

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

UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Etude de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

Spécialité : RESEAUX ELECTRIQUES

Présenté par
AUCHARKI ZINA
BELACEL OURDIA

Mémoire dirigée par **MIOUAT AZZOUZ**

Thème

Dispatching Economique de la puissance dans un Réseau Electrique en utilisant les Algorithmes Génétiques

Mémoire soutenu publiquement le 24 /09/2017 devant le jury composé de :

M^r OTMANE CHERIF TAHAR
MCCA, U.M.M.T.O, Président

M^r MIOUAT AZZOUZ
MACA, U.M.M.T.O, Rapporteur

M^r BOUTORA YUCEF
MCCA, U.M.M.T.O, Examineur

M^r BECHOUCHE ALI
MCCA, U.M.M.T.O, Examineur

Remerciement

En premier lieu, nous tenons à remercier «DIEU» qui nous a aidés pour que ce modeste travail soit achevé et pour que nous ayons réussi.

Et tenons à remercier vivement tous ceux qui nous ont orienté et nous ont encouragé.

Et pensons en particulier à notre encadreur AZZOUZ MIOUAT, d'avoir bien suivi et dirigé notre travail et de faire profiter de son savoir, ainsi de ses conseils, et pour toute l'aide, les remarques constructives qui nous ont aidés à améliorer ce travail, et qui grâce à lui nous avons pu réaliser l'objectif.

Et précieux remerciements vont au président et membres de jury pour l'honneur qu'ils nous font en acceptant de juger ce travail.

Et grands remerciements aussi à tous les enseignants qui ont contribué à notre formation au département d'électrotechnique de l'université Mouloud Mammeri de Tizi -Ouzou.

En fin, nous remercions nos amis pour leur aide, leur soutien et leur compréhension.

Dédicaces

*C'est tout plein de joie que je dédie ce travail à ceux qui m'ont été
une source d'inspiration et de volonté ;*

*À ma mère et mon père pour leurs encouragements et conseils
durant la période de mes études ;*

Je le dédie à mes très chers frères et sœurs ;

À toute ma grande famille BELACEL ;

*Une dédicace à tous mes amis, ET pour tous ceux qui me
connaissent ; Une dédicace spéciale à tous mes amis, sans oublier les
habitants de mon village ;*

À la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire

À mon binôme.

OURDIA

Dédicaces

*C'est tout plein de joie que je dédie ce travail à ceux qui m'ont été
une source d'inspiration et de volonté ;*

*A ma mère et mon père pour leurs encouragements et conseils
durant la période de mes études ;*

Je le dédie à mon mari ;

Je le dédie à mes très chers frères et sœurs ;

A toute ma grande famille AUCHARKI ET HEMIMAD;

*Une dédicace à tous mes amis, ET pour tous ceux qui me
connaissent ; Une dédicace spéciale à tous mes amis, sans oublier les
habitants de mon village ;*

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire

À mon binôme.

ZINA

LISTE DES SYMBOLES

Liste des symboles

P : la puissance active (kW)

Q : la puissance réactive (kVAR)

S : la puissance apparente (KVA)

M_i : fonction mismatch au sommet i (VA)

S_i : puissance apparente en un nœud i quelconque du réseau (Var)

S_{ij} : puissance apparente entre deux nœuds i et j

ΔP_i : Variation active au sommet i (w)

ΔQ_i : variation réactive au sommet j (var)

\bar{Z} : L'impédance équivalente de la ligne (Ω).

C_{ij} : La capacité.

ω : Angle de fréquence.

\bar{V}_i : La valeur complexe de la tension de jeu de barre i (V).

P_i : puissance active en un nœud i quelconque du réseau (w)

Q_i : puissance réactive en un nœud i quelconque du réseau (var)

δ_{ii} : Déphasage angulaire de l'impédance propre au nœud i (rads)

δ_{ij} : Déphasage angulaire de l'impédance mutuelle entre le sommet i et j (rads)

φ_{ij} : Angle de l'admittance mutuelle au sommet i et j (rads)

θ_i : Angle de la tension au sommet i (rads)

θ_j : Angle de tension au sommet j (rads)

θ_{ij} : Angle de tension mutuelle au sommet i et j (rads)

G_{ij} : Conductance mutuelle, reliant le sommet i et j (Ω^{-1})

B_{ij} : Susceptance de ligne (i – j), reliant le noeud i au noeud j (Ω^{-1})

y_{ii} : Admittance propre au noeud i (Ω^{-1})

Y_{ij} : Admittance mutuelle entre le noeud nommé i et le noeud nommé j (Ω^{-1})

y_{it} : Admittance entre le sommet i et la terre (Ω^{-1})

y_{jt} : Admittance entre le sommet j et la terre (Ω^{-1})

Z_{ij} : Impédance de la ligne reliant le noeud i au noeud j (Ω^{-1})

r_{ij} : Résistance de la ligne reliant le noeud i au noeud j (Ω^{-1})

X_{ij} : Réactance inductive de la ligne reliant le noeud i au noeud j (Ω^{-1})

y_d : admittance en dérivation en Γ .

Z : impédance constant .

F_p : Facteur de puissance.

Z_s : Impédance en série.

[y] : Matrice des admittance du réseau considéré.

[I]: Vecteur de courant .

[V]: Vecteur de tension .

I₁ : Courant primaire(A).

I₂ : Courant secondaire(A).

N₁ ω : La réactance d'enroulement primaire du transformateur.

U₁ : Tension primaire(V).

U₂ : Tension secondaire(V).

ρ₁ = R₁ + R_{r2} .

Y_{r2} : Admittance secondaire à vide.

U_{r2} : Tension secondaire à vide(V).

n_0 : Rapport de transformateur.

R_{r2} : Résistance secondaire ramenée en primaire.

I_1^* : Conjugué du courant I_1 .

V_i : La tension au jeu de barre i.

V_j : La tension au jeu de barre j.

$|V_i|$: Module de la tension de jeu de barre i.

P_{Gi} : Puissance active injectée au jeu de barre i.

Q_{Gi} : Puissance réactive injectée au jeu de barre i.

P_{Di} : Puissance active demandée au jeu de barre i.

Q_{Di} : Puissance réactive demandée au jeu de barre i.

S_i : Puissance apparent au niveau de jeu de barre i.

S_{Gi} : Puissance générée au niveau de jeu de barre i.

S_{Di} : Puissance demandée au niveau de jeu de barre i.

P_{Li} : Les pertes de puissance active.

G_{Li} : Les pertes de puissance réactive.

a_i, b_i, c_i : Les coefficients de la fonction cout.

SOMMAIRE

Sommaire

Introduction générale.....	01
----------------------------	----

Chapitre I

Écoulement de puissance dans un réseau électrique

Introduction.....	03
I.1 Définition du réseau électrique.....	03
I.1.1 Réseau de transport.....	03
I.1.2 Réseau de répartition.....	04
I.1.3 Réseau de distribution.....	04
I.2 Description et modélisation des éléments d'un réseau électrique.....	04
I.2.1 Description des éléments d'un réseau électrique.....	04
I.2.1.1 Les groupe de production.....	04
I.2.1.2 Les liaisons.....	05
I.2.1.3 Les charges.....	05
I.2.1.4 Les jeux de barres.....	05
I.2.1.5 Les éléments shunts.....	06
I.2.2 Modélisation des éléments d'un réseau électrique.....	06
I.2.2.1 Les générateurs	06
I.2.2.2 Les lignes.....	07
I.2.2.3 Les transformateurs.....	07
I.2.2.4 Les charge.....	09
I.3 Écoulement de puissance.....	10
I.3.1 La puissance.....	10
I.3.2 Equation de l'écoulement de puissance.....	11
I.3.2.1 Formulation de la matrice admittance.....	11
I.3.2.2 Equation d'un réseau électrique.....	12
I.3.2.3 Déterminations des équations en puissance active et réactive en coordonnées polaires	13

I.3.2.3.1	Définition de la fonction mismatch	13
I.3.2.3.2	Les équations de l'écoulement de puissances active et réactive en coordonnées polaire	13
I.3.2.4	Equilibre du système électrique.....	17
Conclusion	18

Chapitre II

Analyse de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique

Introduction.....	19
II.1	Problème de l'écoulement de puissance.....19
II.2	But de l'étude de l'écoulement de puissance.....20
II.3	Résolution de problème d'écoulement de puissance.....20
II.3.1	La méthode de Gauss Seidel.....20
II.3.1.1	Principe.....21
II.3.1.2	L'algorithme de Gauss Seidel.....22
II.3.1.3	Organigramme de la méthode Gauss Seidel avec Ybus.....23
II.3.1.4	Application de la méthode de Gauss Seidel.....25
II.3.2	Méthode de Newton Raphson.....26
II.3.2.1	Le principe.....26
II.3.2.2	Représentation géométrique de la méthode de NR.....27
II.3.2.3	Algorithme de NR pour un système de dimension (n).....28
II.3.2.4	Organigramme de la méthode de Newton Raphson.....29
II.3.2.5	Méthode de NR appliquée aux équations de l'écoulement de puissance.....31
II.4	Analyse de l'écoulement de puissance34
II.4.1	Présentation du réseau standard IEEE à 14 nœuds.....34
II.4.2	Solution de l'écoulement par la Méthode de Gauss Seidel.....35
II.4.1.2	Solution de l'écoulement par la Méthode de Newton Raphson.....38
II.4.4	Comparaison des deux méthodes.....40
Conclusion41

Chapitre III

Application des algorithmes génétique au Dispatching économique

Introduction.....	42
III .1 Définition du dispatching économique.....	42
III.1.1 La fonction objective.....	42
III.1.2 Les contraintes.....	44
III.1.2.1 Contraintes d'égalités.....	44
III.1.2.2 Contraintes d'inégalités.....	44
III.1.3 Problème du dispatching économique.....	45
III.1.4 Solution du dispatching économique avec pertes.....	46
III.1.4.1 L'algorithme de B-coefficient.....	47
III.2 Les algorithmes génétique.....	48
III.2.1 Historique.....	49
III.2.2 Principe des algorithmes génétiques.....	50
III.2.3 Codage.....	50
III.2.4 Les opérateurs utilisés par les AG.....	52
III.2.4.1 La sélection.....	52
III.2.4.2 Le croisement.....	53
III.2.4.3 Mutation.....	54
III.2.5 Organigramme des AG.....	55
III.2.6 Test de l'algorithme Génétique.....	56
Conclusion.....	64
Conclusion générale.....	65
Annexes	

INTRODUCTION

GENERALE

Introduction générale

Contrairement aux autres énergies exploitées dans le monde, l'énergie électrique est la plus vitale de toutes. Cette énergie n'est pratiquement pas disponible dans la nature donc elle doit être produite, distribuée et comptabilisée en même temps, car elle ne peut pas être stockée [1].

Cependant, L'étude de l'écoulement de puissance est précédée, pour que le réseau électrique soit stable, économique et fiable. Le calcul de l'écoulement de puissance est nécessaire pour définir l'état du réseau électrique en termes de charges connectées, des amplitudes des tensions et leurs phases dans chaque jeu de barre du réseau, ce qui nous permettra de calculer les puissances transitées et générées ainsi que l'évaluation des pertes dans les lignes. Parmi les méthodes de calcul les plus utilisées, on trouve la méthode de Gauss-Seidel et la méthode de Newton-Raphson.

Le développement technologique a contribué à une augmentation de la consommation d'énergie qui a eu pour conséquence un croissement des puissances à générer et à transporter. Par conséquent, les réseaux deviennent de plus en plus grands et compliqués (augmentation de nombre des centrales électriques, et des différents ouvrages tel que les transformateurs et les lignes de transmission pour avoir un équilibre entre la production et la consommation), ceci conduit à une augmentation de coût et une dégradation de milieu naturel. D'où l'intérêt de tout organisme chargé de produire l'énergie électrique est d'assurer en tout temps et en tout lieu la couverture des puissances actives demandées par les clients avec un coût de combustible aussi faible que possible. L'objectif actuel d'un dispatching économique est la production électrique avec un coût minimal de façon que les pertes de puissances actives et réactives soient acceptables. Le problème général de la production et de la répartition optimale des puissances dans un système production- transport- consommation est donc fort complexe [1].

Plusieurs méthodes et algorithmes ont été appliqués pour résoudre ce problème, à vrai dire pour arriver à des meilleurs résultats. Les premières recherches ont négligé les pertes dans les lignes de transmission, par la suite plusieurs améliorations de la proposition originale ont été développées introduisant les pertes ainsi que les limites de fonctionnement des groupes de production. Ces algorithmes prouvent leurs efficacités et fournissent des meilleurs résultats, mais un autre problème qui en résulte, c'est encore le facteur temps et risque de se retrouver aux optima locaux.

Actuellement il existe une nouvelle approche qui est l'application des méthodes d'optimisation globales, parmi lesquelles on trouve les algorithmes génétiques qui sont inspirés par des analogies avec la biologie qui est très bien adapté au traitement d'un problème d'optimisation mono-objectif (optimisation de coût de production). L'utilisation des AG fournissent des solutions aux problèmes n'ayant pas des solutions calculables en temps raisonnable de façon analytique ou algorithmique.

L'objectif de notre travail est l'application de la méthode des AG sous l'environnement Matlab R2014a pour résoudre le problème du dispatching économique.

La rédaction de ce mémoire est structurée en trois chapitres :

Le premier chapitre présentera une vue générale sur le réseau électrique et ces trois majeurs types à savoir, le réseau de transport, de répartition et de distribution de l'énergie électrique. Par la suite, la description et la modélisation des éléments principaux constituant le réseau électrique avec la détermination des équations de l'écoulement de puissance.

Le deuxième chapitre concernera l'étude et l'analyse de l'écoulement de puissance dans le réseau électrique, en utilisant les deux méthodes les plus répandues à savoir la méthode de Gauss –Seidel (GS) et la méthode de Newton-Raphson (NR). Ces deux méthodes seront testées avec le réseau électrique standard IEEE 9 Bus.

Le troisième chapitre exposera le problème du dispatching économique et la méthode réservée pour le résoudre, qui est la méthode des AG .pour tester la validité de Cette méthode d'optimisation, une application sera faite sur les réseaux IEEE 5 Bus et IEEE 26 Bus. Les résultats obtenus sont validés par comparaison avec ceux obtenus par le calcul de l'écoulement de puissance en utilisant l'algorithme de Newton-Raphson.

Le mémoire se terminera par une conclusion générale synthétisant les principaux résultats obtenus et des perspectives.

CHAPITRE I :
ÉCOULEMENT DE
PUISSANCE DANS UN
RESEAU ELECTRIQUE

Introduction

Les systèmes d'énergie électrique constituent une des composantes essentielles du développement économique. Leur rôle est de fournir aux utilisateurs le produit électricité au moindre coût dans des conditions de qualité et de sécurité satisfaisantes. Pour atteindre cet objectif, il est nécessaire que tout au long de la chaîne conception –réalisation –exploitation, les ingénieurs disposent des moyens leur permettant de comprendre, d'analyser et de reproduire le comportement des systèmes d'énergie électrique [2].

L'analyse de tous phénomènes sur les réseaux électriques nécessite une bonne connaissance de la topologie du réseau et des caractéristiques de ses composants élémentaires avec leurs modélisations et la détermination des équations de fonctionnement du réseau [3].

Nous consacrons donc ce chapitre à un bref rappel sur les réseaux électriques ainsi que les équations d'écoulement de puissance.

I.1 Définition du réseau électrique

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques permettant de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs. Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production transport consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble [4], [5].

Dans un système électrique, il y a trois types de réseaux ; le réseau de transport, le réseau de répartition et le réseau de distribution.

I.1.1 Réseau de transport

Il est constitué des lignes et des postes de transformation issus des centrales et a pour rôle de transporter l'énergie électrique des centrales de production vers les gros centres de

consommation, d'alimenter les grandes et les petites industries et de servir pour les interconnexions avec les voisins [4].

I.1.2 Réseau de répartition

Il comprend les lignes de transport et les postes de transformation intermédiaires entre le réseau de transport et le réseau de distribution, permet de répartir la puissance avec les postes de distribution. Il s'agit du réseau de niveaux de tension inférieurs à 220 KV, essentiellement 60 KV pour les réseaux de SONELGAZ [4].

I.1.3 Réseau de distribution

Il est constitué des lignes et des postes de transformation qui servent à l'alimentation des ménages, l'éclairage public, la moyenne et la petite entreprise. Ce réseau comprend un réseau à moyenne tension et un réseau à basse tension [4].

I.2 Description et modélisation des éléments d'un réseau électrique

I.2.1 Description des éléments d'un réseau électrique

Les principaux éléments constituant un réseau électrique sont :

- Les groupes de production.
- Les liaisons.
- Les charges.
- Les jeux de barres.
- Les éléments shunts.

I.2.1.1 Les groupes de production

Les groupes de production produisent de la puissance électrique à partir d'une énergie primaire, d'origine :

- Thermique (gaz, charbon,...).
- Hydraulique (eau).

- Nucléaire (uranium).
- Renouvelable (solaire, éolienne,.....).

Ils délivrent à chaque instant une puissance électrique constituée d'une partie active et d'une partie réactive [6], [7].

I.2.1.2 Les liaisons

Les liaisons du réseau sont les lignes électriques et les postes de transformation qui jouent le rôle de lien entre la production et la consommation.

Les lignes sont des conducteurs qui relient deux sommets portés au même niveau de tension. Elles assurent la fonction « transport de l'énergie » sur le réseau.

Les transformateurs relient les nœuds portés à des niveaux de tension différents.

Parfois ces transformateurs sont équipés de régulateurs en charge dont le rôle est de modifier la tension. Le principe du régulateur en charge est simple : il s'agit de réaliser un transformateur dont le rapport de transformation ne soit pas fixe mais qui puisse évoluer dans une certaine plage pour suivre les variations de la tension primaire et atténuer les effets sur la tension secondaire en changeant la prise de connexion de l'enroulement secondaire [6],[8].

I.2.1.3 Les charges

Les charges sont des récepteurs d'énergie électrique, elles ont une partie active et une partie réactive et constituent ce qui est appelé communément consommation [6].

I.2.1.4 Les jeux de barres

Le terme officiel est barre omnibus, mais il n'est guère employé .selon la définition donnée par la commission électrotechnique international, il s'agit d'un conducteur de faible impédance auquel peuvent être reliés plusieurs circuits électriques en des points séparés [9].

I.2.1.5 Les éléments shunts

Dans la plupart des cas, les éléments shunts sont des dispositifs destinés à la compensation de l'énergie réactive et la tenue de la tension, à savoir : batteries de condensateurs et inductances fixes, compensateurs synchrones ou compensateurs statiques (SVC). Chaque élément connecté au réseau sera modélisé par une admittance équivalente ou une injection de puissance [10].

I.2.2 Modélisation des éléments d'un réseau électrique

I.2.2.1 Les générateurs

Un générateur est représenté par une source de courant ou de tension. Dans le calcul de l'écoulement de puissance, on représente le générateur par la puissance apparente débitée. (figure (I.1)) [3].

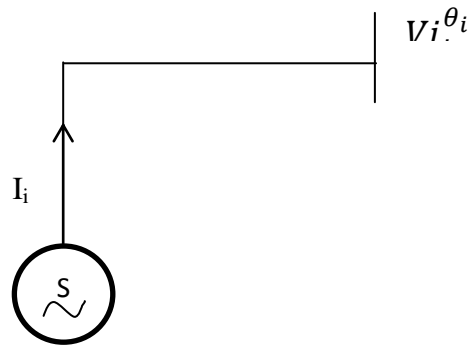


Figure I.1 : Modèle d'un générateur

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* = P_i + jQ_i \quad (I.1)$$

\bar{S}_i : Puissance apparente produite.

\bar{V}_i : Tension simple aux bornes de la source.

\bar{I}_i : Courant débité.

I.2.2.2 Les lignes

Une ligne reliant deux nœuds i et j , est modélisée par un schéma en π .

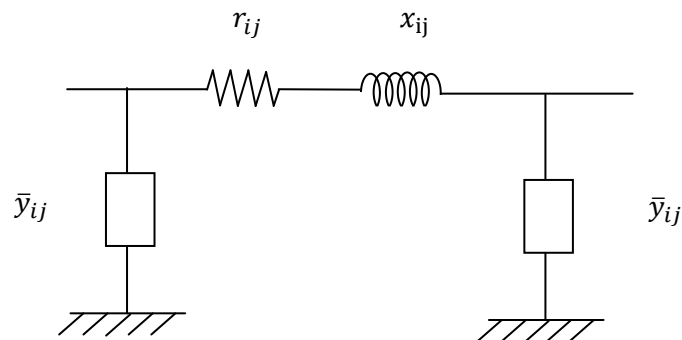


Figure I.2 : Modélisation des lignes et des câbles.

L'impédance série est :

$$\bar{z}_{ij} = \mathbf{Z}_{ij} e^{j\delta_{ij}} = r_{ij} + jx_{ij} \quad (I.2)$$

Et l'admittance en dérivation côté i :

$$\bar{y}_{ij} = \mathbf{g}_{ij} + j\mathbf{h}_{ij} \quad (I.3)$$

Ce schéma en π est symétrique, et l'on a de plus :

$$\mathbf{g}_{ij} = \mathbf{g}_{ji} = 0, \quad \mathbf{h}_{ij} = \mathbf{h}_{ji} = C_{ij} \omega/2 \quad (I.4)$$

Où $C_{ij} \omega$ désigne la susceptance [2].

I.2.2.3 Les transformateurs

Un transformateur est classiquement représenté par un schéma comprenant un quadripôle en Γ associé à un transformateur parfait de rapport nominal $n_0 = n_1/n_2$, n_1 désignant le nombre de spires primaires et n_2 le nombre de spires secondaires. (figure(I.4))

En pratique, le quadripôle en Γ peut être remplacé par un schéma en π symétrique comme pour une ligne. Si Z_s et Y_d désignent respectivement l'impédance série et l'admittance en dérivation en Γ , on a (figure I.3) [2].

$$\bar{Z}_{ij} = \bar{Z}_S, \quad \bar{Y}_{ij} = \bar{Y}_d/2$$

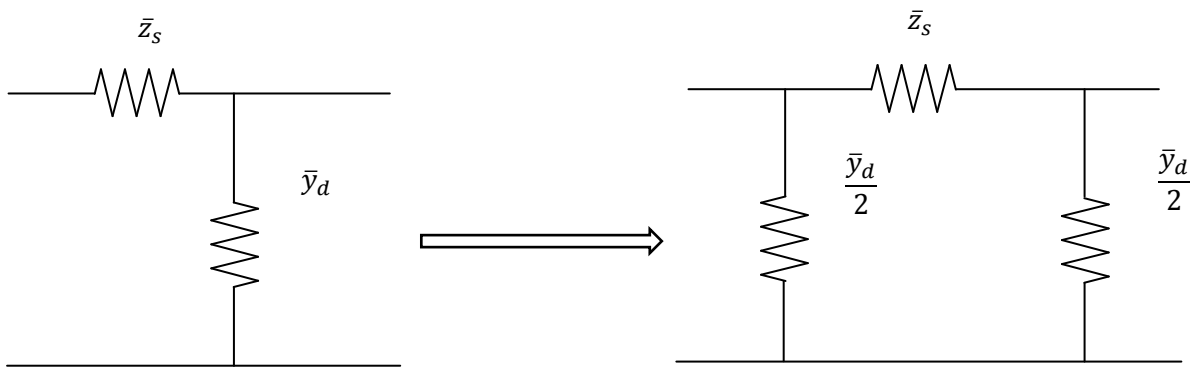


Figure I.3 : schéma en Γ et en π du quadripôle équivalent d'un transformateur.

Cette approximation est justifiée, Z_d étant grand par rapport à Y_s .

De plus, si les caractéristiques du réseau secondaire sont ramenées à la tension primaire, on n'a plus à considérer le transformateur parfait. Une impédance Z_2 du réseau secondaire est représentée «ramenée au primaire » par une impédance [2].

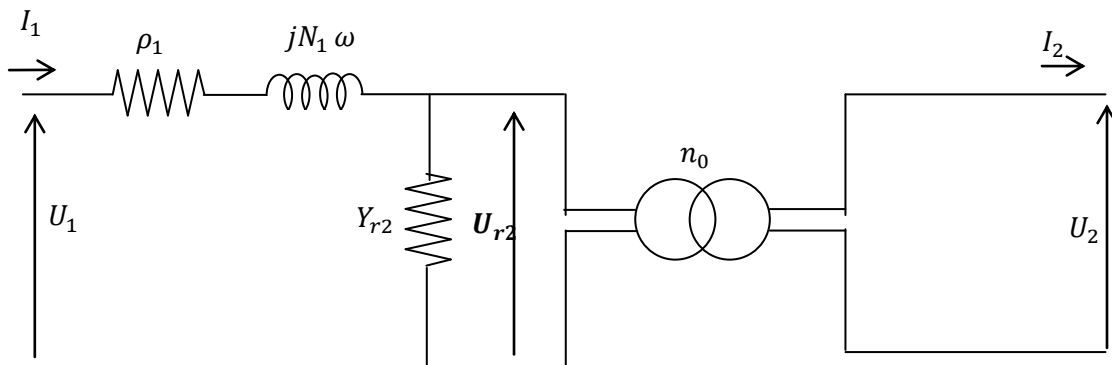


Figure I.4 : schéma équivalent d'un transformateur, ramené au primaire [2].

L_1, L_2 Coefficients d'induction propre de chaque enroulement.

M Coefficients d'induction mutuelle.

$$\rho = R_1 + R_{r2}$$

$R_{r2} = \left(\frac{M}{L_2}\right)^2 R_2$ Résistance secondaire ramenée au primaire.

$N_1 = L_1 - \frac{M^2}{L_2}$ Inductance des fuites totales du transformateur ramenée au primaire.

$Y_{r2} = \frac{1}{R_{r2} + jL_{r2}\omega}$ Admittance secondaire à vide.

$$L_{r2} = \left(\frac{M}{L_2}\right)^2 L_2 ; U_{r2} = \left(\frac{M}{L_2}\right) U_2, \text{ avec } \frac{M}{L_2} = \frac{n_1}{n_2} = n_0$$

$$\bar{z}_1 = \bar{z}_2 n_0^2 \quad (I.5)$$

Les tensions du réseau secondaire calculées dans cette représentation doivent être divisées par n_0 pour obtenir les tensions réelles.

I.2.2.4 Les charges

La connaissance de la nature des consommations est un des problèmes fondamentaux de la représentation des charges. A défaut d'informations précises, en premier approximation, on assimile les charges à des impédances constantes Z raccordées entre les nœuds consommateurs et la terre, déterminées à partir du résultat de répartition initial par [4].

$$Z = \frac{V^2}{P - jQ} \quad (I.6)$$

En général, cette représentation est conservatrice, conduisant à des résultats pessimistes

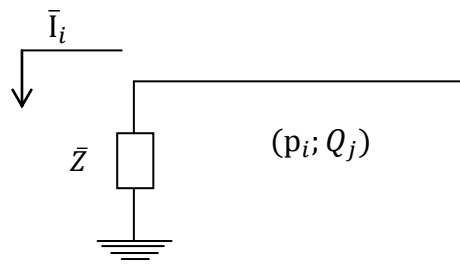


Figure I.5 : Modèle de la charge.

I.3 Ecoulement de puissance

I.3.1 La puissance

Dans un circuit électrique en courant alternatif, nous distinguons :

- La puissance active « P »
 - La puissance réactive « Q »
 - La puissance apparente « S »
- La puissance active qui produit de la chaleur ou un travail. son unité est le Watt « W ».
 - La puissance réactive permet de magnétiser les circuits électriques, elle n'est associée à aucune dépense d'énergie. son unité le Volte -Ampère-Réactif « VAR ».
 - La puissance apparente est une grandeur dimensionnant l'appareil. Elle donne une indication sur la taille du matériel. Son unité Volt -Ampère « VA » [6].

Les puissances active, réactive et apparente peuvent être représentées par le triangle de puissance de la figure (I.6).

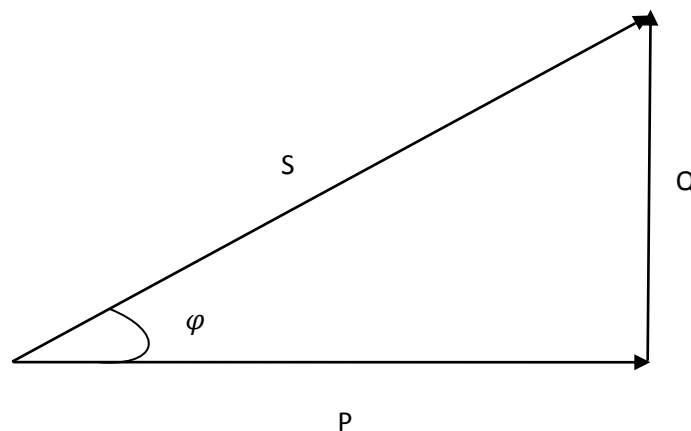


Figure I.6: Triangle de puissance.

- Le facteur de puissance d'un circuit électrique indique le rapport de la puissance active et la puissance apparente.

$$Fp = \cos \varphi = \frac{P}{S} \quad (I.7)$$

I.3.2 Equations de l'écoulement de puissance

Avant de déterminer les équations de l'écoulement de puissance, il est nécessaire de formuler la matrice des admittances d'un réseau électrique dans le cas général [6], [11], [12].

I.3.2.1 Formulation de la matrice des admittances

Soit le schéma suivant :

Si nous considérons le sommet **i**, nous aurons :

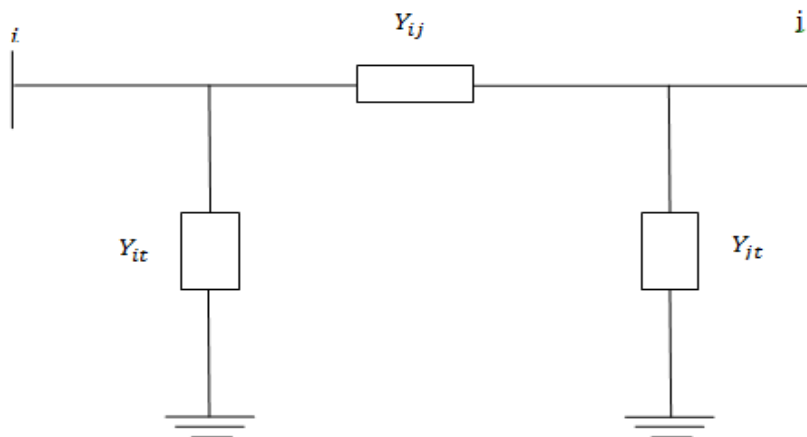


Figure I.7 : Schéma représentatif d'un réseau à deux nœuds.

Pour formuler la matrice des admittances, il faut connaître l'admittance propre en chaque nœud du réseau et l'admittance mutuelle entre deux nœuds du même réseau.

- L'admittance propre en un nœud **i** quelconque d'un réseau électrique est égale à la somme des admittances des lignes reliées au nœud **i** plus celle le reliant à la terre.

L'expression de l'admittance propre est donnée par :

$$Y_{ii} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij} + Y_{it} \quad (I.8)$$

L'admittance mutuelle entre un nœud i et un nœud j est égale à l'admittance de la ligne reliant le nœud i au nœud j précédée du signe (-).

L'expression de l'admittance mutuelle est donnée par :

$$y_{ij} = -y_{ji} \quad (I.9)$$

La présence d'un transformateur entre deux nœuds modifiés les expressions (I.8) et (I.9)

- Pour l'admittance propre Y_{ii} , nous utilisons Y_t ou Y_t/a^2 selon la position du transformateur, par rapport au nœud considéré.
- Pour l'admittance mutuelle Y_{ij} , nous utilisons Y_t/a^2 quelque soit la position du transformateur par rapport au nœud traité.

La matrice $[Y]$ s'écrit :

$$[Y] = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \dots & \dots & \dots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \dots & \dots & \dots & Y_{2N} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & \dots & \dots & \dots & Y_{3N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{N1} & Y_{N2} & Y_{N3} & \dots & \dots & \dots & Y_{NN} \end{bmatrix} \quad (I.10)$$

I.3.2.2 Equations d'un réseau électrique

Les équations d'un réseau électrique sont données par la relation entre les courants et les tensions, cette relation est donnée sous forme matricielle comme suit :

$$[Y][V] = [I] \quad (I.11)$$

L'écriture détaillée est donnée comme suit :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \dots & \dots & \dots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \dots & \dots & \dots & Y_{2N} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & \dots & \dots & \dots & Y_{3N} \\ \vdots & & & & & & \\ \vdots & & & & & & \\ \vdots & & & & & & \\ Y_{N1} & Y_{N2} & Y_{N3} & \dots & \dots & \dots & Y_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix}$$

I.3.2.3 Détermination des équations en puissance active et réactive en coordonnées polaires

Les expressions en puissances active et réactive sont évaluées à partir de la fonction MISMATCH (écart) et de la loi des nœuds.

I.3.2.3.1 Définition de la fonction MISMATCH

La fonction MISMATCH pour un sommet i notée \mathbf{M}_i est égale à l'écart entre la puissance apparente injectée en ce nœud i et la somme des puissances apparentes transitées dans les lignes reliées à ce nœud i [4].

$$\mathbf{M}_i = \mathbf{S}_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N \mathbf{S}_{ij} = \Delta \mathbf{P}_i + j \Delta \mathbf{Q}_i \quad (\text{I.12})$$

I.3.2.3.2 Les équations de l'écoulement de puissance active et réactive en coordonnée polaire

On peut exprimer les équations de l'écoulement de puissance active et réactive avec les coordonnées rectangulaires ou les coordonnées polaires. Il est préférable d'utiliser la forme polaire pour faire apparaître les différentes grandeurs qui caractérisent le réseau électrique.

A partir de la fonction MISMMATCH et de la loi des nœuds, nous pouvons établir l'expression de la puissance apparente pour chaque sommet du réseau. Si nous considérons un sommet i quelconque d'un réseau électrique, nous aurons :

$$M_i = S_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N S_{ij} = \Delta P_i + j\Delta Q_i \text{ Avec } i=1, N$$

$M_i \approx 0$ Par conséquent $S_i \approx \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N S_{ij}$ et comme $S_i = V_i I_i^*$ alors :

$$\left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N S_{ij} \right]^* = V_i \left[Y_{ii} V_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij} V_j \right]^*$$

$$M_i^* = S_i^* - \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N S_{ij} \right]^* = \Delta P_i - j\Delta Q_i \quad i=1, N$$

$$M_i^* = S_i^* - V_i^* \left[Y_{ii} V_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij} V_j \right]$$

$$M_i^* = P_i - jQ_i - Y_{ii} V_i^* V_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij} V_i V_j^*$$

$$\Delta P_i - j\Delta Q_i = P_i - jQ_i - Y_{ii} e^{j\varphi_{ii}} V_i^2 - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij} V_i V_j e^{-j(\theta_i - \theta_j)}$$

$M_i = 0$ Pour tous les nœuds :

$$\Delta P_i - j\Delta Q_i = P_i - jQ_i - Y_{ii}V_i^2(\cos\varphi_{ii} - jsin\varphi_{ii}) - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N (Y_{ij}V_iV_j[\cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) - jsin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij})])$$

$$\Delta P_i - j\Delta Q_i = P_i - jQ_i - Y_{ii}V_i^2\cos\varphi_{ii} - jY_{ii}V_i^2\sin\varphi_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij}V_iV_j\cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) + j \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij}V_iV_j\sin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij})$$

Comme $M_i = 0 \Rightarrow \begin{cases} \Delta P_i = 0 \\ \Delta Q_i = 0 \end{cases}$, nous aurons pour P_i et Q_i les expressions suivantes :

$$\begin{cases} P_i = Y_{ii}V_i^2 \cos \varphi_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij}V_iV_j \cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) & (I.13) \\ Q_i = -Y_{ii}V_i^2 \sin \varphi_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij}V_iV_j \sin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) & (I.14) \end{cases}$$

Avec :

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$$

$$\varphi_{ij} = \text{Arctg} \left(\frac{B_{ij}}{G_{ij}} \right)$$

$$|Y_{ij}| = \sqrt{G_{ij}^2 + B_{ij}^2}$$

Les équations de l'écoulement de puissances sont données en fonction des modules des tensions et de leurs déphasages angulaires.

Dans le cas générale, pour déterminer les équations de l'écoulement de puissance, on considère que les puissances au jeu de barres i sont équilibrées, donc le bilan de puissance électrique à un jeu de barre i d'un réseau électrique de n jeu de barres est la différence entre la puissance générée S_{Gi} et la puissance demandée S_{Di} ; au niveau du même jeu de barre [13].

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} \quad (I.15)$$

$$S_i = P_i + jQ_i = (P_{Gi} + jQ_{Gi}) - (P_{Di} + jQ_{Di}) \quad (I.16)$$

$$S_i = (P_{Gi} - P_{Di}) + (jQ_{Gi} - jQ_{Di}) \quad (I.17)$$

L'équation de la puissance apparente complexe au nœud (i) est :

$$\bar{S}_i = P_i - jQ_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* \quad (I.18)$$

Le courant s'exprime en fonction des admittances au nœud par la relation suivant :

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \quad (I.19)$$

En substituant l'équation (I.17) dans l'équation (I.18) on obtient :

$$S_i = \bar{V}_i \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij}^* \bar{V}_j^* \quad (I.20)$$

En coordonnées polaires :

$$V_i = |V_i| \cdot [\theta_i]$$

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \cdot [\delta_{ij}]$$

$$S_i = \sum |Y_{ij}| |V_i| |V_j| e^{(\theta_i - \theta_j - \theta_{ij})} \quad (\text{I. 21})$$

En peut écrire les équations de l'écoulement de puissance sous forme :

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} \quad (\text{I. 22})$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} \quad (\text{I. 23})$$

I.3.2.4 Équilibre du système électrique

L'équilibre du système électrique exige qu'à tout moment, la puissance injectée (la production) soit égale à la puissance soutirée (la consommation) plus les pertes générées sur le réseau [14].

➤ L'équilibre des puissances actives donne :

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} = \sum_{i=1}^n P_{Di} + \sum_{i=1}^n P_{Li} \quad (\text{I. 24})$$

P_L : Les pertes de puissance active.

➤ De même l'équilibre des puissances réactives donne :

$$\sum_{i=1}^n Q_{Gi} = \sum_{i=1}^n Q_{Di} + \sum_{i=1}^n Q_{Li} \quad (\text{I. 25})$$

Q_L : Les pertes de puissance réactive.

Conclusion

L'énergie électrique est produite en des sites particuliers liés à la nature de l'équipement de production. Il est donc nécessaire de la produire en temps réel et de la transporter en tout point du système où cette énergie est demandée pour satisfaire la demande de consommation [3].

Mais, avec l'apparition de la crise d'énergie où l'augmentation sans cesse de la consommation, l'équilibre entre la production et la consommation de l'énergie électrique n'est pas réalisable. Pour cela, on s'intéresse dans l'étape suivante à la résolution de problème de la répartition de puissance dans le réseau électrique.

CHAPITRE II
ANALYSE DE
L'ÉCOULEMENT DE
PUISSANCE DANS UN
RESEAU

Introduction

Parmi les principaux problèmes rencontrés par les gestionnaires du système de production et de transport d'énergie électrique, la répartition des charges dans les réseaux électriques [15]. Dans tout ensemble de centrales électriques alimentant un ensemble de consommateurs par l'intermédiaire d'un réseau de transport maillé, on doit déterminer la répartition des puissances fournis par ces centrales, à un instant donnée, tout en respectant un ensemble de contraintes techniques et économiques [16].

Le but de ce chapitre est de faire une étude et la résolution de problème d'écoulement de puissance en calculant les valeurs du module et la phase de la tension au niveau de chaque jeu de barre, ce qui nous permettra le calcul des puissances actives et réactives transitées dans les lignes et les pertes en utilisant des méthodes numériques classiques (Gauss Seidel, Newton Raphson).

II.1 Problème de l'écoulement de puissance

Le calcul de l'écoulement de puissance (load flow), ou encore le calcul de la répartition des charges au sein d'un réseau a pour objet de déterminer l'état de réseau en fonction des charges qui sont connectées et de la répartition de la consommation sur l'ensemble des nœuds du réseau. Quatre grandeurs sont associées à chaque nœud du système : les puissances actives et réactives ainsi que le module et la phase de la tension. Seule deux de ces quatre variables sont connues en un nœud, les deux autres étant déterminée lors du calcul. Trois combinaisons, définissant trois types de nœuds sont généralement utilisées [3] :

- Nœud générateur : c'est un nœud connecté directement avec générateur ou une source de d'énergie réactive, la puissance active et la tension sont considérées connue (P,V). La production de l'énergie réactive est limitée par des valeurs inférieures et supérieures Q_g^{min} et Q_g^{max} respectivement. Si l'une des deux limités est atteinte, la valeur se fixe à cette limite et la tension se libère le nœud devient alors un nœud (P, Q).
- Nœud de charge : c'est un nœud connecté directement avec la charge, il ne possède aucune source d'énergie, les puissances active et réactive sont considérées connues (P, Q).

- Nœud de référence ou bilan (slack bus) : c'est un nœud connecté avec un générateur relativement puissant, il est considéré dans l'écoulement de puissance afin de compenser les pertes actives et assurer l'égalité entre la demande et le génération de la puissance active, il est caractérisé par une tension (V, θ) .

Le calcul de l'écoulement de puissance est fait en supposant que le réseau fonctionne en régime permanent et que les générateurs fournissent la puissance électrique sous la forme d'un système de tensions et des courants alternatifs sinusoïdaux triphasés équilibrés directs [17].

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

Le but de l'écoulement de puissance se résume dans les points suivants :

- Assurer l'équilibre entre la production et la demande d'énergie électrique (l'amélioration de dépense de l'électricité, production d'énergie selon le besoin).
- Ne pas dépasser les valeurs limites (la stabilité théorique, selon la durée d'utilisation).
- Il faut conserver les tensions de jeux de barres entre les limites théoriques ($V_{min} < V < V_{max}$), en utilisant le contrôle de puissance.
- Planification du réseau (à partir du calcul de la charge). Augmenter la sécurité de fonctionnement des réseaux par une bonne stratégie d'EP avant les perturbations [18].

II.3 Résolution du problème d'écoulement de puissance

Pour résoudre le problème d'écoulement de puissance on peut utiliser des méthodes de résolution de type itératif en raison de la nature non linéaire des équations. Deux types de méthodes sont utilisables : les méthodes itératives ponctuelles dites de relaxation (Gauss-Seidel) et les méthodes globales (Newton-Raphson) [3].

II.3.1 La méthode de Gauss-Seidel

La méthode de Gauss-Seidel est une méthode de résolution des équations algébriques ou transcendentes non linéaires. L'avantage principal de cette méthode est la très grande

facilité de la mise en œuvre et le faible nombre de calculs qu'elle demande à chaque itération. C'est la raison qui a fait son succès durant les dernières décennies où la puissance et la capacité mémoire des ordinateurs très limitées.

En revanche les problèmes de lenteur de la convergence des calculs peuvent rendre le processus très long même lorsque l'on utilise les accélérateurs de convergence dont le choix de coefficient α optimal relève de l'heuristique et varie d'un réseau à l'autre. De plus cette méthode dépend beaucoup des valeurs d'initialisation choisies. Une valeur inappropriée peut également causer la divergence du processus itératif [3].

II.3.1.1 Principe

Soit à résoudre la fonction [19].

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \quad (\text{II.1})$$

Cette méthode est basée sur le changement de l'équation : $f(x) = 0$ à la forme $x = g(x)$. Pour une fonction $f(x) = 0$, il est toujours possible de trouver une fonction $g(x)$, tel que $x = g(x)$ ($g(x)$, n'est pas unique) [19].

Le principe de cette méthode est simple. A partir d'une valeur approchée de départ x^0 nous construisons une suite de valeurs itérées x^k en appliquant l'équation $x = g(x)$:

$$\begin{cases} \mathbf{x}^1 = \mathbf{g}(\mathbf{x}^0) \\ \mathbf{x}^2 = \mathbf{g}(\mathbf{x}^1) \\ \vdots \\ \mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{g}(\mathbf{x}^k) \end{cases} \quad (\text{II.2})$$

Où k : numéro d'itération.

Le processus itératif se termine si la différence entre deux valeurs successives vérifie le test de convergence :

$$|\mathbf{x}^{k+1} - \mathbf{x}^k| \leq \epsilon \quad (\text{II.3})$$

II.3.1.2 L'algorithme de Gauss-Seidel

L'algorithme de la méthode de Gauss-Seidel peut être résumé dans les étapes suivantes :

Etape1 : Formation de la matrice admittance [Y].

Etape2 : Estimation des valeurs initiales des tensions nodales $V_i^0, i=1, 2, \dots, n$

Etape3 : Détermination des paramètres :

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

$$\begin{cases} \mathbf{KL}_i = \frac{1}{\mathbf{Y}_{ii}} (\mathbf{P}_i - j\mathbf{Q}_i) \\ \mathbf{YL}_{ij} = \frac{\mathbf{Y}_{ij}}{\mathbf{Y}_{ii}} \end{cases} \quad (\text{II. 4})$$

$$\mathbf{KL}_i \text{ et } \mathbf{YL}_{ij} \begin{cases} i = 1, 2, \dots, n \\ j = 1, 2, \dots, n \end{cases} \quad (\text{II. 5})$$

Initiation des itérations $K=0$

Etape 4 : Calcul itératif des tensions pour chaque nœud suivant la relation :

$$\mathbf{V}_i^{k+1} = \frac{\mathbf{KL}_i}{[\mathbf{V}_i^k]^*} - \mathbf{YL}_{ij} \cdot \mathbf{V}_j^{k+1} - \mathbf{YL}_{ij} \cdot \mathbf{V}_j^k \quad (\text{II. 6})$$

On calcul l'écart entre les valeurs d'une même tension trouvée aux itérations qui se suivent :

$$\Delta \mathbf{V}_i^{(K)} = \mathbf{V}_i^{(K+1)} - \mathbf{V}_i^{(K)} \quad (\text{II. 7})$$

On introduit le facteur d'accélération α pour réduire le nombre d'itérations ce facteur prend en générale la valeur de 1.4 [3].

Etape 5 : Une fois le test de convergence est vérifié ($\max \Delta V(K) \leq \varepsilon$), les valeurs des tensions de la dernière itération sont retenues on calcul :

Les puissances transitées :

$$S_{ij}^* = V_i^*(V_i - V_j)Y_{ij} + V_i^*V_i \frac{Y_{ij}}{2} \quad (\text{II. 8})$$

Les puissances injectées :

$$S_i = \sum_{j=1}^n S_{ij} \quad (\text{II. 9})$$

Les pertes :

$$S_L = S_{ji} + S_{ij} \quad (\text{II. 10})$$

Si non aller à l'étape 4, [20].

II.3.1.3 Organigramme de la méthode Gauss-Seidel avec Ybus

L'organigramme de la méthode de Gauss-Seidel est donné par la figure (II.1).

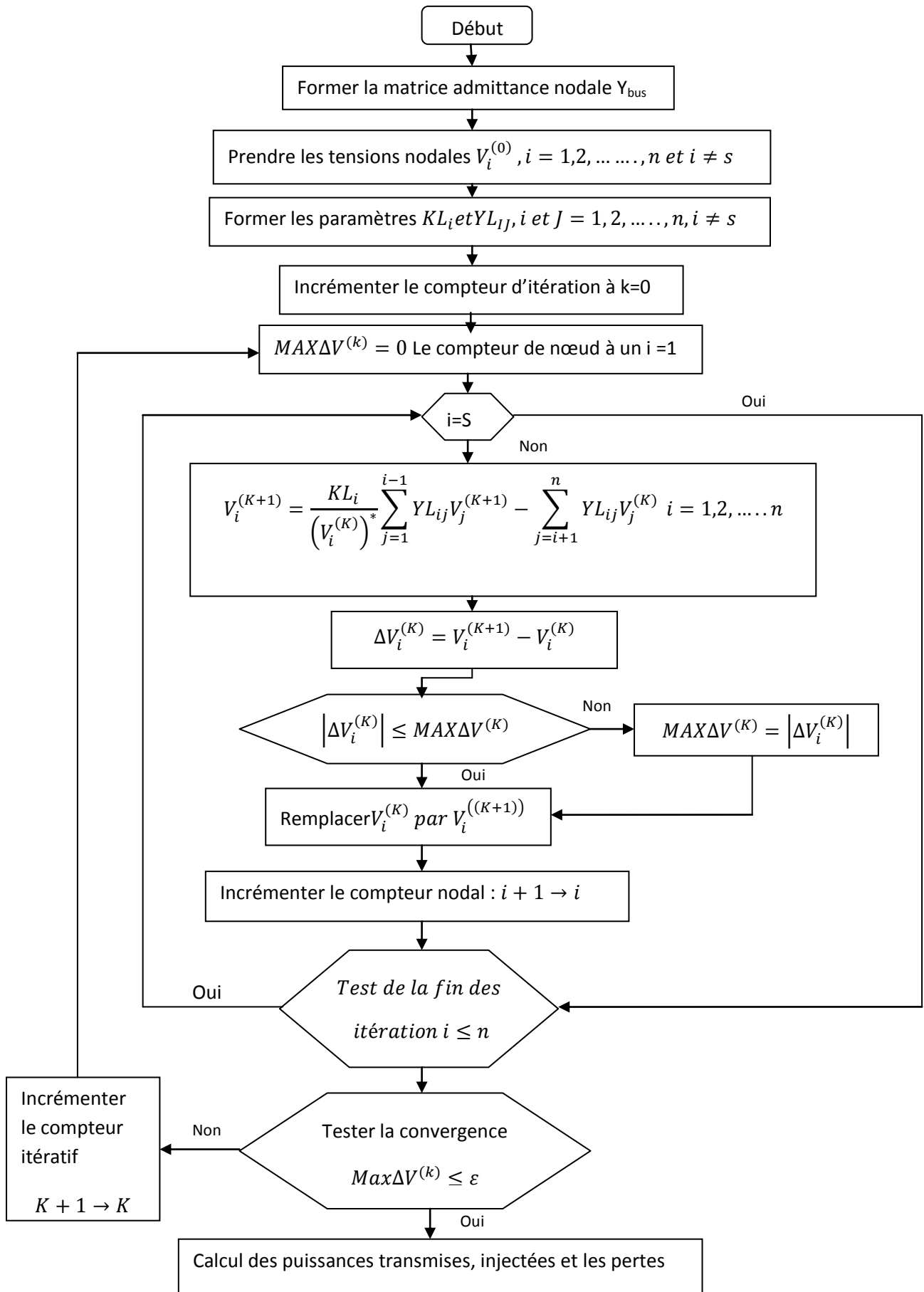


Figure II.1 : Organigramme de la méthode de Gauss-Seidel [13].

Remarque :

$i=1$: Nœud de référence (s).

$i=2, \dots, m$: Nœuds de contrôle.

$i= k+1, \dots, n$: Nœuds de charge.

L'itération continue jusqu'à la tolérance (ε) est vérifiée.

II.3.1.4 Application de la méthode de Gauss-Seidel

Soit la puissance apparente au nœud i :

$$\mathbf{S}_i = \mathbf{P}_i + j\mathbf{Q}_i = \mathbf{V}_i \cdot \mathbf{I}_i^* = \mathbf{V}_i \sum_{j \neq i} \mathbf{Y}_{ij}^* \cdot \mathbf{V}_j \quad (\text{II. 11})$$

Avec :

$$\begin{cases} \mathbf{V}_i = |\mathbf{V}_i| e^{j\theta_i} \\ \mathbf{I}_i = \sum_{j=1}^n \mathbf{Y}_{ij} \mathbf{V}_j e^{j\theta_j} \\ \mathbf{P}_i - j\mathbf{Q}_i = \mathbf{V}_i \cdot \mathbf{I}_i \end{cases} \quad (\text{II. 12})$$

D'où :

$$\mathbf{I}_i = \frac{(\mathbf{P}_i - j\mathbf{Q}_i)}{\mathbf{V}_i^*}, \quad i = 1, 2, \dots, n; i \neq s \quad (\text{II. 13})$$

Or :

$$\mathbf{I}_i = \mathbf{Y}_{ii} \cdot \mathbf{V}_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \mathbf{Y}_{ij} \mathbf{V}_j, \quad i = 1, 2, \dots, n; i \neq s \quad (\text{II. 14})$$

D'où l'on tire l'équation de la tension E_i :

$$\mathbf{V}_i = \frac{1}{\mathbf{Y}_{ii}} \left[\frac{(\mathbf{P}_i - j\mathbf{Q}_i)}{\mathbf{V}_i^*} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \mathbf{Y}_{ij} \mathbf{V}_j \right], \quad i = 1, 2, \dots, n; i \neq s \quad (\text{II. 15})$$

Donc l'équation (II.14) devient :

$$V_i = \frac{KL_i}{V_i^*} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n YL_{ij} V_j, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{II. 16})$$

Cette dernière équation est la base du calcul itérative qui aura la forme suivante :

$$V_i^{(K+1)} = \frac{KL_i}{(V_i^{(K)})^*} - \sum_{j=1}^{i-1} YL_{ij} V_j^{(K+1)} - \sum_{j=i+1}^n YL_{ij} V_j^k \quad (\text{II. 17})$$

II.3.2 Méthode de Newton-Raphson

L'avantage de ce type de méthode est la rapidité de convergence dû à l'utilisation de l'information fournie par la dérivée de $F(x)$. Sa convergence est de nature quadratique. C'est cette rapidité de convergence qui est la raison du succès de cette méthode et des méthodes de ce type [3].

II.3.2.1 Le principe

Le deuxième type de résolution consiste à tenir compte des variations de la fonction $F(x)$ en utilisant la dérivée de la fonction [32].

A partir d'une valeur initiale $X^{(0)}$ on va calculer un accroissement ΔX tel que :

$$F(X^{(0)} + \Delta X) = 0 \quad (\text{II. 18})$$

Dans ce but, nous développons $F(X^{(0)} + \Delta X)$ en série de TAYLOR au premier ordre :

$$F(X^{(0)} + \Delta X) = F(X^{(0)}) + \Delta X F'(X^{(0)}) = 0 \quad (\text{II. 19})$$

D'où :

$$\Delta \mathbf{X} = -\mathbf{F}(\mathbf{X}^{(0)}) / \mathbf{F}'(\mathbf{X}^{(0)}) \quad (\text{II. 20})$$

Et :

$$\mathbf{X}^{(1)} = \mathbf{X}^{(0)} - \mathbf{F}(\mathbf{X}^{(0)}) / \mathbf{F}'(\mathbf{X}^{(0)}) \quad (\text{II. 21})$$

Nous construirons ainsi comme précédemment une suite de nombres $X^{(k)}$ telle que :

$$\mathbf{X}^{(k+1)} = \mathbf{X}^{(k)} - \mathbf{F}(\mathbf{X}^{(k)}) / \mathbf{F}'(\mathbf{X}^{(k)}) \quad (\text{II. 22})$$

Jusqu'à ce que l'on converge vers une valeur X telle que $|\mathbf{F}(x)| < \epsilon$.

II.3.2.2 Représentation géométrique de la méthode de Newton-Raphson (NR)

Elle est basée sur la détermination de la tangente à la courbe $F(x)$ en chaque point $(x^{(k)}, F(x^{(k)}))$. L'intersection de cette tangente avec l'axe des x fournit le point $x^{(k+1)}$.

Figure (II.2)

$\Delta x^{(k)}$ étant une approximation de l'erreur commise sur x à l'itération (k) , [10].

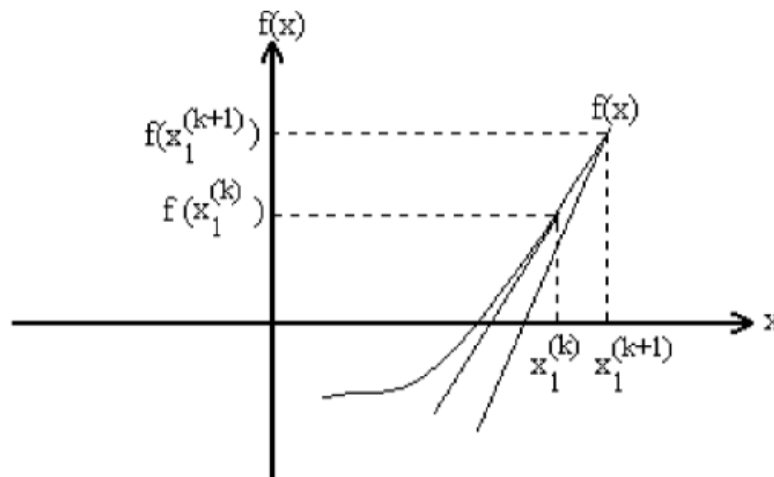


Figure II.2: Représentation géométrique de la méthode de NR.

II.3.2.3 Algorithme de NR pour un système de dimension (n)

Soit la fonction $F(x) = 0$ de dimension n, tel que :

$$f(x) = \begin{bmatrix} f_1(x) \\ \vdots \\ f_k(x) \\ f_{k+1}(x) \\ \vdots \\ f_n(x) \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} P_1 \\ \vdots \\ P_k \\ Q_{k+1} \\ \vdots \\ Q_n \end{bmatrix} x^{(0)} = \begin{bmatrix} X_2^{(0)} \\ \vdots \\ X_k^{(0)} \\ X_{k+1}^{(0)} \\ \vdots \\ X_n^{(0)} \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} V_2^{(0)} \\ \vdots \\ V_k^{(0)} \\ \theta_{k+1}^{(0)} \\ \vdots \\ \theta_n^{(0)} \end{bmatrix} \quad (II. 23)$$

On estime que $x_1^{(0)}, x_2^{(0)} \dots \dots \dots x_n^{(0)}$ sont les solutions de ces n équations. L'exposant (0) indique que ces valeurs sont des estimations initiales de x (le vecteur x représente les niveaux de tension et l'angle de phase des jeux de barres $x = [\theta, V]$).

$$\left. \begin{aligned} f_1(x^{(0)}) + \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)^{(0)} \Delta x_1^{(0)} + \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_2}\right)^{(0)} \Delta x_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right)^{(0)} \Delta x_n^{(0)} &= 0 \\ f_2(x^{(0)}) + \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_1}\right)^{(0)} \Delta x_1^{(0)} + \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_2}\right)^{(0)} \Delta x_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_n}\right)^{(0)} \Delta x_n^{(0)} &= 0 \\ \vdots & \\ f_n(x^{(0)}) + \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)^{(0)} \Delta x_1^{(0)} + \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_2}\right)^{(0)} \Delta x_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)^{(0)} \Delta x_n^{(0)} &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (II. 24)$$

On désigne par $\Delta x_1^{(0)}, \Delta x_2^{(0)}, \dots \dots \Delta x_n^{(0)}$ les valeurs à ajouter à $x_1^{(0)}, x_2^{(0)} \dots \dots \dots x_n^{(0)}$ pour trouver les solutions correctes. Lorsqu'on développe toutes les fonctions en série de Taylor au voisinage du point d'estimation initiale on aura [5],[19].

On peut écrire le système de n équations linéaire comme suit :

$$\begin{bmatrix} f_1(x^{(0)}) \\ f_2(x^{(0)}) \\ \vdots \\ f_n(x^{(0)}) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right) |_0 & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_2}\right) |_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right) |_0 \\ \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_1}\right) |_0 & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_2}\right) |_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_n}\right) |_0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right) |_0 & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_2}\right) |_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right) |_0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta x_n^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (I. 25)$$

Les termes $\left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right) |_0, \dots, \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right) |_0$ correspondent à la dérivée partielle évaluée avec les valeurs $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$.

Ou dans une notation compacte :

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}^{(0)}) + \mathbf{j}^{(0)} \Delta \mathbf{x}^{(0)} \approx \mathbf{0} \quad (\text{II. 26})$$

$[\mathbf{j}^{(0)}]$: La matrice carrée dite Jacobéenne

De cette dernière équation on tire ensuite le vecteur erreur :

$$\Delta \mathbf{x}^{(0)} = -[\mathbf{j}^{(0)}]^{-1} \mathbf{f}(\mathbf{x}^{(0)}) \quad (\text{II. 27})$$

Mais $\Delta \mathbf{x}^{(0)} = \mathbf{x}^{(1)} - \mathbf{x}^{(0)}$ donc :

$$\mathbf{x}^{(1)} = \mathbf{x}^{(0)} - [\mathbf{j}^{(0)}]^{-1} \mathbf{f}(\mathbf{x}^{(0)})$$

En général :

$$\mathbf{x}^{(k+1)} = \mathbf{x}^{(k)} - [\mathbf{j}^{(k)}]^{-1} \mathbf{f}(\mathbf{x}^{(k)}) \quad (\text{II. 28})$$

II.3.2.4 Organigramme de la méthode de Newton-Raphson

L'organigramme de la méthode de Newton-Raphson est donné par la figure (II.3).

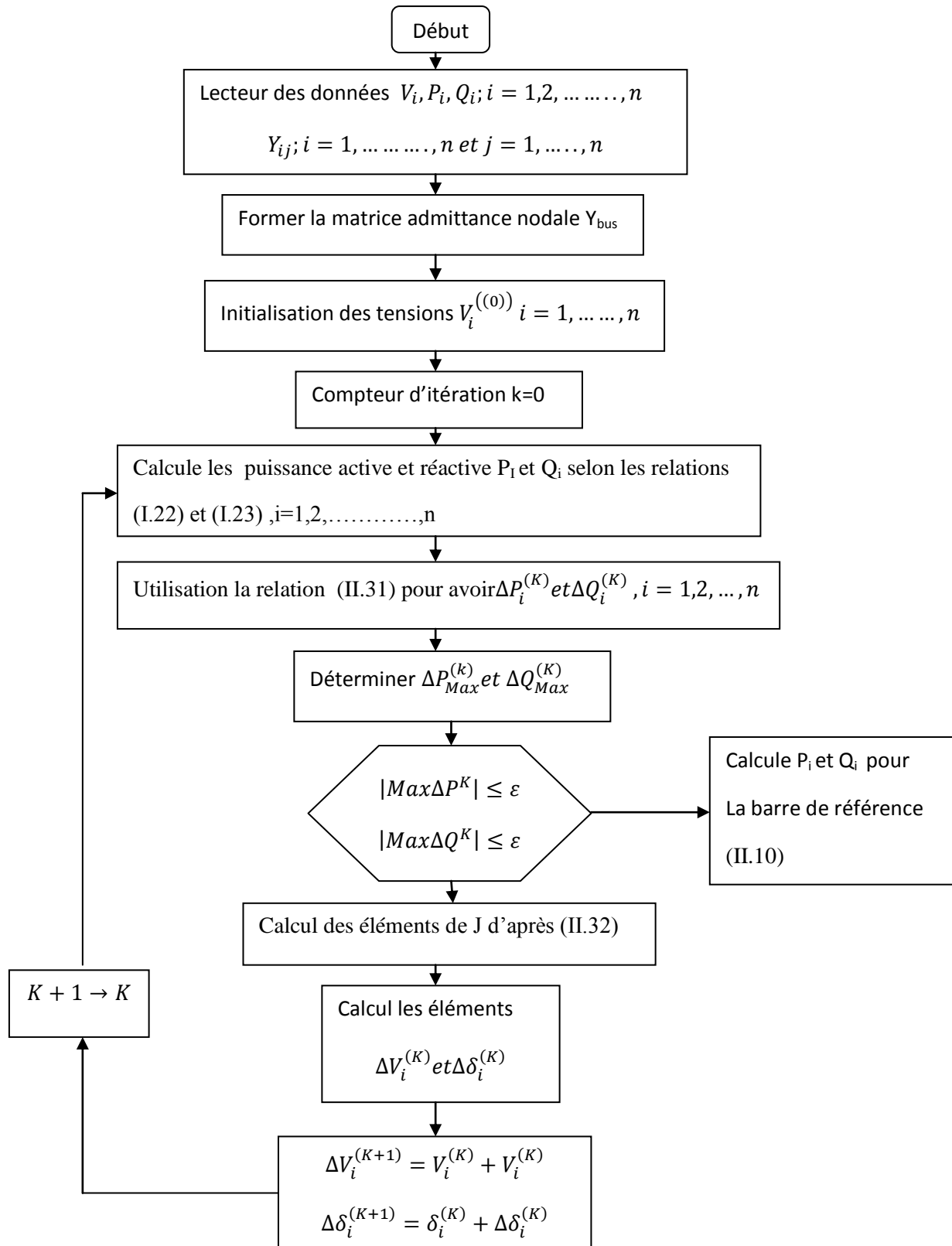


Figure II.3 : Organigramme de la méthode de Newton-Raphson [14].

II.3.2.5 Méthode de NR appliquée aux équations de l'écoulement de puissance

D'après la forme générale des équations de puissance au j.d.B [5],[19].

$$\left. \begin{aligned} P_i &= \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) = F_{ip} \\ Q_i &= \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) = F_{iq} \end{aligned} \right\} i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{II.29})$$

Où :

$i = 1$: J.d.B de référence ;

n : Nombre de J.d.B ;

i : Numéro de J.d.B ;

Après développement de F_{ip} et F_{iq} en série de TAYLOR autour de la première approximation :

$$\left. \begin{aligned} P_i &= F_{ip}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_2} \right)^{(0)} \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_n} \right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial V_2} \right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial V_n} \right)^{(0)} \Delta V_n^{(0)} \\ Q_i &= F_{iq}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_2} \right)^{(0)} \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_n} \right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial V_2} \right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial V_n} \right)^{(0)} \Delta V_n^{(0)} \end{aligned} \right\} \dots (\text{II.30})$$

Avec $F_{ip}^{(0)}$ et $F_{iq}^{(0)}$ sont des fonctions de tension et de phase :

A partir de la relation de $\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$.

Avec :

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_i^{(0)} &= P_i - F_{ip}^{(0)} \\ \Delta Q_i^{(0)} &= Q_i - F_{iq}^{(0)} \end{aligned} \right\} (\text{II.31})$$

Les deux systèmes d'équation (II.30) et (II.31) donnent :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(0)} \\ \Delta Q_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\Delta F_{2P}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta F_{2P}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\Delta F_{2P}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta F_{2P}}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\Delta F_{nP}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta F_{nP}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\Delta F_{nP}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta F_{nP}}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \\ \left(\frac{\Delta F_{2q}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta F_{2q}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\Delta F_{2q}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta F_{2q}}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\Delta F_{nq}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta F_{nq}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\Delta F_{nq}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta F_{nq}}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(0)} \\ \Delta V_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta V_n^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{II. 32})$$

Donc on peut écrire le système comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}] \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta |V|^{(0)} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta |V|^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{II. 33})$$

On rappelle que :

$$\Delta \delta^{(k)} = \delta_i^{(k+1)} - \delta_i^{(k)} \quad (\text{II. 34})$$

$$\mathbf{i} \neq \mathbf{1}(\text{ref}), \mathbf{i} \neq \mathbf{2}(\text{cont}) \quad (\text{II. 35})$$

$$\Delta |V|_i^{(k)} = |V_i|^{(k+1)} - |V_i|^{(k)} \quad (\text{II. 36})$$

L'adaptation de (II.33) avec (II.36) donne :

$$\begin{bmatrix} \delta_i^{(k+1)} \\ |V|^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^{(k)} \\ |V|^{(k)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \delta_i^{(k+1)} \\ |V|^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^{(k)} \\ |V|^{(k)} \end{bmatrix} [J^{(k)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix} \quad (\text{II. 37})$$

D'une manière générale :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (\text{II. 38})$$

$$J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \quad (\text{II. 39})$$

J_1, J_2, J_3, J_4 Sont les sous matrice de la jacobienne.

Les éléments diagonaux et hors diagonaux de la matrice Jacobéenne qui sont calculées à partir des équations du système [19].

Sous matrice J_1 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|Y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\varphi_{ij} - \theta_i + \theta_j); \mathbf{i} \neq \mathbf{j} \quad (\text{II. 40})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\varphi_{ij} - \theta_i + \theta_j) \quad (\text{II. 41})$$

Sous matrice J_2 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |Y_{ij}| |V_i| \cos(\varphi_{ij} - \theta_i + \theta_j); \mathbf{i} \neq \mathbf{j} \quad (\text{II. 42})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|Y_{ii}| |V_i| \cos(\varphi_{ii}) = + \sum_{j \neq i}^n |Y_{ij}| |V_j| \cos(\varphi_{ij} - \theta_i + \theta_j) \quad (\text{II. 43})$$

Sous matrice J_3 :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|Y_{ij}| |V_j| |V_i| \cos(\varphi_{ij} - \theta_i + \theta_j); \mathbf{i} \neq \mathbf{j} \quad (\text{II. 44})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\varphi_{ij} - \theta_i - \theta_j) \quad (\text{II. 45})$$

Sous matrice J_4 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = -|V_{ij}||V_i| \sin(\varphi_{ij} - \theta_i + \theta_j); i \neq j \quad (\text{II. 46})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = - \sum_{j \neq i}^n |Y_{ij}||V_j| \sin(\varphi_{ij} - \theta_i + \theta_j) - 2|Y_{ii}||V_i| \sin(\varphi_{ii}) \quad (\text{II. 47})$$

II.4 Analyse de l'écoulement de puissance

Dans cette partie, nous analyserons l'écoulement de puissance en premier temps sur un Réseau standard IEEE à 9 nœuds équilibré, à partir de la solution de l'écoulement de puissance par les méthodes de Gauss-Seidel et Newton-Raphson.

II.4.1 Présentation du réseau Standard IEEE à 9 nœuds

Le réseau étudié est représenté sur la figure (II.4), il est composé de :

- 3 nœuds générateurs (PV).
- 6 nœuds de charge (PQ).
- Le nœud de référence où le module de sa tension est fixée à 1.030 Pu et sa phase est égale à 0° .
- 11 lignes.

Les données du réseau IEEE à 9 nœuds sont présentées en annexe (B) la partie (01).

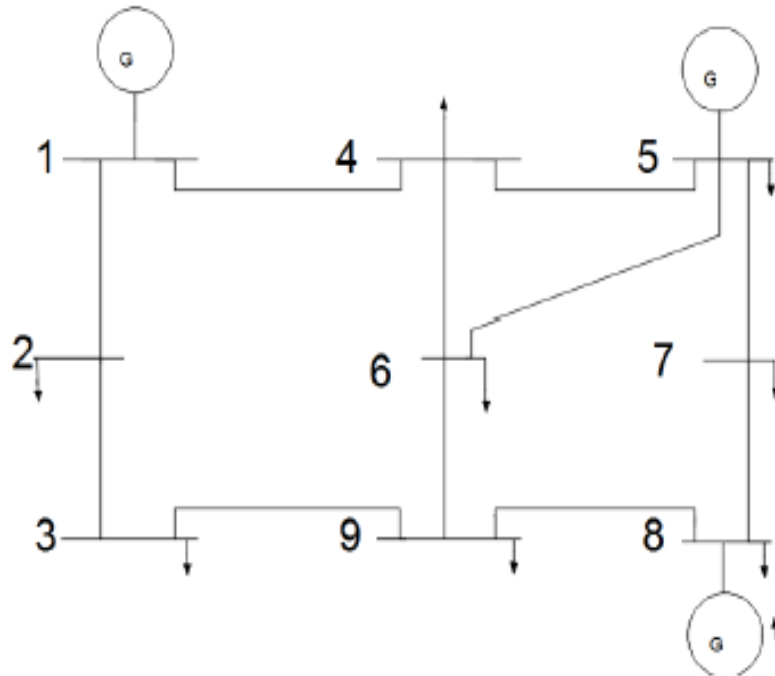


Figure II.4 : Schéma du réseau standard IEEE 9 nœuds [19].

II.4.2 Solution de l'écoulement par la Méthode de Gauss-Seidel

L'exécution du programme sous MatlabR2014a (annexe A) de la méthode de GS sur le réseau IEEE Standard à 9 Bus équilibré, a donné les solutions de l'écoulement de puissance illustrées dans le tableau (II.1) et (II.2).

Tableau II.1 : Résultats de Gauss Seidel à 35 itérations.

N° JDB	La tension	Angle Degree	Demande		Génération		Injection Mvar
			MW	Mvar	MW	Mvar	
1	1.030	0.000	0.0000	0.0000	156.291	-10.859	0.0000
2	1.013	-1.171	10.000	5.0000	0.000	0.0000	1.000
3	1.000	-2.155	25.000	15.000	0.000	0.0000	3.000
4	1.027	-2.929	60.000	40.000	0.000	0.0000	0.000
5	1.060	-4.156	10.000	5.0000	80.000	274.00	0.000
6	1.004	-3.198	100.00	80.000	0.000	0.0000	0.000
7	1.022	-4.066	80.000	60.000	0.000	0.0000	0.000
8	1.010	-1.416	40.000	20.000	120.00	-10.421	0.000
9	1.001	-2.534	20.000	10.000	0.000	0.0000	0.000
Totale			345.000	235.00	356.291	253.002	4.000

Tableau III.2 : Résultats des pertes dans les lignes de l'écoulement de puissance.

Nœud de départ	Nœud d'arrivé	Pertes dans les lignes	
		MW	Mvar
1	2	0.402	0.266
1	4	1.848	4.741
2	3	0.238	0.742
3	9	0.022	0.066
4	5	1.249	3.325
4	6	0.231	0.746
5	6	4.540	1.673
5	7	1.393	2.932
6	9	0.056	0.281
7	8	1.101	2.614
8	9	0.219	0.646
Totale		11.300	18.050

➤ A partir des résultats regroupés dans le tableau (II.1), obtenus par l'algorithme de Gauss-Seidel au calcul d'écoulement de puissance, on peut déduire les valeurs des puissances :

- La puissance active totale demandée par la charge est la somme des puissances demandées par toutes les charges connectées au réseau.

$$P_{DT} = \sum_{i=1}^{nl} P_{Di} = 345 \text{ MW}$$

nl: Nombre de charges.

- La puissance générée totale P_{GT} est la somme de la puissance générée dans le jeu de barre de référence (P_{GS}) plus la somme des puissances imposées dans les jeux de barres générateurs (P_G).

$$P_{GT} = P_{GS} + P_G$$

- La puissance générée :

$$P_G = \sum_{i \neq 1}^{ng} P_{Gi} = 200 \text{ MW}$$

ng: Nombre de générateurs.

- La puissance dans le J.d.B de référence est la somme des puissances dans les lignes reliés à ce J.d.B.

$$P_{GS} = 156.291 \text{ MW}$$

$$\Rightarrow P_{GT} = 356.291 \text{ MW}$$

- Les pertes est la somme algébrique des pertes transmises dans les lignes, et à partir les résultats regroupés dans le tableau (II.2) on a :

$$P_L = 11.300 \text{ MW}$$

- On peut vérifier le bilan de puissance active :

$$P_L = P_{GT} - P_{DT}$$

$$\Rightarrow P_L = 11.291 \text{ MW}$$

- Nombre d'itérations : à 35 itérations
- Temps de calcul : à 0.740303 s

II.4.1.2 Solution de l'écoulement par la Méthode de Newton-Raphson

L'exécution du programme sous MatlabR2014a (annexe A) de la méthode de NR sur le réseau IEEE Standard à 9 Bus équilibré, a donné les solutions de l'écoulement de puissance illustrées dans le tableau (II.3) et (II.4).

Tableau II.3 : Résultats de Newton-Raphson à 4 itérations.

N° JB	La tension	Angle Degree	Demande		Génération		Injection Mvar
			Mw	Mvar	Mw	Mvar	
1	1.030	0.000	0.0000	0.000	156.287	-10.844	0.000
2	1.013	-1.171	10.000	5.000	0.000	0.0000	1.000
3	1.000	-2.157	25.000	15.00	0.000	0.0000	3.000
4	1.027	-2.929	60.000	40.00	0.000	0.0000	0.000
5	1.060	-4.157	10.000	5.00	80.000	274.326	0.000
6	1.004	-3.198	100.00	80.00	0.000	0.0000	0.000
7	1.022	-4.065	80.000	60.00	0.000	0.0000	0.000
8	1.010	-1.416	40.000	20.000	120.00	-10.455	0.000
9	1.001	-2.535	20.000	10.00	0.000	0.0000	0.000
Totale			345.00	235.000	356.287	253.027	4.000

Tableau III.4 : Résultats des pertes dans les lignes de l'écoulement de puissance.

Nœud de départ	Nœud d'arrivé	Les pertes dans les lignes	
		MW	Mvar
1	2	0.393	0.240
1	4	1.846	4.733
2	3	0.237	0.738
3	9	0.021	0.063
4	5	1.428	3.300
4	6	0.229	0.757
5	6	4.468	1.637
5	7	1.394	2.935
6	9	0.055	0.277
7	8	1.113	2.643
8	9	0.213	0.629
Totale		11.398	17.952

➤ A partir des résultats regroupés dans le tableau (II.3), obtenus par l'algorithme de Newton-Raphson au calcul d'écoulement de puissance, on peut déduire les valeurs des puissances :

- La puissance active totale demandée par la charge est la somme des puissances demandées par toutes les charges connectées au réseau.

$$P_{DT} = \sum_{i=1}^{nl} P_{Di} = 345MW$$

nl : Nombre de charges.

- La puissance générée totale P_{GT} est la somme de la puissance générée dans le jeu de barre de référence (P_{GS}) plus la somme des puissances imposées dans les jeux de barres générateurs (P_G).

$$P_{GT} = P_{GS} + P_G$$

- La puissance générée :

$$P_G = \sum_{i \neq 1}^{ng} P_{Gi} = 200MW$$

ng : Nombre de générateurs.

- La puissance dans le J.D.B de référence est la somme des puissances dans les lignes reliés à ce J.D.B.

$$P_{GS} = 156.287MW$$

$$\Rightarrow P_{GT} = 356.287MW$$

- Les pertes est la somme algébrique des pertes transmises dans les lignes, et à partir des résultats regroupés dans le tableau (II.4) on a :

$$P_L = 11.398 MW$$

- On peut vérifier le bilan de puissance active :

$$P_L = P_{GT} - P_{DT}$$
$$\Rightarrow P_L = 11.287MW$$

- Nombre d'itérations : à 4 itérations
- temps de calcul : à 0.614440 s

II.4.4 Comparaison des deux méthodes

D'après les résultats représentés dans les tableaux (II.1), (II.2) ;(II.3) et (II.4) qui sont obtenus après le calcul de l'écoulement de puissance sous MatlabR2014a (Annexe A), en utilisant les deux méthodes citées précédemment (Gauss-Seidel et Newton-Raphson), on a remarqué que : le nombre d'itérations nécessaires pour satisfaire la convergence est plus grand pour la méthode de Gauss-Seidel que la méthode de Newton-Raphson. Ce qui rend cette méthode un peu lente bien qu'elle a besoin d'un temps de calcul le plus faible par itération. En plus, la convergence n'est pas toujours garantie, elle dépend fortement des conditions initiales. Pour cela, cette méthode est moins utilisée pour l'analyse des réseaux plus complexes où elle nécessite un grand nombre d'itération et la convergence n'est pas forcément assurée. Les mêmes résultats que ceux de l'algorithme de Gauss-Seidel sont obtenus après uniquement 4 itérations par la méthode de NR. Ce résultat est attendu, vu que la convergence de la méthode de Newton-Raphson est quadratique. Tout cela, fait de la méthode de Newton-Raphson la plus appropriée pour l'analyse de l'écoulement de puissance d'un réseau électrique. Toutefois, cet algorithme nécessite un espace de stockage important surtout pour les grands réseaux où elle devient inutilisable pour cause d'insuffisance de mémoire.

Conclusion

La solution de l'écoulement de puissance est basée essentiellement sur les méthodes mathématiques numériques itératives. D'abord, la méthode de Gauss-Seidel qui utilise la matrice d'admittance nodale Y_{bus} , elle occupe peu de mémoire informatique, cependant, elle diverge pour certains cas. Ensuite, la méthode de Newton-Raphson qui est très robuste surtout pour les réseaux de grandes tailles et elle converge rapidement. La technique de Newton-Raphson (NR) est la plus utilisée dans le programme de calcul de l'écoulement de puissance à cause de sa bonne convergence [21].

Le transit des puissances, les pertes aux niveaux des lignes de transmission, les modules des tensions et leurs phases dans les jeux de barres de charge, les puissances actives et réactives. Toutes ces données permettent d'avoir une idée sur la demande en puissance dans un système de puissance électrique et pratiquement le premier pas dans une étude d'une répartition optimale des puissances qui sera le sujet du prochain chapitre.

CHAPITRE III :
APPELICATION DES
ALGORITHME
GENETIQUE AU
DISPATCHING
ECONOMIQUE

Introduction

Les problèmes d'optimisation occupent actuellement une place importante dans la communauté scientifique [22].

L'optimisation de l'écoulement des puissances qui est l'une des fonctions principales de l'opération de production et du contrôle d'énergie électrique. L'objectif général est la détermination optimale de production des unités afin de réduire au minimum le coût de production tandis que le système actionne dans sa limite de sécurité.

Le but de ce chapitre est de montrer comment on peut résoudre le problème du dispatching économique en combinant le dispatching économique et l'écoulement de puissance, afin de minimiser la fonction objective qui est la fonction coût de production d'énergie électrique, en satisfaisant les contraintes imposées par les centrales et le réseau électrique en tenant compte des pertes.

III.1 Dispatching Economique

Le dispatching économique de puissance consiste à répartir la puissance active demandée entre les différentes centrales interconnectées dans un réseau électrique avec un coût minimal. Cette distribution doit évidemment respecter les limites de production des centrales et les capacités de transport des lignes électriques et les transformateurs. La variable à optimiser est donc le coût de production [23].

III.1.1 La fonction objective

Equation mathématique polynomiale du second degré qui définit l'objectif à atteindre. Elle aussi appelée critère d'optimisation, fonction coût, fonction d'adaptation, ou encore performance (fitness function) [22].

Dans notre étude, il s'agit de trouver le minimum de la fonction coût totale de puissances générées par des unités de productions.

La fonction objective totale du système électrique peut alors être écrite comme la somme du modèle quadratique de coût de chaque générateur :

$$\text{Minimiser : } C_t = \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} a_i P_{gi}^2 + b_i P_{gi} + c_i \quad (\text{III.1})$$

Tel que :

a_i, b_i et c_i représentent les coefficients de coût de la $i^{\text{ème}}$ unité de production.

C_t : Le coût total de la production en (\$/h).

C_i : La fonction coût de la centrale (i) en (\$/h).

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

ng : Nombre des générateurs de production.

Dans un premier lieu nous allons considérer que la courbe de coût (l'évolution du coût par rapport à la puissance générée) a une forme parabolique comme le montre dans la figure(III.1) [23].

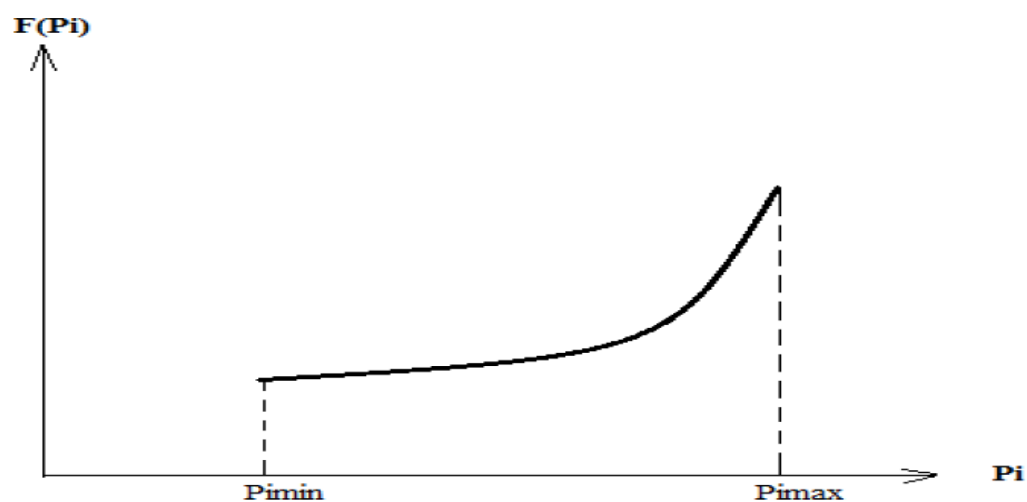


Figure III.1 : La variation du coût en fonction de la puissance générée.

Les puissances actives et réactives doivent être choisies de telle sorte qu'à minimiser la fonction coût de production totale en tenant compte de certaines contraintes [20].

III.1.2 Les contraintes

Sont définies comme des conditions sur l'espace d'état que les variables doivent satisfaire. Ces contraintes sont souvent des contraintes d'inégalité ou d'égalité et permettent en générale de limiter notre espace de recherche [22].

III.1.2.1 Contraintes d'égalités

Ces contraintes sont l'image des lois physiques par les équations nodales dans le système électrique. Elles sont représentées par les équations non linéaires de l'écoulement de puissance. Il faut que la somme des puissances actives et réactives injectées dans chaque jeu de barre soit nulle [24].

Ces contraintes sont données par les deux équations (III.2) et (III.3) ;

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{Gi} - \sum_{i=1}^{ng} P_{Di} - P_L = 0 \quad (\text{III. 2})$$

$$\sum_{i=1}^{ng} Q_{Gi} - \sum_{i=1}^{ng} Q_{Di} - Q_L = 0 \quad (\text{III. 3})$$

III.1.2.2 Contraintes d'inégalités

Elles représentent les limites associées aux centrales électriques, on les appelle aussi les contraintes de sécurité qui influent sur le système électrique ; tel que la puissance active et la puissance réactive générée. On peut citer ces contraintes d'inégalités comme suit [25] :

- La puissance active du jeu de barre de référence

$$P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \quad (\text{III. 4})$$

- Les puissances réactives générées au niveau des unités de production

$$Q_{gi}^{\min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} \quad (\text{III. 5})$$

III.1.3 Problème du Dispatching Economique

Le problème du dispatching économique statique sans pertes est peu complexe car le seul paramètre qui influence le coût est la puissance active générée par la centrale (sans tenir compte de la puissance perdue dans les lignes lors des transits de puissance entre les centrales et les charges) dont la résolution est faite pour un instant précis.

Notant que les générateurs à combustible distincts possèdent différents coût pour fournir le même montant d'énergie électrique, c'est important de se rendre compte que le générateur le plus efficace du système ne peut pas produire de l'électricité au plus bas coût qu'un générateur bon marché ne peut pas être le plus rentable, puisqu'un générateur qui se trouve trop loin du centre de la charge donne des pertes de transmission énormes, et donc le rend peu économique de fonctionner.

Cependant ces pertes varient en fonction de la répartition des puissances entre les centrales et la charge. Ainsi, Contrairement à celui sans pertes, le dispatching économique avec pertes est plus compliqué, il tient compte de la topologie du réseau. Les centrales qui produisent la puissance dont le transit provoque d'importantes pertes seront pénalisées en multipliant leur coût incrémental par un facteur de pénalité, donc il est à noter qu'il est plus économique de produire l'énergie avec un coût plus cher pour un lieu consommation de près qu'un coût moins cher pour une charge plus loin [13].

III.1.4 Solution du Dispatching Economique avec pertes

Dans les systèmes réels, le transport de l'énergie électrique vers les jeux de barres de charge est souvent accompagné par des pertes de transmission. Le dispatching économique avec pertes est un procédé itératif qui doit converger vers la solution optimale. Si on prend en considération les pertes de puissance constante, on doit évaluer celle-ci et les inclues dans la demande.

La solution du dispatching économique avec pertes est obtenue à l'aide de plusieurs méthodes. Il est évident que la somme de toutes les puissances actives générées, doit être égale à la charge totale du système plus les pertes totale de transmission (l'équation d'équilibre de la puissance active (I.24). Cette distribution doit être en plus respectée les limites admissibles de production (\mathbf{P}_{gi}^{\min} et \mathbf{P}_{gi}^{\max}) de chaque générateur. Par conséquent, le problème du dispatching économique se formule mathématiquement en mettant les trois conditions [25].

Min (\mathbf{C}_t) (fonction objectif à minimiser)

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Min } (C_t) \text{ (fonction objectif à minimiser)} \\ P_{gi}^{\min} \leq p_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, ng \\ \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_d + P_l \end{array} \right. \quad (\text{III. 6})$$

Où \mathbf{P}_d est la puissance totale demandée (charge du système) et \mathbf{P}_l représente les pertes total de transmission.

La valeur exacte des pertes de transmission ne peut être obtenue qu'à partir d'une étude de l'écoulement de puissance (voir chapitre II). Il existe beaucoup de méthodes pour obtenir la formule de pertes. Néanmoins, dans les études du dispatching économique on exprime souvent les pertes de transmission en fonction des puissances actives générées. Une méthode développé par Kron et adoptée par Kirchmayer est dite coefficient de pertes ou la méthode \mathbf{B} coefficients, qu'on va utiliser dans ce mémoire pour estimer ces pertes. Elle permet de calculer les pertes actives dans le réseau suivant une formule plus générale contenant un terme quadratique \mathbf{B}_{ij} , un terme linéaire \mathbf{B}_{0i} et un terme constant \mathbf{B}_{00} .

$$P_L = \sum_{i=1}^{ng} \sum_{j=1}^{ng} P_{Gi} B_{ij} P_{Gj} + \sum_{i=1}^{ng} B_{0i} P_{Gi} + B_{00} \quad (III. 7)$$

P_L : sont les pertes actives dans le réseau.

Les termes B_{ij} , B_{0i} , B_{00} sont les coefficients B .

On utilise les résultats de la dérivation de la formule de pertes pour résoudre le dispatching économique. Le calcul se fait sous l'environnement Matlab et basé sur des méthodes de calcul classiques tel que la méthode de Newton- Raphson et Gauss-Seidel.

Notant que ces coefficients ne sont pas constants mais variables suivant les conditions de fonctionnement du système. Cependant, des résultats acceptables peuvent être obtenus si les conditions de fonctionnement actuelles sont relativement proches de celles pour lesquelles les coefficients B ont été calculés [26].

III.1.4.1 L'Algorithme de B-Coefficient

La détermination des coefficients B se résume dans les étapes suivantes :

Etape 1 : La solution de l'écoulement de puissance (V_i, θ_i) .

Etape 2 : Calcul le courant de charge I_{LK} , courant de charge total I_D et l_K .

Le courant de charge :

$$I_{LK} = l_K I_D \quad K = 1, 2, \dots, nd \quad (III. 8)$$

$$l_K = \frac{I_{LK}}{I_D} \quad (III. 9)$$

Le courant de charge total :

$$I_D = I_{L1} + I_{L2} + \dots + I_{Lnd} \quad (III. 10)$$

nd : Nombre de JDB de charge.

Etape 3 : Déterminer Z_{bus} .

$$Z_{bus} = \frac{\mathbf{1}}{\mathbf{Y}_{bus}} = [\mathbf{Y}_{bus}]^{-1} \quad (\text{III. 11})$$

Etape 4 : Déterminer les matrices C , Ψ et H (voir l'annexe (C)).

$$\mathbf{C} = \mathbf{I}_{bus}/\mathbf{I}_{new} \quad (\text{III. 12})$$

$$\mathbf{\Psi} = \mathbf{I}_{new}/\mathbf{P}_{G1} \quad (\text{III. 13})$$

$$\mathbf{H} = \mathbf{\Psi}^T \mathbf{C}^T \mathbf{R}_{bus} \mathbf{C}^* \mathbf{\Psi}^* \quad (\text{III. 14})$$

Etape 5 : Evaluer les B-Coefficients de la partie réelle de H .

$$\Re[\mathbf{H}] = \frac{\mathbf{H} + \mathbf{H}^*}{2} \quad (\text{III. 15})$$

Le développement de cet Algorithme sera trouvé en annexe (C), [19].

Remarque :

Les résultats obtenus lors d'exploitation de la méthode des B-Coefficients au dispatching économique avec pertes sur un réseau donné, seront utilisés dans la minimisation de la fonction coût par les Algorithmes Génétiques.

III.2 Les Algorithmes Génétique

Les Algorithmes Génétiques (AG) sont des algorithmes de recherche globale qui appartiennent à la classe des algorithmes évolutionnaire, dont le but est d'optimiser une fonction définie par l'utilisateur (le critère, la fonction de coût ou la fonction de profit), appelée fonction d'adéquation (traduction du mot anglais fitness). Ces algorithmes sont basés sur les mécanismes de la sélection naturelle et de la génétique, ils combinent une stratégie de

« survie des individus les plus forts » avec un échange d'information aléatoire mais structuré. Pour un problème pour lequel une solution est inconnue, un ensemble de solutions possibles est créé aléatoirement, on appelle cet ensemble la population [27].

La génération d'une nouvelle population à partir de la précédente s'effectue en trois étapes [28]:

- Evaluation : l'Algorithme Génétique évalue la fonction d'adéquation f_i de chaque individu i de l'ancienne population.
- Sélection : l'Algorithme Génétique sélectionne les individus sur la base de leur fonction d'adéquation.
- Reproduction avec croisement et mutation : l'Algorithme Génétique recombine les individus sélectionnés au moyen d'opérateurs génétiques tels que la mutation et le croisement.

III.2.1 Historique

Les Algorithmes Génétiques, initiés dans les années 1970 par John Holland, sont des algorithmes d'optimisation s'appuyant sur des techniques dérivées de la génétique et des mécanismes d'évolution de la nature : croisement, mutation, sélection.

Les premiers travaux sur les algorithmes génétiques ont été initialement développés par John Holland (1975). Qui a développé les principes fondamentaux des algorithmes génétiques dans le cadre de l'optimisation mathématique.

A cette époque, l'informatique n'avait pas encore connu de développement et ses travaux n'ont pas pu être appliqués sur des problèmes réels de grande taille. La parution en 1989 de l'ouvrage de référence écrit par D.E Goldberg, qui décrit l'utilisation de ces Algorithmes dans le cadre de résolution de problèmes concrets, a permis de mieux faire connaître ces derniers dans la communauté scientifique et a marqué le début d'un nouvel intérêt pour cette technique d'optimisation, notamment après la parution de puissants calculateurs dans les années 90 [20].

III.2.2 Principe des Algorithmes Génétiques

Un Algorithme Génétique est un algorithme itératif, il manipule une population de taille donnée. Cette population est formée de chromosomes. Chaque chromosome représente le codage d'une solution potentielle au problème à résoudre, il est constitué d'un ensemble de gènes [27].

En appliquant les opérateurs génétiques (la sélection, le croisement et la mutation) à la population initiale, on arrive à créer une nouvelle population contenant le même nombre de chromosomes que la précédente mais qui ont des qualités meilleure que les précédentes et ainsi de suite en répétant le même processus on renouvelle à chaque fois la population à chaque génération en améliorant les qualités de chromosomes qui sont mieux adaptées à leur environnement qui est représenté par la fonction objective et de cette manière les chromosomes vont tendre vers l'optimum de la fonction. La sélection des meilleurs chromosomes est la première opération dans un Algorithme Génétique, au cours de cette opération l'algorithme sélectionne les meilleurs éléments. Le croisement permet de générer deux chromosomes nouveaux « enfants » à partir de deux chromosomes sélectionnés « parents », tandis que la mutation réalise l'inversion d'un ou plusieurs gènes d'un chromosome [29].

III.2.3 Codage

Le rôle du codage est double : d'une part, la transformation du problème d'optimisation original en un problème combinatoire puisque les Algorithmes Génétiques sont essentiellement des méthodes de recherche combinatoire indépendantes du problème, et d'autre part, le passage d'une représentation haut-niveau à une représentation bas-niveau plus puissante (au niveau de la recherche des logos et de l'auto-organisation) et plus indépendante du problème ; c'est ensuite sur la représentation bas-niveau que des opérateurs tout à fait généraux vont pouvoir agir pour faire évoluer le système [28].

Pour utiliser les AG, la première chose à se demander est : « comment décrire un individu ? ». C'est-à-dire comment les paramètres peuvent se coder ?

Il y a plusieurs types de codage, les plus intéressants binaire et réel.

➤ Codage binaire : Ce codage a été le premier à être utilisé dans le domaine des AG. Il présente plusieurs avantages : alphabet minimum $\{0,1\}$, facilité de mise en point d'opérateurs génétiques et existence de fondements théoriques (théorie sur les schémas). Néanmoins ce type de codage présente quelques inconvénients [22] :

1. Les performances de l'Algorithme sont dégradées devant les problèmes d'optimisation de grande dimension à haute précision numérique. Pour de tels problèmes, les AG basés sur les chaînes binaires ont de faibles performances comme le montre Michalewicz [30].

2. La distance de Hamming entre deux nombres voisins (nombre de bits différents) peut être assez grande dans le codage binaire : l'entier 7 correspond à la chaîne 0111 et la chaîne 1000 correspond à l'entier 8. Or la distance de Hamming entre ces deux chaînes est de 4, ce qui crée bien souvent une convergence, et non pas l'obtention de la valeur optimale [22].

➤ Codage réel : Dans le cas du codage binaire, des difficultés surviennent pour calculer la fonction objective et traiter les problèmes à variables [31] :

1. Les fonctions objectives sont exprimées sous forme réelle. Les chromosomes binaires doivent alors être convertis à chaque évaluation.

2. Les problèmes multi-variables sont ramenés à des problèmes mono variables par concaténation des inconnues en un seul chromosome. A chaque évaluation, la chaîne de bits résultante doit alors être découpée en autant de sous-chaînes qu'il y a d'inconnues. Ces sous chaînes sont converties en nombres réels pour l'évaluation de la fonction objective.

Une solution est tout simplement de représenter l'ensemble des variables par un vecteur $(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$ où chaque x_i est un nombre réel. Cette façon de faire est le codage réel.

Il emploie à cet effet des mécanismes plus adaptés, reposant principalement sur une représentation réelle des chromosomes [31].

III.2.4 Les opérateurs utilisés par les AG

III.2.4.1 La sélection

Premièrement on génère une population de taille aléatoire avec un codage approprié généralement binaire. Chaque individu (chromosome) désigne par une chaîne de bit codée, qui représente des gènes qui sont les variables de la fonction coût (V_1, V_2, V_3, \dots). Chaque bit est représenté avec deux valeurs 0 ou 1 appelée allèle. Cette opération est inspiré à la fois de la théorie d'évolution des espèces : les individus ayant une meilleure adaptation (fitness) ont plus de la chance de recopier dans la deuxième génération, autrement dit les individus les plus fort se survivent avec une probabilité croissante [22].

Il existe plusieurs méthodes de sélection. Nous ne citons que trois les plus connus [32] :

- Sélection à la roulette : c'est la méthode la plus connue des sélections stochastique. Elle consiste à copier les individus proportionnellement à leur performance. Pratiquement, on procède à un tirage sur une roulette représenté par la figure (III.2)

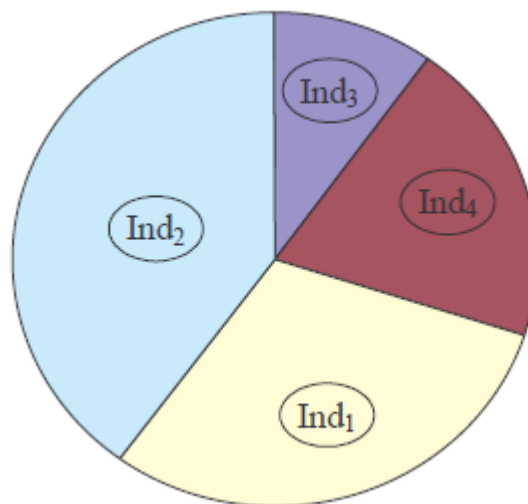


Figure III.2 : Principe de la sélection à la roulette.

- Sélection par rang : cette méthode de sélection est divisée en deux étapes. Tout d'abord il faut ranger les individus par ordre croissant (ou décroissant) de performance. Ensuite, une procédure de sélection similaire à la sélection par roulette est utilisée. Cette procédure permet d'attribuer une probabilité de la sélection en fonction du rang.
- Sélection par tournoi : cette méthode qui utilise des comparaisons entre individus, au même titre que la sélection par rang, ne nécessite en revanche aucun tri de la population. Le principe consiste à choisir uniformément T individus et à sélectionner le meilleur de ces T individus.

III.2.4.2 Le croisement

En premier lieu le but de cette opération est de créer une diversité dans notre population car l'exploitation (recopiage de meilleur chromosome) ne conduit pas à une exploration optimale de toute l'espace de recherche, en réalité on n'explore qu'une partie de notre espace si les individus sont similaires l'opérateur de croisement n'est qu'une juxtaposition des meilleures portions des anciens chromosomes dont le but d'arriver à générer de bons nouveaux chromosomes et le processus se répète jusqu'à la convergence vers la solution optimale (meilleure adaptation) [22].

Il existe un grand nombre d'opérateurs de croisement, les plus classiques dans le cadre de l'optimisation stochastique sont figure (III.3)

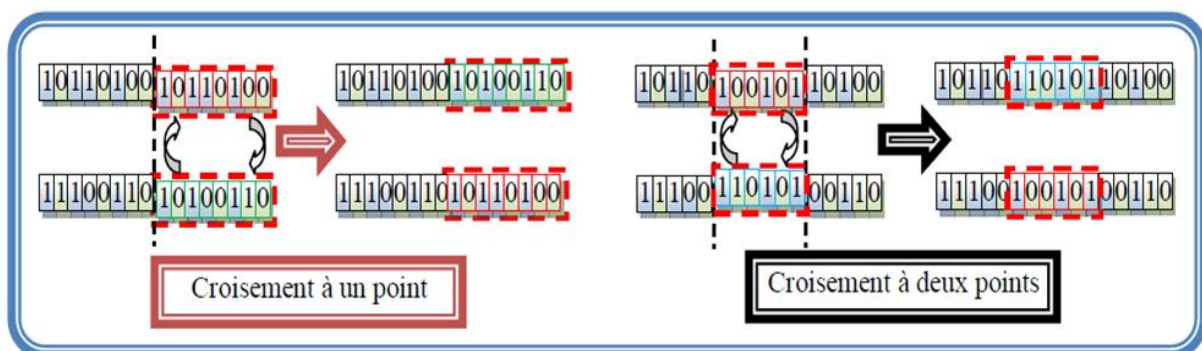


Figure III.3 : Représentation de l'opération du croisement.

- Le croisement en un point : ou un site de croisement est choisi aléatoirement sur le chromosome, puis les chaînes de code sont échangées autour de ce site.

- Le croisement à deux points : deux sites de croisement sont choisis, et les portions de code sont échangées alternativement.
- Le croisement uniforme : où chaque gène d'un descendant est choisi aléatoirement parmi les gènes des parents ayant la même position dans le chromosome. Assez souvent le second descendant est construit en prenant les choix complémentaires du premier.

III.2.4.3 Mutation

La mutation est exécutée seulement sur une seule chaîne. Elle représente la modification aléatoire et occasionnelle et de faible probabilité de la valeur d'un caractère de la chaîne, pour un codage binaire cela revient à changer un 1 en 0 et vice versa (Figure III.4). Cet opérateur introduit de la diversité dans le processus de recherche des solutions et peut aider l'AG à ne pas stagner dans un optimum local [20].



Figure III.4 : Représentation d'une mutation de bits dans une chaîne

La mutation peut être aussi spécifique selon la représentation utilisée [32] :

- Mutation uniforme : c'est la mutation souvent utilisée dans un algorithme génétique classique. Le principe est d'alerter le contenu d'un certain nombre de gènes choisis aléatoirement.
- Mutation générale : ce type de mutation prend en compte les caractéristiques de la population dans son ensemble, généralement la diversité génétique. On effectue à chaque bit une probabilité de mutation inversement proportionnelle à sa diversité. Ce type de mutation est très efficace pour empêcher la convergence prématurée mais elle ralentit aussi la convergence.
- Mutation des composants : il s'agit d'un opérateur local conçu spécifiquement pour les problèmes d'optimisation de forme. Le principe consiste à faire des petites

modifications localisées sur les contours du domaine de conception. On utilise ce type de mutation à la fin de l'évolution afin de raffiner la forme.

III.2.5 Organigramme des AG

L'organigramme suivant (figure III.5) illustre le principe des AG [33] :

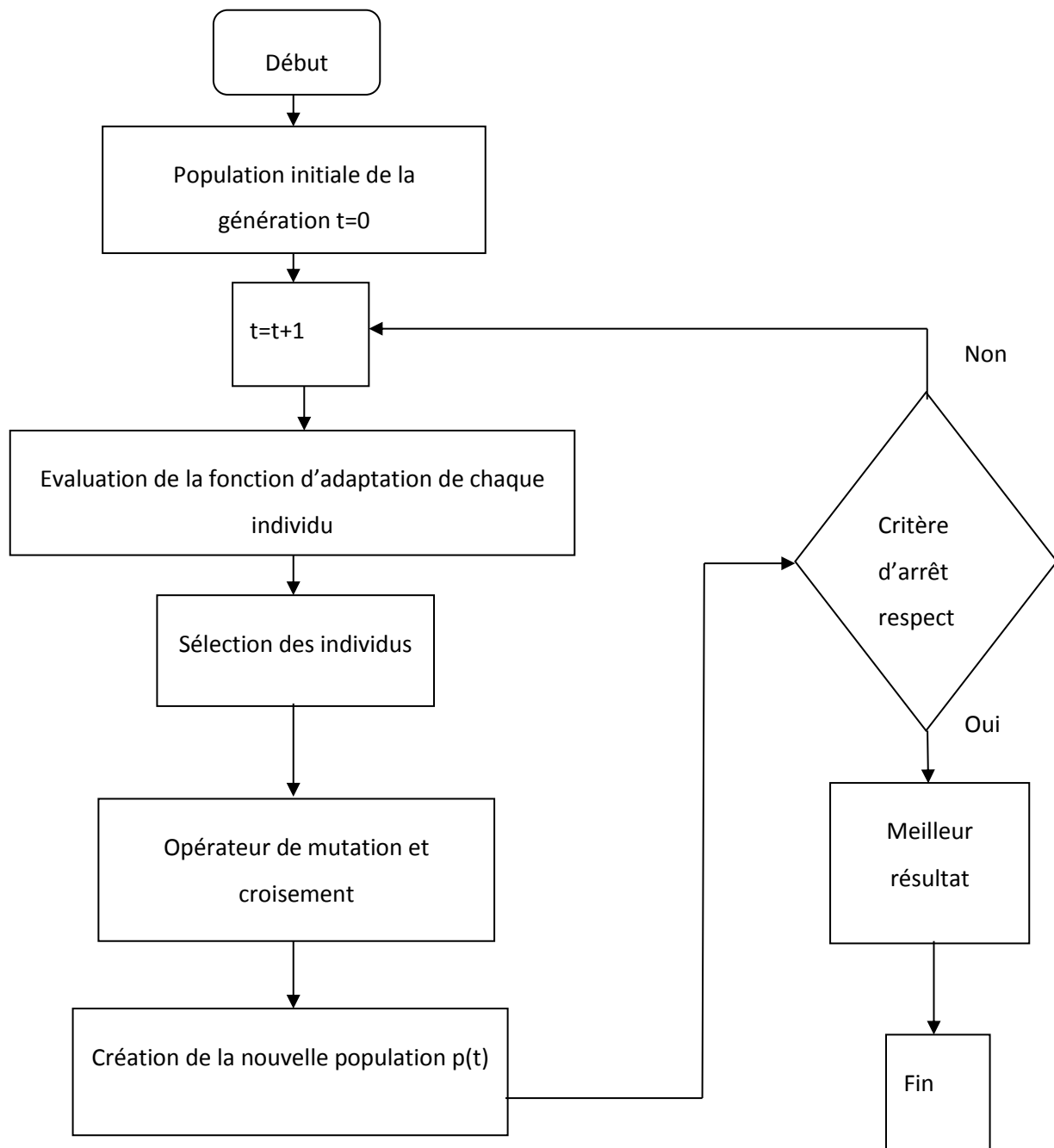


Figure III.5 : Organigramme de l'Algorithme Génétique.

III.2.6 Test de l'Algorithme Génétique

Dans cette partie, on va appliquer l'Algorithme Génétique d'optimisation à l'écoulement de puissance, et voir l'avantage de cet algorithme par rapport à celui de l'écoulement de puissance de Newton- Raphson aux réseaux IEEE 5_Bus et IEEE 26_Bus. Une base des données de ces deux réseaux est présentée dans l'annexe (B).

Présentation du réseau Standard IEEE à 5 nœuds :

Le réseau étudié est représenté sur la figure (III.6), il est composé de :

- 03 nœuds de générateurs (PV)
- 02 nœuds de charge (PQ)
- Le nœud de référence où le module de sa tension est fixée à 1.06 Pu et la phase de référence quant à celle est égale à 0° .
- 07 lignes.

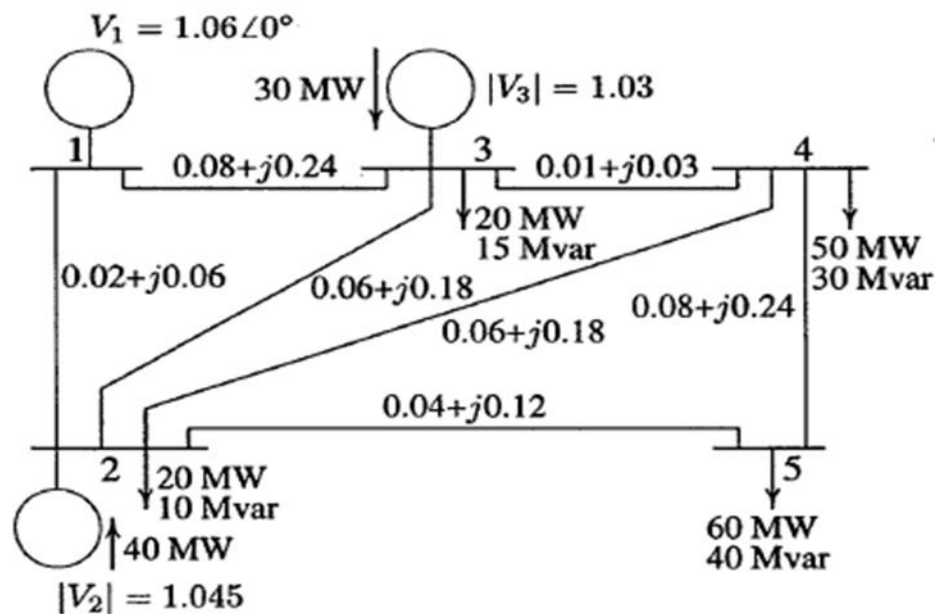


Figure III.6 : Schéma du réseau standard IEEE 5_Bus [19].

Présentation du réseau IEEE 26_Bus :

Le réseau étudié est représenté sur la figure (III.7), il est composé de :

- 6 nœuds de générateurs (PV).
- 20 nœuds de charge (PQ).
- Le nœud de référence où le module de sa tension est fixée à 1.025 Pu et sa phase est égale à 0° .

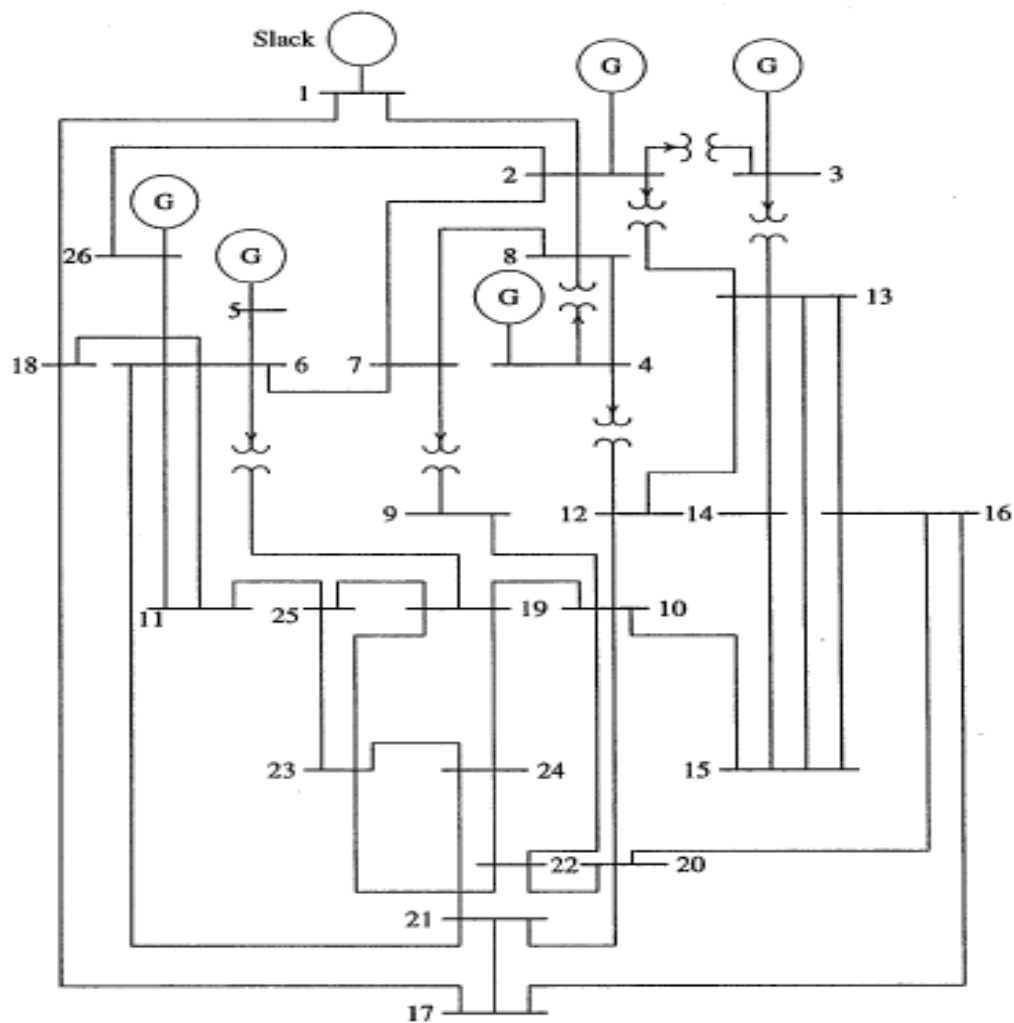


Figure III.7 : Schéma du réseau IEEE 26_Bus [19].

Les coefficients de la fonction quadratique de coût et les limites min et max des puissances actives des générateurs sont donnés dans le tableau (III.1).

Tableau III.1 : Données des coefficients coûts et la limite des puissances actives des générateurs dans les deux réseaux IEEE 5_Bus et IEEE 26_Bus.

Réseau	Bus de générateur	a_i	b_i	c_i	Pg Min	Pg Max
IEEE 5_Bus	1	0.008	7	200	10	85
	2	0.009	6.3	180	10	80
	3	0.007	6.8	140	10	70
IEEE 26_Bus	1	0.007	7	240	100	500
	2	0.0095	10	200	50	200
	3	0.009	8.5	220	80	300
	4	0.009	11	200	50	150
	5	0.008	10.5	220	50	200
	26	0.0075	12	190	50	120

Les valeurs des coefficients B obtenues à partir du calcul de l'écoulement de puissance en appliquant l'algorithme de la méthode des B_Coefficients sont données dans le tableau (III.2).

Tableau III.2 : Valeurs des B_Coefficients dans les deux réseaux.

Les B_Coefficients du réseau IEEE 5_Bus	
B	0.0218 0.0093 0.0028

	0.0093 0.0228 0.0017 0.0028 0.0017 0.0179
B0	0.0003 0.0031 0.0015
B00	3.0523e ⁻⁴
Les B_Coefficients du réseau IEEE 26_bus	
B	0.0013 0.0007 -0.0000 -0.0001 -0.0003 -0.0001 0.0007 0.0178 0.0172 0.0001 -0.0015 -0.0006 -0.0000 0.0172 0.0816 -0.0001 -0.0034 -0.0032 -0.0001 0.0001 -0.0001 0.0024 -0.0005 -0.0008 -0.0003 -0.0015 -0.0034 -0.0005 0.0093 -0.0002 -0.0001 -0.0006 -0.0032 -0.0008 -0.0002 0.0231
B0	0.0000 -0.0018 0.0110 0.0001 0.0001 -0.0018
B00	0.0056

Paramètres de l'algorithme génétique :

Les algorithmes génétiques sous environnement Matlab sont caractérisés par plusieurs paramètres dont il faut faire le choix de ses paramètres en se basant sur l'expérience de l'application des AG dans le domaine de l'optimisation de l'écoulement de puissance. Le tableau (III.3) donne citant paramètres de l'algorithme génétique utilisé :

Tableau III.3 : Paramètres de l'algorithme génétique.

Nombre de générations	Taille de la population	Temps d'arrêt	Précision
500	200	200 s	10 ⁻⁸

L'évolution de l'optimisation de la fonction coût et les trois variables correspondants aux puissances actives générées par les trois générateurs dans le réseau IEEE 5_Bus est donnée sur la figure (III.8) :

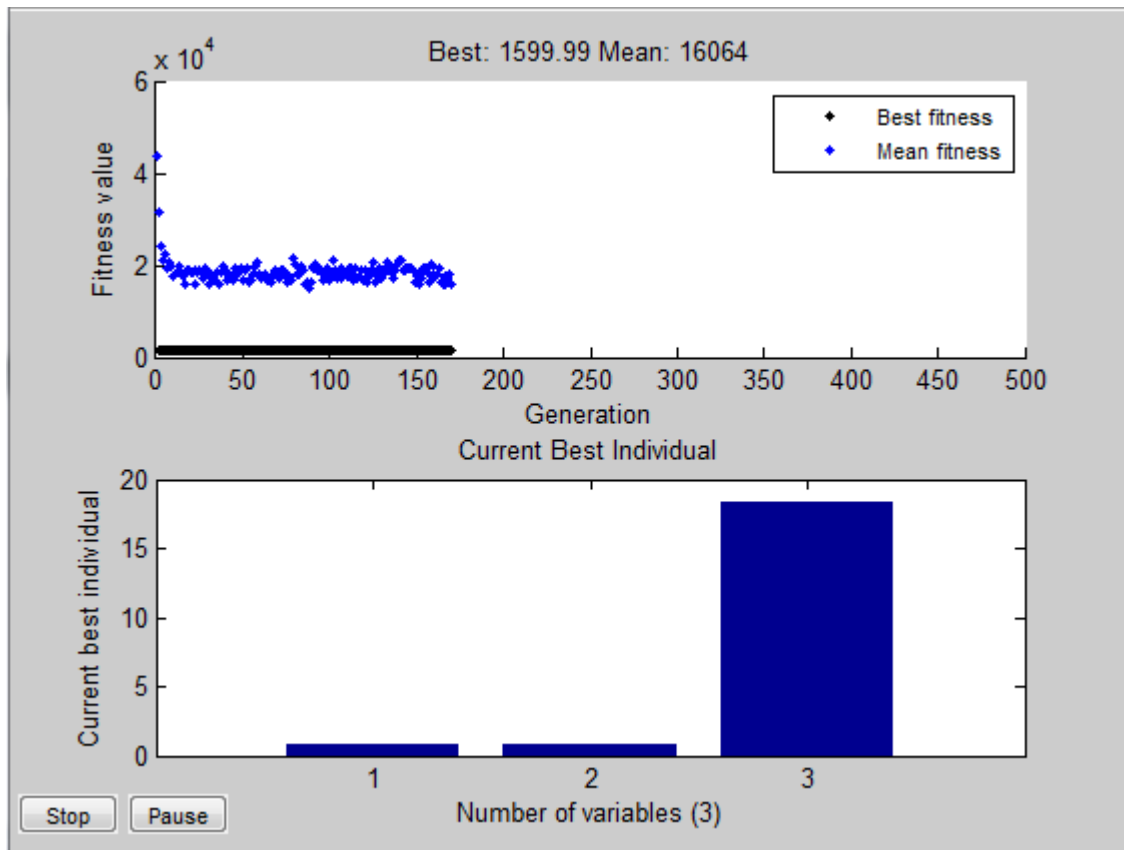


Figure III.8 : Résultats d'optimisation mono-objective (la fonction cout de production).

L'évolution de l'optimisation de la fonction coût et les six variables correspondants aux puissances actives générées par les six générateurs dans le réseau IEEE 26_bus est donnée sur la figure (III.9) :

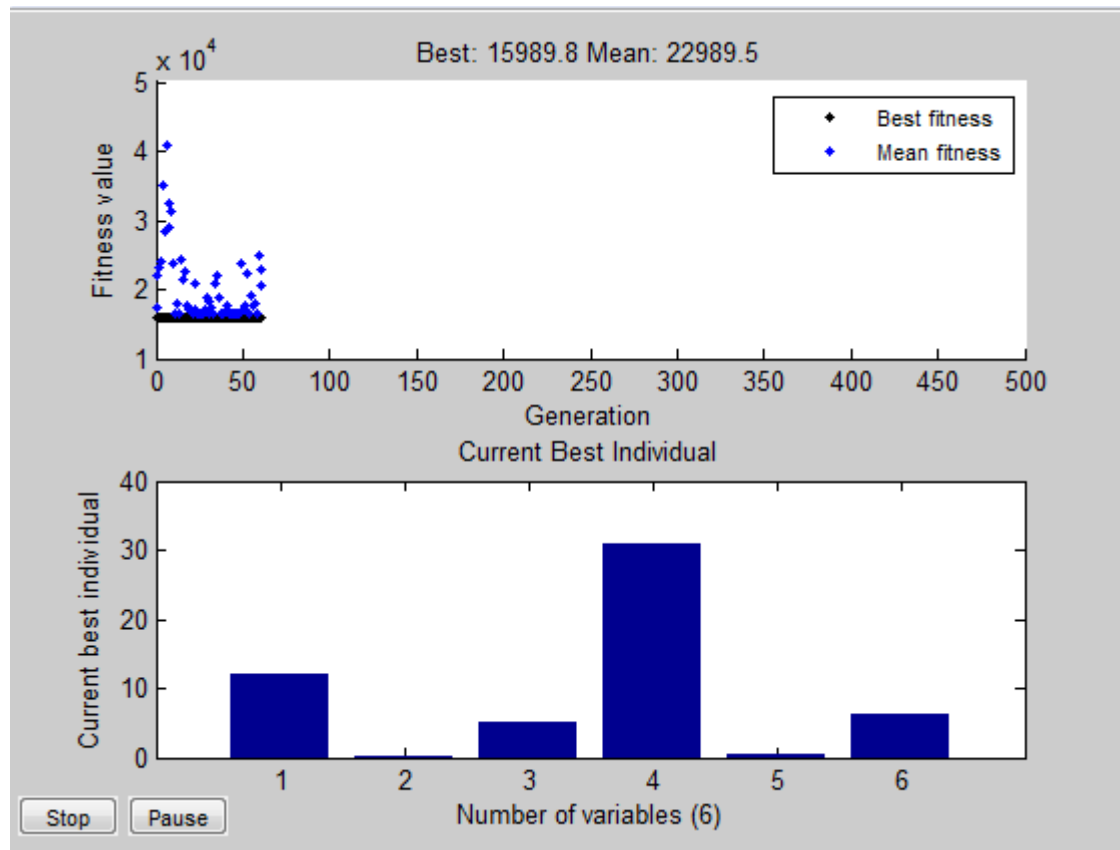


Figure III.9: Résultats d'optimisation mono-objective (la fonction coût de production).

La figure (III.8) et la figure (III.9) ci-dessus donnent la meilleure valeur et la valeur moyenne de la fonction coût (fitness) pour chaque génération. Le point bleu indique la valeur moyenne de la fonction objective pour tous les individus de la génération courante, par contre le point noir indique la meilleure valeur obtenue de la fonction objective pour tous les individus de la génération courante.

Le coût de production optimisé par l'AG est de 1599.99 (dollar/h) pour le réseau IEEE 5_Bus et de 15989.8 (dollar/h) pour le réseau IEEE 26_Bus.

Pour valider les résultats obtenus par la méthode des AG, on a comparé les valeurs des coûts obtenus par AG avec le coût de production calculé à partir des résultats de l'écoulement de puissance (EP) par l'algorithme de N-R en utilisant les fonctions

quadratiques du coût de production de chaque générateur pour un réseau IEEE 5_Bus et un réseau IEEE 26_Bus. Les résultats sont présentés dans le tableau (III.4).

Tableau III.4 : Comparaison des puissances et le coût de production dans les réseaux IEEE 5_Bus et IEEE 26_Bus.

Les réseaux	Bus de Générateur	Les puissances		Le coût	
		EP (MW)	AG (MW)	EP (\$/H)	AG (\$/H)
IEEE 5_Bus	1	83.051	34.5028	1633	1600
	2	40	63.4277		
	3	30	54.7306		
IEEE 26_Bus	1	720.155	492.9132	20313	16011
	2	79	200		
	3	20	154.5175		
	4	100	150		
	5	300	200		
	26	60	109.9088		

Les deux figures (III.10) et (III.11) représentent l'histogramme qui donne les puissances générées obtenus par le calcul de l'écoulement de puissance (EP) et la méthode des algorithmes génétique(AG).

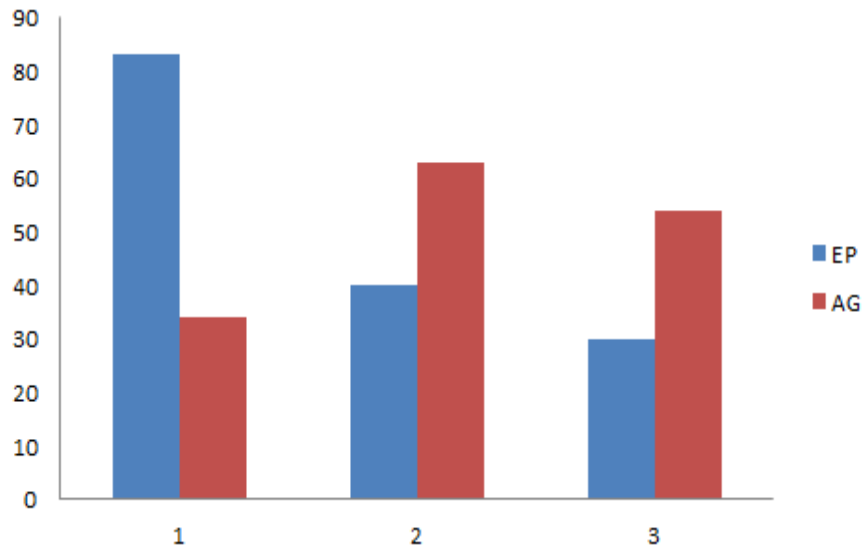


Figure III.10 : Comparaison des puissances actives générées par EP et AG pour le réseau IEEE 5_Bus.

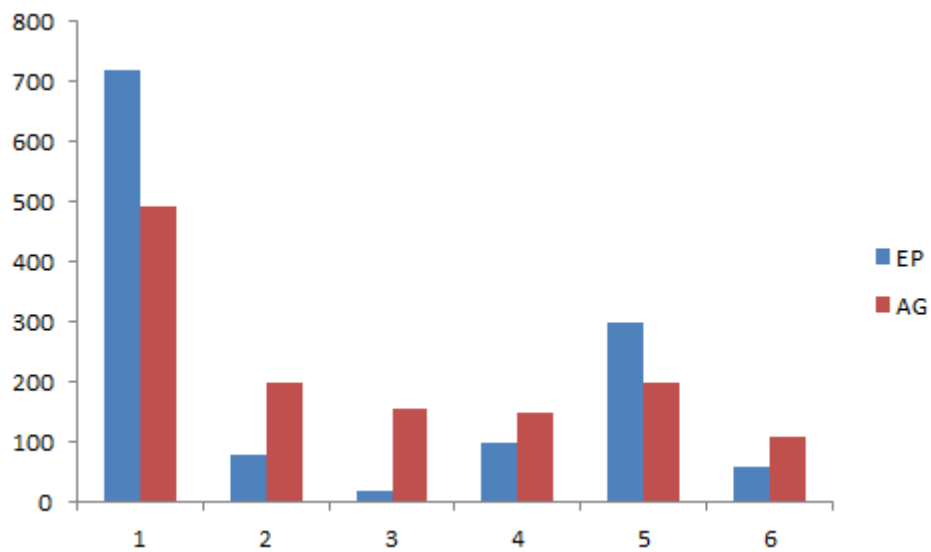


Figure III.11: Comparaison des puissances actives générées par EP et AG pour le réseau IEEE 26_Bus.

Interprétation:

- Les résultats obtenus concernant la minimisation de la fonction coût pour les deux réseaux étudiés sont des valeurs optimales (coût de production minimal).
- Les puissances générées par les générateurs de chaque réseau respectent les contraintes physiques de fonctionnement (contraintes de l'écoulement de puissance, les puissances actives et réactives générées ne sont pas violées).
- D'après les résultats on constate que les puissances générées par AG ne sont pas réparties de la même façon que le calcul de l'écoulement de puissance, par conséquent l'AG a réussi de faire une meilleure répartition économique.

Conclusion

Dans ce chapitre on a présenté une méthode d'optimisation par algorithmes génétiques pour résoudre le problème du dispatching économique avec considération des pertes dans les lignes de transmission de l'énergie électrique. Pour évaluer ces pertes on a fait appel à la méthode des B_Coefficients qui se repose sur l'introduction des puissances actives générées dans l'expression des pertes. La méthode des Algorithmes génétiques utilisée a été développée sous l'environnement Matlab R2014a en exploitant différents programmes pour le calcul de l'écoulement de puissance et la fonction coût à optimiser. Pour mettre en évidence l'efficacité de ces AG, les résultats d'optimisation ont été comparé avec les résultats issus du calcul de l'écoulement de puissance pour deux modèles du réseau test de taille différentes à savoir le réseau IEEE 5_Bus et le réseau IEEE 26_Bus.

CONCLUSION

GENERALE

Conclusion générale

La répartition économique d'énergie électrique, ou le dispatching économique est un secteur essentiel dans les réseaux électriques où on doit générer moins d'énergie pour la même demande en diminuant les pertes linéiques, avec une bonne gestion économique pour avoir le moindre coût du KWH possible.

La complexité du problème d'optimisation de l'écoulement de puissance avec l'apparition de nouvelles contraintes fait en sorte appel aux méthodes d'optimisation stochastique pour rendre la résolution du dispatching économique meilleur ; compte tenu du manque de flexibilité des méthodes classiques.

Dans ce travail nous avons présenté l'une de ces méthodes d'optimisation pour traiter le problème du dispatching économique à savoir les algorithmes génétiques, qui est une récente méthode d'optimisation méta-heuristique exploitée dans le domaine électrique.

Pour l'application des algorithmes génétiques au problème de dispatching économique ,on a passe d'abord par l'étude de l'écoulement de puissance où on a établie des programmes sous environnement Matlab qui nous a permis de calculer les différentes grandeurs d'un réseau électrique (tension de jeux de barres et leurs phases ,les puissances générées, les pertes dans les lignes ...etc). Pour réaliser ce calcul, on a utilisé la méthode de Newton- Raphson qui est une méthode plus adaptée et elle montre bien son efficacité pour la convergence et le nombre réduit des itérations pour atteindre la solution. Les résultats de calcul de l'écoulement de puissance ont été exploités pour déterminer l'expression des pertes en utilisant la méthode des B-coefficients.

La mise en application de la méthode des AG sur deux réseaux différents IEEE 5 Bus et IEEE 26 Bus avec contraintes, pour l'optimisation du coût des puissances actives générées, a donné des résultats très satisfaisants et confirme bien la validité de cette méthode. Cela nous encourage à faire des essais sur des réseaux à nombre plus élevé de jeux de barres, avec des contraintes plus compliquées.

D'après les résultats de simulation obtenus sous l'environnement MATLAB R2014a, cette étude nous a permis de découvrir la technique des algorithmes génétiques qui est très robuste et fiable du point de vue coût de production optimal en comparaison avec le coût de production calculé à partir de l'écoulement de puissance.

L'importance de ce travail est l'économie de l'énergie électrique qui nous ramène à un bilan de puissance équilibré entre la génération et la consommation avec un coût optimal.

Nous espérons que le résultat de notre travail sera utile pour les prochaines recherches en vue d'aboutir à une meilleure maîtrise de cette technique.

L'optimisation des réseaux électriques restera toujours un domaine de recherche à la portée des électrotechniciens et toutes personnes spécialisées dans le domaine génie électrique. Comme perspective de ce travail on propose d'utiliser d'autres méthodes d'optimisation pour d'éventuelles comparaisons et amélioration des résultats.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Benayed. F. Z, Rahli. M, Abdelhakem-Koridak. L, « Optimisation du dispatching économique par l'algorithme harmony search », Midiamira science publisher, Volume 52, number 1, 2011.
- [2] Jean-Paul Barret, Pierre Bornard, brumo meyer, « Simulation des réseaux électriques »
- [3] Jean-Claude Sabonnadiere et Nouredine Hadj Saïd, « lignes et réseaux électrique 2 », Lavoisier 2007.
- [4] Ammour Djamel, « Mise en œuvre d'un outil de calcul de l'écoulement de puissance dans les réseaux électrique », mémoire de fin d'étude d'ingénieur d'état en électronique, U.M.M.T.O, 2008.
- [5] Jean Claude sabonnadiere, « lignes et réseaux électriques 1 », Lavoisier, 2007.
- [6] N.Ourek, « Détermination des indicateur permettant d'évaluer la stabilité en tension des réseaux électrique », Mémoire de Magister, Juin 2004
- [7] D.Koch, « Manœuvre et protection des batteries de condensateurs MT », catalogue, juillet 2005.
- [8] M.Crappe, « Stabilité et sauvegarde des réseaux électrique », Lavoisier, 2003.
- [9] Saim Nabila, « Restructuration du réseau électrique moyenne tension 30KV de la région AZAZGA », mémoire d'ingénieur d'état en électrotechnique, U.M.M.T.O, 2010.
- [10] Sayah « Application de l'intelligence artificiel pour le fonctionnement », Université de Sétif, thèse de doctorat, 2010.
- [11] John Willy, B.M.Weedy, « Electric power Systems »,Third edition revised .
- [12] P.Kundur « Power system stability and control», Department of Electrical an computer Engineering , University of Toronto, Ontario.
- [13] Rezig Missoum « Etude d'un dispatching économique des puissances actives par les algorithmes de fourmis » Mémoire de Magister, Université Hassiba Ben Bouali chelf Algérie, 2009
- [14] Mostef Hamed « Dispatching économique dynamique par utilisation des méthodes d'optimisation globale », mémoire de magister, université Mohemed Kheider Biskra,2013..
- [15] Amari Khedidja , « Elaboration d'un algorithme génétique hybride pour l'optimisation des puissances actives dans un réseau d'énergie électrique », mémoire de magister, Université Mohammed Boudiaf Oran, 2012.
- [16] Gasbaoni Brahim « Optimisation de l'énergie réactive dans un réseau d'énergie électrique », mémoire de Magister, Université Béchar,2008.
- [17] Mance.N, AggonniY « Modélisation et intégration des dispositifs des compensation dynamique FACT », Mémoire de l'ingénieur d'état Fuin 2007.

- [18] Amara. B « Application des algorithmes génétiques au Dispatching économique et environnemental », mémoire de Master, Université de Chlef, 2008.
- [19] Saadat. H, « power Système Analysis », Lire Milwaukee School Of Engioneering, New York 10011-4285(212-337-4097).
- [20] Benyaza Mohamed Salah, « Répartition optimale des puissances dans un réseau électrique par l'algorithme génétique », mémoire de master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2016.
- [21] Draïdi Abdellah, « Répartition optimale des puissances utilisant les techniques de l'intelligence artificielle », thèse de doctorat, Université des frères Mentouri Constantine, 2016.
- [22] Nabil Mancer, Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS), mémoire de magister, université mohammed kheider, Biskra, 2012.
- [23] Zeggar Seif-Eddine, Dispatching économique d'énergie électrique par essaims de particules et algorithme génétiques, mémoire de master, université constantine 1, 2013.
- [24] Gueziz Belkhir, Analyse des méthodes de répartition optimale des puissances dans un réseau de transport d'énergie, mémoire de master académique, université Kasdi merbah Ouargla, 2016.
- [25] Labed Imen, « Dispatching économique dans un système de puissance électrique par l'intelligence artificielle », mémoire de magister, Université Constantine 1, 2013.
- [26] Rachid Belhachem et autres, « Résolution du dispatching optimal en combinant l'écoulement de puissance pour le calcul des pertes, Mediamira science publisher, 2012.
- [27] Holland, «Adaptation in natural and artifical systems», University of Michigan press, Ann Arbor, 1975.
- [28] Jean Michel Renders, « Algorithmes génétiques et réseaux de neurones », Hermès, Paris, 1995.
- [29] M. Younes, M. Rahli, M. Abid, M. Kandouci, « Optimisation d'écoulement des puissance par algorithmes intelligents», Electrotechnique et électroénergétique.
- [30] Michalewicz, Z. Genetic, «Algorithms +Data structures =Evolution programs », Springer .verlag 1992.
- [31] Gacem Abdelmalek, « Utilisation des méthodes d'optimisations metaheuristiques pour la résolution du problème de répartition optimale de la puissance dans les réseaux électriques », mémoire de magister, Université d'El-oued, 2010.
- [32] Belkacem Sid, « Optimisation topologique de structures par algorithmes génétiques », thèse de doctorat, Université de technologie de Belfort-Montbéliard, 2006.
- [33] Bouabdallah Amara, « Application des algorithmes génétiques au dispatching économique et environnemental », mémoire de master, Université Mohamed Khider Biskra, 2012.

ANNEXES



ANNEXE (A):

Partie 1 :

Programme de Gauss-Seidel de réseau IEEE 9_bus:

```
%GAUSS-SEIDEL LOAD FLOW ANALYSIS for IEEE-9 bus system
%*****WWW.Mathworks.com*****
%Type-1 = slack bus
%Type-2 = PQ bus
%Type-3 = PV bus
clearvars;
clc
close all;
tic
number_of_buses = 9;
alpha      = 1.77; % acceleration factor (I found this value using hit and trial method)
max_iteration = 500;
tolerance  = 0.0000001;

% Bus Bus  Vol  Vol  Load Generating  Reactive Power injected limit
% no  type Mag  angle  Pl  Ql  Pg  QG  Qmax  Qmin  Mvar
BusData =[1  1  1.030  0  0  0  0  0  0  0  0
          2  3  1.000  0  10  5  0  0  0  0  1
          3  3  1.000  0  25  15  0  0  0  0  3
          4  3  1.000  0  60  40  0  0  0  0  0
          5  3  1.000  0  10  5  80  0  0  0  0
          6  2  1.000  0  100  80  0  0  0  0  0
          7  3  1.000  0  80  60  0  0  0  0  0
          8  2  1.010  0  40  20  120  0  0  0  0
          9  3  1.000  0  20  10  0  0  0  0  0];

% | From | To | R | X | ysh/2 | TS |
% | Bus | Bus | pu | pu | pu | TAP |
LineData =[1  2  0.0180  0.0540  0.0045  1
          1  4  0.0150  0.0450  0.0038  1
          2  3  0.0180  0.0560  0.0000  1
          3  9  0.0200  0.0600  0.0000  1
          4  5  0.0130  0.0360  0.0030  1
```

4	6	0.0200	0.0300	0.0000	1
5	6	0.0600	0.0360	0.0028	1
5	7	0.0140	0.0500	0.0030	1
6	9	0.0100	0.0760	0.0000	1
7	8	0.0320	0.0650	0.0000	1
8	9	0.0220	0.19890	0.0000	1];

```

From = LineData(:,1);
To = LineData(:,2);
R = LineData(:,3);
X = LineData(:,4);
Ysh = LineData(:,5);
TS = LineData(:,6);
nlines = length(From);      %number of lines in system
nbus = max(max(From),max(To)); %number of buses in system
%Initialisation
V = BusData(:,3);
delta = BusData(:,4);

P_sp = BusData(:,5)-BusData(:,7); %P specified
Q_sp = BusData(:,6)-BusData(:,8); %Q specified
%calculating the no. of PQ and PV buses
type = BusData(:,2);
pq = find(type==2); %forms a column vector of pq buses
pv = find(type==3);
npq = length(pq); %number of PQ(load) buses in system
npv = length(pv); %number of PV(generator) buses in system
%finding Ybus matrix
Z = R+1i*X;
Ybus = zeros(nbus,nbus);
Y = 1./Z;
%*****off diagonal elements*****
for k = 1:nlines %line no.
    Ybus(From(k,1),To(k,1)) = Ybus(From(k,1),To(k,1))-(Y(k)/TS(k,1));
    Ybus(To(k,1),From(k,1)) = Ybus(From(k,1),To(k,1));
end

```

```

%*****diagonal elements*****
for p = 1:nbus
    for r = 1:nlines
        if (From(r,1)==p)
            Ybus(p,p) = Ybus(p,p)+(1i*Ysh(r,1))+ (Y(r,1)/((TS(r,1))^2));
        end
        if (To(r,1)==p)
            Ybus(p,p) = Ybus(p,p)+(1i*Ysh(r,1))+ Y(r,1);
        end
    end
end
%Adding shunt capacitance to diagonal elements of Ybus matrix
for i=1:nbus
    Ybus(i,i) = Ybus(i,i) + 1i*BusData(i,11);
end

Ybus_mag = abs(Ybus);
theta = angle(Ybus);
P = P_sp;
Q = Q_sp;
v = ones(nbus,1);
v(1,1) = V(1,1)*exp(1i*delta(1,1));
iteration = 1;
while (iteration<max_iteration)
    %calculating voltages at all buses except slack bus
    for i=2:nbus
        v_p = v(i); %value of voltage at previous iteration
        %calculating Q of pv buses
        if (type(i)==3)
            Q(i) = 0;
            for k=1:nbus
                Q(i) = Q(i) + ((conj(v(i)))*Ybus(i,k)*v(k));
            end
            Q(i) = -imag(Q(i));
        end
    end
end

```

```

%*****
v(i) = 0; % to insert it in summation
for k=1:nbus
    if k~=i
        v(i) = v(i) - ((1/Ybus(i,i))*(Ybus(i,k)*v(k)));
    end
end
v(i) = v(i) + ((1/(Ybus(i,i)*conj(v_p))))*(P(i)-1i*Q(i));
if (type(i)==3)
    v(i) = abs(V(i))*(v(i)/abs(v(i)));
else
    v(i) = v_p + alpha*(v(i)-v_p); % accelerated value of voltage
end
end
    %finding P and Q of all buses
S = zeros(nbus,1);
for i=1:nbus
    for k=1:nbus
        S(i) = S(i)+(Ybus(i,k)*v(k));
    end
    S(i) = S(i)*conj(v(i)); % here it is conjugate of apparent power
end
    P_cal = real(S);
    Q_cal = -imag(S);
    %finding mismatch vector
    del_P_all = P_sp-P_cal;
    del_Q_all = Q_sp-Q_cal;

    del_P = del_P_all(2:nbus);
    del_Q = zeros(npq,1);
    k = 1;
    for i=1:nbus
        if(type(i)==2)
            del_Q(k,1) = del_Q_all(i,1);
            k = k+1;

```

```

    end
end
M = [del_P;del_Q]; % mismatch vector
    %checking whether mismatch vector is within tolerance limit or not
error = max(abs(M));
if (error<tolerance)
    break;
else
    iteration = iteration+1;
end
end
%END OF GAUSS-SEIDEL PROGRAM
%Load flow analysis
% voltage vector
for i=2:nbus
    if(type(i)==2)
        V(i) = abs(v(i));
    end
    delta(i) = angle(v(i));
end
    %changing voltage magnitude vector to phasor vector
V_ph = zeros(nbus,1);
for i=1:nbus
    V_ph(i,1) = V(i,1)*exp(1i*delta(i,1));
end
    %Finding current flow in lines
I = zeros(nlines,nlines);
for vy=1:nlines
    i = From(vy); k = To(vy);
    I(i,k) = -(Ybus(i,k)*(V_ph(i)-V_ph(k)))+(V_ph(i)*(1i*Ysh(i)));% -ve sign....because Ybus(i,k)= - Y(i,k)
    I(k,i) = -(Ybus(k,i)*(V_ph(k)-V_ph(i)))+(V_ph(k)*(1i*Ysh(i)));
end
    %Calculation of power flow in lines
S = zeros(nlines,nlines);
for vy=1:nlines

```

```

i = From(vy); k = To(vy);
S(i,k) = (V_ph(i)*(conj(I(i,k))));
S(k,i) = (V_ph(k)*(conj(I(k,i))));
end

P = real(S); %Real power flow
Q = imag(S); %Reactive power flow
%Calculation of line losses
SL = zeros(nlines,nlines); %SL=line losses
for vy=1:nlines
    i = From(vy); k = To(vy);
    SL(i,k) = S(i,k)+S(k,i);
end

PL = real(SL); %Real power losses
QL = imag(SL); %Reactive power losses
%Formation of table to show results
disp('#####
###');
disp('                Gauss-Seidel Loadflow Analysis ');
disp('#####
###');

fprintf('For IEEE %d bus system\n',nbus);
fprintf('Iterations taken      = %d\n',iteration);
fprintf('Error                    = %4.9f\n',error);
fprintf('Acceleration of convergence = %4.3f\n',alpha);
toc
disp('                ');
disp('                ');
disp('    Table-1  Bus voltage and phase angle');
disp('-----');
disp('| Bus |  V  |  Angle |  Angle |');
disp('| No  |  pu |  radian |  degree |');

for m=1:nbus

```

```

disp('-----');
fprintf('%3g',m);
fprintf('    %8.4f',V(m));
fprintf('    %8.4f,delta(m));
fprintf('    %8.4f,(delta(m)*180/pi));
fprintf('\n');
end

disp('#####');
disp(' ');
disp(' ');
disp('          Table-2 Line flows and losses ');
disp('-----');
disp('|From | To |   Line Flows(pu) |   |From | To |   Line Flows(pu)   |   Line Losses(pu)   |');
disp('|Bus | Bus|   P   |   Q   | |Bus | Bus|   P   |   Q   | PL   |   QL   |');
for m=1:nlines
    i = From(m); k = To(m);
    disp('-----');
    fprintf('%4g', i); fprintf(' %4g', k);
    fprintf(' %8.4f',P(i,k)); fprintf(' %8.4f',Q(i,k));
    fprintf(' %4g',k); fprintf(' %4g',i);
    fprintf(' %8.4f',P(k,i)); fprintf(' %8.4f',Q(k,i));
    fprintf(' %8.4f',PL(i,k)); fprintf(' %8.4f',QL(i,k));
    fprintf('\n');
end

Partier 2:

le programme de Newton Raphson IEEE 9_ Bus :

%% General Program For Newton Raphson Load flow
% Enter the busdata, and Loaddata in mention form
% Bus data (Bus Bus Vol          Vol   Generating   Load   Reactive Power limit
%      no type Mag(pu) angle  Pg  QG  Pl  Ql  Qmax  Qmin

% Load Data(From To  R    X    B    Tap
%      Bus Bus  (pu) (pu) (pu)  Ratio

```

```

%Type-1 = slack bus
%Type-2 = PQ bus
%Type-3 = PV bus

clc
clear all

%% Bus data Bus type 1(slack Bus),type2(PV_Bus Bus), type3(PQ_Bus Bus)
tic
number_of_buses = 9;
alpha      = 1.77; % acceleration factor (I found this value using hit and trial method)
max_iteration = 500;
tolerance  = 0.0000001;
; % Bus Bus  Vol  Vol  Load  Generating  Reactive Power injected limit
      % no  type  Mag  angle  Pl  Ql  Pg  QG  Qmax  Qmin  Mvar
BusData =[1  1  1.030  0  0  0  0  0  0  0  0
          2  3  1.000  0  10  5  0  0  0  0  1
          3  3  1.000  0  25  15  0  0  0  0  3
          4  3  1.000  0  60  40  0  0  0  0  0
          5  3  1.000  0  10  5  80  0  0  0  0
          6  2  1.000  0  100  80  0  0  0  0  0
          7  3  1.000  0  80  60  0  0  0  0  0
          8  2  1.010  0  40  20  120  0  0  0  0
          9  3  1.000  0  20  10  0  0  0  0  0];

      % | From | To | R | X | ysh/2 | TS |
      % | Bus | Bus | pu | pu | pu | TAP |
LineData =[1  2  0.0180  0.0540  0.0045  1
          1  4  0.0150  0.0450  0.0038  1
          2  3  0.0180  0.0560  0.0000  1
          3  9  0.0200  0.0600  0.0000  1
          4  5  0.0130  0.0360  0.0030  1
          4  6  0.0200  0.0300  0.0000  1
          5  6  0.0600  0.0360  0.0028  1

```

```

        5   7   0.0140  0.0500  0.0030   1
        6   9   0.0100  0.0760  0.0000   1
        7   8   0.0320  0.0650  0.0000   1
        8   9   0.0220  0.19890  0.0000   1 ];

%% Data arranged for Linedata in the different vector
fb=linedata(:,1);tb=linedata(:,2);
r=linedata(:,3);x=linedata(:,4);
b=linedata(:,5);a=linedata(:,6);
Ysh = linedata(:,5);

z=r+1i*x;                                % Impedance of branch
y=1./z;b=1i*b;                            % admittance of branch
nl=length(fb);                            % No of branch
No_of_Bus=max(max(fb),max(tb));           % No of Bus

%% Formation of YBus matrix

Y=zeros(No_of_Bus,No_of_Bus);            % Initialize of YBus
for k=1:nl
    Y(fb(k),tb(k))=Y(fb(k),tb(k))-y(k)/a(k);
    Y(tb(k),fb(k))=Y(fb(k),tb(k));
end
for m=1:No_of_Bus
    for n=1:nl
        if fb(n)==m
            Y(m,m)=Y(m,m)+y(n)/a(n)^2+b(n);
        elseif tb(n)==m
            Y(m,m)=Y(m,m)+y(n)+b(n);
        end
    end
end
end
G=real(Y);B=imag(Y);                      % Separation of YBus

%% Data arranged for Linedata in the different vector
From = linedata(:,1);
To = linedata(:,2);
BMva=100;

```

```

nbus=busdata(:,1);
type=busdata(:,2);
V=busdata(:,3);
del=busdata(:,4);
Pg=busdata(:,5)/BMva;
Qg=busdata(:,6)/BMva;
Pl=busdata(:,7)/BMva;
Ql=busdata(:,8)/BMva;
Qmin=busdata(:,9)/BMva;
Qmax=busdata(:,10)/BMva;
PV_Bus=find(type==2|type==1);
PQ_Bus=find(type==3); % type1(Slack),type2(PV_Bus Bus),type3(PQ_Bus Bus )
No_of_PQ_Bus=length(PQ_Bus);
No_of_PV_Bus=length(PV_Bus);
Active_Power_specified=Pg-Pl;
Reactive_Power_specified=Qg-Ql; % Net Power flow through different node
Iter=1;Tol=1; % Iterantion And tolerance
%% Newton Raphson Load Flow
while Tol>1e-5
    P=zeros(No_of_Bus,1);
    Q=zeros(No_of_Bus,1);
    for i=1:No_of_Bus
        for j=1:No_of_Bus
            P(i)=P(i)+V(i)*V(j)*(G(i,j)*cos(del(i)-del(j))+B(i,j)*sin(del(i)-del(j)));
            Q(i)=Q(i)+V(i)*V(j)*(G(i,j)*sin(del(i)-del(j))-B(i,j)*cos(del(i)-del(j)));
        end
    end
    % Verification of limit violation for reactive power
    if Iter>2 && Iter<=7
        for n=2:No_of_Bus
            if type(n)==2;
                QG=Q(n)+Ql(n);
                if QG > Qmax(n)
                    V(n)=V(n)-0.01;
                elseif QG < Qmin(n)

```

```

        V(n)=V(n)+0.01;
    end
end
end
end
dPa=Active_Power_specified-P;
dQa=Reactive_Power_specified-Q;
dP=dPa(2:No_of_Bus);
k=1;
dQ=zeros(No_of_PQ_Bus,1);
for i=1:No_of_Bus
    if type(i)==3
        dQ(k,1)=dQa(i);
        k=k+1;
    end
end
M=[dP;dQ];% delta Matrix
    %% Formation Fo Jacobian Matrix[J1 J2;J3 J4]
    %% Formation Of J1
J1=zeros(No_of_Bus-1,No_of_Bus-1);
for i=1:No_of_Bus-1
    m=i+1;
    for j=1:No_of_Bus-1;
        n=j+1;
        if m==n
            for n=1:No_of_Bus
                J1(i,j)=J1(i,j)+V(m)*V(n)*(-G(m,n)*sin(del(m)-del(n))+B(m,n)*cos(del(m)-del(n)));
            end
                J1(i,j)=J1(i,j)-V(m)^2*B(m,m);
        else
            J1(i,j)=V(m)*V(n)*(G(m,n)*sin(del(m)-del(n))-B(m,n)*cos(del(m)-del(n)));
        end
    end
end
end
    %% Formation Of J2

```

```

J2=zeros(No_of_Bus-1,No_of_PQ_Bus);
for i=1:No_of_Bus-1
    m=i+1;
    for j=1:No_of_PQ_Bus
        n=PQ_Bus(j);
        if m==n
            for n=1:No_of_Bus
                J2(i,j)=J2(i,j)+V(n)*(G(m,n)*cos(del(m)-del(n))+B(m,n)*sin(del(m)-del(n)));
            end
            J2(i,j)=J2(i,j)+V(m)*G(m,m);
        else
            J2(i,j)=V(m)*(G(m,n)*cos(del(m)-del(n))+B(m,n)*sin(del(m)-del(n)));
        end
    end
end

%% Formation Of J3
J3=zeros(No_of_PQ_Bus,No_of_Bus-1);
for i=1:No_of_PQ_Bus
    m=PQ_Bus(i);
    for j=1:No_of_Bus-1
        n=j+1;
        if m==n
            for n=1:No_of_Bus
                J3(i,j)=J3(i,j)+V(m)*V(n)*(G(m,n)*cos(del(m)-del(n))+B(m,n)*sin(del(m)-del(n)));
            end
            J3(i,j)=J3(i,j)-V(m)^2*G(m,m);
        else
            J3(i,j)=V(m)*V(n)*(-G(m,n)*cos(del(m)-del(n))-B(m,n)*sin(del(m)-del(n)));
        end
    end
end

%% Formation Of J4
J4=zeros(No_of_PQ_Bus,No_of_PQ_Bus);
for i=1:No_of_PQ_Bus
    m=PQ_Bus(i);

```

```

for j=1:No_of_PQ_Bus
    n=PQ_Bus(j);
    if m==n
        for n=1:No_of_Bus
            J4(i,j)=J4(i,j)+V(n)*(G(m,n)*sin(del(m)-del(n))-B(m,n)*cos(del(m)-del(n)));
        end
        J4(i,j)=J4(i,j)-V(m)*B(m,m);
    else
        J4(i,j)=V(m)*(G(m,n)*sin(del(m)-del(n))-B(m,n)*cos(del(m)-del(n)));
    end
end
end
J=[J1 J2;J3 J4]; % Jacobian Matrix
X=inv(J)*M;
dTh=X(1:No_of_Bus-1); % Change in angle
dV=X(No_of_Bus:end); % change in volatge mag
del(2:No_of_Bus)=del(2:No_of_Bus)+dTh; % Voltage angle update
    % voltage mag update
k=1;
for n=2:No_of_Bus
    if type(n)==3
        V(n)=V(n)+dV(k);
        k=k+1;
    end
end
Iter=Iter+1;
Tol=max(abs(M));
end
Q=zeros(No_of_Bus,1);
for i=1:No_of_Bus
    for j=1:No_of_Bus
        P(i)=P(i)+V(i)*V(j)*(G(i,j)*cos(del(i)-del(j))+B(i,j)*sin(del(i)-del(j)));
        Q(i)=Q(i)+V(i)*V(j)*(G(i,j)*sin(del(i)-del(j))-B(i,j)*cos(del(i)-del(j)));
    end
end
end

```

```

for i=1:No_of_Bus
    del(i)=180*del(i)/pi; % Converion radian to degree
end

%% Load Flow Solution
disp('-----');
disp(' Newton Raphson Loadflow Solution ');
disp('-----');
disp(' |Bus | |Voltage| |Angle |');
disp(' |No.| |pu | |Degree|');
disp('-----');
for m=1:No_of_Bus
    fprintf(' %3g ',m);
    fprintf(' %8.3f ',V(m));
    fprintf(' %8.3f ',del(m));
    fprintf(' %8.3f ',Pg(m)*BMva);
    if type(m)==2
        fprintf(' %8.3f ',(Q(m)+Ql(m))*BMva);
    end
    fprintf('\n');
    disp('-----');
fprintf(' Number Of Iteration %3g \n',Iter)
    %Load flow analysis
    % voltage vector
for i=2:nbus
    if(type(i)==2)
        V(i) = abs(v(i));
    end
    del(i) = angle(v(i));
end
    %changing voltage magnitude vector to phasor vector
V_ph = zeros(No_of_Bus,1);
for i=1:No_of_Bus
    V_ph(i,1) = V(i,1)*exp(1i*del(i,1));
end

```

```

%Finding current flow in lines
I = zeros(nl,nl);
for vy=1:nl
    i = From(vy); k = To(vy);
    I(i,j) = -(Y(i,j)*(V_ph(i)-V_ph(j)))+(V_ph(i)*(1i*Ysh(i)));% -ve sign....because Ybus(i,k)= - Y(i,k)
    I(k,i) = -(Y(k,i)*(V_ph(k)-V_ph(i)))+(V_ph(k)*(1i*Ysh(i)));
end

%Calculation of power flow in lines
S = zeros(nl,nl);
for vy=1:nl
    i = From(vy); k = To(vy);
    S(i,k) = (V_ph(i)*(conj(I(i,k))));
    S(k,i) = (V_ph(k)*(conj(I(k,i))));
end

P = real(S); %Real power flow
Q = imag(S); %Reactive power flow

%Calculation of line losses
SL = zeros(nl,nl); %SL=line losses
for vy=1:nl
    i = From(vy); k = To(vy);
    SL(i,k) = S(i,k)+S(k,i);
end

PL = real(SL); %Real power losses
QL = imag(SL); %Reactive power losses
end
toc

```

Partie 3 :

Programme des B_Coefficients :

% This program named 'bloss' obtains the B-coefficients of the

% loss formula as the function of real power generation.

% $PL = P*B*P'+B0*P'+B00$.

% It requires the power flow solution. To obtain the B-coefficients use the command blossom after

```
% the command 'bloss' after any of the power flow programs lfgauss,  
% lfnewton, or decouple.  
% Copyright (C)1998 by H. Saadat.  
clear B B0 B00  
Zbus=inv(Ybus);  
ngg=0;  
I=-1/basemva*(Pd-j*Qd)./conj(V); %new  
ID= sum(I); %new  
for k=1:nbus  
    if kb(k)== 0  
        % I(k) = conj(S(k))/conj(V(k));  
        % else, ngg=ngg+1; I(k)=0; end  
        else, ngg=ngg+1; end  
        if kb(k)==1 ks=k; else, end  
    end  
    %ID= sum(I);  
    d1=I/ID;  
    DD=sum(d1.*Zbus(ks,:)); %new  
    kg=0; kd=0;  
    for k=1:nbus  
        if kb(k)~=0  
            kg=kg+1;  
            t1(kg) = Zbus(ks,k)/DD; %new  
            else, kd=kd+1;  
            d(kd)=I(k)/ID;  
        end  
    end  
    end  
    nd=nbus-ngg;  
    C1g=zeros(nbus, ngg);  
    kg=0;  
    for k=1:nbus  
        if kb(k)~=0  
            kg=kg+1;  
            for m=1:ngg  
                if kb(m)~=0
```

```

    C1g(k, kg)=1;
    else, end
end
else, end
end
C1gg=eye(ngg,ngg);
C1D=zeros(ngg,1);
C1=[C1g,conj(d1)'];
C2gD=[C1gg; -t1];
CnD=[C1D;-t1(1)];
C2=[C2gD,CnD];
C=C1*C2;
kg=0;
for k=1:nbus
    if kb(k)~=0
        kg=kg+1;
        al(kg)=(1-j*((Qg(k)+Qsh(k))/Pg(k)))/conj(V(k)); %new
    else, end
end
alp=[al, -V(ks)/Zbus(ks,ks)];
for k=1:ngg+1
    for m=1:ngg+1
        if k==m
            alph(k,k)=alp(k);
        else, alph(k,m)=0;end
    end, end
T = alph*conj(C)*real(Zbus)*conj(C)*conj(alph);
BB=0.5*(T+conj(T));
for k=1:ngg
    for m=1:ngg
        B(k,m)=BB(k,m);
    end
    B0(k)=2*BB(ngg+1,k);
end
B00=BB(ngg+1,ngg+1);

```

B, B0, B00

$PL = P_{gg}*(B/basemva)*P_{gg}'+B0*P_{gg}'+B00*basemva;$

fprintf('Total system loss = %g MW \n', PL)

clear I BB C C1 C1D C1g C1gg C2 C2gD CnD DD ID T al alp alph t1 d d1 kd kg ks nd ng

Partie 4:

Programme de dispatching économique:

% clear;

% clc;

% Ce programme résoudre le dispatching économique de la puissance générée

% en utilisant l'outil des algorithmes génétiques de MATLAB et la méthode

% des B-coefficients avec la formulation de Kron

% The Example system is taken from the book Power System Analysis by Prof Haadi Sadaat Example % 7.8

% the data matrix should have 5 columns of fuel cost coefficients and plant limits.

% 1.a (\$/MW²) 2. b \$/MW 3. c (\$) 4.lower limit(MW) 5.Upper limit(MW)

%no of rows denote the no of plants(n)

% x=[0 0]

tic;

global data B B0 B00 Pd ngg

load data3g_5bus;

load B_3g_5bus,

load B0_3g_5bus;

load B00_3g_5bus;

data=data3g_5bus;

B=B; B0=B0; B00=B00;

Pd=Pdt;

$B=(1/basemva)*B;$

$B00=basemva*B00;$

options = gaoptimset;

options = gaoptimset('PopulationSize', 200,'Generations', 500,...

'TimeLimit', 200,'StallTimeLimit', 100,'TolFun',1e-8,'PlotFcns',...

{ @gaplotbestf, @gaplotbestindiv });

[x ff]=ga(@GA_Eco_Dispatch,3,options);

[F P1 Pl]=GA_Eco_Dispatch(x)

toc;

ANNEXE (B):

Partie 1 :

Les donnes du réseau IEEE 9_bus :

Tableau 1: Données des lignes de transport du réseau IEEE 9_bus.

N° JB	Type	AmpliVsp	delta	PGi	QGi	PLi	QLi	Qmin	Qmax	Mvar
1	1	1.030	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	1.000	0	10	5	0	0	0	0	1
3	0	1.000	0	25	15	0	0	0	0	3
4	0	1.000	0	60	40	0	0	0	0	0
5	2	1.060	0	10	5	80	0	0	0	0
6	0	1.000	0	100	80	0	0	0	0	0
7	0	1.000	0	80	60	0	0	0	0	0
8	2	1.010	0	40	20	120	0	0	0	0
9	0	1.000	0	20	10	0	0	0	0	0

Tableau 2: Données des jeux de barres du réseau IEEE 9_bus.

Frome Bus	To Bus	R Pu	X Pu	Ysh/2 Pu	Ts TPA
1	2	0.0180	0.0540	0.0045	1
1	4	0.0150	0.0450	0.0038	1
2	3	0.0180	0.0560	0.0000	1
3	9	0.0200	0.0600	0.0000	1
4	5	0.0130	0.0360	0.0030	1
4	6	0.0200	0.0660	0.0000	1
5	6	0.0600	0.0300	0.0028	1
5	7	0.0140	0.0360	0.0030	1
6	9	0.0100	0.0500	0.0000	1
7	8	0.0320	0.0760	0.0000	1
8	9	0.0220	0.0650	0.0000	1

Partie 2 :

Les donnes du réseau IEEE 5_bus :

Tableau 1 : Données des lignes de transport du réseau IEEE 5_bus.

N° JB	Types	Ampli V _{SP}	Delt	P _{Gi}	Q _{Gi}	P _{Li}	Q _{Li}	Qmin	Qmax	Mvar
1	1	1.060	0	0	0	0	0	10	50	0
2	2	1.045	0	20	10	40	30	10	50	0
3	2	1.030	0	20	15	30	10	10	40	0
4	0	1.000	0	50	30	0	0	0	0	0
5	0	1.000	0	60	40	0	0	0	0	0

Tableau 2 : Données des jeux de barres du réseau IEEE 5_bus

Frome bus	To bus	R pu	X pu	Ysh /2 (pu)	Ts (tps)
1	2	0.02	0.06	0.030	1
1	3	0.08	0.24	0.025	1
2	3	0.06	0.18	0.020	1
2	4	0.06	0.18	0.020	1
2	5	0.04	0.12	0.015	1
3	4	0.01	0.03	0.010	1
4	5	0.08	0.24	0.025	1

Partie 3 :

Les données du réseau IEEE 26_bus :

Tableau 1 : Données des lignes de transport du réseau IEEE 26_bus.

N° JB	types	Ampl Vsp	delta	PGi	QGi	PLi	QLi	Qmax	Qmin	Mvar
1	1	1.025	0	51	41	0	0	0	0	4
2	2	1.020	0	22	15	79	0	250	40	0
3	2	1.025	0	64	50	20	0	150	40	0
4	2	1.050	0	25	10	100	0	80	25	2
5	2	1.045	0	50	30	300	0	160	40	5
6	0	1.00	0	76	29	0	0	0	0	2
7	0	1.00	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	1.00	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	1.00	0	89	50	0	0	0	0	3
10	0	1.00	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	1.00	0	25	15	0	0	0	0	1.5
12	0	1.00	0	89	48	0	0	0	0	2
13	0	1.00	0	31	15	0	0	0	0	0
14	0	1.00	0	24	12	0	0	0	0	0
15	0	1.00	0	70	31	0	0	0	0	0.5
16	0	1.00	0	55	27	0	0	0	0	0
17	0	1.00	0	78	38	0	0	0	0	0
18	0	1.00	0	153	67	0	0	0	0	0
19	0	1.00	0	75	15	0	0	0	0	5
20	0	1.00	0	48	27	0	0	0	0	0
21	0	1.00	0	46	23	0	0	0	0	0
22	0	1.00	0	45	22	0	0	0	0	0
23	0	1.00	0	25	12	0	0	0	0	0
24	0	1.00	0	54	27	0	0	0	0	0
25	0	1.00	0	28	13	0	0	0	0	0
26	2	1.015	0	40	20	60	0	50	15	0

Tableau 2 : Données des jeux de barres du réseau IEEE 26_bus

From bus	To bus	R pu	X pu	Ysh/2 pu	Ts tpa
1	2	0.00055	0.00480	0.03000	1
1	18	0.00130	0.01150	0.06000	1
2	3	0.00146	0.05130	0.05000	0.96
2	7	0.01030	0.05860	0.03900	1
2	8	0.00740	0.03210	0.02500	1
2	13	0.00357	0.09670	0.00000	0.96
2	26	0.03230	0.19670	0.00050	1
3	13	0.00070	0.00548	0.00010	1.017
4	8	0.00080	0.02400	0.01500	1.050
4	12	0.00160	0.02070	0.09900	1.050
5	6	0.00690	0.03000	0.01050	1
6	7	0.00535	0.03060	0.00010	1
6	11	0.00970	0.05700	0.00120	1
6	18	0.00374	0.02220	0.04500	1
6	19	0.00350	0.06600	0.02260	0.95
6	21	0.00500	0.09000	0.00010	1
7	8	0.00120	0.00693	0.02500	1
7	9	0.00095	0.04290	0.02000	0.95
8	12	0.00200	0.01800	0.00100	1
9	10	0.00104	0.04930	0.01000	1
10	12	0.00247	0.01320	0.00000	1
10	19	0.05470	0.23600	0.00100	1
10	20	0.00660	0.01600	0.00500	1

10	22	0.00690	0.02980	0.01000	1
11	25	0.09600	0.27000	0.00400	1
11	26	0.01650	0.09700	0.00000	1
12	14	0.03270	0.08020	0.04000	1
12	15	0.01800	0.05980	0.00100	1
13	14	0.00460	0.02710	0.00000	1
13	15	0.01160	0.06100	0.00100	1
13	16	0.01793	0.08880	0.00000	1
14	15	0.00690	0.03820	0.00000	1
15	16	0.02090	0.05120	0.00000	1
16	17	0.09900	0.06000	0.00000	1
16	20	0.02390	0.05850	0.03800	1
17	18	0.00320	0.06000	0.00000	1
17	21	0.22900	0.44500	0.00000	1
19	23	0.03000	0.13100	0.00200	1
19	24	0.03000	0.12500	0.00400	1
19	25	0.11900	0.22490	0.00000	1
20	21	0.06570	0.15700	0.00000	1
20	22	0.01500	0.03660	0.00000	1
21	24	0.04760	0.15100	0.00000	1
22	23	0.02900	0.09900	0.00000	1
22	24	0.03100	0.08800	0.00000	1
23	25	0.09870	0.11680	0.00000	1

ANNEXE (C) :**Méthode de B-coefficient (kron) :**

La puissance apparente totale injectée :

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i I_i^*$$

$$P_L + jQ_L = \sum_{i=1}^n V_i I_i^* = V_{bus}^T I_{bus}$$

P_L et Q_L : Pertes actives et réactives du système.

$$\begin{cases} I_{bus} = Y_{bus} V_{bus} \\ V_{bus} = Z_{bus} I_{bus} \end{cases}$$

On à :

$$P_L + jQ_L = I_{bus}^T Z_{bus} I_{bus}^* = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n I_{bus} Z_{bus} I_{bus}^*$$

$$P_L + jQ_L = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n Z_{ij} (I_i I_j^* + I_j I_i^*)$$

$$\Rightarrow \begin{cases} P_L = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n R_{ij} (I_i I_j^* + I_j I_i^*) \\ Q_L = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n X_{ij} (I_i I_j^* + I_j I_i^*) \end{cases}$$

Avec ($R_{ij} = R_{ji}$), Alors :

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n I_i R_{ij} I_j^*$$

$$P_L = I_{bus} R_{bus} I_{bus}^*$$

Calcul le courant de charge totale :

$$I_D = I_{L1} + I_{L2} + \dots + I_{Lnd}$$

nd : Nombre de J.B de chargent

Le courant de chaque J.B est supposé varie (proportionnel) (avec une constante complexe) avec le courant totale I_D .

$$I_{Lk} = l_k I_D \quad / \quad k = 1, 2, \dots, nd$$

$$\Rightarrow l_k = \frac{I_{ik}}{I_D}$$

$$V_1 = Z_{11} I_1 + Z_{12} I_2 + \dots + Z_{1n} I_n$$

ng : Nombre de J.B générateur (PV_bus)

nd : Nombre de J.B de charge (PQ_bus)

$$\Rightarrow V_1 = \sum_{i=1}^{ng} Z_{1i} I_{Gi} + \sum_{k=1}^{nd} Z_{1k} I_{Lk}$$

On remplacer I_{Lk} par $I_{Lk} = l_k I_D$:

Donc on a :

$$\begin{aligned} V_1 &= \sum_{i=1}^{ng} Z_{1i} I_{Gi} + I_D \sum_{k=1}^{nd} l_k Z_{1k} \\ &= \sum_{i=1}^{ng} Z_{1i} I_{Gi} + I_D T \end{aligned}$$

Avec :

$$T = \sum_{k=1}^{nd} l_k Z_{1k}$$

I_0 : courant sortant du J.B de référence (J.B 1) avec les autres.

$$\Rightarrow V_1 = -Z_{11} I_0$$

On remplacer V_1 dans :

$$V_1 = \sum_{i=1}^{ng} Z_{1i} I_{Gi} + I_D T$$

On a :

$$I_D = -\frac{1}{T} \sum_{i=1}^{ng} Z_{i1} I_{gi} - \frac{1}{T} Z_{11} I_0$$

Et on remplace I_D par $\frac{I_{Lk}}{I_k}$ est :

$$I_{LK} = -\frac{I_k}{T} \sum_{i=1}^{ng} Z_{i1} I_{gi} - \frac{I_k}{T} Z_{11} I_0$$

Avec $\rho = -\frac{I_k}{T}$:

$$I_{LK} = \rho \sum_{i=1}^{ng} Z_{i1} I_{gi} + \rho Z_{11} I_0$$

$$\begin{bmatrix} I_{g1} \\ I_{g2} \\ \vdots \\ I_{gng} \\ I_{L1} \\ I_{L2} \\ \vdots \\ I_{Lnd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & \dots & 0 & 0 \\ 0 & 1 & \dots & \dots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & & & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \dots & 1 & 0 \\ \rho_1 Z_{11} & \rho_1 Z_{12} & \dots & \dots & \rho_1 Z_{1ng} & \rho_1 Z_{11} \\ \rho_2 Z_{11} & \rho_2 Z_{12} & \dots & \dots & \rho_2 Z_{1ng} & \rho_2 Z_{11} \\ \vdots & \vdots & & & \vdots & \vdots \\ \rho_k Z_{11} & \rho_k Z_{12} & \dots & \dots & \rho_k Z_{1ng} & \rho_k Z_{11} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{g1} \\ I_{g2} \\ \vdots \\ I_{gng} \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ I_0 \end{bmatrix}$$

$$I_{bus} = C I_{new}$$

On remplace $I_{bus} = C I_{new}$ dans $P_L = I_{bus}^T R_{bus} I_{bus}^*$

$$P_L = [C I_{new}]^T R_{bus} C^* I_{bus}^* = I_{new}^T C^T R_{bus} C^* I_{bus}^*$$

S_{gi} puissance complexe du J.B i, le courant du générateur est :

$$I_{gi} = \frac{S_{gi}^*}{V_i^*} = \frac{P_{gi} - jQ_{gi}}{V_i^*} = \frac{1 - j \frac{Q_{gi}}{P_{gi}}}{V_i^*} P_{gi}$$

Donc $I_{gi} = \psi_i P_{gi}$, Avec :

$$\psi_i = \frac{1 - j \frac{Q_{gi}}{P_{gi}}}{V_i^*}$$

Ajouter I_0 à la colonne des I_{gi} :

$$\begin{bmatrix} I_{g1} \\ I_{g2} \\ \vdots \\ I_{gng} \\ I_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \psi_1 & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & \psi_2 & \dots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \psi_{ng} & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 & I_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ P_{gng} \\ 1 \end{bmatrix}$$

$$\text{Où : } I_{\text{new}} = \Psi P_{G1} \quad \text{avec } P_{G1} = \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ P_{gng} \\ 1 \end{bmatrix}$$

On remplace I_{new} dans cette équation :

$$P_L = I_{\text{new}}^T C^T R_{\text{bus}} C^* I_{\text{bus}}^*$$

On aura :

$$P_L = P_{G1}^T \Psi^T C^T R_{\text{bus}} C^* \Psi P_{G1}$$

$$P_L = P_{G1}^T \mathcal{R}[H] P_G^*$$

$$H = \Psi^T C^T R_{\text{bus}} C^* \Psi^*$$

H : matrice symétrique ($H=H^*$)

$$\mathcal{R}[h] = \frac{H + H^*}{2}$$

$$\mathcal{R}[H] = \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1ng} & B_{01}/2 \\ B_{21} & B_{22} & \dots & B_{2ng} & B_{02}/2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ B_{ng1} & B_{ng2} & \dots & B_{ngng} & B_{0ng}/2 \\ B_{01}/2 & B_{02}/2 & \dots & B_{0ng}/2 & B_{00} \end{bmatrix}$$

$$P_L = \begin{bmatrix} P_{g1} & P_{g2} & \dots & P_{gng} & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1ng} & B_{01}/2 \\ B_{21} & B_{22} & \dots & B_{2ng} & B_{02}/2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ B_{ng1} & B_{ng2} & \dots & B_{ngng} & B_{0ng}/2 \\ B_{01}/2 & B_{02}/2 & \dots & B_{0ng}/2 & B_{00} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ P_{gng} \\ 1 \end{bmatrix}$$

Or

$$P_L = \begin{bmatrix} P_{g1} & P_{g2} & \dots & P_{gng} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1ng} \\ B_{21} & B_{22} & \dots & B_{2ng} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{ng1} & B_{ng2} & \dots & B_{00} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ P_{gng} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} P_{g1} & P_{g2} & \dots & P_{gng} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_{01}/2 \\ B_{02}/2 \\ \vdots \\ B_{0ng}/2 \end{bmatrix} + B_{00}$$