

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire

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

جامعة سعد حطاب البليدة
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie

قسم الإلكترونيك
Département d'Électronique



Mémoire de Projet de Fin d'Études

présenté par

ELAHOUEL Mohamed

&

ABED Belkacem

pour l'obtention du diplôme Master en Electrotechnique option Machines Electriques

Thème

Optimisation de l'Écoulement de Puissance Dans Un Réseau Electrique.

Proposé par : Dr.BELAZZOUG Messaoud

Année Universitaire 2011-2012

Remerciements

Tout d'abord on remercie dieu tout puissant pour la bonne santé, la volonté et de la patience qu'il nous a données tout au long de notre projet de fin d'études.

*Nous remercions très sincèrement **Mr. BELAZZOUG Messaoud** notre promoteur pour ses conseils pertinents, ses orientations judicieuses, sa patience et diligence, et par ses suggestions qui ont grandement facilité ce travail.*

*Nous remercions également **Mr. Oussama** et **Mme BOUDISSA**, pour leurs conseils, et leur disponibilité lors des différentes sollicitations.*

Nous tenons à exprimer notre gratitude aux membres de jury qui ont bien voulu examiner notre travail.

Notre profonde gratitude à tous les enseignants du département d'électronique, qui nous ont encadrés et donnés le meilleur d'eux même en nous assurant une formation aussi meilleur que possible.

Nous remercions vivement toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Je dédie ce modeste travail à ceux qui sont les plus chers êtres au monde, Mon père, et ma mère, à qui je n'arriverais jamais à exprimer ma gratitude et ma reconnaissance, pour leurs amours et leurs soutiens tout au long de mes études.

A mes frères Hamza, Abd elkader, Djeber et Housseem

A ma sœur Yasmina

Et sans oublier Fatima et Naima et Djamila

Et à mes neveux Mohamed Abd ouaheb, Salah eddin

A toute ma famille et mes amis

ELAHOUEL MOHAMED

Je dédie ce modeste travail à ceux qui sont les plus chers êtres au monde, Mon père, et ma mère, à qui je n'arriverais jamais à exprimer ma gratitude et ma reconnaissance, pour leurs amours et leurs soutiens tout au long de mes études

A ma grande mère

A mon frère Hocine

A ma sœurs Nadia

A mes oncles Zahir, Aomar, Hassen

Et sans oublier Yacout, Zakia, Saadia

A toute ma famille et mes amis

ABED BELKACEM

ملخص: التوزيع الأمثل للقوة من بين الوسائل المهمة في مجال التخطيط و التحكم في تشغيل أنظمة الطاقة الكهربائية العصرية. الهدف من هذه الوسيلة هو إيجاد متغيرات التحكم الخاصة بتسيير الشبكات الكهربائية من أجل تحسين دالة هدف التي تكون خاضعة لمجموعة من المتطلبات المادية والتشغيلية رياضيا ، يمكن اعتبار مسألة التوزيع الأمثل للقوة على أنه مسألة تحسين واسعة غير خطية خاضعة لعدة قيود في خلال سنوات عديدة، من بينها التقارب الصعب أو المستحيل والحساسية من النقطة البدائية بالنسبة للمشاكل الخطية وغير المحدبة. برزت تقنية الحساب الذكية الخوارزمية الجينية على أنها أسلوب قوي و فعال في حل مشاكل تحسين عديدة تعتبر قدرتها على البحث على الحل في فضاءات غير محدبة. و هي أسلوب فعال و قوي لإيجاد حلول اقتصادية و آمنة لنظام الطاقة. عدة تجارب على نظامين كهربائيين 9 و 14 عقدة قد تمت المصادقة عليها.

كلمات المفاتيح: الخوارزمية الجينية ، الاستفادة المثلى في تدفق الطاقة، تدفق الطاقة.

Résumé La procédure de l'optimisation de l'écoulement de puissance (OPF) consiste à planifier les variables de contrôle d'un système électrique afin d'optimiser une fonction objectif, le problème de l'OPF peut être considéré comme un large problème d'optimisation non linéaire avec contraintes. Durant des années, les chercheurs ont proposé plusieurs techniques numériques d'optimisation pour résoudre le problème de l'OPF. Ces techniques présentent plusieurs inconvénients majeurs, notamment une convergence difficile voire impossible et la sensibilité au point initial pour les problèmes non linéaires. Cette thèse est consacrée à l'élaboration d'une approche basée sur les algorithmes génétiques (AG) pour le traitement du problème de l'OPF pour améliorer le coût de production. Des tests ont été validés sur des réseaux standards 9 et 14 nœuds.

Mots clés : Ecoulement de puissance (PF), OPF; les algorithmes génétiques (AG).

Abstract : The procedure of OPF consists to plan the control variables of an electrical system to optimize an objective function, the problem of OPF can be considered as a large problem of nonlinear optimization with constraints. For years, researchers have proposed several numerical techniques to solve the optimization problem of OPF. These techniques have several major disadvantages, especially a difficult convergence or even impossible and sensitivity to the initial point for nonlinear problems. This thesis is devoted to elaborating of an approach based on a genetic algorithm (GA) for the treatment of the OPF problem for improving production cost. Tests were validated on standard networks 9 and 14 bus.

Keywords : Power Flow (PF) ; Optimal Power Flow(OPF) ; Genetic Algorithm (GA)

SOMMAIRE

Introduction générale	01
Plan du mémoire	03
Chapitre 1 : GENERALITES SUR L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE	
1.1 Introduction	05
1.2 Aperçu sur l'architecture des réseaux électriques	06
1.3 Modélisation des composants du réseau électrique	07
1.3.1 Générateurs	07
1.3.2 Lignes de transmission	07
1.3.3 Transformateurs de puissance	08
1.3.4 Charges électriques	09
1.3.5 Eléments shunt	10
1.4 Formulation des équations de l'écoulement de puissance	10
1.5 Problème de l'écoulement de puissance	12
• Jeu de barres de référence	13
• Jeu de barres de charge	13
1.6. Méthode de Résolution du problème de l'écoulement de puissance	13
1.6.1 Méthode de Newton – Raphson	14
1.6.2 Organigramme de la méthode de Newton-Raphson	16
1.7 . conclusion	18

Chapitre 2 : PROBLEME DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL

2.1. Introduction	19
2.2. Domaines d'application de l'écoulement de puissance optimal	20
2.3. Formulation du problème de l'écoulement de puissance optimal	21
2.3.1. Variables de contrôle	22
2.3.2. Variables d'état	23
2.3.3. Fonction objectif	23
2.3.4. Contraintes d'égalité	24
2.3.5. Contraintes d'inégalité	24
2.4. Méthodes conventionnelles d'optimisation de l'écoulement de puissance	27
2.5. Conclusion	29

Chapitre 3 : LES SOLUTIONS DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL Par L'Algorithme Génétique

3.1. Introduction	30
3.2. Principe de la méthode métaheuristique (GA)	31
3.2.1. Algorithmes génétiques	31
3.2.2. Idées de base	31
3.3.1. Présentation des algorithmes génétiques	33
3.3.2. Opérateurs génétiques classiques	33
3.3.2.1. Opérateur de sélection	33
3.3.2.2. Opérateur de croisement	34
3.3.2.3. Opérateur de mutation	35
3.3.2.4. Autres paramètres	37
3.4. Test de la méthode AG sur OPF	38

3.4.1.	Variables de contrôle	38
3.4.2.	Variables d'état	38
3.4.3.	Fonction objectif	38
3.4.4.	Contraintes d'égalité	39
3.4.5	Contraintes d'inégalités	39
3.4.	Conclusion	42
Chapitre 4 : APPLICATION NUMERIQUE ET RESULTATS		
4.1.	Introduction	43
4.2.	Cas d'étude no. 1 : système test à 9 jeux de barres	43
4.3.	Cas d'étude no. 2 : système test à 14 jeux de barres	47
4.4.	conclusion	51
Conclusion générale		
Annexe : Données des réseaux test		
A.1.	Réseau électrique à 9 jeux de barres	55
A.2.	Réseau électrique à 14 jeux de barres	56
Bibliographie		

INTRODUCTION GENERALE

1. Introduction générale

L'électricité est la forme d'énergie indispensable aux activités humaines et constitue un facteur clé dans l'économie du monde moderne. Les besoins en énergie électrique des pays industrialisés ne cessent d'augmenter, et ce à l'inverse des systèmes électriques consiste à élaborer des scénarios d'évolution de la demande d'énergie électrique et à choisir l'infrastructure permettant d'y répondre à savoir, quel moyens de production de transport, de distribution et d'exploitation doivent être mis en œuvre et quand ils doivent l'être. Les principes qui doivent guider ces activités sont la sécurité de fonctionnement et l'économie.

Depuis l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, les activités de production de transport et de distribution sont séparées. En ce qui concerne la production, plusieurs compagnies gèrent chacune, de manière concurrentielle leur parc de générateurs, et développent une activité commerciale d'achat et de vente d'énergie électrique. Un réseau de transport ou un réseau de distribution constitue un monopole de fait pour une aire géographique donnée. Il n'est, en effet, pas raisonnable d'envisager un dédoublement des coûteuses infrastructures de ces réseaux de transmission de l'énergie électrique. Par contre, plusieurs sociétés peuvent jouer le rôle d'intermédiaire entre les consommateurs et les fournisseurs d'électricité. Ce nouveau marché dérégulé incite les compagnies d'électricité à chercher de nouveaux pour réduire leurs coûts d'exploitation. Le fonctionnement optimal et efficace des systèmes électriques représente donc l'une des priorités absolues pour les compagnies d'électricité qui dépensent des sommes d'argent colossales dans la centrale nécessaire à la production de l'énergie électrique. A titre d'exemple, une grande compagnie (avec un pic de charge annuel de 10 000 MW), peut dépenser en moyenne jusqu'à 1.5 billions de dollars par an [1].

Avec la demande croissante de l'énergie électrique et l'augmentation des prix des paramètres nécessaires pour la production les compagnies d'électricité travaillent sans cesse pour garantir à leurs clients un approvisionnement continu et fiable en énergie électrique à des prix compétitifs. Afin d'atteindre cet objectif, les opérateurs du réseau ont besoin d'ajuster constamment les variables de commande du système électrique (à savoir, consignes de puissance des générateurs, prises des transformateurs, etc.). Cette tâche extrêmement difficile est exécutée par la fonction Ecoulement de Puissance Optimal (souvent désignée par l'appellation anglaise, *Optimal Power Flow*) au niveau des centres de conduites des réseaux électriques. L'écoulement de puissance optimal ou répartition optimale des puissances, souvent abrégé OPF est par conséquent, l'outil informatique de base permettant au gestionnaire du réseau de déterminer les conditions de fonctionnement sécurisé et économique du système électro-énergétique. La procédure de l'OPF utilise des méthodes basées sur la programmation mathématique afin de déterminer le réglage optimal des variables de contrôle du système et ce, en satisfaisant un ensemble d'exigences spécifiées de fonctionnement et de sécurité.

En général, le problème de l'OPF est un problème d'optimisation avec contraintes qui est très difficile à résoudre. En raison de son importance dans les applications de planification et de fonctionnement des systèmes électro-énergétiques, des efforts importants de recherches ont été consacrés au développement de procédures d'OPF efficaces et robustes.

Dans les années récentes, les techniques de calcul intelligentes, en particulier les algorithmes génétiques se sont imposés comme des méthodes puissantes et efficaces dans la résolution de plusieurs problèmes d'optimisation jugés difficiles. Cette technique offre plusieurs caractéristiques remarquables.

2. Objectifs et contributions du mémoire :

La contribution principale de ce travail de recherche est l'élaboration d'une procédure efficace capable de résoudre le problème de l'écoulement de puissance optimal (OPF) en présence de générateurs avec des caractéristiques de coût, il s'agit de développer une approche basée sur la méthode génétique (AG) . Cette dernière est testée avec

succès sur différents cas de figures qui sont extrêmement difficile en utilisant les techniques de l'algorithme génétique, en raison de l'espace de solution du problème qui est non linéaire.

La technique proposée est capable de fournir à la fin du processus d'optimisation, une famille de solutions physiquement réalisables de par la nature des contraintes et d'une précision acceptable sur le plan pratique. Cette caractéristique est particulièrement utile dans le cas où, pour des raisons imprévues, il est impossible d'implémenter la meilleure solution globale obtenue. Dans cette situation, l'opérateur du réseau peut choisir une solution différente parmi la population de la génération finale, sans recourir à la procédure d'optimisation.

3. Plan du mémoire :

La présente mémoire est structurée autour de quatre chapitres à savoir :

Le chapitre 1 est consacré à l'étude du problème de l'écoulement de puissance (ou écoulement de charge). Ce chapitre trouve sa justification dans la nécessaire détermination de l'état du système électrique en régime stationnaire. Spécifiquement, le premier chapitre présente la modélisation de quelques éléments du réseau ainsi que la méthode de résolution de Newton Raphson.

Le chapitre 2 donne une revue détaillée du problème de l'écoulement de puissance optimal (OPF). Essentiellement, la formulation mathématique du problème de l'OPF est présentée, suivi de quelques variantes de celui-ci. En plus il nous a paru indispensable de clore ce chapitre par une synthèse des méthodes classiques les plus utilisées pour la solution du problème de l'écoulement de puissance optimal.

Le chapitre 3 discute l'approche proposée basée sur l'algorithme génétique pour la solution du problème de l'écoulement de puissance optimal. Le principe général de l'algorithme génétique est discuté au début du chapitre, à la fin de ce chapitre on applique la méthode de l'algorithme génétique (AG) sur l'écoulement de puissance optimal (OPF).

Le chapitre 4 présente les 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 plusieurs études de cas.

Enfin, on clôture par une conclusion générale de ce travail avec quelques perspectives envisagées.

Liste des figures

Figure 1.1	Modèle en π d'une ligne de transmission	8
Figure 1.2	Modèle du transformateur muni de prises réglables en charge	8
Figure 1.3	Circuit équivalent du transformateur en phase	9
Figure 1.4	Organigramme de la méthode de Newton-Raphson	17
Figure 3.1	Croisement en codage binaire	35
Figure 3.2	Mutation simple	35
Figure 3.3	Structure du chromosome	40
Figure 3.4	Organigramme général des algorithmes génétique pour la solution l'écoulement de puissance optimal (OPF)	42
Figure 4.1	Réseau test à 9 jeux de barres	44
Figure 4.2	Convergence de l'AG pour un réseau de 9 JDB	46
Figure 4.3	module de tension – ligne IEEE à 9 Nœuds	46
Figure 4.4	Réseau test à 14 jeux de barres	47
Figure 4.5	Convergence de l'AG pour un réseau de 14 JDB	50
Figure 4.6	Convergence de l'AG pour un réseau de 14 JDB à partir de 10 itérations	50
Figure 4.7	module de tension – ligne IEEE à 14 Nœuds	51

Liste des tableaux

<i>Tableau A.1</i>	Données des jeux de barres du système test à 9 jeux de barres	55
<i>Tableau A.2</i>	Données des générateurs du système test à 9 jeux de barres	55
<i>Tableau A.3</i>	Données des branches du système test à 9 jeux de barres	56
<i>Tableau A.4</i>	Données des générateurs couts du système test à 9 jeux de barres	56
<i>Tableau A.5</i>	Données des jeux de barres du système test à 9 jeux de barres	57
<i>Tableau A.6</i>	Données des générateurs du système test à 14 jeux de barres	57
<i>Tableau A.7</i>	Données des branches du système test à 14 jeux de barres	57
<i>Tableau A.8</i>	Données des générateurs couts du système test à 14 jeux de barres	58
<i>Tableau 4.1</i>	Paramètres de contrôle de GA – ligne à 9 JDB	44
<i>Tableau 4.2</i>	Résultats de comparaison d’optimisation de l’algorithme génétique et NR à 9 JDB	45
<i>Tableau 4.3</i>	Paramètres de contrôle de GA – ligne à 14 JDB	48
<i>Tableau 4.4</i>	Résultats de comparaison d’optimisation de l’algorithme génétique et NR à 14 JDB	49

Listes des acronymes et abréviations

OPF	optimisation de l'écoulement de puissance.
JDB	Jeu de barres.
NR	Newton–Raphson.
AG	Algorithme génétique.
P_{Gi} et Q_{Gi}	Puissance active et réactive du générateur i .
NG	Nombre total de générateurs.
P_{Gi}^{max} et Q_{Gi}^{max}	Limites min. et max. de puissance active du générateur i .
P_{Gi}^{min} et Q_{Gi}^{min}	Limites min. et max. de puissance réactive du générateur i .
P_D	Puissance active totale demandée (charge).
\bar{Z}_{km}	Impédance série par phase de la ligne $k - m$.
r_{km} et x_{km}	Résistance et réactance série de la ligne $k - m$.
\bar{y}_{km}^{sh}	Admittance série de la ligne $k - m$.
g_{km}^{sh} et b_{km}^{sh}	Conductance et susceptance shunts de la ligne $k - m$.
\bar{y}_{km}	Admittance série de la ligne $k - m$.
g_{km} et b_{km}	Conductance et susceptance séries de la ligne $k - m$.
\bar{y}_t	Admittance du transformateur.
$\bar{T} = T e^{j\phi_t}$	Rapport de transformation complexe.
T	Module du rapport de transformation.
ϕ_t	Angle de déphasage introduit par le transformateur.
I_{bus}	Vecteur des courants complexes injectés aux jeux de barres.

V_{bus}	Vecteur des tensions complexes des jeux de barres.
Y_{bus}	Matrice admittance nodale.
\bar{Y}_{im}	Élément im de la matrice admittance.
\bar{y}_{im}	Admittance de la branche im .
\bar{I}_i	Courant net injecté à un jeu de barres i .
\bar{V}_m	Tension d'un jeu de barres m .
V_m et δ_m	Module et phase de la tension au jeu de barres m .
Y_{im} et θ_{im}	Module et argument de l'élément im de la matrice admittance.
e_m et f_m	Partie réelle et imaginaire de la tension au jeu de barres m .
G_{im} et B_{im}	Conductance et susceptance de l'élément im de la matrice admittance.
\bar{S}_i	Puissance apparente injectée à un jeu de barres i .
P_i et Q_i	Injection des puissances active et réactive au jeu de barres i .
N	Nombre total de bus.
P_{Di} et Q_{Di}	Puissance active et réactive demandée au jeu de barres i .
NG	Nombre de générateurs.
H, N, J et L	Sous matrices du Jacobien.
$\Delta P_i^{(k)}$ et $\Delta Q_i^{(k)}$	Vecteur écarts de puissances actives et réactives à l'itération k .
$\Delta V_i^{(k)}$ et $\Delta \delta_i^{(k)}$	Accroissements des modules et phase de tension au JDB i à l'itération k .
F	Fonction objectif.
G	Ensemble des contraintes d'égalité.

H	Ensemble des contraintes d'inégalité.
g_i	$i^{\text{ème}}$ contrainte d'égalité.
h_i	$i^{\text{ème}}$ contrainte d'inégalité.
U	Vecteur des variables de contrôle.
X	Vecteur des variables d'état.
n_c	Nombre de variables de contrôle.
n_s	Nombre de variables d'état.
R	Nombre de contraintes d'égalité g.
M	Nombre de contraintes d'inégalité h.
u^{\min} et u^{\max}	Limites max. et min. des variables de contrôle.
x^{\min} et x^{\max}	Limites max. et min. des variables de d'état.
N_s	Ensemble des indices de tous les nœuds sauf le nœud de référence.
N_l	Ensemble des indices de tous les nœuds de charge.
N_g	Ensemble des indices de tous les nœuds générateurs.
N_c	Ensemble des indices de tous les nœuds munis de sources réactives.
N	Ensemble des indices de tous les nœuds du système.
N_p	Taille de la population.
G	Numéro de génération.
a_i et β_i et γ_i	coefficient du cout.
$V_{Gi \min}$ et $V_{Gi \max}$	Limites minimale et maximale sur la variable tension.

T_{imin} et T_{imax}

Limites minimale et maximale sur la variable du rapport de Transformation.

P_{Gslack}^{min} et P_{Gslack}^{max}

Limites minimale et maximale sur la variable de puissance active générée.

Q^{min} et Q^{max}

Limites minimale et maximale sur la variable de puissance réactive générée.

P_c

La probabilité de croisement.

P_m

La probabilité de mutation.

U^T

Variables de contrôle.

x^T

Variables d'état.

CHAPITRE 1

GENERALITES SUR L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE

1.1 Introduction

Les études du problème de l'écoulement de puissance connu aussi par l'écoulement de charge constituent la colonne vertébrale de toute analyse et conception d'un système électro énergétique. Ces études sont nécessaires pour la planification et les développements futurs des réseaux et aussi pour assurer un fonctionnement fiable des systèmes existants. L'objectif général de ce chapitre est l'étude du fonctionnement du système électrique en régime permanent. En effet, on a besoin de connaître à un instant donné l'état du système électrique en régime stationnaire, soit pour analyser dans une situation donnée l'adéquation à la demande des capacités de production et de transport, soit pour servir de point de départ (état initial) à des simulations de régimes dynamiques comme le calcul des courants de courts circuit et l'analyse de la stabilité transitoire. Le but du calcul de l'écoulement de puissance est de déterminer, en régime triphasé permanent équilibré, les modules et phases des tensions en tout point du réseau. En utilisant ces valeurs, on peut calculer les puissances actives et réactives transitant par les lignes de transport et les transformateurs ainsi que les pertes de transmission.

En 1956, Ward et Hall [2] proposèrent le premier programme informatique pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance. Depuis, les chercheurs ont dépensé des efforts considérables pour développer des méthodes de calcul plus efficaces et plus fiables.

La formulation mathématique du problème de l'écoulement de puissance fait apparaître un système d'équations algébriques non linéaires, qui expriment l'injection des puissances actives et réactives en fonction des modules et phases des tensions des jeux de barres. En raison de leur non linéarité, la résolution de ces équations algébriques nécessite une technique itérative de calcul. Actuellement, la méthode de résolution la plus couramment utilisée si se de Newton Raphson qui sera discutée en détail au sein de ce chapitre.

Le calcul de l'écoulement de puissance discuté dans ce chapitre porte sur les systèmes électriques fonctionnant en régime triphasé permanent équilibré. La section 1.2 donne un résumé sur la structure générale des réseaux électriques .La section 1.3 présente les modèles de quelques composants des réseaux électriques. La dérivation des équations de l'écoulement de puissance est détaillée dans la section 1.4. La section 1.5 explique les notions du fondamental les problème de l'écoulement de puissance, tandis que la section 1.6 décrit la technique de solution la plus réputée et si la méthode de Newton Raphson.

1.2. Aperçu sur l'architecture des réseaux électriques :

Le réseau de transport et d'interconnexion à très haute tension (400 kV, 225 kV) forme un ensemble maillé sur lequel sont raccordés les grandes centrales (>300MW). Il est complété par un réseau de répartition à haute tension (60 kV à 150 kV) exploité soit en bouclé fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte et sur lequel se raccordent des centrales électriques de moindre puissance, ainsi que les grands utilisateurs industriels (>100 MVA). On trouve ensuite un réseau de distribution (de 20 kV à 400 V) desservant la clientèle (petites et moyennes entreprises, commerces, secteurs résidentiels, etc.) à travers des postes de répartition. Ce réseau de distribution est généralement de structure radiale, éventuellement bouclable dans les zones urbaines pour assurer la continuité de service.

L'alimentation d'une grande agglomération se fait en général par une boucle à 380 kV ou 225 kV alimentée par le réseau d'interconnexion et sur laquelle sont raccordés des postes abaisseurs vers le réseau de répartition. Sur ce réseau de répartition sont branchés des postes abaisseurs (postes de répartition) vers le réseau de distribution

(15 kV à 20 kV) qui est bouclé ou bouclable et enfin le réseau basse tension de structure radiale alimentant les consommateurs (en triphasé ou en monophasé).

1.3. Modélisation des composants du réseau électrique :

Un réseau de transport ou de distribution électrique contient un ensemble de composants qu'on doit modéliser afin d'établir les équations qui gouvernent le système électrique. Dans les sections qui suivent, on va exposer quelques modèles algébriques de bas relatifs aux composants du réseau qui sont nécessaires pour le calcul de l'écoulement de puissance.

1.3.1. Générateurs

Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les générateurs sont modélisés comme des injecteurs de courants. Dans l'état stationnaire, un générateur est généralement contrôlé de sorte que la puissance active injecté au jeu de barres et la tension aux bornes du générateur soient maintenues constantes. La puissance active délivrée par le générateur est réglée à travers le contrôle de la turbine, qui doit être dans les limites de la capacité du système turbine – générateur. La tension est liée principalement à l'injection de la puissance réactive au jeu de barres de production et comme le générateur doit fonctionner dans les limites de sa courbe de capacité réactive Q(P) , il n'est pas possible de régler la tension en dehors de certaines limites admissibles [3].

1.3.2. Lignes de transmission

La ligne de transmission est représentée par le modèle en π à paramètres concentrés (Fig. 1.1) .Ces paramètres spécifiques pour des lignes ou des câbles avec une configuration donnée, dépendent de la nature des conducteurs et de leurs géométries.

Ce modèle est caractérisé les paramètres suivants [4]:

- L'impédance série par phase \bar{Z}_{km} (en Ω)

$$\bar{Z}_{km} = r_{km} + jx_{km} \quad (1.1)$$

Ou r_{km} et x_{km} sont, respectivement, la résistance et la réactance série de la ligne entre les jeux de barres k et m.

- L'admittance shunt par phase \bar{y}_{km}^{sh} (en Siemens) :

$$\bar{y}_{km}^{sh} = g_{km}^{sh} + jb_{km}^{sh} \quad (1.2)$$

Où g_{km}^{sh} et jb_{km}^{sh} sont, respectivement, la conductance et la susceptance shunts de la ligne entre les jeux de barres k et m.

Dans les études de l'écoulement de puissance, on a souvent besoin de l'admittance série \bar{y}_{km} des lignes, qui est donnée par :

$$\bar{y}_{km} = \frac{1}{r_{km} + jx_{km}} = g_{km} + jb_{km}. \quad (1.3)$$

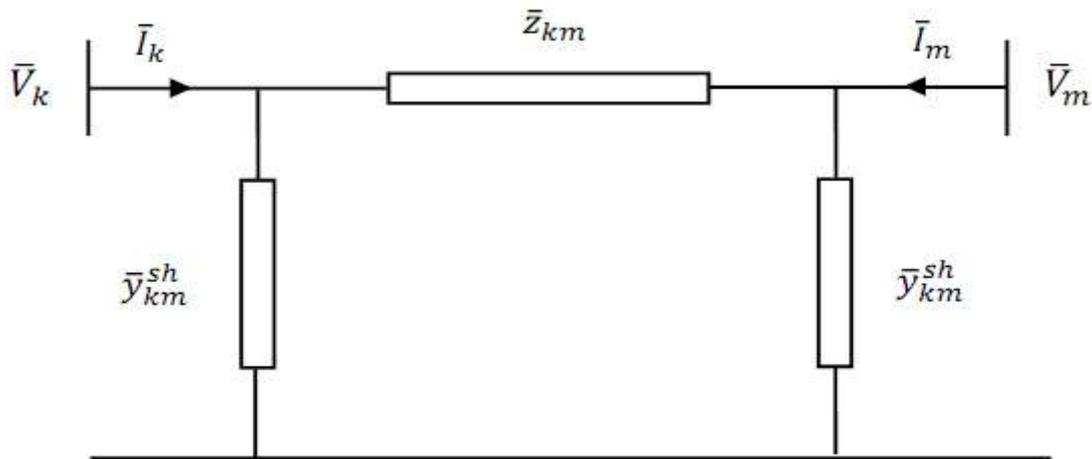


Figure 1.1 : Modèle en π d'une ligne de transmission

où g_{km} et b_{km} sont, respectivement, la conductance et la susceptance série de la ligne entre les jeux de barres k et m. Dans la plupart des cas, la valeur de g_{km}^{sh} est si petite qu'on peut la négliger.

1.3.3. Transformateurs de puissance

En général, les transformateurs de puissance haute tension sont munis de prises réglables en charge afin de maintenir un niveau de tension acceptable et d'assurer la régulation de la puissance active et réactive transitant sur les lignes de transports.

Ce type de transformateur est généralement représenté par une admittance branchée en série avec un transformateur idéal d'un rapport de transformation complexe [4] (Fig. 1.2).

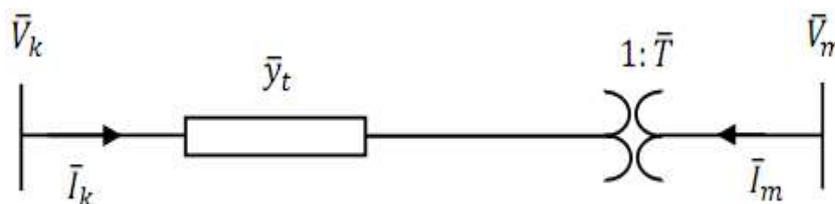


Figure 1.2 : Modèle du transformateur muni de prises réglables en charge

Les équations des tensions nodales du transformateur peuvent être écrites sous la forme

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_k \\ \bar{I}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{y}_k & -\bar{y}_t/\bar{T} \\ -\bar{y}_t/\bar{T}^* & -\bar{y}_t/T^2 \end{bmatrix}, \quad (1.4)$$

où

\bar{y}_t est l'admittance du transformateur exprimée en unités relatives p.u. (dans la base du transformateur),

$\bar{T} = Te^{j\phi_t}$, représente le rapport de transformation complexe,

ϕ_t est l'angle de déphasage introduit par le transformateur entre les jeux de barres k et m.

On note que dans la **Figure 1.2**, le réglage du transformateur est disposé du côté du jeu de barres m.

Dépendant du rapport de transformation \bar{T} s'il est réel ou complexe, le transformateur est dit en phase ($\phi_t = 0$) ou déphaseur ($\phi_t \neq 0$). Dans le cas où \bar{T} est réel, le circuit équivalent du transformateur en phase est représenté dans la Figure 1.2 [4]. Donc, le transformateur est facilement intégré dans le modèle du réseau, par une modification directe de la matrice admittance nodale du système en incorporant les éléments correspondants du schéma équivalent représenté dans la Figure 1.3.

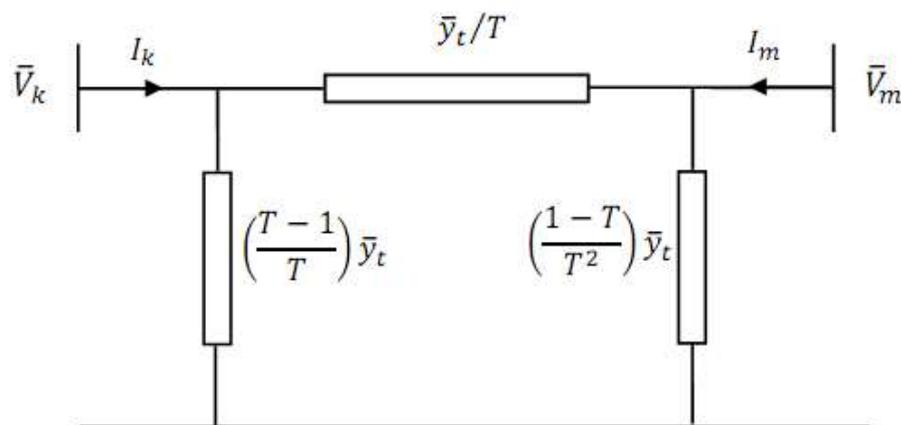


Figure 1.3: Circuit équivalent du transformateur en phase

1.3.4. Charges électriques

Les charges électriques reflètent souvent des postes de répartition (sous-stations) qui alimentent des réseaux de distribution. Ces charges sont connectées au réseau à travers des transformateurs munis de prises réglables en charge où, le niveau de

tension de la charge est maintenu pratiquement constant. Dans ce travail, les charges sont modélisées par des injections négatives de puissance dans les jeux de barres.

1.3.5. Eléments shunt

Dans la plupart des cas, les éléments shunt sont des dispositifs destinés à la condensateurs et inductances fixes, compensateurs synchrones ou compensateurs statiques (SVC). Chaque élément connecté au réseau sera modélisé, suivant le cas, par une admittance équivalente ou une injection de puissance.

1.4. Formulation des équations de l'écoulement de puissance

Dans cette partie, toutes les grandeurs sont exprimées en valeurs relatives (système par unit ou p.u.), à partir d'une puissance apparente triphasée de base et de la tension nominale composée de chaque jeu de barres, avec une tension de base par niveau de tension.

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

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \vdots \\ \bar{I}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{12} & \cdots & \bar{Y}_{1N} \\ \bar{Y}_{21} & \bar{Y}_{22} & \cdots & \bar{Y}_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{N1} & \bar{Y}_{N2} & \cdots & \bar{Y}_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \vdots \\ \bar{V}_N \end{bmatrix}, \quad (1.5)$$

Ou encore

$$I_{BUS} = Y_{bus} V_{bus}, \quad (1.6)$$

où $I_{bus} = [\bar{I}_1 \cdots \bar{I}_N]^T$ est le vecteur $N \times 1$ des courants complexes injectés à chaque jeu de barres, $V_{bus} = [\bar{V}_1 \cdots \bar{V}_N]^T$ est le vecteur $N \times 1$ des tensions complexes de chaque jeu de barres et Y_{bus} est la matrice admittance nodale $N \times N$ du système.

La matrice admittance nodale est formée sur la base des composants du réseau électrique (lignes de transmission, transformateurs, batteries de condensateurs et réactances), représentés par leurs modèles discutés dans la section 1.2. Chaque composant du réseau peut être connecté entre deux jeux de barres i et m, ou entre un jeu de barres i et le

jeu de barres de référence (jeu de barres 0) . Les éléments de la matrice admittance peuvent être obtenus en fonction des admittances des composants du réseau, en appliquant les règles suivantes :

- \bar{Y}_{ii} l'élément diagonal ii , est égal à la somme des admittances de tous les composants connectés au jeu de barres i , soit :

$$\bar{Y}_{ii} = \sum_{m=0, m \neq i}^N \bar{y}_{im} \quad (1.7)$$

- \bar{y}_{im} , l'élément hors diagonale i est égal à la somme négative des admittances de tous les composants connectés entre les jeux de barres i et m , c'est à dire :

$$\bar{Y}_{im} = - \sum_{m \neq i} \bar{y}_{im} \quad (1.8)$$

D'après (2.5), le courant net injecté à un jeu de barres i , peut s'écrire :

$$\bar{I}_i = \sum_{m=1}^N \bar{y}_{im} \bar{V}_m \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (1.9)$$

Les grandeurs complexes \bar{V}_m et \bar{Y}_{im} sont représentées sous la forme polaire ou rectangulaire suivantes :

$$\bar{V}_m = V_m \cos \delta_m + j V_m \sin \delta_m = e_m + j f_m \quad (1.10)$$

$$\bar{Y}_{im} = Y_{im} \cos \theta_{im} + j Y_{im} \sin \theta_{im} = G_{im} + j B_{im} \quad (1.11)$$

où δ_m est la phase de la tension au jeu de barres m (mesurée par rapport à une certaine référence des phases), θ_{im} est la phase (ou l'argument) de l'élément i m de la matrice admittance, où e_m et f_m sont, respectivement, la partie réelle et la partie imaginaire de \bar{V}_m , G_m et B_m sont, respectivement, la partie réelle (ou conductance) et la partie imaginaire (ou susceptance) de \bar{Y}_{im} .

L'expression de la puissance apparente \bar{S}_i injectée à un jeu de barres i s'obtient par :

$$\bar{S}_i = P_i + j Q_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* = \bar{V}_i \sum_{m=1}^N \bar{Y}_{im}^* \bar{V}_m^*, \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (1.12)$$

où P_i et Q_i sont, respectivement, l'injection des puissances active et réactive au jeu de barres i . En remplaçant (1.10) et (1.11) dans (1.12), on a :

$$P_i = \sum_{m=1}^N V_i V_m Y_{im} \cos(\delta_i - \delta_m - \delta_{im}), i = 1, 2, \dots, N \quad (1.13)$$

$$Q_i = \sum_{m=1}^N V_i V_m Y_{im} \sin(\delta_i - \delta_m - \delta_{im}), i = 1, 2, \dots, N \quad (1.14)$$

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 :

$$P_i = P_{Gi} + P_{Di} \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (1.15)$$

$$Q_i = Q_{Di} + Q_{Gi} \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (1.16)$$

où P_{Gi} , P_{Di} , Q_{Di} , Q_{Gi} sont, respectivement, la puissance générée, la puissance demandée, la puissance réactive générée et la puissance demandée au jeu de barres i . Finalement, les équations d'équilibre de puissance sont de la forme :

$$P_{Gi} = P_{Di} + \sum_{m=1}^N V_i V_m Y_{im} \cos(\delta_i - \delta_m - \theta_{im}), i = 1, 2, \dots, N \quad (2.17)$$

$$Q_{Gi} = Q_{Di} + \sum_{m=1}^N V_i V_m Y_{im} \sin(\delta_i - \delta_m - \theta_{im}), i = 1, 2, \dots, N \quad (2.18)$$

1.5. Problème de l'écoulement de puissance

Il y a quatre grandeurs fondamentales associées à chaque jeu de barres i du réseau, à savoir : module de tension V_i , phase de tension δ_i , puissance active injectée P_i , puissance réactive injectée Q_i . Pour chaque jeu de barres, deux variables doivent être spécifiées au préalable et les deux autres sont à calculer. Les modules et les phases des tensions inconnues sont appelés variables d'état. L'état du système n'est déterminé qu'après avoir calculer ces valeurs.

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

- **Jeu de barres de référence** : Ce jeu de barres connu aussi par le jeu de barres balancier ou bilan, est choisi parmi ceux où un générateur est connecté. Le rôle de ce jeu de barres est de fournir la puissance supplémentaire nécessaire pour compenser les pertes de transmission, car celles-ci ne sont pas connues d'avance. En plus, ce jeu de barres sert de référence pour les phases des tensions. Par convention, ce jeu de barres est identifié par le jeu de barres no.1, dont le problème est obtenu. Q_i est calculée d'après (1.14).
- **Jeu de barres de charge** : Chaque jeu de barres du système dont l'injection des puissances actives et réactives sont données, est considéré comme un jeu de barres de charge. Donc, il est évident que les deux équations d'équilibre de puissance pour chaque jeu de barres de charge sont explicitement considérées dans la formulation du problème. La procédure de l'écoulement de puissance donne les valeurs de V_i et δ_i .

On note que pour un réseau de N jeux de barres avec NG jeux de barres à tension contrôlée (ou générateur), le problème de l'écoulement de puissance implique la solution d'un système de $2N - NG - 2$ équations. Le nombre des variables d'état V_i et δ_i est aussi $2N - NG - 2$. Dans ces conditions, le système d'équation est bien posé. Toutefois, cela ne garantit pas qu'une solution existe en raison de la non linéarité des équations. Il peut alors y avoir une solution unique, des solutions multiples ou aucune solution.

1.6. Méthode de Résolution du problème de l'écoulement de puissance :

La méthode initialement utilisée était la méthode de Gauss-Seidel, qui a l'inconvénient de converger en un nombre d'itérations proportionnel à la taille du réseau. Actuellement, la méthode universellement adoptée est la méthode de Newton Raphson, dont le nombre d'itérations requis pour obtenir une solution est indépendant de la taille du réseau étudié. Ces dernières sont décrites les sections suivantes.

1.6.1. Méthode de Newton Raphson :

Cette méthode implique des résolutions répétées d'un système d'équations linéaires, qui sont une approximation linéaire du système original d'équations non linéaires décrit par (1.13) et (1.14) . Cette approximation linéaire est obtenue par un développement en série de Taylor des expressions (1.13) et (1.14). On est ainsi conduit à formuler le système linéaire :

$$\Delta P_i = \sum_{m=1}^N \left(\frac{\partial P_i}{\partial \delta_m} \Delta \delta_m + \frac{\partial P_i}{\partial V_m} \Delta V_m \right), i = 2, \dots, N \quad (1.19)$$

$$\Delta Q_i = \sum_{m=1}^N \left(\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_m} \Delta \delta_m + \frac{\partial Q_i}{\partial V_m} \Delta V_m \right) i = 2, \dots, N \quad (1.20)$$

Ou sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (1.21)$$

où H, N, J et L sont, respectivement, des sous matrices de dimension $(N - 1) \times (N - 1)$, $(N - 1) \times (N - NG - 1)$, $(N - NG - 1) \times (N - 1)$ et $(N - NG - 1) \times (N - NG - 1)$. Ces sous-matrices forment la matrice Jacobienne du système.

Les éléments diagonaux de la matrice Jacobienne sont calculés par:

$$H_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^N V_i V_m Y_{im} \sin(\delta_m - \delta_i - \theta_{im}) \quad (1.22)$$

$$N_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial V_i} = 2V_i Y_{ii} \cos \theta_{ii} + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^N V_m Y_{im} \cos(\delta_m - \delta_i - \theta_{im}) \quad (1.23)$$

$$J_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^N V_i V_m Y_{im} \cos(\delta_m - \delta_i - \theta_{im}) \quad (1.24)$$

$$L_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = -2V_i Y_{ii} \sin \theta_{ii} + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^N V_i Y_{im} \sin(\delta_m - \delta_i - \theta_{im}) \quad (1.25)$$

De la même manière, les éléments hors diagonaux de la matrice Jacobienne sont :

$$H_{im} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_m} = - V_i V_m Y_{im} \sin(\delta_m - \delta_i - \theta_{im}) \quad (1.26)$$

$$N_{im} = \frac{\partial P_i}{\partial V_m} = - V_i Y_{im} \cos(\delta_m - \delta_i - \theta_{im}) \quad (1.27)$$

$$J_{im} = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_m} = - V_i V_m Y_{im} \cos(\delta_m - \delta_i - \theta_{im}) \quad (1.28)$$

$$L_{im} = \frac{\partial Q_i}{\partial V_m} = - V_i Y_{im} \sin(\delta_m - \delta_i - \theta_{im}) \quad (1.29)$$

La procédure de calcul de l'écoulement de puissance en utilisant la méthode de Newton Raphson est résumée dans les étapes suivantes :

1. Initialiser le compteur d'itération, $k = 0$
2. Affecter des valeurs initiales aux modules et phases des tensions, $V_i^{(0)}$ et $\delta_i^{(0)}$
D'habitude, les valeurs initiales sont $V_i^{(0)} = 1 \text{ p.u}$ et $\delta_i^{(0)} = 0$.

3. Calculer le vecteur des écarts de puissances $\Delta P_i^{(k)}$ et $\Delta Q_i^{(k)}$ comme suit :

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{spec} + P_i^{(k)} \quad (1.30)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{spec} + Q_i^{(k)} \quad (1.31)$$

Les écarts de puissances représentent la différence entre l'injection des puissances spécifiées et la valeur actuelle de l'injection des puissances calculées sur la base des formules (1.13) et (1.14), en fonction des valeurs actuelles des variables d'état.

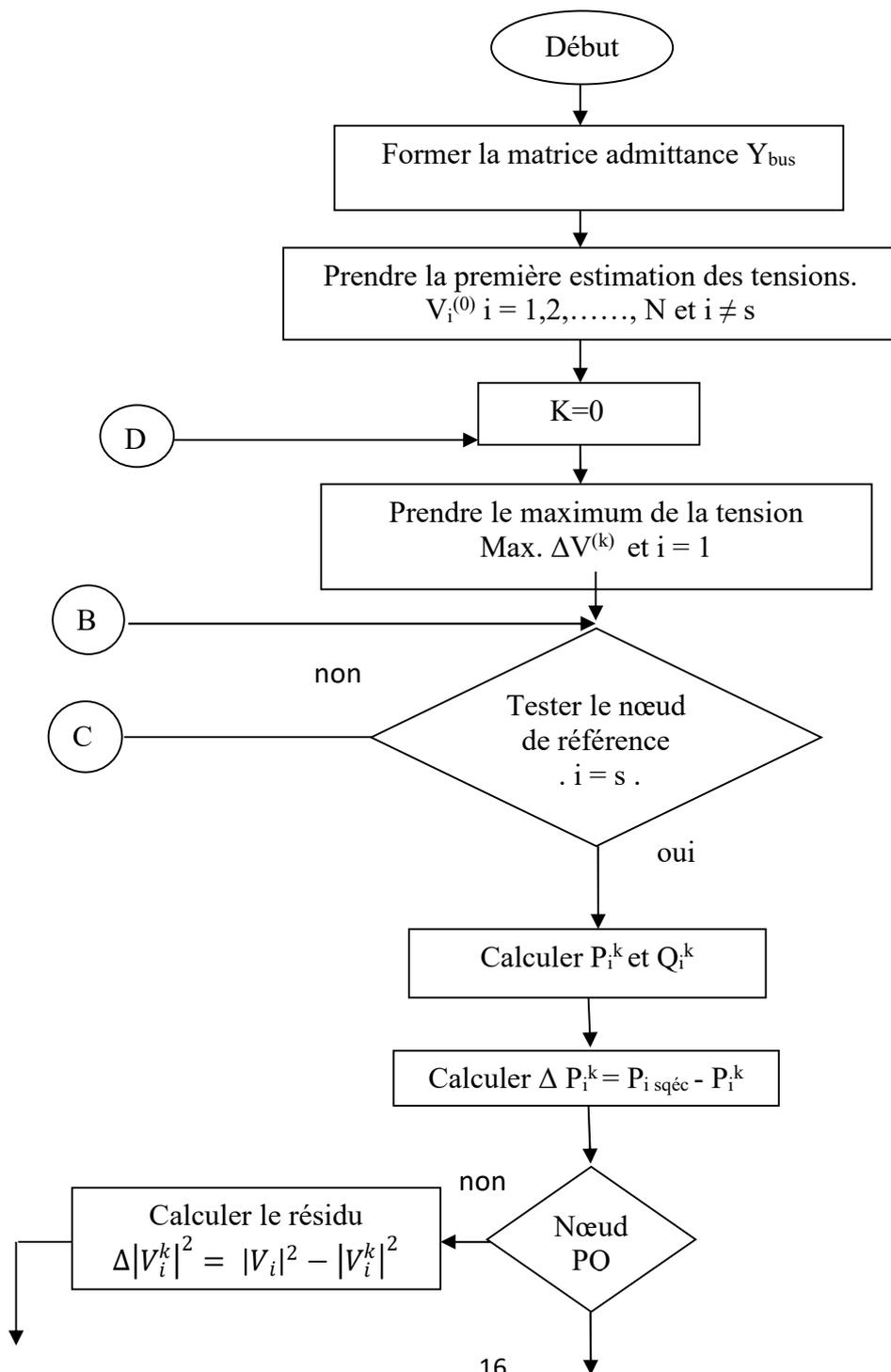
4. Vérifier la convergence. Si le vecteur des écarts de puissance est inférieur à une certaine précision $|\Delta P_i^{(k)}| \leq \varepsilon$ et $|\Delta Q_i^{(k)}| \leq \varepsilon$ stop. Sinon, continuer.
5. Calculer les éléments de la matrice Jacobienne (H, N, J et L) à partir de (1.22) et (1.29).
6. Résoudre le système (1.21) par rapport à $[\Delta \delta \ \Delta V]^T$, par l'inversion directe de la matrice jacobienne ou par la technique de factorisation triangulaire et l'élimination gaussienne.
7. Calculer les nouvelles estimations des variables d'états :

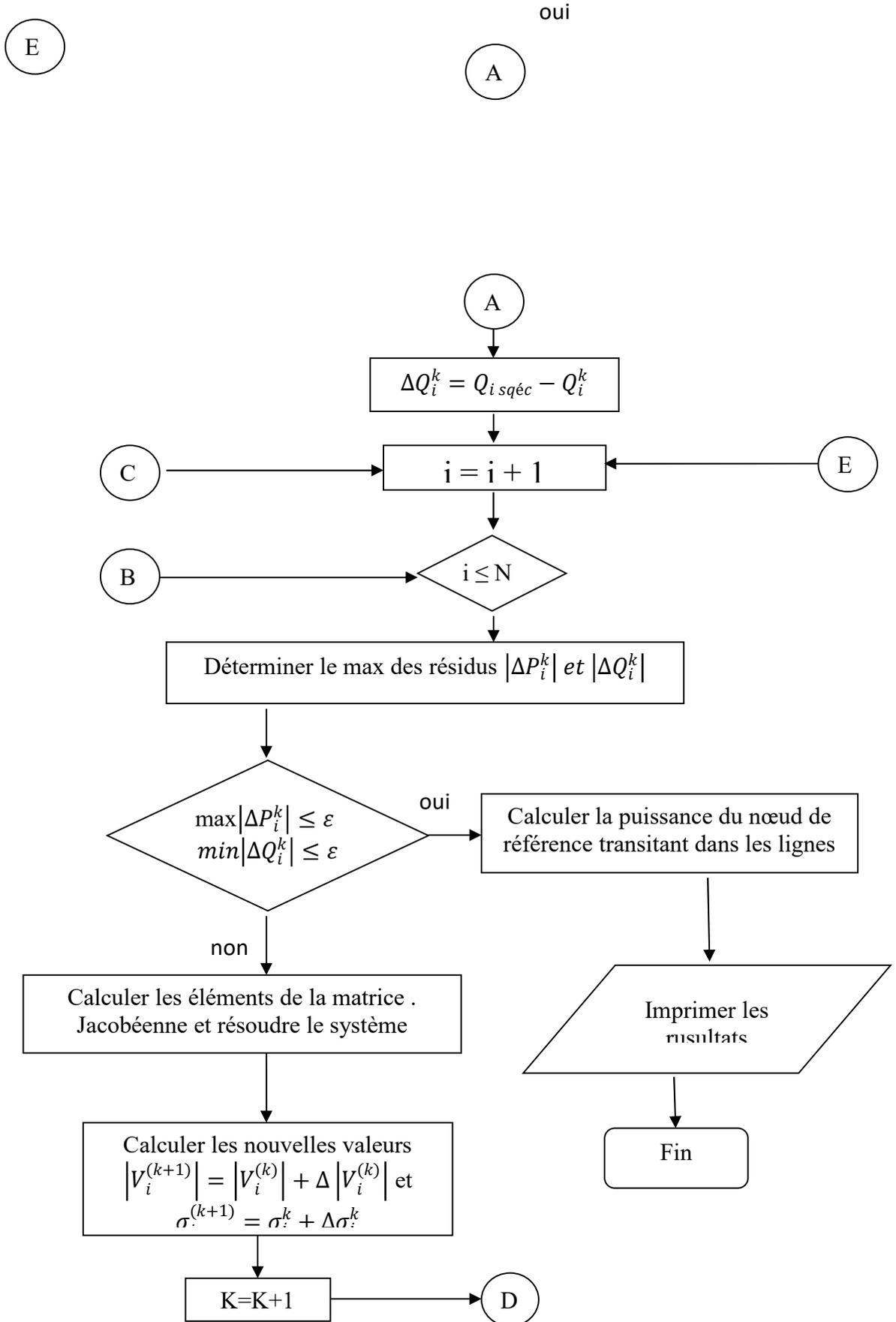
$$V_i^{(k+1)} = V_i^{(k)} + \Delta V_i^{(k)} \quad (1.32)$$

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (1.33)$$
8. Incrémenter k de 1 et retourner à l'étape 3.

Il faut noter que si la puissance réactive générée au niveau d'un jeu de barres à tension contrôlée dépasse sa limite minimale ou maximale, celui-ci change de type et sera considéré comme un jeu de barres de charge. La puissance réactive générée est assignée à la limite dépassée et le module de la tension devient alors une inconnue qui doit être calculée.

1.6.2 Organigramme de la méthode de Newton-Raphson





1.7 CONCLUSION

Dans ce chapitre, Nous avons modélisé les différents composants du réseau électrique à savoir : le groupe turbo-alternateur, les lignes de transport, les transformateurs et les charges. Nous avons aussi présenté de manière détaillée le calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de résolution la plus couramment utilisée « Newton Raphson (NR) ».

CHAPITRE 2

PROBLEME DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL

2.1. Introduction

De nos jours, les réseaux électriques sont de plus en plus complexes en faisant intervenir des dizaines, voire des centaines de générateurs et des centaines ou des milliers de lignes de transport et de transformateurs. Donc, il est nécessaire de faire appel à des outils informatiques spécialisés pour chercher le point de fonctionnement optimal du système. Ce programme de calcul connu par L'écoulement de Puissance Optimal (souvent désigné par l'appellation anglaise, *Optimal Power Flow* ou OPF) est un outil d'optimisation important intégré au système de gestion de l'énergie (*Energy Management System* ou EMS) au niveau des centres de conduite des réseaux électriques. Le rôle de la fonction OPF est de déterminer, par un processus itératif, la valeur des variables de commande, telles que les consignes de puissance des générateurs et les prises de réglage des transformateurs, afin de minimiser une fonction objectif, par exemple le coût global d'exploitation ou les pertes de puissance, en tenant compte de certaines contraintes techniques du système à savoir, les domaines de fonctionnement des générateurs, les tensions et les courants admissibles des lignes, des transformateurs et de l'appareillage (disjoncteurs, sectionneurs), ainsi que les contraintes environnementales (émission de polluants gazeux comme le SO₂ et le NO_x).

Le problème de la répartition optimale des puissances (OPF) est l'un des principaux problèmes rencontrés par les ingénieurs d'études des réseaux électriques qui utilisent les outils de la recherche opérationnelle. Depuis le début des années 60, la plupart des méthodes d'optimisation non linéaire ont été expérimentées pour le résoudre. Le problème de l'OPF a été introduit pour la première fois par Carpentier en 1962 sous la forme d'un dispatching économique contraint [5]. Une formulation plus générale de ce problème a vu le jour en 1968 grâce à Dommel et Tinney [6].

Depuis lors, le problème de l'OPF a connu un grand intérêt de la part des chercheurs afin d'élaborer des méthodes plus fiables et plus efficaces, basées sur diverses techniques d'optimisation.

Ce chapitre est dédié à une revue complète et détaillée du problème de l'OPF. Le paragraphe 2.2 présente quelques applications de la procédure de l'OPF. La formulation mathématique conventionnelle de ce problème est introduite dans le paragraphe 2.3.

2.2. 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 les plus courantes sont :

- **Minimisation du coût**

Le point de départ de l'OPF est la minimisation des coûts d'exploitation des réseaux électriques. La minimisation du coût est le principal objectif dans cette catégorie. Le but étant de trouver les puissances optimales à générer par les centrales de façon à minimiser le coût total de génération [7-8].

- **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 sont les objectifs les plus couramment utilisés [9].

- **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 jeux de barres de charge [10].

- **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 [11]. 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 [12].

- **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 [13]. 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 [14].

2.3. 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 :

$$\min f(x, u) \quad (2.1)$$

$$\text{sujet à } g(x, u) = 0 \quad (2.2)$$

$$h(x, u) \leq 0 \quad (2.3)$$

$$x^{\min} \leq x \leq x^{\max} \quad (2.4)$$

$$u^{\min} \leq u \leq u^{\max} \quad (2.5)$$

dans lequel x représente le vecteur des n_s variables d'état, u est le vecteur des n_c variables de contrôle, représente la fonction objectif à optimiser, $g(x, u) = 0$ traduisent les contraintes d'égalité, et représentent les m contraintes d'inégalité. X_{\min} , X_{\max} , U_{\min} , et U_{\max} sont les limites admissibles des variables de décisions correspondantes.

2.3.1. Variables de contrôle

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

- les puissances actives générées par les alternateurs,
- les puissances réactives générées par les alternateurs,
- les modules des tensions des jeux de barres générateurs,
- les positions des prises de réglage des transformateurs en phase,
- les phases des transformateurs déphaseurs,
- les puissances réactives délivrées par les compensateurs synchrones,
- les puissances réactives fournies par les compensateurs statiques (SVC),
- les puissances réactives des batteries/bobines de compensation,
- les puissances nettes échangées entre les systèmes interconnectés.

Une attention particulière doit être adressée au type des variables de contrôle. En effet, certaines variables de contrôle sont de nature discrète (elles ne sont ajustables que par des pas discrets). Parmi les exemples de ces variables nous citons, la position des prises de réglage des transformateurs en phase, la phase des transformateurs déphaseurs, et la taille des batteries de condensateurs ou des bobines. Actuellement, la plupart des approches de l'OPF considèrent que toutes les variables sont de nature continue, et une

fois la solution optimale obtenue, chaque variable discrète est arrondie à la valeur de réglage discrète la plus proche. Cependant, cette procédure présente plusieurs carences. En effet, il n'y a aucune garantie que la solution arrondie soit la solution optimale, ce qui fait que cette dernière peut devenir non réalisable (c'est-à-dire que quelques contraintes peuvent être violées). En plus, arrondir les variables discrètes ne convient pas pour contrôler les dispositifs avec une taille large du pas, comme les batteries de condensateurs et les bobines. Une solution possible pour remédier à ces problèmes est d'utiliser une représentation exacte des variables de contrôle discrètes. Dans ces conditions, le problème de l'OPF doit être formulé comme un problème d'optimisation non linéaire impliquant à la fois des variables de contrôles continues et discrètes. Ce type de problèmes d'optimisation est communément appelée problèmes de programmation non linéaire mixte [15].

2.3.2. Variables d'état

Ce sont les variables du problème qui dépendent des variables de contrôle. Ces variables sont essentiellement les modules des tensions des jeux de barres de charges, et les phases des tensions de tous les jeux de barres (sauf le jeu de barres de référence). L'état de fonctionnement d'un système électrique est complètement déterminé par les variables de contrôle et les variables d'état.

2.3.3. Fonction objectif

La fonction objectif représente le critère (ou l'index de performance) utilisé pour l'optimisation. On peut citer quelques fonctions objectives usuelles dans les études de l'OPF, qui sont :

- 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,
- puissances actives transmissibles maximum,

- 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).

2.3.4. Contraintes d'égalité

Ces contraintes sont traduites par les lois physiques gouvernant le système électrique. En régime stationnaire, la puissance générée doit satisfaire la demande de charge plus les pertes de transmission. Cet équilibre énergétique est décrit par les équations d'équilibre de l'écoulement de puissance, déjà discutées dans le chapitre 1, et qui sont formulées par :

$$P_{Gi} = P_{Di} + \sum_{m=1}^N V_i V_m V_{im} \cos(\delta_i - \delta_m - \theta_{im}), \quad \forall i \in N_s \quad (2.6)$$

$$Q_{Gi} = Q_{Di} + \sum_{m=1}^N V_i V_m V_{im} \sin(\delta_i - \delta_m - \theta_{im}), \quad \forall i \in N_t \quad (2.7)$$

où N_s est l'ensemble des jeux de barres du système (excepté le JDB de référence) et N_t est l'ensemble des jeux de barres de charge. Conformément à ce qui a été avancé au chapitre 1, paragraphe 1.5, l'équation d'équilibre de puissance relative au jeu de barres de référence ainsi que celles des puissances réactives des jeux de barres à tensions contrôlées n'ont pas été incluses dans (2.6) et (2.7).

2.3.5. Contraintes d'inégalité

Les contraintes d'inégalité reflètent les limites admissibles de fonctionnement des éléments physiques du système. Ces contraintes peuvent inclure des limites sur des variables de décision, ou des limites sur des fonctions non linéaires. Ces limites ne doivent pas être violées, afin d'assurer la sécurité du système. Les contraintes d'inégalité habituelles peuvent inclure :

- **Limites des puissances actives et réactives des générateurs** : Les puissances actives et réactives délivrées par les unités thermiques doivent être maintenues dans des

limites admissibles. Ces limites sont imposées par certaines limitations thermiques et opérationnelles au niveau de chaque unité :

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max}, \forall i \in N_g \quad (2.8)$$

$$Q_{Ci}^{min} \leq Q_{Ci} \leq Q_{Ci}^{max}, \forall i \in N_g \quad (2.9)$$

où

P_{Gi}^{min} est la limite minimale de puissance active générée au niveau du JDB i ,

P_{Gi}^{max} est la limite maximale de puissance active générée au niveau du JDB i ,

Q_{Ci}^{min} est la limite minimale de puissance réactive générée au niveau du JDB i ,

Q_{Ci}^{max} est la limite maximale de puissance réactive générée au JDB i ,

N_g est l'ensemble des indices de tous les JDB générateurs.

- **Limites des modules de tension** : Pour des raisons de sécurité et de stabilité du système électrique, les fluctuations de tension sont indésirables. Donc, il est en général important de maintenir la tension au niveau de tous les jeux de barres dans des limites admissibles, à savoir :

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}, \forall i \in N \quad (2.10)$$

où

V_i^{min} est la limite minimale du module de tension au niveau du JDB i ,

V_i^{max} est la limite maximale du module de tension au niveau du JDB i ,

N est l'ensemble des JDB du système.

- **Limites de réglage des prises des transformateurs en phase** : Les transformateurs dotés de prises de réglage sont utilisés pour le réglage des modules des tensions, et la régulation du flux des puissances réactives. Les positions de ces prises sont limitées par deux valeurs l'une minimale et l'autre maximale et que nous écrivons comme il suit :

$$T_{im}^{min} \leq T_{im} \leq T_{im}^{max}, \forall (i, m) \in N_t \quad (2.11)$$

où :

T_{im}^{min} est la limite minimale du régulateur du transformateur entre les JDB i et m ,

T_{im}^{max} est la limite maximale du régulateur du transformateur entre les JDB i et m ,

N_t : est l'ensemble des paires d'indices ordonnées (i, m) de tous les JDB de départ et d'arrivée auxquels les transformateurs réglables sont raccordés.

- **Limites des écoulements de puissance** : Afin d'assurer la sécurité dans le fonctionnement du système électrique, les branches (lignes de transport ou transformateurs) ne doivent en aucun cas être surchargés. Donc, l'écoulement de puissance sur chaque branche est limité par une valeur maximum qui est généralement spécifiée. Ces restrictions sont généralement conditionnées par les limites thermiques des composants du réseau, ou par des considérations de sécurité. Généralement, il s'agit des limites des puissances apparentes transitant sur les branches qui sont de la forme :

$$S_{im} \leq S_{im}^{max} \quad \forall (i, m) \in N_b \quad (2.14)$$

où S_{im}^{max} est la limite maximale de puissance apparente entre les JDB i et m ,

N_b est l'ensemble des paires d'indices ordonnées (i, m) de tous les JDB de départ et d'arrivée du système. Les expressions générales des puissances écoulées sur une branche $i - m$, sont calculées à l'aide des formules :

$$P_{im} = T_{im}^2 g_{im} V_i^2 - T_{im} V_i V_m [g_{im} \cos(\delta_i - \delta_m + \phi_{im}) + b_{im} \sin(\delta_i - \delta_m + \phi_{im})] \quad (2.15)$$

$$Q_{im} = -T_{im}^2 V_i^2 (b_{im} + b_{im}^{sh}) - T_{im} V_i V_m [g_{im} \sin(\delta_i - \delta_m + \phi_{im}) - b_{im} \cos(\delta_i - \delta_m + \phi_{im})] \quad (2.16)$$

$$S_{im} = \sqrt{P_{im}^2 + Q_{im}^2} \quad (2.17)$$

où g_{km} , b_{km} et b_{im}^{sh} sont, respectivement, la conductance série, la susceptance série et la conductance shunte la branche connectée entre les JDB k et m .

2.4. Méthodes conventionnelles d'optimisation de l'écoulement de puissance

Le problème de l'écoulement de puissance optimal a eu une longue histoire pour son développement. Il y a plus de quarante ans passés, Carpentier introduisit une formulation du problème du dispatching économique comprenant des contraintes sur les tensions et d'autres contraintes de fonctionnement [12].

Dans son approche (connue par la méthode d'injection), il posa le problème du dispatching économique comme un problème d'optimisation non linéaire, et utilisa la technique du gradient réduit généralisé. En 1968, Dommel et Tinney introduisirent un problème d'optimisation comprenant le dispatching économique classique contrôlé par les équations de l'écoulement de puissance et des contraintes de fonctionnement, où ils ont utilisé la technique du gradient réduit pour résoudre les conditions d'optimalité de Kuhn-Tucker [6]. Cette formulation a été nommée plus tard problème de l'écoulement de puissance optimal (OPF). Depuis lors, cette dernière a connu un essor considérable comme en témoigne la littérature. D'excellentes synthèses des méthodes de résolution et de leurs applications sont proposées dans [16] – [17].

En général, il serait difficile de classer d'une manière précise et approfondie toutes les approches parues dans la littérature, car beaucoup emploient une combinaison de méthodologies spécifiques. Toutefois, nous allons essayer de donner dans cette partie, un aperçu sur certaines méthodes trouvées dans la littérature qui nous paraissent importantes dans le présent travail. Les techniques classiques appliquées au problème de l'OPF, peuvent être classées en deux groupes. Le premier représente la famille des méthodes d'optimisation non linéaire (ou programmation non linéaire) qui sont basées sur la théorie du calcul différentiel où le gradient ou le Hessien sont utilisés pour guider la procédure de recherche afin de localiser la solution optimale. Le deuxième groupe inclut les méthodes de programmation linéaire, qui sont fondées sur les techniques du simplexe et du point intérieur. Sans doute, toutes les techniques de programmation mathématiques publiées dans la littérature ont été appliquées au problème de l'OPF. Toutefois, les techniques les plus intéressantes sont :

1. Les approches basées sur la technique du gradient réduit [6], [18]-[19] qui traitent les problèmes d'optimisations impliquant des fonctions objectifs et des contraintes de natures non linéaires. Dans ces méthodes, les contraintes de sécurité sont prises en compte à l'aide de fonctions de pénalités incluses dans la fonction objectif, qui est ainsi artificiellement étendue. Ceci peut occasionner quelques problèmes à l'utilisation du fait que les contraintes ne sont vérifiées qu'approximativement. Généralement, les techniques du gradient présentent plusieurs inconvénients, tels que les problèmes de convergence, l'instabilité et la complexité des algorithmes.
2. La technique de programmation quadratique [20]-[21] qui est une classe spéciale de la programmation non linéaire où la fonction objectif est une approximation quadratique avec des contraintes linéaires. Ces techniques utilisent les dérivées du deuxième ordre pour améliorer la vitesse de convergence ainsi que la procédure quasi-Newtonienne ou une approximation du Hessien est faite. Cependant dans les méthodes quasi-Newtoniennes la matrice Hessienne réduite construite itérativement est une matrice pleine, ce qui peut rendre ces méthodes trop lentes si le nombre de variables est important.
3. Les méthodes Newtoniennes [22]-[23] dans lesquelles, au lieu de résoudre le problème non linéaire original, on procède à la résolution du problème résultant conditions d'optimalité de Kuhn-Tucker. Les contraintes d'égalité sont prises en charge par la méthode des multiplicateurs de Lagrange, alors que les contraintes d'inégalité sont ajoutées à travers des termes pénalisant la fonction objectif. Les méthodes de Newton sont privilégiées pour leur convergence quadratique. Cependant, la difficulté majeure de ces méthodes réside dans l'identification efficace des contraintes d'inégalité actives, ainsi que la sensibilité aux conditions initiales.
4. La méthode de programmation linéaire [9], [24]-[25] qui est basée sur la linéarisation des contraintes et de la fonction objectif, où la technique du simplexe (ou ses variantes) est utilisée. La méthode de programmation linéaire

al'avantage d'être extrêmement rapide, même pour les grands réseaux. Par contre, la linéarisation des équations du réseau et de la fonction objectif 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.

5. Les méthodes de points intérieurs [26]-[27], où les contraintes d'inégalités sont au départ converties en contraintes d'égalités par l'introduction des variables d'écart. La fonction de Lagrange est formulée pour satisfaire les contraintes d'égalité, alors que les contraintes d'inégalité sont ajoutées à travers des fonctions barrières de type logarithmique. Les conditions de Kuhn-Tucker du problème modifié sont alors formulées comme des équations non linéaires, qui peuvent être résolues par la méthode itérative de Newton. Une caractéristique intéressante des méthodes du point intérieur est leur faculté à traiter les inégalités non linéaires sans recourir à une identification de l'ensemble des contraintes actives, comme dans les méthodes de Newton. L'expérience a montré que cette technique est efficace pour les problèmes de grande taille comme ceux de l'OPF cependant si le pas n'est pas correctement choisi, le sous problème linéaire peut avoir une solution non réalisable dans le domaine non linéaire original. En plus, cette méthode présente une sensibilité aux conditions initiales et dans la plupart des cas, elle est incapable de résoudre les problèmes fortement non linéaires.

2.5. CONCLUSIONS

On conclut dans ce chapitre que l'écoulement de puissance optimal est classé dans un domaine d'exploitation et de planification de système électrique, et que l'OPF est un problème non linéaire avec des contraintes non linéaires liées au fonctionnement et la sécurité du système.

CHAPITRE 3

Les algorithmes génétiques appliqués à l'OPF

3.1. Introduction

Un problème d'optimisation est un problème dont on peut distinguer une ou plusieurs fonctions coût qui permettent de différencier une bonne solution d'une mauvaise. Lorsqu'un nouveau problème d'optimisation se pose en ingénierie, il faut parfois définir de nouvelles méthodes de résolution car les techniques existantes ne sont pas précisément adaptées au cas traité. La source d'inspiration de ces méthodes peut être issue de la modélisation des systèmes complexes naturels. Il s'agit de copier et d'adapter les concepts mis en œuvre par le monde du vivant pour la résolution de problèmes d'optimisation. Les recherches sur les comportements collectifs des insectes sociaux fournissent aux chercheurs des méthodes puissantes pour la conception d'algorithmes d'optimisation combinatoire. L'étude menée par des chercheurs éthologiste montre que ces techniques s'appliquent aujourd'hui à tout un ensemble de problèmes scientifiques et techniques.

Les algorithmes métaheuristiques permettent de s'approcher d'une ou de plusieurs solutions à des problèmes dits "difficiles" qui s'apparentent à des problèmes d'optimisations. Le principe d'une métaheuristique est de minimiser ou de maximiser une fonction objective. L'avantage des métaheuristiques est de trouver un minimum global à un problème de minimisation et de ne pas rester bloqué sur un minimum local [28].

Dans ce chapitre, on va étudier et tester l'application de l'écoulement de puissance optimal (OPF) par une méthode métaheuristique GA sur le réseau électrique.

3.2. Principe de la méthode métaheuristique (GA)

3.2.1. Algorithmes génétiques

Nous avons assisté ces dernières années à une croissance très rapide des travaux utilisant les algorithmes génétiques (AG) dans les systèmes électriques. Cela est dû à la simplicité de leurs mécanismes, la facilité de leur mise en application et leur efficacité même pour des problèmes complexes.

3.2.2. Idées de base

Les algorithmes génétiques ont été initialement développés par John Holland, ses collègues, et ses étudiants, à l'université du Michigan dans les années 70 [29]. En 1989, Goldberg a publié un livre de référence pour les algorithmes génétiques "Genetic algorithms in search, optimization and machine learning" [30].

A chaque génération (itération), un nouvel ensemble de chaînes de caractères (population) est créé en utilisant des parties des meilleurs éléments de la génération précédente; ainsi que des parties innovatrices, à l'occasion. Bien qu'utilisant le hasard, les algorithmes génétiques ne sont pas purement aléatoires. Ils exploitent efficacement l'information obtenue précédemment pour spéculer sur la position de nouveaux points à explorer, avec l'espoir d'améliorer la performance.

La fonction dont on recherche l'optimum est dite fonction objectif. On peut remarquer dès à présent que l'on ne fait aucune hypothèse sur cette fonction, en particulier elle n'a pas à être dérivable, ce qui représente un avantage sur certaines méthodes de recherche d'extremum [32] [31].

Un algorithme génétique manipule une population de taille L constante. Cette population est formée d'individus. La taille constante de la population induit un phénomène de compétition entre les individus. Chaque individu représente le codage d'un vecteur « solution » possible au problème à résoudre, donné sous forme d'un ensemble de chaînes de caractères. Chaque chaîne de caractères correspond à un chromosome (le génotype de l'individu) qui représente le codage d'une variable, chaque caractère a un gène et chaque lettre de l'alphabet a un allèle. La position d'un gène au sein d'un chromosome est appelée locus. Dans les cas classiques, l'alphabet est binaire (les deux allèles possibles sont 0 et 1). La population évolue en générations

successives (la création d'une nouvelle génération s'appelle la reproduction ou le remplacement). Les individus les plus forts survivent et se reproduisent entre eux pour créer de nouveaux individus, tandis que les plus faibles disparaissent petit à petit. De plus, lors des créations d'individus, des mutations génétiques (i.e. modification d'un caractère dans la chaîne) se produisent. Cela conduit à définir les trois opérateurs génétiques de base qui sont la sélection, le croisement et la mutation.

La traduction algorithmique de l'adjectif faible et fort appliqué aux individus conduit à définir une fonction sélective qui permet d'associer une valeur à chaque individu de la population. Cette valeur est dite valeur sélective de l'individu. La fonction sélective f est souvent une transformation g de la fonction objectif ($f(x) = g(F(x))$). L'application des opérateurs génétiques sur des individus jugés par une fonction sélective particulière, permet d'explorer l'espace des solutions à la recherche d'un extremum.

Généralement, quand l'AG est appliqué, il est fait dans une manière qui implique les étapes suivantes:

- Evaluer la fonction sélective de tous les individus dans la population.
- Créer une nouvelle population en exécutant des opérations telles que la sélection proportionnelle, le croisement, et la mutation sur les individus dont la fonction sélective a été juste mesurée.
- Abandonner l'ancienne population et répéter les mêmes étapes avec la nouvelle population.

Pour résumer, on distingue trois principaux points qui font la différence fondamentale entre ces algorithmes et les autres méthodes classiques:

- Les algorithmes génétiques utilisant un codage des paramètres, et non les paramètres eux mêmes.
- Les algorithmes génétiques travaillent sur une population de points, au lieu d'un point unique, cela permet aux AG d'explorer différentes zones dans l'espace de recherche et donc de minimiser la probabilité de trouver un point optimal local.
- Les algorithmes génétiques n'utilisent que les valeurs de la fonction objectif, pas ses dérivées, ou une autre connaissance auxiliaire.
- Les algorithmes génétiques utilisent des règles de transition probabilistes, et non déterministes, cela signifie qu'ils ne nécessitent pas d'espace de recherche continu.

3.3.1. Présentation des algorithmes génétiques

Nous présentons d'abord les opérateurs de l'algorithme génétique pour le codage binaire et vers la fin on abordera le codage réel.

3.3.2. Opérateurs génétiques classiques

Les opérateurs jouent un rôle prépondérant dans la réussite possible d'un AG. Nous en dénombrons trois principaux : l'opérateur de sélection, de croisement et de mutation. Si le principe de chacun de ces opérateurs est facilement compréhensible, il est toutefois difficile d'expliquer l'importance isolée de chacun de ces opérateurs dans la réussite de l'AG. Cela tient pour partie au fait que chacun de ces opérateurs agit selon divers critères qui lui sont propres (valeur sélective des individus, probabilité d'activation de l'opérateur. etc.) [32].

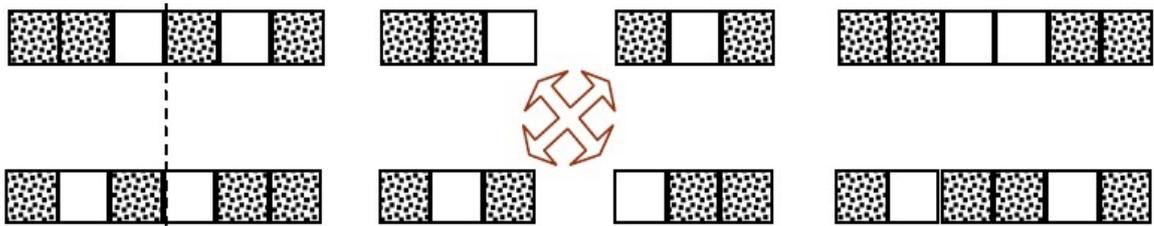
3.3.2.1. Opérateur de sélection

La sélection est la première étape du fonctionnement d'un algorithme génétique. Il s'agit du processus selon lequel les chaînes représentant les individus sont retenues, le plus souvent sur le critère de leur valeur sélective. Comme son nom l'indique, la sélection vise à sélectionner une population enfant à partir d'une population parent. Le but est donc de sélectionner les individus avec d'autant plus de chances que leur santé est bonne (par transposition informatique de la sélection naturelle). La sélection est le premier arbitre décidant de la vie et de la mort des individus, c'est pourquoi elle est un élément primordial du bon fonctionnement d'un algorithme génétique. On utilise parfois le terme reproduction à la place de sélection. En effet, les algorithmes génétiques usuels, dits à remplacement générationnel, remplacent tous les individus d'une génération pour créer la génération suivante. Avant d'appliquer tout autre opérateur génétique, on commence donc par copier dans la nouvelle génération les individus sélectionnés, jusqu'à ce qu'elle soit remplie. La sélection sert donc ici à faire une reproduction (au sens copie du terme) des individus avant d'effectuer le croisement et la mutation. De manière à augmenter, d'une génération à l'autre, le nombre d'individus dont la valeur sélective est la meilleure, tout en diminuant ceux dont la valeur sélective est la moins bonne [32].

Il existe plusieurs méthodes pour la sélection. La méthode la plus connue et utilisée est sans nul doute, la roue de loterie biaisée (*roulette wheel*) de Goldberg (1989) [30]. Elle est la plus simple et la plus directe. Elle consiste à sélectionner les individus en fonction de leur valeur sélective. Ce mécanisme est appelé aussi la sélection proportionnelle.

3.3.2.2. Opérateur de croisement

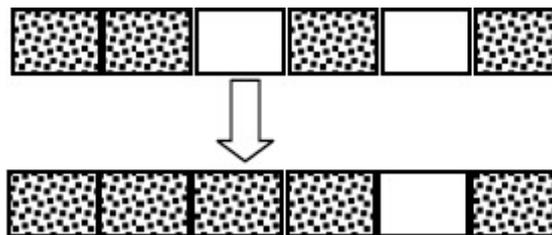
Le croisement permet de générer deux nouveaux individus à partir de deux individus ayant jusqu'alors survécu, donc dont la valeur sélective est bonne. On espère que les deux individus créés tireront partie des points forts de leurs deux parents et donc que leur valeur sélective sera meilleure encore. Les deux nouveaux individus formés permettent donc d'explorer de nouvelles régions de l'espace en se rapprochant, peut-être, d'un extremum. Le croisement combine deux individus appariés avec une probabilité P_c . La version classique de cet opérateur est appelée le croisement un-point ou croisement simple. Il consiste à tirer au sort une valeur Cross Site (position de croisement) comprise entre 1 et $L-1$ (L étant la taille d'un chromosome) et à générer deux nouveaux individus en inversant les gènes des deux parents dont le locus est compris entre Cross Site + 1 et L figure 3.1. Il est possible que le mécanisme de croisement vienne, en le coupant au mauvais endroit, 'casser' un individu intéressant c'est à dire de forte valeur sélective. De manière à limiter ce problème, il est important que les chromosomes représentent un 'bon codage' du problème [30] [31]. Quoi qu'il en soit, il se peut que l'action conjointe de la reproduction et du croisement soit insuffisante pour assurer la réussite de l'AG. Ainsi, dans le cas du codage binaire, certaines informations peuvent disparaître de la population. Donc, aucun individu de la population initiale ne contient de 1 en dernière position de la chaîne, et que ce '1' fait partie de la chaîne optimale à trouver ; tous les croisements possibles ne permettront pas de faire apparaître ce 1 initialement inconnu. En codage réel, une telle situation peut arriver si, en utilisant un opérateur simple de croisement. C'est pour remédier entre autre à ce problème que l'opérateur de mutation est utilisé,

Parents Croisements Enfants**Cross Site****Figure 3.1** : Croisement en codage binaire**3.3.2.3. Opérateur de mutation**

La mutation est traditionnellement considérée comme un opérateur marginal bien qu'elle confère en quelque sorte aux algorithmes génétiques la propriété d'ergodicité (i.e. tous les points de l'espace de recherche peuvent être atteints). Cet opérateur a un double rôle : celui d'effectuer une recherche locale et/ou de sortir d'une trappe (recherche éloignée). Cet opérateur ne crée généralement pas de meilleurs individus, mais il évite l'établissement de populations uniformes incapables d'évoluer [30] [31].

- **Mutation simple**

La version de base de la mutation, dite mutation simple, consiste à modifier aléatoirement, avec une probabilité Pm faible, la valeur d'un composant de l'individu. Dans le cas du codage binaire, chaque bit $a_i \in \{0; 1\}$ est remplacé selon une probabilité Pm par son inverse $a_i^t = 1 - a_i$, C'est ce qu'illustre la figure 3.2. Tout comme plusieurs lieux de croisement peuvent être possibles, nous pouvons très bien admettre qu'une même chaîne puisse subir plusieurs mutations.

**Figure 3.2** Mutation simple

Cet opérateur permet un déplacement aléatoire dans l'espace des solutions, autorisant ainsi l'exploration de régions dans les quelles se trouve peut-être un point intéressant. L'expérience montre l'importance de son rôle : sans lui, il y a un risque de convergence prématurée de l'algorithme vers un extremum local. Cependant, de manière à ne pas empêcher la convergence de l'algorithme, la probabilité de mutation doit rester faible. Classiquement, on trouve des valeurs de l'ordre de 0.001 (une mutation pour 1000 gènes, certains auteurs préconisent une pour 10000). En fait la probabilité P_m optimale dépend de la taille de la population et de la longueur des individus. Par ailleurs, il est bon que cette probabilité diminue durant l'exécution de manière à ce que la perte d'allèles soit faible en début du processus sans pénaliser la convergence à terme. Il faut noter que les conséquences de la mutation de deux bits différents peuvent être très inégales.. C'est une nouvelle preuve de l'importance du codage qui doit être choisi tel qu'une faible variation du génotype n'entraîne pas une grande variation du phénotype. Une nouvelle fois, ce choix dépend du problème à résoudre.

- **Probabilité de mutation optimale**

L'objectif de la mutation est d'empêcher la perte définitive de certains allèles sous l'effet du mécanisme de sélection. Si la taille de la population tend vers l'infini, le risque de perte tend vers 0. On peut en conclure que la probabilité de mutation doit être inversement proportionnelle à la taille de la population L . Cette interprétation concorde avec les résultats expérimentaux [51] qui donnent:

$$P_m \approx L^{-0.9318} \approx \frac{1}{L} \quad (3.1)$$

D'autre part P_m est inversement proportionnel à la taille de l'individu l . [33] :

$$P_m \approx L^{-0.4535} \approx \frac{1}{\sqrt{l}} \quad (3.2)$$

Donc on peut avoir P_m en fonction de L et l comme suit :

$$P_m \approx \frac{1}{(L \times \sqrt{l})} \quad (3.3)$$

$$P_m \approx (L^{0.0689} \times l^{0.0465}) / (L \times \sqrt{l}) \quad (3.4)$$

Hesser et Manner [54] proposent une décroissance de P_m avec le temps:

$$P_m \approx \sqrt{\frac{a}{\beta}} \frac{e^{-\frac{\tau \times t}{2}}}{L \times \sqrt{l}} \text{ avec } a, \beta \text{ et } \tau \text{ constants} \quad (3.5)$$

Ce résultat doit être mis en rapport avec celui de [34] qui donne P_m sous une forme équivalente, mais indépendante du temps :

$$P_m \approx \frac{1.76}{L \times \sqrt{l}} \quad (3.6)$$

La probabilité de croisement P_c doit augmenter au cours de l'exécution de l'AG, puisque d'une part, une décroissance exponentielle de P_m au cours de l'exécution de l'AG améliore ses performances [2] et d'autre part P_m doit augmenter si P_c diminue et réciproquement [54].

Le choix de la meilleure probabilité de mutation P_m est délicat. En effet, P_m dépend à la fois de la taille L de la population et de la longueur l des individus. De plus, si P_m décroît avec le temps, les performances de l'algorithme sont meilleures. Enfin, P_m est inversement proportionnel à la probabilité de croisement.

3.3.2.4. Autres paramètres

Les opérateurs de l'algorithme génétique sont guidés par un certain nombre de paramètres fixés à l'avance, dont leurs valeurs influencent la réussite ou non d'un algorithme génétique. Ces paramètres sont :

- La taille de la population, L , et la longueur du codage de chaque individu, l , (dans le cas du codage binaire) : Si L est trop grand le temps de calcul de l'algorithme peut s'avérer très important, et si L est trop petit, il peut converger trop rapidement vers un mauvais chromosome. Cette importance de la taille est essentiellement due à la notion de *parallélisme implicite* qui implique que le nombre d'individus traité par l'algorithme est au moins proportionnel au cube du nombre d'individus. En général, la valeur de la taille de la population est comprise entre 30 et 50 individus
- La probabilité de croisement P_c : Elle dépend de la forme de la fonction sélective. Son choix est en général heuristique (tout comme pour P_m). Plus elle est élevée, plus la population subit de changements importants. Les valeurs généralement admises sont comprises entre 0.5 et 0.95.
- La probabilité de mutation P_m : Ce taux est généralement faible (entre 0.5% et 1%), puisqu'un taux élevé risque de conduire à une solution sous optimale. Plutôt que de réduire P_m , une autre façon d'éviter que les meilleurs individus soient altérés est d'utiliser la reconduite explicite de l'élite dans une certaine proportion. Ainsi, bien souvent, les meilleurs 5%, par exemple, de la population sont directement

reproduits à l'identique, l'opérateur de reproduction ne jouant alors que sur les 95% restants. Cela est appelé une stratégie élitiste. [36].

3.4. Test de la méthode AG sur OPF

3.4.1. Variables de contrôle

Ce sont les variables du problème qui peuvent être ajustées afin d'optimiser la fonction objectif et satisfaire les contraintes. Ces variables peuvent inclure [37] :

- les puissances actives générées par les alternateurs
- les modules des tensions des jeux de barres générateurs
- rapport de transformation

$$U^T = [P_g, V_g, T]^T (3,7)$$

Ou

$$U^T = [P_{g2}, \dots, P_{gNg}, V_{g1}, \dots, V_{gNL}, T_1, \dots, T_{NT}]^T (3,8)$$

Avec Ng, NT et NL sont le nombre de générateurs, le nombre de transformateurs réglables, et le nombre de jeux de barres de charge.

3.4.2. Variables d'état

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

- les tensions de bus de charge
- la puissance du générateur le plus puissant
- rapport de transformation

$$x^T = [P_{g1}, V_{L1}, \dots, V_{LNL}, T_1, \dots, T_{NT}]^T (3,9)$$

3.4.3. Fonction objectif

La fonction objectif représente le critère (ou l'index de performance) utilisé pour l'optimisation. Le problème est de réduire au minimum le coût de la puissance totale générée par l'ensemble des centrales interconnectées

$$F = \sum_{i=1}^{ng} f_i = \sum_{i=1}^{ng} a_i + \beta_i P_G + \gamma_i P_G^2 \quad (3,10)$$

3.4.4. Contraintes d'égalité :

Ces contraintes sont traduites par les lois physiques gouvernant le système électrique. En régime stationnaire, la puissance générée doit satisfaire la demande de charge plus les pertes de transmission. Cet équilibre énergétique est décrit par les équations d'équilibre de l'écoulement de puissance.

$$g_i(x_1, \dots, x_n) = 0 \quad i = 1, \dots, n \quad (3,11)$$

$$\Delta p_i = 0 = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - P_{Gi} + P_{Di} \quad (3,12)$$

$$\Delta Q_i = 0 = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) - Q_{Gi} + Q_{Di} \quad (3,13)$$

3.4.5 Contraintes d'inégalités:

En pratique, on ne doit pas dépasser les limites des éléments physiques du réseau électrique ainsi que les limites créées pour assurer la sécurité du système:

a) les contraintes des générateurs

- La puissance active générée P_{Gi} qui est limitée par une borne inférieure $P_{Gi \min}$ et une borne supérieure $P_{Gi \max}$

$$P_{Gslack}^{\min} \leq P_{Gslack} \leq P_{Gslack}^{\max} \quad (3,14)$$

- 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.

$$V_{Gi \min} \leq V_{Gi} \leq V_{Gi \max} \quad (3,15)$$

b) 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.

$$T_{i \min} \leq T_i \leq T_{i \max} \quad (3,16)$$

Afin de résoudre le problème de l'OPF à l'aide de l'algorithme à évolution différentielle, la structure du chromosome (individu) doit être définie au préalable. La **Figure 3.4** montre la structure du chromosome utilisée dans notre application.

Puissances des générateurs			Tensions des générateurs			Prises des transformateurs		
P_{G2}	P_{G3}	V_{G1}	V_{G2}	T_1	T_2

Figure 3.4 : Structure du chromosome

Il convient de mentionner que les variables de contrôle seront générées dans leurs limites admissibles en utilisant les méthodes basées sur les fonctions de pénalités. Afin de manipuler les contraintes d'inégalité des variables d'état, comprenant les puissances active du jeu de barres, les tensions des jeux de barres et ..., la fonction objectif augmentée (fonction de performance) est calculée par :

$$F = \sum_{i=1}^{ng} f_i + \mu_p (P_{Gslack} - P_{Gslack}^{lim})^2 + \mu_v (V_i - V_i^{lim})^2 + \mu_t (T_i - T_i^{lim})^2 + \mu_q (Q_G - Q_G^{lim})^2 \quad (3,17)$$

où μ_p , μ_q , μ_v et μ_t représentent les facteurs de pénalité, et x^{lim} est la valeur limite de la variable dépendante x qui est définie par :

Avec P_{Gslack}^{lim} et V_i^{lim} et T_i^{lim} son définie par :

$$P_{Gslack}^{lim} = \begin{cases} P_{Gslack}^{max} & \text{si } P_{Gslack} > P_{Gslack}^{max} \\ P_{Gslack}^{min} & \text{si } P_{Gslack} < P_{Gslack}^{min} \\ P_{Gslack} & \text{si } P_{Gslack} > P_{Gslack}^{max} \text{ et} \\ & P_{Gslack} < P_{Gslack}^{min} \end{cases} \quad (3,18)$$

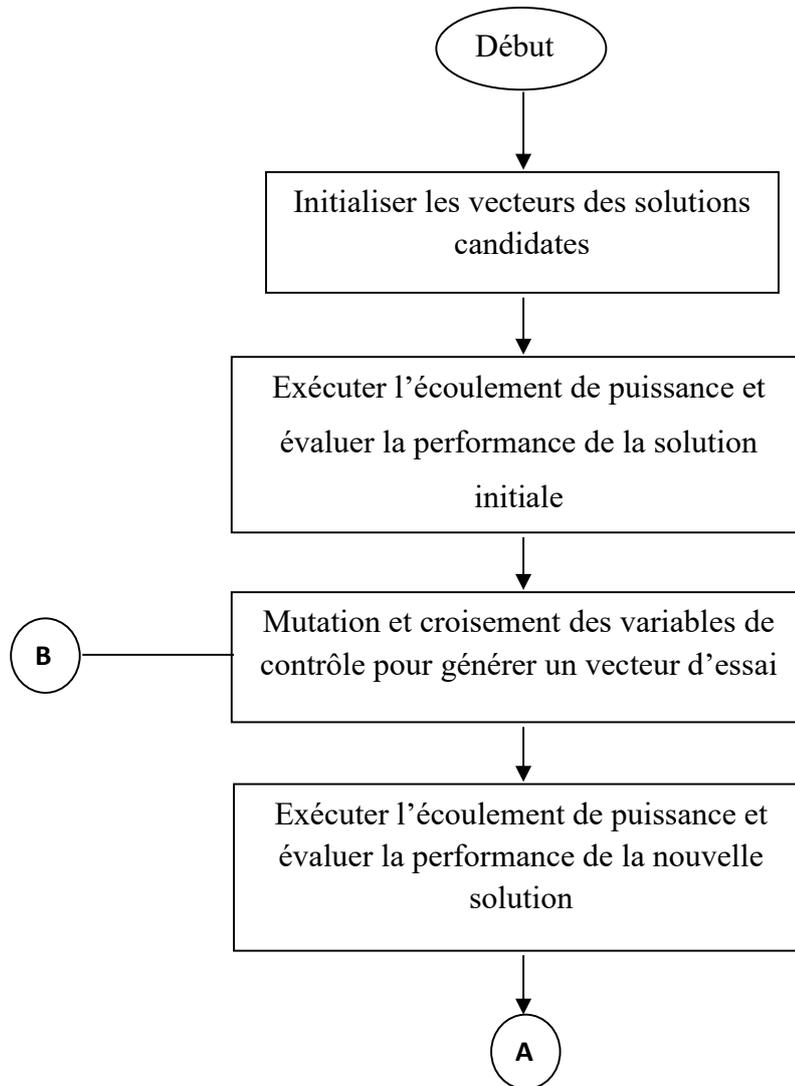
$$V_i^{lim} = \begin{cases} V_i^{max} & \text{si } V_i > V_i^{max} \\ V_i^{min} & \text{si } V_i < V_i^{min} \\ V_i & \text{si } V_i > V_i^{max} \text{ et} \\ & V_i < V_i^{min} \end{cases} \quad (3,19)$$

$$T_i^{lim} = \begin{cases} T_i^{max} & \text{si } T_i > T_i^{max} \\ T_i^{min} & \text{si } T_i < T_i^{min} \\ T_i & \text{si } T_i > T_i^{max} \text{ et} \\ & T < T_i^{min} \end{cases} \quad (3,20)$$

$$Q_G^{lim} = \begin{cases} Q_G^{max} & \text{si } Q_G > Q_G^{max} \\ Q_G^{min} & \text{si } Q_G < Q_G^{min} \\ Q_G & \text{si } Q_G > Q_G^{max} \text{ et} \\ & Q_G < Q_G^{min} \end{cases} \quad (3,21)$$

Avec les contraintes d'égalité de la puissance réactive et la puissance active des générateurs sont traitées par Newton Raphson [37].

3.4. Organigramme général des algorithmes génétique pour la solution de l'OPF :



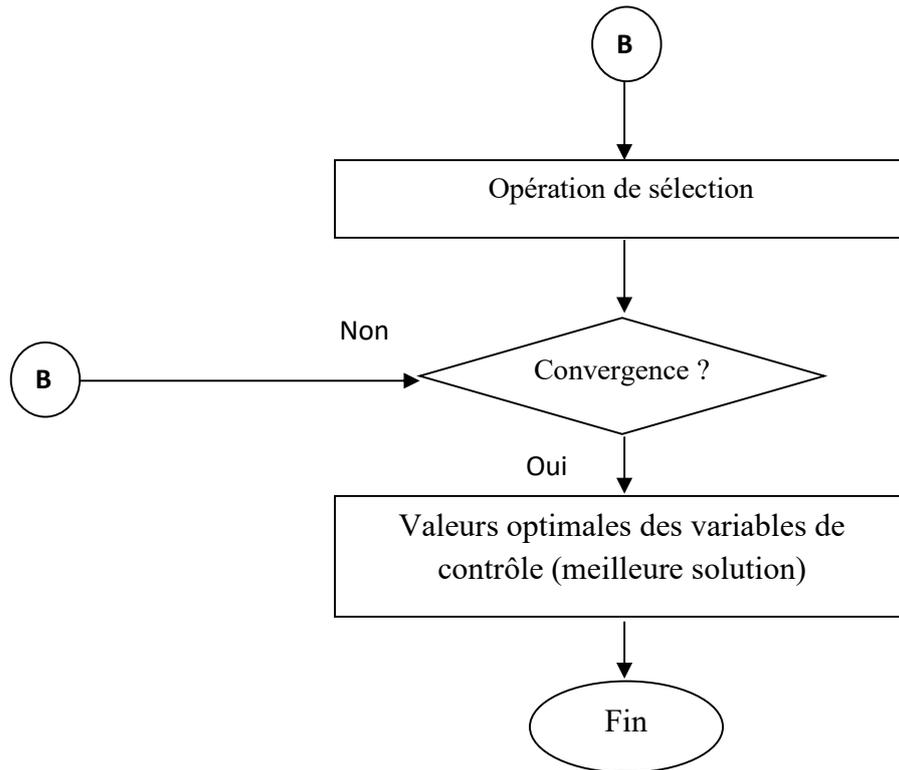


Figure 3.5 : Organigramme général des algorithmes génétique pour la solution de l'écoulement de puissance optimal (OPF)

3.4. CONCLUSION

La recherche dans le secteur des métaheuristiques a rendu le développement possible des méthodes d'optimisation qui ont le but de fournir des solutions de haute qualité aux systèmes. Dans ce chapitre, une approche d'optimisation des algorithmes génétiques au problème de l'écoulement de puissance optimal est présentée.

CHAPITRE 4

APPLICATION NUMERIQUE ET RESULTATS

4.1. Introduction

Ce chapitre présente les résultats numériques relatifs à l'application de l'approche proposée à base des algorithmes génétiques (AG), conçue pour optimiser l'écoulement de puissance. Dans le but de bien illustrer l'efficacité et la robustesse de la dite approche, deux études de cas ont été effectuées. Dans le premier cas, on a considéré le réseau test à 9 jeux de barres, Dans le second cas, on a adopté le réseau test à 14 jeux de barres.

Les résultats obtenus par la méthode proposée ont été comparés avec les résultats trouvés par la méthode du point intérieur à la résolution du problème de l'OPF. La tolérance de l'écoulement de puissance a été fixée à 10^{-4} p.u.

Les approches proposées ont été développées sous environnement Matlab version 7.8, en utilisant un ordinateur doté d'un processeur Intel GMA 4500M et une mémoire vive de 2GB. Chaque programme inclut une procédure efficace pour le calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton Raphson.

4.2. Cas d'étude no. 1 : système test à 9 jeux de barres

Ce cas d'étude est basé sur le système électrique à 9 jeux de barres [38], montré dans la Figure 4.1. Ce système est constitué de 9 lignes de transmissions et 3 unités génératrices. Les données des lignes et des charges de ce réseau sont consignées en annexe. Le jeu de barres 1 est pris comme référence. Les limites assignées à chaque variable sont données comme suit :

- modules des tensions : 0.90 et 1.10 p.u. pour les jeux de barres générateurs et les jeux de barres de charge.
- puissances réactives des limites : -300 et 300 MW.

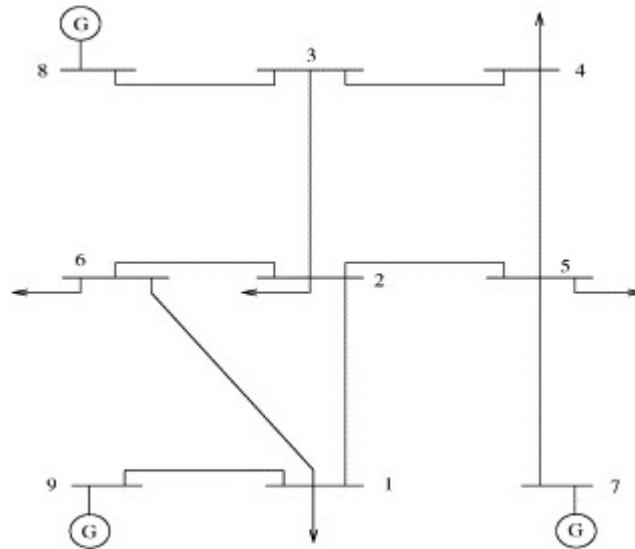


Figure 4.1 : Réseau test à 9 jeux de barres

Les paramètres de contrôle de l'algorithme génétique (AG) sont donnés dans le Tableau 4.1

Paramètres	Valeur
Taille de la population N_s	20
Constante de croisement P_m	0.2
Constante de mutation P_c	0.8
Facteur de pénalité de la puissance active du JDB de référence U_p	$15 \cdot 10^6$
Facteur de pénalité de la puissance réactive du JDB de référence U_Q	$15 \cdot 10^6$
Facteur de pénalité des modules de tension U_V	$30 \cdot 10^6$

Tableau 4.1 : Paramètres de contrôle de GA pour un réseau à 9 JDB

La meilleure solution obtenue par le AG est exposée dans le Tableau 4.2 avec les paramètres suivants : $P_m = 0.2$, $P_c = 0.8$, Les caractéristiques de convergence sont présentées dans la Figure 4.2. Une comparaison de la meilleure solution obtenue par l'AG avec l'état initial calculé par la méthode de Newton–Raphson (NR), On remarque que la solution donnée par l'AG donne le plus faible coût et toutes les valeurs sont dans leurs limites admissibles. Par ailleurs, le temps de convergence de l'AG est beaucoup plus grand par rapport à NR.

Variables	Limites		Etats initial (NR)	AG
	Inferieure	Supérieures		
P_{G1} (MW)	10	250	71.95	89.8211
P_{G2} (MW)	10	300	163.00	134.1751
P_{G3} (MW)	10	270	85.00	94.304
V_{G1} (p.u)	0.9	1.1	1.00	1.0991
V_{G2} (p.u)	0.9	1.1	1.00	1.0875
V_{G3} (p.u)	0.9	1.1	1.00	1.0875
Le Coût de la F.O (\$/h)			5438.3	5297.4
Temps d'exécution (h)			-	5.6

Tableau 4.2. Résultats de comparaison d'optimisation de l'algorithme génétique et NR à 9

JDB

Ces résultats démontrent la faculté de l'approche proposée à trouver la solution réalisable la plus économique du problème de l'OPF, comparée aux méthodes d'optimisation classique.

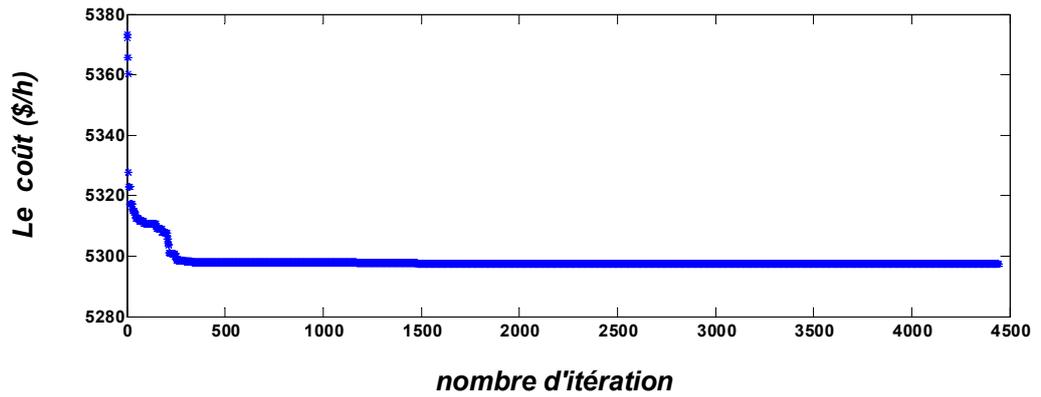


Figure 4.2: Convergence de l'AG pour un réseau de 9 JDB

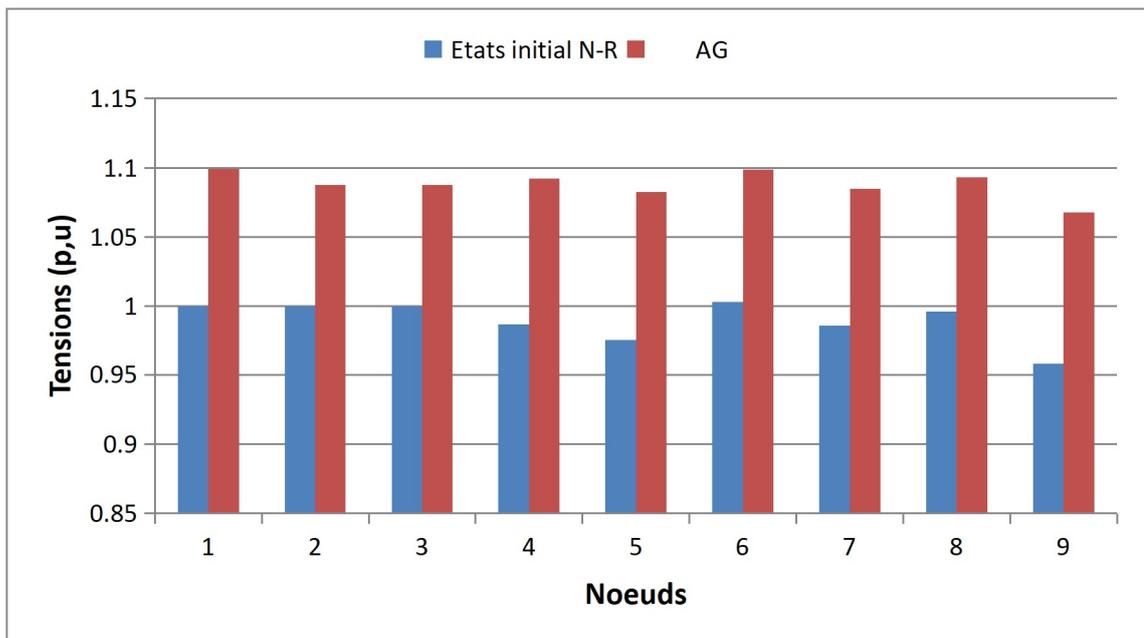


Figure 4.3: Modules de tension pour un réseau à 9 Nœuds

4.3. Cas d'étude n°2 : 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 [38] 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. pour le jeu de barres de référence et tous les jeux de barres de charge, sauf le jeu de barre no.6 et 8 dont la limite inférieure est de 0.94 p.u et la limite supérieure est de 1.1, la limite inférieure du rapport de transformation est de 0.9 alors que la limite supérieure est de 1.1. Le jeu de barres 1 est pris comme référence.

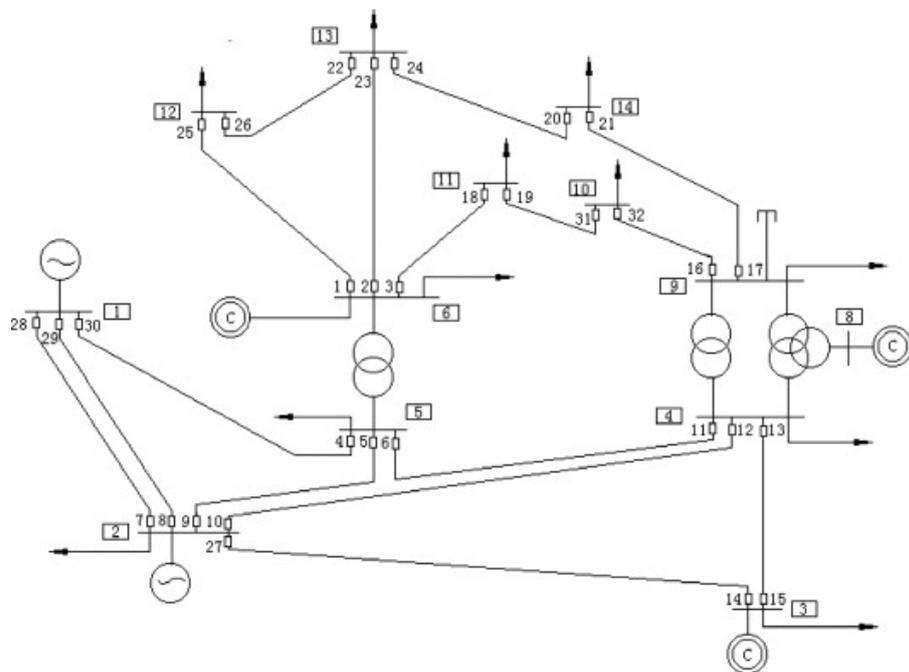


Figure 4.4: Réseau test à 14 jeux de barres

Les paramètres de contrôle de l'algorithme génétique (AG) sont donnés dans le Tableau 4.3

Paramètres	Valeur
Taille de la population N_s	20
Probabilité de croisement P_m	0.1
Probabilité de mutation P_c	0.5
Facteur de pénalité de la puissance active du JDB de référence U_P	$15 \cdot 10^6$
Facteur de pénalité de la puissance réactive du JDB de référence U_Q	$15 \cdot 10^6$
Facteur de pénalité des modules de tension U_V	$30 \cdot 10^6$
Facteur de pénalité des rapports de transformateurs U_t	$35 \cdot 10^6$

Tableau 4.3 : Paramètres de contrôle de GA pour un réseau à 14 JDB

Le **Tableau 4.4** présente une récapitulation des résultats d'optimisation pour la solution donnant le plus faible coût, où elle a convergé après 6179 générations et 11.6 heures de temps. Le coût de production optimisé par le AG a été réduit par rapport à l'état initial où la méthode de Newton Raphson a été utilisée.

Il est important de signaler que toutes les contraintes de sécurité sont restées dans leurs limites tolérables, notamment les puissances actives et réactives des générateurs, les modules des tensions aux jeux de barres et la charge en MVA des lignes de transport.

Variables	Limites		Etats initial (NR)	AG
	Inferieure	Supérieures		
P_{G1} (MW)	0.00	332.4	232.39	191.2596
P_{G2} (MW)	0.00	140	40.00	36.0260
P_{G3} (MW)	0.00	100	0.00	37.5366
P_{G6} (MW)	0.00	100	0.00	0.0504
P_{G8} (MW)	0.00	100	0.00	3.5156
V_{G1} (p.u)	0.94	1.06	1.06	1.0337
V_{G2} (p.u)	0.94	1.06	1.045	1.0103
V_{G3} (p.u)	0.94	1.06	1.010	1.0025
V_{G6} (p.u)	0.94	1.1	1.070	1.0336
V_{G8} (p.u)	0.94	1.1	1.090	1.0624
T_1 (4-7)	0.9	1.1	0.978	1.0127
T_2 (4-9)	0.9	1.1	0.969	0.9231
T_3 (5-6)	0.9	1.1	0.932	0.9621
Le Coût (\$/h)			$4.1082 \cdot 10^9$	8102.5
Temps d'exécution (h)			-	11.6

Tableau 4.4. Résultats de comparaison d'optimisation de l'algorithme génétique et NR à 14

JDB

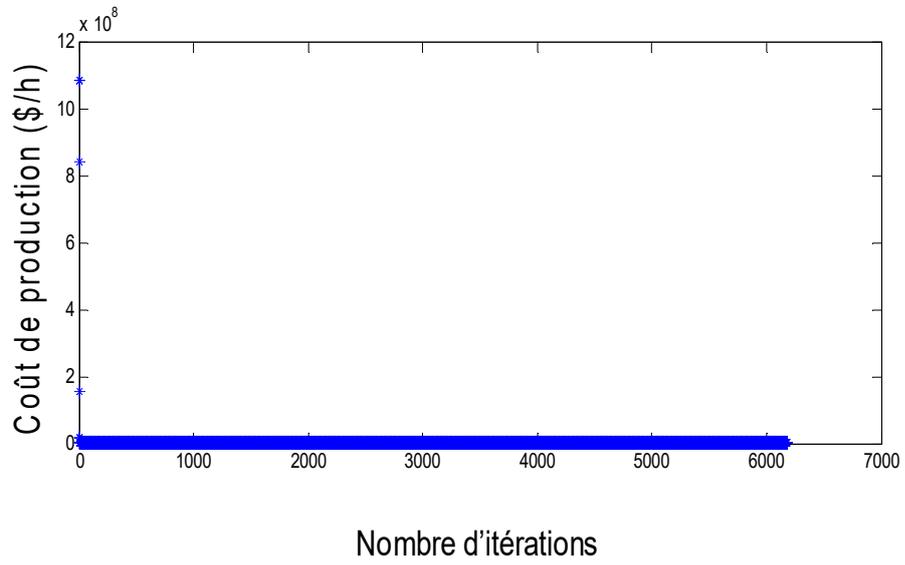


Figure 4.5 Convergence de l'AG pour un réseau de 14 JDB

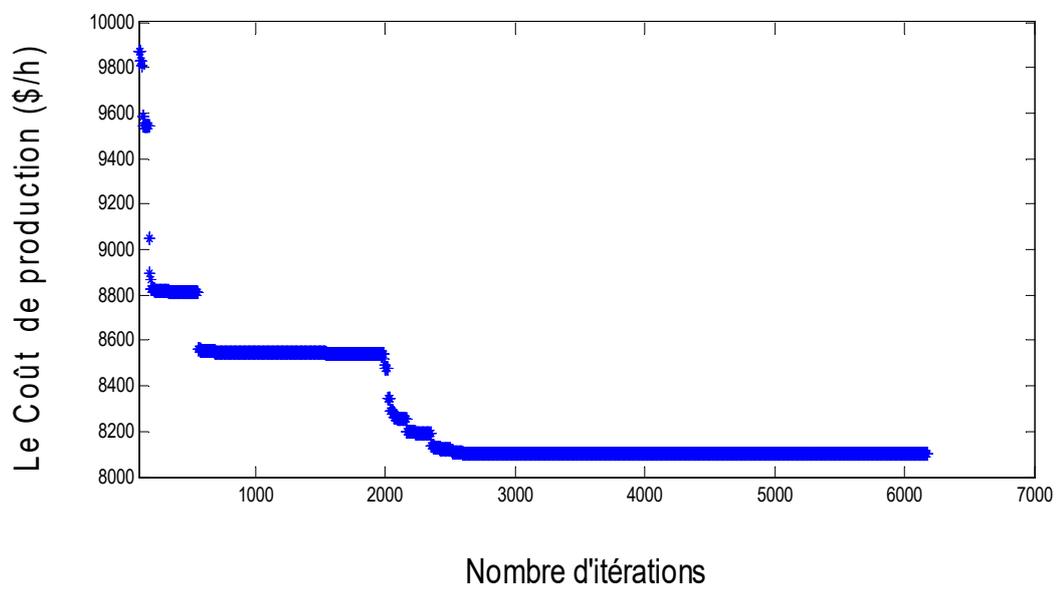


Figure 4.6: Convergence de l'AG pour un réseau de 14 JDB à partir de 10 itérations.

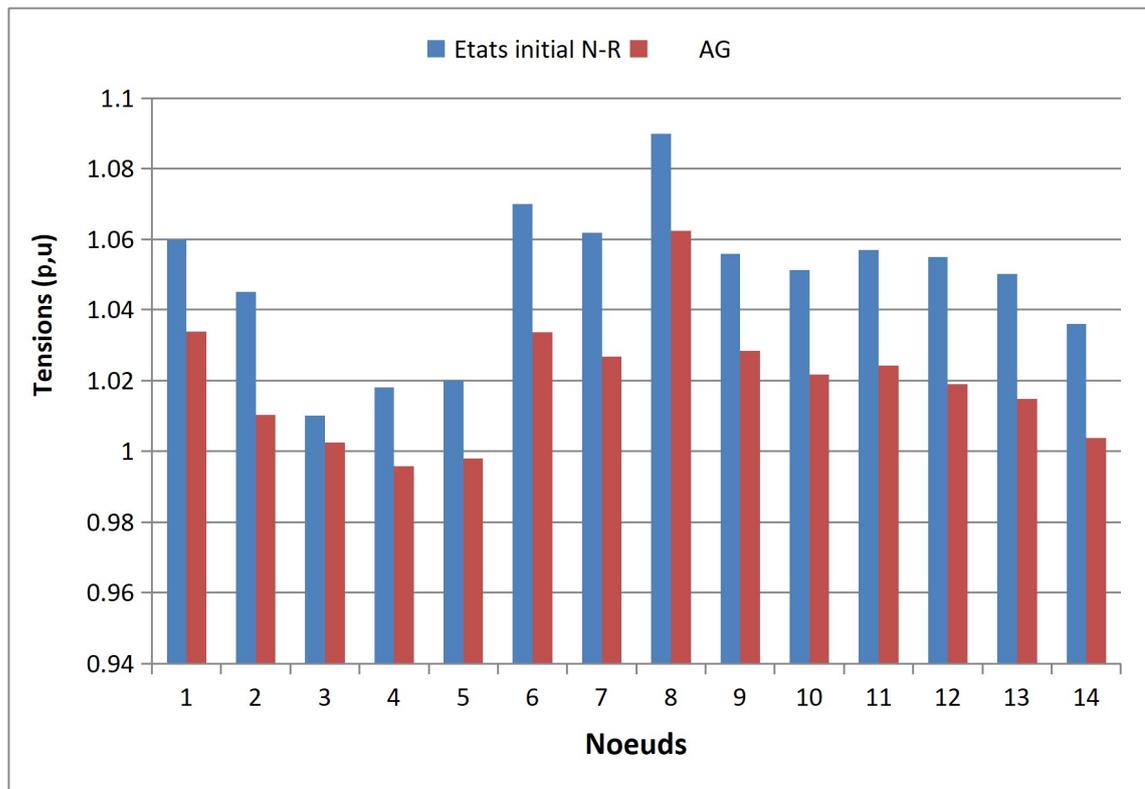


Figure 4.7: module de tension pour un réseau à 14 JDB

4.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté en détail les résultats d'optimisation de l'écoulement de puissance avec Les algorithmes génétiques (AG).dont on a pu voir l'efficacité et la robuste et la nette amélioration obtenu par rapport au point initial. Les résultats de l'application de cette méthodes sur le réseau test IEEE 9 nœuds et le réseau test IEEE 14 nœuds sont satisfaisants comparés avec ceux trouvés par l'application de l'écoulement de puissance ordinaire utilisant la méthode classique de Newton Raphson (NR).

CONCLUSION GENERALE

Les travaux présentés dans ce mémoire traitent un axe de recherche à savoir le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique.

Dans ce mémoire, on a exploré et testé l'optimisation de l'écoulement de puissance dans un système électrique par une méthode métaheuristique c'est les algorithmes génétiques (AG).

Une des particularités importantes de l'algorithme génétique (AG), réside dans l'absence d'hypothèses particulière sur la régularité de la fonction coût. Aucune hypothèse sur la continuité de cette fonction n'est requise, ses dérivées successives ne sont pas nécessaires, ce qui rend très vaste le domaine d'application de cette méthode dans les systèmes électriques.

La première partie du premier chapitre a été consacrée à la définition et la formulation du modèle mathématique convenable du réseau électrique décrivant d'une façon suffisante les relations entre les tensions et les puissances dans le système interconnecté. La deuxième partie a été consacrée à la modélisation du problème de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson.

Dans le deuxième chapitre, nous avons étudié, en détail le problème de l'écoulement de puissance optimisé.

Dans troisième chapitre, nous avons exploré la méthode des algorithmes génétiques (AG).

Enfin, dans le dernier chapitre de cette thèse, nous avons appliqué les algorithmes génétiques pour résoudre l'OPF sur deux systèmes électriques 9 et 14 JDB avec interprétation des résultats.

Nous pouvons conclure que la complexité des problèmes liés aux réseaux électriques fait en sorte qu'il est souvent difficile d'utiliser des méthodes exactes de solution puisque d'une part le manque de flexibilité des méthodes classiques pour intégrer diverses contraintes spécifiques et d'autre part la solution de ces problèmes par ces méthodes est complexe de point de vue modélisation et calcul.

L'(AG) est bien adaptée à la détermination des valeurs optimales des puissances générées par les centrales interconnectées pour avoir le minimum coût possible ainsi que le meilleur profit.

En perspective, on prévoit d'appliquer cette approche pour la résolution d'autres problèmes rencontrés dans le domaine d'exploitation des réseaux telle que la compensation de l'énergie réactive, la sécurité de tension et l'implantation des systèmes FACTS dans les réseaux..

BIBLIOGRAPHIE

- [1] A.J. Wood, B.F. Wollenberg, *Power generation operation and control*, Second Edition, John Wiley & Sons, New York, NY, 1996.
- [2] J.B. Ward, H.W. Hale, "Digital computer solution of power flow problems," *Transactions AIEE, Part III*, Vol. 75, June 1956, pp. 398-404.
- [3] C.A. Gross, *Power system analysis*, Second Edition, John Wiley & Sons, New York, NY, 1986.
- [4] H. Saadat, *Power system analysis*, Second Edition, McGraw-Hill International Editions, 2004.
- [5] J. Carpentier, "Contribution à l'étude du dispatching économique," *Bulletin de la Société Française des Electriciens*, Vol. 3, Aout 1962, pp. 431-447.
- [6] H.W. Dommel, W.F. Tinney, "Optimal power flow solutions," *IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems*
- [7] 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.
- [8] J. Yuryevich, K.P. Wong, "Evolutionary programming based optimal power flow algorithm," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 14, No. 4, 1999, pp. 1245-1250.
- [9] O. Alsac, J. Bright, M. Prais, B. Stott, "Further developments in LP-based optimal power flow," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 5, No. 3, August 1990, pp. 697-711.
- [10] 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.
- [11] 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.
- [12] C. Canizares, W. Rosehart, A. Berizzi, C. Bovo, "Comparison of voltage security constrained optimal power flow techniques," *Proceedings of 2001 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vancouver, BC, Canada*, Vol. 3, July 2001, pp. 1680-1685.
- [13] 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.

- [14] M. Rashidinejad, H. Farahmand, M. Fotuhi-Firuzabad, A.A. Gharaveisi, "ATC enhancement using TCSC via artificial intelligent techniques Power Systems Research , Vol. 78, No. 1, January 2008, PP. 11-20.
- [15] A.G. Bakirtzis, P.N. Biskas, C.E. Zoumas, V. Petridis, "Optimal power flow by enhanced genetic algorithm," IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 17, No. 2, May 2002, pp. 229-236.
- [16] M. Huneault, F.D. Galiana, "A survey of the optimal power flow literature," IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 6, No.2, May 1991, pp. 762-770.
- [17] J.A. Momoh, M.E. El-Hawary, R. Adapa, "A review of selected optimal power , flow literature to 1993 Part II: Newton, linear programming and interior point methods," IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 14, No.1, February 1999, pp. 105-111.
- [18] O. Alsac, B. Stott, "Optimal load flow with steady-state security," IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-93, No. 3, May 1974, pp. 745-51.
- [19] R. Divi, H.K Kesavan, "A shifted penalty function approach for optimal load-flow," IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 9, September 1982, pp. 3502-3512.
- [20] R.C. Burchett, H.H. Happ, D.R. Vierath, "Quadratically convergent optimal power flow," IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 11, November 1984, pp. 3267-3275.
- [21] N. Grudinin, "Combined quadratic-separable programming OPF algorithm for economic dispatch and security control," IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No. 4, November 1997 , pp. 1682-1688.
- [22] D.I. Sun, B. Ashley, B. Brewer, A. Hughes, W. F. Tinney, "Optimal power flow by Newton approach," IEEE Trans. on Power Systems, Vol. PAS-103, No. 10, October 1984 ,pp. 2864-2875.
- [23] J.D. Weber, Implementation of a *Newton-Based Optimal Power Flow into a Power System Simulation Environment*, Master Thesis, University of Illinois at Urbana-Champaign, 1997.
- [24] B. Stott, J.L. Marinho, "Linear programming for power-system network security applications , " IEEE Trans. on Power Systems, Vol. PAS-98, No. 3, May 1979, pp. 837-848.
- [25] S. Sayah, K. Zehar, "Economic load dispatch with security constraints of the Algerian power system using successive linear programming method," Leonardo Journal of Sciences, Issue 9, July-December 2006, pp. 73-86.
- [26] L.S. Vargas, V.H. Quintana, A. Vannelli "A tutorial Description of an Interior Point Method and its Applications to Security-Constrained Economic Dispatch," IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 8, No. 3, August 1993, pp. 1315-1324.

- [27] J.A. Momoh, J.Z. Zhu, "Improved interior point method for OPF problems," IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 14, No. 3, August 1999, pp. 1114-1120.
- [28] Dorigo M., Caro G. D., « The Ant Colony Optimization Meta-Heuristic », in D. Corne, M. Dorigo, F. Glover (eds), New Ideas in Optimization, McGraw-Hill, London, pp. 11-32, 1999.
- [29] John H. Holland, "Adaptation in natural and artificial systems". Technical report, University of Michigan, Ann Arbor, 1975
- [30] D. E. Goldberg, "Genetic Algorithms in Search", Optimization and Machine Learning, Addison Wesley Publishing Company, Ind. USA, 1989.
- [31] Kenneth A. De Jong. "An Analysis of the Behavior of a Class of Genetic and Adaptive Systems", PhD thesis, University of Michigan, Ann Arbor, 1975.
- [32] T. Bouktir ; «Application de la programmation orientée objet à l'optimisation de l'écoulement de puissances », Thèse de doctorat d'état. U-Batna, Algérie, juin 2004.
- [33] Michalewicz, Z., "Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs", Springer-Verlag, New York, NY, Second Edition, 1994.
- [34] J. Hesser and R. Manner, "Toward an optimal mutation probability of genetic algorithms", In Parallel Problem Solving from Nature (PPSN1), Proceedings, 1990.
- [35] J.D. Schaffer, R.A. Caruna, Larry J. Eshelman, and R. Das, "A study of control parameters affecting online performance of genetic algorithms for function optimization", In Proc of the 3rd Inter Conf on Genetic Algorithms and their Applications, 1989.
- [36] Terence C. Fogarty, "Varying the probability of mutation in the genetic algorithm", In Proc of the 3rd Inter Conf on Genetic Algorithms and their Applications, 1989.
- [37] S.S. Rao, Engineering optimization, theory and practice, Fourth Edition, John Wiley & Sons, , New Jersey, 2009
- [38] Ray D. Zimmerman ; Carlos E. Murillo-Sánchez. Manual of *MATPOWER "A MATLAB™ Power System Simulation Package Version 3.2 September 21, 2007"*, © 1997-2007 Power Systems Engineering Research Center (PSERC), School of Electrical Engineering, Cornell University, Ithaca, NY 14853

DONNEES DES RESEAUX TEST

A.1. Réseau électrique à 9 nœuds

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

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

Tableau A.2 : Données des générateurs 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.3: Données des branches 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.4: Données des générateurs couts du système test à 9 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

A.2. Réseau électrique à 14 nœuds

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

Bus-i	Type	Pd	Qd	Vm	Vmin	Vmax
1	3	0	0	1.06	0.94	1.06
2	2	21.7	12.7	0	0.94	1.06
3	2	94.2	19	1	0.94	1.06
4	1	47.8	-3.9	0	0.94	1.06
5	1	7.6	1.6	1.02	0.94	1.06
6	2	11.02	7.5	1	0.94	1.10
7	1	0	0	1.062	0.94	1.06
8	2	0	0	1.09	0.94	1.10
9	1	29.5	16.6	19	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	0.94	1.06
14	1	14.9	5	1	0.94	1.06

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

Bus	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	Pmax	Pmin
1	232.4	-16.9	10	0	1.06	332.4	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	174	24	-6	1.09	100	0

Tableau A.7: Données des branches 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 0
4	9	0	0.55618	0.969 0
5	6	0	0.25202	0.932 0
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.8: Données des générateurs couts 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

