

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Centre Universitaire d'El-Oued



Institut de Sciences Technologies



Département de Génie Électrique

Mémoire de fin d'Etude en vue de l'Obtention du Diplôme de :

Ingénieur d'Etat en Génie Électrique

Option : Réseaux Electriques

Thème :

**OPTIMISATION DE LA REPARTITION
DES PUISSANCES DANS LES RESEAUX
ELECTRIQUES PAR L'UTILISATION DES
LES ALGORITHMES GENETIQUES**

Proposé et dirigé par :

Mr. GUIA TALAL

Mr. GACEM ABDEL MALK

Etudié par :

Mr. YOUMBAI YACINE

Mr. LAICHE YUCEF

Mr. FADHEL M^{ed} CHAOUKI

Promotion: 2009-2010

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ
الرَّحِيمِ

SOMMAIRE

INTRODUCTION GÉNÉRAL.	13
-----------------------	----

CHAPITRE I :

I. Ecoulement de puissance

I Introduction .	14
I.2 But d'étude de l'écoulement de puissance	14
I.3 Modélisation des éléments du réseau électrique	15
I.3.1 Générateur de puissance	15
I.3.2 Ligne de transport	16
I.3.3 Transformateur de puissance	16
I.3.4 Charge électrique .	17
I.3.5 Elément shunt	17
I.4 Classification des jeux de barres dans un réseau électrique	18
I.4.1 Jeu de barre de référence	18
I.4.2 Jeu de barre de contrôle	18
I.4.3 Jeu de barre de charge	19
I.5 Contrainte sur les variables dépendantes	19
I.5.1 Contrainte équilibre entre la production et la consommation	19
I.5.2 Contrainte sur les modules de la tension	19
I.5.3 Contrainte capacité de transit de la ligne	19
I.6 Contrainte sur les variables indépendantes	20
I.6.1 Contrainte sur la production	20
I.6.2 Contrainte sur le rapport de transformateur	21
I.7 Formulation des équations de l'écoulement de puissance	21
I.8 Transits et pertes de puissance dans les lignes de transport	23
I.9. Résolution des équations de l'écoulement de puissance	23
I.9.1 Méthode de NEWTON –RAPHSON	23
I-9-2 Résolution d'un système d'équation a ((n)) variables non linéaire	24
I.9.3 Application de la méthode de N-R au problème de l'écoulement de puissance	26
I.10. Conclusion	30

CHAPITRE II:

II. Ecoulement de puissance optimal

II Introduction	31
II.2 Les buts de l'écoulement de puissance optimal	31
II.3 stratégie de fonctionnement de réseau électrique	31
II.3.1 Unités de Base	32
II.3.2 Unités Intermédiaires	32
II.3.3 Unités de Pointes	33
II.3.4 Unités de Réserve	33

SOMMAIRE

II.4 Optimisation	33
II.5 La fonction objective	34
II.6 Méthodes numériques pour le dispatching économique optimal :	34
II.6.1 Méthode graphique	34
II.6.2 Méthode de Lambda	35
II.6.2.1 Dispatching économique optimal dans un réseau sans perte	35
II.6.2.2 Dispatching optimal dans le cas avec pertes	38
II.6.3 méthode de Newton	39
II.6.3.1 Algorithme de newton	40
II.6.3.2 Application à l'optimisation	41
II.6.3.3 Le Lagrangien, le gradient et la Hessien	41
II.6.4 Solution de l'OPF par l'algorithme de Newton	42
II.6.3.5 les inconvénient de la méthode N-R	43
II.7 Technique du Facteur de Pénalité	44
II.8 Conclusion	45

CHAPITRE III:

III.ALGORITHME GENETIQUE

III.1 Introduction	46
III.2 Définition	46
III.3 Principe	46
III.4 Applications	47
III.5 Présentation des algorithmes génétiques	48
III.5.1 Fonction d'évaluation et fonction fitness	49
III.5.2 Codage et décodage des variables	50
III.5.3 Sélection des parents	51
III.5.4 La recombinaison génétique	53
III.5.4.1 Croisement	53
III.5.4.2 La mutation	56
III. 6 critères d'arrêt	57
III.7 Réglage des paramètres d'un AG	57
III.8 Un exemple élémentaire	58
III.8.1 Codage des chromosomes et le décodage	59
III.8.2 Tirage et évaluation de la population initiale	60
III.8.3 Sélection	60
III.8.4 Croisement	61
III.8.5 Mutation	61
III.8.6 Retour à la phase d'évaluation	61
III.9 Conclusion	62

CHAPITRE IV:

IV.APPLICATION ET SIMULATION

I. Introduction	64
IV.2 L'objectif de chapitre	64
IV.3 Test de l'algorithme Génétique	64
IV.3.1 Réseau 6 jeux de barres	65
IV.3.2 Réseau 25 jeux de barres	69
IV.3.3 Réseau 30 jeux de barres	74

SOMMAIRE

IV.4 Conclusion	80
CONCLUSION GÉNÉRAL	81
◆ Annexe	
◆ Bibliographie	

Dédicaces

Je dédie ce travail à :

- ✓ Mes chers parents qui ont peiné pour mon éducation, mes études et à mon bien-être .Que Dieu Allah les bénissent
- ✓ Mes frères et sœurs,
- ✓ Toute ma famille,
- ✓ Et tout mes fidèles amis.

Fadhel Med Chaouki

DEDICACE

Je dédie ce simple travail à mes chers parents, me grand-père, mes frères, mes sœurs, mes amis et à tous la famille universitaire.

Et je veux que ce travail obtenu le consensus de tous le monde.

Youmbai Yacine

DEDICACE

Nous dédions ce modeste mémoire à mes parents qui ont su nous soutenir tout au long de nos études, parfois nous reconforter dans les moments difficiles, et qui sans eux nous n'aurions pu effectuer ce travail.

Nous dédions ce modeste travail :

A mes frères, et ma sœur.

A toutes ma famille.

A tous mes fidèles amis.

A toute la promotion 2010.

Notre dédicace va également à ceux qui ont participer de près ou de loin à l'aboutissement de nos efforts

Laiche youcef.

DEDICACE

Je dédie ce travail à :

- ✓ *Mes chers parents qui ont peiné pour mon éducation, mes études et à mon bien-être .Que Dieu Allah les bénissent*
- ✓ *Mes frères et sœurs,*
- ✓ *Toute ma famille,*
- ✓ *Et tout mes fidèles amis.*

Fadhel Med Chaouki

Remerciement

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

Nous tenons à remercier vivement tous ceux qui nous a orientées et nous a encouragées. Nous pensons en particulier à notre encadreur: Guiea Talal et Gacem Abdel Malek, d'avoir nous bien suivi et dirigé notre travail et de nous faire profités de son savoir, ainsi que leur conseils, et pour toute l'aide, les remarques constructive qui nous ont permis d'améliorer ce travail, et qui grâce a lui nous avons pus réaliser nos objectif.

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

Nous grands remercient aussi tous les enseignants qui ont contribué à notre formation à l'institut d'électrotechnique.

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

Liste des tableaux

Tableau III.1 :	Exemples de sélection par rang pour 6 chromosomes	52
Tableau III.2 :	Codage de l'ensemble des paramètres de x et y	59
Tableau III.3 :	Population initiale	60
Tableau III.4 :	Nouvelle Population	60
Tableau III.5 :	Résultats de croisement pour deux locus différents	60
Tableau III.6 :	Mutation avec simple tirage aléatoire pour chaque bit entre 0 et 1	61
Tableau III.7 :	Nouvelle évaluation	61
Tableau IV-1 :	les opérateurs de l'AG – Binaire	65
Tableau IV.2 :	Tensions du réseau électrique à 6 J.B.	66
Tableau IV.3 :	Puissances et coûts de production du réseau électrique à 6 J.B.	68
Tableau IV.4 :	Tensions du réseau électrique à 25 J.B	71
Tableau IV.5 :	Puissances et coûts de production du réseau électrique à 25 J.B.	71
Tableau IV. 6:	Les données des fonctions de coût des 6 générateurs du réseau 30 bus.	75
Tableau IV.7 :	Tensions du réseau électrique à 30 J.B.	76
Tableau VI.8 :	Puissances et coûts de production du réseau électrique à 30 J.B.	78

Liste des figures

Figure I.1 :	Schéma d'un générateur de puissance.	15
Figure I.2 :	Schéma unifilaire d'une ligne .	16
Figure I.3 :	Modèle d'un transformateur à changeur de prises de charge /ou déphaseur .	17
Figure I.4 :	Modèle d'une charge électrique sous forme d'une impédance constant.	17
Figure I.5 :	modèle d'une phase du compensateur statique .	18
Figure II.1 :	stratégie de génération d'une société d'électricité.	32
Figure II.2 :	courbe du coût de production d'un Générateur.	34
Figure II.3 :	Méthode graphique pour la solution du dispatching économique de trois générateurs.	35
Figure III.1 :	Organigramme d'un algorithme génétique simple.	49
Figure III.2 :	exemple de sélection par roulette de loterie.	51
Figure III.3 :	Principe du croisement à un site.	54
Figure III.4 :	Principe du croisement multi-sites.	55
Figure III.5 :	Principe du croisement uniforme.	56
Figure III.6 :	Principe de la mutation.	56
Figure IV.1 :	Schéma unifilaire du réseau électrique à 6 jeux de barres.	66
Figure IV.2 :	Modules des tensions du réseau électrique à 6 jeux de barre.	67
Figure IV.3 :	Phases des tensions du réseau électrique à 30 jeux de barre.	67
Figure IV.4 :	Schéma unifilaire du réseau électrique à 25 jeux de barres.	69
Figure IV.5 :	Evolution progressive de la fonction coût de l'AG - Binaire.	70
Figure IV.6 :	Modules des tensions du réseau électrique à 25 jeux de barre.	72
Figure IV.7 :	Angles des tensions du réseau électrique à 25 jeux de barre.	72
Figure IV.8 :	Puissances actives générées du réseau électrique à 25 jeux de barre.	73
Figure IV.9 :	Schéma unifilaire du réseau électrique à 30 jeux de barres.	74
Figure IV.10 :	Evolution du coût de production pour le réseau électrique à 30 jeux de barre	75
Figure IV.11 :	Puissances réactives générées du réseau électrique à 30 jeux de barre.	76
Figure IV.12 :	Modules des tensions du réseau électrique à 30 jeux de barre.	79
Figure IV.13 :	Angles des tensions du réseau électrique à 30 jeux de barre.	80

Liste des Symboles et Acronymes

OPF	: Ecoulement de puissance optimal.
P_g	: Puissance active générée.
Q_g	: Puissance réactive générée.
π	: modèle la ligne électrique.
Z	: Les différentes impédances.
Y_{cap}	: l'impédance à vide.
α_{ij}	: le déphasage du déphaseur de la puissance active.
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.
P_L	: Perte active totale.
Q_L	: Perte réactive de consommation.
ng	: Nombre de nœuds de génération.
nc	: Nombre de nœuds de consommation.
V_i	: Module de la tension au nœud i .
$V_{i_{min}}, V_{i_{max}}$: Respectivement limites (minimale et maximale) de la tension.
S_{ij}	: Puissance apparente transitée dans la ligne i - j .
$S_{ij_{max}}$: Puissance apparente maximale transitée dans la ligne i - j .
P_{ij}	: Puissance active transitée dans la ligne i - j .
Q_{ij}	: Puissance réactive transitée dans la ligne i - j .
A_k	: Le rapport de transformation des transformateurs.
nt	: Nombre de transformateur.
U	: la tension phase/terre.
I	: le courant injecté en un nœud.
Y	: matrice d'admittance aux nœuds.
S	: Puissance apparente.
Sb	: Valeur de base.
S_d	: Puissance apparente demandée.
S_G	: Puissance apparente générée.
NR	: Newton-Raphson.
P_{gi}	: la quantité de génération en mégawatts au générateur i .
$\delta C_i / \delta P_{Gi}$: l'incrément du coût.
λ	: Multiplicateur de Lagrange.
P_d	: La valeur de la charge totale.
P_D	: La puissance demandée.
L_n	: Le facteur de pénalité.
AG	: les algorithmes génétiques.
AE	: des algorithmes évolutionnaires.
l	: Longueur de chaînes binaires.
p_c	: probabilité de croisement.
P_m	: probabilité de mutation.
L	: la fonction de Lagrange.
k	: individus.

INTRODUCTION

Introduction générale

L'énergie électrique est le critère le plus significatif dans le développement et la croissance de tous les secteurs économiques, aussi elle joue le rôle principal et élémentaire de la modernisation du secteur industriel qui consomme la plus grande partie de cette énergie produite.

Au cours de ces dernières décennies, la consommation d'énergie électrique est augmentée, ce qui nous impose de réfléchir d'adopter des nouvelles techniques pour assurer la gestion efficace et l'exploitation économique des moyens de production de transport et de distribution de cette énergie.

Les algorithmes génétiques sont alors proposés comme une alternative à ces méthodes classiques. Ils sont utilisés pour l'étude d'une variété de problèmes dans les systèmes de production et de transport de puissance électrique.

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 coordonner l'exploitation de toutes les sources d'énergie et la répartition de la production entre les différents utilisateurs, et ce dans le but d'avoir une exploitation économique conduisant à une meilleure utilisation de ces sources.*

Le deuxième chapitre: *donne une idée générale sur le dispatching économique, son objectif, mode d'exploitation des unités de génération, le dispatching économique dans le 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 « algorithmes génétiques » ainsi que l'application de ces derniers au problème de dispatching économique optimaux.*

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.*

CHAPITRE 1

ÉCOULEMENT DE
PUISSANCE

I. Ecoulement de puissance

I.1 Introduction :

L'étude de l'écoulement de puissance (Power Flow) permet d'avoir la solution des grandeurs d'un réseau électrique en fonctionnement normal équilibré en régime permanent. Ces grandeurs sont les tensions aux nœuds, les puissances injectées aux nœuds et celles qui transitent dans les lignes. Les pertes et les courants s'en déduisent. Les études de l'écoulement de puissance permettent de planifier la construction et l'extension des réseaux électriques ainsi que la conduite et le contrôle de ces réseaux. Il est plus difficile d'exploiter un réseau électrique qu'un réseau de distribution de gaz ou d'eau, car il n'est pas possible de stocker l'énergie électrique. Elle doit être produite et consommée en même temps.

Cette règle pose de problèmes difficiles au producteur qui établit, à l'avance, un programme journalier tenant compte de la demande habituelle des usagers en fonction d'une part de la saison, d'autre part des heures de la journée (heures pleines, heures creuses et heures de pointe).

Si l'énergie électrique n'est pas stockable, en revanche, l'avantage d'être facile à transporter à des grandes distances par des lignes de transmission. Cependant noter que le transport est assez coûteux par les installations qu'il exige ainsi que par les pertes d'énergie dans les lignes. [1]

I.2 But d'étude de l'écoulement de puissance : [2]

L'étude de la répartition de charge permet :

- L'équilibre entre la production et la demande de l'énergie électrique.
- La précision des valeurs limites de la stabilité technique, pour éviter la détérioration de certains éléments du réseau.
- 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 permettent 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).

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 l'PF 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. [3]

I.3.1 Générateur de puissance:

A partir d'une énergie mécanique, l'alternateur crée une énergie électrique. Le rotor est constitué d'un circuit magnétique qui fournit un champ magnétique constant. Ce rotor tourne à l'intérieur d'un stator composé de 3 bobines. Lorsque le champ magnétique fixe passe devant une bobine, il induit des courants à l'intérieur de celle-ci. Pour chaque bobine, ce courant induit crée une différence de potentiel qui est une des tensions délivrées par l'alternateur.

L'alternateur absorbe une puissance mécanique qu'il transforme en puissance électrique :

- ✓ la puissance utile, mais une partie de la puissance mécanique est perdue en cours de transformation, ceci est dû à la constitution de l'alternateur.
- ✓ Un Générateur est représenté par une source de tension qui injecte au niveau du nœud auquel il est connecté une puissance active P_G et réactive Q_G .

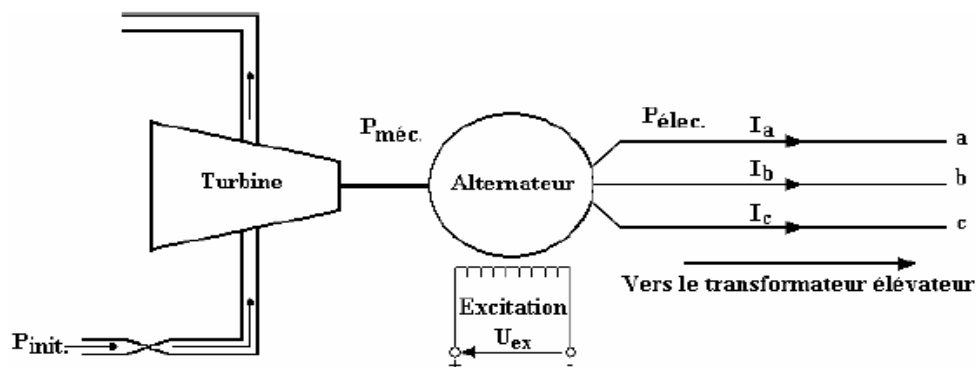


Figure I.1 Schéma d'un générateur de puissance

I.3.2 Ligne de transport:

Une ligne peut être considérée comme une série de circuit à constantes réparties uniformément sur toute sa longueur. Ces circuits sont composés d'une infinité d'éléments identiques constitués d'une inductance linéique, et d'une résistance linéique, dans le sens longitudinal, qui donnent naissance à de chutes de tension, une conductance linéique et une capacité linéique dans le sens transversale. Le schéma équivalent en Π d'une ligne est représenté par la figure (I.2).[2]

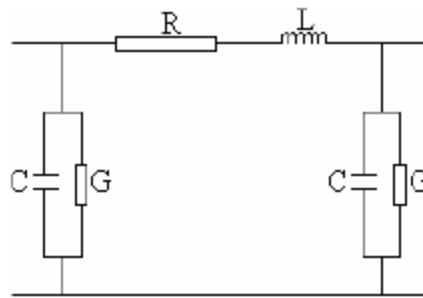


Figure I.2 Schéma unifilaire d'une ligne [1]

I.2.3 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 régulateur de tension en charge (les tensions sont exprimées en per unit de chaque côté 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.

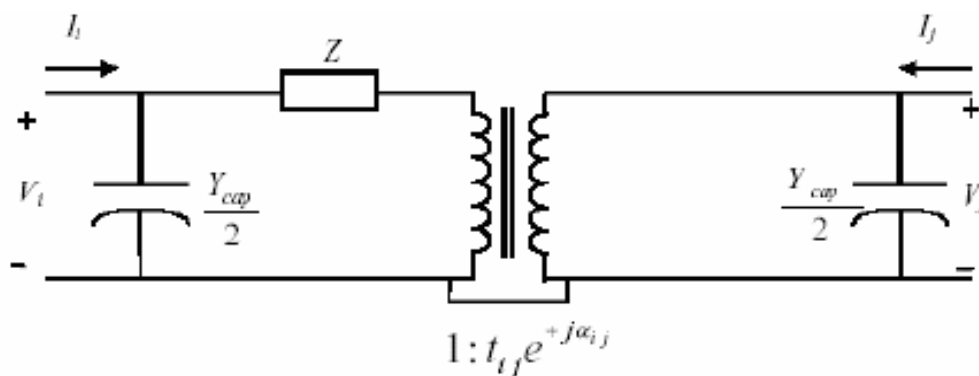


Figure I.3 Modèle d'un transformateur à changeur de prises de charge /ou déphaseur [1]

I.2.4 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. [3]

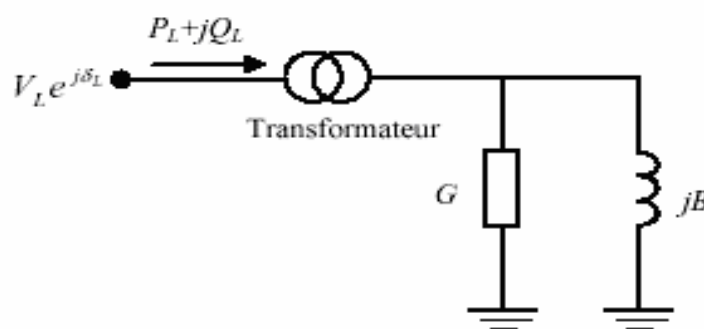


Figure I.4 Modèle d'une charge électrique sous forme d'une impédance constant [1]

I.2.5 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. [3]

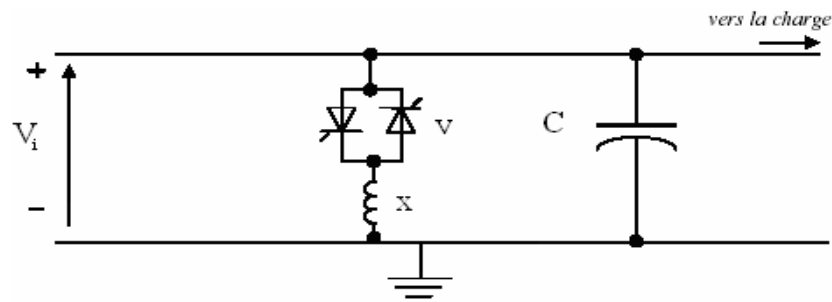


Figure I.5 modèle d'une phase du compensateur statique [1]

I.4 Classification des jeux de barres dans un réseau électrique:

On peut grouper les jeux de barres en trois catégories en fonction des spécifications des variables utilisées:

I.4-1 Jeu de barre de référence:

C'est un élément fictif créé pour l'analyse de la répartition de charge, il est fictif car les pertes du système ne sont pas connues en avance, pour les calculs de la répartition de charge. Par conséquent l'énergie réactive totale à injectée est spécifiée pour chacun des J.d.B. Pour mieux contrôler de tensions dans les J.d.B. Il est nécessaire de choisir l'un de ces J.d.B comme référence, pour fournir des puissances active et réactive supplémentaires et compenser les pertes dans les lignes de transmission qui restent inconnues jusqu'à l'obtention de la solution finale.

Au J.d.B de référence le module de la tension et l'angle de phase sont spécifiés.

I.4-2 Jeu de barre de contrôle :

On l'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.

I.4-3 Jeu de barre de charge:

On l'appelle aussi les « P.Q bus » où la puissance totale injectée est spécifiée pour chacun d'eux. La tension et l'argument sont deux inconnues. [2]

I.5 Contrainte sur les variables dépendante:

Les contraintes liées à la sécurité des réseaux sont généralement comme suit :

1.5.1 Contrainte équilibre entre la production et la consommation:

En régime normale et à tout moment, l'égalité entre la production et la consommation des puissances active et réactive doit être assuré, soit :

$$\left. \begin{aligned} \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} - \sum_{i=1}^{nc} P_{Di} - P_L &= 0 \\ \sum_{i=1}^{ng} Q_{gi} - \sum_{i=1}^{nc} Q_{Di} - Q_L &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (I.1)$$

P_L : Perte active totale

Q_L : Perte réactive

ng: Nombre de nœuds de génération

I.5.2 Contrainte sur les modules de la tension:

Les conditions d'exploitation des réseaux fixant les limites des tensions maximales par la tenue diélectrique du matériel et la saturation des transformateurs .et les limites minimale par l'augmentation des pertes et le maintien de la stabilité des alternateurs .On aura pour tous les nœuds, la condition suffisante et nécessaire à savoir :

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad i=1, \dots, \dots \dots n$$

Avec :

V_i : Module de la tension au nœud i

$V_{i \min}$, $V_{i \max}$: Respectivement limites (minimale et maximale) de la tension.

Le respect des contraintes de tension est d'une importance primordiale pour la securit d'exploitation et du matériel .Une violation de la limite supérieure que l'on observe parfois En faible charge peut construire un danger pour l'isolation du matériels.

Par ailleurs, des Tensions trop basses nuisent à l'exploitation rationnelle du réseau et peuvent conduire à son écroulement.

I.5.3 Contrainte capacité de transit de la ligne:

La puissance transitée dans une ligne ne doit, en aucun cas dépasser la limite maximale, soit :

$$S_{ij} \leq S_{ij \max} \quad \text{Avec :} \quad S_{ij} = (P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)^{1/2}$$

S_{ij} : Puissance apparente transitée dans la ligne i-j

$S_{ij \max}$: Puissance apparente maximale transitée dans la ligne i-j

P_{ij} : Puissance active transitée dans la ligne i-j

Q_{ij} : Puissance réactive transitée dans la ligne i-j

En générale à partir des contraintes des puissances transitées, nous déterminons les contraintes de courant correspondant aux lignes et aux transformateurs .On limite les courants pour des raisons de surcharge et de stabilité.

I.6 Contrainte sur les variables indépendante:

Ces contraintes sont liées à la nature physique des éléments du réseau :

I.6.1 Contrainte sur la production :

La puissance produite par chaque groupe est bornée supérieurement par la puissance maximale qu'il peut fournir et inférieurement par le minimum, qui est conditionnée par le rendement de ce groupe et les contraintes sur la turbine. Pour tous les nœuds de production, les contraintes actives et réactives sont :

$$P_{ig \min} \leq P_{ig} \leq P_{ig \max}$$

$$Q_{ig \min} \leq Q_{ig} \leq Q_{ig \max}$$

$$\text{Ou } i=1, \dots \dots \dots ng$$

La puissance injectée au nœud 'i' vaut :

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \cdot \bar{I}_i^* \quad (I.3)$$

A partir de la relation I.3, nous pouvons exprimer \bar{I}_i de la manière suivante :

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \cdot \bar{V}_j \quad (I.4)$$

Où « n » représente le nombre total de nœuds.

Dès lors,

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \cdot \left(\sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij}^* \cdot \bar{V}_j^* \right) = P_i + jQ_i \quad (I.5)$$

et nous pouvons exprimer les composantes réelles et imaginaires de la puissance injectée en chaque nœud de la manière suivante :

$$P_i = \bar{V}_i \cdot \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \cos(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij})$$

$$P_i = V_i^2 Y_{ii} \cos(\gamma_{ii}) + \bar{V}_i \sum_{j \neq i}^n Y_{ij} V_j \cos(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij})$$

$$Q_i = \bar{V}_i \cdot \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \sin(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij})$$

$$Q_i = V_i^2 Y_{ii} \cos(\gamma_{ii}) + \bar{V}_i \sum_{j \neq i}^n Y_{ij} V_j \sin(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij})$$

$$\begin{cases} P_i = V_i^2 Y_{ii} \cos(\gamma_{ii}) + \bar{V}_i \sum_{j \neq i}^n Y_{ij} V_j \cos(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij}) \\ Q_i = V_i^2 Y_{ii} \cos(\gamma_{ii}) + \bar{V}_i \sum_{j \neq i}^n Y_{ij} V_j \sin(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij}) \end{cases} \quad (I.6)$$

A ce stade, il existe plusieurs façons de résoudre le système.

En exprimant les équations relatives aux P_i et Q_i connus (P_i pour les nœuds 'PV' des générateurs ; P_i et Q_i pour les nœuds 'PQ' des charges et aucune pour le nœud PV), nous obtenons un système d'équation dont la résolution est généralement plus complexe au fur et à mesure que le nombre de nœuds croît. La résolution manuelle d'un tel problème n'est envisageable que pour un nombre de nœuds très réduit. Les systèmes plus complexes nécessiteront un soutien numérique à la résolution.

La solution la plus simple consiste à résoudre le système constitué par les équations non linéaires (I.5) et (I.6) à l'aide d'un logiciel informatique adapté tel que Mathematica...

Ou, encore plus directement, par un logiciel spécialisé dans le calcul de load flow tel que Power World,...

D'autres solutions, basées sur les méthodes itératives de Gauss-Seidel et Newton-Raphson sont envisageables.

I.8 Transits et pertes de puissance dans les lignes de transport

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

Pour un J.d.B « i » :

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

$$\text{Avec :} \quad P_i = P_{gi} - P_{Di} = F_{ip}$$

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

$$\sum P_i = \sum F_{ip} = \sum P_{gi} - \sum P_{Di} \quad (I.7)$$

$$\sum Q_i = \sum F_{iq} = \sum Q_{gi} - \sum Q_{Di} \quad (I.8)$$

Le système d'équations (I.7) et (I.8) 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 donne l'expression des pertes: [2]

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

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

I.9. Résolution des équations de l'écoulement de puissance:

I.9.1 Méthode de NEWTON –RAPHSON :

Soit une fonction scalaire $f(x)$.

Si f est continue et dérivable au voisinage de x , alors son développement en série de TAYLOR au voisinage $x = x^{(0)}$ est :

En supposant que la matrice $W(x^{(0)})$ est régulière, on obtient :

$$\Delta x^{(0)} = -W^{-1}(x^{(0)}) \cdot f(x^{(0)})$$

Par conséquent :

$$x^{(1)} = x^{(0)} - W^{-1}(x^{(0)}) \cdot f(x^{(0)})$$

En général :

$$x^{(P+1)} = x^{(P)} - W^{-1}(x^{(P)}) \cdot f(x^{(P)})$$

$P=0,1,2,\dots K_{\max}$

- Critère d'arrêts des itérations :

On arrête les opérations par l'un des tests suivants :

$$1- |x_i^{(K+1)} - x_i^K| < \varepsilon_1$$

$$2- \frac{|x_i^{(K+1)} - x_i^K|}{x_i^{(K+1)}} < \varepsilon_2$$

$$3- |f_i(x^{(K+1)})| < \varepsilon_3$$

$$4- K > K_{\max}$$

Où $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3$, sont des bornes supérieures de l'erreur fixées a priori et K_{\max} est le nombre maximum admissible d'itérations . [2]

I.9.3 Application de la méthode de N-R au problème de l'écoulement de puissance :

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.[7]

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

$$\left. \begin{aligned} P_i &= \sum_{j=1}^n |y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) = F_{ip} \\ Q_i &= \sum_{j=1}^n |y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) = F_{iq} \end{aligned} \right\} i = 1, 2, \dots, n \quad (I-17)$$

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 :

$$\left. \begin{aligned} P_i &= F_{ip}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta\delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \Delta\delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} \\ Q_i &= F_{iq}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta\delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \Delta\delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} \end{aligned} \right\} (I-18)$$

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

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

Avec
$$\left. \begin{aligned} \Delta P_i^{(0)} &= P_i - F_{ip}^{(0)} \\ \Delta Q_i^{(0)} &= Q_i - F_{iq}^{(0)} \end{aligned} \right\} (I-19)$$

Les deux systèmes d'équations (I-18) et (I-19) donnent :

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

Donc on peut écrire le système comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}] \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta V^{(0)} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta V^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{I-20})$$

On rappelle que :

$$\Delta \delta_i^{(K)} = \delta_i^{(K+1)} - \delta_i^{(K)}, \quad i \neq 1(\text{ref}), i \neq 2(\text{cont}) \quad (\text{I-21})$$

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

L'adaptation de (I-20) avec (I-21) 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 :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix}$$

$$J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}$$

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

I.9.4 Détermination des sous matrices de la Jacobienne J :

A partir du système d'équations (I-1) on peut déterminer les éléments de J

Sous matrice J₁:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} &= -|V_i| |V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \quad , \quad i \neq j \\ \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} &= \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_i| |V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \quad , \quad i = j \end{aligned} \right\} \quad (\text{I-22})$$

Sous matrice J₂:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} &= |V_j| |y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \quad , \quad i \neq j \\ \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} &= 2|V_j| |y_{ij}| \cos(\gamma_{ij}) + \sum_{j=1, i \neq j}^n |y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) \quad , \quad i = j \end{aligned} \right\} \quad (\text{I-23})$$

Sous matrice J₃:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} &= |y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), & i = j \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} &= \sum_{j=1, j \neq i}^n |y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), & i \neq j \end{aligned} \right\} \quad (\text{I-24})$$

Sous matrice J₄:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} &= -|V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), & i \neq j \\ \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} &= \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) - 2|V_j| |y_{ij}| \cos(\gamma_{ij}), & i = j \end{aligned} \right\} \quad (\text{I-25})$$

I.9.5 Les étapes de calcul :

1. A partir des données du système, on prend la matrice d'admittance Y_{bus} .
2. On estime les valeurs initiales $|V_i|^{(0)}$ et $\delta_i^{(0)}$ pour les J.d.B de charge et $\delta_i^{(0)}$ pour les J.d.B de contrôle.
3. On calcule P, Q qui nous donnent $\Delta P, \Delta Q$.
4. Formation de la matrice Jacobienne J.
5. On trouve l'inverse de Jacobienne.
6. On calcul :
$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

On obtient :

$$\delta_i^{(1)} = \delta_i^{(0)} + \Delta \delta_i^{(0)}$$

$$|V_i|^{(1)} = |V_i|^{(0)} + \Delta |V_i|^{(0)}$$

7. le processus se répète jusqu'à ce que la tolérance suivante se vérifie. $\max(\Delta P, \Delta Q) \leq \epsilon$.
8. On prend les résultats obtenus.

I.10. Conclusion :

Dans ce chapitre on a donné une formulation du problème de l'écoulement de puissance, par un système d'équations non linéaires gouvernant le système de puissance. Les variables sont les modules et phases des tensions aux niveaux des jeux de barres. La méthode la plus utilisée pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance, est celle de Newton-Raphson (NR), qui a été détaillée et appliquée à notre problème. La méthode de NR a montré son efficacité, vu sa convergence rapide (quadratique).

Le problème de l'écoulement de puissance occupe une partie très importante dans la procédure de commande et contrôle des réseaux électriques, dont la solution aide l'exploitant ou le dispatcheur du système électrique à connaître les niveaux de tension de tous les jeux de barres, les pertes de puissance, les contraintes de fonctionnement forcées et les lignes de transport surchargées.

[3]

CHAPITRE II

ÉCOULEMENT OPTIMAL DE PUISSANCE

II. Ecoulement de puissance optimal

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 : par exemple, assurer une alimentation correcte de la clientèle et une bonne répartition de la puissance en minimisant les coûts de production par des centrales qui ont chacune un coût marginal particulier, fonction de la puissance fournie, ou en optimisant le plan de tension de façon à respecter les contraintes sur les matériels, à éviter les risques d'instabilité de tension, à minimiser les pertes joule ou les moyens de compensation réactive.

Dans les études d'exploitation et de planification des réseaux électriques, on est amené à résoudre des problèmes 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)*. [3]

II.2 Les buts de l'écoulement de puissance optimal :

L'objectif principal de l'OPF est de minimiser le coût du combustible, pour la production de l'énergie électrique au profit de la demande du consommateur, tout en maintenant la sécurité et la stabilité du système.

Le maintien de la sécurité du système, nécessite de garder chaque équipement dans les limites de fonctionnement voulues. Ceci inclut les puissances minimum et maximum produites par les générateurs, les puissances apparentes maximales transitant au niveau des lignes de transport et des transformateurs, ainsi que les modules de tension au niveau des jeux de barres. [3]

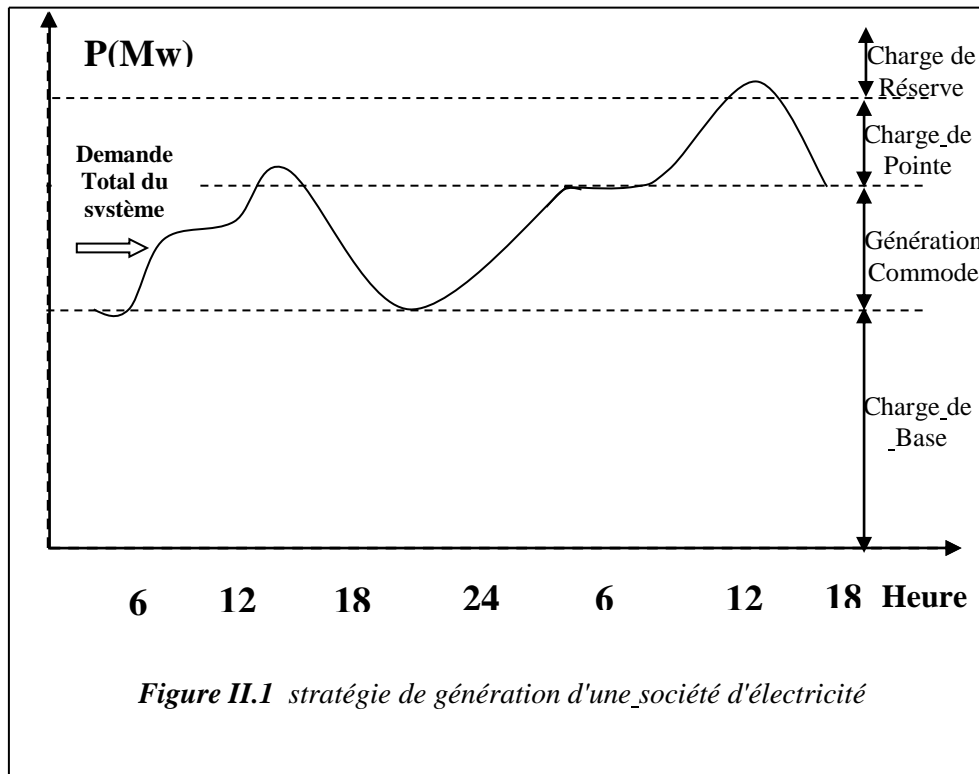
II.3 stratégie de fonctionnement de réseau électrique : [8]

La figure (II.1) illustre comment un organisme modèle fait face à la demande quotidienne de la charge.

-Des générateurs qui fonctionnent à 100% de leurs capacités pendant 24h, supportent la charge de base. Des générateurs intermédiaires commandés fonctionnent la plus part des temps, mais pas nécessairement avec leurs charges totales.

-Des unités de pointes sont mises en service pendant plusieurs heures chaque jour. On a besoin d'une capacité de réserve pour affronter les cas d'urgences.

Par la suite on va donner les différentes unités du système électrique et leurs rôles dans la production d'énergie.



II.3.1 Unités 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.

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.

II.3.3 Unités de Pointes :

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.

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.

II.4 Optimisation :

L'optimisation est généralement la minimisation d'une ou plusieurs fonctions. Ces fonctions sont largement les coûts finals, notamment les coûts du carburant qui doivent représenter les coûts économiques.

Pour mieux comprendre cet objectif nous donnons ici quelques exemples :

- 1- Dans un réseau composé de centrales hydrauliques, le dispatching optimal tend à minimiser la quantité d'eau gaspillée ou de produire le maximum de MWH à partir de la quantité d'eau disponible.
- 2- Dans un réseau composé de centrales thermiques à charbon, le dispatching économique tend à répartir la génération entre les différentes stations pour minimiser la pollution dans des régions critiques limitées.
- 3- Soit deux générateurs l'un fonctionne à pétrole et l'autre à gaz le dispatching optimal est partager la charge entre les deux générateurs pour que le coût total de génération soit minimal. [8]

II.5 La fonction objective :

La fonction objective pour répartition de la charge optimal reflète les coûts liés à développer la puissance dans un système. Le modèle quadratique du coût pour la génération de la puissance sera utilisé :

$$C_i(P_{gi}) = a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2$$

Où P_{gi} est la quantité de génération en mégawatts au générateur i . La fonction objective pour le système d'alimentation entier peut alors être écrite comme somme du modèle quadratique du coût de chaque générateur.

$$C_T(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{n_g} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2)$$

Cette fonction objective réduira au minimum tous les coûts du système, et ne réduit pas au minimum nécessairement le coût d'un générateur particulier dans un réseau étudié.[1]

La dérivée partielle $\frac{\delta C_i}{\delta P_{gi}}$ de la fonction de coût s'appelle "l'incrément du coût" du générateur i . Elle représente la tangente de la courbe qui lie le coût et la puissance générée comme elle est montrée sur la figure II.2.

Son unité s'exprime en \$/KWh, pour les grands générateurs l'unité est \$/MWh.

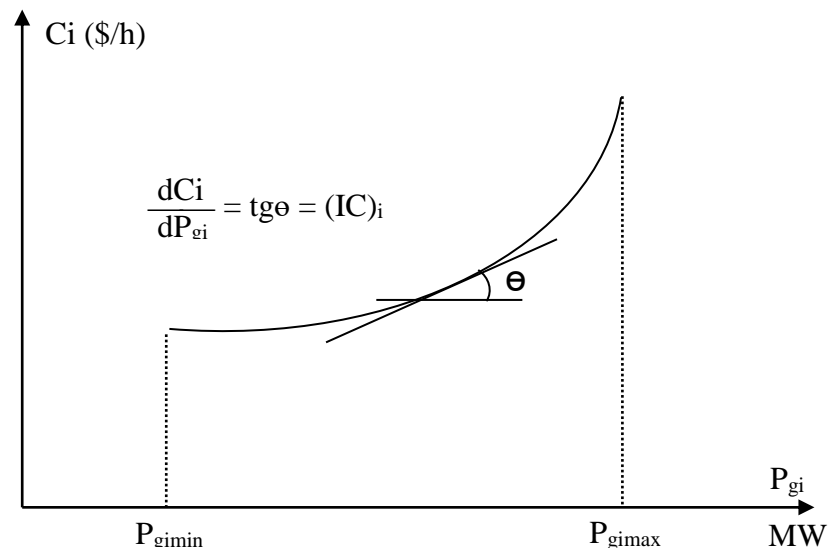


Figure II.2 courbe du coût de production d'un Générateur

Pour les centrales thermiques à charbon, pétrole et gaz les IC_i sont de même nature mais cela ne s'applique pas sur les centrales nucléaires (de centrale à chargement).[8]

II.6 Méthodes numériques pour le dispatching économique optimal :

II.6.1 Méthode graphique :

Le problème du dispatching économique peut être résolu par une méthode graphique, en traçant la courbe d'accroissement du coût $\lambda = C_i(P_{gi})$ pour chaque générateur et sur le même plan (Fig. II.3).

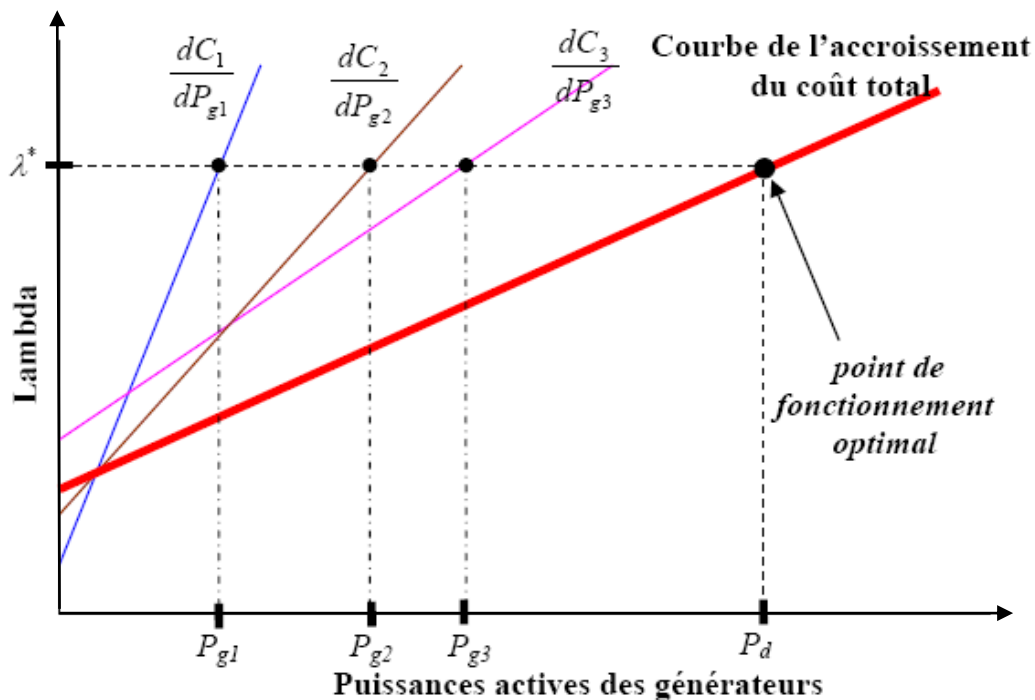


Figure II.3 : Méthode graphique pour la solution du dispatching économique de trois générateurs

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 [3].

II.6.2 Méthode de Lambda :

II.6.2.1 Dispatching économique optimal dans un réseau sans perte :[8]

Le problème d'optimisation est la minimisation de la somme de ces coûts individuels :

$$C = \sum_{i=1}^{ng} C_i = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i P_{g_i} + c_i P_{g_i}^2) \quad (\text{II.1})$$

Selon une seule contrainte d'égalité qui est « la somme de toutes les puissances générées égale à la charge P_D ». La puissance demandée P_D peut être considérée numériquement donné

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{g_i} = P_D \quad (\text{II.2})$$

En pratique, la puissance générée P_{g_i} est limitée par une borne inférieure $P_{g_i \min}$ et une borne supérieure $P_{g_i \max}$

$$P_{g_i \min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i \max} \quad ; i = 1, ng \quad (\text{II.3})$$

Donc, on remarque que cette formulation est caractérisée par une fonction de coût qui est la seule non-linéarité, une contrainte d'égalité scalaire unique et des contraintes d'inégalités sous forme de limites inférieures et supérieures sur les puissances produites.

Pour résoudre le problème du dispatching économique, on formule le lagrangien comme suit,

$$L = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i P_{g_i} + c_i P_{g_i}^2) + \lambda (P_D - \sum_{i=1}^{ng} P_{g_i}) \quad (\text{II.4})$$

Les conditions d'optimalités nécessaires sont les équations suivantes :

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial P_{g_i}} = b_i + 2c_i P_{g_i} - \lambda = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_D - \sum_{i=1}^{ng} P_{g_i} = 0 \\ P_{g_i \min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i \max} \end{cases} \quad i=1, ng \quad (\text{II.5})$$

On peut résoudre ce système d'équations d'ordre $ng+2$ par la substitution des valeurs P_{g_i} des premières équations dans l'avant dernière équation.

$$P_{g_i} = \frac{\lambda - b_i}{2c_i} \quad ; i = 1, ng \quad (\text{II.6})$$

En remplaçant l'équation (II.6) dans l'équation (II.2), on aura :

$$\sum_{i=1}^{ng} \frac{\lambda}{2c_i} = P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{b_i}{2c_i} \quad (II.7)$$

La valeur optimale de lambda déterminée de l'équation (II.7) est comme suit :

$$\lambda = \lambda_{opt} = \left(P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{b_i}{2c_i} \right) / \sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2c_i} \quad (II.8)$$

La valeur numérique optimale de lambda peut être remplacée dans l'équation (II.6) pour obtenir toutes les valeurs optimales des puissances générées : [8]

$$P_{gi} = P_{gopt_i} = \frac{1}{2c_i} \left(\left(P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{b_i}{2c_i} \right) / \sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2c_i} - b_i \right); i = 1, ng \quad (II.9)$$

Simple exemple:

Trouver la répartition optimale des puissances générées d'un réseau constituée à trois générateurs :

La puissance demandée totale : 975MW.

Les contraintes d'inégalité :

$$200 \leq P_1 \leq 450$$

$$150 \leq P_2 \leq 350$$

$$100 \leq P_3 \leq 225$$

On pose la valeur initial (estimer) de $\lambda=6$.

La fonction objective pour chaque générateur est donnée par : $C_i=f(P_{gi})$

$$C_1=500+5.3P_{g1}+0.004P_{g1}^2. \quad P_{g1}^{(1)} = \frac{6-5.3}{2.(0.004)} = 87.5$$

$$C_2=400+5.5P_{g2}+0.006P_{g2}^2. \implies P_{g2}^{(1)} = \frac{6-5.5}{2.(0.006)} = 41.6$$

$$C_3=200+5.8P_{g3}+0.009P_{g3}^2. \quad P_{g3}^{(1)} = \frac{6-5.8}{2.(0.009)} = 11.11$$

$$\Delta P^{(1)} = 975 - (87.5 + 41.67 + 11.11) = 834.72.$$

On calcule la variation de lambda:

$$\Delta \lambda^{(1)} = \frac{834.72}{\frac{1}{2.(0.004)} + \frac{1}{2.(0.006)} + \frac{1}{2.(0.009)}} = 3.1632$$

Donc nous avons trouvé la nouvelle valeur de lambda:

$$\lambda(2) = 6 + 3.1632 = 9.1632$$

Pour la deuxième itération nous avons obtenir :

$$Pg1^{(2)} = \frac{9.163 - 5.3}{2.(0.004)} = 482.89$$

$$Pg2^{(2)} = \frac{9.163 - 5.5}{2.(0.006)} = 305.26$$

$$Pg3^{(2)} = \frac{9.163 - 5.8}{2.(0.009)} = 186.84$$

Et

$$\Delta P^{(2)} = 975 - (482.89 + 305.26 + 186.84) = 0.$$

La contrainte d'inégalité pour le générateur No.1 a été dépassée, donc, la valeur de la puissance générée pour ce générateur prend la valeur limite 482 à 450 donc:

Le processus de calcul continue :

$$\Delta\lambda^{(2)} = \frac{32.89}{\frac{1}{2.(0.006)} + \frac{1}{2.(0.009)}} = 0.2368$$

Et la nouvelle valeur de lambda:

$$\lambda(2) = 9.1632 + 0.2368 = 9.4$$

Et les nouvelles puissances générées:

$$Pg1^{(3)} = 450$$

$$Pg2^{(3)} = \frac{9.4 - 5.5}{2.(0.006)} = 325$$

$$Pg3^{(3)} = \frac{9.4 - 5.8}{2.(0.009)} = 200$$

Et

$$\Delta P^{(3)} = 975 - (450 + 325 + 200) = 0.$$

Lorsque le contraint d'égalité est vérifie la arrive a la répartition optimal des puissances généré, et le coût optimal est déterminée par :

$$C_T = 500 + 5.3 \times 450 + 0.004 \times 450^2 + 400 + 5.5 \times 325 + 0.006 \times 325^2 + 200 + 5.8 \times 200 + 0.009 \times 200^2 \\ = 8,236.25 \text{ \$/h}$$

II.6.2.2 Dispatching optimal dans le cas avec pertes :

Le traitement mathématique dans ce cas est le même que dans un réseau sans pertes, sauf que nous devons maintenant intervenir les pertes de transmission comme une contrainte additionnelle dans l'équation :

$$C_T = C_1 + C_2 + \dots + C_k = \sum_{n=1}^k C_n \quad (\text{II.10})$$

C_T est maintenant le coût total de tout le carburant du système complet, qui est la somme des coûts individuels C_1, C_2, \dots, C_K des centrales. La puissance totale du réseau fournie par les centrales est :

$$P_T = P_1 + P_2 + \dots + P_K = \sum_{n=1}^K P_n \quad (\text{II.11})$$

Où P_1, P_2, \dots, P_K est les puissances individuelles des centrales fournies au réseau. Le coût total du carburant du système est en fonction des puissances d'entrées. La relation de contrainte sur la valeur minimale de C_T est :

$$\sum_{n=1}^K P_n - P_L - P_R = 0 \quad (\text{II.12})$$

Où P_R est la puissance totale réservée par les charges du système et P_L représenté les pertes de transmission qui sont fonction de la puissance fournie au réseau par charge centrale. Puisque P_R constante : $dP_R=0$; par conséquent :

$$\sum_{n=1}^K dP_n - dP_L = 0 \quad (\text{II.13})$$

Et comme un coût minimal veut dire $dC_T=0$

$$dC_T = \sum_{n=1}^K \frac{\partial C_T}{\partial P_n} \cdot dP_n = 0 \quad (\text{II.14})$$

Les pertes de transmission P_L dépendent des puissances produites de la centrales et dP_L est exprimé par :

$$dP_L = \sum_{n=1}^K \frac{\partial P_L}{\partial P_n} \cdot dP_n = 0 \quad (\text{II.15})$$

Substituant dP_L de l'équation (II.15) dans l'équation (II.13) on 2 obtient :

$$\sum_{n=1}^K dP_n - \sum_{n=1}^K \frac{\partial P_L}{\partial P_n} \cdot dP_n = 0$$

On multiplie par λ' , et on soustrait l'ensemble de l'équation (II.14) :

$$\sum_{n=1}^K \frac{\partial C_T}{\partial P_n} \cdot dP_n - \lambda' \left(\sum_{n=1}^K dP_n - \sum_{n=1}^K \frac{\partial P_L}{\partial P_n} \cdot dP_n \right) = 0$$

Il vient que :

$$\sum_{n=1}^K \left(\frac{\partial C_T}{\partial P_n} + \lambda' \cdot \frac{\partial P_L}{\partial P_n} - \lambda' \right) dP_n = 0 \quad (\text{II.16})$$

Cette équation est satisfaite à condition que :

$$\frac{\partial C_T}{\partial P_n} + \lambda' \cdot \frac{\partial P_L}{\partial P_n} - \lambda' = 0 \quad (\text{II.17})$$

A partir des conditions de variation de puissance que nous avons vu dans le paragraphe précédent ($\partial C_T / \partial P_n = dC_T / dP_n$), on obtient :

$$\frac{\partial C_T}{\partial P_n} \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_n}} \right) = \lambda' \quad (\text{II.18})$$

Où L_n est appelé « *Le facteur de pénalité* » du centrale n et

$$L_n = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_n}} \quad (\text{II.19})$$

Le multiplicateur λ' est en \$/MW, le coût du carburant est en \$/H et la puissance est en MW.

Le résultat est analogue à celui du réseau sans pertes. Le coût minimal du carburant est obtenu lorsque l'incrément du coût du carburant de chaque centrales multiplié par son facteur de pénalité est le même pour toutes les centrales dans le système.

Les produits sont égales à λ' qui est appelée « *λ du système* ». Il est approximativement le coût en \$/H nécessaire pour augmenter la charge délivrée totale par 1MW. [8]

Remarque : [3]

Il existe trois approches générales pour résoudre le problème du dispatching économique avec pertes de puissance.

- La première approche consiste à considérer les pertes de puissances actives constantes, dans la contrainte d'égalité donnée par l'équation :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_d + P_L \quad (\text{II.27})$$

- La deuxième approche consiste à développer une expression mathématique des pertes de puissances actives, en fonction des puissances actives des générateurs.

Celle-ci est connue par la méthode de « formule des pertes », ou méthode des « coefficients B » la formule :

$$P_L = \sum_{i=1}^{ng} \sum_{j=1}^{ng} B_{ij} P_{gi} P_{gj} + \sum_{i=1}^{ng} B_{io} P_{gi} + B_{oo} \quad (\text{II.28})$$

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

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

- La troisième approche consiste à introduire les équations de l'écoulement de puissance comme contraintes essentielles dans la formulation du problème d'optimisation.

II.6.3 méthode de Newton:[7]

La méthode de Newton est très puissante à cause de sa convergence rapide au voisinage de la solution. Cette propriété est spécialement utile pour les applications du système électrique parce qu'une estimation initiale proche de la solution est facile à obtenir. Les niveaux de tension du système peuvent être pris au voisinage des valeurs nominales, les puissances produites des générateurs peuvent être estimées à partir des données historiques et les taux de prises de charges peuvent être pris proches de l'unité (1.0 p.u).

II.6.3.1 Algorithme de Newton:

L'algorithme de Newton est une méthode très générale pour résoudre un système d'équations non linéaires de la forme

$$F(x) = 0 \quad (\text{II.20})$$

Où $F : R^n \rightarrow R^n$ est régulière (au moins différentiable). On cherche donc x^* tel que

$$F(x) = 0 \text{ Pour tout } i=1, \dots, n.$$

L'algorithme de Newton génère une suite $\{x_k\}$ de la manière suivante. Supposons connu l'itéré courant x_k l'équation (II.20) linéaire en x_k est l'équation en x suivante :

$$F(x_k) + F'(x_k) \cdot (x - x_k) = 0 \quad (\text{II.21})$$

Lorsque $F'(x_k)$ est inversible on peut résoudre cette équation. Sa solution x_{k+1} est le nouvel itéré l'algorithme de Newton. Il s'écrit $x_{k+1} = x_k + d_k$

$$\text{Où } d_k = -\nabla^2 f(x_k)^{-1} \cdot g_k \cdot F(x_k) \quad (\text{II.22})$$

II.6.3.2 Application à l'optimisation:

Le problème d'optimisation non linéaire de la fonction régulière $f(x)$ sans contrainte peut être converti à un problème en d suivant :

$$\min_{d \in \mathbb{R}^n} f(x) + \nabla f(x)^T d + \frac{1}{2} d^T \nabla^2 f(x_k) d$$

Avec l'algorithme de Newton, les itérés ont tendance à converger vers le point stationnaire le plus proche.

II.6.3.3 Le Lagrangien, le gradient et la Hessien:

La solution du problème d'OPF en présence des contraintes d'égalités et d'inégalités par la méthode de Newton demande la création du Lagrangien appelée aussi la fonction de coût augmentée selon :

$$L(z) = F(x) + \lambda' g(x) + \mu' h(x) \tag{II.23}$$

Avec $z = [x, \lambda, \mu]^T$, λ et μ sont les vecteurs des multiplicateurs de Lagrange, et $h(x)$ inclut seulement les contraintes d'inégalités actives. Alors, le gradient et la Hessien du Lagrangien peuvent être définis.

Le vecteur gradient est constitué des premières dérivées partielles du Lagrangien par rapport au vecteur z .

$$\nabla L(z) = \frac{\partial L}{\partial z_i} \tag{II.24}$$

La matrice Hessien est constituée des deuxièmes dérivées partielles du Lagrangien par rapport au vecteur z [8].

$$\nabla^2 L(z) = \frac{\partial^2 L}{\partial z_i \partial z_j} = H = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 L}{\partial x_i \partial x_j} & \frac{\partial^2 L}{\partial x_i \partial \lambda_j} & \frac{\partial^2 L}{\partial x_i \partial \mu_j} \\ \frac{\partial^2 L}{\partial \lambda_i \partial x_j} & 0 & 0 \\ \frac{\partial^2 L}{\partial \mu_i \partial x_j} & 0 & 0 \end{bmatrix} \tag{II.25}$$

La théorie de Kuhn-Tucker exige que : toutes les contraintes d'égalités et d'inégalités sont satisfaites, une réduction supplémentaire dans la fonction objective ne peut être accomplie

que si les contraintes sont forcées, et que la projection du Hessien dans la région faisable est définie positive.

$$\begin{aligned}
 \nabla_x L(z^*) &= \nabla_x L([x^*, \lambda^*, \mu^*]) = 0; \\
 \nabla_\lambda L(z^*) &= \nabla_\lambda L([x^*, \lambda^*, \mu^*]) = 0; \\
 \nabla_\mu L(z^*) &= \nabla_\mu L([x^*, \lambda^*, \mu^*]) = 0; \\
 \mu_i^* &\geq 0 \quad \text{si } h(x^*) = 0 \quad (\text{c. - à - d, la contrainte d'inégalité est active}) \\
 \mu_i^* &= 0 \quad \text{si } h(x^*) \leq 0 \quad (\text{c. - à - d, la contrainte d'inégalité est inactive}) \\
 \lambda_i^* &= \text{réel}
 \end{aligned} \tag{II.26}$$

avec $z^* = [x^*, \lambda^*, \mu^*]^T$ est la solution optimale.

Donc, la résolution de l'équation $\nabla_x L(z^*) = 0$; donne la solution optimale du problème.

II.6.4 Solution de l'OPF par l'algorithme de Newton :

La solution de l'OPF peut être accomplie en utilisant l'algorithme de Newton comme suit :

Étape 1. Choisir un vecteur initial z (les niveaux de tension et les angles de phase des jeux de barres, les puissances de sortie des générateurs, les valeurs des prises de charge et les décalages des phases des transformateurs dynamiques ainsi que tous les multiplicateurs de Lagrange).

Initialisation : $k=1$.

Étape 2. Évaluer les contraintes d'inégalités qui doivent être actives ou inactives en utilisant les informations des multiplicateurs de Lagrange.

Étape 3. Déterminer la faisabilité de la solution de l'OPF. A présent cela assure qu'aucun des générateurs possèdent une puissance active limite (min. et max.)

Étape 4. Calculer le gradient et le Hessien du Lagrangien.

Étape 5. Résoudre l'équation $[H].\Delta z = \nabla L(z)$.

Étape 6. Mettre à jour la solution $z_{k+1} = z_k - \Delta z$.

Étape 7. Vérifier que $\|\Delta z\| < \varepsilon$. Si elle est affirmée continue, sinon, aller à l'étape 4.

Étape 8. Vérifier que les inégalités modifiées ont été bien ajustées. Si c'est le cas le problème est résolu, sinon, accroître k de 1 et aller vers l'étape 2.

II.6.3.5 les inconvénients de la méthode de N-R:

1. l'algorithme n'est pas globalement convergent.
2. L'algorithme n'est pas défini aux points x ou $\nabla^2 f(x)$ est singulière.

3. si f n'est pas strictement convexe, l'algorithme ne génère pas nécessairement des directions de descente de f .

Dans la littérature diverse modifications de la méthode Newton ont été faite de manière à améliorer ses aspects défavorables.

II.7 Technique du Facteur de Pénalité :

On a démontré précédemment le critère du coût à incrémentation égal appliqué à la distribution économique des charges entre les générateurs qui sont soit dans la même centrale, soit complétement fermés électriquement pour négliger les pertes dans les lignes, ainsi qu'une extension de cette méthode qui utilise le concept de « facteur de Pénalité » pour corriger les λ de la centrale pour faire entrer l'effet des pertes de transmission.

Ce facteur de correction différentielle peut être appliqué à chaque centrale et dans ce cas, la distance de la centrale par rapport aux charges en service doit être prise en considération, ceci est un peu complexe dans la mesure où la distribution des courants dans les lignes (les courants circulent du générateur vers les charges) doit être prise en considération.

Le concept de facteur de pénalité « L_n » est présent ici à l'aide d'une analyse relativement simple.

Notons que l'incrément du coût du carburant λ_K pour une génération peut être exprimé comme étant la tangente de la courbe (entrée-sortie) de la génération k (ou centrale k) :

$$\lambda_K = \frac{dC_K}{dP_K} \tag{II.29}$$

Où :

dC_K : la variation de la fonction coût de la centrale k .

dP_K : la variation de la puissance générée par la centrale k .

Il paraît raisonnable que λ_K doit être corrigée pour les pertes de transmission par un facteur de pénalité. Il vient que le nouveau λ'_K dépend du taux de changement de la puissance actuellement atteinte par la charge, ceci nous ramène à écrire :

$$\lambda'_K = \frac{dC_K}{dP_{charge}} \tag{II.30}$$

D'autre part :

$$\lambda' = L_K \cdot \lambda_K \tag{II.31}$$

En substituant les équations (II.27) et (II.28) dans l'équation (II.29) on obtient :

$$\frac{dC_K}{dP_{charge}} = L_K \cdot \frac{dC_K}{dP_K} \quad \text{D'où} \quad L_K = \frac{dP_K}{dP_{charge}} \quad (\text{II.32})$$

Cependant dP_{charge} peut être exprimée en fonction de dP_K et les pertes dans les lignes de transmission par :

$$dP_{charge} = dP_K - dP_L \quad (\text{II.33})$$

En substituant les équations (II.31) dans l'équation (II.30) on obtient :

$$L_K = \frac{dP_K}{dP_K - dP_L} \quad \text{D'où} \quad L_K = \frac{1}{1 - \frac{dP_{pertes}}{dP_K}} \quad (\text{II.34})$$

Généralement l'équation (II.32) est exprimée en fonction d'une dérivée partielle :

$$L_K = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_K}} = \frac{1}{1 - ITL_K} \quad (\text{II.35})$$

Où : $ITL_K = \frac{\partial P_L}{\partial P_K}$ s'appelle l'incrément des pertes de transmission, indiquant que nous avons changé uniquement la puissance du générateur k.[8]

II.8 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 électriques est basé sur la minimisation du coût total.

CHAPITRE III

ALGORITHME GÉNÉTIQUE

III.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. [12]

III.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 [13]. 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.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. [8]

III.4 Applications :

La recherche du minimum absolu d'une fonction mathématique est un exemple typique de l'emploi d'algorithme génétique. D'une manière plus générale, les problèmes intéressants se ramènent à chercher des solutions dans un espace de recherche de très grande taille, espace notamment rencontré lorsque le nombre de cas à explorer avant d'être sûr d'avoir trouvé la meilleure solution grandit de manière exponentielle avec la taille du problème. On dit que ce sont des problèmes NP-complets, ou difficiles. [14]

Les algorithmes génétiques ont pour but de résoudre de tels problèmes par leur approche spécifique, différente des algorithmes d'optimisation les plus courants. Les algorithmes génétiques utilisent massivement des tirages de nombres pseudo aléatoires pour effectuer l'exploration des solutions. Le fait de travailler sur une population implique un parallélisme implicite, c'est-à-dire : plusieurs solutions sont explorées simultanément.

De plus, il est possible d'arrêter à tout moment un tel algorithme, il propose toujours une solution, qui n'est pas forcément la meilleure, mais qui n'est pas trop mauvaise non plus. Enfin les algorithmes génétiques évitent un piège très souvent rencontré dans les algorithmes d'optimisation : ils ne s'arrêtent pas dans les extrema locaux, c'est-à-dire qu'ils essayent constamment de trouver de meilleures solutions, même s'ils semblent les avoir atteintes. En conséquence, les algorithmes génétiques sont très robustes, mais ils souffrent de ne pas être prévisibles, et donc leur efficacité ne peut pas être calculée à l'avance.

Les algorithmes génétiques diffèrent des algorithmes classiques, par quatre (4) points principaux : [15]

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

déterministes, cela signifie qu'ils ne nécessitent pas d'espace de recherche continu.

III.5 Présentation des algorithmes génétiques :

L'algorithme génétique est organisé en plusieurs étapes et fonctionne de manière itérative. La Figure (III.1) représente l'algorithme génétique le plus simple introduit par Holland [16]. 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. [17]

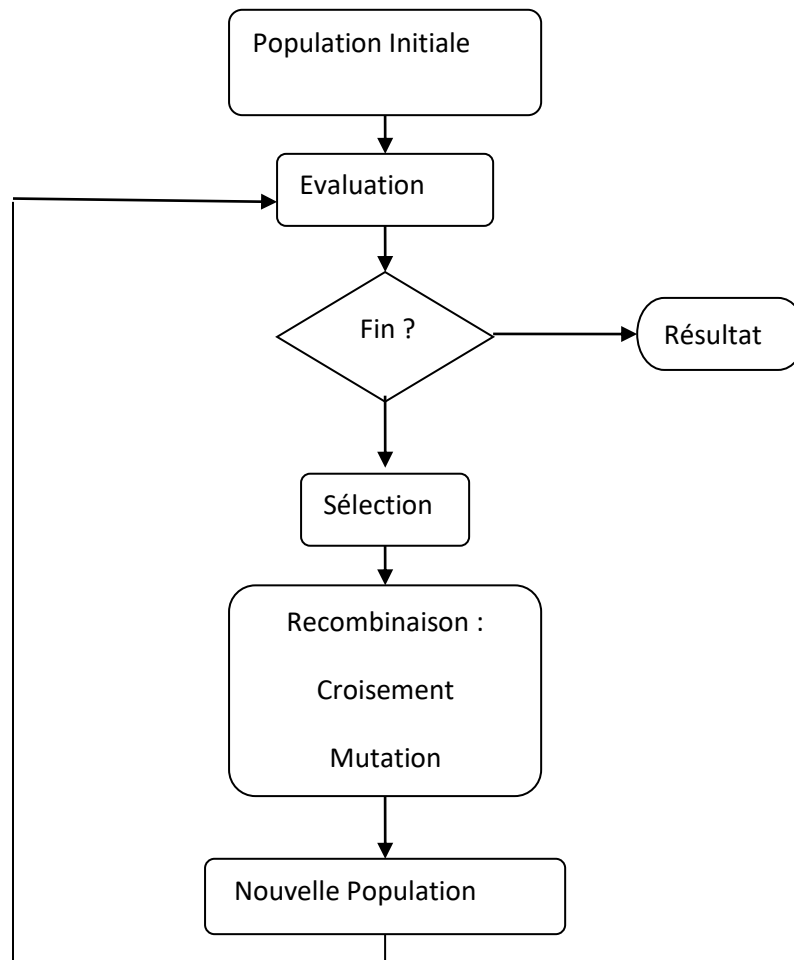


Figure III.1 Organigramme d'un algorithme génétique simple.

III.5.1 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 dépend 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.[18]

III.5.2 Codage et décodage des variables :

Le codage des variables est une étape importante dans l'optimisation des algorithmes génétiques. A chaque paramètre, on doit faire correspondre à un gène.

Sachant qu'un ensemble de gènes représente un chromosome, chaque dispositif est présenté par un individu doté d'un génotype constitué d'un ou de plusieurs chromosomes. La population sera un ensemble de N individus, qui évoluera d'une génération à une autre.

Pour un codage binaire, un gène est représenté par un nombre dont la longueur est exprimée en bits. Différents codes peuvent être utilisés pour le codage : Gray, binaire, réelle.

Un des avantages du codage binaire est la facilité avec laquelle on peut représenter différents d'objectifs : les réelles, les entiers, les valeurs booléennes, les chaînes de caractères. Pour passer d'une représentation à une autre, il suffit d'utiliser des fonctions de codage ou de décodage [15].

Pour mieux expliquer cette procédure on considère l'espace de recherche fini.

$$x_{\min} \leq x_i \leq x_{\max} \quad i \in [1..n] \quad (\text{III.1})$$

n : le nombre de paramètres

Pour coder des variables réelles en binaire est sur m bits. L'espace de recherche est subdivisé en $(2^m - 1)$ valeurs discrètes.

A chaque variable x_i , on associe un entier y_i tel que :

$$y_i = \sum_{i=0}^{m-1} b_i * 2^i \quad (\text{III.2})$$

Ou chaque b_i est codé sur un bit et m représente le nombre de bits. Les formules de codage et de décodage sont alors représentées par les formules (III.3) et (III.4)

$$y_i = \frac{x_i - x_{i \min}}{x_{i \max} - x_{i \min}} y_{\max} \quad (\text{III.3})$$

$$x_i = x_{i \min} + (x_{i \max} - x_{i \min}) \frac{y_i}{y_{\max}} \quad (\text{III.4})$$

III.5.3 Sélection des parents :

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 liée 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. Nous ne citerons que deux des plus connues :

- **Sélection par roulette de loterie** : où 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. [17]

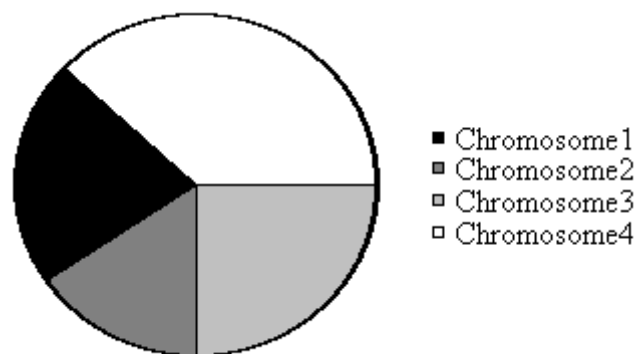


Figure III.2 : exemple de sélection par roulette de loterie.

- **Sélection par rang** : La sélection précédente rencontre des problèmes lorsque la valeur d'adaptation des chromosomes varie énormément. Si la meilleure fonction d'évaluation d'un chromosome représente 90% de la roulette alors les autres chromosomes auront très peu de chance d'être sélectionnés et on arriverait à une stagnation de l'évolution.

La sélection par rang trie d'abord la population par fitness. Ensuite, chaque chromosome se voit associé un rang en fonction de sa position. Ainsi le plus mauvais chromosome aura le rang 1, le suivant 2, et ainsi de suite jusqu'au meilleur chromosome qui aura le rang N (pour une population de N chromosomes). La sélection par rang d'un chromosome est la même que par roulette, mais les proportions sont en relation avec le rang plutôt qu'avec la valeur de l'évaluation. Le tableau 1 fournit

un exemple de sélection par rang. Avec cette méthode de sélection, tous les chromosomes ont une chance d'être sélectionnés. Cependant, elle conduit à une convergence plus lente vers la bonne solution. Ceci est dû au fait que les meilleurs chromosomes ne diffèrent pas énormément des plus mauvais. [8]

Chromosomes	1	2	3	4	5	6	total
Probabilités initiales	89 %	5 %	1 %	4 %	3 %	2 %	100 %
Rang	6	5	1	4	3	2	21
Probabilités finales	29 %	24 %	5 %	19 %	14 %	9 %	9 %

Tableau III.1. Exemples de sélection par rang pour 6 chromosomes.

- **Sélection statique :** Ce n'est pas une méthode particulière de sélection des chromosomes parents. L'idée principale est qu'une grande partie de la population puisse survivre à la prochaine génération. L'algorithme génétique marche alors de la manière suivante.

A chaque génération sont sélectionnés quelques chromosomes (parmi ceux qui ont le meilleur coût) pour créer des chromosomes fils. Ensuite les chromosomes les plus mauvais sont retirés et remplacés par les nouveaux. Le reste de la population survie à la nouvelle génération. [18]

- **Sélection par 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. Selon la référence, 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 :

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

Selon la référence. 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 total d'individus formant la population, alors il faut N itérations pour compléter 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. [17]

- **Élitisme :** A la création d'une nouvelle population, il y a de grandes chances que les meilleurs chromosomes soient perdus après les opérations d'hybridation et de mutation. Pour éviter cela, on utilise la méthode d'élitisme. Elle consiste à copier un ou plusieurs des meilleurs chromosomes dans la nouvelle génération. Ensuite, on génère le reste de la population selon l'algorithme de reproduction usuel. Cette méthode améliore considérablement les algorithmes génétiques, car elle permet de ne pas perdre les meilleures solutions. [18]

III.5.4 La recombinaison génétique :

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. [17]

III.5.4.1 Croisement : [19]

Le croisement est un processus aléatoire de probabilité p_c appliqué séquentiellement à des couples de parents pris au hasard dans la population. Il consiste à échanger une partie du matériel génétique des parents pour former deux nouveaux individus (enfants).

Les parents après croisement peuvent être retirés de la population de reproducteurs (*croisement sans remplacement*) ou bien être gardés pour avoir une nouvelle chance de se reproduire (*croisement avec remplacement*). C'est la première solution qui est généralement adoptée. [19]

- **Le croisement à un site :**

Considérons deux chaînes binaires de longueur l qui représentent les chromosomes de deux parents reproducteurs. Lorsque le croisement a lieu, un site de croisement est choisi entre les positions 1 et $l-1$ du chromosome. Le mécanisme de croisement consiste alors à échanger les gènes de chaque parent entre le site sélectionné et la position finale l des deux chaînes, comme le montre la Figure (III.3).

L'effet d'un opérateur de recombinaison génétique peut être perçu à travers la propagation des schémas comme lors de la sélection des parents. Il convient alors de déterminer le taux de *destruction* (ou de *survie*) d'un schéma quelconque sous l'opérateur considéré.

Pour le croisement à un site, la probabilité qu'un schéma de longueur utile $d(H)$ soit détruit est donnée par :

$$P_d(H) = \frac{\delta(H)}{l-1} \tag{III.5}$$

Où l désigne la longueur du chromosome.

Si le croisement est appliqué avec une probabilité p_c , le taux effectif de destruction d'un schéma devient :

$$P_{d, \text{eff}}(H) \leq P_c P_d(H) \tag{III.6}$$

ce qui correspond à une probabilité de survie :

$$P_{s, \text{eff}}(H) \geq 1 - P_c P_d(H) \tag{III.7}$$

La relation précédente est générale et ne dépend pas du type de croisement. Dans le cas du Croisement standard à un site, elle peut être réécrite en prenant en compte (III.5).

$$P_{s, \text{eff}}(H) \geq 1 - P_c \frac{\delta(H)}{l-1} \tag{III.8}$$

L'équation (III.8) montre que $P_{s, \text{eff}}(H)$ diminue lorsque la longueur utile du schéma augmente. Le croisement à un site préserve essentiellement des schémas de longueur utile courte.

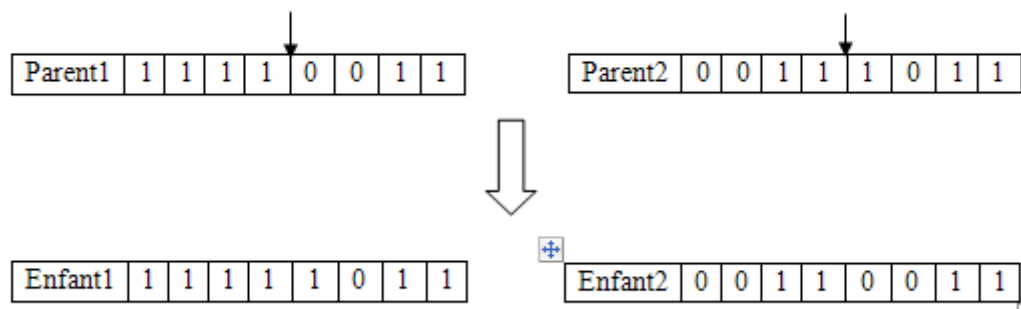


Figure III.3. Principe du croisement à un site.

➤ **Le croisement multi-sites :**

Le croisement peut être généralisé à n sites, la permutation des gènes étant effectuée entre chaque site. Si le nombre de sites est impair, on fixe un emplacement supplémentaire correspondant à la dernière position dans la chaîne comme pour le croisement à un site. Le mécanisme du croisement généralisé est illustré à la Figure(III.4).

Pour le croisement multi-sites, la probabilité de survie d'un schéma peut être exprimée récursivement par rapport à son ordre $o(H)$ et en fonction de sa longueur utile $d(H)$. Nous ne spécifions pas ici l'expression assez complexe de cette probabilité mais nous invitons le lecteur à se reporter pour plus d'informations. [19]

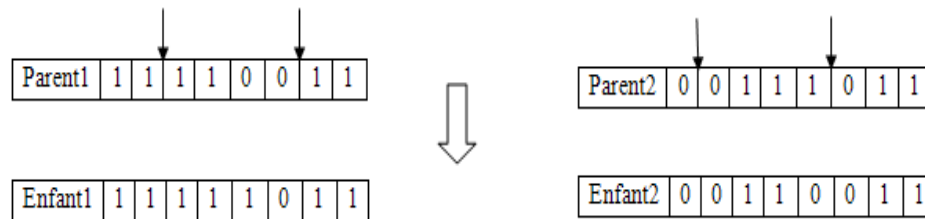


Figure III.4. Principe du croisement multi-sites.

➤ Le croisement uniforme :

Le croisement uniforme est obtenu à partir d'un masque binaire initialisé aléatoirement et possédant un nombre de bits égal au nombre de gènes des individus de la population. Le premier enfant est créé en prenant les gènes du premier parent lorsque les bits correspondant dans le masque valent "1" et les gènes du deuxième parent si ces derniers valent "0". Le deuxième enfant s'obtient de la même manière en complétant le masque.

La Figure(III.5) illustre le processus du croisement uniforme.

Bien que le nombre effectif de sites ne soit pas fixe à chaque recombinaison, on estime que le croisement uniforme produit une moyenne de $l/2$ sites, l étant toujours la longueur totale du chromosome.

La probabilité de survie d'un schéma soumis au croisement uniforme est donnée par :

$$P_s(H) = \frac{1}{2^{o(H)-1}} \quad (\text{III.9})$$

Dans le cas du croisement uniforme, les taux de survie et de destruction d'un schéma particulier ne sont pas liés à sa longueur utile mais à son ordre. Il devient alors difficile de quantifier l'effet de cet opérateur.

Signalons pour finir que le masque de croisement est généralement construit de manière uniformément aléatoire en respectant l'équiprobabilité d'obtenir une valeur égale à 0 ou 1 pour chaque bit. Toutefois, un croisement uniforme paramétré fonction d'une probabilité supplémentaire p_0 , liée à l'apparition d'une des deux valeurs de l'alphabet binaire, a été proposé pour augmenter l'efficacité de l'opérateur. Lorsque $p_0=0.5$, on retrouve évidemment le croisement uniforme standard. [19].

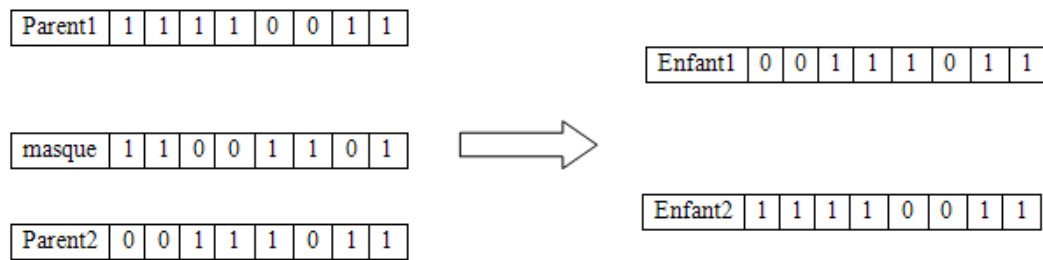


Figure III.5. Principe du croisement uniforme.

III.5.4.2 La mutation :

La mutation est une altération aléatoire d'un gène d'un individu. L'opérateur de mutation Consiste à compléter la valeur d'un bit du chromosome avec une probabilité P_m (voir Figure (III.6)). Le processus est exécuté bit à bit.

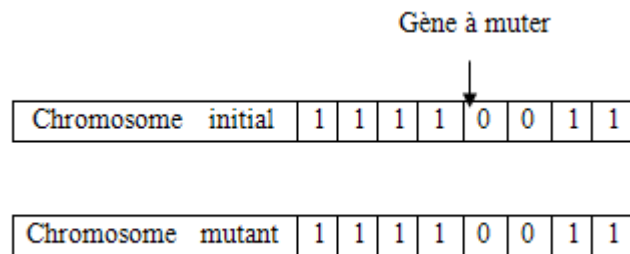


Figure III.6. Principe de la mutation.

La combinaison de la sélection et du croisement est normalement nécessaire pour assurer l'évolution de la population et la convergence de l'algorithme vers l'optimum. Mais, il arrive parfois que des informations essentielles contenues dans les gènes des individus disparaissent au cours des générations. Le rôle principal de la mutation est de protéger les individus contre cette perte irréversible de matériel génétique. Prise indépendamment, la mutation constitue un opérateur de recherche secondaire qui favorise l'apparition de génotypes nouveaux.

Pour qu'un schéma survive à l'opération de mutation, il faut que toutes ses positions instanciées soient conservées. Comme la probabilité de survie d'un allèle quelconque est $1 - p_m$ et que le nombre de positions fixes dans le schéma est $o(H)$, la probabilité de survie d'un schéma à la mutation est :

$$P_s(H) = (1 - P_m)^{o(H)} \tag{III.10}$$

Pour de très faibles taux de mutation, l'expression précédente peut être évaluée approximativement comme suit :

$$P_s(H) = 1 - o(H)P_m \quad (\text{III.11})$$

III. 6 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 : [8]

- ✓ 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.

III.7 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 : [17]

➤ 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.8 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 :

$$\begin{cases} f(x, y) = 4x(1 - xy) \\ x \in [0, 1] \\ y \in [0, 1] \end{cases} \quad (\text{III.12})$$

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

$$fitness = \begin{cases} f_{\max} - f(x, y) & \text{si } f(x, y) < f_{\max} \\ 0 & \text{si non} \end{cases} \quad (\text{III.13})$$

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.8.1 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 2.

N°	x	Code	y	Code
1	0.00	0000	0.00	0000
2	0.07	0001	0.07	0001
3	0.13	0010	0.13	0010
4	0.20	0011	0.20	0011
5	0.27	0100	0.27	0100
6	0.33	0101	0.33	0101
7	0.40	0110	0.40	0110
8	0.47	0111	0.47	0111
9	0.53	1000	0.53	1000
10	0.60	1001	0.60	1001
11	0.67	1010	0.67	1010
12	0.73	1011	0.73	1011
13	0.80	1100	0.80	1100
14	0.87	1101	0.87	1101
15	0.93	1110	0.93	1110
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.8.2 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.

N0	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.8.3 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.8.4 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 l=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.8.5 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	0.03	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.8.6 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.

Algorithme :

- **Etape1** : Créer une population initiale.
- **Etape2** : Evaluer l'adaptation de chaque individu.
- **Etape3** : Y a-t-il convergence ?
Si oui afficher les résultats Si non aller à l'étape 4.
- **Etape4** : Sélectionner les individus
- **Etape5** : Coder les individus (décimale → binaire)
- **Etape6** : Faire subir à la population des croisements et des mutations aléatoires.
- **Etape7** : Décoder les individus (binaire → décimale)
- **Etape8** : Evaluer l'adaptation des nouveaux individus et aller à l'étape3.

III.9 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté en détail les mécanismes d'un algorithme génétique. Les algorithmes génétiques constituent une famille d'algorithmes heuristiques permettant de rechercher l'optimum ou un quasi-optimum des fonctions objectives, sur lesquelles il n'est besoin de faire aucune hypothèse particulière, notamment en ce qui concerne leur dérivabilité. Pour mettre en œuvre avec succès un algorithme génétique simple, il faut choisir avec soin les trois paramètres suivants:

La probabilité de croisement P_c , la probabilité de mutation P_m , et la taille de la population L . Par ailleurs, il faut choisir entre divers mécanismes de sélection, de recombinaison et de mutation. Des essais pratiques se révèlent indispensables pour optimiser les valeurs retenues en fonction du problème à résoudre et pour montrer que les opérateurs choisis donnent des résultats meilleurs.

A la fin de ce chapitre, nous avons testé les AG à la résolution d'un exemple élémentaire. Bien que des conclusions concrètes soient impossibles à tirer à partir d'un essai, il apparaît que l'AG trouve des résultats proches l'optimum rapidement après avoir exploré une partie de l'espace de recherche. Ils offrent la possibilité de trouver des solutions à des problèmes très variés une fois qu'il est possible d'exprimer ces problèmes en termes d'optimisation de fonction. Plus précisément, deux conditions doivent être satisfaites (1) pouvoir coder les solutions du problème à résoudre par une suite finie de caractères et (2) trouver une bonne fonction sélective.

Enfin les algorithmes génétiques fournissent des solutions proches de la solution optimale à l'aide des mécanismes de sélection, de croisement et de mutation comme le montre la Figure (III.1), Ils sont applicables pour nombreux problèmes, dont le problème de dispatching économique optimal.

Dans le chapitre qui suit on donne un exemple d'application des algorithmes génétiques sur la répartition optimal de puissances générées.

CHAPITRE IV

APPLICATION ET SIMULATION

IV .Application et Simulation

IV.1 Introduction

La puissance croissante des ordinateurs a permis d'aborder puis de résoudre complètement des problèmes liés au réseau électrique de plus en plus nombreux et de plus en plus difficiles, par leur complexité propre et par le nombre des informations à traiter. Pour résoudre ces problèmes, on utilise la méthode d'algorithme génétique à codage binaire.

Les AG ont été programmées en MATLAB 7. Et exécutés sur un PC 3500 MHz avec un Pentium 4 et une rame 512 MB. Dans ce chapitre, on va tester l'application de l'écoulement de puissance optimal (OPF) par la méthode d'algorithme génétique sur des réseaux électriques de test de moyennes et grandes tailles. Les résultats obtenus vont être comparés avec la méthode classique NR et la méthode d'optimisation Lambda.

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 :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{Gi} = P_D + P_L$$

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

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

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

$$P_{gi \min} \leq P_{gi} \leq P_{gi \max}$$

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 lambda.

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 [20].

Taille de la population	80
La mutation	0.05
Type de croisement	Croisement en un point
Type de sélection	proportionnelle
Nombre de générations	300

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

IV.3.1 Réseau 6 jeux de barres :

Au départ, un simple réseau électrique de 6 jeux de barres est utilisé juste pour illustrer la différence entre l'écoulement de puissance et l'optimisation de l'écoulement de puissance en utilisant l'algorithme génétique. 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 (Fig. IV.1).

Les données des jeux des barres de ce réseau figurent dans le tableau IV.2 sachant que la valeur initiale pour tous les niveaux de tension des jeux de barres est 1.0 p.u. entre limite min.0.9 p.u. et limite max.1.1 p.u. [8]

Les puissances actives générées en MW sont limitées par les contraintes d'inégalités suivantes : [3]

$$50 \leq P_{g1} \leq 200$$

$$37.5 \leq P_{g2} \leq 150$$

$$45 \leq P_{g3} \leq 180$$

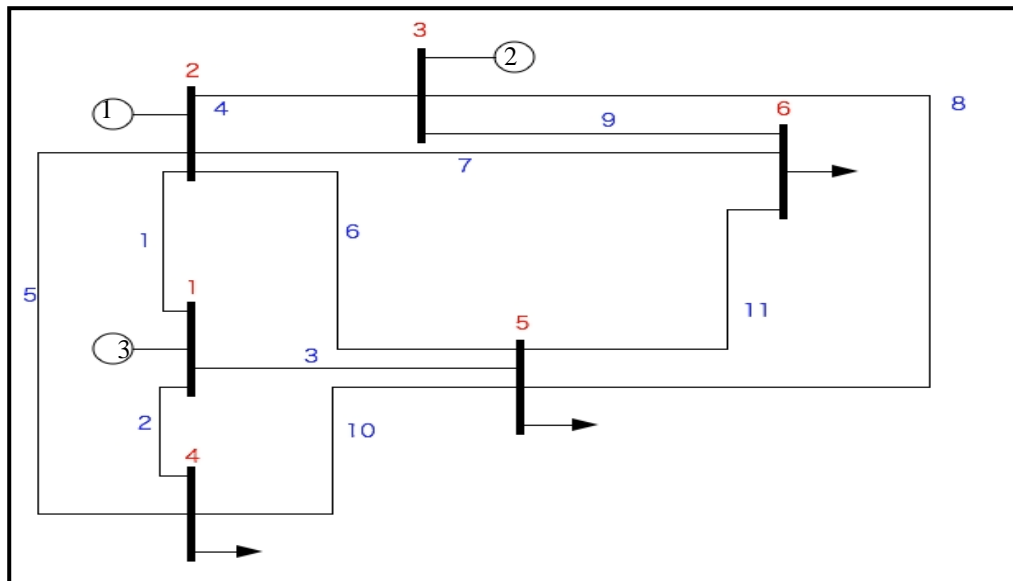


Figure IV.1 Schéma unifilaire du réseau électrique à 6 jeux de barres.

Le tableau IV.2 dressé ci-après montre les tensions aux niveaux de tous les jeux de barres du réseau test après convergence de l'optimisation de l'écoulement de puissance par l'algorithme génétique et celle de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Rapheson.

N de JDB	Newton Raphson		Algorithme génétique	
	Module	Angle	Module	Angle
1	1.0500	0.0000	1.0500	0.0000
2	1.0500	-3.6712	1.0500	-0.4646
3	1.0700	-4.2733	1.0700	-0.5977
4	0.9894	-4.1958	0.9870	-2.0626
5	0.9854	-5.2764	0.9844	-2.7693
6	1.0044	-5.9475	0.9845	-2.5929

Tableau IV.2 Tensions du réseau électrique à 6 J.B.

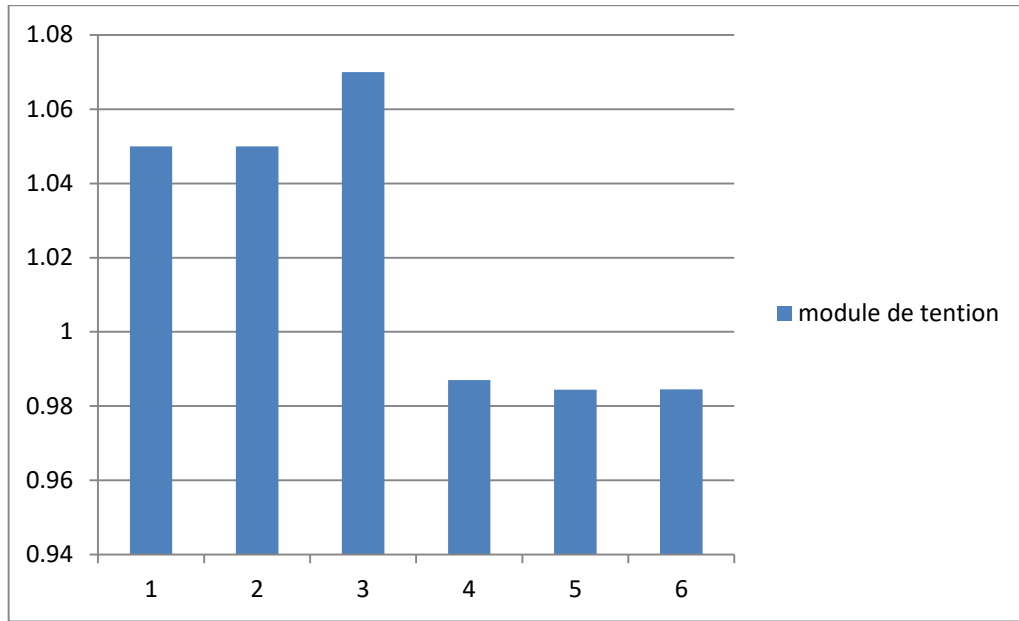


Figure IV.2 Modules des tensions du réseau électrique à 6 jeux de barre.

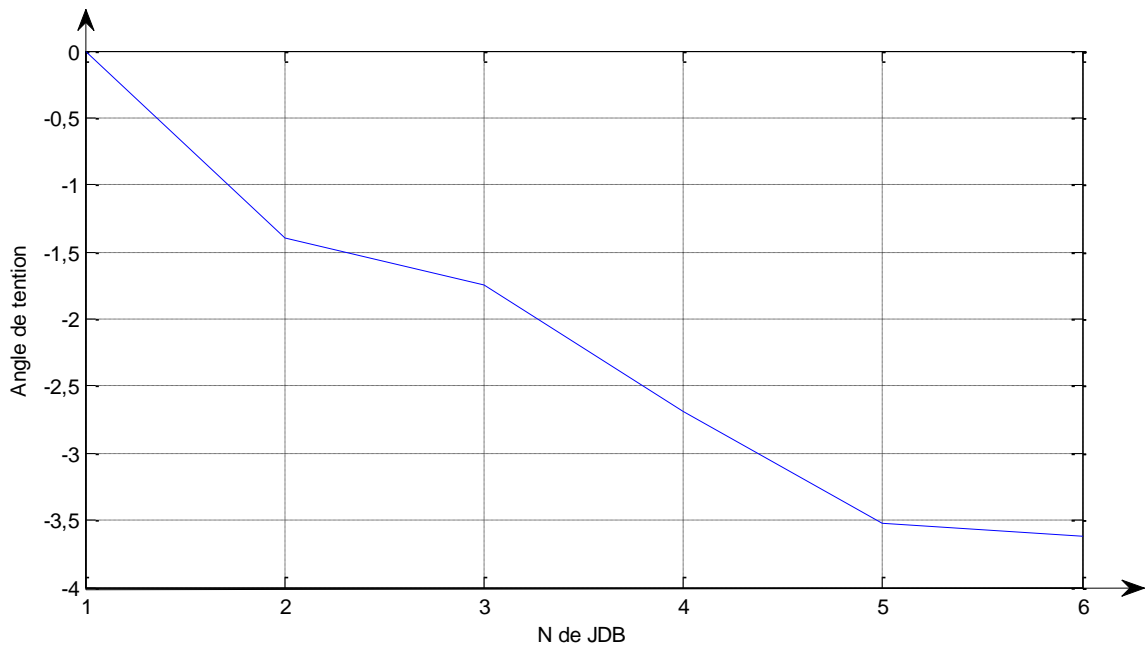


Figure IV.3 Phases des tensions du réseau électrique à 30 jeux de barre.

Il est clair d'après le tableau IV.3 que les pertes de puissance actives ont diminué après l'optimisation. Le coût total des puissances actives est de **3189.50**\$/H en utilisant l'écoulement de puissance N-R alors qu'il n'est que de **3126.44** \$/H en utilisant l'AG, ce qui résulte en un gain de **63.06** \$/hr. On peut conclure par conséquent que l'algorithme génétique avait planifié les puissances

actives des générateurs pour minimiser le coût des kilowattheures. On remarque aussi une amélioration dans les valeur des tensions et angles de phase des différents jeux de barres. [B]

La valeur des pertes de puissance activées qui réside dans le réseau vaut **7.87** MW en utilisant la méthode de Newton-Raphson pour le problème de l'écoulement de puissance alors qu'elle n'est que de **6.70** MW dans le cas de l'AG. On peut alors déduire que la planification adéquate des générateurs a aussi minimisé les pertes totales du système, ce qui à une amélioration considérable de l'efficacité de production de transport.

<i>J.B</i>	<i>P_g</i>	
	NR	AG
1	107.87	50.34
2	50.00	90.00
3	60.00	76.35
Puissance totale générée active	217.87	216.70
Puissance total demander active	210.00	210.00
Pertes totales de puissance active	7.87	6.70
Coût de production (\$/h)	3189.50	3126.44

Tableau IV.3 Puissances et coûts de production du réseau électrique à 6 J.B.

IV.3.2 Réseau 25 jeux de barres :

Ce réseau est classé parmi les réseaux de moyenne échelle et il est constitué de 35 lignes de transport, 5 générateurs et 24 charges (Fig. IV.4).

Les données de ce réseau sont montrées dans l'annexe D. La puissance et la tension de base sont respectivement, 100 MVA et 230 KV. Les limites des puissances générées (en MW et MVAR) ainsi que les tensions des jeux de barres (en *p.u*) sont données par :

$$0.90 \leq V_i \leq 1.10$$

Et les puissances générées sont :

$$100 \leq P_{g1} \leq 300$$

$$80 \leq P_{g2} \leq 150$$

$$80 \leq P_{g3} \leq 200$$

$$20 \leq P_{g4} \leq 100$$

$$100 \leq P_{g5} \leq 300$$

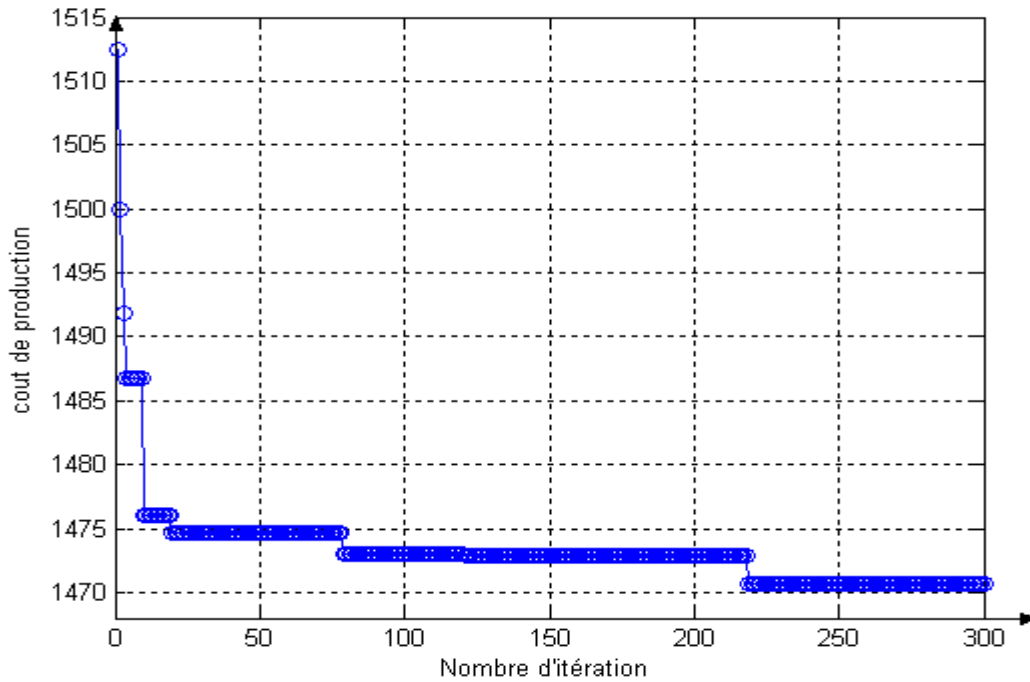


Figure IV.5 : Evolution progressive de la fonction coût de l'AG - Binaire.

Le tableau IV.4 montre le module et la phase des tensions après la convergence des algorithmes NR et AG. Les résultats énergétiques et économiques figurent dans le tableau IV.5.

D'après le tableau IV.4 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.6). 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		Algorithme génétique	
	Module	Angle	Module	Angle
1	1.0200	0.0000	1.0200	0.0000
2	1.0000	13.5558	1.0000	5.4860
3	1.0000	6.5962	1.0000	-0.2842
4	1.0000	2.2322	1.0000	-1.9751
5	1.0000	7.4680	1.0000	2.6327
6	0.9802	7.4548	0.9800	0.0527
7	0.9913	5.7528	0.9921	-0.5415
8	0.9939	3.9060	0.9943	-2.0875
9	1.0026	2.6911	1.0011	-2.3625
10	1.0171	3.3125	1.0160	-1.5171
11	1.0081	2.4218	1.0057	-2.1044

12	0.9929	3.7334	0.9922	-1.6371
13	0.9790	6.5416	0.9789	-0.6922
14	0.9549	-2.0256	0.9589	-5.0089
15	0.9570	-3.0916	0.9605	-5.2017
16	0.9727	-2.9055	0.9757	-4.2646
17	0.9952	2.5282	0.9918	-1.6790
18	0.9928	1.5845	0.9834	-2.3508
19	1.0094	2.4203	0.9940	-1.1895
20	0.9854	0.4420	0.9860	-3.5019
21	0.9769	-0.0611	0.9783	-3.5740
22	0.9752	-2.4024	0.9760	-5.0472
23	0.9983	-2.2684	0.9995	-3.2142
24	0.9740	-5.0039	0.9755	-6.7019
25	0.9772	-5.0257	0.9783	-6.2046

Tableau IV.4 Tensions du réseau électrique à 25 J.B

<i>J.B</i>	<i>Pg</i>	
	NR	AG
1	45.77	150.7658
2	100.00	83.9222
3	150.00	90.5049
4	50.00	38.3511
5	200.00	177.2198
Puissance totale générée	545.77	540.76
Puissance totale demandée	530.00	530.00
Pertes totales de puissance	15.77	10.76
Coût de production (\$/h)	1512.50	1470.75

Tableau IV.5 Puissances et coûts de production du réseau électrique à 25 J.B.

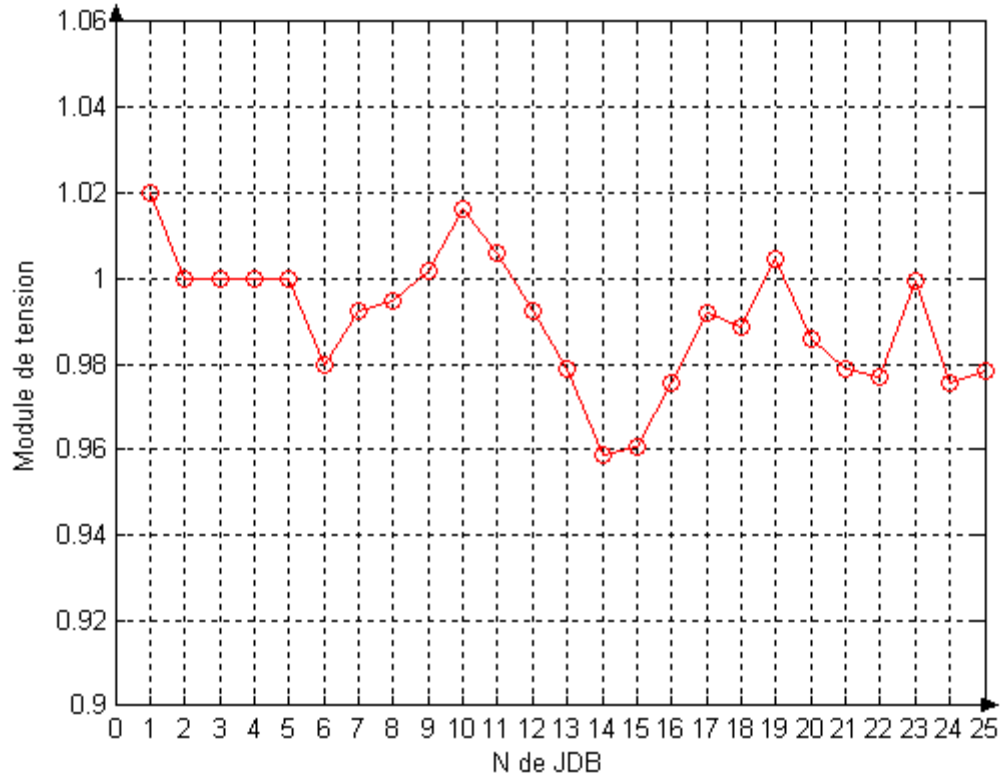


Figure IV.6 Modules des tensions du réseau électrique à 25 jeux de barre.

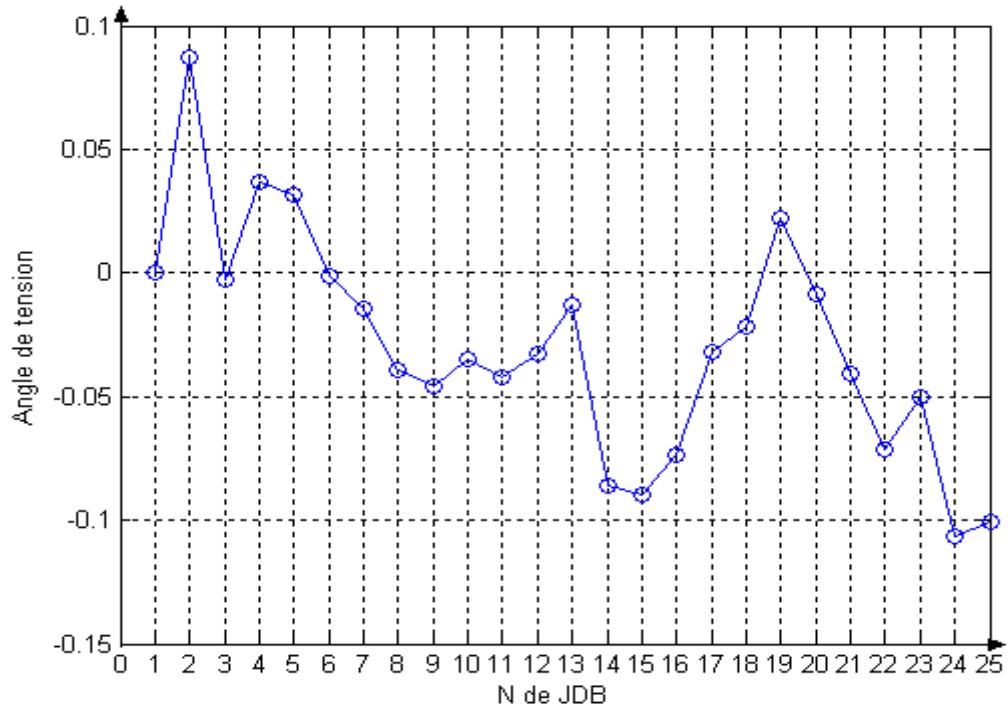


Figure IV.7 Angles des tensions du réseau électrique à 25 jeux de barre.

D'après le tableau IV.4 on peut faire les remarques suivantes :

- Toutes les puissances générées sont dans leurs limites admissibles (Fig. IV.8).
- Le coût de production de la puissance active a baissé considérablement après convergence de l'algorithme génétique (**1512.50 \$/h** contre **1470.75 \$/h**), soit un gain financier de **41.75\$/h (-2.76%)**.
- En plus du gain financier apporté par l'algorithme génétique, les pertes totales de puissance active ont aussi fortement diminuées de **5.01MW (-31.76%)**.

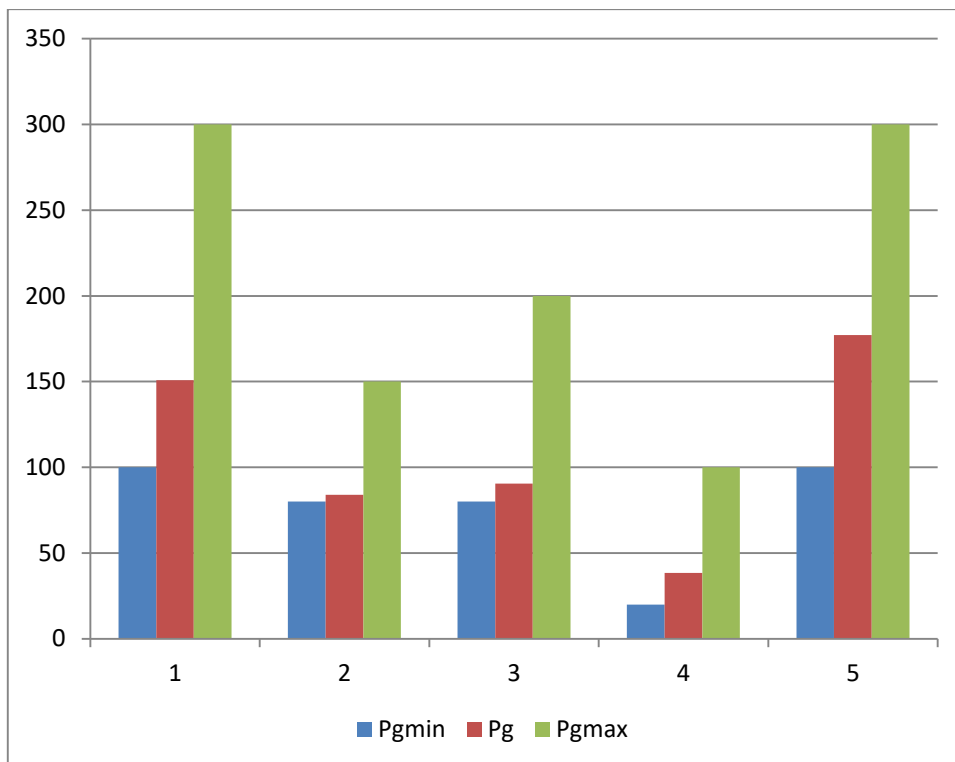


Figure IV.8 Puissances actives générées du réseau électrique à 25 jeux de barre.

IV.3.3 Réseau 30 jeux de barres :

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

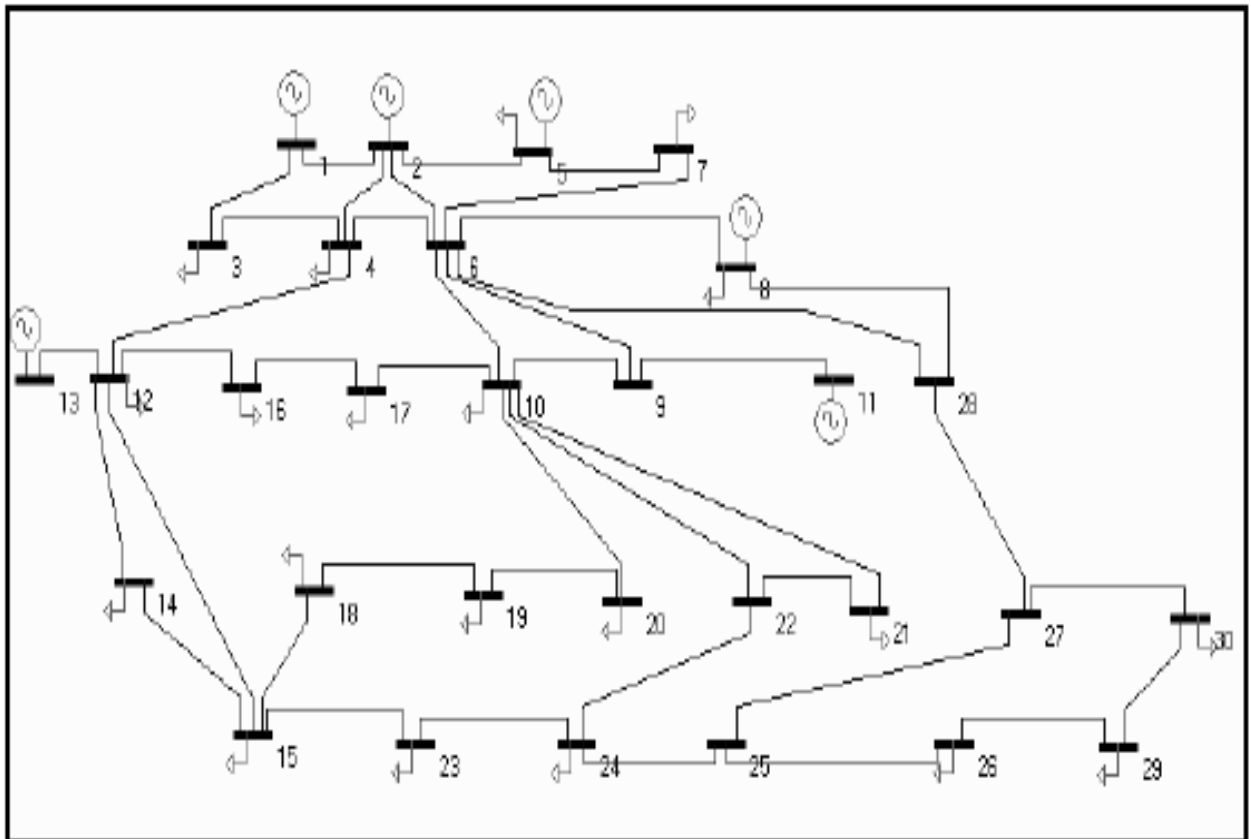


Figure IV.9 : Schéma unifilaire du réseau électrique à 30 jeux de barres.

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.7.

N de JDB	P min (MW)	P max.(MW)	c (\$/MW ² hr)	b(\$/MWhr)	a(\$/hr)
1	50	200	0.00375	2.00	0
2	20	80	0.01750	1.75	0
5	15	50	0.06250	1.00	0
8	10	35	0.00830	3.25	0
11	10	30	0.02500	3.00	0
13	12	40	0.02500	3.00	0

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

Convergence de l'Algorithme Génétique :

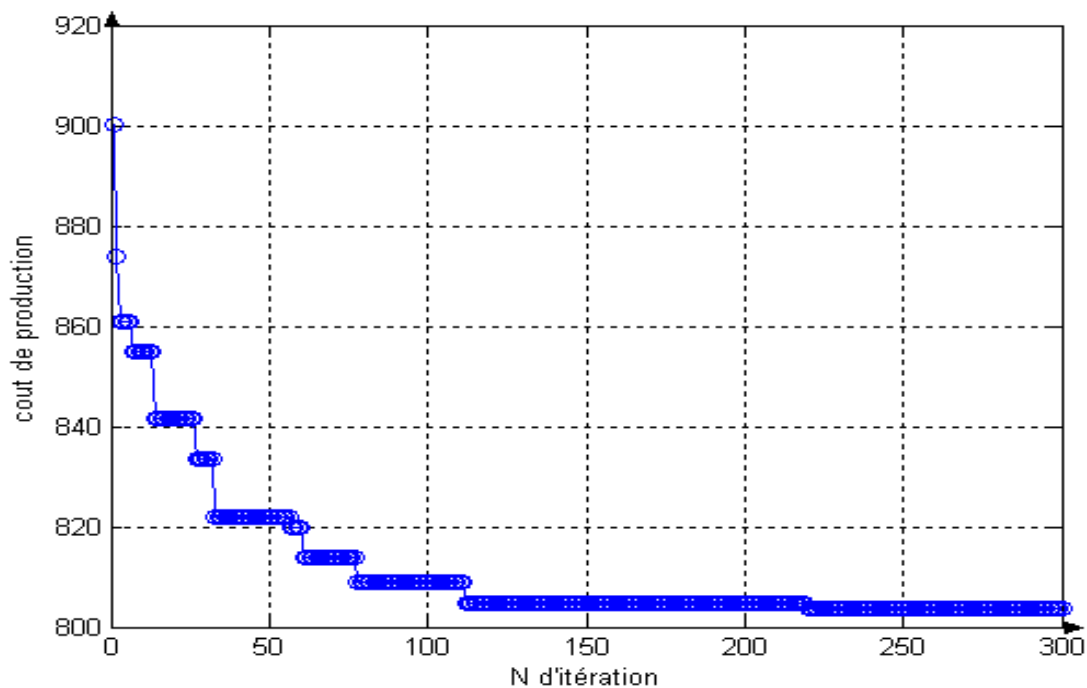


Figure IV.10 Evolution du coût de production pour le réseau électrique à 30 jeux de barre

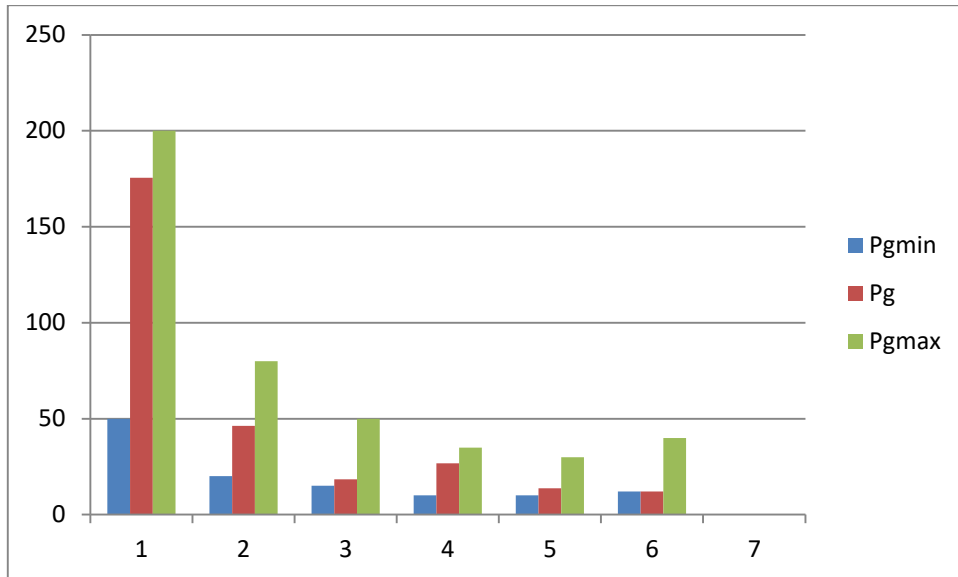


Figure IV.11 Puissances réactives générées du réseau électrique à 30 jeux de barre.

Il est clair d'après le tableau IV.11 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 p.u. Fig. VI.8. Les phases des tensions des jeux de barres sont comprises entre le minimum de -14.0° et le maximum de 0.0° Fig VI.09 [20].

N° J-B	$V(Pu)$			$\theta(\text{deg ré})$		
	NR	lambda	A-G	NR	lambda	A-G
1	1.0600	1.0600	1.0600	0.0000	0.0000	0.0000
2	1.0470	1.0470	1.0470	-3.7704	-4.1240	-3.7704
3	1.0343	1.0336	1.0343	-5.6276	-6.2690	-5.6276
4	1.0281	1.0273	1.0281	-6.7930	-7.5772	-6.7930
5	1.0200	1.0200	1.0200	-10.5871	-11.1648	-10.5871
6	1.0248	1.0242	1.0248	-7.8418	-8.8423	-7.8418
7	1.0151	1.0147	1.0151	-9.4507	-10.2844	-9.4507
8	1.0290	1.0290	1.0290	-8.0629	-9.3992	-8.0629
9	1.0221	1.0216	1.0221	-9.8798	-11.1214	-9.8798
10	1.0019	1.0012	1.0019	-11.8180	-12.9589	-11.8180

11	1.0600	1.0600	1.0600	-8.352	-10.0103	-8.3526
12	1.0251	1.0250	1.0251	-11.3393	-12.3035	-11.3393
13	1.0600	1.0600	1.0600	-10.4535	-11.4176	-10.4535
14	1.0080	1.0079	1.0080	-12.2744	-13.2594	-12.2744
15	1.0019	1.0016	1.0019	-12.3021	-13.3069	-12.3021
16	1.0079	1.0074	1.0079	-11.8272	-12.8660	-11.8272
17	0.9983	0.9976	0.9983	-12.0315	-13.1425	-12.0315
18	0.9893	0.9888	0.9893	-12.8888	-13.9419	-12.8888
19	0.9850	0.9844	0.9850	-13.0299	-14.1119	-13.0299
20	0.9885	0.9878	0.9885	-12.7831	-13.8802	-12.7831
21	0.9893	0.9885	0.9893	-12.2754	-13.4085	-12.2754
22	0.9897	0.9889	0.9897	-12.2694	-13.4000	-12.2694
23	0.9875	0.9871	0.9875	-12.6302	-13.6724	-12.6302
24	0.9769	0.9764	0.9769	-12.7048	-13.7983	-12.7048
25	0.9809	0.9804	0.9809	-12.6339	-13.7235	-12.6339
26	0.9625	0.9620	0.9625	-13.0859	-14.1760	-13.0859
27	0.9924	0.9919	0.9924	-12.2989	-13.3858	-12.2989
28	1.0212	1.0208	1.0212	-8.3016	-9.3799	-8.3016
29	0.9718	0.9713	0.9718	-13.6194	-14.7076	-13.6194
30	0.9600	0.9595	0.9600	-14.5472	-15.6364	-14.5472

Tableau IV.7 : Tensions du réseau électrique à 30 J.B.

Comme montré dans le tableau IV-8, le coût de production de la puissance active a été réduit de **-10.8%** après optimisation par l'algorithme génétique, avec un gain financier de **96.6089 \$/h**. Malgré que les pertes de puissance active ont augmentées après l'optimisation, mais le gain financier reste le plus significatif [20].

	N-R	Lambda	A-G
Pg ₁ (MW)	98.7407	192.4124	175.5699
Pg ₂ (MW)	80.0000	49.0000	46.3090
Pg ₅ (MW)	50.0000	20.0000	18.4613
Pg ₈ (MW)	20.0000	11.0000	26.8021
g ₁₁ (MW)	20.0000	10.0000	13.7501
Pg ₁₃ (MW)	20.0000	12.0000	12.0000
Pertes de puissances actives (MW)	5.3407	11.0124	9.4924
Puissance active générée totale MW)	288.7407	294.4124	292.8924
Coût de Génération (\$/hr)	900.6128	805.2812	803.7112

Tableau VI.8 : Puissances et coûts de production du réseau électrique à 30 J.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.

$$[\Delta Q] = [J_4][\Delta V] \quad (IV-01)$$

Ils sont dans leurs limites admissibles entre 0.90 p.u et 1.10 p.u. Sont d'un minimum de **0.9600p.u.** et d'un maximum de **1.0600 p.u** Figure IV.10.

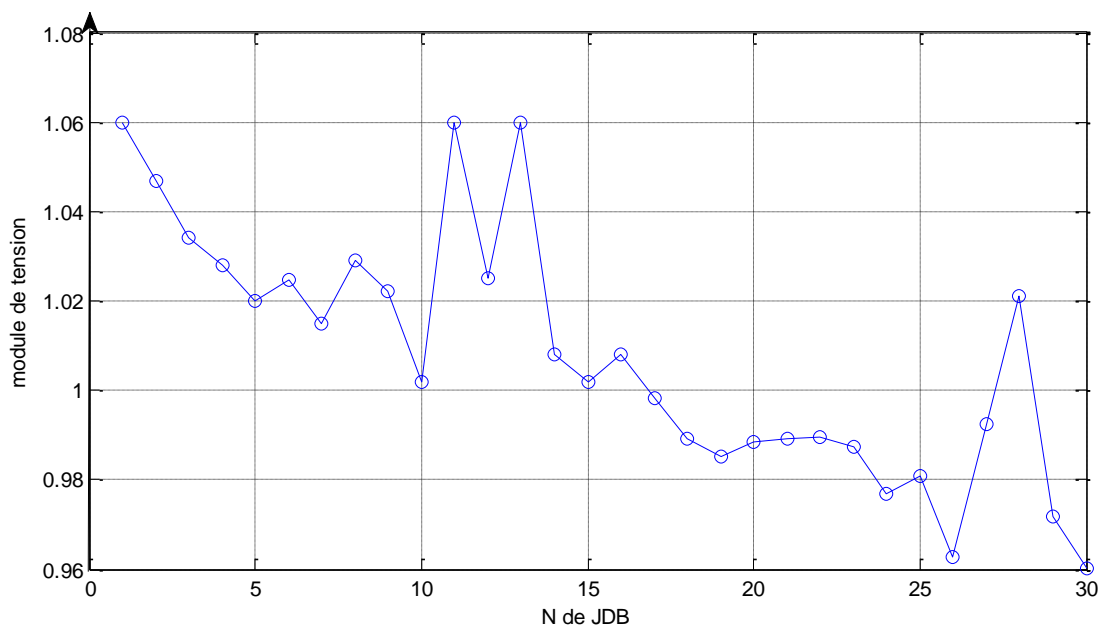


Figure IV.12 Modules des tensions du réseau électrique à 30 jeux de barre.

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 -14.5472° et de 0.0° respectivement Figure IV.13 [20].

CONCLUSION

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 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.

ANNEXE

A.1 Réseaux électrique à 6 jeux de barres:

Tableau D.1 Données des lignes et transformateurs du réseau électrique à 6 JDB

Du $J.B$	Au $J.B$	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 D.2 Données des jeux de barres du réseau électrique à 6 J.B.

Numéro $J.B$	P_g d (MW)	V $(p.u)$	θ $(degré)$
1	0.0	1.05	0.00
2	0.0	1.05	0.00
3	0.0	1.07	0.00
4	70.0	1.00	0.00
5	70.0	1.00	0.00
6	70.0	1.00	0.00

Tableau A.3 Données des générateurs du réseau électrique à 6 J.B.

Numéro $J.B$	P (MW)	Q $(MVAR)$	Q $(MVAR)$	Q $(MVAR)$	P (MW)	γ $(\$/MW^2h)$	MW	β $(\$/MWh)$	α $(\$/h)$
1	0.0	0.0	300.0	-300.0	200.0	50.0	0.00533	11.669	213.1
2	50.0	0.0	300.0	-300.0	150.0	37.5	0.00889	10.333	200.0
3	60.0	0.0	300.0	-300.0	180.0	45.0	0.00741	10.833	240.0

D.2 Réseaux électrique à 25 jeux de barres:

Tableau A.4 Données des lignes et transformateurs du réseau électrique à 25 J.B.

<i>Du</i>	<i>Au</i>	<i>r</i>	<i>x</i>	<i>b/2</i>
<i>J.B</i>	<i>J.B</i>	(<i>p.u</i>)	(<i>p.u</i>)	(<i>p.u</i>)
1	3	0.0720	0.2876	0.0179
1	16	0.0290	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	0.2442	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

A.1 Réseaux électrique à 6 jeux de barres:

Tableau D.1 Données des lignes et transformateurs du réseau électrique à 6 JDB

Du $J.B$	Au $J.B$	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 D.2 Données des jeux de barres du réseau électrique à 6 J.B.

Numéro $J.B$	P_g d (MW)	V $(p.u)$	θ $(degré)$
1	0.0	1.05	0.00
2	0.0	1.05	0.00
3	0.0	1.07	0.00
4	70.0	1.00	0.00
5	70.0	1.00	0.00
6	70.0	1.00	0.00

Tableau A.3 Données des générateurs du réseau électrique à 6 J.B.

Numéro $J.B$	P_g (MW)	P_{gmax} (MW)	P_{gmin} (MW)	r $(\$/MW^2)$	β $(\$/MWh)$	α $(\$/h)$
1	0.0	200.0	50.0	0.00533	11.669	213.1
2	50.0	150.0	37.5	0.00889	10.333	200.0
3	60.0	180.0	45.0	0.00741	10.833	240.0

A.2 Réseaux électrique à 25 jeux de barres:

Tableau A.4 Données des lignes et transformateurs du réseau électrique à 25 J.B.

<i>Du</i>	<i>Au</i>	<i>r</i>	<i>x</i>	<i>b/2</i>
<i>J.B</i>	<i>J.B</i>	(<i>p.u</i>)	(<i>p.u</i>)	(<i>p.u</i>)
1	3	0.0720	0.2876	0.0179
1	16	0.0290	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	0.2442	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 A.5 Données des jeux de barres du réseau électrique à 25 J.B

Numéro J.B	P_g (MW)	V (p.u)	θ (degré)
1	00	1.02	0.0
2	10	1.00	0.0
3	50	1.00	0.0
4	30	1.00	0.0
5	25	1.00	0.0
6	15	1.00	0.0
7	15	1.00	0.0
8	25	1.00	0.0
9	15	1.00	0.0
10	15	1.00	0.0
11	05	1.00	0.0
12	10	1.00	0.0
13	25	1.00	0.0
14	20	1.00	0.0
15	30	1.00	0.0
16	30	1.00	0.0
17	60	1.00	0.0
18	15	1.00	0.0
19	15	1.00	0.0
20	25	1.00	0.0
21	20	1.00	0.0
22	20	1.00	0.0
23	15	1.00	0.0
24	15	1.00	0.0
25	25	1.00	0.0

Tableau D.6 Données des générateurs du réseau électrique à 25 J.B.

Numéro J.B	P (MW)	P (MW)	γ (\$/MW ² h)	β (\$/MWh)	α (\$/h)	
1	0	300	100	0.0015	1.80	40
2	100	150	80	0.0030	1.70	60
3	150	200	80	0.0012	2.10	100
4	50	100	20	0.0080	2.00	25
5	200	300	100	0.0010	1.90	120

A.2 Réseaux électrique à 30 jeux de barres:

Tableau A.7 Données des lignes et transformateurs du réseau électrique à 30 J.B

<i>Du</i> <i>J.B</i>	<i>Au</i> <i>J.B</i>	<i>r</i> <i>(p.u)</i>	<i>x</i> <i>(p.u)</i>	<i>b/2</i> <i>(p.u)</i>
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 A.8 Données des jeux de barres du réseau électrique à 30 J.B.

Numéro J.B	$P d$ (MW)	V (p.u)	θ (degré)
1	0.0	1.060	0.0
2	21.70	1.043	0.0
3	2.4	1.000	0.0
4	7.6	1.000	0.0
5	94.2	1.010	0.0
6	0.0	1.000	0.0
7	22.8	1.000	0.0
8	30.0	1.010	0.0
9	0.0	1.000	0.0
10	5.8	1.000	0.0
11	0.0	1.082	0.0
12	11.2	1.000	0.0
13	0	1.071	0.0
14	6.2	1.000	0.0
15	8.2	1.000	0.0
16	3.5	1.000	0.0
17	9.0	1.000	0.0
18	3.2	1.000	0.0
19	9.5	1.000	0.0
20	2.2	1.000	0.0
21	17.5	1.000	0.0
22	0	1.000	0.0
23	3.2	1.000	0.0
24	8.7	1.000	0.0
25	0	1.000	0.0
26	3.5	1.000	0.0
27	0	1.000	0.0
28	0	1.000	0.0
29	2.4	1.000	0.0
30	10.6	1.000	0.0

Tableau D.9 Données des générateurs du réseau électrique à 30 J.B.

J.B	P_g (MW)	$P_{g\max}$ (MW)	$P_{g\min}$ (MW)	γ (\$/MW ²)	β (\$/MWh)	α (\$/h)
1	0	200	50	0.00375	2.00	0
2	80	80	20	0.01750	1.75	0
5	50	50	15	0.06250	1.00	0
8	20	35	10	0.00830	3.25	0
11	20	30	10	0.02500	3.00	0
13	20	40	12	0.02500	3.00	0

Bibliographie

- [01] Mèmpire de licence: optimisation de l'écoulement de puissance en utilisant MATPOWER;2006/2007Centre Universitaire LARBI BEN M'HIDI Oum El Bouaghi
- [02] Mèmoire d'ingénieur:L'application de la méthode Newton-Raphson à l'écoulement de puissance dans le système électrique ; Promotion: 2006-2007; Centre Universitaire d'El-Oued.
- [03] Magister : Application des ensembles flous à la répartition optimal de la puissance dans les réseaux électriques , année 2005 , Mr. Sayah Samir
- [04] Magister :optimisation de l'énergie réactive dans un réseau d'énergie électrique , université de bachar. Brahim Gasbaoui
- [05] Article :prof.M.Belkacemi-modélisation des réseaux électrique-Université de Batna ;2005-2006
- [06] Article :Transport et Distribution de l'Énergie Electrique – Manuel de travaux pratiques
- [07] Magister : Optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode de colonie de fourmis , Linda Slimani .
- [08] Mémoire d'ingénieur: Etude Et Analyse Le Problème du Dispatching Economique Par Les Algorithmes Génétiques, juin 2006.
- [09] Thèse Doctorat, T. Bouktir, "Application de la Programmation Orientée Objet à l'Optimisation d'Écoulement de Puissance", Université de Batna, 2004
- [10] Mémoire de Fin d'Etudes pour l'obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique,B. Bensalem et L. Rabehi, “ optimisation du coût de la production de l'énergie électrique par la programmation non linéaire ” , Université Biskra, Promotion 1996...
- [11] Gamal A. Maria , J. A. Findlay, " A Newton Optimal Power Flow Program For Ontario Hydro EMS", IEEE Trans. on Power Systems, vol. PWRS-2,No.3, pp.576-584, August 1987.
- [12] BOUKTIR and L. SLIMANI, Optimal power flow of the Algerian Electrical Network Using Genetic Algorithms, WSEAS TRANSACTIONS on CIRCUIT and SYSTEMS, Issue 6,

Bibliographie

- Volume 3, pp. 1478-1482, August 2004, ISSN: 1109-2734, WSEAS Press.
- [13] C. Eyquem et A. Montaut, "Les Algorithmes Génétiques" 21 juin 2001 .
- [14] C. Bontemps, "Principes Mathématiques et Utilisations des Algorithmes Génétiques", 95
- [15] F. Bouziani et L. Badji, "Application des Algorithmes Génétiques en Identification et en commande des processus", Mini Projet, Ecole National Département Génie électrique, Promotion 2000/2001
- [16] D.E. Goldeberg. D.E, Genetic Algorithms in search, Optimization and Machine learning, Addison-Wesley, 1989.
- [17] Mémoire de Magister Optimisation de la Synthèse des FACTS par les Algorithmes Génétiques et les Essais Particulaires pour le contrôle des Réseaux Electriques , Lamia KARTOBI ,ENP
- [18] <http://isis.univ-tln.fr/~tollari/TER/AlgoGen1/node5.html>
- [19] Doctora, Bruno Sareni. Méthodes d' optimisation multimodales associées à la modélisation numérique en électromagnétisme.
- [20] Magester : Utilisation des Méthodes d'Optimisations Métaheuristiques Pour La Résolution Du Problème De Répartition Optimale De La Puissance Dans les Réseaux Electriques , GACEM Abdelmalek , univercité El-Oued .

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 mathématiques 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 basée sur l'algorithmes 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.B, 25 J.B et 30 J.B), et comparée avec d'autres méthodes. Les résultats numériques de test montrent que cette méthode est prometteuse et possède une grande flexibilité pour le traitement des incertitudes dans certains systèmes de puissance pratique .

