1.23)$$

I.10. Classification des jeux de barres

Il y a quatre grandeurs fondamentales associées à chaque jeu de barres i du réseau, à savoir le module de tension $|V_i|$, la phase de tension δ_i , la puissance active injectée P_i et la puissance réactive injectée Q_i . Pour chaque jeu de barres, deux variables doivent être spécifiées au préalable et les deux autres sont à calculer. Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les jeux de barres du système sont classés en trois catégories [14].

➤ Jeu de barres de référence

C'est un jeu de barres générateur où le module et la phase de tension (V, θ) sont tous deux spécifiés. Les puissances (P, Q) sont inconnues et doivent être calculées en dernier. Le jeu de barres de référence, est choisi parmi les jeux de barres générateurs dont la puissance active est la plus importante. Ce jeu de barres est pris comme référence des angles de tension. [4]

➤ Jeu de barres générateur

Ce jeu de barres est connecté à un générateur délivrant une puissance active P sous une tension constante V contrôlée par un régulateur automatique de tension (AVR). Donc (P, V) sont spécifiées alors que (Q, θ) sont à calculer. [4]

➤ Jeu de barres de charge

Ce jeu de barres alimente une charge caractérisée par sa puissance active P et réactive Q . Donc, (P, Q) sont spécifiées, alors que (V, θ) sont à calculer. [2]

I.11. Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre les caractéristiques et Structures topologiques des réseaux électriques ainsi que la modélisation des différents composants (les transformateurs et les charges, les lignes de transport). A la fin nous avons donné la formulation des équations de l'écoulement de puissance et la classification des jeux de barres.

II.1 Introduction

L'optimisation de l'écoulement de puissance consiste à répartir les puissances actives et réactives demandées entre les différentes centrales interconnectées dans un réseau électrique avec un coût minimal.

Cette distribution doit évidemment respecter les limites de production des centrales et les capacités de transport des lignes électriques et les transformateurs. La fonction à optimiser est donc le coût de production [5].

Pour résoudre le problème de l'acheminement de la puissance disponible sur les lieux de consommation, il est nécessaire de déterminer le niveau de production de chaque groupe et les transits de puissance dans le réseau. Il faut faire face à la demande, en respectant les contraintes technico-économiques d'exploitation afin de minimiser les coûts de production. Par conséquent, les réseaux deviennent de plus en plus grands et compliqués [5].

Dans ce chapitre, nous allons modéliser le problème de l'écoulement de puissance optimal (OPF) en lui donnant une forme mathématique (un polynôme du deuxième degré), en tenant compte des contraintes techniques-économiques (contraintes d'égalité et d'inégalité). Différentes méthodes utilisées pour l'optimisation de l'écoulement de puissance sont discutées.

II.2 L'acheminement de la puissance dans un réseau électrique

En général, il existe une multitude de plans de production qui permettent de faire face à la demande. Toutefois, certains de ces plans ne sont pas adaptés pour acheminer la puissance sur les lieux de consommation en respectant les contraintes technico-économiques d'exploitation (minimiser les coûts de production et le coût des pertes, respecter les limites thermiques des ouvrages, maintenir la tension dans certaines plages en chaque nœud du réseau, être capable de faire face le plus rapidement possible à certains types de défaillance...).

Le problème général de la production et de la répartition optimale de la puissance active dans un réseau électrique alternatif maillé est donc très complexe.

Le fonctionnement d'un système électrique est gouverné, à chaque instant, par l'équilibre nécessaire entre les puissances actives et réactives produites et consommées.

Lorsque cette condition nécessaire de fonctionnement est respectée, l'état du système est caractérisé, en régime stationnaire, par la fréquence et les tensions. La fréquence f est fixée par la vitesse de rotation de toutes les machines qui doivent rester synchrones (en régime permanent) [15].

II.3 Écoulement de puissance optimale

L'objectif d'un écoulement de puissance optimale et d'atteindre une valeur maximale ou minimale d'une fonction objective [16].

L'objectif de la fonction peut-être :

- minimiser les coûts de production électrique.
- minimiser les pertes en puissance actives.

Tout en s'assurant que le réseau opère de façon sécuritaire :

- $V_{min} < \text{tensions des générateurs} < V_{max}$.
- $S_{min} < \text{puissances transitées dans les lignes} < S_{max}$

Pour atteindre cet objectif, on utilise les contrôles suivants :

- Consigne de tension des générateurs ;
- Compensation shunt ;
- Position des prises des transformateurs, etc.

II.4 But de l'écoulement de puissance optimal

L'écoulement de puissance a pour but de minimiser le coût total de la production de la puissance active d'un réseau électrique et de déterminer, en régime triphasé permanent (en général équilibré), les tensions en module et en phase en tout point du réseau et les puissances actives et réactives transitant sur toutes les lignes du réseau électrique [17].

II.5 Travaux réalisés dans le domaine l'écoulement de puissance optimale (OPF)

Les travaux réalisés dans le domaine l'écoulement de puissance optimale (OPF) visent en général de minimiser des paramètres électriques. Pour se faire, une fonction objective est choisie. Parmi les fonctions objectives, on peut citer :

- Coûts de production minimum.
- Pertes actives de transmission minimum.
- Pertes réactives de transmission minimum.
- Écart minimum par rapport au point de fonctionnement actuel ou optimal.
- Émissions minimum des gaz polluants.
- Coûts de puissance réactive injectée minimum (afin de déterminer l'emplacement optimal pour l'installation de nouvelles batteries ou bobines).
- Coûts de puissance active injectée minimum (afin de déterminer l'emplacement optimal pour l'installation de nouvelles unités de productions) [18].

II.6 Domaines d'application de l'écoulement de puissance optimal

Les applications de la fonction « écoulement de puissance optimal » peuvent être classées en applications d'exploitation et celles de planification. Dans le domaine d'exploitation, on distingue les applications d'ordre économiques et celles d'ordre technique. Dans chaque catégorie on trouve plusieurs applications, dont le quel les plus courantes sont :

II.6.1 Minimisation du coût de combustible

Le point de départ de l'OPF est la minimisation des coûts d'exploitation des réseaux électriques. La minimisation du coût de combustible est le principal objectif dans cette catégorie. Le but est de trouver les puissances optimales à générer par les centrales avec un coût minimal du combustible [18] [19].

II.6.2 Minimisation des pertes

La minimisation des pertes de transmission est considérée aussi comme l'un des objectifs qui permet une réduction des coûts. Cet objectif ainsi que la minimisation du coût de combustible est l'un des objectifs les plus couramment utilisés [18].

II.6.3 Amélioration du profil de tension

En général, les tensions sont bornées entre des limites supérieures et inférieures dans les contraintes d'inégalité. Cependant, il existe d'autres formulations où le but est de déterminer les paramètres de contrôle pour minimiser la somme des déviations de tension au niveau des générateurs [20].

II.6.4 Amélioration de la stabilité de tension

L'amélioration du profil de tension ne garantit pas une sécurité optimale du système. En effet, des problèmes d'instabilité de tension ont été rencontrés dans des systèmes ayant un profil de tension acceptable.

La sécurité de tension est assurée si un système est capable de maintenir constamment une tension acceptable au niveau de tous les jeux de barre du système, dans les conditions de fonctionnement normale, après une augmentation de charge, après un changement de configuration ou lorsque le système est soumis à une perturbation. Cet objectif a fait l'objet de plusieurs travaux de recherches où il a été formulé de différentes manières [21].

II.6.5 Maximisation de la puissance transmissible

Maximiser le transfert de puissance est un objectif appréciable pour les systèmes interconnectés. Il peut aider à minimiser les coûts d'exploitation des systèmes électriques en plus d'autres avantages tel que l'amélioration de la fiabilité. Cet objectif est mieux géré par un ajustement optimal des sources de puissance réactives [22].

Cependant, l'intégration des dispositifs à base de semi-conducteurs (FACTS) dans la procédure de l'OPF, peut apporter une amélioration considérable de la capacité de transfert de puissance [23].

II.7 Formulation du problème de l'écoulement de puissance optimal

Le problème de l'OPF est considéré comme un problème d'optimisation non linéaire avec contraintes. Un tel problème s'écrit sous la forme d'un programme mathématique non linéaire de la forme :

$$\text{Min } f(x, u)$$

Sous les contraintes d'égalité et d'inégalités :

$$h(x, u) = 0 \text{ (contraintes d'égalités)}$$

$$g(x, u) \leq 0 \text{ (contraintes d'inégalités)}$$

Dans cette formulation, la fonction $f(x, u)$ est la fonction objective, elle doit être minimisée tout en assurant la validité des fonctions de contraintes, $h(x, u)$ représente l'ensemble de contraintes non linéaires d'égalité, $g(x, u)$ représente l'ensemble de contraintes non linéaires d'inégalité.

- X Est le vecteur des variables d'état.
- U Est le vecteur des variables de contrôle.

Le but est d'optimiser une fonction objective avec une solution satisfaisant un certain nombre de contraintes d'égalité et d'inégalités [24]

II.7.1 Variables d'état

Ce sont les variables du problème. Ces variables sont essentiellement les modules des tensions des jeux de barres de charges, les puissances actives références (slack-bus) et les rapports de des transformateurs. L'état de fonctionnement d'un système électrique est complètement déterminé par les variables de contrôle et les variables d'état [18].

II.7.2 Variables de contrôle [18].

Ce sont les variables du problème qui peuvent être ajustées afin d'optimiser la fonction objective et satisfaire les contraintes. Ces variables peuvent inclure :

- les puissances actives générées sauf le slack-bus.
- les modules des tensions des jeux de barres.
- les rapports de des transformateurs.

II.7.3 Recherche de l'optimum locale et globale

Les méthodes de recherche d'un extremum sont typiquement employées pour résoudre les problèmes non-linéaires complexes d'optimisation en explorant très largement le domaine pour assurer une bonne solution. Cependant, éviter les optimums locaux et ainsi localiser l'optimum global est un défi.

Les méthodes globales sont moins dépendantes des conditions initiales mais ces techniques ne peuvent pas profiter des caractéristiques locales de l'espace de solution comme les méthodes de type gradient, et leur convergence sera plus lente. La figure (II.1) illustre un espace de recherche avec des optimums locaux et un optimum global [18].

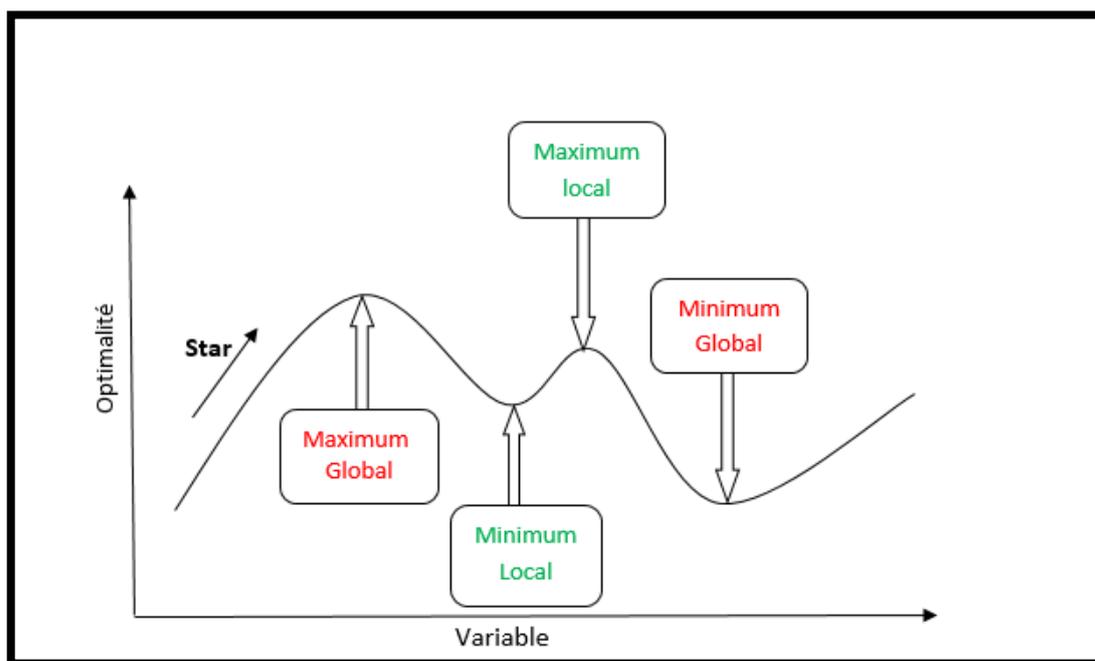


Figure II.1 *Admissible* comportant des extremums locaux et globaux [18]

II.7.4 Fonction Objective

La fonction objective dans ce travail représente la minimisation du coût total de la production des puissances actives. Le coût total des centrales de production dépend uniquement de la génération de la puissance active [25] :

$$F = \sum_{i=1}^{ng} f_i = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2) \quad (\text{II.1})$$

Avec :

- P_{Gi} les puissances active générées au nœud i .

II.7.5 Contraintes d'égalité

Ces contraintes sont l'image des lois physiques gouvernant le système électrique. Elles sont représentées par les équations non linéaires de l'écoulement de puissance. Il est souhaitable que la somme des puissances actives injectées dans chaque jeu de barres soit égale à zéro [25].

$$g_i(x_1, \dots, x_n) = 0 \quad i = 1, \dots, n$$

$$V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) = P_{Gi} - P_{Di} \quad (\text{II.2})$$

II.7.6 Contraintes d'inégalité

En pratique, on ne doit pas dépasser les limites des éléments physiques du réseau électrique tel que les puissances et les tensions générées, ainsi que les rapports des transformateurs à prises de charge.

Le rôle des contraintes d'inégalités est de maintenir la sécurité du système électrique. Les lignes de transport et les transformateurs de puissances ont des limites sur le transit de puissance total qui circule dans le réseau électrique. Cependant, des pertes des puissances actives peuvent être mises en jeu, ces dernières sont dues aux pertes thermiques dans les conducteurs, et/ou la stabilité du système [25].

II.8 Concept du problème d'optimisation

Un problème d'optimisation se définit comme la recherche du minimum ou du maximum (de l'optimum) d'une fonction donnée. On peut aussi trouver des problèmes d'optimisation pour lesquelles les variables de la fonction à optimiser sont contraintes d'évoluer dans une certaine partie de l'espace de recherche.

Donc optimiser, revient à minimiser ou maximiser une fonction en respectant certaine condition préalable. Cette fonction dite « Objectif » peut être un cout (minimiser), profil (maximiser), production (maximiser). Les fonctions objectives sont diverses ainsi que les contraintes (conductions) selon le problème à optimiser [26].

II.9 Techniques d'optimisation

En général, les méthodes d'optimisation nécessitent le passage par trois étapes primordiales, à savoir : l'analyse, la synthèse et l'évaluation.

Tout d'abord, il convient d'analyser le problème et d'opérer un certain nombre de choix préalable, il s'agit de : Variables de problème, espace de recherche, la fonction objective et la méthode d'optimisation utiliser (Figure II.2).

Une fois que l'étape 'analyse' est effectuée, le problème peut être formulé en équation mathématiques pour donner des solutions possibles (synthèse), en fin le choix de la meilleure solution suivant les critères demandés et donc l'évaluation de la solution trouvée [27] [28].

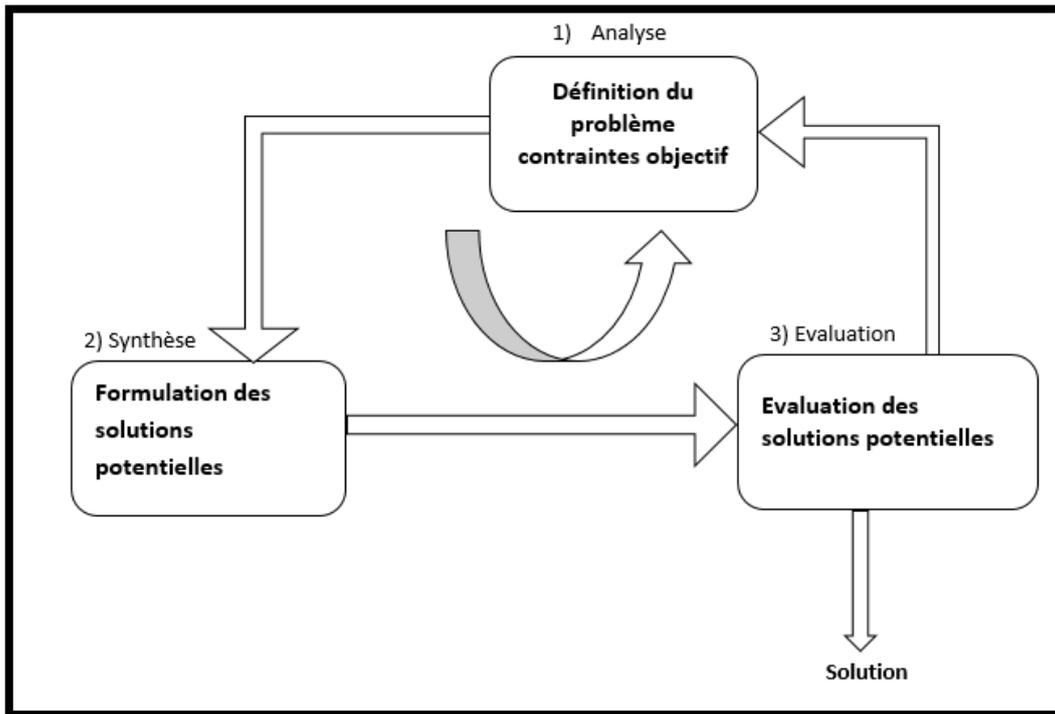


Figure II.2: Les étapes de processus d'optimisation

II.9.1 Variable du problème

C'est à l'utilisateur de définir les variables du problème. Il peut avoir intérêt à faire varier un grand nombre de paramètres pour augmenter les degrés de liberté de l'algorithme afin de découvrir des solutions nouvelles.

II.9.2 Espace de recherche

Dans les méthodes d'optimisation stochastiques, tel que les PSO, Jaya l'espace de recherche est défini, et donc la population initiale est confinée dans un espace fini.

II.9.3 Fonction objective

Les grandeurs à optimiser peuvent être par exemple une consommation, un rendement, un facteur de transmission, ...etc. Un algorithme d'optimisation nécessite généralement la définition d'une fonction rendant compte de la pertinence des solutions potentielles à partir des grandeurs à optimiser.

Cette fonction est nommée fonction d'adaptation. L'algorithme convergera vers un optimum de cette fonction, quelle que soit sa définition. Une fois cette fonction est définie, il s'agit de choisir une méthode adaptée au problème posé.

II.10 Classification des problèmes d'optimisation

Les méthodes de résolution des problèmes d'optimisations ont tendance à être complexes et exigent un effort numérique considérable. Des méthodes fiable, efficaces et rapide sont nécessaire dans ces types de problème.

II.10.1 Problèmes de programmation linéaire

La programmation linéaire consiste à optimiser (minimiser ou maximiser) une fonction linéaire sous des contraintes linéaires. On cherchera ainsi, par exemple ; à rendre un bénéfice, exprimé par une fonction linéaire, le plus grand possible (maximisation), ou à rendre un coût exprimé aussi par une fonction linéaire le plus petit possible (minimisation), sous des contraintes linéaires. Cette méthode été mise au point par l'américain Georges BERNARD DANTZIG (1914-2005). Son idée de basées de développer un algorithme, dit 'algorithme du simplexe' [29].

En effet, dans un de ses course doctorat l'Université de Berkeley, le professeur Jerzy Neymana proposé deux problèmes dits ouverts en statistiques. De tels problèmes ont une difficulté importante et demandent des recherches pouvant s'étaler sur plusieurs années. DANTZIG était le premier qui a proposé une solution pour ce problème [29].

La méthode de programmation linéaire l'avantage d'être extrêmement rapide, même pour les grands réseaux. Par contre, la linéarisation des équations et de la fonction objective affecte la précision des résultats. Il est parfois nécessaire d'effectuer plusieurs programmes linéaires successifs pour améliorer la précision, d'où une perte partielle de rapidité de résolution.

II.10.2 Problèmes de programmation non linéaire [30,31, 32,33,34]

La solution du système d'équations décrivant le modèle est basée sur une méthode numérique itérative. Différentes techniques de solution sont développées afin de faire ressortir la particularité de la formulation. Pour cela, il est nécessaire de faire appel aux méthodes numériques de résolution des équations non linéaires.

On peut citer :

- la méthode de Gauss-Seidel
- la méthode de Newton-Raphson.

II.10.2.1 Méthode de Gauss-Seidel

La méthode de Gauss-Seidel permet la résolution du problème de l'écoulement de puissances, en utilisant la matrice admittance on détermine les tensions des nœuds.

Dans un réseau à n nœuds, les tensions et les courants ont chacun n composantes réelles et n composantes imaginaires et la matrice Y_{ij} , est une matrice de $n * n$ Dont les éléments sont calculés à partir des caractéristiques des composants du réseau.

Cette méthode dérivant de la méthode itérative de Gauss permet de résoudre un système d'équations non linéaires en utilisant la matrice admittance.

On calcul initialement des tensions pour tous les nœuds excepte le nœud de bilan (nœud pris comme nœud de référence ou slack bus) où la tension est maintenue constante.

On peut écrire pour chaque nœud l'expression du courant :

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (II.3)$$

Où :

n : le nombre de nœuds dans le réseau ;

S_i^* : le conjugué de la puissance apparente injectée au nœud i ;

V_i^* : le conjugué de la tension au nœud i .

P_i : la puissance active injectée au nœud i .

Q_i : la puissance réactive injectée au nœud i .

En remplaçant l'équation (I.14) dans (II.3), on aura :

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = Y_{ii}V_i + \sum_{j \neq i}^n Y_{ij}V_j \quad i \neq s \quad (II.4)$$

Où :

s : le numéro du nœud de référence.

L'expression de la tension pour chaque nœud est :

$$V_i^{K+1} = \frac{1}{Y_{ii}} \left(\frac{P_i - jQ_i}{(V_i^*)^K} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{K+1} - \sum_{i+1}^n Y_{ij} V_j^K \right) \quad (II.5)$$

Cette dernière équation est la basée sur un calcul itératif qui se fait de la manière suivante :

La tension du nœud de bilan et les tensions estimées pour tous les autres nœuds sont substitués dans l'équation (II.5) pour obtenir des nouvelles valeurs de tensions.

Ces nouvelles valeurs sont encore utilisées dans l'équation (II.5) pour calculer les autres nouvelles tensions et ainsi de suite. Le processus se poursuit jusqu'à ce que la différence entre la tension trouvée et celle qui la précède pour chaque nœud soit inférieure à une certaine valeur imposée au début du calcul.

Pour des raisons de simplifications des calculs, on utilise les notations suivantes :

$$\begin{cases} KL_i = \frac{P_i - jQ_i}{Y_{ii}} \\ YL_{ij} = \frac{Y_{ij}}{Y_{ii}} \end{cases} \quad (II.6)$$

L'expression pour chaque itération s'écrit :

$$V_i^{k+1} = \frac{KL_i}{(V_i^*)^k} - \sum_{j=1}^{i-1} YL_{ij} V_j^{k+1} - \sum_{i+1}^n YL_{ij} V_j^k \quad i \neq s \quad (II.7)$$

II.10.2.2 Algorithme de Gauss-Seidel

Cette méthode suit le processus itératif qu'on peut décrire par les étapes suivantes :

- 1- Formation de la matrice admittance.
 - 2- Estimation des valeurs initiales des tensions nodales $V_i, , i = 1, \dots, n$
 - 3- Détermination des paramètres KL_i et $YL_{ij} \quad i = 1, \dots, n$ et $j = 1, \dots, n$
- Initiation des itérations k=0

4- On calcul l'itération (k+1) pour chaque nœud nodal suivant la relation :

$$V_i^{k+1} = \frac{KL_i}{(V_i^k)^*} - \sum_{j=1}^{i-1} YL_{ij}V_j^{k+1} - \sum_{i+1}^n YL_{ij}V_j^k \quad (II.7)$$

5- Pour l'accélération des calculs, on utilise un facteur d'accélération α qui peut Prendre des valeurs de 1 à 1.4 pour réduire le nombre d'itérations.

Avec :

$$\Delta V_i^k = V_i^{k+1} - V_i^k \quad (II.8)$$

$$V_i^{k+1} = V_i^k + \alpha \Delta V_i^k \quad (II.9)$$

Le calcul itératif est renouvelé jusqu'à ce que ΔV_i^k soit inférieur à une certaine tolérance choisie.

6- Test d'arrêt Sinon aller à l'étape 4.

Les valeurs des tensions de la dernière itération sont retenues,

II.10.2.3 Méthode de Newton-Raphson

La méthode de Newton Raphson permet la résolution du problème de l'écoulement de puissances. Soit une fonction scalaire. Si elle est continue et dérivable au voisinage de x_n , alors son développement en série de TAYLOR au voisinage $x_n = \bar{x}$ est :

$$f(\bar{x}) = f(x_n) + \frac{(\bar{x}-x_n)}{1!} f'(x_n) + \frac{(\bar{x}-x_n)^2}{2!} f''(x_n) + \dots \quad (II.10)$$

Si x_n est un estimé proche de \bar{x} , alors le carré de l'erreur $\varepsilon_n = \bar{x} - x_n$ et les termes de degrés supérieurs sont négligeable .

sachant que $f(\bar{x}) = 0$ on obtient la relation approximative :

$$f(x_n) + (\bar{x} - x_n)f'(x_n) \approx 0 \quad (II.11)$$

Donc

$$\bar{x} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (II.12)$$

En générale :

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (n = 0, 1, 2, \dots) \quad (\text{II.13})$$

n : Nombre des itérations

On peut donc écrire :

$$x_{n+1} = x_n + \varepsilon_n \quad (\text{II.14})$$

Et

$$\varepsilon_n = -\frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (\text{II.15})$$

II.10.2.4 Application de la méthode de Newton Raphson dans l'écoulement de puissance

Cette méthode permet la résolution d'un système d'équations non linéaires exprimant les puissances actives et réactives en fonction des tensions nodales :

La puissance injectée au nœud i , S_i est :

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i \cdot I_i^* \quad (\text{II.16})$$

Les tensions des nœuds et les admittances des lignes sont exprimées sous forme polaire :

$$V_i = |V_i| \angle \theta_i \quad , V_j = |V_j| \angle \theta_j \quad (\text{II.17})$$

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} = |Y_{ij}| \angle \delta_{ij} \quad (\text{II.18})$$

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (\text{II.19})$$

$$S_i = P_i + jQ_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \angle \theta_i - \theta_j - \delta_{ij} \quad (\text{II.20})$$

En séparant les parties réelles et imaginaires, nous aurons :

$$\begin{cases} P_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij}) \\ Q_i = -\sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij}) \end{cases} \quad (\text{II.21})$$

Pour la détermination des éléments du jacobien, nous utiliserons les équations qui donnent les puissances. Les variations des puissances sont les différences entre les valeurs planifiées et calculées :

$$\Delta P_i = P_i^{spec} - P_i^{cal} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + j B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (II.22)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{spec} - Q_i^{cal} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - j B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (II.23)$$

Où ΔP_i et ΔQ_i représentent respectivement les écarts entre les puissances actives spécifiées et calculées et les écarts entre les puissances réactives spécifiées et calculées ;

Avec :

$$\begin{cases} P_i^{spec} - P_i^{cal} = P_{Gi} - P_{Di} \\ Q_i^{spec} - Q_i^{cal} = Q_{Gi} - Q_{Di} \end{cases} \quad (II.24)$$

Cette formulation résulte donc un système d'équations composé de puissances actives et réactives ainsi des composantes réelles et imaginaires de la tension.

La méthode de Newton-Raphson exige un système d'équations exprimant des relations entre les variations des puissances actives et réactives et aussi celles des composantes réelles et imaginaires des tensions nodales. Le développement des équations est donné comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_{n-1} \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_{n-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_{n-1}} & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_{n-1}} \\ \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial P_{n-1}}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial V_{n-1}} & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial \theta_{n-1}} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_{n-1}} & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_{n-1}} \\ \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial V_{n-1}} & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial \theta_{n-1}} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_{n-1} \\ \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_{n-1} \end{bmatrix} \quad (II.25)$$

Sous la forme matricielle simplifiée, le système précédent devient :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial Q}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial \theta} \end{bmatrix}^k \begin{bmatrix} \Delta V_i \\ \Delta \theta_i \end{bmatrix}^k \quad (II.26)$$

La variable ΔV peut être exprimée comme suit:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} H_{ij} & N_{ij} \\ M_{ij} & L_{ij} \end{bmatrix}^k * \begin{bmatrix} \Delta V_i \\ \Delta \theta_i \end{bmatrix}^k \quad (II.27)$$

Tel que :

$$H_{ij} = \frac{\partial P_{ji}}{\partial V_{ij}}, N_{ij} = \frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_{ij}}, M_{ij} = \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_{ij}}, L_{ij} = \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_{ij}} \quad (II.28)$$

$H_{ij}, N_{ij}, M_{ij}, L_{ij}$: Sont les sous matrice de Jacobienne J.

II.11 Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre le problème de l'écoulement de puissance optimal notamment sa formulation générale. Dans le but est de trouver un point de fonctionnement optimal. Plusieurs méthodes ont été présentées à savoir Gauss Seidel et Newton Raphson.

On conclut que l'écoulement de puissance optimal est un problème non linéaire avec contraintes liées au fonctionnement du système. Il est classé dans le domaine d'exploitation et planification de système électrique.

III.1 Introduction

Le développement de l'informatique et des logiciels de commande a contribué l'innovation des réseaux électriques, on parle aujourd'hui des "smart grids" ou réseaux intelligents. L'introduction des techniques de l'intelligence artificielle dans les logiciels de commande et de décision, est essentielle pour la recherche et le développement des réseaux de demain [43].

Ce développement est forcément lié à plusieurs préoccupations : énergétiques, économiques, environnementales, etc.

Dans les années récentes, les techniques de l'intelligence artificielle, en particulier les algorithmes génétiques, les essaims de particules sont utilisées pour la résolution de plusieurs problèmes d'optimisation de l'écoulement de puissance, jugés difficiles à traiter avec les méthodes classiques [43].

Parfois les techniques classiques tel que la méthode de Newton Raphson et Gauss Seidel ne sont pas convenables pour traiter certaines considérations pratiques rencontrées dans les systèmes de puissance, telle que l'incertitude des contraintes de fonctionnement. En plus les méthodes classiques présentent quelques problèmes de temps d'exécution et de souplesse pour traiter des problèmes relativement complexes.

Pour cela, les algorithmes métha-heuristiques se présentent pour remédier à ces inconvénients, en exposant leurs théories et leurs applications dans ce chapitre.

Nous allons présenter quelques méthodes d'optimisation efficaces à savoir : les essaims de particule ainsi Jaya algorithme.

III.2 Optimisation par essaim de particules (PSO)

L'Optimisation par Essaim Particulaire (OEP) a vu le jour en 1995 aux États-Unis sous le nom de Particule Swarm Optimization (PSO). Grâce aux travaux des deux chercheurs Russel Eberhart (ingénieur en électricité) et James Kennedy (socio psychologue).

Cet algorithme est inspiré du comportement des grands regroupements d'animaux tels que les nuées d'oiseaux, les bancs de poissons et les essaims de criquets. Elle s'appuie notamment sur un modèle développé par le biologiste Craig Reynolds à la fin des années 1980, permettant de simuler le déplacement d'un groupe d'oiseaux. Une autre source d'inspiration, revendiquée par les auteurs : est la socio-psychologie [35].

III.2.1 Idées de base [36]

Un essaim se compose d'un ensemble de particule, où chaque particule représente une solution potentielle. Au lancement de l'algorithme, l'essaim est réparti aléatoirement dans l'espace de recherche, chaque particule est dotée de certaines aptitudes :

- Capable d'évaluer la qualité de sa position et de garder en mémoire sa meilleure performance.
- Elle peut consulter ses congénères (les plus proches) et d'obtenir de chacune d'entre elles sa propre meilleure position.
- Elle peut choisir la meilleure des meilleures positions dont elle a connaissance.
- Ayant également une vitesse aléatoire et elle peut modifier cette vitesse en fonction de cette information et de ses propres données et se déplace en conséquence.

Une fois la meilleure informatrice détectée, la modification de la vitesse est une simple combinaison linéaire de trois tendances :

- La tendance « aventureuse », consistant à continuer selon la vitesse actuelle.
- La tendance « conservatrice », ramenant plus ou moins vers la meilleure position déjà trouvée.
- La tendance « parisienne », orienter approximativement vers la meilleure informatrice.

La stratégie de l'OEP est donc qu'à chaque particule se déplace et à chaque itération, la plus proche de l'optimum communique aux autres sa position pour qu'elles modifient leurs trajectoires. Cette idée veut qu'un groupe d'individus peu intelligent puissent posséder une organisation globale complexe [36].

III.2.2 Algorithme Général

Dans la méthode PSO chaque particule dans la population est caractérisée par trois vecteurs (x_i, V_i, P_i) qui représentent ; la position temporelle, la vitesse et la meilleure position. Chaque particule stocke sa meilleure position appelée meilleur personnel P_{best} qui donne la meilleure fitness dans la mémoire, ils peuvent également consulter la meilleure position de leur voisin, le meilleur du voisin est la meilleure position parmi les meilleurs personnels de la population entière (c'est la meilleure position de tous les essais que l'on appelle aussi le meilleur global (P_{gbest}))[37].

L'initialisation de l'algorithme est faite aléatoirement, puis à chaque itération les particules se déplacent dans un espace de recherche en prenant en compte la meilleure Position (P_{best}) et aussi la meilleure position de son voisinage (P_{gbest}).

L'expression de la nouvelle vitesse est donnée par l'équation suivante :

$$V_i(k+1) = wV_i(k) + C_1r_1(P_{best}(k) - X_i(k)) + C_2r_2(P_{gbest}(k) - X_i(k)) \quad (III.1)$$

Avec :

$V_i(k)$ et $V_i(k+1)$: la vitesse de la particule à l'itération K et K+1.

$X_i(k)$ et $X_i(k+1)$: la position de la particule à l'itération K et K+1.

P_{best} : la meilleure position de la particule c'est à dire la position du meilleur Solution visitée

P_{gbest} : la meilleure position de son voisinage c'est à dire la position de La meilleure solution connue de son voisinage.

w : coefficient d'inertie.

c_1, c_2 : Coefficients d'accélération.

r_1, r_2 : Nombre aléatoire entre [0, 1].

On peut ensuite déterminer la position suivante de la particule grâce à la vitesse que on vient de calculer :

$$X_i(k+1) = X_i(k) + V_i(k+1) \quad (III.2)$$

On génère X_i^0 et V_i^0 au début de l'algorithme. Les formules (III.1) et (III.2) sont illustrées dans la figure suivante :

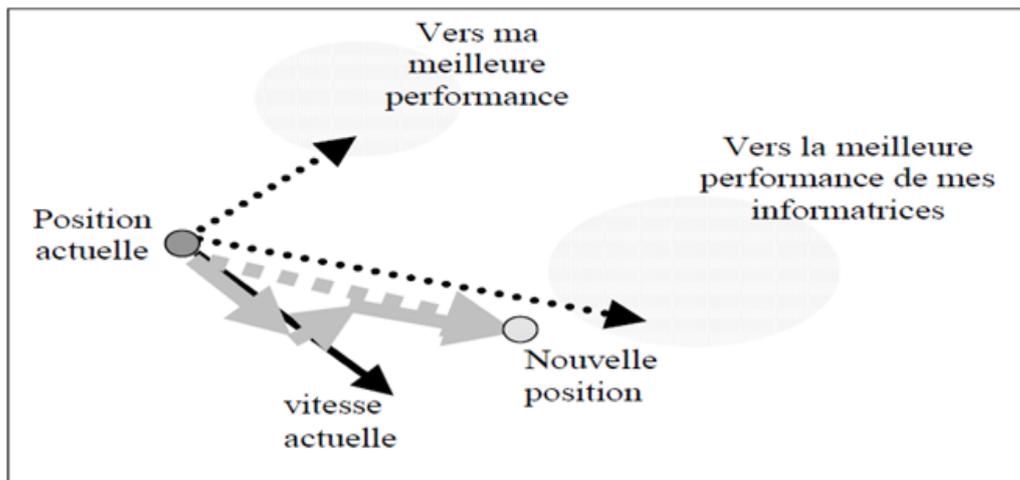


Figure III.1 : Mouvement d'une particule dans l'espace de recherche

Le point fort principal de l'optimisation par essais particulaires, est sa convergence rapide qui pourrait devancer d'autres méthodes d'optimisation globale [38] [39].

III.2.3 Paramètre de l'algorithme [40] [41]

Un essaim de particule est caractérisé par :

- Le nombre de particules de l'essaim
- Facteur d'inertie d'une particule
- Les coefficients de confiance
- Notion de voisinage

a) Nombre de particules

Il n'y a pas de règle pour déterminer ce paramètre, faire de nombreux essais permet de se doter de l'expérience nécessaire à l'appréhension de ce paramètre.

Le nombre de particule dépend essentiellement de deux paramètres :

- La taille de l'espace de recherche.
- Le rapport entre les capacités de calcul de la machine et le temps maximum de recherche.

b) Facteur d'inertie

Le facteur d'inertie introduit par SHI et EBERHART permet de définir la capacité d'exploration de chaque particule en vue d'améliorer la convergence de la méthode. Cette variante, de Shi et Eberhart constitue la première variante de la version originale de la PSO. Ce coefficient d'inertie est déjà introduit dans la règle de vitesse (III.1).

Une grande valeur de W (> 1) est synonyme d'une grande amplitude de mouvement et donc une exploration globale.

Au contraire, une faible valeur de W (< 1) est synonyme de faible amplitude de mouvement et donc une exploration locale. Fixer ce facteur, revient donc à trouver un compromis entre l'exploration locale et l'exploration globale.

De ce fait, il peut être envisagé de commencer le processus avec une valeur élevée de w puis de diminuer w au fil des itérations, en vue d'affiner la recherche au fur et à mesure de la convergence.

L'expression de W peut être choisie comme suit :

$$W = W_{max} - \frac{W_{max} - W_{min}}{iter_{max}} * iter \quad (III.3)$$

c) Coefficients de confiance

Les variables de confiance pondèrent les tendances de la particule à vouloir suivre son instinct de conservation ou panurgisme. Les variables aléatoires P_1 et P_2 peuvent être définies de la façon suivante :

$$\begin{cases} P_1 = r_1 c_1 \\ P_2 = r_2 c_2 \end{cases} \quad (III.4)$$

Où

- r_1 et r_2 suivent une loi uniforme sur $[0; 1]$
- c_1 et c_2 sont des constantes positives déterminées de façon empirique et suivant la relation $c_1 + c_2 \leq 4$.

d) Notion de voisinage

Le voisinage constitue la structure du réseau social. Les particules à l'intérieur d'un voisinage communiquent entre-elles. La topologie du voisinage définit avec qui chacune des particules va pouvoir communiquer.

Différents voisinages ont été étudiés (Kennedy, 1999) et sont considérés en fonction des identificateurs des particules et non des informations topologiques comme les distances euclidiennes dans l'espace de recherche.

- Topologie en étoile (figure (III.2) (a)) : chaque particule est reliée à toutes les autres, c'est-à-dire que l'optimum du voisinage est l'optimum global.
- Topologie en anneau (figure (III.2) (b)) : chaque particule communique avec n voisines (en général $n=3$). Chaque particule tend à se déplacer vers la meilleure dans son voisinage local.
- Topologie en rayon (figure (III.2) (c)) : une particule "centrale" est connectée à tous les autres. (Les particules ne communiquent qu'avec une seule particule centrale).

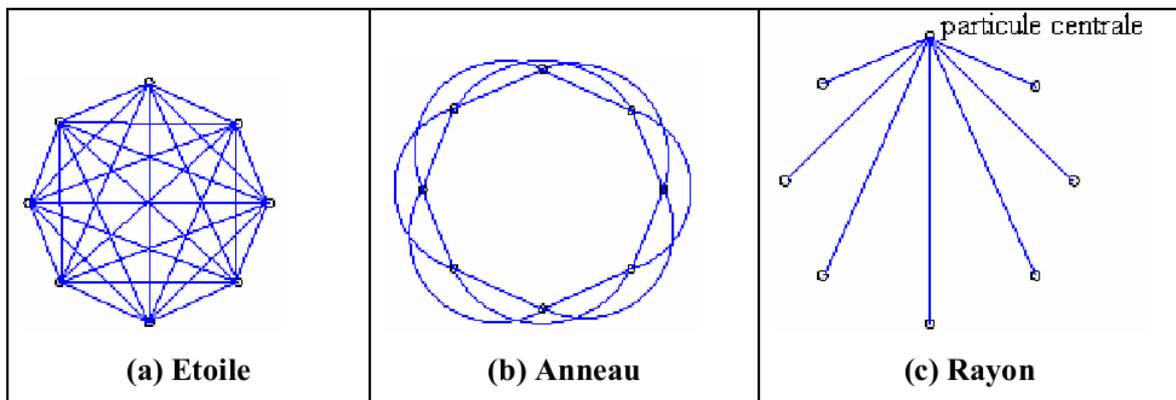


Figure (III.2) Topologies de voisinage

III.2.4 Les étapes de la méthode d'Optimisation par Essaim de Particules [42]

Les étapes de cette méthode peuvent être écrites comme suit :

1ère étape

Initialisation des coefficients **C1** et **C2**, le coefficient d'inertie w .

2ème étape

La création de la population initiale aléatoirement (les positions et les vitesses des particules sont Initialisés aléatoirement) et le calcul de la fitness de chaque particule, P_{best} (la meilleure position de la particule i dans la population actuelle), P_{gbest} (la meilleure position dans toute les essais (la meilleure des meilleures)).

3ème étape

Le calcul de la nouvelle vitesse et nouvelle position de chaque particule par l'utilisation des formules (III.1) et (III.2).

4ème étape

Le calcul de la meilleure fitness de la population actuel et comparer avec la précédente pour trouver la meilleure de toutes les populations (P_{gbest}).

5ème étape

Incrémentation du nombre d'itération $k = k+1$.

6ème étape

Si un critère d'arrêt est satisfait alors passer à la 7ème étape. Autrement, aller à la 3ème étape.

7ème étape

La position enregistrée dans P_{gbest} est la solution optimale

III.2.5 Organigramme de la PSO

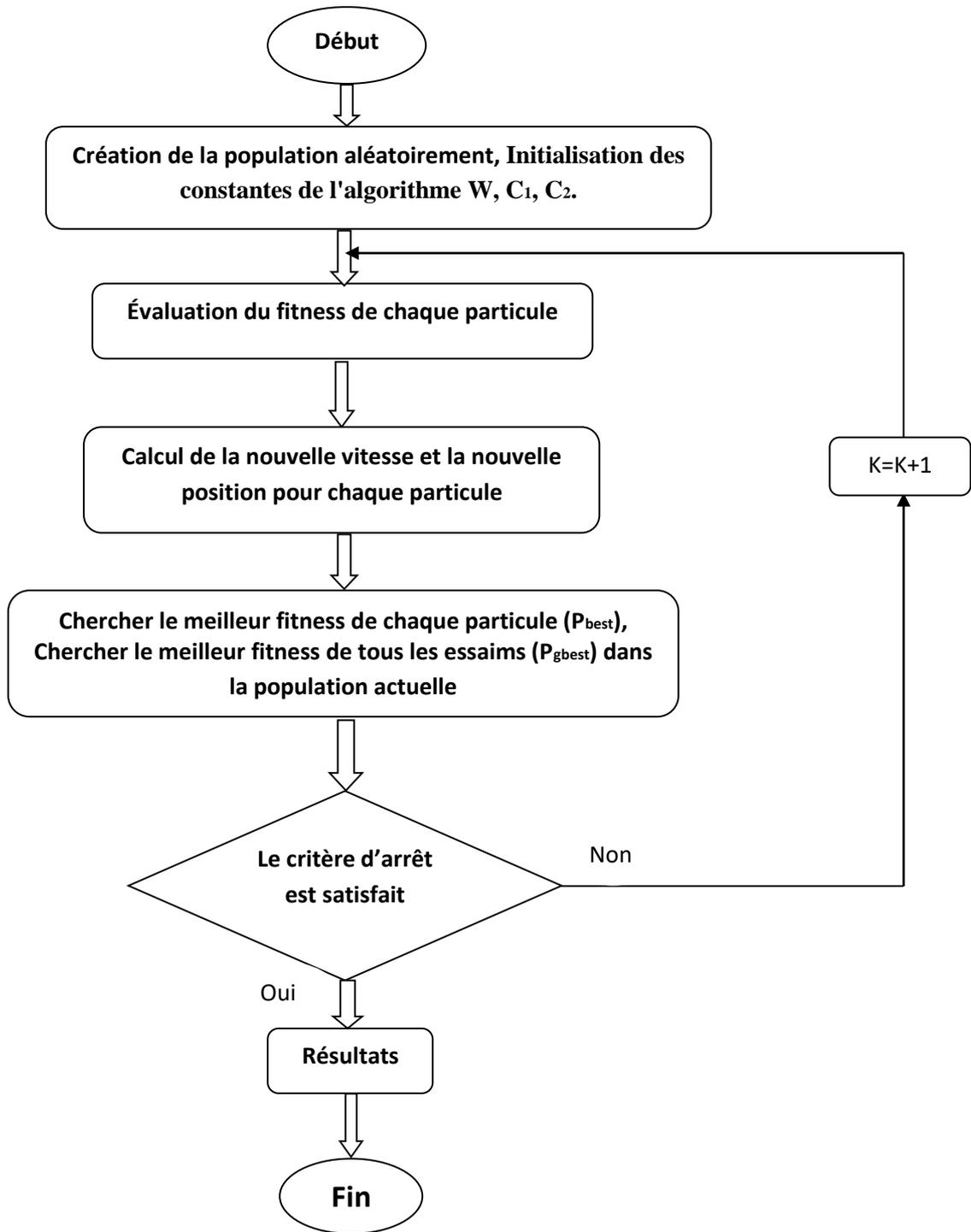


Figure III.3 : Organigramme de la méthode de PSO

III.2.6 Synthèse de l'algorithme :

En considérant un voisinage en étoile l'algorithme est le suivant :

[Les variables et paramètres de l'algorithme]

N nombre de particules, $x_i, V_i, P_i, P_{best}, P_{gbest}, c_1, c_2, r_1, r_2$

[Initialisations]

.....

[Traitement]

Répéter

Pour i allant de 1 à N faire

Si la valeur *fitness* de est meilleur que P_{best}

Alors mettre cette valeur comme nouveau P_{best}

Fin

Si la valeur de *fitness* est meilleur que P_{gbest}

Alors mettre cette valeur comme nouveau P_{gbest}

Fin

Pour i de 1 à N

$$V_i(k+1) = W \cdot V_i(k) + c_1 \cdot r_1 (P_{best} - X_i(k)) + c_2 \cdot r_2 (P_{gbest} - X_i(k))$$

$$X_i(k+1) = X_i(k) + V_i(k+1)$$

Fin pour

Jusqu'à ce que (le processus converge)

III.2.7 Les avantages de l'optimisation par essaims de particules

Les avantages de l'optimisation par essaims de particules peuvent être résumés dans les points suivants :

- La méthode OEP peut essentiellement manipuler le problème d'optimisation continu.
- L'OEP utilise plusieurs points de recherche comme le fait l'algorithme génétique qui convergent graduellement vers le point optimal en utilisant les valeurs P_{best} et P_{gbest} .
- La méthode OEP utilise la diversification et l'intensification pour une recherche efficace.

L'OEP présente un certain avantage sur les méthodes classiques dans le sens où elle permet une exploration aléatoire de l'espace de solution. De plus, elle est simple à mettre en œuvre et son exécution conduit à l'obtention de très bon résultat, rapidement et efficacement avec peu de paramètre à ajuster [42].

III.2.8 Discussion

L'optimisation par essaim particulaire est une nouvelle méthode méta-heuristique très efficace car, à partir de peu de modification, elle permet la résolution d'un large panel de problème, de faire converger tous les résultats vers un même point qui est l'optimum de la fonction ou du problème posé. L'un des problèmes de l'optimisation par essaim de particule est le choix des paramètres, il est difficile de trouver les bons paramètres adaptés à la structure du problème [42].

III.3 Optimisation par L'algorithme Jaya

III.3.1 Introduction

Jaya est un nouvel algorithme d'optimisation stochastique, il se base sur une population de solutions. Cet algorithme est principalement développé par Rao en 2016 pour résoudre des problèmes d'optimisation avec et sans contraintes.

Jaya algorithme est inspiré par le fait que les candidats de la population devraient se déplacer vers la meilleure solution de la population et éviter la mauvaise. L'algorithme tente toujours de se rapprocher aux meilleurs solutions [43].

L'initialisation de l'algorithme est faite aléatoirement, puis à chaque itération on calcul la nouvelle solution [44]. L'expression générale de la nouvelle solution est donnée par l'équation suivante :

$$X'_{j,k,i} = X_{j,k,i} + r_{1,j,i}[(X_{j,best,i}) - (|X_{j,k,i}|)] - r_{2,j,i}[(X_{j,worst,i}) - (|X_{j,k,i}|)] \quad (III.5)$$

Avec :

$X'_{j,k,i}$: est la nouvelle solution.

$X_{j,k,i}$: est la solution précédente.

$X_{j,best,i}$: est la meilleure solution.

$X_{j,worst,i}$: est la mauvaise solution.

III.3.2 Organigramme de JAYA [44]

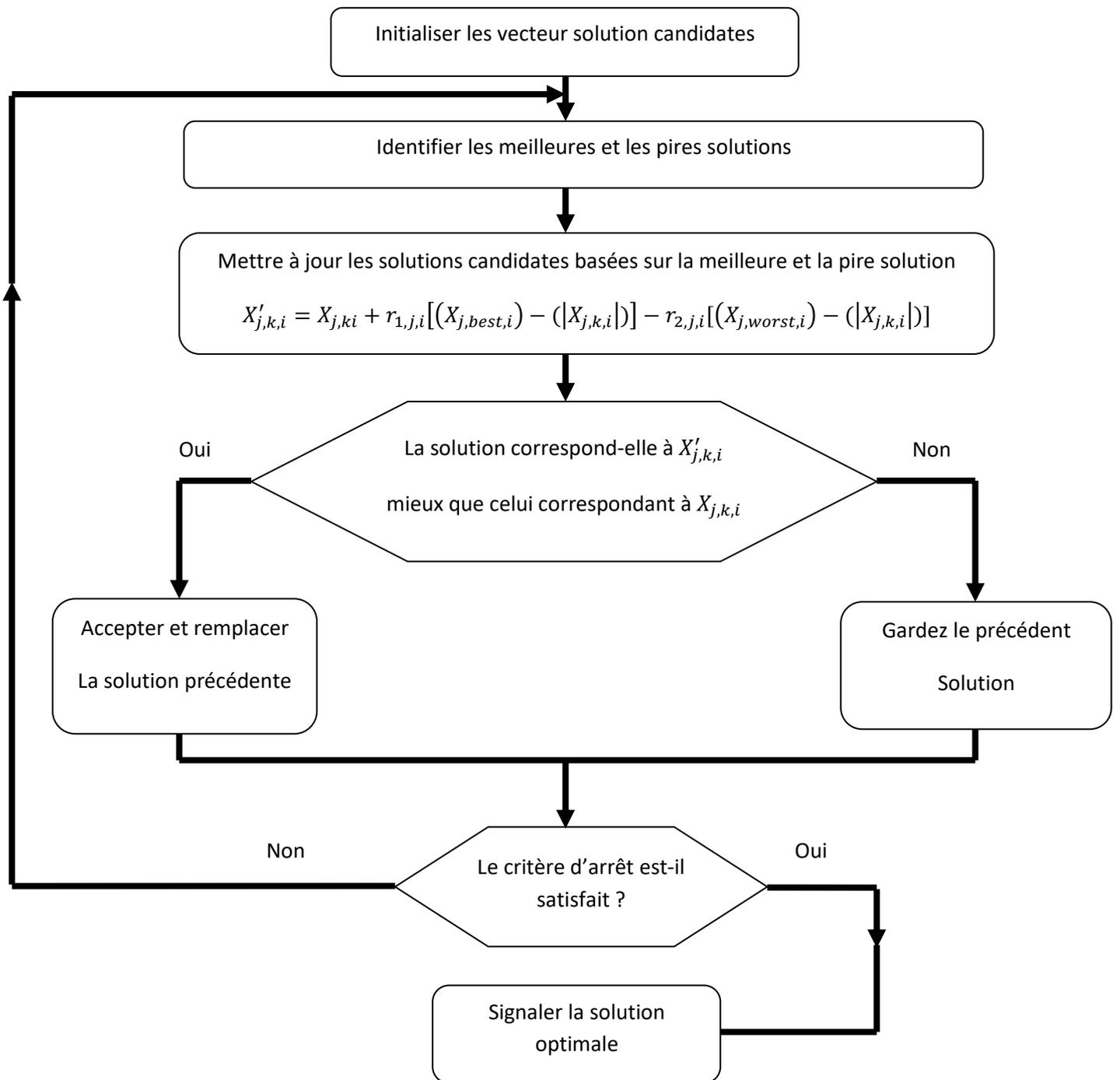


Figure III.4 : Organigramme illustrant le processus d'optimisation de l'algorithme de base
Jaya

III.3.3 Les solutions de l'Écoulement de Puissance Optimale (Optimal Power Flow)

Les solutions de l'OPF dépendent directement de l'algorithme utilisé dans l'optimisation. Il s'agit d'un flux de puissance qui nécessite des algorithmes d'optimisation pour réguler les paramètres de contrôle du réseau électrique de manière optimale sous diverses contraintes.

De nombreux algorithmes d'optimisation classiques ont été utilisés pour traiter le problème de l'OPF, comme la programmation non linéaire, l'algorithme de Newton, programmation quadratique et algorithmes de décomposition.

Le développement important des ordinateurs au cours des dernières années a entraîné une tendance à résoudre OPF problèmes liés aux techniques d'optimisation inspirées de la nature. Diverses techniques d'optimisation stochastique ont été suggérées et utilisées pour traiter des problèmes OPF, comme l'algorithme génétique, optimisation de l'essaim de particules (PSO), évolution différentielle (DE), recherche d'harmonie (HS) algorithme, algorithme des colonies d'abeilles artificielles, algorithme de recherche gravitationnelle (GSA), algorithme distribué (DA) et optimisation basée sur la biogéographie (BBO).

Ces algorithmes sont plus efficaces pour découvrir des solutions globales à différents problèmes OPF non linéaires et ne sont pas enchevêtrés dans les optimaux locaux. Cet avantage est obtenu grâce à l'évaluation rapide et simultanée de nombreux points dans l'espace de la solution. Leur universalité et leur simplicité de mise en œuvre les rend adaptés aux problèmes d'optimisation à grande échelle [43].

III.3.4 Formulation du problème [43] [45]

Dans ce mémoire, un objectif est sélectionné pour traiter la question d'optimalité dans l'OPF : minimisation du coût total de la production de l'énergie active, ainsi que la minimisation des pertes.

a) Fonction du coût

Le coût total du production d'un réseau électrique spécifié est représenté par la fonction suivante :

$$F_1(x, u) = Cost = \sum_{i=1}^{N_G} f_i \quad (III.6)$$

Où N_G est le nombre d'unités de générateur, tandis que f_i représente le coût de la production de l'énergie active. L'expression du cout peut être exprimée par une fonction quadratique comme suit :

$$f_i = a_i + b_i(P_{Gi}) + c_i(P_{Gi})^2 (\$/h) \quad (III.7)$$

Où

- $a_i b_i$ et c_i représentent les coefficients de coût au nœud .
- P_{Gi} Puissance active générées au nœud i .

b) Fonction des pertes de puissance active totales

Pendant ce temps, les pertes de puissance active totales du système P_{loss} peuvent être défini comme :

$$F_2(x, u) = P_{loss} = \sum_{i=1}^N \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N \frac{G_{ij}}{2} [|V_i|^2 + |V_j|^2 - 2|V_i||V_j| \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (III.8)$$

Avec :

- N est le nombre de nœuds de réseau ;
- V_i et V_j sont les amplitudes de tension pour les i -ème et j -ème nœuds, respectivement ;
- δ_i et δ_j sont les angles de tension des nœuds de i et j branche ;
- G_{ij} se réfère à la conductivité entre le nœud i et le nœud j .

c) Contraintes d'égalité

Contraintes d'égalité qui représentent des équations de flux de charge sous forme polaire :

$$P_{Gi} - P_{Di} = P_{Loss} = V_i \sum_{j=1}^N V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) \quad (III.9)$$

Où

- P_{Gi} Puissance active générées au jeu de barres i .
- P_{Di} Puissance active demandée au jeu de barres i .
- B_{ij} Susceptance entre le JB i et JB j .
- G_{ij} est la Conductance entre le JB i et JB j .

Avec :

$\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$ Est la variance de l'angle de tension.

Il convient de mentionner que d'autres formulations équivalentes pour les équations de flux de puissance sont discutées dans [25].

d) Contraintes d'inégalité

Contraintes d'inégalité qui représentent les contraintes des variables de contrôle :

✓ Les contraintes des générateurs

- La puissance active générée qui est limitée par une borne inférieure et une borne supérieure

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad i = 1, 2, \dots, N_G \quad (\text{III.10})$$

- Pour garder la qualité de service électrique et la sécurité du système, les niveaux de tension des jeux de barres doivent toujours être entre leurs limites max. et min. Ces limites exigent encore l'addition des contraintes d'inégalités.

$$V_{Gi}^{min} \leq V_{Gi} \leq V_{Gi}^{max} \quad i = 1, 2, \dots, N_G \quad (\text{III.11})$$

✓ Les contraintes des transformateurs

- Les transformateurs à prises de charge ont des déviations max. et min. du niveau de tension par rapport à la tension nominale

$$T_i^{min} \leq T_i \leq T_i^{max} \quad i = 1, 2, \dots, N_T \quad (\text{III.12})$$

e) Variables de contrôle

Le vecteur modifié des variables de contrôle qui prend en compte la production d'énergie réelle peut être déclaré :

$$u = [P_{G2}, \dots, P_{GN_G}, V_{G1}, \dots, V_{GN_G}, T_1, \dots, T_{N_T}]^T \quad (\text{III.13})$$

Où

- P_G, \dots, P_{GN_G} Les puissances actives générées sauf celle du jeu de barres de référence.
- V_{G1}, \dots, V_{GN_G} Les tensions de tous les jeux de barres générateurs.
- T_1, \dots, T_{N_T} Les prises des transformateurs variables,
- N_G Est le nombre de générateur,
- N_T Est le nombre de transformateurs à changement de prise,

f. Variable d'état

Contraintes d'inégalité qui comprennent les contraintes de variable d'état.

$$P_{slack}^{min} \leq P_{slack} \leq P_{slack}^{max} \quad (\text{III.14})$$

$$V_{Li}^{min} \leq V_{Li} \leq V_{Li}^{max} \quad i = 1, 2, \dots, N_L \quad (\text{III.15})$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max} \quad i = 1, 2, \dots, N_G \quad (\text{III.16})$$

Ce sont les variables du problème qui dépendent des variables de contrôle.

Le vecteur x des variables d'état est composé de la puissance active du générateur de référence, les tensions des jeux de barre de charge.

$$x = [P_{slack}, V_{L1}, \dots, V_{LN_L}, Q_{G1}, \dots, Q_{GN_G}]^T \quad (\text{III.17})$$

Où

- P_{slack} La puissance active de jeu de barre de référence
- V_{L1}, \dots, V_{LN_L} La tension de tous les jeux de barres de charge
- Q_{G1}, \dots, Q_{GN_G} La puissance réactive de tous les jeux barre
- N_L Est le nombre de bus de charge,
- N_G Est le nombre de générateur

III.3.5 Expressions de pénalité quadratiques [43] [45]

La littérature montre plusieurs approches pour gérer les contraintes variables d'état dans algorithmes d'optimisation basés sur la population. Une approche efficace consiste à intégrer ces contraintes dans la fonction objectif en tant qu'expressions de pénalité quadratiques (c'est-à-dire la méthode du facteur de pénalité).

Chaque terme ajouté à la fonction objectif comprend un facteur de pénalité donné multiplié par le carré de la violation valeur d'une variable dépendante. Par conséquent, toute solution candidate irréalisable obtenue est refusée.

Dans ce travail, la fonction objective modifiée inclut les termes de pénalité quadratique de l'ensemble étendu de variables dépendantes (c'est-à-dire P_{Slack} , V_L , Q_G). Notamment, une peine de pénalité quadratique pour la puissance réactive de DG est ajoutée. La formulation mathématique de la fonction i-ème but modifiée peut être énoncée comme suit :

$$F'_i = \sum_{i=1}^{N_G} F_i + u_P (P_{Slack} - P_{Slack}^{lim})^2 + u_V (V_{Li} - V_{Li}^{lim})^2 + u_Q (Q_{Gi} - Q_{Gi}^{lim})^2 \quad (III.18)$$

Où

F'_i La fonction objective à optimiser,

F_i La fonction de but modifiée (cout),

u_P, u_V, u_Q Sont les facteurs de pénalité.

Normalement, l'utilisation de pénalités élevées est souhaitable pour garantir que toute solution irréalisable est refusée. x^{lim} est le valeur limite supérieure / inférieure de la variable dépendante x qui peut être indiquée dans la formulation suivante:

$$x^{lim} \begin{cases} x^{min} & x < x^{min} \\ x^{max} & x > x^{max} \end{cases} \quad (III.19)$$

Il convient de mentionner que la formulation mathématique ci-dessus de la fonction de but modifiée est juste utilisé dans le cas où une variable d'état viole la limite supérieure / inférieure.

L'objectif principal est de détecter et éviter toute solution infaisable découverte au cours du processus d'optimisation. Utilisation de pénalités différentes les facteurs conduisent à des solutions différentes. Pour résoudre ce problème, une pénalité d'unité élevée de 10000 a été considéré dans ce travail pour chaque variable dépendante en cas de violation de la limite supérieure / inférieure.

Cependant, il serait souhaitable de mettre à jour dynamiquement les termes de la pénalité dans la fonction objective l'algorithme.

III.3.6 Les étapes de la méthode JAYA appliquée à l'OPF [44]

Les étapes suivantes décrivent le processus proposé pour appliquer l'algorithme Jaya pour résoudre le problème OPF :

Étape 1

Introduire toutes les données concernant le réseau électrique tel que les puissances actives et les valeurs initiales de toutes les variables et aussi les données relatives à la méthode utilisée comme : la taille de population, les limites des puissances, tensions et transformateurs.

Étape 2

Exécuter l'écoulement de puissance et évaluer la première solution.

Étape 3

Définir la fonction objectif $F_i(x, u)$ à optimiser. Initialiser le nombre de variables de contrôle, taille de la population (c'est-à-dire le nombre de solutions candidates), nombre d'itérations, et limites minimales et maximales des variables de conception.

Étape 4

Créer une population aléatoire initiale basée sur les paramètres de contrôle définis dans les limites prédéfinies des variables de conception. Cette population est formulée comme suit :

$$\text{Population} = \begin{bmatrix} X_{1,1} & X_{1,2} & \dots & X_{1,n} \\ X_{2,1} & X_{2,2} & \dots & X_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ X_{m,1} & X_{m,2} & \dots & X_{m,n} \end{bmatrix} \quad (\text{III.20})$$

with $k = 1,2,3, \dots, m$ and $j = 1,2,3, \dots, n$

Où

n est le nombre de variables de contrôle (de conception), tandis que m est le nombre de solutions candidates.

La valeur de la variable de contrôle ($X_{k,j}$) dans la solution candidate peut s'écrire comme suit :

$$X_{k,j} = X_j^{min} + rand. [X_j^{max} - X_j^{min}] \quad (\text{III.21})$$

Où $rand(.)$ est un nombre produit de façon aléatoire dans le domaine de (0–1) ; X_j^{max} et X_j^{min} est la partie supérieure et les limites minimales de la variable de contrôle. Pour plus d'explications, les éléments physiques de $X_{k,j}$ dans le travail d'optimisation peut être décrit comme suit :

$$\text{Population} = \begin{bmatrix} P_{G1,2}, \dots, P_{G1,N_G}, T_{1,1}, \dots, T_{1,N_T}, V_{G1,1}, \dots, V_{G1,N_G'} \\ P_{G2,2}, \dots, P_{G2,N_G}, T_{2,1}, \dots, T_{2,N_T}, V_{G2,1}, \dots, V_{G2,N_G'} \\ \vdots \\ P_{Gm,2}, \dots, P_{Gm,N_G}, T_{m,1}, \dots, T_{m,N_T}, V_{Gm,1}, \dots, V_{Gm,N_G'} \end{bmatrix} \quad (\text{III.22})$$

Étape 5

Identifiez les meilleures et les pires solutions parmi les solutions candidates.

Étape 6

En fonction des meilleures et des pires solutions, modifier toutes les solutions candidates. La proposition la modification est exprimée comme suit :

Tout au long de l'itération et pour chaque solution candidate, la nouvelle solution ($X_{j,k,i}$) peut être modifiée comme suit :

$$X'_{j,k,i} = X_{j,k,i} + r_{1,j,i}[(X_{j,best,i}) - (|X_{j,k,i}|)] - r_{2,j,i}[(X_{j,worst,i}) - (|X_{j,k,i}|)] \quad (\text{III.23})$$

Où

- $X'_{j,k,i}$ La valeur modifiée de variable de conception, $r_{1,j,i}$ et $r_{2,j,i}$ sont générés aléatoirement nombres compris entre (0 et 1) pour la variable de contrôle.
- $X_{j,best,i}$ La valeur de variable de conception pour la meilleure solution du candidat.
- $X_{j,worst,i}$ La valeur de variable de conception pour l'inférieure solution de candidat.

Le deuxième terme de l'équation III.23 représente la propension de la modification solution pour se rapprocher de la solution optimale. La troisième expression représente la propension à la solution pour éviter la pire solution.

Étape 7

Calculer les nouvelles valeurs de la fonction objectif et la taille de génération distribuée pour chaque solution candidate. Ajoutez-la ou les pénalités attribuées à la valeur de la fonction de but au cas où une ou plusieurs variables dépendantes violent la limite supérieure / inférieure, en utilisant l'équation (III.18).

Étape 8

Pour chaque solution candidate, comparez les valeurs de la fonction objectif $F_i(x, u)$ pour le solution précédente et mise à jour. Acceptez la solution mise à jour si elle est supérieure à la solution précédente. Sinon, conserver la solution précédente.

Étape 9

Arrêter et signaler la solution optimale si le critère d'arrêt est atteint. Autrement, retournez à l'étape 5.

Pour plus d'explications, l'organigramme de l'application proposée de l'algorithme Jaya pour résoudre OPF problème est illustré à la figure (III.5).

III.3.7 Organigramme de l'application de l'algorithme Jaya pour le problème OPF [44]

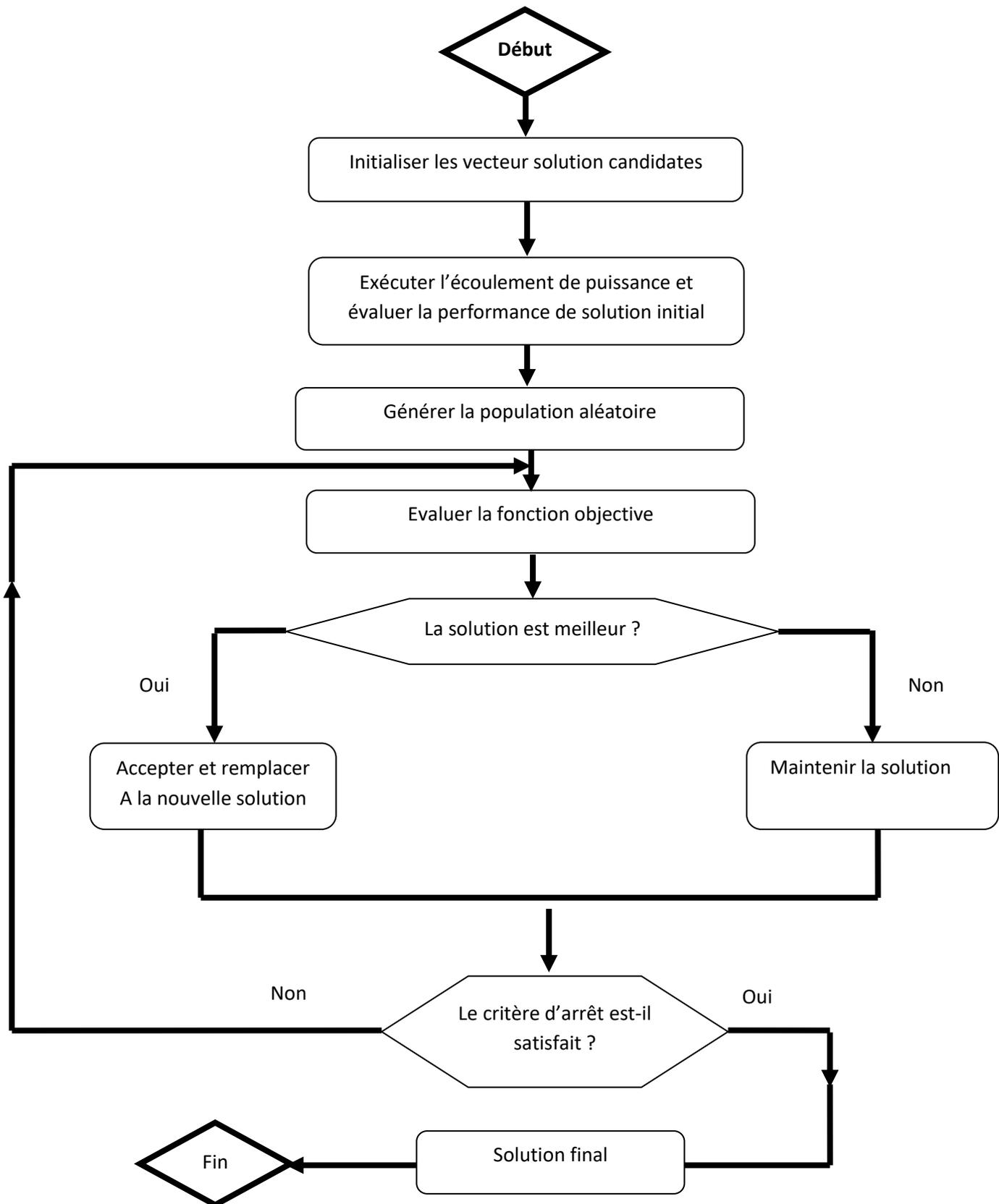


Figure III.5
Organigramme de l'application de l'algorithme Jaya pour le problème OPF

III.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné un aperçu sur les méthodes de l'optimisation appliqués à l'écoulement de puissance optimal. Nous avons présenté un nouvel algorithme dit Jaya pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance dans le réseau électrique.

Afin de voir l'efficacité de l'algorithme Jaya, nous avons utilisé l'algorithme de PSO pour comparaison.

IV.1 Introduction

Dans ce chapitre nous présentons les résultats numériques relatifs à l'application de l'approche proposée à base des PSO et jaya, conçue pour optimiser l'écoulement de puissance. Dans le but de bien illustrer l'efficacité de cette méthode. L'application a été faite sur les réseaux test 9 et 14 jeux de barres.

Les résultats obtenus par la méthode proposée ont été comparés avec les résultats trouvés par un logiciel nommé « MATPOWER » version 3.1 à la résolution du problème de l'OPF.

L'algorithme Jaya et pso sont exécutés dans l'environnement de calcul de MATLAB R2014b et implémenté sur un PC avec un Intel® 2,7 GHz Core™ (Intel Corporation) i5 CPU et 8 Go de RAM.

Le réseau électrique test IEEE 9 et 14 bus est utilisé dans la littérature pour évaluer des méthodes ou des modèles développés dans des divers travaux de recherche. Ces réseaux, choisis pour notre simulation, sont des réseaux standard qui représente une portion du système de puissance électrique.

A noter que les paramètres de l'algorithme PSO suivants :

$c_1 = 0.9$, $c_2 = 2$, $r_1 = r_2 = 1$ On remarque que la solution donnée par jaya et PSO donne le plus faible coût et toutes les valeurs sont dans leurs limites admissibles.

Le tableau suivant présente les paramètres de contrôle de l'algorithme PSO pour les réseaux à IEEE 9, 14 bus :

Paramètres	Valeur
Taille de la population	80
<i>coefficient d'accélération C1.</i>	0.9
<i>coefficient d'accélération , C2</i>	1.9
Coefficient d'inertie W_{min}	0.4
Coefficient d'inertie W_{max}	0.9
Facteur de pénalité de la puissance active UP	30.10^7
Facteur de pénalité des modules de tension UV	10.10^7
Facteur de pénalité de la puissance réactive Uq	15.10^7

Tableau 4.1 Paramètres de contrôle de PSO pour les réseaux à 9 et 14 JDB

Le tableau suivant présente les paramètres l'algorithme jaya utilisées :

Paramètres	Valeur
Taille de la population	100
<i>Les coefficients rho(r1., r2)</i>	1
Facteur de pénalité de la puissance active UP	30.10^7
Facteur de pénalité des modules de tension UV	10.10^7
Facteur de pénalité de la puissance réactive Uq	15.10^7

Tableau 4.2 Paramètres de l'algorithme de jaya pour les réseaux à 9 et 14 JDB

Dans cette section, la minimisation du coût de la production est considérée comme la fonction d'objectif lors de la mise en œuvre de l'algorithme de Jaya et pso.

IV.2 Système test à 9 jeux de barres

La Figure IV.1 montre le réseau standard IEEE à 9 jeux de barres, utilisé pour cette simulation. Les données de ce système sont données dans [46] et reportées en annexe. Ce système comprend 12 lignes de transmission, 3 générateurs connectés aux jeux de barres. La limite inférieure de tension de tous les jeux de barre est de 0.9 *p.u.* alors que la limite supérieure est de 1.1.

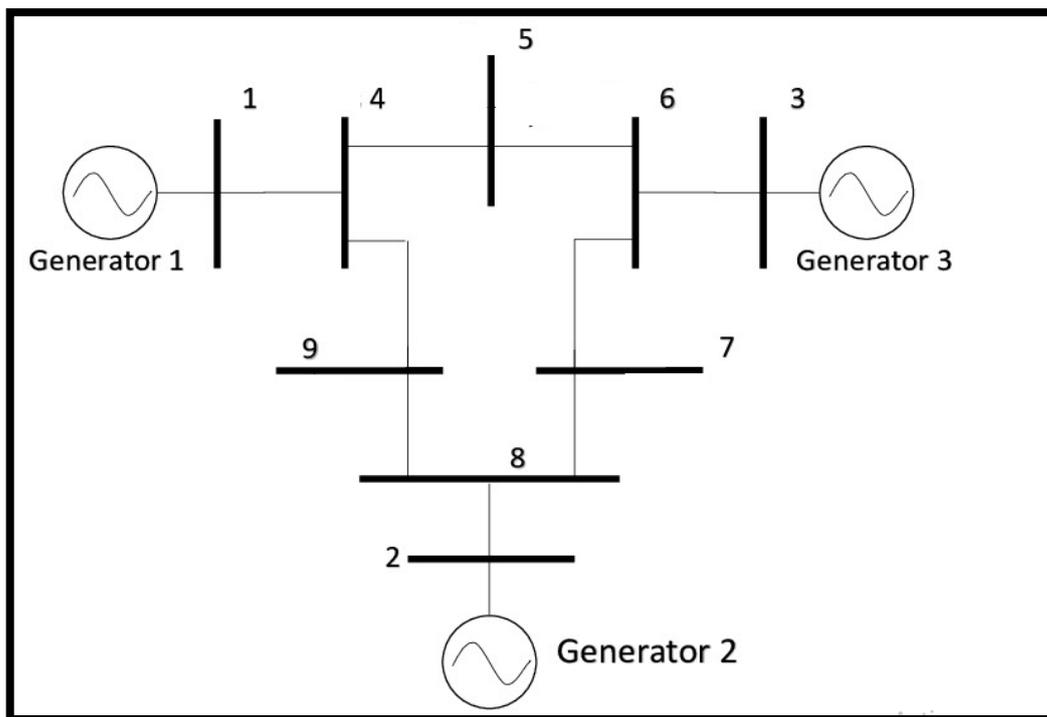


Figure IV.1 le réseau standard IEEE à 9 jeux de barres

Le tableau 4.3 présente une récapitulation des résultats d'optimisation pour la solution donnant de coût de production.

Variables	Inferieure	Supérieures	État optimal	Jaya	pso	Ecart1(%)	Ecart2(%)
PG2(MW)	10	300	134.32	134.3241	134.3079	0.0022	0.0148
PG3(MW)	10	270	94.19	94.1939	94.2665	0.0031	0.0743
VG1 (p.u)	0.9	1.1	1.1	1.10	1.0989	0	0.909
VG2 (p.u)	0.9	1.1	1.097	1.0974	1.0997	0	0.182
VG3 (p.u)	0.9	1.1	1.087	1.0866	1.079	0.0919	0.735
Le Coût (\$/h)			5296.69	5296.68	5297.16		

$$\text{Ecart1(\%)} = |(\text{optimal-jaya}) / \text{optimal}|$$

$$\text{Ecart2(\%)} = |(\text{optimal-pso}) / \text{optimal}|$$

Tableau 4.3 Les valeurs optimales pour chaque essai avec l'écart et les coûts de production pour un réseau à 9 JDB.

Première méthode (Jaya algorithm) :

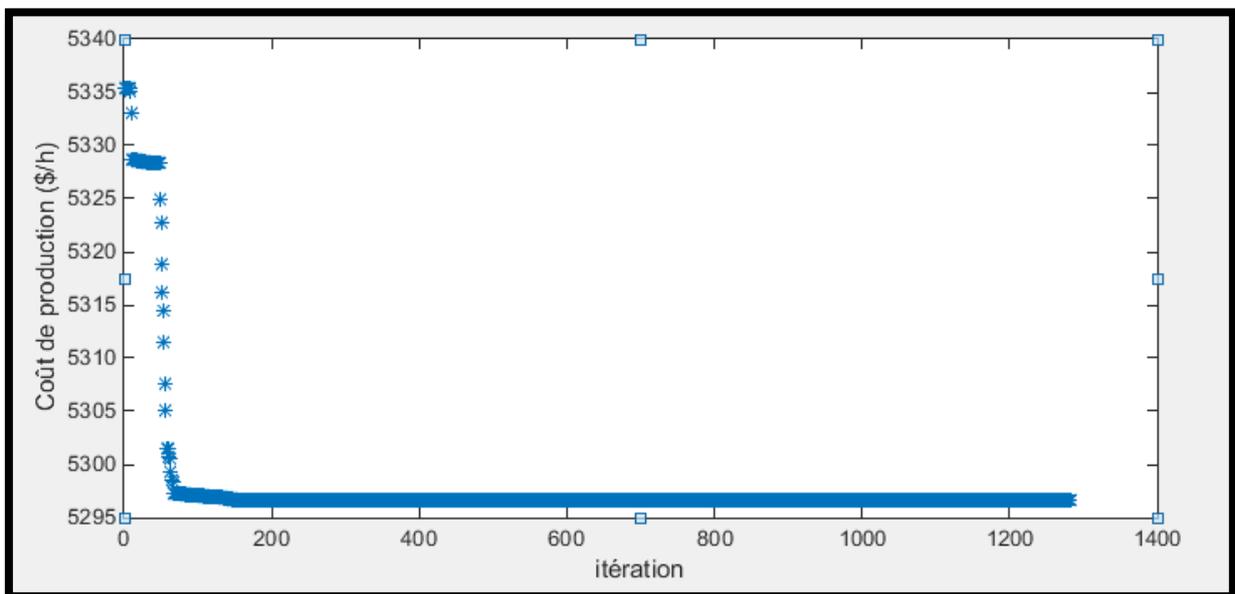


Figure IV.2 Convergence de jaya pour un réseau à 9JDB

Deuxième méthode (pso algorithm) :

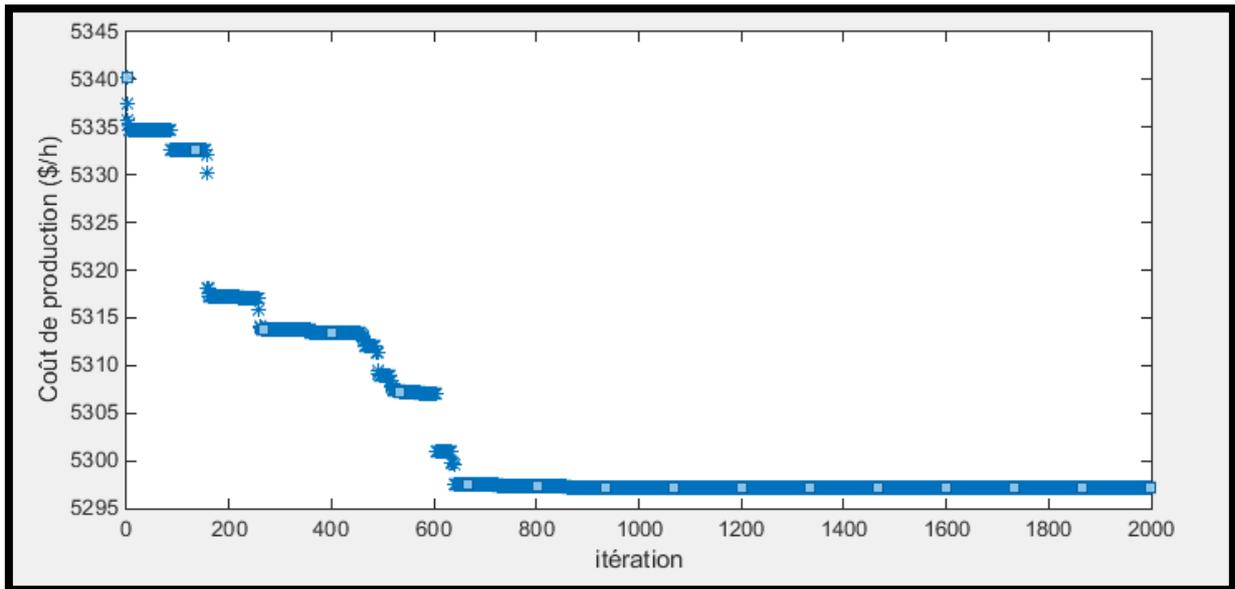


Figure IV.3 Convergence de PSO pour un réseau à 9 JDB

Les coûts de production associés à chaque solution finale pour chaque méthode sont représentés dans le tableau 4.3.

D’après ces résultats nous pouvons conclure que :

Nous avons pu atteindre notre objectif qui est la minimisation du coût de production (5296.68 < Etat optimal=5296.69) pour jaya.

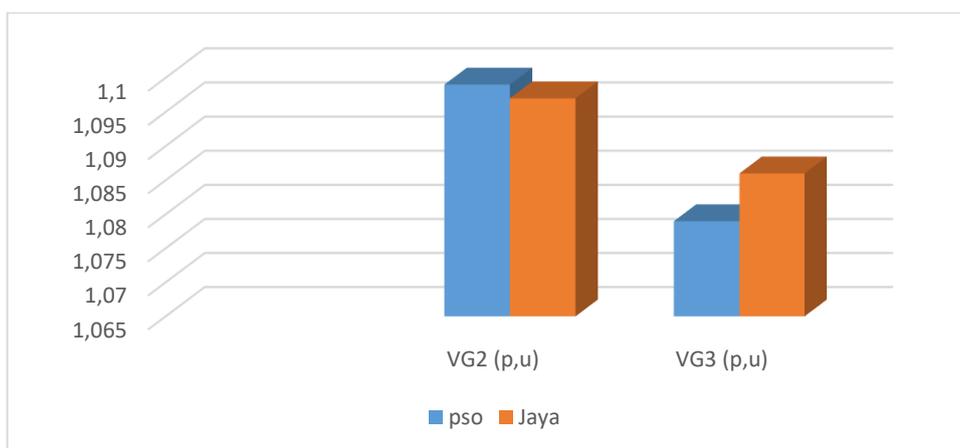


Figure IV.4 Les tensions de générateur pour le réseau de 9 JDB

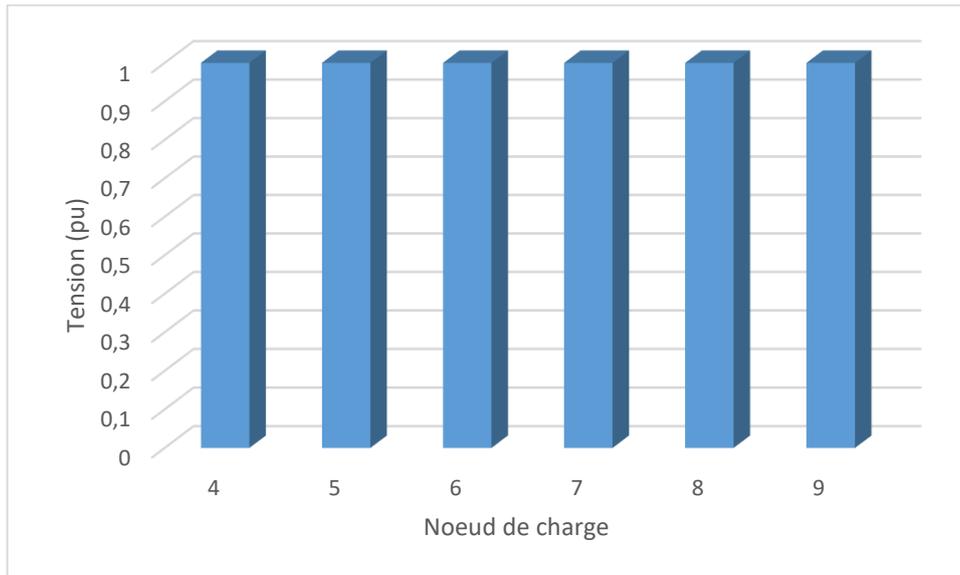


Figure IV.5 Les tensions de charge pour le réseau de 9 JDB

IV.3 Système test à 14 jeux de barres

La Figure 4.4 montre le réseau standard IEEE à 14 jeux de barres, utilisé pour cette simulation. Les données de ce système sont données dans [46] et reportées en annexe.

Ce système comprend 20 lignes de transmission, 5 générateurs connectés aux jeux de barres ainsi que 3 transformateurs en phase muni de prises réglables.

La limite inférieure de tension de tous les jeux de barre est de 0.94 p.u. alors que la limite supérieure est de 1.06 p.u. , la limite inférieure du rapport de transformation est de 0.9 alors que la limite supérieure est de 1.1 .

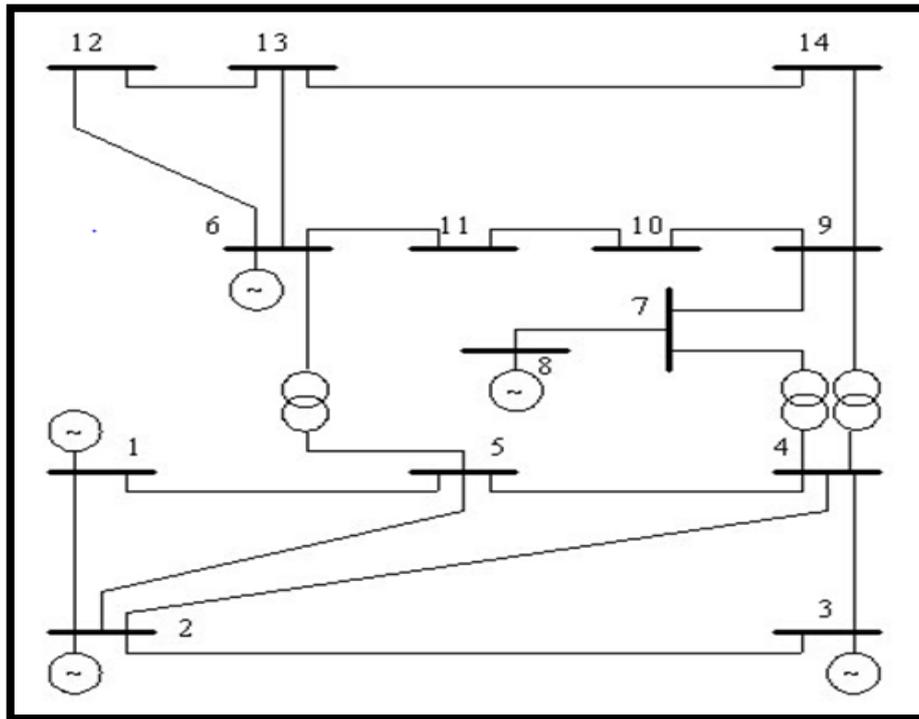


Figure IV.6 réseau standard IEEE à 14 jeux de barres

Variables	Inferieure	Supérieures	État optimal	Jaya	pso	Ecart1(%)	Ecart2(%)
PG2(MW)	0	140	36.73	36.7729	36.5250	0.116	0.558
PG3(MW)	0	100	28.61	28.6674	28.5904	0.20	0.0685
PG6(MW)	0	100	0	0.00	0	0	0
PG8(MW)	0	100	8.55	8.1857	8.7109	4.26	1.8
VG1 (p.u)	0.94	1.06	1.060	1.0600	1.0600	0	0
VG2 (p.u)	0.94	1.06	1.044	1.0464	1.0456	0.229	0.153
VG3 (p.u)	0.94	1.06	1.019	1.0228	1.0238	0.372	0.471
VG6 (p.u)	0.94	1.06	1.060	1.0600	1.0600	0	0
VG8 (p.u)	0.94	1.06	1.060	1.0600	1.0600	0	0
T1 (4-7)	0.9	1.1	0.978	1.0195	0.9728	4.24	0.531
T2 (4-9)	0.9	1.1	0.969	0.9000	0.9638	7.12	0.536
T3 (5-6)	0.9	1.1	0.932	0.9767	0.9716	4.79	4.24
Le Coût (\$/h)			8081.19	8077.34	8078		

$Ecart1(\%) = | (optimal-jaya) / optimal |$
 $Ecart2(\%) = | (optimal-pso) / optimal |$

Tableau 4.4 Les valeurs optimales pour chaque essai avec l'écart et les coûts de production Pour un réseau à 14 JDB.

Les coûts de production associés à chaque solution finale pour chaque méthode sont représentés dans le tableau 4.4

D'après ces résultats nous pouvons conclure que :

Nous avons pu atteindre notre objectif qui est la minimisation du coût de production (8077,34 < Etat optimal = 8081,19) pour jaya et (8078 < Etat optimal = 8081,19) pour pso.

Premier méthode (jaya algorithme) :

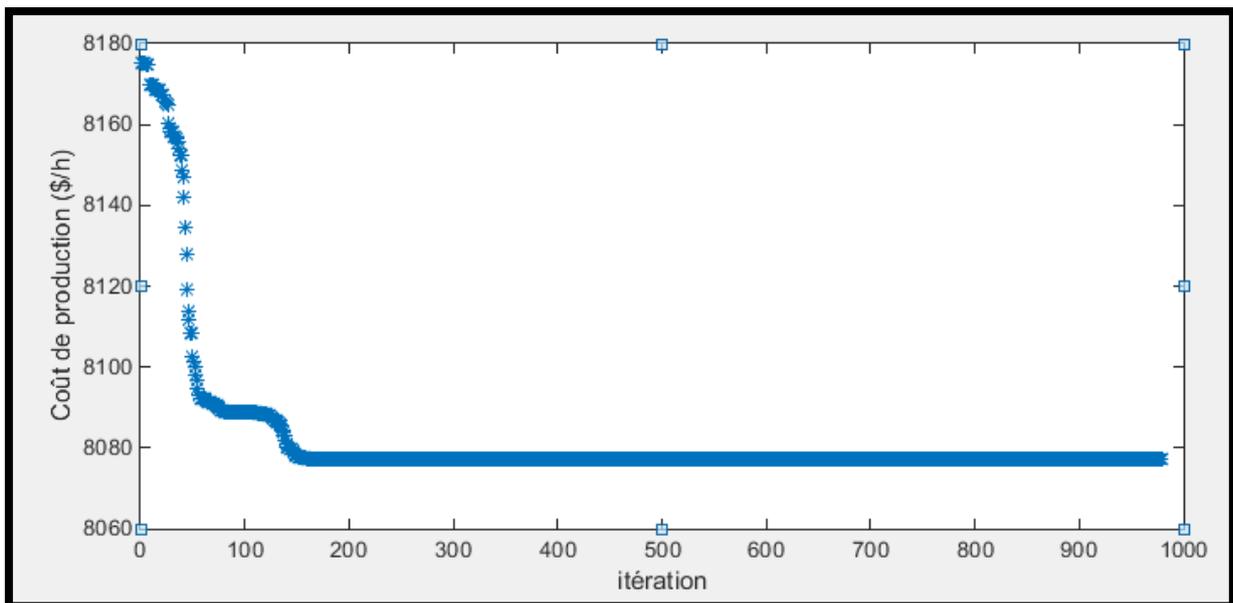


Figure IV.7 Convergence de jaya pour un réseau à 14 JDB

Deuxième méthode (pso algorithm) :

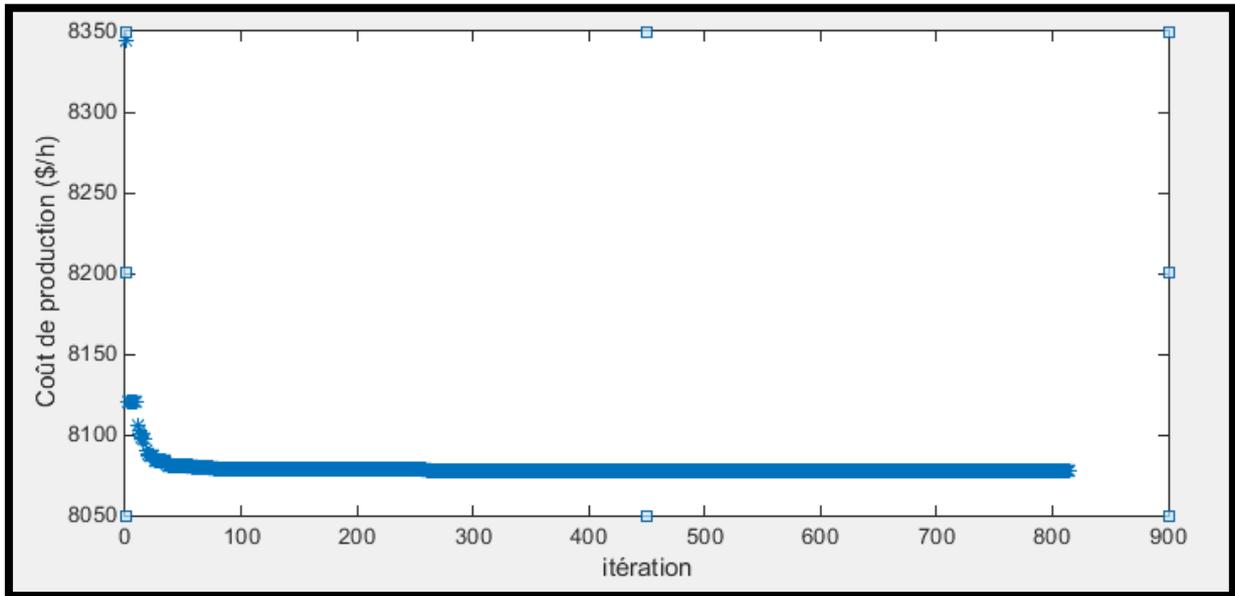


Figure IV.8 Convergence de PSO pour un réseau à 14 JDB

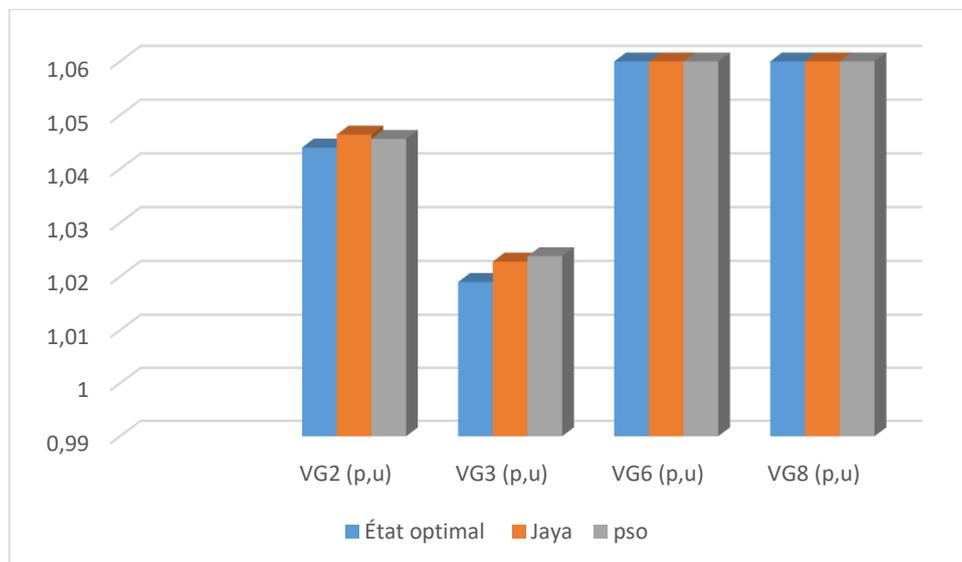


Figure IV.9 Les tensions de générateur pour le réseau de 14 JDB

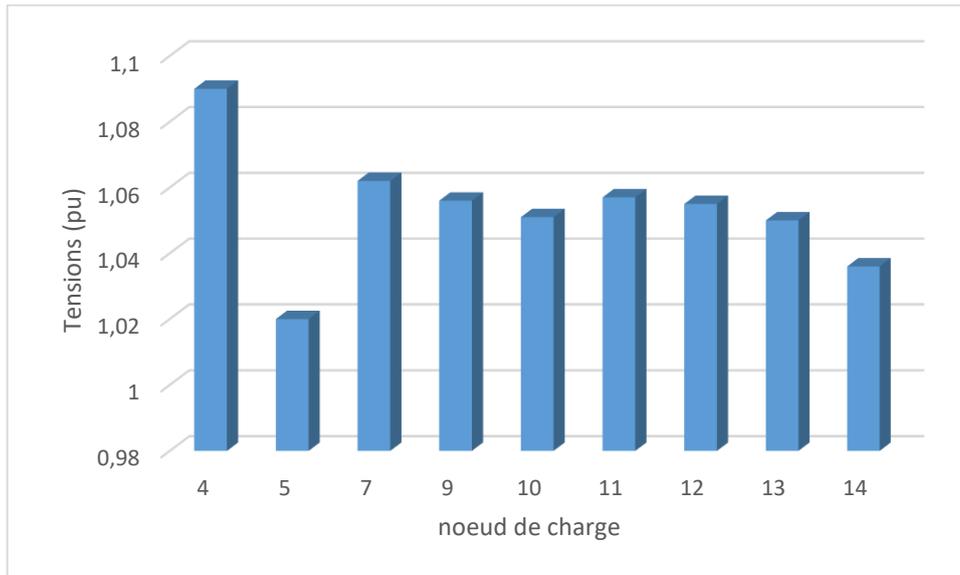


Figure IV.10 Les tensions de charge pour le réseau de 14 JDB

Les figures 4 illustre les graphes de convergence de minimisation des coûts de production à l'aide de l'algorithme Jaya et pso. Les deux méthodes nécessitent plusieurs itérations pour obtenir la solution optimale, qui révèle l'excellent taux de convergence de l'algorithme de Jaya et pso.

Les meilleurs ajustements des variables de conception et les valeurs optimales de minimisation des coûts sont tabulés dans les tableau 4.3, tableau 4.4 et tableau 4.5 pour tous les réseaux électriques.

De plus, la moyenne de calcul le temps d'une seule itération pour l'essai de de jaya est de 0,724 s tel que pso est de 0,781 s. Ces résultats soulignent l'efficacité du Jaya algorithme en termes d'optimalité de solution et de convergence rapide para. Le coût de la production est comparé à celui obtenu à l'aide de divers autres algorithmes d'optimisation méta heuristique (pso) pour valider davantage l'algorithme de Jaya.

Commentaire

Dans cette partie de travail, un nouvel algorithme Jaya a été développé afin de résoudre le problème d'écoulement de puissance optimal, lequel est formulé comme une optique d'optimisation combinatoire. L'algorithme développé a été implémenté et appliqué avec succès pour résoudre le problème posé sur le support test IEEE 9 et 14-bus.

Notre étude statistique est réalisée pour examiner la l'efficacité de l'algorithme Jaya dans la résolution de problèmes OPF. Pour chaque essai, pour le réseau de test de bus IEEE 9,14, la taille de la population (m) est réglée à 80 dans jaya et pso. Les résultats montrent que la valeur de l'Etat optimal, le vecteur solution pour toutes les deux essais sont très proches donc les valeurs d'écart type faibles. Ces résultats confirment la capacité à explorer la solution optimale à chaque exécution.

En voici la convergence de jaya et pso :

- Dans réseau 9-bus jaya commence à converger à l'itération 68 alors que pso dans l'itération 640 et à certaine itération sera saturé.
- Dans réseau 14-bus jaya commence à converger à l'itération 80 alors que pso dans l'itération 25 et à certaine itération sera saturé.

IV.4 Les calcul des pertes de puissance active

Les pertes de puissance active sont minimisées comme illustré dans le tableau suivant :

Pour IEEE 9-bus :

$$P_{Loss} = \sum P_{Gi} - \sum P_{Di}$$

La Puissance demandée est égale à 315.003(MW)

paramètres	Puissance générée(opf)	Puissance générée(jaya)	Puissance générée(pso)
PG1(MW)	89.8	89.8	89.8
PG2(MW)	134.32	134.3241	134.3079
PG3(MW)	94.19	94.1939	94.2665
Puissance générée total	318.31	318.318	318.374
Pertes	3.307	3.315	3.371

Tableau 4.5 Les valeurs de puissance générée total et les pertes de la puissance active pour réseau 9 bus

Pour 14-bus :

Puissance demandé = 259.004(MW)

Variables	Puissance générée(opf)	Puissance générée(jaya)	Puissance générée(pso)
PG1(MW)	194.39	194.39	194.39
PG2(MW)	36.73	36.7729	36.5250
PG3(MW)	28.61	28.6674	28.5904
PG6(MW)	0	0.00	0
PG8(MW)	8.55	8.1857	8.7109
Puissance générée total	268.29	268.0162	268.2163
Pertes	9.286	9.0122	9.2123

Tableau 4.6 Les valeurs de puissance générer total et les pertes de la puissance active pour réseau 14 bus

IV.5 Conclusion

Dans notre mémoire, un nouvel algorithme d'optimisation 'Jaya' et appliqué avec succès pour résoudre le problème l'OPF dans les réseaux électriques.

La minimisation de coût de production et les pertes des puissances actives été les fonctions objectives considérées dans ce problème.

Des réseaux électriques IEEE 9 et 14 ont été utilisés pour tester et valider deux méthodes intelligentes à savoir 'Jaya' et 'pso' dans la résolution problèmes d'OPF.

Les résultats ont montré qu'une solution optimale et assurée par chaque l'algorithme.

Les résultats ont indiqué l'efficacité de l'algorithme de Jaya en termes de caractéristique de convergence et de temps de calcul.

Pour une validation plus approfondie, les performances de l'algorithme Jaya ont été comparées avec la méthode pso, la supériorité de l'algorithme Jaya a été révélée en termes d'optimalité de solution et de solution faisabilité.

CONCLUSION GENERAL

Les travaux présentés dans ce mémoire traitent le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques. Pour cela, nous avons exploré et testé l'optimisation de l'écoulement de puissance par deux méthodes méta-heuristiques, à savoir « Jaya » et « Essaim de particules « 'PSO' ».

Pour concrétiser l'optimisation envisagée, nous avons traité le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance en minimisation la fonction de cout de production des puissances actives afin de garantir une gestion optimale des réseaux électriques en termes de puissance ainsi les pertes dans les puissances actives.

L'utilisation des méthodes intelligentes tel que PSO et Jaya peut être considéré comme un outil puissant pour les problèmes d'optimisation.

Les algorithmes utilisés été capable d'assurer un optimum global dans un espace de recherche limité par l'ensemble des contraintes d'égalité et d'inégalité.

Un des avantages de la méthode JAYA est la facilité de manipulation. Elle ne nécessite pas des paramètres de réglage tel que le cas de la méthode PSO.

Les résultats obtenus par JAYA sont très satisfaisants et confirment l'efficacité de l'algorithme proposé.

L'application de l'algorithme PSO dans le problème de l'optimisation de l'écoulement de puissance a permis d'assurer une bonne optimisation, cependant, le choix des paramètres de réglage reste l'un des problèmes dans cette méthode. En effet, il est difficile de trouver des bons paramètres qui rependent exactement à la situation du problème à traiter.

Comme perspective, on prévoit l'application de l'approche JAYA pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance en traitant la compensation de l'énergie réactive, la stabilité de la tension ainsi l'adaptation des systèmes FACTS (Flexible Alternative current transmission systems) dans les réseaux.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] **Mr.Oubelaid hillal**, << Intégration des D-FACTS aux réseau électrique de distribution >>, Thèse en vue de l'obtention du diplôme de Master en Génie Electrique, U-Bejaia, Algérie, juin 2014.
- [2] **Faye Steiner**, << L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRICITÉ : RÉGLEMENTATION, STRUCTURE DU MARCHÉ ET PERFORMANCES>>, Editions de l'OCDE | « Revue économique de l'OCDE » 2001/1 no32.
- [3] **Mr. BOT Youcef**, << Influence des FACTS sur le calcul de l'écoulement des puissances en utilisant un IPFC >>, Thèse en vue de l'obtention du diplôme de magister, U-d 'Oran, Algérie, Mai2011.
- [4] **Torche Abla, Layaida Ahlem**, << unit commitment appliqué au réseau algérien >>, Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du Diplôme de Master en Systèmes Electriques & Automatique, U- Larbi Ben M'hidi Oum El-Bouaghi, Algérie, juin2009.
- [5] **Mme SLIMANI Linda**, << Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes méta heuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé >>, Présentée à la Faculté des Sciences de l'Ingénieur Département d'Electrotechnique Pour L'Obtention du Diplôme de Doctorat en sciences, *U-Batna, Algérie, decembre2009.*
- [6] **Vincent RIOUS**, << Le développement du réseau de transport dans un système électrique libéralisé, un problème de coordination avec la production >>, Thèse de Doctorat en Sciences économiques, U-Paris-Sud 11, 2007.
- [7] **Article L. 321-12 du code de l'énergie** , <<LA GESTION DE L'EQUILIBRE DU SYSTEME ELECTRIQUE >>,Observatoire de l'Industrie Electrique, www.observatoire-electricite.fr ,Avril 2017
- [8] **Mr Menad MOUZAIA, Mr Sofiane IDIRI**, << Etude de la variation de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau de distribution >>, Mémoire de Fin d'étude En vue de l'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique, U-A. MIRA-Bejaia, Algérie, juin2013
- [9] **N. Lahaçani AOUZELLAG**, << Contribution à l'amélioration de la Flexibilité dans les Réseaux Electriques liée à l'intégration des Générateurs Eoliens >>, Thèse de doctorat de l'université A. MIRA de Bejaïa, 03 Novembre 2011.
- [10] **Yahiaoui Merzoug**, << Contrôle optimal des puissances réactives et des tensions dans un réseau d'énergie électrique par dispositifs FACTS >>, Thèse en vue de l'obtention du diplôme de doctorat Es-science-d 'Oran Mohamed Boudiaf, Algérie, avril2014

BIBLIOGRAPHIE

- [11] **N. Mancor**, << Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS) >>, mémoire de magister 2012, Université Mohamed Khider – Biskra.
- [12] Numerical methods for load flow calculation EEH power system laboratory.
- [13] **Mme AOUZELLAG. N**, << Développement d'une approche simple pour le calcul de l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution>>, En vue de l'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique, U- U-Bejaia, Algérie, 2015 / 2016
- [14] **M. ALLAOUA Boumediene**, << Méthodes numériques avec Matlab >>, Rappels de cours, Exemples Corrigés et Applications avec MATLAB, Université de Bechar, Alger.
- [15] **FERAHTIA Saàd**, << Calcul d'écoulement de puissance dans les réseaux électriques lors de l'intégration des fermes éoliennes et des dispositifs FACTS>>, Mémoire de Fin d'étude En vue de l'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique, U- de M'SILA, Alegria, 2012 / 2013.
- [16] **Wael AMOR**, << Écoulement de puissance pour les réseaux de grande dimension et mal-conditionnés >>, Mémoire présenté à l'école de technologie supérieure comme exigence partielle à l'obtention de la maîtrise avec mémoire en génie électrique, école de technologie supérieure université du Québec, aout 2018.
- [17] **K. Y. Lee, Y.M. Park, and J.L. Ortiz**, "A United Approach to Optimal Real and Reactive Power Dispatch," IEEE Trans on Power Systems, Vol. Pas-104, pp.1147 1153, May 1985.
- [18] **Ahmed Ould Nagi**, << Optimisation de l'écoulement de puissance Par algorithmes : AG et PSO-TVAC >>, Mémoire de Fin d'Etudes En vue de l'obtention du diplôme : MASTER, U-Mohamed Khider Biskra, Algérie, Juin 2014.
- [19] **M.S. Osman, M.A. Abo Sinna, A.A. Mousa**, << A solution to the optimal power flow using genetic algorithm >>, International Journal of Applied Mathematics and Computation, Vol. 155, No. 2, August 2004, pp. 391 405.
- [20] **M.A. Abido**, << Optimal power flow using tabu search algorithm » International Journal of Electric Power Components and Systems >>, Vol. 30, No. 5, 2002, pp. 469 483.
- [21] **T.J. Overbye, C.L. Demarco**, << Voltage security enhancement using energy based sensitivities >> IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 6, No. 3, August 1991, pp. 1196 1202.
- [22] **M. Eghbal, N. Yorino, Y. Zoka, E.E. El Araby**, << Application of multi objective Evolutionary optimization algorithms to reactive power planning problem >>, IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering, Vol. 4, No. 5, August 2009, pp. 625 632.

BIBLIOGRAPHIE

- [23] **M. Rashidinejad, H. Farahmand, M. Fotuhi Firuzabad, A.A. Gharaveisi**, << ATC enhancement using TCSC via artificial intelligent techniques >>, Journal of Electric Power Systems Research, Vol. 78, No. 1, January 2008, PP. 11 20.
- [24] **N. Mezhoud, A. Boukadoum, S. Leulmi, F. Boukhenoufa**, <<Etude de l'Écoulement de Puissance Optimal par la Méthode de Newton en Présence des Dispositifs FACTS (SVC) >>, Conference Paper : September 2010, U- 20 Août 1955 – Skikda, Algérie, This page was uploaded by **Nabil Mezhoud** on 18 February 2016.
- [25] **Salhi Ahmed**, <<Contribution à l'optimisation de l'écoulement de puissance en utilisant la logique floue associée aux réseau de neurones(NEURO-FLOU) >>, Thèse présentée en vue de l'obtention Du diplôme de Doctorat en sciences, Mohamed Khider Biskra, Alegria, janvier2015.
- [26] **TEGANI Ilyes, DAHMANE Abdeslam**, << Optimisation multi objectif à base des algorithmes génétiques appliquée sur un réseau électrique >>, mémoire de Master, Université de Biskra, Algérie, Juin 2011.
- [27] **A. Blal**<< Placement optimal d'un SVC dans un réseau d'énergie électrique par algorithme génétique >>, mémoire de magister 2011, Université des sciences et de la technologie d'Oran.
- [28] **M. Rezig**<< Etude d'un dispatching économique des puissances actives par les algorithmes de fourmis >>, mémoire de magister 2008, Université Hassiba Benbouali- Chlef.
- [29] **Haute Ecole En Hainaut**, <<Résolution de problème à l'aide de la programmation linéaire >>, H.E.H. – Campus Pédagogique Document 26, Boulevard Albert – Elisabeth, Belgique.
- [30] **ZEROUAL MOKHTARIA**, << Optimisation et contrôle de l'écoulement Des puissances actives par système FACT >>, Pour l'obtention du diplôme de : Magister en Electrotechnique, U-D'ORAN- MOHAMED BOUDIAF, Algérie, 2014-2015
- [31] **O. Mammeri**, << Différentes méthodes de calcul de la puissance réactive dans un nœud à charge non linéaire en présence d'un système de compensation de l'énergie >>, mémoire de magister 2012, Université de Batna.
- [32] **M. Rezig**, << Etude d'un dispatching économique des puissances actives par les algorithmes de fourmis >>, mémoire de magister 2008, Université Hassiba Benbouali- Chlef.
- [33] **S. Taibaoui**, << Les techniques de calcul d'écoulement de puissance dans les réseaux de distribution >>, mémoire de master 2008, Université Amar Telidji- Laghouat.
- [34] **M. Hamed**, << Dispatching économique dynamique par utilisation de méthodes d'optimisation globales >>, mémoire de magister 2013, Université Mohamed Khider – Biskra.

BIBLIOGRAPHIE

[35] **EBERHART, Russell C., SHI, Yuhui, et KENNEDY, James.** " *Swarm intelligence* ". Elsevier, 2001.

[36] **R. DAOUDI**<<Optimisation des puissances réactives par la méthode Essaim de Particules (PSO) dans un réseau d'énergie électrique >>. Mémoire de Magister Ecole Normale Supérieure de l'Enseignement Technologique d'Oran.2011-2012

[37]**Clerc, M., Kenndy, J.**<<The particle swarm-explosion, stability, and convergence in a multidimensional complex space>>, IEEE Trans. Evol Comput., 2002, 6, pp. 58–73

[38] **Trelea**, <<The particle swarm optimization algorithm, convergence analysis and parameter selection>>, Inf. Process. Lett., 6, (85), pp. 317–325, 2003

[39] **Yong-Ling Zheng; Long-Hua Ma; Li-Yan Zhang; Ji-Xin Qian.**<<On the convergence analysis and parameter selection in particle swarm optimization>>. Int. Conf. on Machine Learning Cybern, November 2003, pp. 1802–1807

[40] **Kennedy, J.**, <<Small Worlds and Mega-Minds : Effects of Neighborhood Topology on Particle Swarm Performance>>, IEEE Congress on Evolutionary Computation, Volume III, pages 1932-1938, 1999.

[41] **Cui-Ru Wang, He-Jin Yuan, Zhi-Qiang Huahg, Jiang-Wei Zhang, Chen-Jun Sun.**<<A modified particle swarm optimization algorithm and its application in optimal power flow problem>>, IEEE Proceeding of the 4th Inter Conf on Machine Learning and Cybernetics,Guangzhou, 18-21 August 2005.

[42] **Ouakli Mohand Akli**, << Répartition optimale de la puissance dans un réseau de transport électrique par la méthode des essaims de particules >>, Mémoire De Master En vue l'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique, U-A. Mira-Bejaia, Algerie,2019

[43] **WaridWarid, Hashim Hizam, Norman Mariun and Noor Izzri Abdul-Wahab**, << Optimal Power Flow Using the Jaya Algorithm>>, Article Energies 2016, Department of Electrical and Electronic Engineering, Faculty of Engineering, Universiti Putra Malaysia, Serdang 43400, Selangor, Malaysia, August 2016.

[44]**R. Venkata Rao**, << Jaya : A simple and new optimization algorithm for solving constrained and unconstrained optimization problems>>, *Department of Mechanical Engineering, S.V. National Institute of Technology, Ichchanath, Surat, Gujarat – 395 007, India*, August17 2015.

BIBLIOGRAPHIE

[45] Frank, S. Rebennack, S. An introduction to optimal power flow: Theory, Formulation, and Examples. IIE Trans. **2016**.

[46] Ray D. Zimmerman; Carlos E. Murillo-Sánchez. Manual of *MATPOWER* "A *MATLAB*[™] Power System Simulation Package Version 3.1 September 21, 2007", © 1997-2007 Power Systems Engineering Research Center (PSERC), School of Electrical Engineering, Cornell University, Ithaca, NY 14853.

ANNEXE.

Réseau électrique à 9 nœuds

Bus-i	type	Pd	Qd	Vm	Vmin	Vmax
1	3	0	0	1	0.9	1.1
2	2	0	0	1	0.9	1.1
3	2	0	0	1	0.9	1.1
4	1	0	0	1	0.9	1.1
5	1	90	30	1	0.9	1.1
6	1	0	0	1	0.9	1.1
7	1	100	35	1	0.9	1.1
8	1	0	0	1	0.9	1.1
9	1	125	50	1	0.9	1.1

Tableau A.1: Données des jeux de barres du système test à 9 jeux de barres

Bus	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	Pmax	Pmin
1	0	0	300	-300	1	250	10
2	163	0	300	-300	1	300	10
3	85	0	300	-300	1	270	10

Tableau A.2: Données des générateurs du système test à 9 jeux de barres

Fbus	tbus	r	x	ratio
1	4	0	0.0576	0
4	5	0.017	0.092	0
5	6	0.039	0.17	0
3	6	0	0.0586	0
6	7	0.0119	0.1008	0
7	8	0.0085	0.072	0
8	2	0	0.0625	0
8	9	0.032	0.161	0
9	4	0.01	0.085	0

Tableau A.3: Données des branches du système test à 9 jeux de barres

C3	C2	C1
0.11	5	150
0.085	1.2	600
0.12225	1	335

Tableau A.4: Données des générateurs coûts du système test à 9 jeux de barres

Réseau électrique à 14 nœuds

Bus-i	Type	Pd	Qd	Vm	Vmin	Vmax
1	3	0	0	1.06	0.94	1.06
2	2	21.7	12.7	1.045	0.94	1.06
3	2	94.2	19	1.01	0.94	1.06
4	1	47.8	-3.9	1.019	0.94	1.06
5	1	7.6	1.6	1.02	0.94	1.06
6	2	11.2	7.5	1.07	0.94	1.06
7	1	0	0	1.062	0.94	1.06
8	2	0	0	1.09	0.94	1.06
9	1	29.5	16.6	1.056	0.94	1.06
10	1	9	5.8	1.051	0.94	1.06
11	1	3.5	1.8	1.057	0.94	1.06
12	1	6.1	1.6	1.055	0.94	1.06
13	1	13.5	5.8	1.05	0.94	1.06
14	1	14.9	5	1.036	0.94	1.06

Tableau A.5: Données des jeux de barres du système test à 14 jeux de barres

Bus	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	Pmax	Pmin
1	232.4	-16.9	40	-20	1.06	232.4	0
2	40	42.4	50	-40	1.045	140	0
3	0	23.4	40	0	1.01	100	0
6	0	12.2	24	-6	1.07	100	0
8	0	17.4	24	-6	1.09	100	0

Tableau A.6: Données des générateurs du système test à 14 jeux de barres

Fbus	tbus	r	x	ratio
1	2	0.01938	0.05917	0
1	5	0.05403	0.22304	0
2	3	0.04699	0.19797	0
2	4	0.05811	0.17632	0
2	5	0.05695	0.17388	0
3	4	0.06701	0.17103	0
4	5	0.01335	0.04211	0
4	7	0	0.20912	0.978
4	9	0	0.55618	0.969
5	6	0	0.25202	0.932
6	11	0.09498	0.1989	0
6	12	0.12291	0.25581	0
6	13	0.06615	0.13027	0
7	8	0	0.17615	0
7	9	0	0.11001	0
9	10	0.03181	0.0845	0
9	14	0.12711	0.27038	0
10	11	0.08205	0.19207	0
12	13	0.22092	0.19988	0
13	14	0.17093	0.34802	0

Tableau A.7: Données des branches du système test à 14 jeux de barres

C3	C2	C1
0.0430293	20	0
0.25	20	0
0.01	40	0
0.01	40	0
0.01	40	0

Tableau A.8: Données des générateurs coûts du système test à 14 jeux de barres