

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



Mémoire de Fin d'Étude

Présenté à

L'Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued

Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Réseaux électriques

Présenté par

Douis Imad Eddine et Chemsah Mohamed Taher

Thème

Résolution de dispatching économique par des méthodes d'optimisations métaheuristique

Soutenu le 27/05/2017. Devant le jury composé de :

Mr. MAMMERI OUSSAMA	Maitre de conférences	Président
Mr. GACEM ABDELMALEK	Maitre de conférences	Rapporteur
Mr. LABBI YACINE	Maitre de conférences	Examineur

Année Universitaire 2016/2017

Résumé

Habituellement, le calcul de la répartition optimale de la puissance ou l'écoulement de puissance optimal (OPF), au niveau d'un réseau électrique, emploie des techniques de programmation mathématique standard. Parfois ces techniques ne sont pas convenables pour traiter certaines considérations pratiques rencontrées dans les systèmes de puissance, telle que l'incertitude des contraintes de fonctionnement.

Les contraintes d'un système électrique réel peuvent être divisées en deux groupes : les limites physiques de commande et les limites de fonctionnement. Les limites physiques sur les variables de commande ne peuvent pas être dépassées. Par exemple, un générateur ne peut pas produire une puissance au delà ses limites supérieures et inférieures (rigides). Donc on ne peut pas admettre une solution de l'OPF qui donne un dépassement de ce genre. Cependant, les limites de fonctionnement peuvent être considérées souples puisqu'elles sont imposées pour des considérations de sécurité et ne représentent nullement des limites physiques.

Elles peuvent être dépassées temporairement, si le besoin se fait sentir, pour obtenir des solutions pratiques. Pour bien prendre en compte ce type de contraintes, on propose dans ce travail l'application d'une méthode métaheuristique précisément basée sur l'algorithme génétique, au problème de la répartition optimale des puissances, connue aussi par « l'écoulement de puissance optimal » (OPF). La méthode développée a été testée sur des réseaux électriques standard à moyenne échelle (6 J.D.B, 25 J.D.B et 30 J.D.B), et comparée avec d'autres méthodes. Les résultats numériques de test montrent que cette méthode est prometteuse et possède une grande flexibilité pour incertitudes dans certains systèmes de puissance pratique.

Remerciements

*Avant tout nous remercions dieu de nous avoir donné le courage, la patience et la chance d'étudier et de suivre Le chemin de la science. et, la force et la patience pour élaborer notre travail. Ainsi, nous tenons également à exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur **Mr. GACEM Abdelmalek**, pour avoir d'abord proposée ce thème, pour suivi continuel tout le long de la réalisation de ce mémoire et qui n'a pas cessée de nous donner ses conseils.*

Nous tenons à remercier vivement toutes personnes qui nous ont aidés à élaborer et réaliser ce mémoire, ainsi à tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin à accomplir ce travail.

Nos remerciements vont aussi à tous les enseignants qui de l'électrotechnique ont contribué à notre formation par ailleurs, Nos remerciements à tous les membres du jury qui ont accepté de juger notre travail.

En fin, nous tenons à exprimer notre reconnaissance à tous nos amis et collègues pour le soutien moral et matériel...



Dédicaces

je dédie cet humble travail :

- √ *A ma chère mère la miséricorde de dieu.*
- √ *A ma précieuse source d'espoir et de bonheur ma grand mère que dieu prolonge votre age .*
- √ *A mon cher pere qui a tous me donné pour réaliser mes rêves et ma éducation .*
- √ *A ma chère soeur et ses fils qui était avec moi à chaque étape de ma vie.*
- √ *A mes frères et ses fils qui m'ont aidé à compléter la piste et porter le flambeau de la science.*
- √ *A toute la famille **Douis** petit et grand.*
- √ *A tous mes amis qui m'ont aidé que ce soit de près ou de loin.*
- √ *Et à tous ceux qui m'aiment et l'aiment.*

Douis Imad Eddine.





Dédicaces

je dédie cet humble travail :

A ma chère mère

à mon père qui m'ont toujours soutenu,

et aidé à affronter les difficultés,

pour tous ce qui ont fait pour que je puisse les

honorer, et leur patience durant ma vie.

A mes très chers frères et à mes chères sœurs, à toute ma famille

A mes chers amis.

Chemsa Mohamed Taher.



Sommaire

- Résumé
- Remerciements
- dédicaces
- sommaire
- Liste des Figures
- Liste de tableaux
- Liste des symboles

Introduction générale	1
-----------------------------	---

CHAPITRE I :

Répartition des charges électriques

I.1	Introduction	4
I.2	Formulation du problème	4
I.3	Modélisation des éléments du réseau électrique.....	4
I.3.1	Générateur de puissance.....	5
I.3.2	Ligne de transport.....	5
I.3.3	Transformateur de puissance	6
I.3.4	Charge électrique	6
I.3.5	Elément shunt	7
I.4	Bilans de puissances	7
I.5	Classification des variables des équations de R.C.....	7
I.5.1	Variables de perturbation (Variables non contrôlées)	7
I.5.2	Variables d'états	7
I.5.3	Variables de contrôle	7
I.6	Classification des jeux de barres dans un réseau électrique.....	8
I.6.1	J.d.B de référence (slack bus).....	8
I.6.2	J.d.B de contrôle (P.V bus)	8
I.6.3	J.d.B de charge (P.Q bus).....	8
I.7	Formulation des équations de répartition de charge	9
I.7.1	Relations paramétriques du système.....	9

I.7.2	Les équations aux J.d.B de charge	10
I.7.3	Exemple d'un système à deux jeu de barres	10
I.7.4	Calcul de la puissance au niveau de jeu de barres	12
I.7.5	Les équations d'écoulement dans les lignes.....	12
I.7.6	Les pertes de puissance dans lignes	13
I.7.7	Facteur de puissance	13
I.8	Résolution des équations De répartition des charges.....	14
I.8.1	Méthode de Gauss-Seidel.....	14
I.8.1.1	Principe.....	14
I.8.1.2	Application de G-S aux les équations de Répartition des charges	15
I.8.2	Méthode de Newton-Raphson	15
I.8.2.1	Principe.....	15
I.8.2.2	Application de la méthode de Newton-Raphson, au problème de Répartition des charges	17
I.8.2.3	Détermination des sous matrices de la Jacobienne J	19
I.8.2.4	Remarques	19
I.9	Organigramme de Newton-Raphson	20
I.10	Conclusion.....	20

CHAPITRE II :

Dispatching Economique

II.1	Introduction	22
II.2	Architecture des réseaux électriques.....	22
II.3	Stratégie du fonctionnement des Centrales électriques	22
II.3.1	Unités de charge de base	23
II.3.2	Unités intermédiaires	23
II.3.3	Unités de pointe	24
II.3.4	Unités de réserve.....	24
II.4	Dispatching économique	24
II.4.1	Définition du dispatching économique	24
II.4.2	l'objectif du dispatching économique	24

II.4.3	Généralités sur le dispatching économique	25
II.4.3.1	La fonction de coût	25
II.4.3.2	Le coût incrémental.....	26
II.4.3.3	les contraintes	26
II.4.3.3.1	Les contraintes d'égalité	26
II.4.3.3.2	Les contraintes d'inégalités	27
II.4.4	Formulation mathématique du Dispatching Economique.....	27
II.4.4.1	Dispatching Economique Sans Pertes.....	27
II.4.4.1.1	Formulation de Lagrange.....	28
II.4.4.1.2	Méthode graphique	30
II.4.4.2	Dispatching économique avec pertes.....	31
II.4.4.2.1	Calcule les pertes.....	32
II.4.4.2.2	Incrémentation des Pertes de Transmission.....	32
II.4.4.2.3	la résolution du problème.....	32
II.4.5	la méthode itérative de lambda.....	35
II.4	Conclusion.....	37

CHAPITRE III :

Les méthodes métaheuristiques

III.1	Introduction	39
III.2	Définition de l'optimisation	39
III.3	Les Méthodes Métaheuristiques	40
III.4	Classification des Méthodes Métaheuristiques	40
III.4.1	Méthodes Métaheuristiques à Population	40
III.4.2	Méthodes Métaheuristiques à solution unique (Parcours)	40
III.5	Principe des méthodes métaheuristiques les plus répondues	41
III.5.1	Recuit Simulé (RS).....	41
III.5.2	Optimisation Par Essaims de Particules (PSO)	41
III.5.3	Les Algorithmes Evolutionnaires	42

III.5.4	Algorithme génétique.....	42
III.5.4.1	Introduction.....	42
III.5.4.2	Définition.....	42
III.5.4.3	Principe.....	43
III.5.4.4	Présentation des algorithmes génétiques	43
III.5.4.4.1	Fonction d'évaluation et fonction fitness.....	45
III.5.4.4.2	Codage des chromosomes et décodage.....	45
III.5.4.4.2.1	Codage binaire.....	45
III.5.4.4.2.2	Codage de gray.....	46
III.5.4.4.2.3	Codage dynamique des paramètres	47
III.5.4.4.2.4	Codage réel.....	48
III.5.4.4.3	Sélection.....	48
III.5.4.4.3.1	Méthode de la roulette de loterie	48
III.5.4.4.3.2	Méthode du tournoi.....	49
III.5.4.4.4	Recombinaison	49
III.5.4.4.4.1	Croisement	50
III.5.4.4.4.2	Mutation	51
III.5.4.4.5	critères d'arrêt.....	52
III.5.4.5	Réglage des paramètres d'un AG	53
III.5.4.6	Un exemple élémentaire	53
III.5.4.6.1	Codage des chromosomes et le décodage	54
III.5.4.6.2	Tirage et évaluation de la population initiale	55
III.5.4.6.3	Sélection	55
III.5.4.6.4	Croisement	55
III.5.4.6.5	Mutation	56
III.5.4.6.6	Retour à la phase d'évaluation	56
III.6	Conclusion.....	57

CHAPITRE IV :

Application et Simulation

IV.1	Introduction	59
IV.2	L'objectif de chapitre	59
IV.3	Test de l'algorithme Génétique	60
IV.3.1	Réseau test à 6 jeux de barres	60
IV.3.2	Réseau 25 jeux de barres	63
IV.3.3	Réseau 30 jeux de barres	68
IV.4	Conclusion.....	73
	Conclusion générale	74
	• Références Bibliographiques	
	• ANNEXE	

Listes des figures

Figure (I-1): Modèle d'un générateur.....	5
Figure (I-2): Modélisation des lignes et des câbles par un schéma en Π équivalent	5
Figure (I-3): Modèle d'un transformateur à changeur de prises de charge /ou déphaseur	6
Figure (I-4): Modèle d'une charge électrique sous forme d'une impédance constante	6
Figure (I-5): Système à deux J.d.B.....	10
Figure (I-6): Organigramme simplifié de l'algorithme de Newton-Raphson.....	20
Figure (II-1): Stratégie de fonctionnement des centrales suivant la demande de puissance électrique	23
Figure (II-2): Le coût de carburant en fonction de la puissance générée.....	25
Figure (II-3): Courbe typique de l'accroissement du coût de combustible	26
Figure (II-4): Méthode graphique pour la solution du dispatching économique de trois générateurs .	27
Figure (II-5): l'organigramme de méthode lagrangien avec pertes	35
Figure (II-6): l'explication graphique de la méthode Itératif de la lambda	36
Figure (II-7): Organigramme de la méthode lambda	37
Figure (III-1): Principales catégories des Algorithmes Evolutionnaires	42
Figure (III-2): Organigramme d'un algorithme génétique simple.....	44
Figure (III-3): Sélection par la méthode de la roue de loterie	48
Figure (III-4): Représentation schématique du croisement en un point	50
Figure (III-5): Représentation schématique du croisement en deux points	50
Figure (III-6): croisement uniforme en codage binaire	51
Figure (III-7): Mutation dans le cas d'un codage binaire	51
Figure (III-8): Organigramme d'un algorithme génétique	52
Figure (IV-1): Schéma unifilaire du réseau électrique à 6 jeux de barres.....	61
Figure (IV-2): Evolution du coût de production pour le réseau électrique à 6 J.D.B par AG...	62
Figure (IV-3): Modules des tensions du réseau électrique à 6 J.D.B par AG	62
Figure (IV-4): Angles des tensions du réseau électrique à 6 J.D.B par AG	63

Figure (IV-5):	Schéma unifilaire du réseau électrique à 25 jeux de barres	63
Figure (IV-6):	Evolution progressive de la fonction coût de l'AG - Binaire	64
Figure (IV-7):	Modules des tensions du réseau électrique à 25 jeux de barre	66
Figure (IV-8):	Angles des tensions du réseau électrique à 25 J.D.B par A-G.....	66
Figure (IV-9):	les pertes actives du réseau électrique à 25 J.D.B par AG	67
Figure (IV-10):	Puissances actives générées du réseau électrique à 25 J.D.B par AG	67
Figure (IV-11):	Schéma unifilaire du réseau électrique à 30 jeux de barres	68
Figure (IV-12):	Evolution progressive de la fonction coût de l'AG - Binaire	69
Figure (IV-13):	Puissances actives générées du réseau électrique à 30 J.D.B par AG	69
Figure (IV-14):	Modules des tensions du réseau électrique à 30 J.D.B par AG	72
Figure (IV-15):	Angles des tensions du réseau électrique à 30 J.D.B par AG	72
Figure (IV-16):	les pertes actives du réseau électrique à 30 J.D.B par AG	73

Liste de tableaux

Tableau (I-1):	classification des variables	9
Tableau (III-1):	Code binaire et code gray sur 4 bits	47
Tableau (III-2):	Codage de l'ensemble des paramètres de x et y.....	54
Tableau (III-3):	Population initiale.....	55
Tableau (III-4):	Nouvelle Population	55
Tableau (III-5):	Résultats de croisement pour deux locus différents	56
Tableau (III-6):	Mutation avec simple tirage aléatoire pour chaque bit entre 0 et 1	56
Tableau (III-7):	Nouvelle évaluation	56
Tableau (IV-1):	les opérateurs de l'AG – Binaire	60
Tableau (IV-2):	Les données des fonctions de coût des 3 générateurs du réseau 6 bus	60
Tableau (IV-3):	Tensions du réseau électrique à 6 J.B	61
Tableau (IV-4):	Puissances et coûts de production du réseau électrique à 6 J.D.B.....	62
Tableau (IV-5):	Les données des fonctions de coût des 5 générateurs du réseau 25 bus	64
Tableau (IV-6):	Tensions du réseau électrique à 25 J.D.B.....	65
Tableau (IV-7):	Puissances et coûts de production du réseau électrique à 25 J.D.B.....	66
Tableau (IV-8):	Les données des fonctions de coût des 6 générateurs du réseau 30 bus	68
Tableau (IV-9):	Tensions du réseau électrique à IEEE30 à 30 J.D.B.....	70
Tableau (IV-10):	Puissances et coûts de production du réseau électrique à 30 J.D.B	71

Listes des symboles

OPF: Ecoulement de puissance optimal.

P_g : Puissance active générée.

Q_g : Puissance réactive générée.

π : modèle la ligne électrique.

Y_{cap} : l'impédance à vide.

Z : Les différentes impédances.

α_{ij} : le déphasage du déphaseur de la puissance active.

i : Numéro du J.d.B.

P.V bus : les grandeurs de la tension et la puissance active sont spécifiées.

P.Q bus : la puissance totale injectée est spécifiée pour chacun d'eux.

V_i : Module de la tension au nœud i .

I_i : Courant injecte a J.d.B « i ».

S : Puissance apparente.

S_{ij} et S_{ji} : Les puissances apparentes qui transitent par le ligne « i,j »

V_{bus} : Vecteur tension aux J.d.B.

I_{bus} : Vecteur courant aux J.d.B.

Y_{bus} : Matrice admittance.

Z_{bus} : Matrice impédance.

F_p : Perte active.

F_q : Perte réactive

N-R : Newton-Raphson.

J : Matrice jacobienne.

J.d.B : Jeux de barre

C_i : Le coût du production de centrale « i »

C_{tot} : Le coût total de la production.

α , β et γ : Les coefficients constant propres du centrale.

$\frac{dC_i}{dP_{gi}}$: Le coût incrémental du i -ème générateur

P_{gi} : La puissance produit par le centrale «i ».

P_{imin} : Limite minimale de production de la puissance générée d'une centrale «i ».

P_{imax} : Limite maximale de production de la puissance générée d'une centrale «i ».

P_d : La puissance totale demandée.

P_L : Les pertes de transport énergie électrique.

n_g : Nombre de générateurs.

λ : Le multiplicateur de Lagrange.

AG : les algorithmes génétiques.

PSO : Optimisation par Essaim de Particules.

AE : des algorithmes évolutionnaires.

l : Longueur de chaînes binaires.

P_c : probabilité de croisement.

P_m : probabilité de mutation.

k : individus.

Introduction générale

Le rôle principal de toute entreprise chargée de la production d'énergie électrique est d'assurer à tout moment, et en tout lieu, la couverture des demandes des utilisateurs en puissances actives et réactives. L'entreprise doit en outre garantir une qualité acceptable de la puissance avec un coût d'exploitation réduit. Pour bien exploiter un réseau électrique donné, il faut tout d'abord résoudre les problèmes d'ordre technique et économique. Souvent, on se trouve confronté à un problème, qui est celui de la répartition économique des puissances. Au début, la solution est de changer l'utilisateur ou des unités de production maximale avec la meilleure rendement des coûts. Cette solution n'est pas rentable puisque l'abus de fonctionnement des machines diminue leurs durées de vie et par conséquent, les frais d'entretien et de maintenance augmentent considérablement. L'extension et la complexité du réseau, laisse le choix aux chercheurs pour le développement de nouvelles méthodes afin de contribuer à l'allègement de ce problème.

Le problème de la répartition économique d'énergie a pris une importance considérable avec l'apparition de la crise d'énergie nécessitant des combustibles de plus en plus chers. Il faut donc planifier les puissances actives et réactives de chaque centrale électrique, de telle sorte que le coût total de fonctionnement du réseau entier soit minimal. D'une autre façon, il faut varier les puissances actives et réactives des générateurs dans certaines limites afin de satisfaire la demande particulière de la charge avec un coût minimal du combustible. Ce processus est appelé l'écoulement de puissance optimal, et parfois, il est connu comme le problème du dispatching économique.

L'exploitation du grand développement du domaine informatique et l'apparition des nouvelles générations d'ordinateurs plus rapides et plus puissants, ont conduit à une étude plus profonde et un calcul plus précis et rigoureux du réseau électrique, en général cette étude est divisée en quatre chapitres :

Le premier chapitre : L'étude de l'écoulement de puissance qui consiste à coordonné l'exploitation de toutes les sources d'énergie et la répartition de la production entre les différents utilisateurs, et Ce qui nous permettra de calculer les puissances transitées et générées et les pertes.

Le deuxième chapitre : donne une idée générale sur le dispatching économique, son objectif , mode d'exploitation des unités des génération , le dispatching économique dans les réseau sans pertes ou avec pertes, et quelques définitions et donne une démonstration intuitive et mathématique du critère à incrémentation égale utilisé dans les réseaux sans pertes, ainsi que la technique du facteur de pénalité.

Le troisième chapitre : fournit une initiation de base aux «les méthodes métaheuristiques » notamment les méthodes les plus récentes telles que la algorithmes génétiques (AG) ainsi que l'application des ces derniers au problème de dispatching économique optimales.

Le quatrième chapitre : donne ou expose des simulations sur des systèmes génériques de 6, 25 et 30 jeux de barres. Les résultats obtenus sont aussi analysés. Finalement nous terminerons ce mémoire par une conclusion et différentes perspectives de recherche qui nous semblent intéressantes pour la continuité de ce travail.

Chapitre I

Répartition Des charges électriques

I.1 Introduction :

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

I.2 Formulation du problème [01] :

La résolution du problème de la répartition des charges, nous permet de déterminer les valeurs du module et de la phase de la tension en chaque nœud du réseau pour des conditions de fonctionnement données. Ce qui nous permettra de calculer les puissances transitées, générées et les pertes [02]. Donc l'étude de la répartition des charges permet :

- ☆ L'équilibre entre la production et la demande de l'énergie électrique.
- ☆ Le maintien des tensions aux J.d.B entre les limites tolérées ($V_{\min} < V < V_{\max}$), pour éviter l'endommagement de certains récepteurs et l'excès des pertes de puissance dans les lignes et les transformateurs ...etc.
- ☆ Le contrôle de la puissance réactive c'est-à-dire, le maintien de cette puissance entre deux limites ($Q_{\min} < Q < Q_{\max}$), pour éviter l'excès des coûts d'utilisation de la puissance réactive.
- ☆ L'interconnexion entre les centrales et les réseaux qui permet d'améliorer la qualité d'énergie fournit en tension et fréquence.
- ☆ La planification des réseaux (étude prévisionnelle répandant à la demande des usagers dans l'avenir) [03].

I.3 Modélisation des éléments du réseau électrique :

Un réseau de distribution électrique contient un ensemble de composants qu'il faut modéliser pour pouvoir établir les équations qui régissent le comportement du système.

Les éléments qui interviennent dans le problème de répartition de charge sont ceux qui sont exposés à des hautes tensions et à des forts courants, à savoir : générateurs de puissance (machine synchrone), charges électriques, lignes de transports, transformateurs de puissances et compensateurs statiques [04].

I.3.1 Générateur de puissance :

Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les générateurs sont modélisés comme des injecteurs de courants. Dans l'état stationnaire, un générateur est généralement contrôlé de sorte que la puissance active (P_g) injectée au jeu de barre et la tension aux bornes du générateur soient maintenues constantes [04] [05].

La puissance active du générateur est déterminée par le contrôle de la turbine, qui doit être dans la capacité du système turbine – générateur. La tension (V_g) est principalement déterminée par l'injection de la puissance réactive au jeu de barre de production [05].



Figure (I-1): Modèle d'un générateur.

I.3.2 Ligne de transport :

Une ligne électrique entre les nœuds i et j sera donc représentée par le schéma en π comme indiqué sur la figure (I-2) comprenant une impédance série ou longitudinale

$Z_{ij} = R_{ij} + jX_{ij}$ (avec R_{ij} et jX_{ij} respectivement résistance totale et inductance totale

de la ligne) et une admittance en parallèle $y_{10} = y_{20} = (G + jB) / 2$, avec (G et B étant respectivement la conductance totale et la susceptance totale d'ordre direct de la ligne) [02].

Les pertes transversales par effet couronne dans le cas des lignes de transport sont négligeables. Il n'y a donc pas de courant résistif dérivé et on admet que la conductance transversale G est nulle.

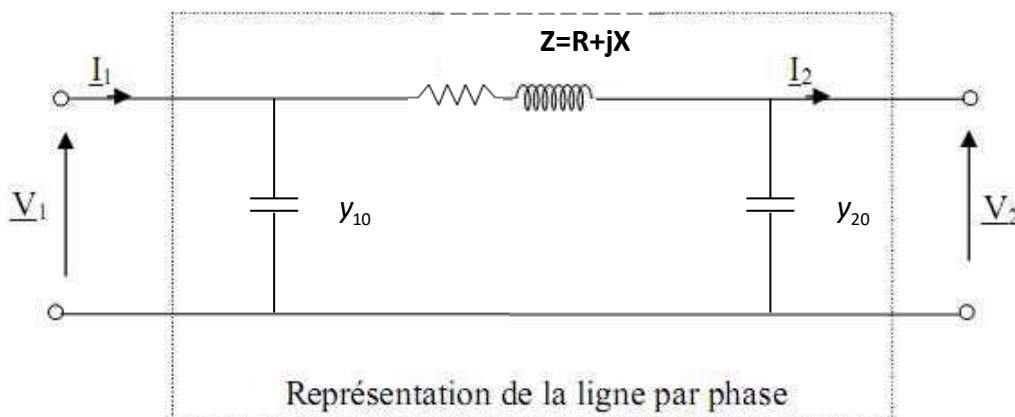


Figure (I-2): Modélisation des lignes et des câbles par un schéma en Π équivalent.

I.3.3 Transformateur de puissance :

Nous définissons deux types de transformateurs, à savoir : le transformateur régulateur de tension à changeur de prises de charges et le transformateur déphaseur de la puissance active. Dans la modélisation des systèmes électriques, les rapports de déviation et les décalages de phase sont typiquement représentés comme des modifications à la matrice admittance du réseau.

La figure (I-3) présente le schéma phase-étoile équivalent d'un transformateur triphasé symétrique à changeur de prises de charge et/ou déphaseur. Les différentes impédances Z (traduisant les pertes Joule et les fuites du transformateur ramenées au secondaire) et Y_{cap} (qui traduit l'impédance à vide) sont extraits des données des constructeurs. La modélisation retenue suppose que les pertes sont séparées pour moitié au primaire et pour l'autre moitié au secondaire. Le paramètre t_{ij} symbolise le rapport du régleur de tension en charge (les tensions sont exprimées en per unit de chaque coté du transformateur, t_{ij} est donc proche de 1 pour des tensions proches des tensions nominales). Le paramètre α_{ij} symbolise le déphasage du déphaseur de la puissance active.

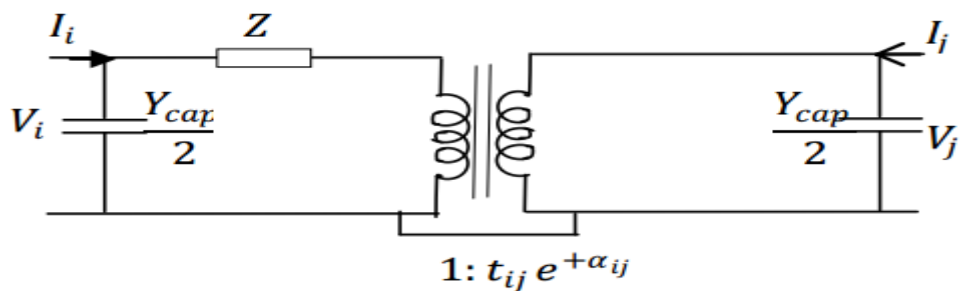


Figure (I-3): Modèle d'un transformateur à changeur de prises de charge /ou déphaseur.

I.3.4 Charge électrique :

La charge électrique est souvent modélisée sous forme d'une impédance constante. La plupart des charges représentent une sous-station (système de distribution). Ces charges sont connectées au réseau électrique à travers un transformateur à prises de charges variables, où le niveau de tension de la charge est maintenu pratiquement constant. Dans ce cas, les puissances actives et réactives de la charge peuvent être représentées par des valeurs constantes.

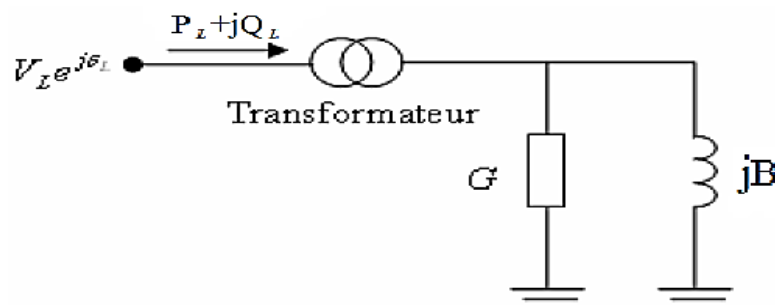


Figure (I-4): Modèle d'une charge électrique sous forme d'une impédance constante.

I.3.5 Élément shunt :

Dans la plupart des cas, les éléments shunt sont les batteries de condensateurs et les réactances qui sont utilisés pour fournir ou absorber la puissance réactive afin d'obtenir un meilleur profil de tension [05].

I.4 Bilans de puissances :

Le bilan de puissance active du réseau s'écrit :

$$\Sigma P_G = \Sigma P_L + \text{pertes actives du réseau} \quad (\text{I-1})$$

La somme des puissances actives injectées par les générateurs est égale à la somme des puissances actives absorbées par les charges et augmentée des pertes actives du réseau (résistance des lignes, des câbles, etc.). L'ordre de grandeur des pertes est de 5 %.

Le bilan de puissance réactive du réseau s'écrit :

$$\Sigma Q_G = \Sigma Q_L + \text{générations ou consommations réactives du réseau} \quad (\text{I-2})$$

La somme des puissances réactives injectées ou absorbées par les générateurs est égale à la somme des puissances réactives consommées/produites par les charges et augmentées de la somme des consommations/productions réactives du réseau (réactance des lignes, des câbles, transformateurs, banc de condensateurs etc.) [01].

I.5 Classification des variables des équations de R.C :

I.5.1 Variables de perturbation (Variables non contrôlées) :

Ce sont les puissances $P_{D1}, P_{D2}, Q_{D1}, Q_{D2}$ demandées par les charges.

$$P = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ Q_1 \\ Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{D1} \\ P_{D2} \\ Q_{D1} \\ Q_{D2} \end{bmatrix} \quad (\text{I-3})$$

I.5.2 Variables d'états :

Ce sont les variables $(V_1, V_2, \delta_1, \delta_2)$ Soit X un vecteur appelé vecteur d'état :

$$P = \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ X_3 \\ X_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ |V_1| \\ |V_2| \end{bmatrix} \quad (\text{I-4})$$

I.5.3 Variables de contrôle :

Ce sont les puissances de source $P_{g1}, P_{g2}, Q_{g1}, Q_{g2}$

$$U = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ Q_{g1} \\ Q_{g2} \end{bmatrix} \quad (\text{I-5})$$

I.6 Classification des jeux de barres dans un réseau électrique :

Chaque jeu de barre (i) est caractérisé par quatre variables qui sont :

- ☆ $|V_i|$: Module de la tension du jeu de barre i .
- ☆ θ_i : Phase de la tension du jeu de barre i .
- ☆ P_i : Puissance Active nette injectée au jeu de barre i .
- ☆ Q_i : Puissance Réactive nette injectée au jeu de barre i .

La puissance nette injectée à un jeu de barre, est égale à la différence entre la puissance générée (S_{gi}) et la puissance demandée (S_{di}) au niveau de ce jeu de barre

$$S_i = S_{gi} - S_{di}$$

$$P_i = P_{gi} - P_{di}$$

$$Q_i = Q_{gi} - Q_{di}$$

Pour chaque jeu de barre, deux variables doivent être spécifiées au préalable et les deux autres sont à calculer. Donc, on peut classer les jeux de barres comme suit

I.6.1 J.d.B de référence (slack bus) :

Pour ce type de nœud on associe la centrale de production la plus puissante.

Dans un nœud k (nœud de référence ou slack bus), on spécifie la phase et le module de la tension.

Les valeurs à déterminer sont les puissances active et réactive [06].

I.6.2 J.d.B de contrôle (P.V bus) :

On les appelle « P.V bus » où les grandeurs de la tension et la puissance active sont spécifiées.

Les valeurs inconnues sont l'argument de la tension et la puissance réactive [07].

I.6.3 J.d.B de charge (P.Q bus) :

Pour ce type de nœuds, on associe généralement les charges. Ces dernières sont caractérisées par la consommation des puissances active et réactive. On peut aussi associer des générateurs avec des puissances active et réactive fixées. Les variables à déterminer sont le module et la phase de la tension [06].

Le tableau ci-dessous représente la classification des nœuds.

Type de J.d.B	Les variables connues						Les variables inconnues			
	P_D	Q_D	P_G	Q_G	$ V $	δ	P_G	Q_G	$ V $	$\Delta\delta$
J.d.B de référence	•	•			•	•	•	•		
J.d.B de charge	•	•	•	•					•	•
J.d.B de contrôle	•	•	•		•			•		•

Tableau (I-1): classification des variables.

L'écoulement de puissance au niveau des J.d.B dans un système de puissance est comme suit :

- 1% J.d.B de référence.
- 80% a 90% J.d.B de charge.
- Le reste J.d.B sont de contrôle.

I.7 Formulation des équations de répartition de charge :

I.7.1 Relations paramétriques du système :

Les relations décrivant la topologie d'un système de distribution de puissance peuvent être développées en utilisant les équations de continuité ou de courant de nœuds pour obtenir:

$$[I]_{\text{barre}} = [Y]_{\text{barre}} * [V]_{\text{barre}} \quad (\text{I-6})$$

Dans laquelle:

$[I]_{\text{barre}}$ = vecteur des courants de nœuds

$[Y]_{\text{barre}}$ = matrice des admittances de barres (nœuds)

$[V]_{\text{barre}}$ = vecteur des voltages de barres,

La relation (I-6) entraîne que:

$$[Y]_{\text{boucle}} = [Z]_{\text{boucle}}^{-1} \quad (\text{I-7})$$

Lorsqu'on fait usage des conditions de compatibilité ou relations de voltage de boucle (maille), l'équation paramétrique du système devient:

$$[I]_{\text{boucle}} = [Y]_{\text{boucle}} * [V]_{\text{boucle}}$$

Les matrices des admittances et des impédances du système peuvent être formulées en incluant ou pas l'effet des éléments shunt telles les capacités statiques des réacteurs et les capacités de charge des lignes par rapport à la terre [08].

I.7.2 Les équations aux J.d.B de charge :

Les puissances active et réactive à chaque J.d.B « i » sont :

$$P_i - jQ_i = V_i^* \cdot I_i \quad (\text{I-8})$$

Avec :

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (\text{I-9})$$

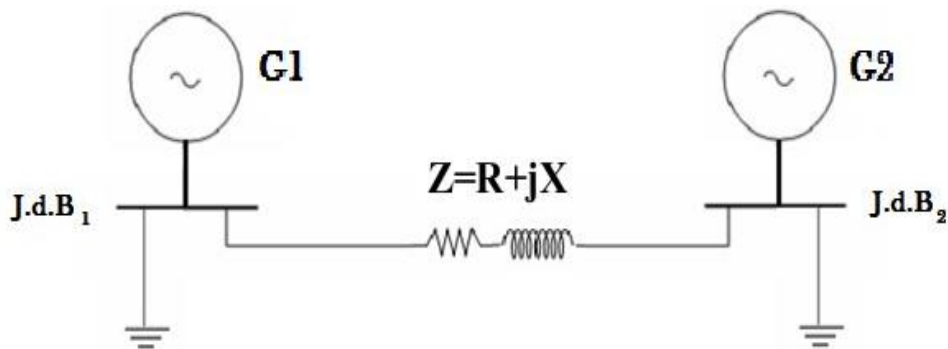
Dans la formulation de l'équation du réseau, si les éléments shunts de mise à la terre sont inclus dans la matrice des paramètres l'équation (I-9) donne le courant total au J.d.B. D'un autre coté, si les éléments shunts du réseau ne sont pas inclus. Le courant total au J.d.B « i » est :

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - Y_i \cdot V_i \quad (\text{I-10})$$

Y_i : Admittance totale shunt au J.d.B « i ».

$Y_i \cdot V_i$: Courant de shunt circulant du J.d.B « i » vers la terre

I.7.3 Exemple d'un système à deux jeu de barres [03] :



Figure(I-5): système à deux J.d.B.

On note que:

$$S_1 = S_{G1} - S_{D1} \quad S_2 = S_{G2} - S_{D2}$$

Et en générale :

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} \quad (\text{I-11})$$

$$S_i = P_i + jQ_i = P_{Gi} + jQ_{Gi} - (P_{Di} + jQ_{Di}) \quad (\text{I-12})$$

$$S_i = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - jQ_{Di})$$

L'application des lois de KIRCHHOFF sur le système donne :

Au niveau de J.d.B « 1 »

$$I_1 = y_p \cdot V_1 + y_s(V_1 - V_2) = (y_p + y_s)V_1 - y_s \cdot V_2 \quad (\text{I-12-1})$$

On sait que :

$$S_1 = V_1 \cdot I_1^* \Rightarrow I_1 = \frac{S_1^*}{V_1}$$

Au niveau de J.d.B « 2 »

$$I_2 = y_p \cdot V_2 + y_s (V_2 - V_1) = (y_p + y_s) V_2 - y_s V_1 \tag{I-12-2}$$

Avec :

$$S_2 = V_2 \cdot I_2^* \Rightarrow I_2 = \frac{S_2^*}{V_2}$$

Alors on peut écrire (I-12-1) (I-12-2) sous la forme :

$$\begin{aligned} I_1 &= Y_{11} \cdot V_1 + Y_{12} \cdot V_2 \\ I_2 &= Y_{21} \cdot V_1 + Y_{22} \cdot V_2 \end{aligned} \tag{I-13}$$

Avec

$$\begin{aligned} Y_{11} &= y_p + y_s & , & & Y_{22} &= y_p + y_s \\ Y_{12} &= -y_s & , & & Y_{21} &= -y_s \end{aligned}$$

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \tag{I-14}$$

On remplace (I-13) en (I-14) :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix}$$

Et ainsi de suite. On peut généraliser la méthode de formulation comme suit pour le système à « n » J.d.B connectés entre eux

$$I_1 = \left(\sum_{i=1, i \neq n}^m y_{1i} \right) V_1 + (-y_{12}) V_2 + \dots + (-y_{1n}) V_n$$

.
.

.

.

$$I_n = (-y_{n1}) V_1 + (-y_{n2}) V_2 + \dots + \left(\sum_{i=1, i \neq n}^m y_{ni} \right) V_n$$

La matrice admittance est donc :

$$Y_{bus} = \begin{pmatrix} \sum_{i=1, i \neq n}^n y_{1i} & \cdot & \cdot & (-y_{1n}) \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ (-y_{n1}) & \cdot & \cdot & \sum_{i=1, i \neq n}^m y_{ni} \end{pmatrix}$$

$$I_{bus} = \begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ I_n \end{pmatrix} \quad V_{bus} = \begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ V_n \end{pmatrix}$$

I.7.4 Calcul de la puissance au niveau de jeu de barres :

On a :

$$S_i = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) = P_i + jQ_i$$

Alors :

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

$$S_i^* = V_i^* \cdot \sum_{j=1}^n y_{ij} \cdot V_j \quad \text{(I-15)}$$

En coordonnées polaires :

$$V_i = |V_i| \cdot \underline{\delta_i}$$

$$y_{ij} = |y_{ij}| \cdot \underline{\gamma_{ij}}$$

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{j=1}^n y_{ij} \cdot V_j = \sum |y_{ij}| |V_i| |V_j| e^{j(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij})}$$

Donc

$$P_i = \sum |y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \quad \text{(I-16)}$$

$$Q_i = -\sum |y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij})$$

I.7.5 Les équations d'écoulement dans les lignes :

Quand la solution itérative des tensions aux J.d.B est achevée, on peut calculer l'écoulement dans les lignes.

Le courant au J.d.B « i » dans la ligne de connexion de nœud « i » vers le nœud « k » est :

$$I_{ik} = (V_i - V_k)y_{ik} + V_i \cdot \frac{y_{ik}}{2} \quad \text{(I-17)}$$

y_{ik} : Admittance de la ligne entre les J.d.B « i » et « k »

y'_{ik} : Admittance totale de la ligne de charge..

$V_i \cdot \frac{y'_{ik}}{2}$: Contribution du courant au J.d.B « i » due a la ligne de charge.

La puissance écoule, active et réactive, est :

$$P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* \cdot I_{ik} \quad (\text{I-18})$$

$$P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* (V_i - V_k) y_{ik} + V_i^* \cdot V_i \cdot \frac{y'_{ik}}{2} \quad (\text{I-19})$$

Soient P_{ki} et Q_{ki} les puissances active et réactive reparties du J.d.B « k » vers le J.d.B « i »

$$P_{ki} - jQ_{ki} = V_k^* (V_k - V_i) y_{ik} + V_k^* \cdot V_k \cdot \frac{y'_{ik}}{2} \quad (\text{I-20})$$

Les pertes de puissances dans la ligne « i-k » sont égales à la somme algébrique de la répartition des puissances déterminée a partir des relations (I-19) et (I-20).

I.7.6 Les pertes de puissance dans lignes :

Au niveau de J.d.B la puissance apparente écoule est la différence entre la puissance générée et la puissance demandée.

Pour un J.d.B « i » :

$$\text{On a : } S_i = S_{Gi} - S_{Di}$$

Avec :

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} = F_{ip}$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} = F_{iq}$$

$$\sum P_i = \sum F_{ip} = \sum P_{Gi} - \sum P_{Di} \quad (\text{I-21})$$

$$\sum Q_i = \sum F_{iq} = \sum Q_{Gi} - \sum Q_{Di} \quad (\text{I-22})$$

Le système d'équations (I-21) et (I-22) exprime l'expression des pertes.

Ou bien on peut calculer les pertes par une autre méthode, on calcule les pertes au niveau des lignes puis la somme algébrique donne l'expression des pertes [03].

$$P_{Lij} = P_{ij} + P_{ji}$$

$$Q_{Lij} = Q_{ij} + Q_{ji}$$

I.7.7 Facteur de puissance :

Le facteur de puissance est défini par le rapport suivant :

$$F = \cos \varphi = \frac{P}{S}$$

I.8 Résolution des équations De répartition des charges:

Il existe deux méthodes de base pour la résolution des équations non linéaires de l'écoulement de puissance : G-S et N-R. La méthode la plus utilisée est celle de N-R à cause de sa convergence quadratique [03].

1.8.1 Méthode de Gauss-Seidel [09] :

La méthode de GAUSS-SEIDEL est l'une de plus simples méthodes itératives utilisées pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance pour résoudre un ensemble très large d'équations algébriques non linéaires.

1.8.1.1 Principe :

Soit à résoudre la fonction : $f(x) = 0$

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).

On estime une valeur initiale x^0

$$\begin{cases} x^1 = g(x^0) \\ x^2 = g(x^1) \\ \cdot \\ \cdot \\ x^{k+1} = g(x^k) \end{cases} \quad \text{(I-23)}$$

Où, k: numéro d'itération

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

$$|x^{k+1} - x^k| \leq \varepsilon \quad \text{(I-24)}$$

Pour un système de n équations :

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \\ \cdot & \\ \cdot & \\ \cdot & \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \end{aligned} \quad \text{(I-25)}$$

Pour trouver la l'algorithme de Gauss-Seidel on a besoin de reformer la fonction $f(x) = 0$ a la forme itérative $x = g(x)$

$$\begin{cases} x^1 = g(x^0) \\ x^2 = g(x^1) \\ \cdot \\ x^{k+1} = g(x^k) \end{cases} \quad (\text{I-26})$$

A la fin de chaque itération on fait le test de convergence :

$$|x^{k+1} - x^k| \leq \varepsilon \quad (\text{I-27})$$

1.8.1.2 Application de G-S aux les équations de Répartition des charges:

Cette méthode consiste à enlever séquentiellement chaque nœud et actualiser sa tension en fonction des valeurs disponibles de toutes les tensions.

Pour le cas concret de l'écoulement de puissance, la résolution de l'équation nodale suivante :

$$\begin{aligned} I_i &= Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{in}V_n \\ &= \sum_{k=1}^n Y_{ik}V_k \end{aligned}$$

En général, on calcule le vecteur V qui satisfait le système non linéaire est :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{j \neq i}^n Y_{ij}V_j \right] \quad (\text{I-28})$$

$$V_i^{k+1} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{(V_i^k)^*} - \sum_{j=i}^{i-1} Y_{ij}V_j^{k+1} - \sum_{J \neq I}^n Y_{ij}V_j \right] \quad (\text{I-29})$$

Le processus itératif est obtenu quand l'expression suivante est satisfaite :

$$|V_i^{k+1} - V_i^k| \leq \varepsilon$$

I.8.2 Méthode de Newton-Raphson :

I.8.2.1 Principe :

La méthode de NR, nous permet de remplacer le système d'équations non - linéaires, par un système linéaire.

Soit $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ une fonction à (n) variables. Le développement de cette fonction en série de Taylor, au voisinage d'un point (a_1, a_2, \dots, a_n) nous donne [03].

$$f(x_1, x_2, \dots, x_n) \approx f(a_1, a_2, \dots, a_n) + (x_1 - a_1) \left(\frac{\partial f}{\partial x_1} \right)_{a_1} + (x_2 - a_2) \left(\frac{\partial f}{\partial x_2} \right)_{a_2} + \dots + (x_n - a_n) \left(\frac{\partial f}{\partial x_n} \right)_{a_n}$$

Si on pose, $\Delta x_i = x_i - a_i$ ($i=1, 2, \dots, n$)

on aura

$$f(x_1, x_2, \dots, x_n) - f(a_1, a_2, \dots, a_n) = \Delta x_1 \left(\frac{\partial f}{\partial x_1} \right)_{a_1} + \Delta x_2 \left(\frac{\partial f}{\partial x_2} \right)_{a_2} + \dots + \Delta x_n \left(\frac{\partial f}{\partial x_n} \right)_{a_n}$$

Considérons maintenant un système d'équations non -linéaires, à n variables

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = y_1 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = y_2 \\ \dots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = y_n \end{cases} \quad \text{(I-30)}$$

Où,

$$f_k(x_1, x_2, \dots, x_n) = y_k, k = 1, 2, \dots, n$$

Le développement en série de Taylor, du système d'équations (I-30), au voisinage d'une estimation initiale (X_k^0) , donne

$$f_k(x_1, x_2, \dots, x_n) = y_k = f(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) + \Delta x_1^0 \left(\frac{\partial f}{\partial x_1} \right)_{x_1^0} + \dots + \Delta x_n^0 \left(\frac{\partial f}{\partial x_n} \right)_{x_n^0} \quad \text{(I-31)}$$

$k=1, 2, \dots, n$

Δx_k représente la correction à ajouter à x_k^0 , pour se rapprocher de la solution correcte.

Le système (I-31), peut être écrit sous la forme matricielle suivante

$$\begin{bmatrix} y_1 - f_1(x_1^0, \dots, x_n^0) \\ \dots \\ y_n - f_n(x_1^0, \dots, x_n^0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \Big|_{x_1^0} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \Big|_{x_2^0} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \Big|_{x_n^0} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} \Big|_{x_1^0} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} \Big|_{x_2^0} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \Big|_{x_n^0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^0 \\ \dots \\ \Delta x_n^0 \end{bmatrix} \quad \text{(I-32)}$$

Ou encore

$$[\Delta U]^0 = [J]^0 \cdot [\Delta X]^0 \quad \text{(I-33)}$$

[J] est la matrice jacobéenne du système (I-30).

d'où l'on tire

$$[\Delta X]^0 = ([J]^0)^{-1} \cdot [\Delta U]^0 \quad \text{(I-34)}$$

La première solution approchée du processus itératif est calculée par $[X]^1 = [X]^0 + [\Delta X]^0$

Généralement, pour une itération (k),

$$\text{On a } [X]^{k+1} = [X]^k + [\Delta X]^k \quad (\text{I-35})$$

I.8.2.2 Application de la méthode de Newton-Raphson, au problème de Répartition des charges :

Mathématiquement, le problème de l'écoulement de puissance peut être réduit à un ensemble d'équations non-linéaires où le module et l'angle des tensions aux niveaux des jeux de barres sont les variables. Dans la forme la plus compacte, le nombre d'équations vaut approximativement deux fois le nombre de jeux de barres. Les non-linéarités peuvent être approximativement classées sous une forme quadratique. La technique de N-R basée sur le calcul du gradient et de la relaxation est utilisée comme méthodes de solution pour ces systèmes d'équations.

Le problème peut être résolu en utilisant soit les coordonnées rectangulaires soit les coordonnées polaires. Il est préférable d'utiliser la forme polaire pour faire apparaître les différentes grandeurs qui caractérisent le réseau électrique.

D'après la forme générale d'équations de puissance au J.d.B :

$$\begin{cases} P_i = \sum |y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) = F_{ip} \\ Q_i = \sum |y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) = F_{iq} \end{cases} \quad i=1,2,\dots,n \quad (\text{I-36})$$

Où $i = 1$ c'est le 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 :

$$\begin{cases} P_i = F_{ip}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} \\ Q_i = F_{iq}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} \end{cases} \quad (\text{I-37})$$

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

$$\begin{cases} \Delta P_i^{(0)} = P_i - F_{ip}^{(0)} \\ \Delta Q_i^{(0)} = Q_i - F_{iq}^{(0)} \end{cases} \quad (\text{I-38})$$

Les deux systèmes d'équations (I-19) et (I-20) donnent :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(0)} \\ \Delta P_n^{(0)} \\ \Delta Q_2^{(0)} \\ \Delta Q_n^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{2p}}{\partial \delta_n} \frac{\partial F_{2p}}{|V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{2p}}{|V_n|} \\ \frac{\partial F_{np}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{np}}{\partial \delta_n} \frac{\partial F_{np}}{|V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{np}}{|V_n|} \\ \frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{2q}}{\partial \delta_n} \frac{\partial F_{2q}}{|V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{2q}}{|V_n|} \\ \frac{\partial F_{nq}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial F_{nq}}{\partial \delta_n} \frac{\partial F_{nq}}{|V_2|} & \dots & \frac{\partial F_{nq}}{|V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(0)} \\ \Delta \delta_n^{(0)} \\ \Delta V_2^{(0)} \\ \Delta V_n^{(0)} \end{bmatrix}$$

Donc on peut écrire le système comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}] \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta V^{(0)} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{I-39})$$

On rappelle que :

$$\Delta \delta_i^{(k)} = \delta_i^{(k+1)} - \delta_i^{(k)} \quad i \neq 1(\text{ref}), i \neq 2(\text{cont}) \quad (\text{I-40})$$

$$\Delta |V_i|^{(k)} = |V_i|^{(k+1)} - |V_i|^{(k)}$$

L'adaptation de (I-39) avec (I-40) donne :

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

D'une manière générale

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}$$

J_1, J_2, J_3, J_4 Sont les sous matrice de Jacobienne.

I.8.2.3 Détermination des sous matrices de la Jacobienne J [04] :

A partir du système d'équations (I-36) on peut déterminer les éléments de J

Sous matrice J₁ :

$$\begin{cases} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -|V_i||V_j||y_{ij}|\sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), & i \neq j \\ \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_i||V_j||y_{ij}|\sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), & i = j \end{cases}$$

Sous matrice J₂ :

$$\begin{cases} \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = |V_i||y_{ij}|\cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), & i \neq j \\ \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i||y_{ij}|\cos(\gamma_{ij}) + \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_i||y_{ij}|\cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), & i = j \end{cases}$$

Sous matrice J₃ :

$$\begin{cases} \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = |V_i||V_j||y_{ij}|\cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), & i \neq j \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_i||V_j||y_{ij}|\cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), & i = j \end{cases}$$

Sous matrice J₄ :

$$\begin{cases} \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -|V_j||y_{ij}|\sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), & i \neq j \\ \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -\sum_{j=1, i \neq j}^n |V_j||y_{ij}|\sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) - 2|V_i||y_{ij}|\sin(\gamma_{ij}), & i = j \end{cases}$$

I.8.2.4 Remarques :

Si les écarts de puissance réactive au niveau des jeux de barres de génération ne sont pas donnés, les lignes et les colonnes correspondant à ces jeux de barres doivent être éliminées.

Si la puissance réactive générée au niveau d'un jeu de barre de génération dépasse sa limite inférieure ou supérieure, ce jeu de barre sera considéré comme un jeu de barre de charge avec

$Q_g = Q_{\min}$ ou $Q_g = Q_{\max}$ et le module de la tension (V) devient une inconnue à calculer [03].

I.9 Algorithme de Newton-Raphson :

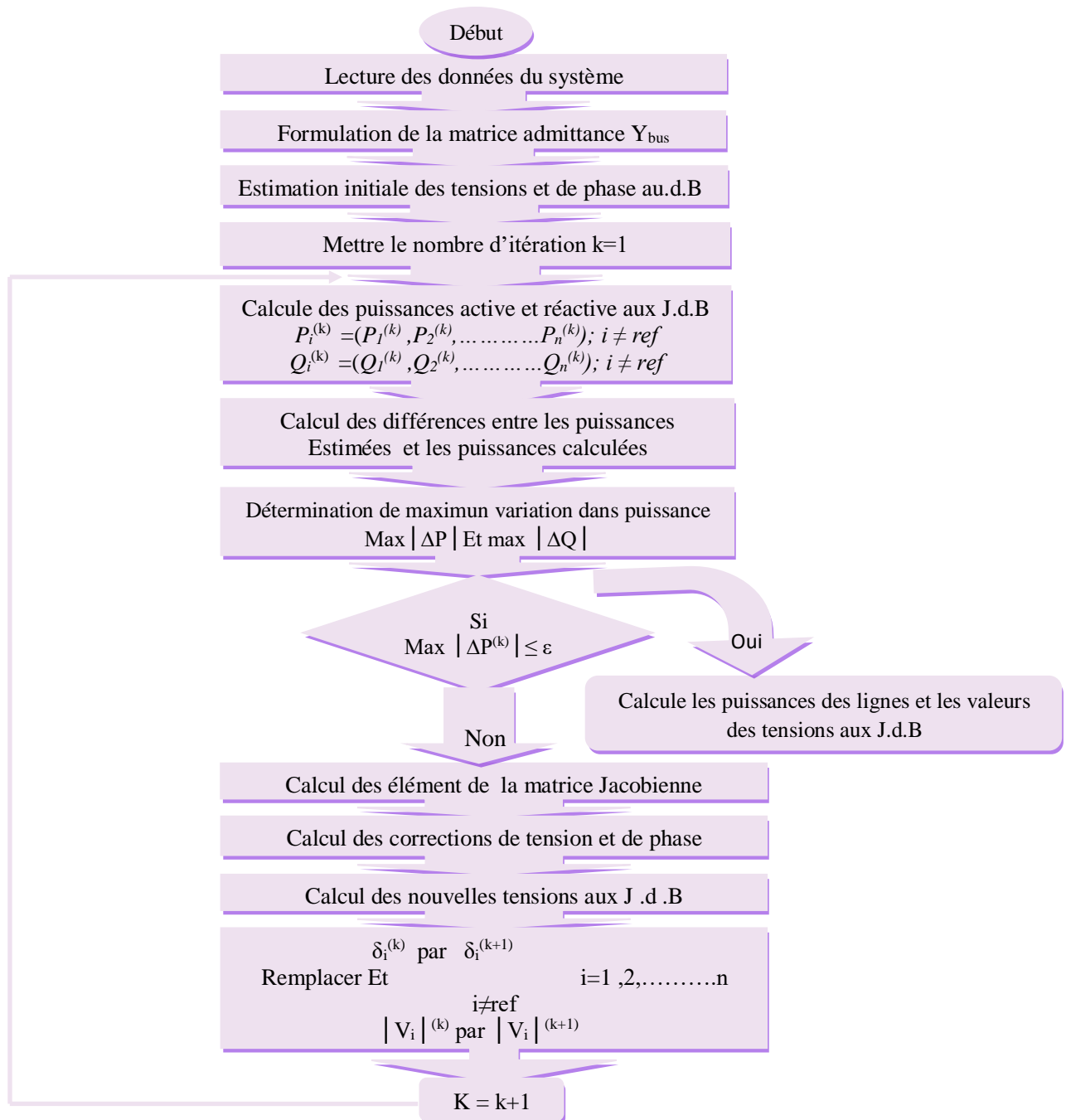


Figure (I-6): Organigramme simplifié de l'algorithme de Newton-Raphson.

I.10 Conclusion :

Dans ce chapitre, on a fait la modélisation de quelques éléments de puissance constituant le réseau de transport et nécessaire pour l'étude de répartition des charges.

Le problème le plus important dans l'industrie d'électricité est de réduire au maximum le coût de la production de l'énergie électrique générée par l'ensemble des centrales interconnectées.

Ce problème ne peut être résolu par l'écoulement de puissance mais par l'optimisation de l'écoulement de puissance. Ce dernier problème est le sujet du deuxième chapitre.

Chapitre II

Dispatching Economique

II.1 Introduction :

Le calcul de l'écoulement de puissance conventionnel ne répond que partiellement à un problème plus général comportant une exigence d'optimisation consistant à minimiser une fonction des variables P , Q , V , et θ , tout en respectant les équations du réseau et des contraintes d'inégalité qui traduisent les limites de fonctionnement des ouvrages (groupes de production, lignes, transformateurs, ...etc). Ce type de problèmes est connu par le Dispatching Economique ou plus généralement : Ecoulement de Puissance Optimal (OPF).

II.2 Architecture des réseaux électriques :

Le réseau à très haute tension THT (400 KV, 225KV) d'interconnexion internationale forme un ensemble maillé sur lequel sont les centrales grandes raccordées (centrales nucléaires de 1000 MW, par exemple). Il est complété par le réseau de répartition (60 à 150 KV) souvent exploité en poches reliées au niveau supérieur de tension et sur lequel se raccordent des centrales électriques de moindre puissances, ainsi que les grands utilisateurs industriels .On trouve en suite un réseau de distribution (de 20 KV à 400 V) desservant la clientèle (petites et moyennes entreprises, commerces, secteur résidentiel). Ce réseau de distribution est généralement de structure radiale, éventuellement bouclé dans des zones urbaines pour assurer la continuité de service, voire bouclé même en basse tension dans certaines grandes villes. Le coût d'un réseau bouclé est plus élevé par la complexité du contrôle et de la protection, mais ce type de réseau se caractérise par une meilleure continuité de service.

L'alimentation d'une grande agglomération se fait en général par une boucle à 380 ou 225 KV, alimentée par le réseau d'interconnexion et sur laquelle sont raccordés des postes abaisseurs vers le réseau de répartition, souvent en câble pour la pénétration urbaine. Sur ce réseau de répartition sont branchés des postes abaisseurs vers le réseau de distribution (15 à 20 KV), bouclé et enfin le réseau basse tension de structure radiale alimentant les consommateurs (en triphasé ou en monophasé) [03].

II.3 Stratégie du fonctionnement des Centrales électriques :

Il existe un nombre infini des formes de fonctionnement pour assure un chargement précis d'un système. On distingue chacune des unités de génération en désignant les puissances spécifiques de chacune d'elles en Mw ou Mvar. La figure (II-1) illustre comment fonctionne à 100% de leurs capacités pendant 24 heures supportent la charge de base.

Des générateurs intermédiaires commandés fonctionnent la plupart du temps mais pas nécessairement sous une charge totale. On procède au couplage des unités des pointes à la ligne pendant des heures chaque jour. On a besoin d'une capacité de réserve pour affronter le cas d'urgences.

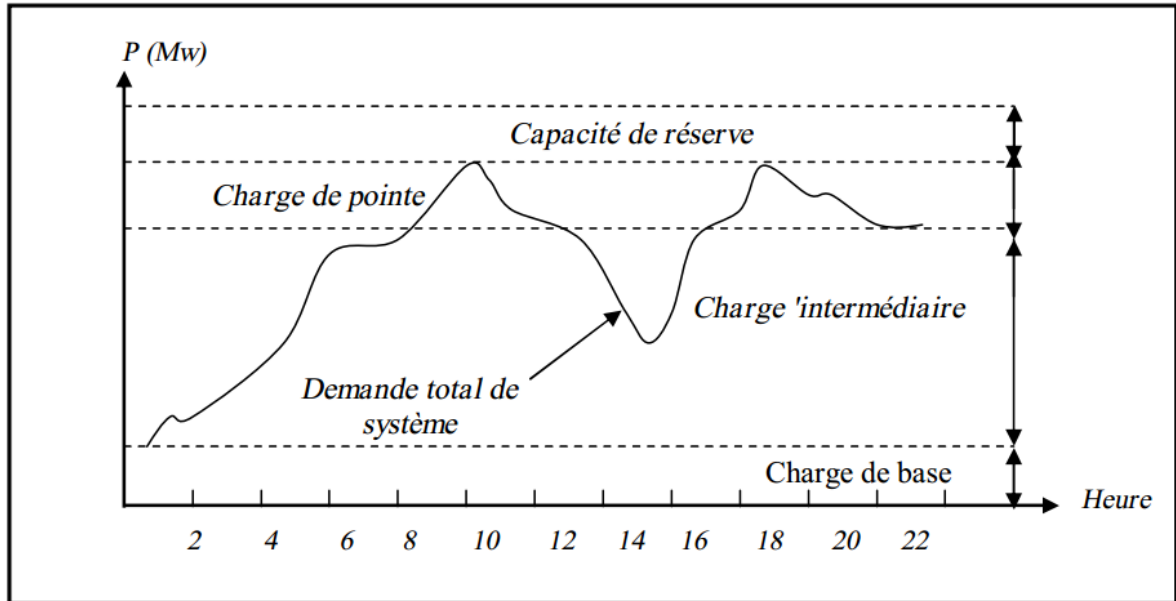


Figure (II-1): stratégie de fonctionnement des centrales suivant la demande de puissance électrique.

II.3.1 Unités de charge de base :

Les unités nucléaires sont généralement rangées dans cette catégorie à cause du besoin de conservation de l'équilibre thermique entre le réacteur atomique et le générateur de vapeur.

Il est préférable si possible de stabiliser les puissances actives délivrées par ce genre d'unités à niveau constant, d'autre part il faut faire fonctionner ces unités en utilisant les combustibles fossiles à des puissances actives constantes [10].

II.3.2 Unités intermédiaires :

Quand il faut organiser les puissances actives délivrées, on préfère d'utiliser les unités fonctionnant hydrauliquement, car on peut contrôler l'énergie générée par l'unité hydraulique en jouant sur le débit d'eau entrant dans la turbine.

Les centrales électriques ne sont pas toutes hydrauliques, mais on utilise des centrales thermiques contrôlables. A cause des constantes de temps thermiques d'un système à vapeur, il est toujours nécessaire d'organiser ces centrales dans les limites de leurs rendements maximales [10].

II.3.3 Unités de pointe :

Les générateurs entraînés par des turbines à gaz peuvent répondre à l'augmentation de la charge avec une grande vitesse, pour cela ils sont utilisés fréquemment pendant les heures de pointes. Mais lorsqu'on dispose des générateurs entraînés hydrauliquement ceux-ci sont préférés en premier lieu [10].

II.3.4 Unités de réserve :

La gamme de générateurs demandée par les sociétés d'électricité peut être constituée par des générateurs conservés pour la production partielle, ou des générateurs de précaution disposés à différents niveaux [10].

II.4 Dispatching économique :

L'énergie électrique étant très difficilement stockable, elle est produite en même temps qu'elle est consommée, donc, en permanence, la production doit s'adapter à la consommation à tout instant tout en conservant la qualité de l'énergie et en minimisant les frais d'exploitation. Ce problème de la répartition économique d'énergie (dispatching économique optimale) a pris une importance considérable avec l'apparition de la crise d'énergie nécessitant des combustibles de plus en plus chers [11].

II.4.1 Définition du dispatching économique :

Les termes « Dispatching Optimal », « Dispatching de génération Optimal », « Dispatching Economique Optimal », « Répartition de puissance Optimal », et « Répartition de charge Optimal » sont essentiellement des synonymes basés sur un type de calcul de répartition dans lesquels quelques quantités sont minimisées, pendant l'horaire de génération, le terme général «Dispatching Economique » est rapporté à la formulation dans lesquelles les coûts d'investissement sont minimisés. la puissance.

II.4.2 l'objectif du dispatching économique :

L'objectif est de résoudre le problème économique de production de l'énergie électrique, c'est-à-dire de minimiser le cout total du combustible nécessaire pour cette production qui se présente sous forme d'une fonction non linéaire, en tenant compte de certaines contraintes de type égalité et de type inégalité.

II.4.3 Généralités sur le dispatching économique :

II.4.3.1 La fonction de coût:

La puissance réelle générée est responsable de l'influence principale sur le coût C_i , l'augmentation des quantités de productions réelles se fait par l'augmentation des couples de rotation du moteur de base, et cela demande une augmentation de consommation du combustible, donc du coût de production [04].

Par conséquent, le coût de la puissance générée est modélisé sous la forme d'une équation polynomiale quadratique :

$$C(P_g) = \alpha + \beta P_g + \gamma P_g^2 \quad (\text{II-1})$$

Où P_g est la puissance générée (en MW) par la centrale considérée et α , β et γ des coefficients constants propres de la centrale qui sont obtenus par l'expérience.

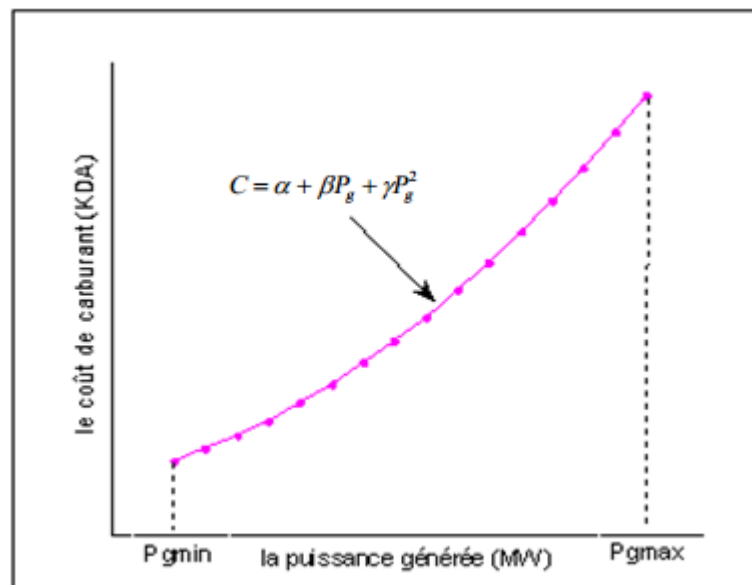


Figure (II.2): Le coût de carburant en fonction de la puissance générée.

Le coût de l'énergie à l'entrée du générateur, est évalué en (Mbtu/hr) ou (KDA/hr), (\$/MW), qui représente la quantité de fuel ou de combustible nécessaire pour le fonctionnement de la chaudière [04].

Pour un système de production d'énergie électrique composée de plusieurs centrales, le coût total de la production de ce système est :

$$C_{tot} = \sum_{i=1}^n C_i \dots\dots\dots [KDA/hr] \quad (\text{II-2})$$

Cette fonction représente la fonction Objectif de notre étude qu'il faudra minimiser afin d'obtenir un fonctionnement optimal.

II.4.3.2 Le coût incrémental :

La dérivée $\frac{dC_i}{dP_{gi}}$ (avec $i=1, \dots, n$) est appelée le coût incrémental du 1^{ème} générateur (CI)

de point de vue physique, elle représente le coût additionnel du combustible (en KDA/MWh) correspondant à la production d'une unité de puissance supplémentaire :

$$CI = \beta + 2\gamma P_g \quad (\text{II-3})$$

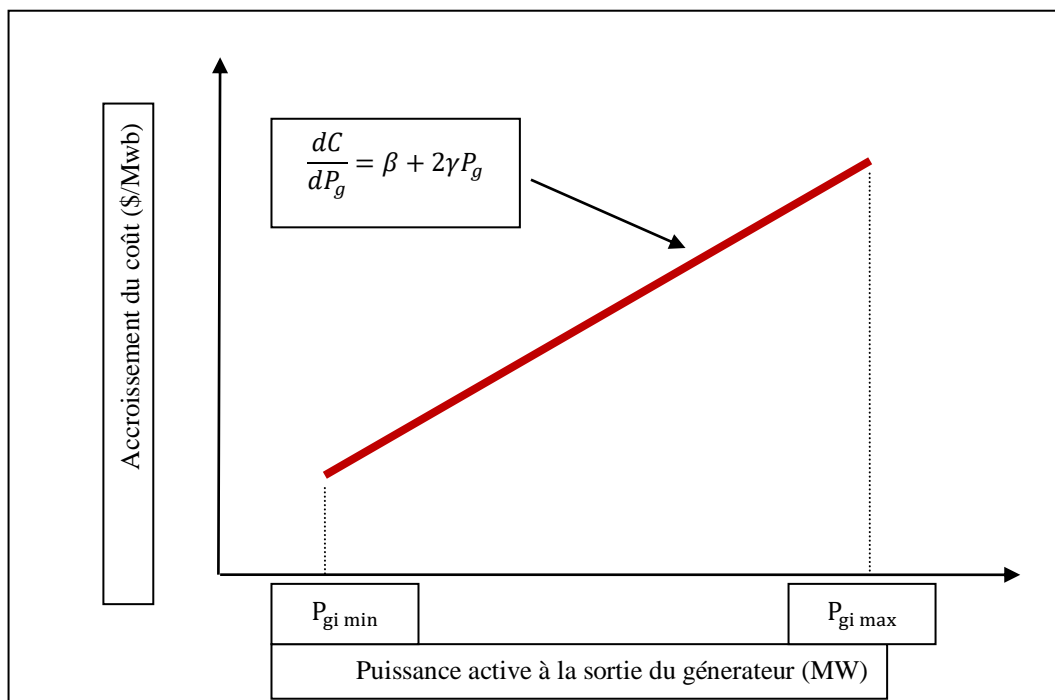


Figure (II-3): Courbe typique de l'accroissement du coût de combustible.

II.4.3.3 les contraintes :

II.4.3.3.1 Les contraintes d'égalité :

Dans le dispatching économique, la fonction objective à minimiser est le coût total de production des générateurs, de telle sorte que la charge électrique du système soit entièrement satisfaite.

On peut dire que les contraintes d'égalités vérifient la loi de Kirchhoff, bilans d'énergie.

A- cas de pertes négligeables :

Dans ce cas, la seule contrainte est que la somme de toutes les puissances actives générées, soit égale à la charge totale du système.

$$\sum_{i=1}^n P_{gi} = P_d \quad (\text{II-4})$$

B- cas de pertes considérables :

Dans ce cas, la somme de toutes les puissances actives générées, soit égale à la somme de la puissance demandée par la charge du système et les pertes de transmission de cette puissance.

$$\sum_{i=1}^n P_{gi} = P_d + P_L \quad (\text{II-5})$$

II.4.3.3.2 Les contraintes d'inégalités :

Dans la pratique, chaque puissance générée (P_{gi}) est limitée par une limite inférieure ($P_{gi \min}$) et une autre supérieure ($P_{gi \max}$), ce qui donne la contrainte d'inégalité suivante :

$$P_{gi(\min)} \leq P_{gi} \leq P_{gi(\max)} ; i, 1, 2, \dots, ng \quad (\text{II-6})$$

Il faut bien évidemment respecter les valeurs limites de productions des centrales pour le maintien de la sécurité du système. Donc, les contraintes d'inégalité s'intéressent par le domaine de fonctionnement admissible, possible (limitation des ressources, sécurité...) [11].

II.4.4 Formulation mathématique du Dispatching Economique :**II.4.4.1 Dispatching Economique Sans Pertes :**

Le dispatching économique statique sans perte est plus simple, seul la puissance active générée par la centrale influence le coût, la résolution est faite pour un instant précis.

La solution du dispatching économique est obtenue à l'aide de deux types de méthodes d'optimisation ;

- La méthode de Kuhn-Tucker et la méthode de gradient utilisant le gradient (fonction de Lagrange).
- La méthode d'itération de Lambda qui utilise les itérations (minimisation sans gradient).

Dans certains cas on peut considérer le problème de dispatching comme linéaire par parties, on utilise alors la programmation linéaire.

II.4.4.1.1 Formulation de Lagrange :

Le système des équations (II-2) et (II-4) est un problème d'optimisation non linéaire avec contraintes, qui doit être résolu par le développement d'une fonction qui s'appelle la fonction de Lagrange .

Pour obtenir l'extremum d'une fonction objective , on doit ajouter la fonction de contrainte à la fonction objective, par la multiplication par un coefficient qui s'appelle le multiplicateur de Lagrange, qui est préalablement indéterminé

La fonction augmentée de Lagrange du problème est donnée :

$$L = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2) + \lambda \left(P_d - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \right) \quad (\text{II-7})$$

La condition nécessaire pour avoir l'optimum est quand les dérivées premières de la fonction de Lagrange par rapport aux P_{gi} , et λ sont égales à zéro.

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial P_{gi}} = \beta_i + P_{gi} 2\gamma_i - \lambda = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_d - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \end{cases} \quad P_{gi(\min)} \leq P_{gi} \leq P_{gi(\max)}, i = 1, 2, \dots, ng \quad (\text{II-8})$$

Donc, pour un fonctionnement optimal des générateurs , il faut que le l'accroissement du coût de tout les générateurs soit le même ,c a d égal à (λ)

Le système d'équations (II-8) comporte (n_g+1) équations avec (n_g+1) inconnus, qui peuvent être résolues par la substitution des valeurs de (P_{gi}) des premières équations dans l'avant dernière .

$$P_{gi} = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i}$$

$$P_d = \sum_{i=1}^{ng} \left(\frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \right) \quad i = 1, 2, \dots, ng \quad (\text{II-9})$$

La valeur optimale de (λ) est alors calculée comme suit

$$\lambda = \lambda^* = \frac{P_d + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i}}{\sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2\gamma_i}} \quad (\text{II-10})$$

La valeur optimale (λ^*) est remplacée dans les premières équations de (II-9) pour obtenir la puissance optimale à générer par chaque générateur:

$$P_{gi} = \frac{1}{2\gamma_i} \left(\frac{P_d + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i}}{\sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2\gamma_i}} - \beta_i \right) \quad (\text{II-11})$$

Exemple :

Soit un réseau électrique avec trois sources d'énergie G_1 , G_2 et G_3 avec une consommation totale égale à 800 MW. Connaissant les coûts de production et les contraintes de chaque générateur données ci-dessous.

$$C_1(P_{g1}) = 500 + 5.3P_{g1} + 0.004P_{g1}^2 \text{ [$/MWh]} \quad 100 \leq P_{g1} \leq 500 \text{ MW}$$

$$C_2(P_{g2}) = 400 + 5.5P_{g2} + 0.006P_{g2}^2 \text{ [$/MWh]} \quad 200 \leq P_{g2} \leq 400 \text{ MW}$$

$$C_3(P_{g3}) = 200 + 5.8P_{g3} + 0.009P_{g3}^2 \text{ [$/MWh]} \quad 180 \leq P_{g3} \leq 300 \text{ MW}$$

- Calculer le coût total optimal de production d'énergie électrique ainsi que la production de chaque générateur sans tenir compte des contraintes d'inégalités et des pertes de transport dans les lignes électriques

Solution :

L'équation (II.10) permet de calculer λ

$$\lambda = \lambda^* = \frac{P_d + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i}}{\sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2\gamma_i}} = \frac{800 + \frac{5.3}{0.008} + \frac{5.5}{0.012} + \frac{8.5}{0.018}}{\frac{1}{0.008} + \frac{1}{0.012} + \frac{1}{0.018}} = \lambda = 8.5 \text{ [$/MWh]}$$

$$P_{gi} = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i}$$

$$P_{g1} = \frac{8.5 - 5.3}{0.008} = 400 \text{ MW}$$

$$P_{g2} = \frac{8.5 - 5.5}{0.012} = 250 \text{ MW}$$

$$P_{g3} = \frac{8.5 - 5.8}{0.018} = 150 \text{ MW}$$

$$P_{gt} = P_{g1} + P_{g2} + P_{g3} = 400 + 250 + 150 = 800 \text{ MW}$$

$$P_d - P_{gt} = 800 - 800 = 0$$

Le coût total de la production est :

$$C_t = \sum_{i=1}^3 C_i(P_{gi}) = (500 + 5.3P_{g1} + 0.004P_{g1}^2) + (400 + 5.5P_{g2} + 0.006P_{g2}^2) + (200 + 5.8P_{g3} + 0.009P_{g3}^2)$$

$$C_t = 3260 + 2150 + 1272.5 = 6682.5 \text{ \$}$$

II.4.4.1.2 Méthode graphique :

Le problème du dispatching économique peut être résolu par une méthode graphique, en traçant la courbe d'accroissement du coût $\lambda=f(P_{gi})$, pour chaque générateur et sur le même plan.

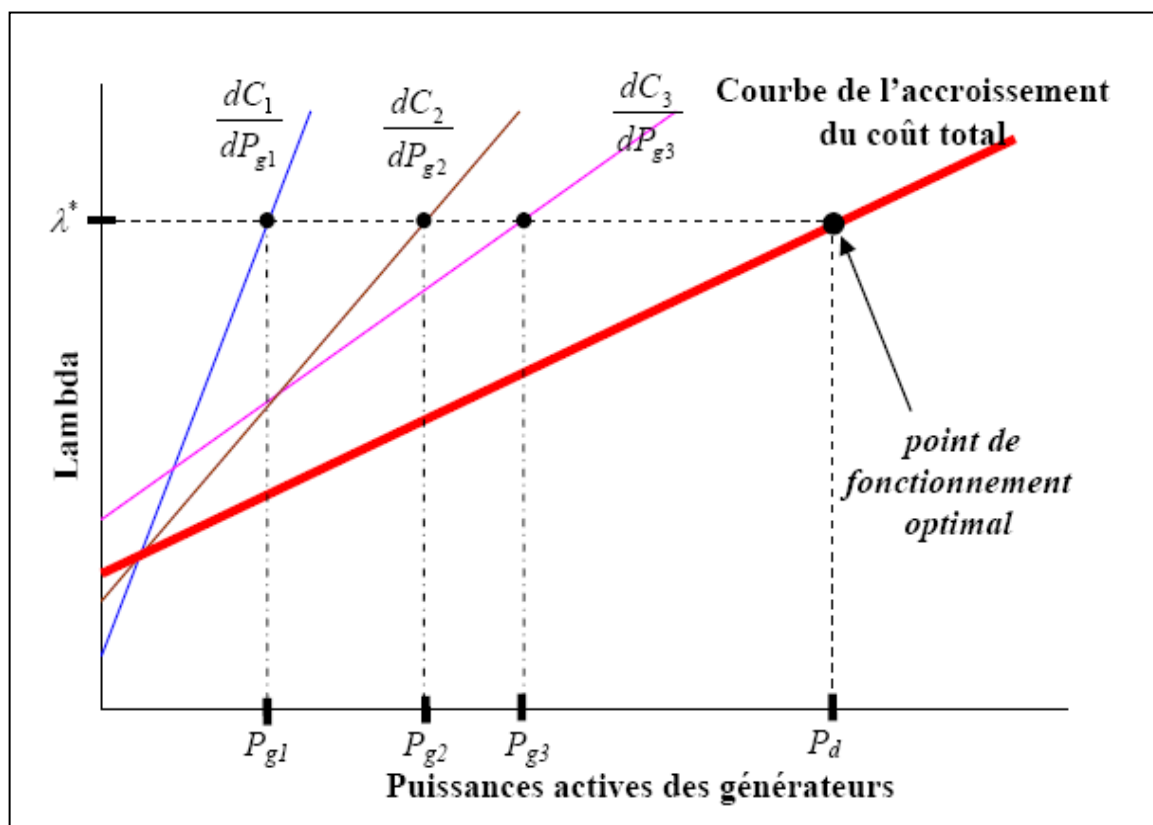


Figure (II-4): Méthode graphique pour la solution du dispatching économique de trois générateurs.

En ajoutant graphiquement les valeurs des puissances , on aboutit à une seule courbe résultante représentant le coût d'accroissement total de tous les générateurs .

La valeur de la charge totale (P_d) peut être prise comme point de départ d'une ligne verticale , tirée jusqu'à ce que la ligne du coût d'accroissement totale soit traversée . Cette valeur de la traversée (Optimum) est prise comme point de début d'une ligne horizontale allant vers la gauche. Cette ligne indique la valeur optimale de lambda (λ^*) pour toutes les puissances actives des générateurs

Les points d'intersection de cette ligne avec les courbes du coût d'accroissement originales sont les valeurs optimales de la solution. Pour obtenir les puissances optimales des générateurs , il suffit de tracer des lignes verticales descendantes à partir des courbes du coût d'accroissement des générateurs [12].

II.4.4.2 Dispatching économique 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 problème du dispatching économique devient un peu compliqué par rapport au cas précédent où les pertes ont été négligées. Dont , la topologie du réseau aura une incidence sur la répartition optimale de la production. Nous repartirons du raisonnement utilisé pour le dispatching sans pertes. Cependant pour pénaliser les centrales qui produisent de la puissance dont le transit provoque des pertes importantes, nous multiplierons les coefficients de leur fonction de coût par un facteur de pénalité [13].

Il existe deux approches générales pour résoudre le problème du dispatching économique avec pertes de puissance :

A- considération des pertes constants :

Dans ce cas , la valeur de pertes se rassembler avec la puissance demandée totale et le problème sera étudié comme le cas sans pertes.

B- pertes variables :

Nous devenons à développer une expression mathématique des pertes de puissances actives, en fonction des puissances actives des générateurs.

II.4.4.2.1 Calcule les pertes :

Il existe deux approches générales pour calculer les pertes :

- ☆ On calcule les pertes de transmission par les méthodes de calcul de l'écoulement de puissance N-R ou G-S.
- ☆ La méthode de «*formule des pertes*» est basée sur l'approximation des pertes totales de puissance active par une fonction directe des puissances actives des générateurs (P_{gi}), donnée par l'équation suivante [13].

$$P_i = \sum_{i=1}^{ng} \sum_{jj}^{ng} B_{ij} P_{gi} P_{gi} + \sum_{i=1}^{ng} B_{io} P_{gi} P_{oo} \quad (\text{II-12})$$

Où, P_{gi} : puissance active du générateur i .

β_{ij} , β_{io} et β_{oo} : coefficients de pertes (constantes réelles).

Les coefficients de pertes sont des constantes réelles spécifiques au réseau étudié, et sont calculés en fonction de la matrice impédance du réseau, des puissances actives et réactives demandées et des tensions. Dans la littérature, Il existe beaucoup de formules pour le calcul des coefficients de pertes .

II.4.4.2.2 Incrémentation des Pertes de Transmission :

Soit P_L les pertes totales dans les lignes de transmission .La dérivée partielle $\delta P_L / \delta P_{Gi}$ sont appelées l'incrémentation des pertes de transmission (ITL), elle représente la variation des pertes totales liée à la variation de la puissance générée par le générateur i [13].

II.4.4.2.3 La résolution du problème :

Pour résoudre le problème du dispatching économique avec pertes , on peut formulée le Lagrangien avec pertes comme suit :

$$L = F(P_{gi}) + \lambda..H(P_{gi})$$

Où :

$H(P_{gi})$: est la contrainte d'égalité

$$H(P_{gi}) = P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn}) - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = 0 \quad (\text{II-13})$$

$$L = \sum_{j=1}^{ng} C_i (P_{gi}) + \lambda (P_d + P_L (P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn})) - \sum_{i=1}^{ng} (P_{gi}) \quad (\text{II-14})$$

Pour Minimisé la fonction de lagrangien il faut que :

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial P_{gi}} = \beta_i + 2\gamma_i P_{gi} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}\right) = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_d + P_L (P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn}) - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \end{cases} \quad P_{gi(\min)} \leq P_{gi} \leq P_{gi(\max)}, i=1,2,\dots,ng \quad (\text{II-15})$$

$$\frac{dC_i}{dP_{gi}} = \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}\right) \Rightarrow \lambda = \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}\right)^{-1} \frac{dC_i}{dP_{gi}}$$

$$\lambda = f_i \left(\frac{dC_i}{dP_{gi}} \right) \quad (\text{II-16})$$

Où :

$$f_i = \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}\right)^{-1} \quad (\text{II-17})$$

f_i : représente le facteur de pénalité de central i.

D onc , pour pénaliser les centrales qui produisent de la puissance dont le transit provoque des pertes importantes , nous multiplierons les coefficients de leur fonction coût par un facteur de

pénalité f_i .

Par les mêmes étapes du dispatching sans pertes on trouve que :

$$P_{gi} = \frac{\lambda f_i^{-1} - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (\text{II-18})$$

En remplaçant l'équation (II-18) dans l' équation (II-13) :

$$P_d + P_L (P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn}) - \lambda \sum_{i=1}^{ng} \frac{f_i^{-1}}{2\gamma_i} + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i} = 0$$

$$\lambda = \frac{P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn}) + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i}}{\sum_{i=1}^{ng} \frac{f_i^{-1}}{2\gamma_i}} \quad (\text{II-19})$$

$$P_{gi} = \left[\frac{1}{2\gamma_i} \left(\frac{P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn}) + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i}}{\sum_{i=1}^{ng} \frac{f_i}{2\gamma_i}} f_i^{-1} - \beta_i \right) \right] \quad (\text{II-20})$$

Le problème devient plus difficile à résoudre car, suite à l'introduction du terme de pertes les équations de stationnarité du Lagrangien deviennent des équations couplées.

$$P_L = F(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn})$$

Donc, il faut utiliser une méthode itérative pour calculer chaque puissance sous les étapes suivantes :

- ☆ **L'étape 1** : calculer les valeurs initiales des puissances générées par la méthode de Lagrangien sans pertes.
- ☆ **L'étape 2** : remplacement des puissances générées dans la formule des pertes.
- ☆ **L'étape 3** : calculer des coefficients $\frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}$, ensuite l'évaluation des facteurs de pénalités de tous les générateurs.
- ☆ **L'étape 4** : calculer $\lambda^{(K)}$ correspondant.
- ☆ **L'étape 5** : Mise à jour des P_{gi} .
- ☆ **L'étape 6** : vérifier que : $(\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} - P_d - P_L \leq \varepsilon)$.
 - Si oui: on passe à l'étape (7)
 - Si non: on retourne à l'étape (2)
- ☆ **L'étape 7** : on calcule le coût de chaque central puis le coût total qui représente la solution optimale du problème

l'organigramme de cette méthode est représentée dans la Figure II.5 :

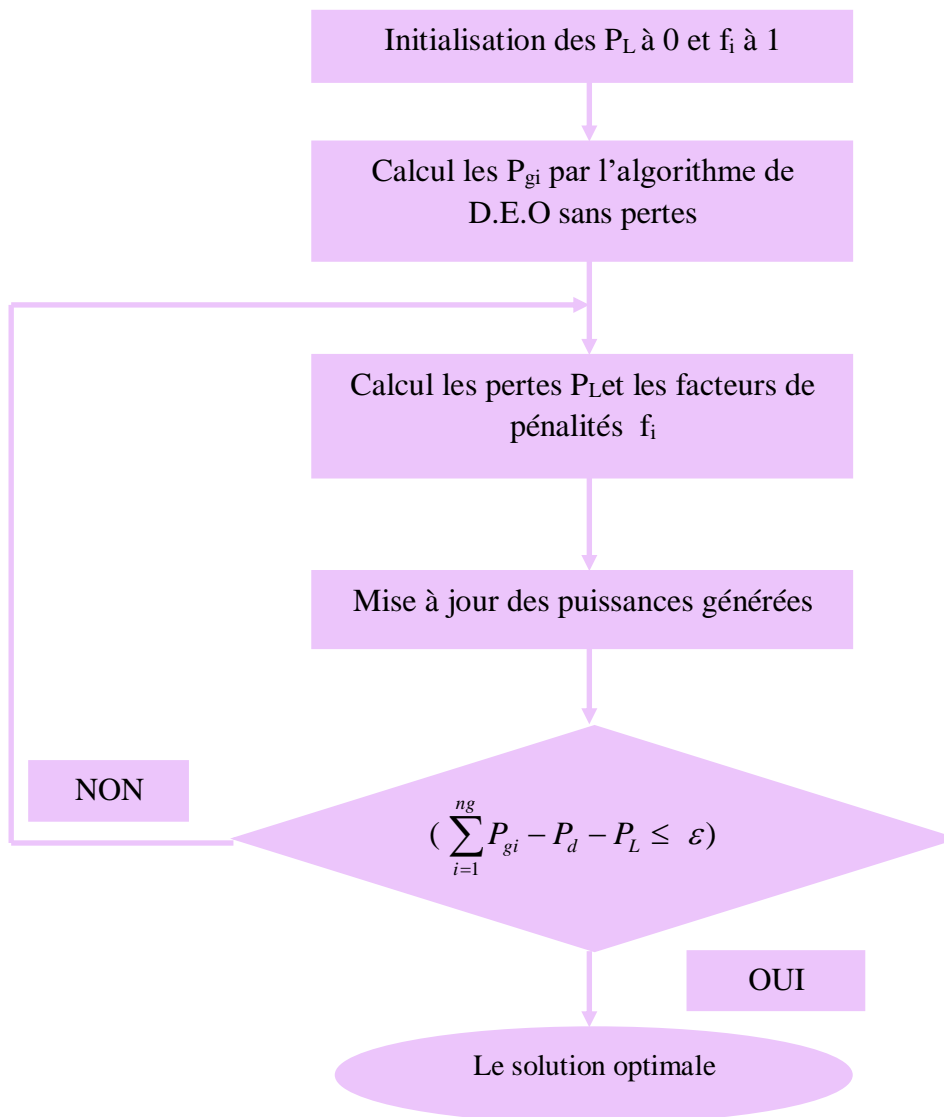
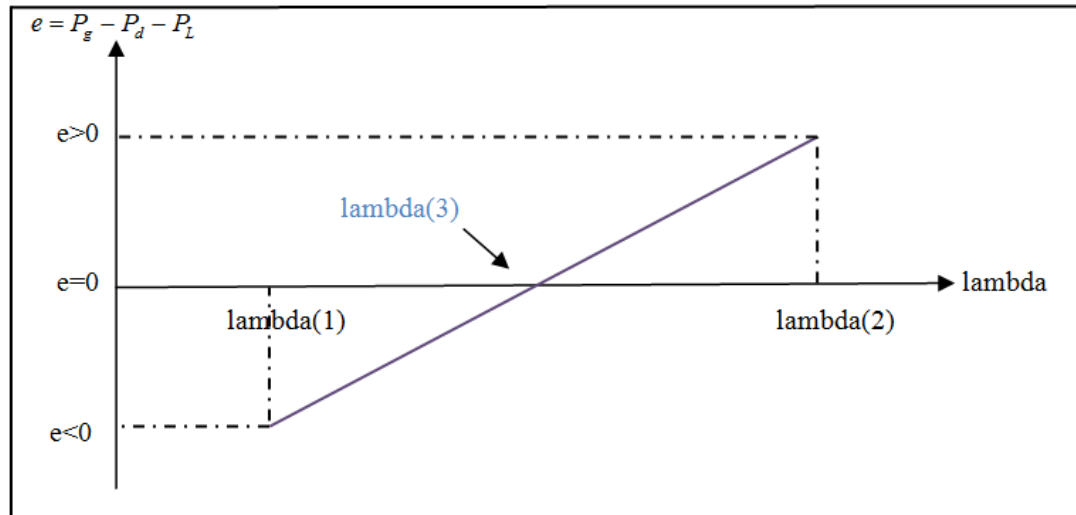


Figure (II.5): l'organigramme de méthode lagrangien avec pertes.

II.4.5 la méthode itérative de lambda :

La méthode da lambda est utilisée lorsque la fonction de coût n'est pas quadratique dont, elle est polynôme de degré supérieur à 2, cette méthode s'appuyer sur al fonction d'erreur qui supposer une fonction continue, pour appliqué la théorème de valeur moyenne [13].



Figure(II-6): l'explication graphique de la méthode Itératif de la lambda.

Où les étapes de cette méthode sont :

- ☆ **L'étape 1** : Estimation de $\lambda^{(1)}$
- ☆ **L'étape 2** : on calcule les puissances générées par la méthode lagrangien est les pertes par leurs relation.

$$\frac{\partial C_i}{\partial P_{gi}} = \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} \right)$$

- ☆ **L'étape 3** : calculé l'error : $e_i = \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} - P_d - P_L$

- Si $e_1 = 0$: afficher les résultats (solution finale).
- Sinon, on passe à l'étape 4

- ☆ **L'étape 4** : Nouvelle valeur de λ

$$\text{Où : } \lambda_2 = \lambda_1 + \Delta\lambda$$

- $(10\% \lambda_1) \leq \Delta\lambda \leq (10\% \lambda_1)$
- Si $e_2 = 0$, les résultats représente la solution optimale
- Sinon :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{si } e_1 \cdot e_2 < 0 \text{ on passe à l'étape 5} \\ \text{Sinon, on retourne à l'étape 4} \end{array} \right.$$

☆ **L'étape 5** : on fait le calcul suivante :

$$\frac{|e_2|}{\lambda_2 - \lambda_3} = \frac{|e_1|}{\lambda_3 - \lambda_1} \Rightarrow \lambda_3 = \frac{\lambda_1 - \lambda_2}{|e_1| + |e_2|} |e_2| + \lambda_2$$

$e_2 = 0 \Rightarrow$ la solution optimal

$e_2 \neq 0 \Rightarrow$ donc la solution optimal enter λ_1 et λ_3 ou enter λ_2 et λ_3

L'algorithme de la méthode lambda [03] :

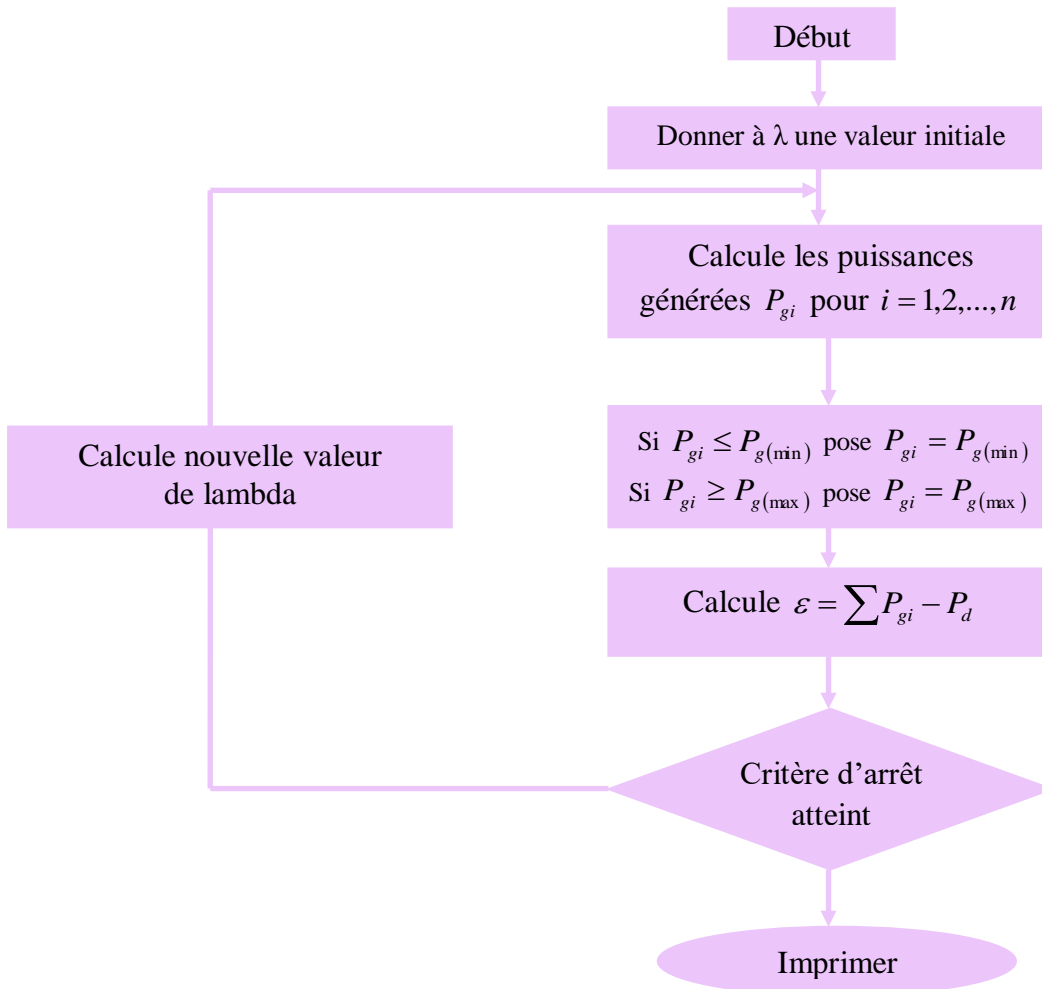


Figure (II-7): Organigramme de la méthode lambda.

II.5 Conclusion :

Un système de puissance électrique contenant plusieurs générateurs ou plusieurs centrales, peut alimenter une charge demandée pendant un nombre infini de cycle de génération. L'arrivée à un minimum de coût de production est une caractéristique très importante. Aujourd'hui le fonctionnement des systèmes de puissance électrique est basé sur la minimisation du coût total.

Chapitre III

Les méthodes métaheuristiques

III.1 Introduction :

En engineering plusieurs problèmes nécessitent l'utilisation des méthodes d'optimisation pour s'approcher ou avoir la solution optimale. Les méthodes déterministes semblent avoir rempli ce besoin, mais le problème des optimums locaux constitue un véritable piège pour accéder à l'optimum global. D'où, l'utilisation des méthodes stochastiques dites méta heuristiques qui, en général, évitent ce problème et ayant une grande capacité de trouver l'optimum global [14]. Parmi ces techniques, celles basées sur l'intelligence collective, inspirées de la nature, les plus répandus sont à savoir : les algorithmes génétiques (AG) et plus particulièrement L'optimisation d'essaim de particules soit en anglais (Particle Swarm Optimization) (PSO).

dans ce chapitre est l'accent sur l'étude des algorithmes génétiques (AG)

III.2 Définition de l'optimisation :

Un problème d'optimisation se définit comme la recherche du minimum ou du maximum (de l'optimum) d'une fonction donnée. On peut aussi trouver des problèmes d'optimisation pour lesquelles les variables de la fonction à optimiser sont contraintes d'évoluer dans une certaine partie de l'espace de recherche. Dans ce cas, on a une forme particulière de ce que l'on appelle un problème d'optimisation sous contraintes.

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

Dans l'analyse de réseaux électrique plusieurs fonctions peuvent être optimisées (coût de production, l'émission des gazes toxique, les pertes de transmission...etc.) avec considération les contraintes d'égalité et d'inégalité pour obtient des solutions optimal acceptable [15].

III.3 Les Méthodes Métaheuristiques :

Les métaheuristiques sont un ensemble d'algorithmes d'optimisation visant à résoudre les problèmes d'optimisation difficiles. Elles sont souvent inspirées par des systèmes naturels, qu'ils soient pris en physique (cas du recuit simulé), en biologie de l'évolution (cas des algorithmes Génétiques) ou encore en éthologie (cas des algorithmes de colonies de fourmis ou de l'optimisation par essaims particulaires).

Ces techniques métaheuristiques peuvent être classées en deux groupes : les méthodes à population de solutions connues sous le nom d'algorithmes évolutionnaires comme les algorithmes génétiques...etc., ainsi que les méthodes à solution unique comme le recuit simulé. Les méthodes métaheuristiques ont prouvé leurs efficacités dans le domaine de l'optimisation mono-objectif. Actuellement les recherches qui utilisent ces algorithmes sont développées pour la résolution des problèmes d'optimisation multi objectif, en tenant compte de plusieurs contraintes et de nouvelles configurations des réseaux électriques surtout à l'associations de sources des énergies renouvelables où la résolution de ce system complexe est un défi [16].

III.4 Classification des Méthodes Métaheuristiques :

III.4.1 Méthodes Métaheuristiques à Population :

Ce genre de méthodes exige une population des individus ou de particules dans un domaine de recherche pour l'exploration et la recherche d'un optimum global. Parmi ces méthodes on trouve :

- Les méthodes de calcul évolutionnaire qui engendrent les algorithmes génétiques (GA) ,Stratégies d'évolution (SE), la programmation évolutionnaire (PE) et l'évolution différentielle (DE).
- L'optimisation par l'essaim particulaire (OEP ou PSO).

III.4.2 Méthodes Métaheuristiques à solution unique (Parcours) :

Pour ce type de métaheuristiques, on utilise un parcours pour avoir un optimum. A partir d'une solution unique x_0 , considérée comme point de départ (calculée par exemple par une heuristique constructive) , la recherche consiste à passer d'une solution à une solution voisine par déplacements successifs. L'ensemble des solutions que l'on peut atteindre à partir d'une solution x est appelé voisinage $N(x)$ de cette solution. Déterminer une solution voisine de x dépend bien entendu du problème traité. Ce type regroupe par exemple le Recuit Simulé (RS), la Recherche Taboué (RT), et la méthode GRASP (Greedy Randomized Adaptive Search Procedure) [12].

III.5 Principe des méthodes métaheuristiques les plus répondues :

III.5.1 Recuit Simulé (RS) :

Une nouvelle technique de résolution des problème d'optimisation est nommée recuit(RS) simulé, proposée en 1983 par Kirkpatrick , C. Daniel Gelatt et Mario P Vecchi [16]. Elle est testée sur plusieurs problèmes d'optimisation et prouve qu'elle possède une grande capacité pour éviter le minimum local. (RS) est une méthode basée sur la recherche locale dans laquelle chaque mouvement est accepté s'il améliore la fonction objective. Autres solutions possibles sont également acceptées selon un critère de probabilité. Cette méthode est inspirée du processus de recuit utilisé en métallurgie pour améliorer la qualité d'un solide en cherchant un état d'énergie minimum. La méthode du recuit simulé, appliquée aux problèmes d'optimisation, considère une solution initiale et cherche dans son voisinage une autre solution de façon aléatoire.

III.5.2 Optimisation Par Essaims de Particules (PSO) :

L'optimisation par essaim de particules (PSO) est une technique d'optimisation parallèle Développée par Kennedy et Eberhart, comme une alternative aux algorithmes génétiques standards . Ces algorithmes sont inspirés des essaims d'insectes (ou des bancs de poissons ou des nuées d'oiseaux) et de leurs mouvements coordonnés. En effet, tout comme ces animaux se déplacent en groupe pour trouver la source de nourriture ou éviter les prédateurs, les algorithmes à essaim de particules recherchent des solutions pour un problème d'optimisation Les individus de l'algorithme sont appelés particules et la population est appelée essaim. Dans cet algorithme, une particule décide de son prochain mouvement en fonction de sa propre expérience, qui est dans ce cas la mémoire de la meilleure position qu'elle a rencontrée, et en fonction de son meilleur voisin. Ce voisinage peut être défini spatialement en prenant par exemple la distance euclidienne entre les positions de deux particules ou socio-métriquement (position dans l'essaim de l'individu). Les nouvelles vitesses et direction de la particule seront définies en fonction de trois tendances :la propension à suivre son propre chemin, sa tendance à revenir vers sa meilleure position atteinte et sa tendance à aller vers son meilleur voisin. Les algorithmes à essaim de particules peuvent s'appliquer aussi bien à des données discrètes qu'à des données continues. Les algorithmes à essaim de particules ont été utilisés pour réaliser différentes tâches d'extraction de connaissances [17].

III.5.3 Les Algorithmes Evolutionnaires :

Les Algorithmes Evolutionnaires .Comprend principalement, en plus des Algorithmes Génétiques, les Stratégies d'évolution (en anglais Evolution Stratégies, souvent désignées par ES), la programmation Evolutionnaire (en anglais Evolutionary Programming , EP) et la Programmation Génétique (en anglais Genetic Programming , GP) [03].

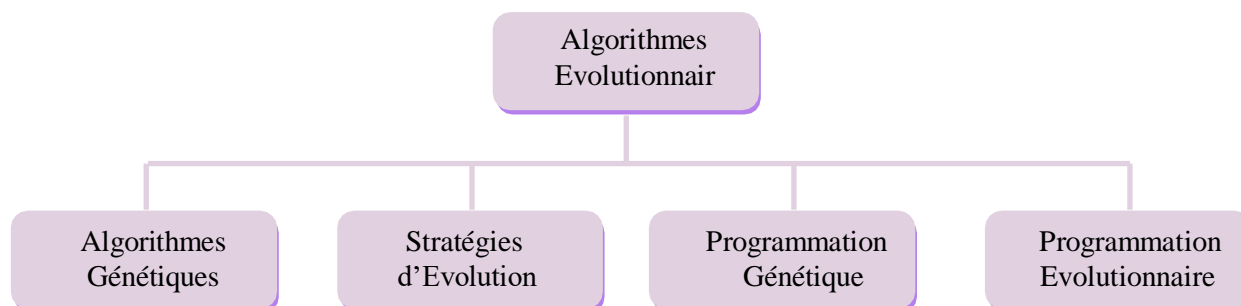


Figure (III-1): Principales catégories des Algorithmes Evolutionnaires.

III.5.4 Algorithme génétique :

III.5.4.1 Introduction :

Le concept de la sélection naturelle développé par Charles Darwin dans son livre « the origin of species » en 1859 allait un siècle plus tard inspirer de nombreux scientifiques comme John Holland pour l'élaboration des algorithmes évolutionnaires (AE). Actuellement désignés sous le terme générique anglo-saxon « Evolutionary computation », les AE sont à l'origine de trois types : les algorithmes génétiques (AG), les stratégies d'évolution et la programmation évolutionnaire. Actuellement, ils trouvent leurs applications dans tous les domaines de technologie ou même encore de l'économie.

III.5.4.2 Définition :

Les algorithmes génétiques sont des algorithmes d'optimisation s'appuyant sur des techniques dérivées de la génétique et des mécanismes d'évolution de la nature : sélections, croisements, mutations, etc. Ils appartiennent à la classe des algorithmes évolutionnaires [04]. On peut dire que l'algorithme génétique est une méthode de programmation qui repose sur le principe de l'évolution pour effectuer la recherche d'une solution adéquate à un problème.

III.5.4.3 Principe :

Cette classe d'algorithme travaille sur une population d'entités abstraites munies d'un génotype formel (par exemple une suite de bits formant un octet : 10010001). Ce dernier possède une signification relative au problème posé, et il en constitue une solution potentielle. Partant d'une population construite aléatoirement, c'est-à-dire où chaque individu a un génotype différent, choisi au hasard, l'algorithme évalue la qualité de la solution proposée par chaque individu. Cette évaluation correspond à la notion biologique d'adaptation dans un écosystème. Les meilleurs individus sont alors sélectionnés pour appartenir à la génération suivante. Ils sont croisés entre eux, à l'image de la reproduction sexuée :

Les génotypes se recombinent par paire. Enfin, quelques individus choisis au hasard voient leur génotype modifié de façon aléatoire, ils subissent une mutation. La nouvelle génération est ainsi constituée, et le processus recommence jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt soit respecté.

Il existe de nombreuses variantes à cet algorithme, les algorithmes génétiques étant regroupés selon un paradigme de programmation, c'est-à-dire une méthode générale qu'il faut adapter pour des applications précises. Par exemple, il peut ne pas y avoir de mutation, ou bien la population peut être de taille fixe et évoluer pendant une durée déterminée à l'avance, comme elle peut être de taille variable [04][11].

III.5.4.4 Présentation des algorithmes génétiques :

L'algorithme génétique est organisé en plusieurs étapes et fonctionne de manière itérative. La Figure (III-2) représente l'algorithme génétique le plus simple introduit par Holland [11]. Celui-ci met en œuvre différents opérateurs qui seront décrits dans la section suivante. Mais avant, il est nécessaire de définir quelques termes de base rencontrés dans la littérature :

- ☆ **Individu** : solution potentielle du problème.
- ☆ **Chromosome** : solution potentielle du problème sous une forme codée (forme de chaîne de caractères).
- ☆ **Population** : ensemble fini d'individus (de solution).
- ☆ **Gène** : partie élémentaire (caractère) non divisible d'un chromosome.
- ☆ **Fitness** : terme anglo-saxon qui désigne la fonction d'évaluation d'un individu. Cette fonction est liée à la fonction à optimiser et permet de définir le degré de performance d'un individu (donc d'une solution).

D'une manière générale, un algorithme génétique manipule les solutions potentielles d'un problème donné afin d'atteindre la solution optimale ou une solution jugée satisfaisante.

Un algorithme génétique fait évoluer une population de gènes en utilisant les mécanismes de sélection naturelle et de la génétique de l'évolution. Il utilise une fonction coût basée sur un critère de performance pour calculer une « qualité d'adéquation » (fitness). Les individus les plus « forts » seront à même de se reproduire et auront plus de descendants que les autres. Chaque chromosome est constitué d'un ensemble d'éléments appelés caractéristiques ou gènes. Le but est de trouver la combinaison optimale de ces éléments qui donne une « fitness » maximale. A chaque itération (génération de population), une nouvelle population est créée à partir de la population précédente [18].

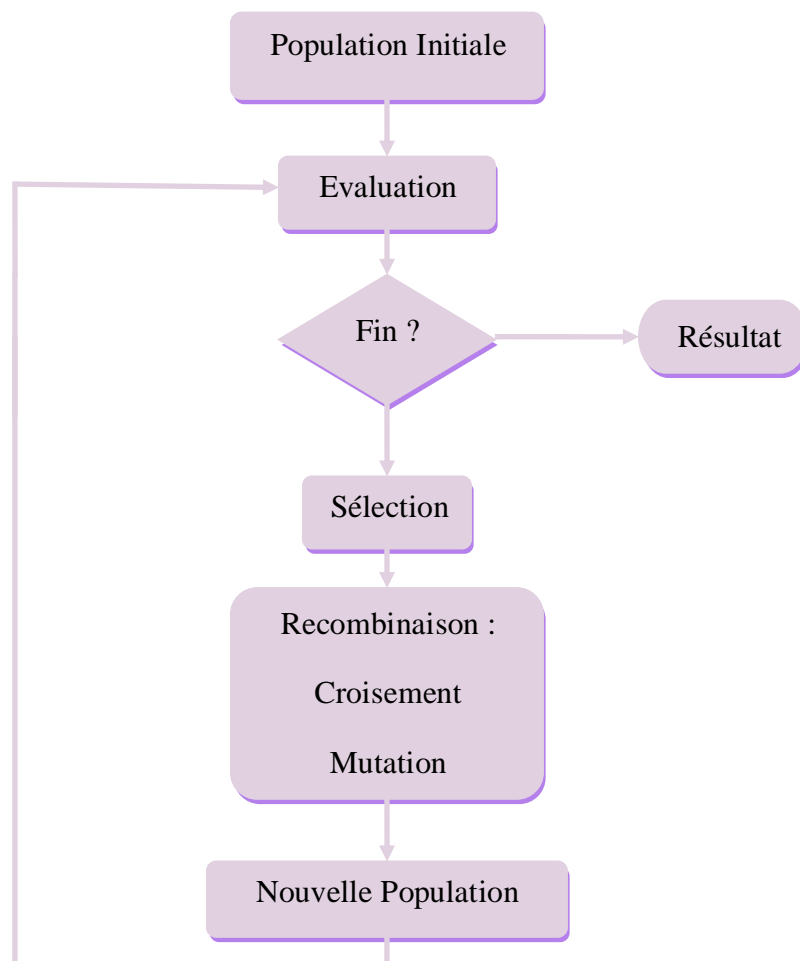


Figure (III-2): Organigramme d'un algorithme génétique simple.

III.5.4.4.1 Fonction d'évaluation et fonction fitness :

Pour calculer le coût d'un point de l'espace de recherche, on utilise une *fonction d'évaluation*. L'évaluation d'un individu ne dépendant pas de celle des autres individus, le résultat fourni par la fonction d'évaluation va permettre de sélectionner ou de refuser un individu pour ne garder que les individus ayant le meilleur coût en fonction de la population courante : c'est le rôle de la fonction *fitness*. Cette méthode permet de s'assurer que les individus performants seront conservés, alors que les individus peu adaptés seront progressivement éliminés de la population.

Par exemple, pour le PVC, la fonction d'évaluation utilisée calcule la distance parcourue par le commis voyageur pour un chemin donné.

Dans l'AGC de Holland, la fonction fitness est définie par : f_i/\bar{f} où f_i est la fonction d'évaluation de l'individu i et \bar{f} est la fonction moyenne des évaluations de toutes les chaînes de bits de la population. Cependant, en général, on ne fait pas la différence entre fonction fitness et fonction d'évaluation [04].

III.5.4.4.2 Codage des chromosomes et décodage :

Il y a plusieurs types de codage : binaire, réel, codage de gray et codage dynamique des paramètres. Chacun ayant ses propres avantages et inconvénients. Les plus utilisés sont présentés ci-dessous.

III.5.4.4.2.1 Codage binaire :

Holland et de Jong ont imposé le codage binaire de longueur fixe pour un chromosome qui s'écrit sous la forme d'une chaîne de l bits avec

$$l = \sum_{i=1}^n l(x_i)$$

Où $l(x_i)$ est le nombre de bits du gène numéro i correspondant au paramètre x_i .

Un des avantages du codage binaire est que l'on peut ainsi facilement coder toutes sortes de paramètre : réel, entiers booléens et chaînes de caractère. Cela nécessite simplement l'usage de fonction de codage et décodage pour passer d'une présentation à l'autre. Ce choix le rend virtuellement applicable à tous les problèmes dont les solutions sont numériques, c'est-à-dire calculées par ordinateur.

Le génotype d'un individu caractérise la structure du chromosome tandis que le phénotype désigne la chaîne obtenue par la concaténation des paramètres réels ou gènes (x_1, x_2, x_3, \dots).

Le décodage convertit le chromosome en phénotype grâce au génotype. Les valeurs des paramètres sont extraites du phénotype et ensuite fournies à la fonction d'adaptation qui retourne la performance permettant ainsi de classer l'individu dans la population.

Le phénotype est obtenu à partir du génotype par l'équation :

$$x = \left(\frac{x_{iM} - x_{im}}{2^{l(x_i)} - 1} \right) \sum_{j=0}^{l(x_i)} 2^j \cdot b_j + x_{im}$$

b_j est le $j^{\text{ème}}$ bit dans le gène numéro i .

Cette méthode de codage est relativement facile à implanter mais elle présente l'inconvénient de limiter la précision des paramètres à une valeur correspondant à l'écart entre deux configurations réelles adjacentes obtenues, pour une variation du bit le moins significatif. On constate que la précision du codage dépend du nombre de bits utilisé. Pour un nombre de bits par gène valant 8, 16 et 32, les précisions relatives valent $3.9 \cdot 10^{-3}$, $1.5 \cdot 10^{-5}$ et $2.3 \cdot 10^{-10}$, respectivement.

A chaque paramètre x_i , on associe un gène g_i qui est un entier obtenu par :

$$g_i = \frac{x_i - x_{im}}{x_{iM} - x_{im}} (2^{l(x_i)} - 1)$$

III.5.4.4.2 Codage de gray :

Avec le codage binaire, deux configurations proches dans l'espace des paramètres peuvent avoir deux chromosomes très distincts, par exemple, les chaînes « 01111 » et « 10000 » correspondent à deux configurations réelles voisines alors qu'elles diffèrent de cinq bits. Cette caractéristique peut s'avérer pénalisante pour la recherche locale par croisement.

L'utilisation de code gray a été recommandée pour répondre à ce problème. En effet, avec ce code, les entiers adjacents ne diffèrent que d'un bit. Le passage entre deux configurations réelles voisines ne nécessite que de modifier un seul bit dans le chromosome.

Le passage du code binaire au code de gray est effectué de la manière suivante :

$$b_j^{gray} = \begin{cases} b_j & \text{si } j = l(x_i) \\ b_j \oplus b_{j-1} & \text{si } 1 \leq j \leq l(x_i) \end{cases}$$

Où \oplus représente l'addition modulo 2.

La transformation inverse s'obtient avec l'équation suivante :

$$b_j = \bigoplus_{k=j}^{l(x_i)} b_k^{gray}$$

Si on considère que le chromosome est représenté en code de gray, on effectuera d'abord la transformation avant un décodage binaire standard.

Ces opérations sont transcrites dans la table (III-1).

Entier	Code binaire	Code Gray	Entier	Code binaire	Code Gray
0	0000	0000	8	1000	1100
1	0001	0001	9	1001	1101
2	0010	0011	10	1010	1111
3	0011	0010	11	1011	1110
4	0100	0110	12	1100	1010
5	0101	0111	13	1101	1011
6	0110	0101	14	1110	1001
7	0111	0100	15	1111	1000

Tableau (III- 1): Code binaire et code gray sur 4 bits.

L'intérêt du codage de Gray se comprend mieux lorsque les opérateurs de croisement et de mutation sont présentés.

III.5.4.4.2.3 Codage dynamique des paramètres :

Pour résoudre le problème de précision inhérent au décodage binaire standard et améliorer la Recherche locale, un codage dynamique des paramètres est proposé. La procédure de décodage est la suivante :

$$x_i = x_{im} + \frac{x_{iM} - x_{im}}{2^{l(x_i)} - 1} \left(\sum_{j=0}^{l(x_i)} 2^j b_j + dN(x_i) \right)$$

Où $dN(x_i)$ est une variable réelle aléatoire à densité de probabilité uniforme prise, dans l'intervalle $[0,1]$.

L'introduction de $dN(x_i)$ supprime donc les discontinuités entre deux configuration réelles adjacentes, obtenues pour une variation du bit le moins significatif, en proposant une valeur aléatoire.

III.5.4.4.2.4 Codage réel :

Dans le cas du codage binaire, des difficultés surviennent pour calculer la fonction objectif et traiter les problèmes à variables :

- a. Les fonctions objectifs sont exprimées sous forme réelle. Les chromosomes binaires doivent alors être convertis à chaque évaluation.
- b. Les problèmes multi-variables sont ramenés à des problèmes mono variable 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 une 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.

III.5.4.4.3 Sélection :

Cet opérateur est peut-être le plus important puisqu'il permet aux individus d'une population de survivre, de se reproduire ou de mourir. En règle générale, la probabilité de survie d'un individu sera directement reliée à son efficacité relative au sein de la population. Une population dite intermédiaire est alors formée par les individus sélectionnés. Il existe plusieurs méthodes de sélection [10].

Nous ne citerons que deux des plus connues :

III.5.4.4.3.1 Méthode de la roulette de loterie :

Selon cette méthode, chaque chromosome sera dupliqué dans une nouvelle population proportionnellement à sa valeur d'adaptation. Son principe est d'associer à chaque individu une portion d'une roue dont la surface dépend uniquement de sa valeur fitness. Un individu présentant une valeur fitness nulle ne sera pas représenté sur la roue, il n'aura donc aucune chance d'être sélectionné. Les individus ayant une grande valeur fitness auront une grande portion et auront, par conséquent, plus de chance d'être sélectionnés.

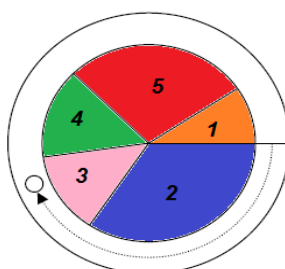


Figure (III-3): Sélection par la méthode de la roue de loterie.

Pour réaliser la sélection, il suffit de faire tourner la roue autant de fois que le nombre d'individus. La figure (III-3) illustre un exemple de roue de loterie. Les numéros de 1 à 5 représentent les numéros des individus.

III.5.4.4.3.2 Méthode du tournoi :

Le principe de cette méthode est de tirer aléatoirement un groupe de k individus parmi la population, et de sélectionner le meilleur d'entre eux. Ce processus est répété jusqu'à ce que le nombre d'individus de la population intermédiaire soit égal au nombre total d'individus formant la population initiale. Nous avons trouvé dans la littérature deux versions différentes de cette méthode, notamment, au niveau de la façon dont les groupes sont formés .

La population est divisée en groupes de k individus. Ensuite, on sélectionne le meilleur de chaque groupe. Il faut k itérations pour remplir la population intermédiaire parce qu'à chaque fois m individus sont sélectionnés ou m est défini par :

$$m = \text{taille de la population} / k$$

La procédure est la suivante : on tire k fois un individu avec remplacement (chaque tirage inclut tous les individus y compris ceux déjà sélectionnés). Ensuite, on sélectionne celui qui présente la plus grande valeur fitness pour le placer dans la population intermédiaire.

Si N est le nombre totale d'individus formant la population alors il faut N itérations pour remplir la population intermédiaire.

La seule différence que nous avons pu constater, c'est que la deuxième version ne fait pas obligatoirement participer tous les individus, et par conséquent, elle n'assure pas que le meilleur individu soit présent dans la population intermédiaire.

III.5.4.4.4 Recombinaison :

La recombinaison agit directement sur la structure des chromosomes en modifiant leurs gènes pour obtenir les nouveaux chromosomes d'une nouvelle population. Il existe deux catégories d'opérateurs de recombinaison : l'opérateur de croisement et l'opérateur de mutation [08].

III.5.4.4.1 Croisement :

L'opérateur de croisement permet la création de nouveaux individus selon un processus fort simple.

Il permet donc l'échange d'information entre les chromosomes (individus). Tout d'abord, deux individus, qui forment alors un couple, sont tirés au sein de la nouvelle population issue de la reproduction. Puis un (potentiellement plusieurs) site de croisement P est tiré aléatoirement. Enfin, selon une probabilité P_c que le croisement s'effectue.

- ☆ Si $P_c > P$, le croisement n'aura pas lieu et les parents sont recopiés dans la nouvelle génération.
- ☆ Si $P \leq P_c$, le croisement se produit et les chromosomes des parents sont croisés pour donner deux enfants qui remplaceront leurs parents dans la nouvelle génération.

Il existe différents types de croisement, les plus connus sont le croisement en un point, multipoints et le croisement uniforme.

A- Croisement en un point :

Pour chaque couple, on choisit au hasard un point de croisement figure (III-4). Le croisement s'effectue directement au niveau binaire, et non au niveau des gènes. Un croisement peut être coupé au milieu d'un gène.

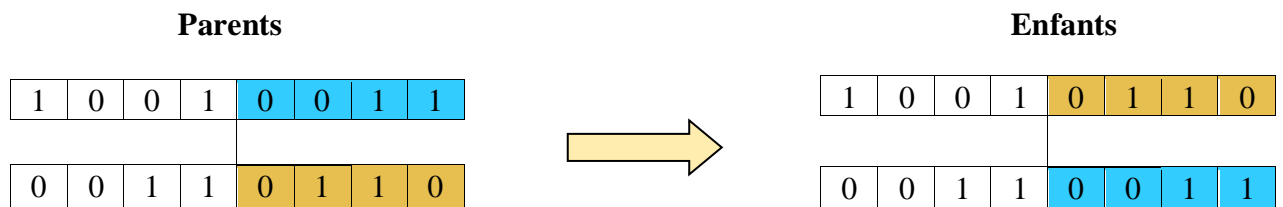


Figure (II-4): Représentation schématique du croisement en un point.

B- Croisement en deux points :

On choisit au hasard deux points de croisements successifs. Cet opérateur est généralement considéré comme plus efficace que le précédent.

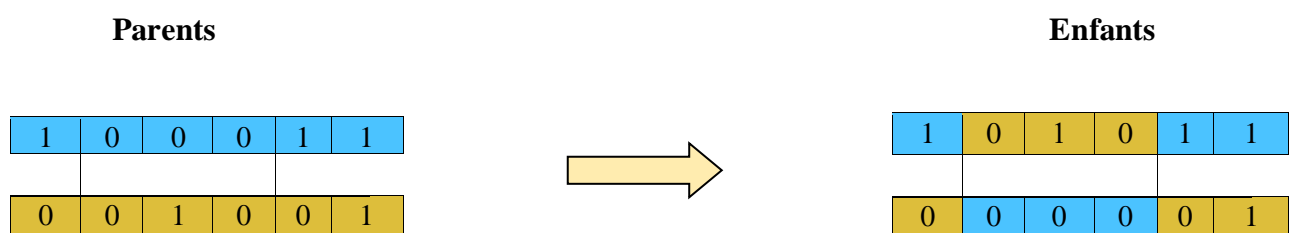


Figure (III-5): Représentation schématique du croisement en deux points.

C- Le croisement uniforme :

une généralisation du croisement multipoints. Ici, chaque gène du chromosome peut constituer un point de croisement. Un chromosome nommé masque, de taille identique à celle des parents, est créé aléatoirement et la valeur des gènes du masque identique de quel parent l'enfant recevra-t-il son gène.

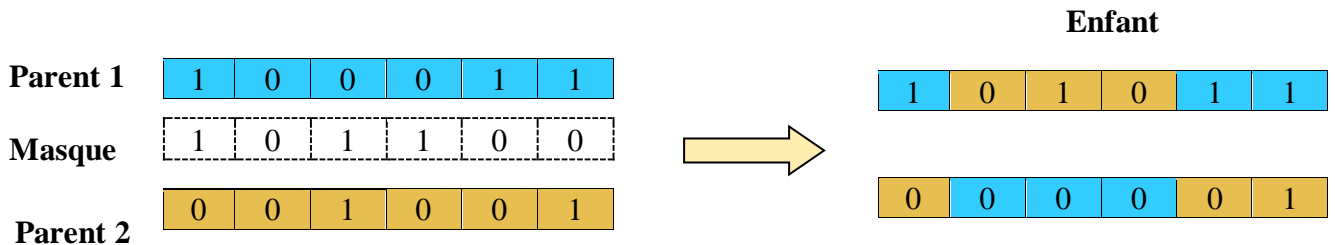


Figure (III-6): croisement uniforme en codage binaire.

III.5.4.4.2 Mutation :

L'opérateur de mutation permet d'explorer de nouveaux points dans l'espace de recherche et il assure la possibilité de quitter les optimums locaux. La mutation s'applique sur chaque gène de chaque individu avec une probabilité de mutation P_m en suivant le même principe que pour le croisement.

- ☆ Si $P > P_m$ la mutation n'aura pas lieu et le gène reste tel qu'il est.
- ☆ Si $P \leq P_m$ la mutation se produit, et le gène sera remplacé par un autre gène tiré aléatoirement parmi les différentes valeurs possibles. Dans le cas d'un codage binaire, cela revient tout simplement à remplacer un 0 par 1 et vice versa, comme le montre la figure (III-7).

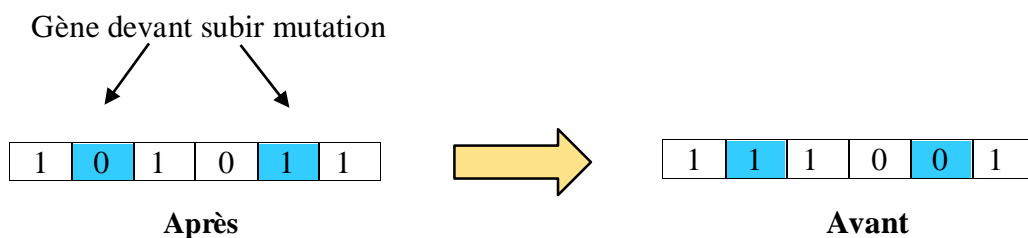


Figure (III-7): Mutation dans le cas d'un codage binaire.

Contrairement à l'opérateur de croisement, la mutation est souvent considérée comme secondaire ayant pour rôle de restaurer des informations génétique perdues. Par exemple, si tous les chromosomes d'une population convergent vers un 0 à un emplacement donné, l'opérateur de croisement ne pourra pas faire apparaître le 1, par contre il est possible que l'opérateur de mutation le fasse.

III.5.4.4.5 critères d'arrêt :

Comme dans tout algorithme itératif, il faut définir un critère d'arrêt. Celui-ci peut être formulé de différentes façons parmi les quelles nous pouvons citer [11] :

- ✓ Arrêt de l'algorithme lorsque le résultat atteint une solution satisfaisante.
- ✓ Arrêt s'il n'y a pas d'amélioration pendant un certain nombre de générations.
- ✓ Arrêt si un certain nombre de générations est dépassé.

Organigramme de l'AG :

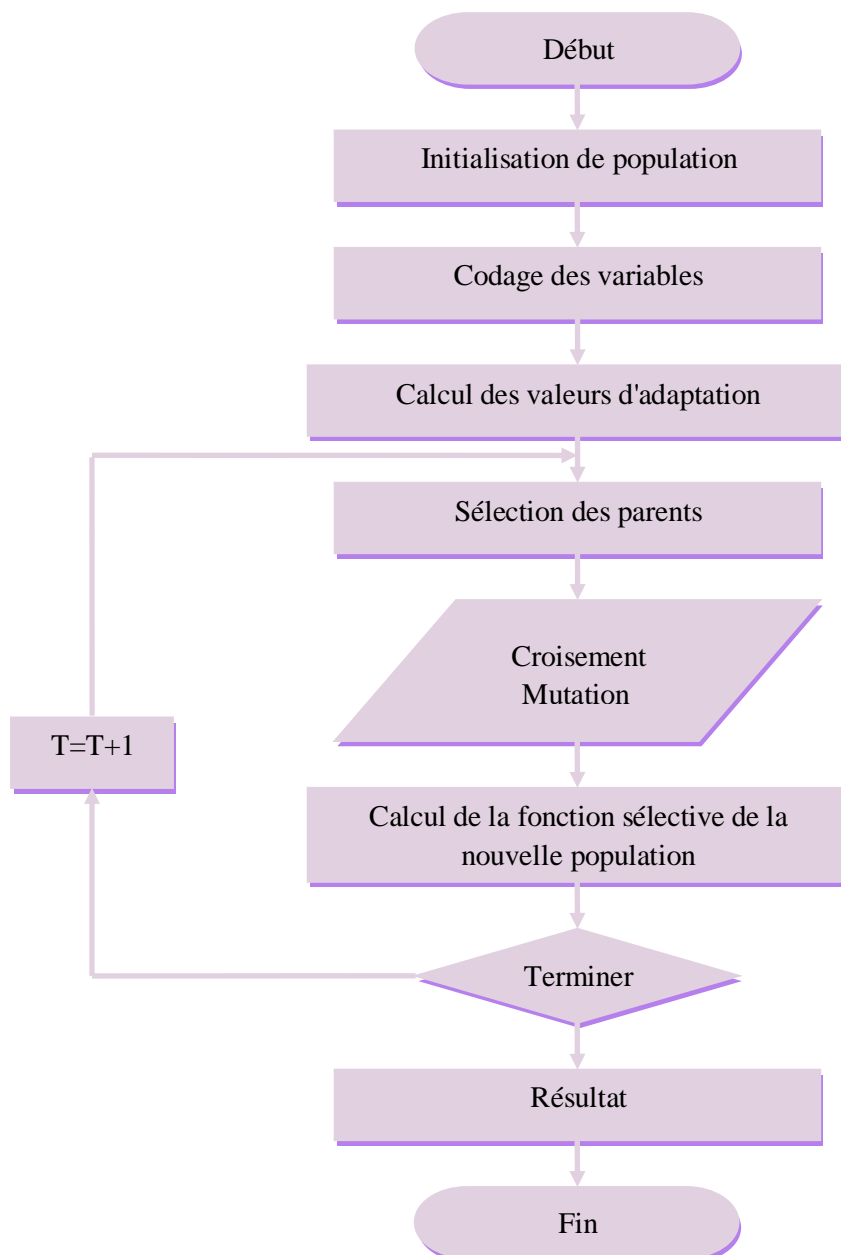


Figure (III-8): Organigramme d'un algorithme génétique.

III.5.4.5 Réglage des paramètres d'un AG :

L'élaboration d'un algorithme génétique nécessite le réglage de certains paramètres. Ce réglage a une influence sur la convergence de l'algorithme génétique et les résultats obtenus. Cependant, il n'existe pas de règle spécifique pour ajuster les paramètres d'un AG, et ils sont souvent choisis de manière empirique. Quelques remarques sont alors à soulever [18] :

- **Probabilité de croisement** : la probabilité de croisement a une influence considérable sur la vitesse de convergence d'un algorithme génétique. Plus elle est grande et plus elle favorise la recombinaison des individus tout en favorisant de tomber dans un optimum local. Les valeurs usuelles pour ce paramètre varient entre 0.6 à 0.95.
- **Probabilité de mutation** : Elle doit être assez faible par rapport à celle du croisement de manière à ne pas perturber l'évolution de l'algorithme. Une valeur élevée transformera l'algorithme en une recherche aléatoire, alors qu'une valeur très faible rendra impossible l'extraction des optima locaux. Les valeurs usuelles pour ce paramètre varient de 0.001 à 0.2.
- **Taille de la population** : Augmenter la taille de la population permet d'augmenter sa diversité et réduit la probabilité d'une convergence prématurée vers un optimum local, mais en même temps elle augmente le temps nécessaire pour converger vers les régions optimales de l'espace de recherche.

III.5.4.6 Un exemple élémentaire :

Nous appliquons ici l'algorithme génétique de base étape par étape sur un exemple simple constitué de deux variables qui sont limitées par une limite inférieure x_{\min} et y_{\min} et une limite supérieure x_{\max} et y_{\max} .

Soit la fonction suivante :

$$\begin{cases} f(x, y) = 4x(1 - xy) \\ x \in [0, 1] \\ y \in [0, 1] \end{cases} \quad (\text{III-1})$$

Puisque la fonction objective est bornée supérieurement, on va choisir une fonction sélective à maximiser de la forme suivante :

$$fitness = \begin{cases} f_{max} - f(x, y) & \text{si } f(x, y) < f_{max} \\ 0 & \text{si non} \end{cases} \quad (\text{III-2})$$

Il y a de nombreuses façons de choisir le coefficient F_{\max} . Ce facteur peut être pris comme coefficient d'entrée, ou bien on peut lui affecter la plus grande valeur de F observée, ou la plus grande valeur de F dans la population actuelle. Nous envisagerons cette dernière possibilité dans cet exemple.

III.5.4.6.1 Codage des chromosomes et le décodage :

La première étape consiste à coder les variables x et y sous forme de chromosome. Pour sa simplicité et sa commodité, le codage binaire est utilisé dans cet exemple. Avec le codage binaire, (x et y) vont être codées comme une chaîne de « 0 » et « 1 » avec, respectivement, des longueurs $L1$ et $L2$ (peuvent être différentes) Le choix de $L1$ et $L2$ pour les paramètres est sujet de la résolution spécifiée par l'utilisateur dans l'espace de la recherche. Avec le codage binaire, la relation entre la longueur de bit L_i et la résolution correspondante $\max f(x,y)$ est donnée par :

$$\max f(x,y) = f(x,y)$$

Donc, l'ensemble $\max f(x,y)$ peut être transformé en une chaîne binaire (chromosome) avec une longueur $\sum L_i$ et puis l'espace de recherche est exploré. Il est à noter que chaque chromosome présente une solution possible du problème.

Alors l'ensemble de paramètres (x et y) peut être codé selon le Tableau (III-2).

N°	x	Code	y	Code	N°	x	Code	y	Code
1	0.00	0000	0.00	0000	9	0.53	1000	0.53	1000
2	0.07	0001	0.07	0001	10	0.60	1001	0.60	1001
3	0.13	0010	0.13	0010	11	0.67	1010	0.67	1010
4	0.20	0011	0.20	0011	12	0.73	1011	0.73	1011
5	0.27	0100	0.27	0100	13	0.80	1100	0.80	1100
6	0.33	0101	0.33	0101	14	0.87	1101	0.87	1101
7	0.40	0110	0.40	0110	15	0.93	1110	0.93	1110
8	0.47	0111	0.47	0111	16	1.00	1111	1.00	1111

Tableau (III-2): Codage de l'ensemble des paramètres de x et y .

Pour construire un codage multiparamétrisé, on peut tout simplement concaténer autant de codage d'un seul paramètre qu'il est nécessaire. Le chromosome correspond à l'ensemble de paramètres (0.2, 0.87) est alors la chaîne de caractères binaire suivante 00111011. Le décodage est la procédure inverse.

III.5.4.6.2 Tirage et évaluation de la population initiale :

La première étape de tout algorithme génétique est de produire la population initiale. Une chaîne de caractères binaire de longueur L est associée à chaque membre (individu) de la population. D'habitude, la chaîne de caractères est connue comme un chromosome et représente une solution du problème. Un échantillonnage de cette population initiale crée une population intermédiaire. Nous fixons la taille de la population à $N = 4$. Nous tirons donc de façon aléatoire 4 chromosomes sachant qu'un chromosome est composé de 8 bits, et chaque bit dispose d'une probabilité $1/2$ d'avoir une valeur 0 ou 1.

N ⁰	Population initial	x	y	F(x,y)
1	10110010	0.73	0.13	2.64
2	00111000	0.20	0.53	0.72
3	11001101	0.80	0.87	0.97
4	11100011	0.93	0.20	2.91

Tableau (III-3): Population initiale.

III.5.4.6.3 Sélection :

Une nouvelle population va être créée à partir de l'ancienne par le processus de sélection de la roue de loterie biaisée. Nous tournons cette roue 4 fois et nous obtenons à la fin la nouvelle population décrite dans le tableau (III-4).

N ⁰	Les séquences de la population initiale	Les séquences de la Nouvelle population
1	10110010	11100011
2	00111000	10110010
3	11001101	11001101
4	11100011	11100011

Tableau (III-4): Nouvelle Population.

III.5.4.6.4 Croisement :

Les parents sont sélectionnés au hasard. Nous tirons aléatoirement un lieu de croisement (Cross site ou locus) dans la séquence. Le croisement s'opère alors à ce lieu avec une probabilité P_c . Le tableau III-5 donne les conséquences de cet opérateur en supposant que les chromosomes 1 et 2, puis 3 et 4 sont appariés et qu'à chaque fois le croisement s'opère (par exemple $P_c = 1$).

	Locus 1=2		Locus 2=6
Parent 1	11100011	Parent 3	11001101
Parent 2	10110010	Parent 4	11100011
Enfant 1	11110010	Enfant 1	11001111
Enfant 2	10100011	Enfant 2	11100001

Tableau (III-5): Résultats de croisement pour deux locus différents.

III.5.4.6.5 Mutation :

Dans cet exemple à codage binaire, la mutation est la modification aléatoire occasionnelle (de faible probabilité) de la valeur d'un bit (inversion d'un bit).

Nous tirons ainsi pour chaque bit un chiffre aléatoire entre 0 et 1 et si ce chiffre est inférieur à P_m alors la mutation. Le tableau (III-6), avec $P_m = 0.05$, met en évidence ce processus. Maintenant que la nouvelle population est entièrement créée, nous pouvons de nouveau l'évaluer.

Ancien Chromosome	1	2	3	4	5	6	7	8	Nouveau Chromosome
11110010	0.28	0.21	0.55	0.26	0.58	0.99	<u>0.03</u>	0.36	11110000
10100011	0.55	0.68	0.98	0.83	0.13	0.76	0.32	0.89	10100011
11001111	0.93	0.28	0.59	0.81	0.97	0.22	0.70	0.52	11001111
11100001	0.12	0.14	0.49	0.89	0.46	0.93	0.17	0.11	11100001

Tableau (III-6): Mutation avec simple tirage aléatoire pour chaque bit entre 0 et 1.

III.5.4.6.6 Retour à la phase d'évaluation :

Après une seule génération tableau (III-7). Bien sûr, nous devons recommencer la procédure à partir de l'étape de sélection jusqu'à ce que le minimum global soit obtenu, ou bien qu'un critère d'arrêt ait été satisfait. Il faut remarquer qu'on n'a pas pris en considération toutes les contraintes possibles. Finalement, il faut remarquer que si les AG convergent vers une solution optimale rien ne permet de dire, quand cette solution est inconnue, que le résultat soit la solution optimale. En outre, les AG peuvent rester longtemps proches de la solution optimale sans l'atteindre.

C'est la raison pour laquelle de nombreuses méthodes dites hybrides, combinant les AG et les méthodes traditionnelles de gradient, sont de plus en plus utilisées. Enfin, la durée de calcul (temps CPU) peut être longue.

N°	Les Chromosome	x	y	F(x,y)
1	11110000	1.00	0.00	4
2	10100011	0.67	0.20	2.32
3	11001111	0.80	1.00	0.64
4	11100001	0.93	0.07	3.47

Tableau (III-7): Nouvelle évaluation.

III.6 Conclusion :

Les algorithmes de métaheuristiques permettent de s'approcher d'une ou de plusieurs solutions à des problèmes dits "difficiles" qui s'apparentent à des problèmes d'optimisations. Un problème d'optimisation est un problème dont on peut distinguer une ou plusieurs fonctions coût qui permettent de différencier une bonne solution d'une mauvaise. Le principe d'une métaheuristique est de minimiser ou de maximiser ces fonctions. L'avantage des métaheuristiques est de trouver un minimum global à un problème de minimisation et de ne pas rester bloqué sur un minimum local.

Chapitre IV

Application et Simulation

IV.1 Introduction :

Nous avons assisté ces dernières années à une croissance très rapide des travaux utilisant les techniques méta-heuristiques dans les systèmes électriques. Cela est dû à la simplicité de leurs mécanismes, la facilité de leur mise en application et leur efficacité même pour les problèmes complexes . Ce chapitre est consacré au test des algorithmes suivants :

1. Algorithme de l'écoulement de puissance de Newton-Raphson (N-R).
2. Algorithme de l'écoulement de puissance optimale par la méthode lagrangien.
3. Algorithme de l'écoulement de puissance optimale par les méthodes métaheuristiques.
- ☆ Algorithme génétique (codage binaire).

Les tests seront effectués sur des réseaux électriques de petites et moyennes échelles. Ces algorithmes ont été développés dans l'environnement MATLAB 7.9 et exécutés par un microprocesseur Pentium (r) avec 4 GB de RAM et CPU P6200 , 2.13 GHz.

IV.2 L'objectif de chapitre :

Le problème de l'écoulement de puissance consiste à trouver la répartition des puissances sur les générateurs du réseau afin d'obtenir la puissance demandée sans tenir en compte le coût de production c.- à. -d :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{Pd} + \sum_{i=1}^{ng} P_{PL}$$

Mais Le problème de l'écoulement de puissance optimal consiste à trouver le minimum de la fonction objective suivante :

$$F(x) = \sum_{i=1}^{ng} \left(\alpha_i + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i P_{Gi}^2 \right)$$

Chaque puissance active générée P_{Gi} est limitée par une limite inférieure $P_{Gi(\min)}$ est une limite supérieure $P_{Gi(\max)}$

$$P_{Gi(\min)} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi(\max)}$$

Et :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = \sum_{i=1}^{ng} P_{Pd} + \sum_{i=1}^{ng} P_{PL}$$

IV.3 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. Ensuite on va procéder à des comparaisons avec la méthode lagrangien.

Paramètres A-G :

Le code représenté par le format binaire est d'une longueur 16 bits pour chaque générateur. Les probabilités de mutation est 0.05. Le tableau IV-1 montre les paramètres de l'AG utilisés pour cette simulation [03].

Taille de la population	50-80
La mutation	0.05
Type de croisement	Croisement en un point
Type de sélection	proportionnelle
Nombre de générations	200

Tableau (IV-1): les opérateurs de l'AG – Binaire.

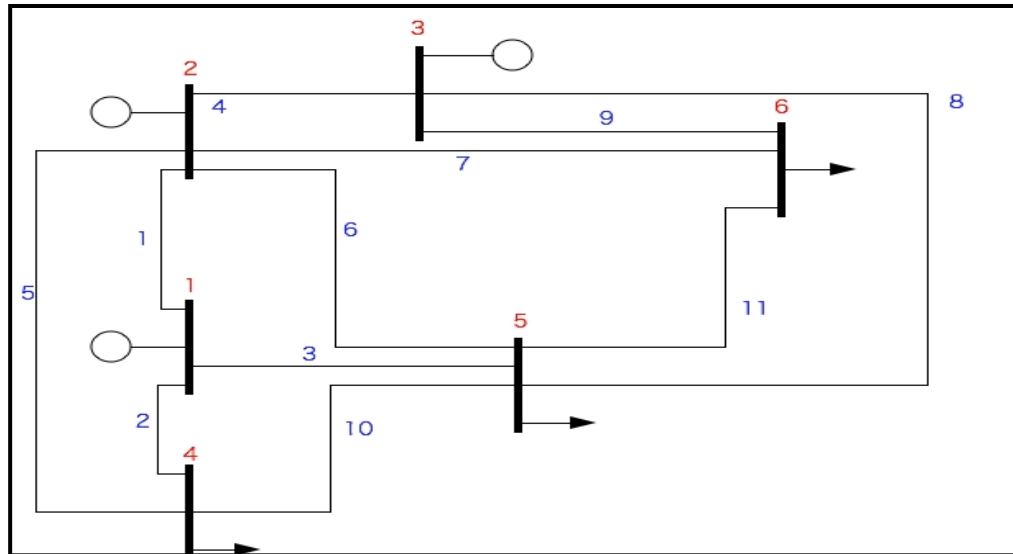
IV.3.1 Réseau test à 6 jeux de barres :

Ce réseau est constitué de 11 lignes de transport, 3 générateurs et 3 charges au niveau des jeux de barres n° 4, 5 et 6 figure IV-1. La puissance et la tension de base sont respectivement, 100 MVA et 230 KV.

Les coefficients de la fonction quadratique de coût et les limites min et max des puissances actives et réactives des trois générateurs sont donnés dans le tableau IV-2.

N de JDB	P _{gi}		Q _{gi}		Coefficients de coût		
	limite min (MW)	limite max (MW)	limite min (MVAR)	limite max (MVAR)	γ (\$/MW·hr)	β (\$/MW·hr)	α (\$/hr)
1	50.0	200	-300	300	0.00533	11.669	213.1
2	37.5	150	-300	300	0.00889	10.333	200.0
3	45.0	180	-300	300	0.00741	10.883	240.0

Tableau (IV-2): Les données des fonctions de coût des 3 générateurs du réseau 6 bus.



Figure(IV-1): Schéma unifilaire du réseau électrique à 6 jeux de barres.

Le tableau IV-3 montre le module et la phase des tensions après la convergence des algorithmes N-R, LAG, et A-G on remarque que toutes les tensions sont dans leurs limites admissibles. Les résultats énergétiques et économiques figurent dans le tableau VI-04. Le coût de production de la puissance active, après convergence de l'algorithme génétique est nettement inférieur à celui de l'écoulement de puissance conventionnel N-R (**3126.20**\$/h contre **3192.38** \$/h). On peut conclure que l'optimisation des puissances actives nous a permis de réaliser un gain de **66.18** \$/h, et ce en respectant toutes les contraintes de sécurité imposées, sur les tensions, puissances actives et puissances réactives des générateurs.

N de JDB	Newton Raphson		lambda		AG	
	Module	Angle	Module	Angle	Module	Angle
1	1.0500	0.0000	1.0500	0.0000	1.0500	0.0000
2	1.0500	-3.6712	1.0500	-0.4316	1.0500	-0.4743
3	1.0700	-4.2733	1.0700	-0.7009	1.0700	-0.4242
4	0.9894	-4.1958	0.9869	-2.0476	0.9870	-2.0601
5	0.9854	-5.2764	0.9846	-2.7954	0.9845	-2.7089
6	1.0044	-5.9475	1.0046	-2.6471	1.0047	-2.4870

Tableau (IV-3): Tensions du réseau électrique à 6 J.B.

Il est clair d'après le tableau IV-4 que les pertes de puissance actives ont diminué après l'optimisation. En effet, les pertes par l'algorithme N-R sont de **7.8755**MW, alors qu'ils ne sont que de **6.6889**MW en appliquant l'algorithme génétique, soit une diminution de **1.1866** MW (**-15.06** %).

<i>N° J.B</i>	Pg		
	NR	lambda	AG
1	107.8755	51.11550	50.05870
2	50.0000	92.60770	87.00950
3	60.0000	73.99230	79.62070
Puissance totale générée active	217.8755	216.7155	216.6889
Puissance total demander active	210.0000	210.0000	210.0000
Pertes totales de puissance active	7.875500	6.715500	6.688900
Coût de production (\$/h)	3192.380	3127.270	3126.200

Tableau (IV-4): Puissances et coûts de production du réseau électrique à 6 J.D.B.

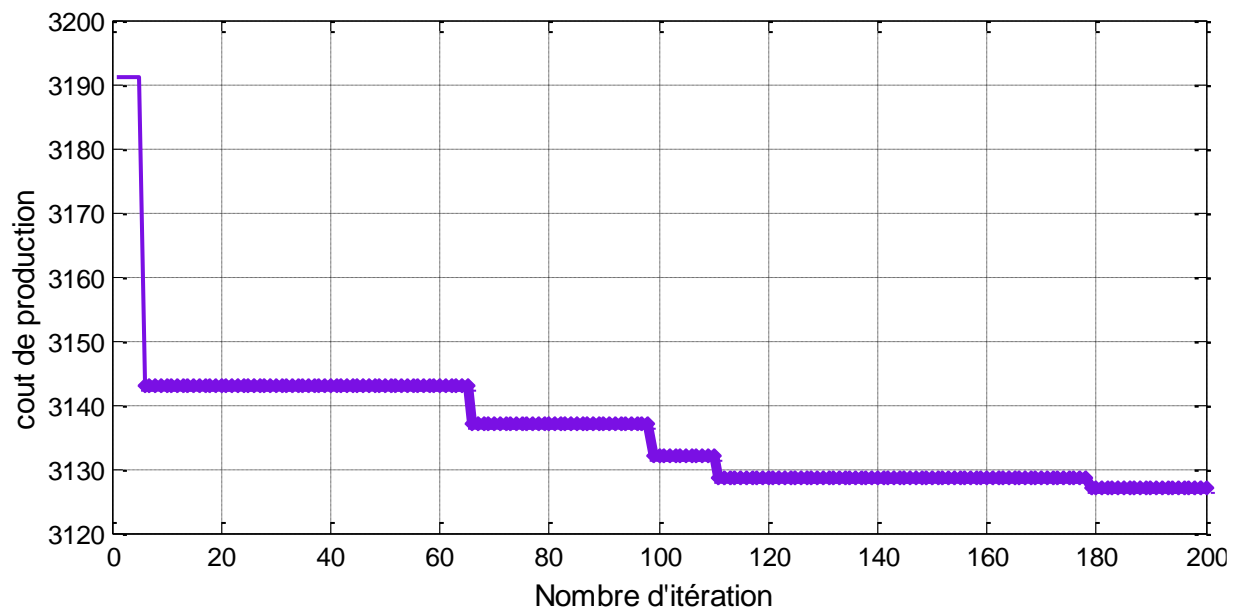
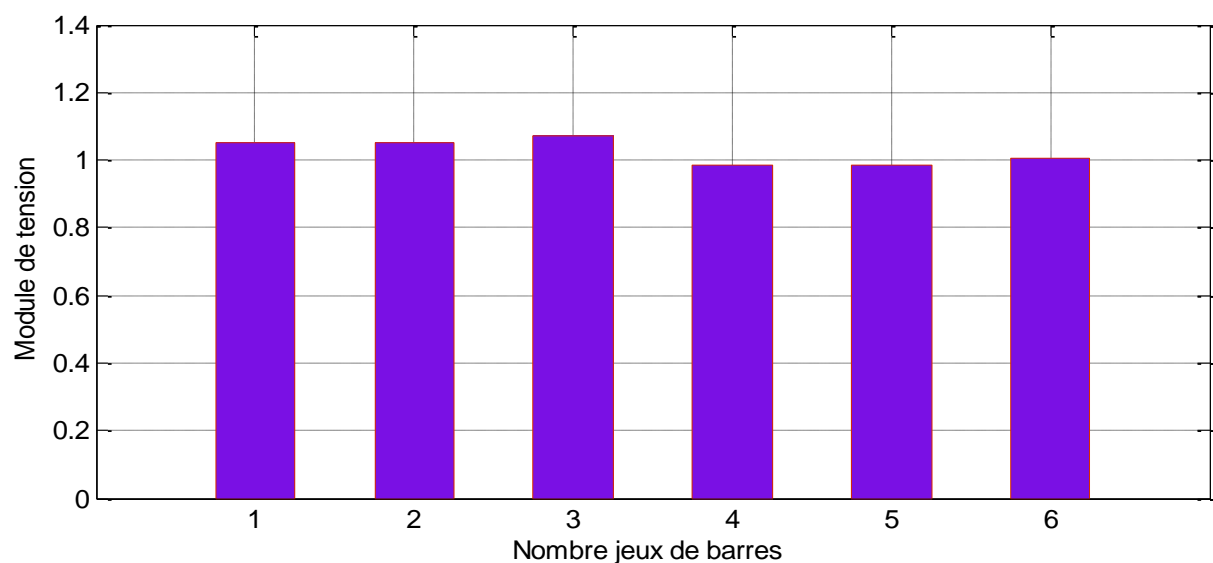


Figure (IV-2) : Evolution du coût de production pour le réseau électrique à 6 J.D.B par AG.



Figure(IV-3) : Modules des tensions du réseau électrique à 6 J.D.B par AG.

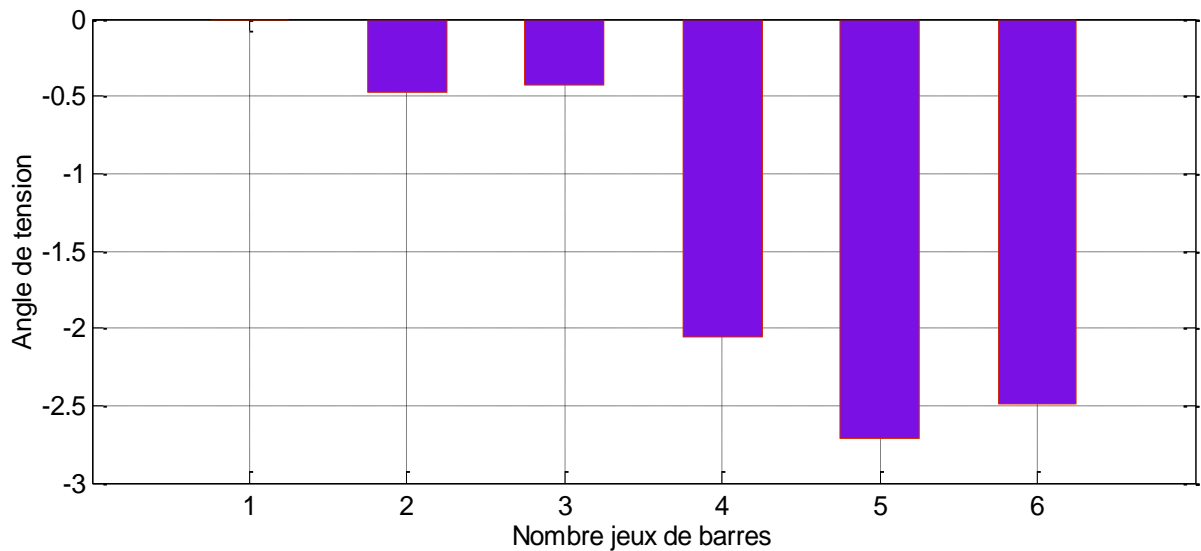
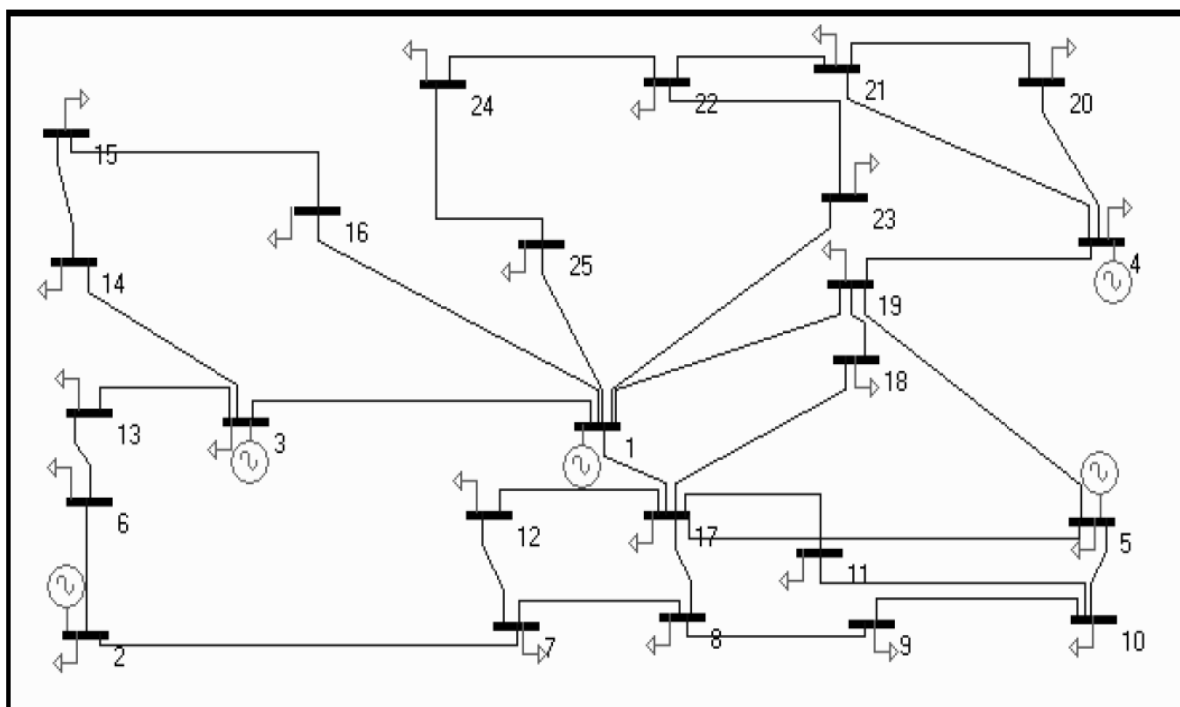


Figure (IV-4): Angles des tensions du réseau électrique à 6 J.D.B par AG.

IV.3.2 Réseau 25 jeux de barres :

Ce réseau est de moyenne taille caractérisés par leurs charges électriques qui sont nombreuses et distance des centres de production d'énergie.

Il est constituée de 25 jeux de barres, 35 lignes de transport, 5 nœuds de générateur se sont respectivement 1,2,3,4,5 et 24 charge ou la puissance totale demandée vaut 530 MW.



Figure(IV-5) : Schéma unifilaire du réseau électrique à 25 jeux de barres.

Les limites des puissances générées (en MW et MVAR) ainsi que Les coefficients de la fonction Quadratique de coût sont donnés dans le tableau IV-5.

N de JDB	P _{gi}		Q _{gi}		Coefficients de coût		
	Limite min. (MW)	Limite max (MW)	Limite min (Mvar)	limite max (Mvar)	γ (\$/MW ² hr)	β (\$/MWhr)	α (\$/hr)
1	100	300	-150	250	0.0015	1.80	40
2	80	150	-80	150	0.0030	1.7	60
3	80	200	-80	150	0.0012	2.1	100
4	20	100	-80	150	0.0080	2.0	25
5	100	300	-80	150	0.0010	1.9	120

Tableau (IV-5) : Les données des fonctions de coût des 5 générateurs du réseau 25 bus.

Convergence de l'Algorithme Génétique :

La figure IV-6 montre les meilleures valeurs sélectives pour chaque génération. Nous remarquons une amélioration de la population est très rapide au début et devient de plus en plus lente à mesure que le temps passe. L'optimum a été obtenu après quelle que secondes pour les 200 générations. L'influence selon de la taille de la population 50 et 80, nous montre une grande amélioration de la fonction coût avec l'augmentation de la taille de la population, mais elle génère une augmentation du temps d'exécution [03].

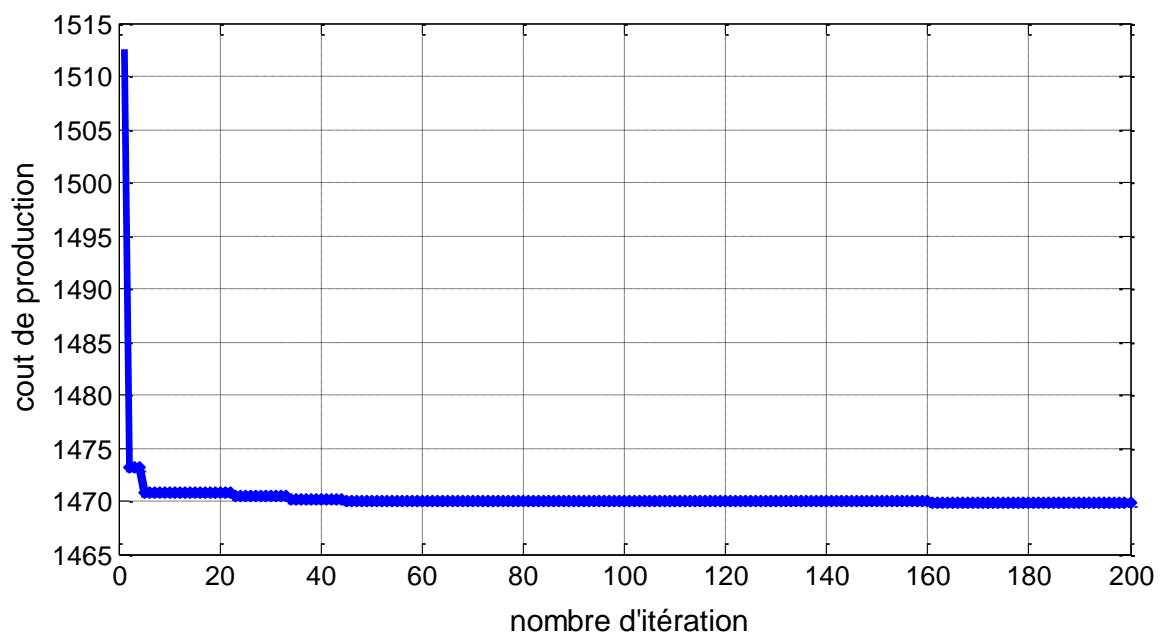


Figure (IV-6) : Evolution progressive de la fonction coût de l'AG - Binaire.

Le tableau IV-6 montre le module et la phase des tensions après la convergence des algorithmes NR et AG avec algorithmes LG Les résultats énergétiques et économiques figurent dans le tableau IV-7.

D'après le tableau IV-6 on remarque que les tensions avant et après optimisation n'ont pas beaucoup changé, et ils sont dans leurs limites admissibles (entre 0.90 p.u et 1.10 p.u) figure IV-7. Par contre, les phases des tensions ont changé. Cela s'explique par le fort couplage qui existe entre les phases des tensions et les puissances actives du système électrique.

N de JDB	Newton Raphson		lambda		Algorithme génétique	
	Module	Angle	Module	Angle	Module	Angle
1	1.0200	0.0000	1.0200	0.0000	1.0200	0.0000
2	1.0000	13.5558	1.0000	6.9126	1.0000	5.5313
3	1.0000	6.5962	1.0000	-0.5911	1.0000	-0.6348
4	1.0000	2.2322	1.0000	-3.5112	1.0000	-1.6393
5	1.0000	7.4680	1.0000	2.6058	1.0000	3.9912
6	0.9802	7.4548	0.9803	0.5060	0.9801	-0.1242
7	0.9913	5.7528	0.9912	-0.2760	0.9925	-0.2491
8	0.9939	3.9060	0.9933	-1.9111	0.9945	-1.8227
9	1.0026	2.6911	1.0005	-2.3174	1.0012	-1.7235
10	1.0171	3.3125	1.0156	-1.5168	1.0166	-0.5632
11	1.0081	2.4218	1.0053	-2.1240	1.0064	-1.2422
12	0.9929	3.7334	0.9914	-1.3684	0.9928	-1.1347
13	0.9790	6.5416	0.9791	-0.4841	0.9790	-0.9251
14	0.9549	-2.0256	0.9540	-5.1428	0.9590	-5.1619
15	0.9570	-3.0916	0.9605	-5.2968	0.9605	-5.3103
16	0.9727	-2.9055	0.9758	-4.3260	0.9758	-4.3348
17	0.9952	2.5282	0.9912	-1.7181	0.9925	-0.9125
18	0.9928	1.5845	0.9809	-2.8474	0.9847	-1.7329
19	1.0094	2.4203	0.9894	-2.1725	0.9958	-0.7367
20	0.9854	0.4420	0.9859	-4.6834	0.9859	-3.0422
21	0.9769	-0.0611	0.9778	-4.1741	0.9778	-2.9111
22	0.9752	-2.4024	0.9755	-5.5007	0.9757	-4.5480
23	0.9983	-2.2684	0.9994	-3.3774	0.9992	-3.0357
24	0.9740	-5.0039	0.9752	-6.9962	0.9751	-6.3818
25	0.9772	-5.0257	0.9781	-6.4100	0.9780	-5.9823

Tableau (IV-6) Tensions du réseau électrique à 25 J.D.B.

Les résultats obtenus par A-G sont comparés avec ceux trouvés par la méthode Newton Raphson et avec la méthode d'optimisation LAG

<i>J.B</i>	<i>Pg</i>		
	NR	lambda	AG
1	45.770	160.1571	145.2601
2	100.00	95.77220	83.45300
3	150.00	80.00000	82.66670
4	50.000	20.00000	31.87790
5	200.00	187.3167	197.9731
Puissance totale générée	545.77	543.2460	541.2308
Puissance totale demandée	530.00	530.0000	530.0000
Pertes totales de puissance	15.7715	13.24600	11.23080
Coût de production (\$/h)	1512.50	1471.957	1469.9106

Tableau (IV-7): Puissances et coûts de production du réseau électrique à 25 J.D.B.

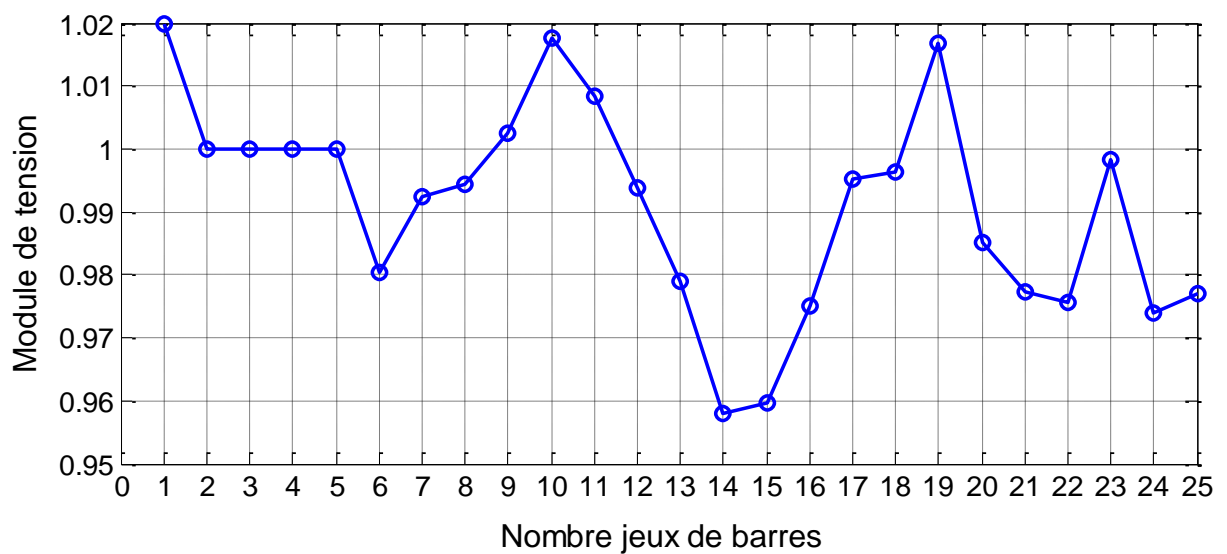


Figure (IV-7): Modules des tensions du réseau électrique à 25 J.D.B par A-G.

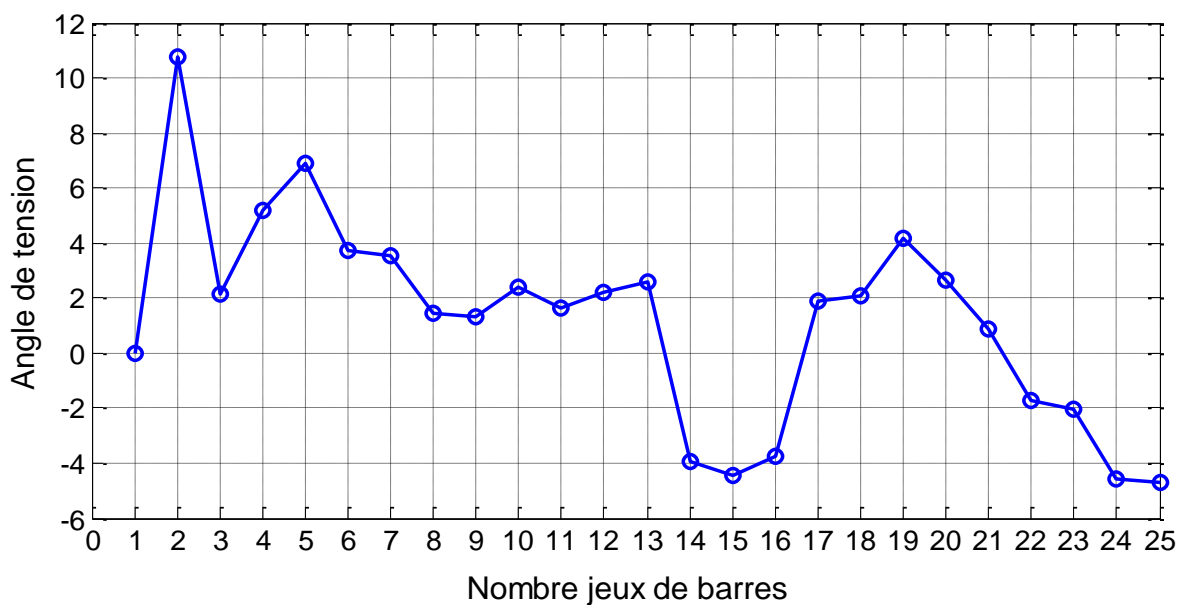


Figure (IV-8): Angles des tensions du réseau électrique à 25 J.D.B par A-G.

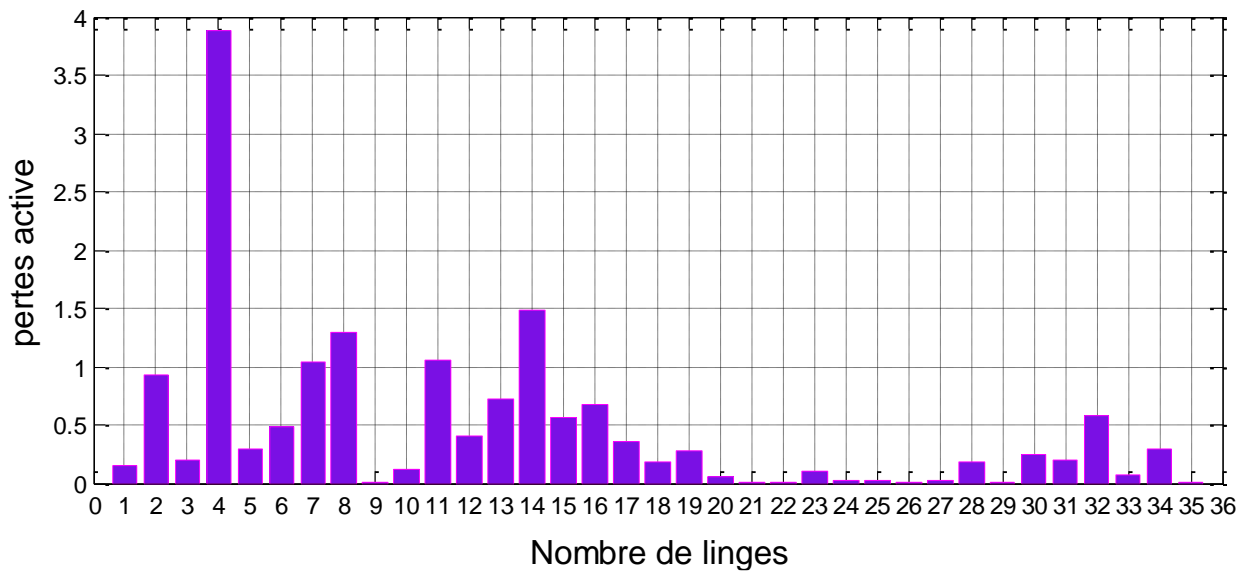


Figure (IV-9): les pertes actives du réseau électrique à 25 J.D.B par AG.

D’après le tableau VI-7 on peut faire les remarques suivantes :

- ☆ Toutes les puissances générées sont dans leurs limites admissibles **Figure IV-10**.
- ☆ Le coût de production de la puissance active a baissé considérablement après convergence de l’algorithme génétique **1512.50 \$/h** contre **1469.9106\$/h**, soit un gain financier de **42.58 \$/h -2.82 %**.
- ☆ En plus du gain financier apporté par l’algorithme génétique de l’optimisation, les pertes totales de puissance active ont aussi fortement diminuées de **4.5407 MW (-28.79%)**.

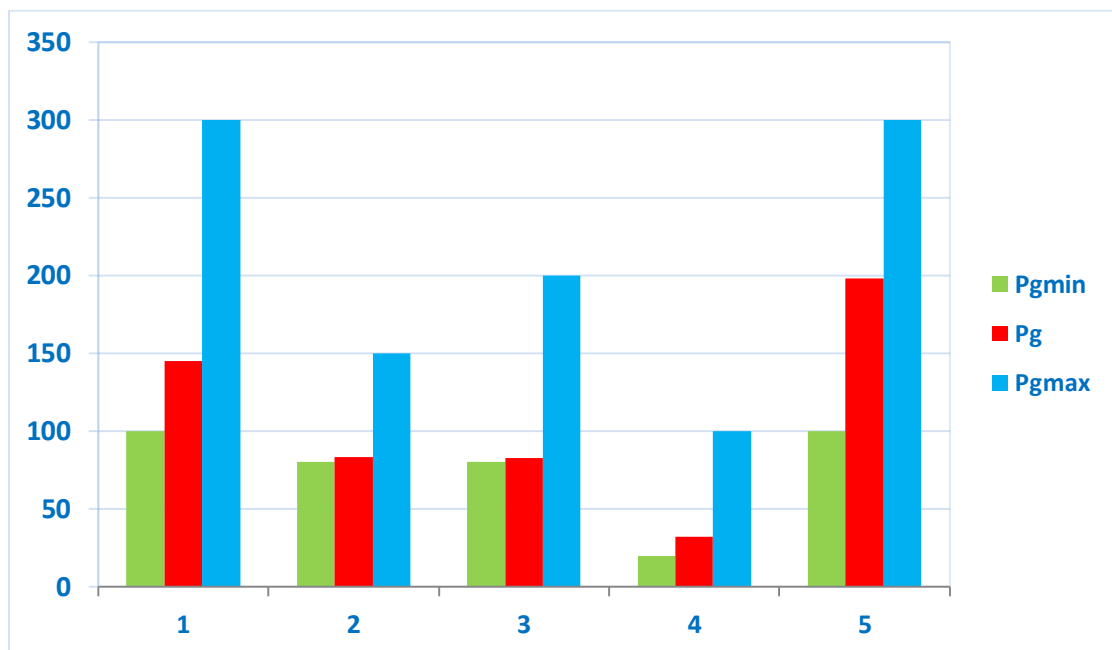


Figure (IV-10): Puissances actives générées du réseau électrique à 25 J.D.B par AG.

IV.3.3 Réseau 30 jeux de barres :

Le troisième test est accompli sur un réseau électrique IEEE30, Constitué de 30 jeux de barres, 41 lignes électriques, 6 générateurs, et 20 charges, puissance demandée pour ce réseau test vaut 283.4 MW [10].

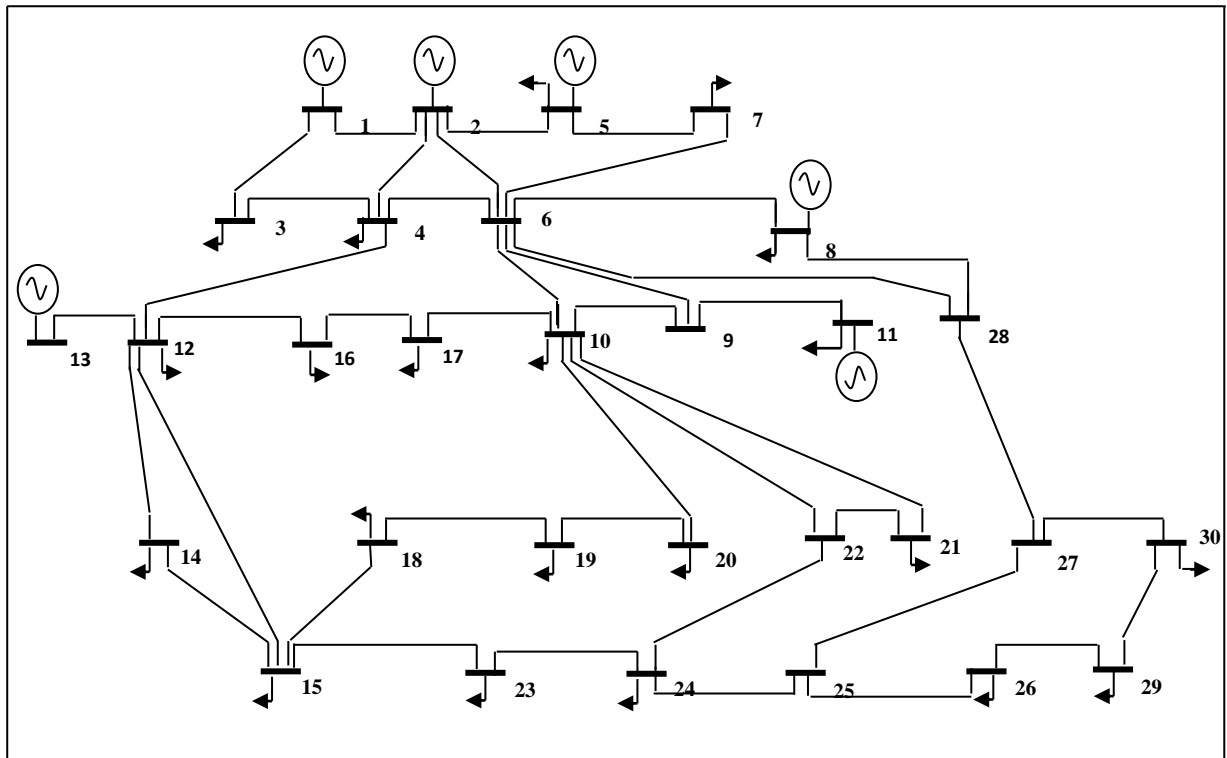


Figure (IV-11): Schéma unifilaire du réseau électrique à 30 jeux de barres.

Les coefficients de la fonction quadratique de coût et les limites min et max des puissances actives et réactives des six générateurs sont donnés dans le tableau IV-8.

N de JDB	P_{gi}		Q_{gi}		Coefficients de coût		
	limite min (MW)	limite max (MW)	limite min (MVAR)	limite max (MVAR)	γ (\$/MW ² hr)	β (\$/MWhr)	α (\$/hr)
1	50	200	-150.0	250	0.00375	2.00	0
2	20	80	-40.00	50	0.01750	1.75	0
5	15	50	-40.00	40	0.06250	1.00	0
8	10	35	-30.00	40	0.00830	3.25	0
11	10	30	-30.00	00	0.02500	3.00	0
13	12	40	-6.000	24	0.02500	3.00	0

Tableau (IV-8): Les données des fonctions de coût des 6 générateurs du réseau 30 bus.

Convergence de l'Algorithme Génétique :

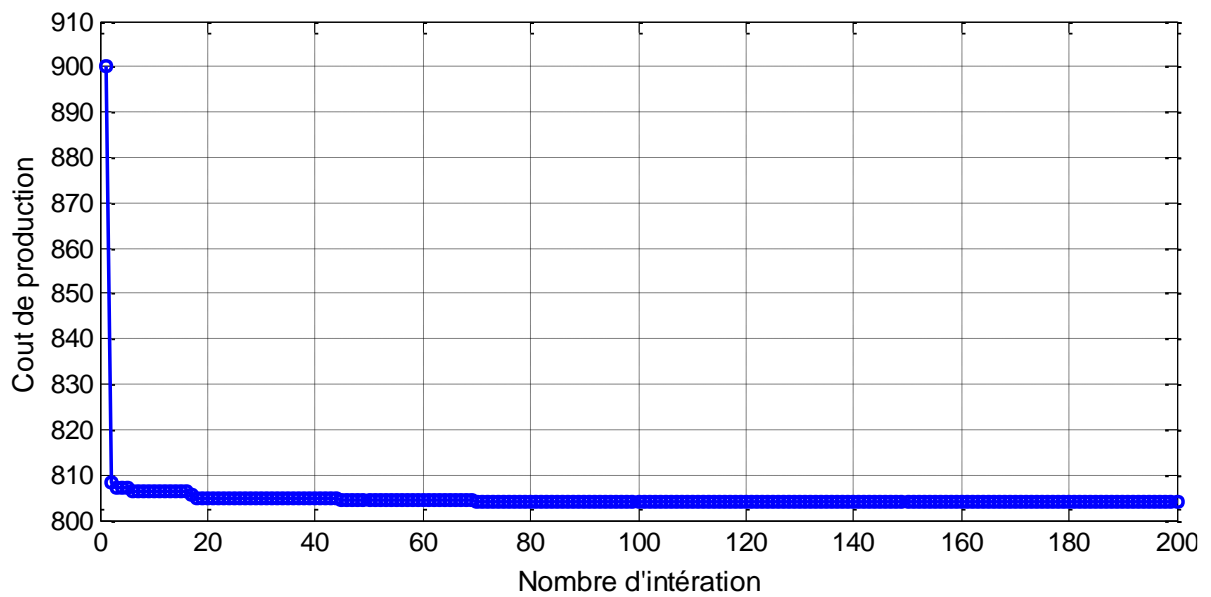


Figure (IV-12) : Evolution progressive de la fonction coût de l'AG - Binaire.

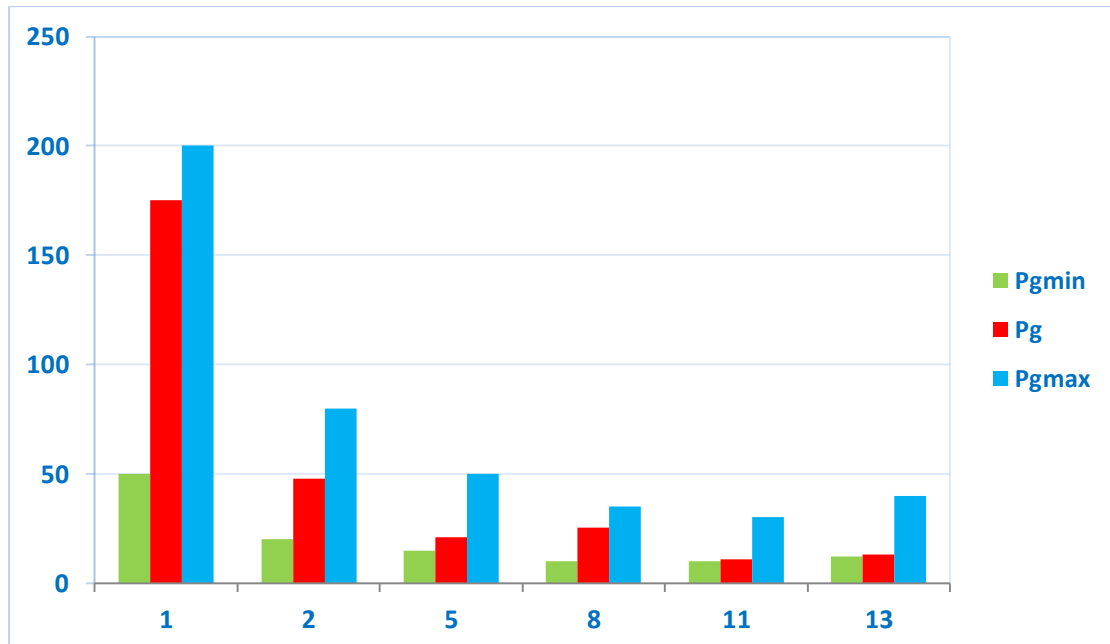


Figure (IV-13): Puissances actives générées du réseau électrique à 30 J.D.B par AG.

N de JDB	Newton Raphson		lambda		A-G	
	Module	Angle	Module	Angle	Module	Angle
1	1.0600	0.0000	1.0600	0.0000	1.0600	0.0000
2	1.0470	-3.7704	1.0430	-4.0816	1.0470	-3.7673
3	1.0343	-5.6276	1.0389	-6.4411	1.0317	-5.6835
4	1.0281	-6.7930	1.0351	-7.7515	1.0272	-6.8587
5	1.0200	-10.5871	1.0100	-11.1214	1.0200	-10.5200
6	1.0248	-7.8418	1.0252	-8.8763	1.0246	-7.9272
7	1.0151	-9.4507	1.0123	-10.3125	1.0145	-9.4676
8	1.0290	-8.0629	1.0100	-9.1152	1.0290	-8.1669
9	1.0221	-9.8798	1.0586	-10.9927	1.0218	-10.1430
10	1.0019	-11.8180	1.0613	-12.6247	1.0014	-12.0069
11	1.0600	-8.352	1.0820	-9.9422	1.0600	-8.9234
12	1.0251	-11.3393	1.0990	-12.2776	1.0251	-11.4052
13	1.0600	-10.4535	1.1522	-11.5174	1.0600	-10.4567
14	1.0080	-12.2744	1.0904	-13.3206	1.0079	-12.3551
15	1.0019	-12.3021	1.0836	-13.3609	1.0014	-12.3860
16	1.0079	-11.8272	1.0809	-12.7769	1.0078	-11.9518
17	0.9983	-12.0315	1.0638	-12.8892	0.9980	-12.2051
18	0.9893	-12.8888	1.0738	-13.9867	0.9888	-13.0094
19	0.9850	-13.0299	1.0672	-14.0846	0.9848	-13.1786
20	0.9885	-12.7831	1.0665	-13.8089	0.9880	-12.9405
21	0.9893	-12.2754	1.0553	-13.1557	0.9893	-12.4784
22	0.9897	-12.2694	1.0566	-13.1677	0.9896	-12.4670
23	0.9875	-12.6302	1.0716	-13.7817	0.9871	-12.7405
24	0.9769	-12.7048	1.0552	-13.8219	0.9766	-12.8545
25	0.9809	-12.6339	1.0600	-13.8116	0.9806	-12.7614
26	0.9625	-13.0859	1.0549	-14.6119	0.9624	-13.2198
27	0.9924	-12.2989	1.0585	-13.1876	0.9921	-12.4135
28	1.0212	-8.3016	1.0254	-9.4844	1.0208	-8.3932
29	0.9718	-13.6194	1.0537	-14.7411	0.9715	-13.7347
30	0.9600	-14.5472	1.0445	-15.5802	0.9597	-14.6632

Tableau (IV-9): Tensions du réseau électrique IEEE30 à 30 J.D.B.

il est clair d'après le tableau IV-9 que les contraintes de sécurité pour les modules et phases de tension, sont dans leurs limites admissibles. Aucune tension des jeux de barre de charge, n'a pris une valeur au dessous de la valeur minimum de 0.90 pu figure VI-14 Les phases des tensions des jeux de barres sont comprises entre le minimum de -14.6632° et le maximum de 0.0° figure VI-15 [04].

Comme montré dans le tableau IV-10, le coût de production de la puissance active a été réduit de **(-10.71 %)** après optimisation par l'algorithme génétique, avec un gain financier

de **96.5015 \$/h**. Malgré que les pertes de puissance active ont augmentées après l'optimisation, mais le gain financier reste le plus significatif [04].

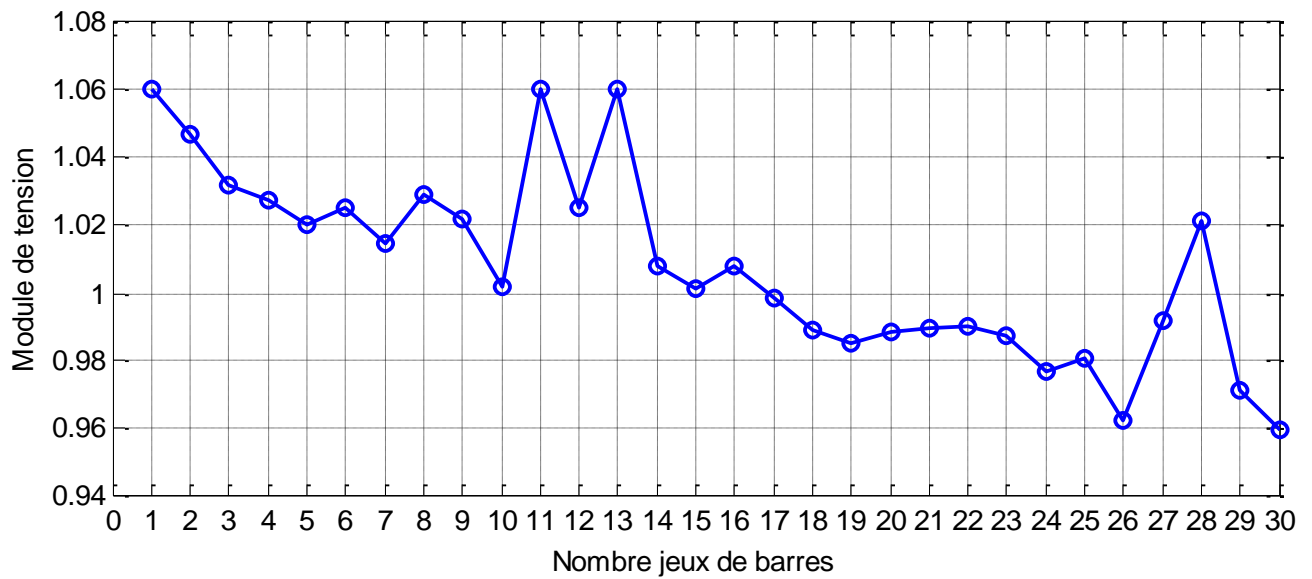
<i>J.B</i>	Pg		
	NR	lambda	AG
1	98.7407	193.0588	175.3623
2	80.0000	48.4159	47.7419
5	50.0000	19.5564	20.9531
8	20.0000	11.7202	25.3226
11	20.0000	10.0000	10.9775
13	20.0000	12.0000	12.8485
Puissance totale générée	288.7407	294.7513	293.2059
Puissance totale demandée	283.4000	283.4000	283.4000
Pertes totales de puissance	5.340700	11.35130	9.805900
Coût de production (\$/h)	900.6128	805.2812	804.1113

Tableau (IV-10) : Puissances et coûts de production du réseau électrique à 30 J.D.B.

D'après la convergence des algorithmes d'optimisation AG on remarque que les tensions avant et après optimisation n'ont pas beaucoup changé. Par ce que une petite variation dans la puissance active au J.d.B, le module de la tension au J.d.B ne varie pas d'une façon appréciable.

$$[\Delta Q] = [J_4][\Delta V] \quad \text{(IV-1)}$$

Ils sont dans leurs limites admissibles entre 0.90 p.u et 1.10 p.u. Sont d'un minimum de **0.9597** p.u. et d'un maximum de **1.0600** p.u Figure IV.10.



Figure(IV-14) : Modules des tensions du réseau électrique à 30 J.D.B par AG.

Par contre, les phases des tensions ont changé. Cela s'explique par le fort couplage qui existe entre les phases des tensions et les puissances actives du système électrique. Les angles des tensions sont d'un minimum et d'un maximum de -14.6632° et de 0.0° respectivement figure IV-15 [04].

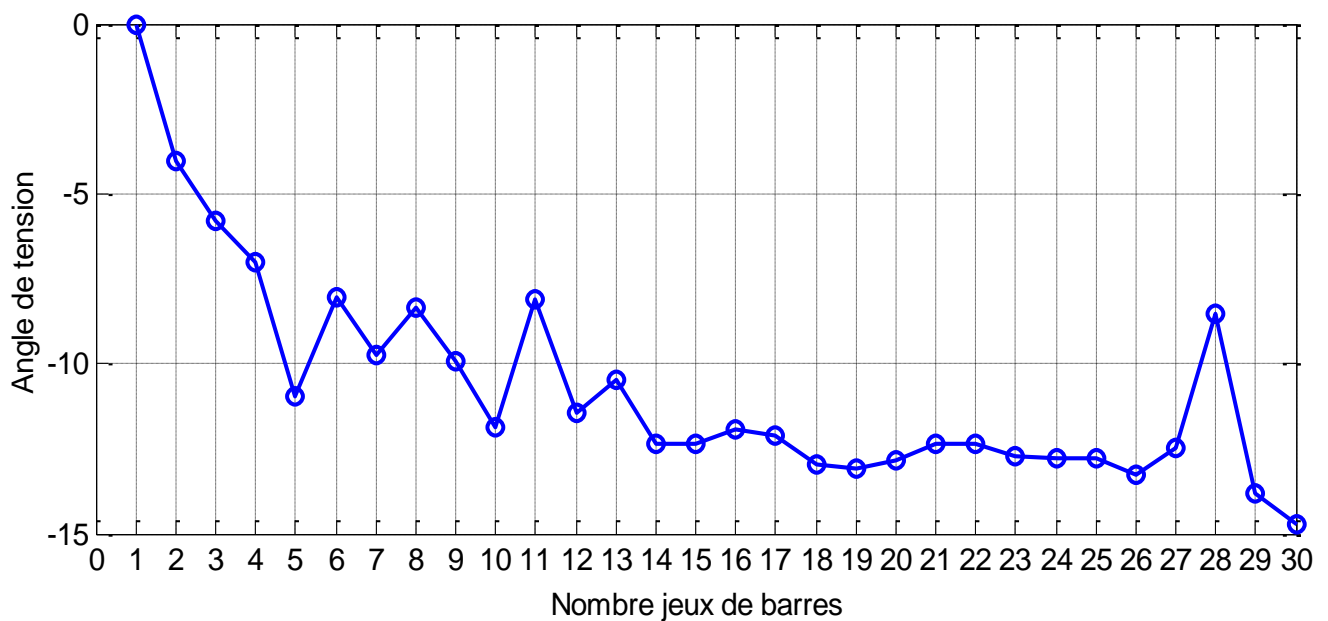


Figure (IV-15): Angles des tensions du réseau électrique à 30 J.D.B par AG.

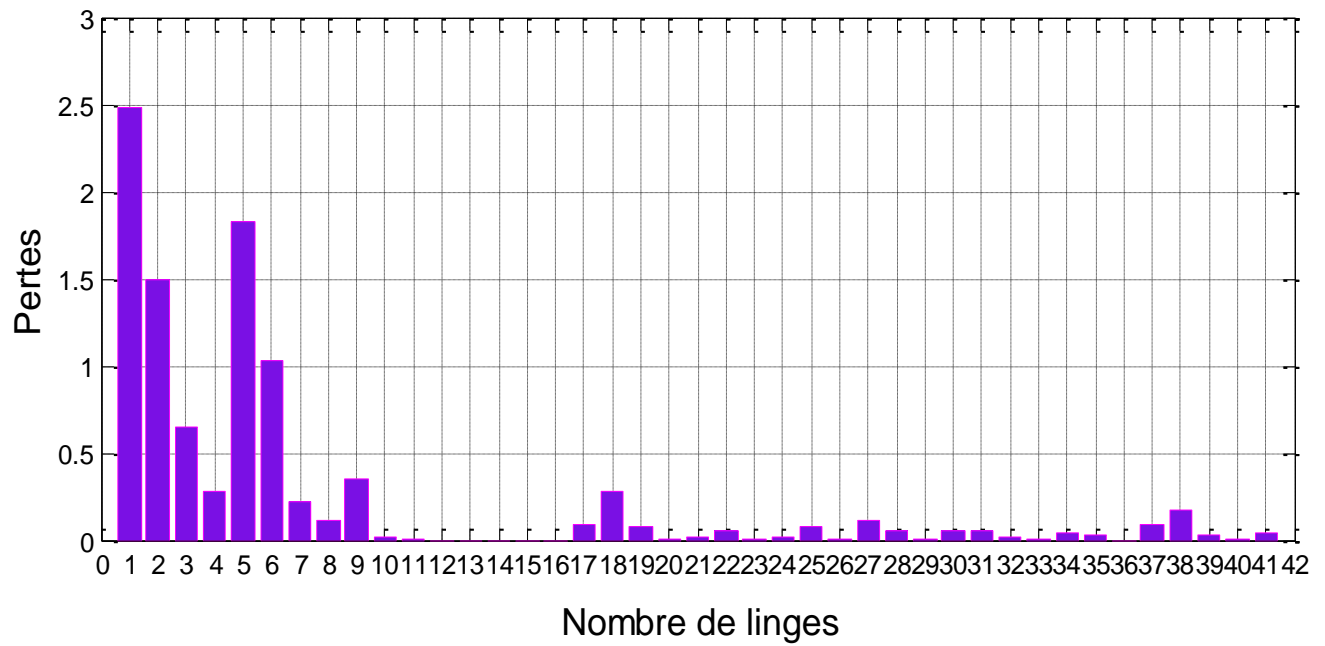


Figure (IV-16): les pertes actives du réseau électrique à 30 J.D.B par AG.

IV.4 Conclusion :

Dans ce chapitre, on a appliqué les algorithmes génétiques, pour l'optimisation de l'écoulement de puissance, sur des réseaux standard. les résultats obtenus par l'application des algorithmes génétiques nous trouver un très réussie du point de vue sur le coût de production, ainsi que du point de vue des pertes .

Conclusion générale

Tout système énergétique doit remplir les trois fonctions essentielles de production, de transport, et de distribution, la distinction entre ces trois fonctions nous permet de comprendre le fonctionnement du réseau.

L'étude de l'écoulement de puissance optimale dans un réseau électrique s'avère très importante pour avoir une exploitation économique et efficace des ressources de production et de distribution de l'énergie électrique.

Le présent travail nous a permis la minimisation du coût de production de l'énergie électrique qui est connue du point de vue économique sous le nom «Ecoulement de puissance optimal ».

L'importance de cette méthode est l'économie de l'énergie électrique qui nous ramène à un bilan de puissances équilibré entre la génération et la consommation .

Les algorithmes génétiques constituent une famille d'algorithmes heuristiques permettant de rechercher l'optimum ou un quasi-optimum des fonctions objectives, sur les quelles il n'est besoin de faire aucune hypothèse particulière, notamment en ce qui concerne leur dérivabilité.

L'efficacité de la recherche d'optimum effectuée par les algorithmes génétiques permet d'envisager le traitement du problème de complexité non polynomiale de taille important en un temps raisonnable.

Enfin, on peut dire qu'un bon compromis entre le coût de production et les puissances transmises par les lignes de transport, peut être réalisé, en appliquant la méthode d'algorithme génétique au problème de la répartition optimale des puissances.

Nous estimons que ce travail sera un pas dans le développement et l'implantation des techniques modernes pour résoudre le problème de répartition optimale des puissances basées sur les méthodes hybrides et que ce mémoire viendra. Enrichir la bibliothèque de l'institut de l'électrotechnique.....

Références Bibliographiques

[01]: Pr. JEAN-LOUIS LILIEN, "transport et distribution de l'énergie électrique", manuelle de travaux pratiques, université de Liège faculté des sciences appliquées, 1999-2000.

[02]: HAIMOUR Rachida, " Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions par les Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique " Mémoire de Magister, Université d'Oran, 2009

[03]: GACEM ABDELMALEK, "utilisation des méthodes d'optimisations métaheuristiques pour la résolution du problème de répartition optimale de la puissance dans les réseaux électriques", mémoire présenté pour obtenir le diplôme de magister en électrotechnique 2010.

[04]: LAICHE Youcef , FADHEL M^{ed}chaouki Mémoire de fin d'Etude en vue de l'Obtention du Diplôme de Ingénieur d'Etat en Génie Électrique « Optimisation De La Répartition Des Puissances dans Les Réseaux Electriques Par L'utilisation Des Les ALGORITHMES GENETIQUES » Centre Universitaire d'El-oued promotion 2010.

[05]: BELILA KHALED, MEHDA LOURABI, BOUKHCHACHE ZAKARIA, "Calcul d'écoulement des puissances dans un réseau électrique par la méthode NewtonRaphson ", Mémoire de Fin d'Etude En vue de l'obtention du diplôme de Licence académique, 2013/2014.

[06]: MANANE Hamida Mémoire de fin d'étude Présenté pour l'obtention du diplôme de master académique « Analyse de la stabilité statique de tension des réseaux électriques » centre universitaire d'el-oued promotion 2011.

[07]: MEGURHI Mohammed MEHDA Bilal Mémoire de fin d'étude Présenté pour l'obtention du diplôme de licence académique « utilisation de la méthode GAUSS SEIDEL dans les Réseaux Electriques » centre universitaire d'el-oued promotion 2012.

[08]: FRIDJAT ZINEDDINE, TAMMA MOHAMMED ELHADI, "Application des algorithmes génétique à l'optimisation de la production énergie active dans réseau électrique ", Mémoire de Fin d'Etude En vue de l'obtention du diplôme de MASTER académique, 2013/2014.

[09]: **adama d. Diarra** Ingénieur génie électrique « la répartition optimale de la puissance réactive pour le contrôle des tensions de barre d'un réseau électrique par simplex lp » université du Québec septembre 1984

[10]: **Bahi Ahmed Tedjani , Guezzoun Abdel Madjid** "Application des algorithmes génétiques au dispatching économique des réseaux électriques", Mémoire de Fin d'Etude En vue de l'obtention du diplôme de MASTER académique, 2015/2016.

[11]: **Zeghib Abdelmalek** Mémoire de fin d'Etude en vue de l'Obtention du Diplôme de Master Académique en Génie Électrique «Répartition optimal des puissances actives d'un réseau électrique utilisent les algorithmes génétiques » Centre Universitaire d'El-oued promotion 2010/2011..

[12]: **ABID YAKOUB, CHENNOUF LAKHDAR, CHELI SALAH,** " Application d'une méthode métaheuristique à la répartition optimale des puissances dans les réseaux électriques avec une fonction multiobjective", Mémoire résenté en vue de l'obtention du diplôme Master Académique en Electrotechnique 2016.

[13]: **ABOUB HANIA, MAAMIR MADIHA,** "étude de la répartition économique des puissance dans les réseaux électriques par les algorithmes génétiques", mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en électrotechnique, 2009-2010.

[14]: **Aloui Mourad** " Application de la méthode des Essaims de particules au Dispatching économique ", Mémoire de Fin d'Etude En vue de l'obtention du diplôme de MASTER académique, 2013 Université Mohamed Khider Biskra.

[15]: **KHAMED Okba,** "Dispatching économique dynamique des réseaux électriques par les méthodes méta-heuristique", Mémoire de Fin d'Etudes En vue de l'obtention du diplôme de Master en réseaux électriques, Université Mohamed Khider Biskra 2012 / 2013.

[16]: **S.Moussa** « Optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode métaheuristiques (technique des abeilles) en présence d'une source renouvelable (éolienne) et des dispositifs FACTS » Mémoire de Magister, Université de Sétif 2012.

[17]: **L. Slimani,** « Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes métaheuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé », Thèse doctorat, Université de Batna, 2009.

[18]: **Lamia KARTOBI ,ENP** <<Mémoire de Magister Optimisation de la Synthèse des FACTS par les Algorithmes Génétiques et les Essaims Particulaires pour le contrôle des Réseaux Electriques >>

ANNEXE

A. Réseaux électrique à 6 jeux de barres :

Tableau A.1: données des lignes et des transformateurs du réseau électrique à 6 J.d.B

Du B.J	Au B.J	R (p.u)	X (p.u)	B/2 (p.u)
1	2	0.10	0.20	0.020
1	4	0.05	0.20	0.020
1	5	0.08	0.30	0.030
2	3	0.05	0.25	0.030
2	4	0.05	0.10	0.010
2	5	0.10	0.30	0.020
2	6	0.07	0.20	0.025
3	5	0.12	0.26	0.025
3	6	0.02	0.10	0.010
4	5	0.20	0.40	0.040
5	6	0.10	0.30	0.030

Tableau A.2: données des jeux de barres du réseau électrique à 6 J.d.B

J.d.B	Type	P_d (Mw)	Q_d (Mvar)	V (p.u)	θ (degré)
1	Ref	00.00	00.00	1.05	0.00
2	PV	00.00	00.00	1.05	0.00
3	PV	00.00	00.00	1.07	0.00
4	PQ	70.00	70.00	1.00	0.00
5	PQ	70.00	70.00	1.00	0.00
6	PQ	70.00	70.00	1.00	0.00

Tableau A.3: données des générateurs du réseau électrique à 6 J.d.B

J.d.B	Pg (MW)	Qg (Mvar)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)	Pmax (MW)	Pmin (Mw)	γ (\$/MW ² hr)	β (\$/MW ² hr)	α (\$/hr)
1	00.0	0.0	300.0	-300.0	200.0	50.0	0.0053	11.70	231.1
2	50.0	0.0	300.0	-300.0	150.0	37.5	0.0089	10.33	200.0
3	60.0	0.0	300.0	-300.0	180.0	45.0	0.0074	10.83	240.0

B. Réseaux électrique à 25 jeux de barres :

Tableau B.1: données des lignes et des transformateurs du réseau électrique à 6 J.d.B

Du B.J	Au B.J	R (p.u)	X (p.u)	B/2 (p.u)
1	3	0.0720	0.2876	0.0179
1	16	0.0720	0.1379	0.0337
1	17	0.1012	0.2799	0.0144
1	19	0.1407	0.0097	0.0379
1	23	0.1015	0.2245	0.0873
1	25	0.0759	0.3593	0.0186
2	6	0.0617	0.2935	0.0155
2	7	0.0511	0.0442	0.0175
3	8	0.0579	0.2763	0.0185
3	13	0.0564	0.1478	0.0185
3	14	0.1183	0.3573	0.0113
4	19	0.0196	0.0514	0.0220
4	20	0.0382	0.1007	0.0558
5	21	0.0970	0.2547	0.0057
5	10	0.0497	0.2372	0.1335
5	17	0.0144	0.1269	0.0140
5	19	0.0929	0.2442	0.0140
6	13	0.0263	0.0691	0.0040
7	8	0.0529	0.1465	0.0078
7	12	0.0364	0.1736	0.0110
8	9	0.0387	0.1847	0.0118
9	17	0.0407	0.2075	0.0118
9	10	0.0970	0.2091	0.0900
10	11	0.0890	0.2859	0.0137
11	17	0.1068	0.2807	0.0161
12	17	0.0460	0.2196	0.0139
14	15	0.0281	0.0764	0.0044
15	16	0.0256	0.0673	0.0148
17	18	0.0806	0.2119	0.0122
18	19	0.0872	0.2294	0.0132
20	21	0.0615	0.1613	0.0354
21	22	0.0414	0.1087	0.0238
22	23	0.2250	0.3559	0.0169
22	24	0.0970	0.2595	0.0567
24	25	0.0472	0.1458	0.0317

Tableau B.2: données des jeux de barres du réseau électrique 25 J.d.B

J.d.B	Type	P_d (MW)	Q_d (Mvar)	V (p.u)	θ (degré)
1	Ref	00	00	1.02	0.0
2	PV	10	03	1.00	0.0
3	PV	50	17	1.00	0.0
4	PV	30	10	1.00	0.0
5	PV	25	08	1.00	0.0
6	PQ	15	05	1.00	0.0
7	PQ	15	05	1.00	0.0
8	PQ	25	00	1.00	0.0
9	PQ	15	05	1.00	0.0
10	PQ	15	05	1.00	0.0
11	PQ	05	00	1.00	0.0
12	PQ	10	00	1.00	0.0
13	PQ	25	08	1.00	0.0
14	PQ	20	07	1.00	0.0
15	PQ	30	10	1.00	0.0
16	PQ	30	10	1.00	0.0
17	PQ	60	20	1.00	0.0
18	PQ	15	05	1.00	0.0
19	PQ	15	05	1.00	0.0
20	PQ	25	08	1.00	0.0
21	PQ	20	07	1.00	0.0
22	PQ	20	07	1.00	0.0
22	PQ	15	07	1.00	0.0
24	PQ	15	05	1.00	0.0
25	PQ	25	08	1.00	0.0

Tableau B.3: données des générateurs du réseau 25 J.d.B

J.d.B	P_g (MW)	Q_g (Mvar)	P_{gmin} (MW)	P_{gmax} (MW)	Q_{gmin} (Mvar)	Q_{gmax} (Mvar)	γ (\$/MW ² hr)	β (\$/MW ² hr)	α (\$/MW ² hr)
1	0	0	100	300	-150	250	0.0015	1.80	40
2	100	17	80	150	-80	150	0.0030	1.70	60
3	150	4	80	200	-80	150	0.0012	2.10	100
4	50	-4	20	100	-80	150	0.0080	2.00	25
5	200	-47	100	300	-80	150	0.0010	1.90	120

C. Réseaux électrique à 30 jeux de barres :

Tableau C.1: Données des lignes et transformateurs du réseau électrique à 30 J.d.B

uD B.J	Au B.J	R (p.u)	X (p.u)	B/2 (p.u)
1	2	0.02	0.06	0.03
1	3	0.05	0.19	0.02
2	4	0.06	0.17	0.02
3	4	0.01	0.04	0.00
2	5	0.05	0.20	0.02
2	6	0.06	0.18	0.02
4	6	0.01	0.04	0.00
5	7	0.05	0.12	0.01
6	7	0.03	0.08	0.01
6	8	0.01	0.04	0.00
6	9	0.00	0.21	0.00
6	10	0.00	0.56	0.00
9	11	0.00	0.21	0.00
9	10	0.00	0.11	0.00
4	12	0.00	0.26	0.00
12	13	0.00	0.14	0.00
12	14	0.12	0.26	0.00
12	15	0.07	0.13	0.00
12	16	0.09	0.20	0.00
14	15	0.22	0.20	0.00
16	17	0.08	0.19	0.00
15	18	0.11	0.22	0.00
18	19	0.06	0.13	0.00
19	20	0.03	0.07	0.00
10	20	0.09	0.21	0.00
10	17	0.03	0.08	0.00
10	21	0.03	0.07	0.00
10	22	0.07	0.15	0.00
21	22	0.01	0.02	0.00
15	23	0.10	0.20	0.00
22	24	0.12	0.18	0.00
23	24	0.13	0.27	0.00
24	25	0.19	0.33	0.00
25	26	0.25	0.38	0.00
25	27	0.11	0.21	0.00
28	27	0.00	0.40	0.00
27	29	0.22	0.42	0.00
27	30	0.32	0.60	0.00
29	30	0.24	0.45	0.00
8	28	0.06	0.20	0.02
6	28	0.02	0.06	0.01

Tableau C.2: données des jeux de barres du réseau électrique 30 J.d.B

J.d.B	Type	P_d (MW)	Q_d (Mvar)	V (p.u)	θ (degré)
1	Ref	0.0	0.0	1.060	0.0
2	PV	21.70	12.7	1.043	0.0
3	PQ	2.4	1.2	1.000	0.0
4	PQ	7.6	1.6	1.000	0.0
5	PV	94.2	19.0	1.010	0.0
6	PQ	0.0	0.0	1.000	0.0
7	PQ	22.8	10.9	1.000	0.0
8	PV	30	30	1.010	0.0
9	PQ	0.0	0.0	1.000	0.0
10	PQ	5.8	12.0	1.000	0.0
11	PV	0.0	0.0	1.082	0.0
12	PQ	11.2	7.5	1.000	0.0
13	PV	0.0	0.0	1.071	0.0
14	PQ	6.2	1.6	1.000	0.0
15	PQ	8.2	2.5	1.000	0.0
16	PQ	3.5	1.8	1.000	0.0
17	PQ	9.0	5.8	1.000	0.0
18	PQ	3.2	0.9	1.000	0.0
19	PQ	9.5	3.4	1.000	0.0
20	PQ	2.2	0.7	1.000	0.0
21	PQ	17.5	11.2	1.000	0.0
22	PQ	0.0	0.0	1.000	0.0
23	PQ	3.2	1.6	1.000	0.0
24	PQ	8.7	6.7	1.000	0.0
25	PQ	0.0	0.0	1.000	0.0
26	PQ	3.5	2.3	1.000	0.0
27	PQ	0.0	0.0	1.000	0.0
28	PQ	0.0	0.0	1.000	0.0
29	PQ	2.4	0.9	1.000	0.0
30	PQ	10.6	1.9	1.000	0.0

Tableau C.3: données des générateurs du réseau 30 J.d.B

J.d.B	P_g (MW)	Q_g (Mvar)	P_{gmin} (MW)	P_{gmax} (MW)	Q_{gmin} (Mvar)	Q_{gmax} (Mvar)	γ (\$/MW ² hr)	β (\$/MW ² hr)	α (\$/MW ² hr)
1	00	0.0	50	200	-150	250	0.00375	2.00	0
2	80	0.0	20	80	-40	50	0.01750	1.75	0
5	50	0.0	15	50	-40	40	0.06250	1.00	0
8	20	0.0	10	35	-30	40	0.00830	3.25	0
11	20	0.0	10	30	0.0	0.0	0.02500	3.00	0
13	20	0.0	12	40	-6	24	0.02500	3.00	0