

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



CENTRE UNIVERSITAIRE D' EL OUED



INSTITUT DES SCIENCES ET TECHNOLOGIES

Département de Génie Électrique et Hydraulique

**Mémoire de fin d'Etude présenté pour l'Obtention du Diplôme de
Licence académique**

Domaine: Sciences Technique

Spécialité: Génie Électrique

Option: CDSE

Thème:

***Dispatching Economique Optimal
des Réseaux Electriques***

Présenté par :

ZINE ELhabib

KHELIEL Nacer-eddine

MENNAI Mohammed Laïd

Encadré par:

Mr .CHEMSA Ali

Mr.LABBI Yacine

Année Universitaire:2008-2009

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

السلام عليكم ورحمة الله وبركاته

REMERCIEMENT

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

Nous adressons nos plus vifs remerciements à toutes les personnes qui nous ont aidés de près ou de loin de l'élaboration de ce modeste mémoire.

Nous tenons à remercier notre encadreur Mr. Schmsa Ali et Mr. Labbi Yacine pour ses conseils et directives et monsieur

Dr. Benattous Djilani.

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

Nous remercions vivement nos familles ZINE et MENNAI et KHEILIEL pour leur aide matérielle et morale durant toute la période de préparation.

ZINE ELhabib
MENNAI Med La i d
KHEILIEL Nacer-eddine

SOMMAIRE

* Dédicaces	
* Remerciements	
* Sommaire	
* Liste des Figures	i
* Liste des Tableaux.....	ii
* Liste des Symboles	iii
Introduction Générale.....	1

CHAPITRE I

Généralités et l'écoulement de puissance

I-1 Introduction.....	3
I-2 Modes d'exploitations des centrale électriques	4
2-1 Génération mixte	4
2-2 Stratégie de Fonctionnement des Unités	6
I-3 Modélisation des éléments du réseau électrique.....	6
3-1 Générateur de puissance (Machine synchrone)	6
3-2 Ligne de transport	7
3-3 Transformateur	7
3-4 Charge électrique	8
3-5 Elément shunt	8
I-4 l écoulement de puissance	8
4-1 Classification des jeux de barres selon leurs spécifications	8
4-2 Généralisation à un système de n jeux de barres	9
4-3 Exemple de démonstration pour deux jeux de barres	10
4-4 Les équations de l'écoulement de puissance	11
4-5 Les équations d'écoulement dans les lignes.....	13
4-6 Equations de l'écoulement de puissance (sous forme réelle).....	14
4-7 Les pertes de puissance dans lignes	14
4-8 Classification des variables de l'écoulement de puissance	15
4-9 Les variables de perturbation ou non contrôlables	15
4-10 Les variables de contrôle et d'état	16
I-5 Conclusion.....	16

SOMMAIRE

CHAPITRE II

Dispatching Economique Optimal

II-1 Introduction.....	17
II-2 Résumé de la littérature de l'OPF.....	18
2-1 Définition	18
II-3 Objectif du Dispatching Economique Optimal	19
3-1 Dispatching Economique.....	19
II-4 Dispatching Economique Optimal Dans Un Réseau Sans Perte	19
II-5 Méthode Numérique Pour le Dispatching Economique Optimal	21
5-1 Méthode Elémentaire (ordre de mérite)	21
5-2 Méthode lagrangien.....	22
5-3 Méthode graphique	25
II-6 Dispatching Economique avec considération des pertes	28
II-7 Ecoulement de Puissance Optimal (OPF).....	30
7-1 Formulation mathématique du problème de l'OPF	30
7-2 Classification des variables de l'OPF.....	30
7-3 Méthode de Newton- Raphson appliquée aux équations d'écoulement de puissance.....	31
7-3-1 Détermination des sous matrices de la Jacobienne J	33
7-3-2 Algorithme de Newton-Raphson	33
7-3-3 Organigramme du dispatching économique optimal.....	34
II-8 Conclusion	36

CHAPITRE III

Testes et Applications sur les Réseaux

III-1- Introduction.....	37
III-2 Réseaux Tests	37
2-1 Réseau test Sonelgaz	37
2-2 Réseau test IEEE 30-bus).....	41
III-3 Conclusion.....	47
Conclusion Générale.....	48
*Annexe.....	49
*Bibliographie	

Listes des Figures

Figure I.1 : Stratégie de génération d'une société d'électricité	04
Figure I.2 : Exemple d'un réseau électrique à deux jeux de barres	10
Figure II.1 : Modèle d'un réseau électrique concentré à un seul jeu de barres artificiel.....	20
Figure II.2 : Fonction du coût convexe du générateur	20
Figure II.3 : Illustre les courbes des puissances générés ainsi que la valeur de λ	25
Figure II.4 : Incrément du coût lambda	26
Figure II.5 : solution graphique du dispatching économique (pour Paramètre de l'exemple précédant).....	27
Figure II.6 : Organigramme de dispatching économique optimal	35
Figure III .1 : Valeur de la fonction de coût d'ouest du réseau algérien durant le processus de notre NOTRE_OPF.....	39
Figure III.2 : Résultats sur le deuxième cas.....	40
Figure III.3 : Schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 30 bus.....	41
Figure III.4 : Courbe quadratiques des générateurs du réseau IEEE 30-bus.....	43
Figure III.5 : Niveaux de tension du réseau IEEE 30 Bus.....	44
Figure III.6 : Phases des tensions du réseau électrique à 30 jeux de barre	44
Figure III.7 : La convergent de Coût.....	45
Figure III.8 : comparaison entre notre OPF et méthode classiques d'optimisation du point de vue coût et pertes de puissance et temps de convergence.....	46

Listes de tableaux

Tableau I.1: Résume les trois types de jeux de barres.....	09
Tableau III.1: Comparaison des résultats obtenus par OPF du réseau ouest algérien.....	38
Tableau III.2: Comparaison des résultats obtenus des NOTRE_OPF du réseau ouest algérien...	39
Tableau III.3: Données techniques et économiques des six générateurs du réseau test.....	42
Tableau III.4: Puissances actives optimales des générateurs du réseau IEEE 30 Bus.....	45
Tableau III.5: Tableau de comparaison.....	46
Tableau A .1: Données des jeux de barres du réseau 30 jeux de barres.....	49
Tableau A.2 : Données des lignes de transport du réseau 30 jeux.....	50
Tableau A.3: Coefficients des courbes des fonction de coût des générateur du réseau 30 jeux de barres.....	51

Liste de symbole

b : susceptance shunt.
 B : matrice susceptance du système.
 B_{ij} et B_{i0} B_{00} : Coefficients de pertes.
Nbr : est le nombre total des lignes de transporte (branches).
 C : La fonction du coût.
 D : Matrice carrée.
 F : Facteur de puissance.
 $f(x)$: Fonction objective.
 g : Conductance shunt.
 $g_i(x)$: Contraintes d'égalité.
 $h_i(x)$: Contraintes d'inégalités.
 i : Numéro du J.d.B.
 I_i : Courant injecte au J.d.B « i ».
 J : Matrice Jacobienne.
J.d.B : Jeux de barres.
 k : Numéro d'itération.
 L : La fonction de Lagrange.
 L_i : Facteur de pénalité.
 n : Nombre de J.d.B.
ng : est le nombre total des générateurs.
NR: Newton-Raphson.
OPF: Ecoulement de Puissance Optimal.
 P : Puissance active.
 P_D : Puissance active demandée.
 P_G : Puissance active générée.
 P_L : Perte active de ligne.

$p.u$: Unité relative.

Q : Puissance réactive.

Q_D : Puissance réactive demandée.

Q_G : Puissance réactive générée.

Q_L : Perte réactive de ligne.

R : Résistance

S : Puissance apparente.

S_b : Valeur de base.

S_D : Puissance apparente demandée.

S_G : Puissance apparente générée.

V_i : Tension au J.d.B.

Y : Matrice admittance.

G_{ij} : La partie réelle de la matrice admittance Y .

B_{ij} : La partie imaginaire de la matrice admittance Y .

γ : Phase d'admittance.

δ : Phase de tension.

ε : Tolérance estimée.

α et β γ : Coefficients du coût.

λ : Multiplicateur de Lagrange.

Z : matrice impédance.

X : vecteur d'état.

U : vecteur de contrôle

$x_{\min} \leq x \leq x_{\max}$: Limites minimales et maximales des variables d'état et de contrôle.

$u_{\min} \leq u \leq u_{\max}$

$[P_B]$: Vecteur des puissances actives transmises par les lignes de transport.

$[J_{n\delta}]$, $[J_{hv}]$: Sous matrices jacobéennes.

INTRODUCTION GÉNÉRAL

Depuis le début des années 1960, l'industrie de l'énergie électrique est devenue un usager potentiel de l'ordinateur pour son application en temps réel dans l'opération et, l'exploitation des réseaux électriques. Grâce à cet instrument privilégié et efficace, plusieurs travaux ont été réalisés. Parmi eux, on situe trois grandes catégories:

- *- l'écoulement statique des charges, qui consiste à évaluer les paramètres de fonctionnement statiques d'un réseau électrique en régime permanent;
- *- la répartition économique dont l'objectif général est de minimiser le coût global d'opération du système par une allocation des puissances active et réactive générées;
- *- l'écoulement optimal des charges qui, dépendamment de la formulation du problème, peut avoir une fin de contrôle ou un caractère économique. La structure générale est la résolution des équations d'écoulement de puissance et d'autres équations de contraintes spécifiques pour minimiser une fonction objective bien spécifiée.

Pour cela plusieurs recherches sur les formulations mathématiques ont été développées pour aboutir à l'optimisation de l'écoulement de puissance. Plusieurs méthodes ont été appliquées pour ce but, depuis 1959. On peut citer parmi ces méthodes : la méthode de Newton, la méthode de lagrangien, méthode du point intérieur, la méthode du gradient réduit.....etc.

Une stratégie pour optimiser la fonction objective (fonction coût) à été adapté pour un réseau quelconque en prenant en considération les contraintes imposées à notre réseau.

Le plan de notre travail s'articule sur les points suivants :

Dans le premier chapitre, une analyse de l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques a été faite en donnant un aperçu sur le calcul de la matrice d'admittance du réseau, formulation de base des équations d'écoulement de puissance et en abordant fin les différents méthodes pour la résolution du problème d'écoulement de puissance.

Le chapitre deux sera consacré au problème de dispatching économique (avec sa définition), en joutant la théorie des différentes méthodes d'optimisation sur les réseau électrique et plus particulièrement dans le dispatching économique. Ainsi que les contraintes physiques pouvant affectées notre réseau électrique.

Le troisième chapitre on présent applications numériques de la méthode sur des différents modèles de réseaux électriques, en étudiant l'influence des différentes contraintes sur la fonction objective (fonction coût).

Chapitre un

Généralités et l'écoulement de puissance

I.1 INTRODUCTION

L'étude de l'écoulement de puissance (load 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.

Un grand nombre de mathématiciens, d'informaticiens et d'ingénieurs ont consacré des années de leur carrière à étudier les méthodes de calcul de l'écoulement de puissance. Il n'y a qu'à voir le nombre de publications dans ce domaine pour apprécier l'effort qu'ils ont développé. [1]

Le problème d'écoulement de puissance est résolu pour la détermination en régime permanent des tensions complexes au niveau des jeux de barres du réseau, à partir de lesquelles les transits des puissances actives et réactives dans chaque ligne et transformateur sont calculés. L'ensemble des équations représentant le réseau électrique est de nature non-linéaire.

Pratiquement, dans les méthodes de calcul d'écoulement de puissance on exploite la configuration du réseau et les propriétés de ses équipements pour déterminer la tension complexe au niveau de chaque nœud. D'autre part, on considère une parfaite symétrie entre les trois phases du système triphasé du réseau électrique.

I.2 MODES D'EXPLOITATIONS DES CENTRALE ELECTRIQUES

I.2.1 Génération mixte

La **Figure I.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 besoin d'une capacité de réserve pour affronter les cas d'urgences. [2]

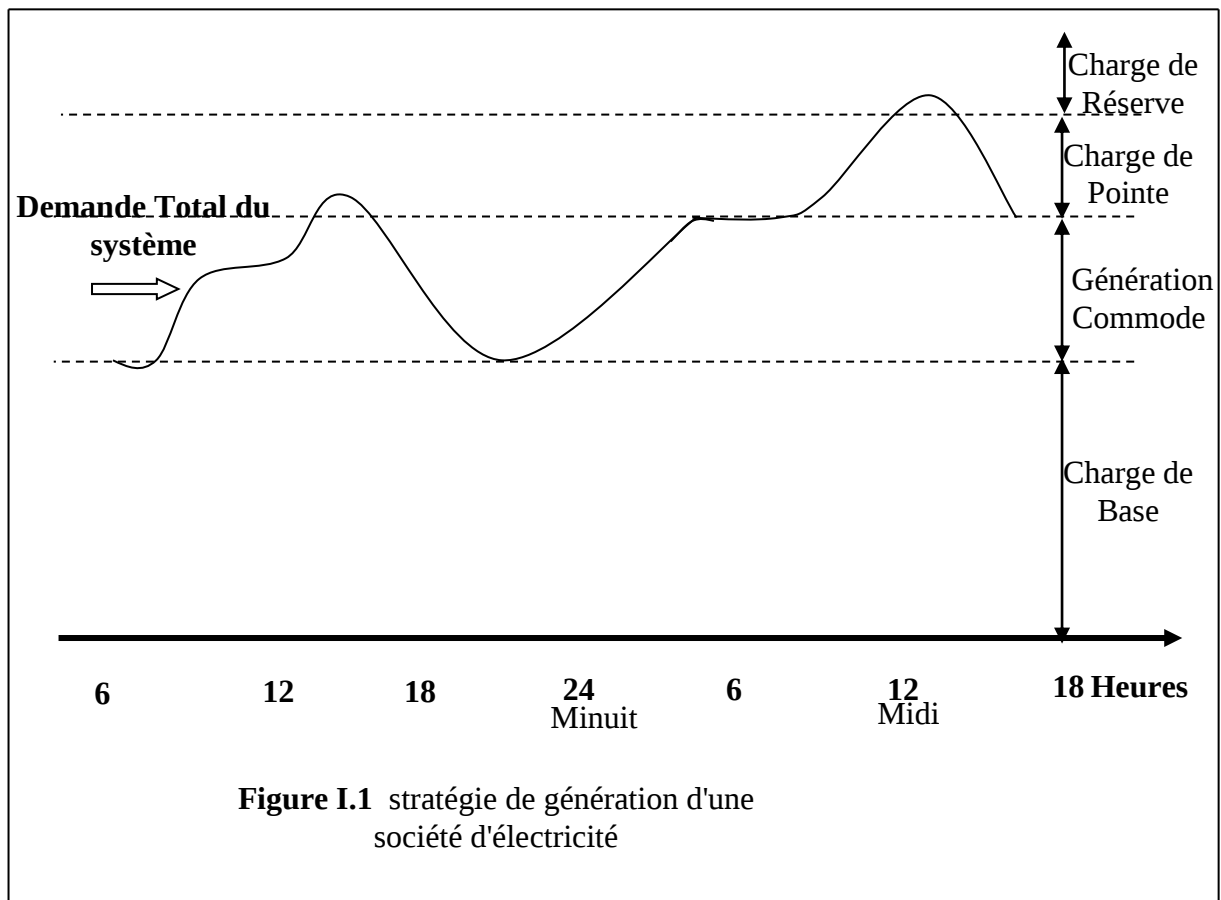


Figure I.1 stratégie de génération d'une société d'électricité

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

★ **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 délivrée 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.

★ **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. [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 lorsque on dispose des générateurs entraînés hydrauliquement ceux-ci sont préférés en premier lieu.

★ **Unités de Réserve :**

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

I.2.2 Stratégie de Fonctionnement des Unités

Le coût d'énergie varie en grande partie en fonction de Kilos dinars par MW Heures (KDA/Mwh), entre les différentes unités cités précédemment.

L'unité de pointe est considérée la plus chère, car elle n'est que peu exploitée. On peut s'abstenir d'acheter ce type d'unités pour des années, en minimisant la demande de pointe par le contrôle de la charge.

Il est primordiale pour que n'importe qu'elle entreprise de production d'énergie électrique de conserver les unités mixtes convenables et cela n'est pas dû seulement à la variation de l'énergie demandée par heure (comme indique la **Figure I.1**), mais il est obligatoire de procéder régulièrement à la maintenance de toutes les unités de génération. En ce qui concerne les centrales nucléaires, il faut les alimenter en combustible.

La réussite de l'entreprise productrice d'énergie dépend essentiellement de sa capacité à réaliser le compromis entre la génération de l'énergie et la demande de la charge, non pas pour 24h mais pour des années entières.

I.3 MODELISATION DES ELEMENTS DU RESEAU ELECTRIQUE

Un réseau d'énergie électrique comprend des génératrices des lignes de transport et de distribution de réseau et d'un ensemble de consommateurs, qui constituent les charges du réseau, en outre le réseau comporte également des transformateurs et des appareils de protection. L'ensemble des systèmes électriques comporte trois sous systèmes:

- ↳ Production (génératrices).
- ↳ Transport, répartition et distribution (lignes).
- ↳ Utilisation (consommateurs, charges). [4]

I.3.1 Générateur de puissance (Machine synchrone)

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

La puissance active du générateur est déterminée par le contrôle de la turbine, qui doit être dans la capacité du système turbine – générateur. La tension (V_g) est principalement déterminée par l'injection de la puissance réactive au jeu de barre de production. [5]

I.3.2 Ligne de transport

La ligne de transport est modélisée par le schéma unifilaire en π à paramètres distribués. Ces paramètres dépendent de la nature du conducteur et de leurs géométries :

- Des paramètres linéaires série par phase :

r : résistance linéique ou série (Ω/km).

x : réactance linéique ou série (Ω/km).

- Des paramètres shunt par phase :

b : susceptance shunt ($1/\Omega.km$).

g : conductance shunt ($1/\Omega.km$).

Dans la plupart des cas, la conductance shunt est négligeable ($g \approx 0$) .

Les lignes électriques peuvent être classées suivant plusieurs critères.

- ↳ * Situation dans l'espace : lignes aériennes, lignes souterraines (câbles).
- ↳ * Classe de tension : lignes à basse tension (<1kV) et ligne à haute tension (>1kV).
- ↳ * Suivant la longueur:
 - * Ligne courte $L < 80km$.
 - * Ligne moyenne $80km < L < 240km$.
 - * Ligne longue $L > 240km$. [6]

I.3.3 Transformateur

Le transformateur est un appareil statique très robuste. Il est utilisé pour modifier la présentation de l'énergie électrique alternative, afin de la rendre aussi commode que possible à tous les stades de la production, de la distribution et de l'utilisation.

C'est cette facilité de transformation qui explique l'abandon du continu pour l'alternatif dans les réseaux de distribution.

Dans le réseau d'énergie électrique les transformateurs rencontrés sont:

- ↳ les transformateurs fonctionnant en régime nominal c'est-à-dire avec un rapport de transformation nominale.
- ↳ les transformateurs à pas variables, le rapport de transformation est réglable.
- ↳ les transformateurs déphaseurs dont le rapport de transformations peut être représenté par un nombre complexe. [4]

I.3.4 Charge électrique

La charge électrique est souvent modélisée sous forme d'une impédance constante. La plupart des charges représentent une sous-station (système de distribution). Ces charges sont connectées au réseau électrique à travers un transformateur à prises de charges variables, où le niveau de tension de la charge est maintenu pratiquement constant. Dans ce cas, les puissances actives et réactives de la charge peuvent être représentées par des valeurs constantes. [7]

I.3.5 Élément shunt

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

I.4 LÉCOULEMENT DE PUISSANCE

I.4.1 Classification des jeux de barres selon leurs spécifications

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

- a. Jeu de barres de référence
- b. Jeu de barres de charge
- c. Jeu de barres générateur (à tension contrôlée)

Notons que dans un réseau électrique, les jeux de barres de charge forment de 80 à 90% de la totalité des jeux de barres, et 1% J.d.B de référence et le reste J.d.B de contrôle.

Pour chaque jeu de barre, deux variables doivent être spécifiées au préalable et les deux autres sont à calculer.

a) Jeu de barre de référence :

C'est un jeu de barre générateur où le module et la phase de tension (V, δ) sont les deux spécifiés. Les puissances (P, Q) sont inconnues et doivent être calculées à la fin.

Le jeu de barre de référence, est choisi parmi les jeux de barres générateurs dont la puissance active est la plus importante. Ce jeu de barre est pris comme référence des angles de tension.

b) Jeu de barre générateur :

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

c) Jeu de barre de charge :

Ce jeu de barre alimente une charge caractérisée par sa puissance active P et réactive Q . Donc (P, Q) sont spécifiées, alors que (V, δ) sont à calculer. [6]

Le tableau: I.1 : ci-dessous résume les trois types de jeux de barres :

	Variables spécifiques						Variables inconnues			
	P_D	Q_D	P_G	Q_G	$ V $	δ	P_G	Q_G	$ V $	δ
<i>Jeu de barre de référence</i>	*	*			*		*	*	*	
<i>Jeu de barre de charge</i>	*	*	*	*					*	*
<i>Jeu de barre de contrôle</i>	*	*	*	*					*	*

I.4.2 Généralisation à un système de n jeux de barres

Les réseaux électriques réels peuvent contenir des centaines de jeux de barres, de générateurs et de milliers de branches, donc pour un système de n jeux de barres on aura :

↪ n variables : $|V_i|$ (module de la tension du jeu de barres i)

↪ n variables : δ_i (angle de phase de la tension du jeu de barres i)

- ↳ n variables : P_{Gi} (puissance active injectée au jeu de barres i)
- ↳ n variables : Q_{Gi} (puissance réactive injectée au jeu de barres i)
- ↳ n variables : P_{Di} (puissance active demandée au jeu de barres i)
- ↳ n variables : Q_{Di} (puissance réactive demandée au jeu de barres i)

Avec $i=1,2,\dots,n$. Donc nous avons en tout $6n$ inconnues.

La puissance nette injectée à un jeu de barre, est égale à la différence entre la puissance générée S_{Gi} et la puissance demandée S_{Di} au niveau de ce jeu de barre . [5]

I.4.3 Exemple de démonstration pour deux jeux de barres

On peut démontrer d'une façon simple les propriétés fondamentales de l'étude de l'écoulement de puissance par la discussion d'un système à deux jeux de barres qui est montré à la figure (I-1).

Un réseau électrique réel ne peut pas être de cette simplicité, mais cela va seulement servir comme objet de démonstration. Chaque jeu de barres est alimenté d'un générateur. Les générateurs fournissent les énergies S_{G1} et S_{G2} aux jeux de barres. Les charges demandées sont prises de chaque jeu de barres à des quantités S_{D1} et S_{D2} , les deux jeux de barres sont liés par une ligne de transmission caractérisée par une admittance série Y_s et une admittance parallèle Y_p .

Les tensions des jeux de barres sont symbolisées par V_1 et V_2 respectivement. Pour ce réseau les puissances des deux jeux de barres sont :

$$\begin{cases} P_1 + jQ_1 = P_{G1} - P_{D1} + j(Q_{G1} - Q_{D1}) \\ P_2 + jQ_2 = P_{G2} - P_{D2} + j(Q_{G2} - Q_{D2}) \end{cases}$$

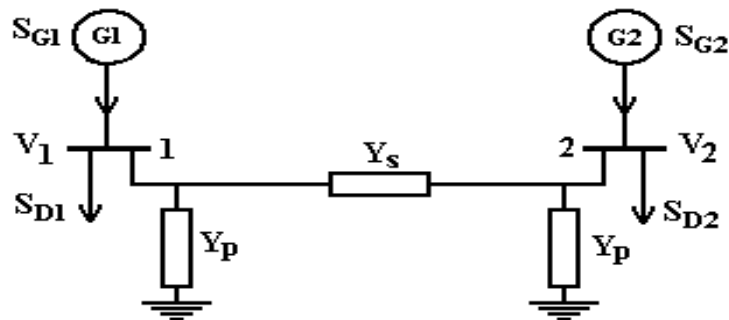


Figure I-2 : Exemple d'un réseau électrique à deux jeux de barres

I.4.4 Les équations de l'écoulement de puissance

La construction du modèle mathématique duquel on peut prédire la forme (aspect) de l'écoulement de puissance, est essentielle pour la compréhension du mécanisme de l'écoulement de puissance.

Dans la formulation des équations de l'écoulement de puissance l'une des deux matrices (admittance ou impédance est nécessaire).

La puissance apparente S_1 injectée au jeu de barres 1 est donnée par l'équation $S_1 = V_1 I_1^*$ où I_1 est le courant qui entre dans le jeu de barres 1. Ce courant est composé de deux composantes, une composante $Y_p V_1$ qui s'écoule à travers l'admittance shunt, et une composante $(V_1 - V_2)Y_s$ qui s'écoule à travers l'admittance série de la ligne équivalente du réseau. D'après la loi de Kirchhoff appliquée à un jeu de barres, nous avons :

$$I_1 = \frac{S_1^*}{V_1^*} = Y_p V_1 + (V_1 - V_2)Y_s \quad (I-1)$$

$$I_2 = \frac{S_2^*}{V_2^*} = Y_p V_2 + (V_2 - V_1)Y_s \quad (I-2)$$

NB : Les équations (I-1) et (I-2) sont données pour une seule phase.

On peut écrire ces deux dernières équations d'une manière plus simple :

$$\begin{cases} I_1 = \frac{S_1^*}{V_1^*} = Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 \\ I_2 = \frac{S_2^*}{V_2^*} = Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 \end{cases} \quad (I-3)$$

Avec :

$$\begin{aligned} Y_{11} &= Y_{22} = Y_p + Y_s \\ Y_{12} &= Y_{21} = -Y_s \end{aligned}$$

Maintenant on va introduire les matrices et les vecteurs suivants :

$$I_{BUS} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \text{ Vecteur de courants des jeux de barres}$$

$$V_{BUS} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \text{ Vecteur de tensions des jeux de barres}$$

$$Y_{BUS} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \text{ La matrice admittance du réseau}$$

$$Z_{BUS} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix} \text{ La matrice impédance du réseau}$$

On peut écrire les équations (I-3) d'une manière plus simple

$$I_{BUS} = Y_{BUS} V_{BUS} \quad (I-4)$$

$$V_{BUS} = Z_{BUS} I_{BUS} \quad (I-5)$$

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

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

$$\begin{aligned} I_1 &= \left(\sum_{i=1, i \neq n}^m y_{1i} \right) V_1 + (-y_{12}) V_2 + \dots + (-y_{1n}) V_n \\ &\vdots \\ &\vdots \\ &\vdots \\ I_n &= (-y_{n1}) V_1 + (-y_{n2}) V_2 + \dots + (-y_{nn}) V_n \end{aligned}$$

La matrice admittance est donc :

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

Ces équations sont complexes, linéaires. La caractéristique de linéarité assure une simple solution des inconnues. Les courants aux jeux de barres seront calculés par la substitution directe dans (I-3), et vice versa. Si les courants sont des inconnus, les tensions aux jeux de barres seront calculées d'après (I-4). Naturellement on a besoin d'inverser la matrice Y_{BUS} .

En réalité, ce sont les puissances qui seront connues et pas les courants, ce qui change la forme des équations (I-3) à :

$$\begin{cases} S_1^* = P_1 - jQ_1 = (Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2)V_1^* \\ S_2^* = P_2 - jQ_2 = (Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2)V_2^* \end{cases} \quad (\text{I-6})$$

Ces équations sont les équations de "l'écoulement de puissance" ou "l'écoulement de charge" recherchées.

La solution de ces équations est plus difficile que la solution du système d'équations linéaires (I-4) et (I-5), car elles ne sont pas linéaires. [5]

I.4.5 Les équations d'écoulement dans les lignes

Quand la solution itérative des tensions aux J.d.B est achevée, on peut calculer l'écoulement dans les lignes. Le courant au J.d.B « i » dans la ligne de connexion de nœud « i » vers le nœud « k » est :

$$I_{ik} = (V_i - V_k)y_{ik} + V_i \cdot \frac{y'_{ik}}{2}$$

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

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

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

La puissance qui écoule, active et réactive, est :

$$P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* \cdot I_{ik}$$

$$P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* (V_i - V_k)y_{ik} + V_i^* \cdot V_i \cdot \frac{y'_{ik}}{2} \quad (\text{I-7})$$

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

$$P_{ki} - jQ_{ki} = V_k^* (V_k - V_i)y_{ik} + V_k^* \cdot V_k \cdot \frac{y'_{ik}}{2} \quad (\text{I-8})$$

Les pertes de puissances dans la ligne « i-k » sont égales à la somme algébrique de la répartition des puissances déterminées a partir des relations (I-7) et (I-8). [5]

I.4.6 Equations de l'écoulement de puissance (sous forme réelle) [8]

On peut écrire les équations (I-6) comme suit :

$$S_1^* = P_1 - jQ_1 = V_1^* \sum_{k=1}^2 Y_{1k} V_k, \quad S_2^* = P_2 - jQ_2 = V_2^* \sum_{k=1}^2 Y_{2k} V_k$$

D'une manière plus compacte on a :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1}^2 Y_{ik} V_k \quad i=1,2 \quad (\text{I-9})$$

Chaque tension au jeu de barres V_i a une amplitude $|V_i|$ et un angle de phase δ_i ainsi que chaque élément de la matrice admittance est en général de type complexe donc on peut écrire $V_i = |V_i| \angle \delta_i$, $Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \gamma_{ij}$

D'ici on peut écrire les équations de l'écoulement de puissance

$$P_i - jQ_i = \sum_{k=1}^2 |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \exp(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \quad (\text{I-10})$$

Séparons les parties réelles et imaginaires

$$P_i = \sum_{k=1}^2 |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \cos(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \quad (\text{I-11})$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^2 |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \sin(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \quad (\text{I-12})$$

$i=1,2$

Pour l'exemple à deux jeux de barres on a :

$$\begin{cases} P_1 = P_{G1} - P_{D1} = |Y_{11}| |V_1|^2 \cos(\gamma_{11}) + |Y_{12}| |V_1| |V_2| \cos(\delta_2 - \delta_1 + \gamma_{12}) = f_{1p} \\ P_2 = P_{G2} - P_{D2} = |Y_{22}| |V_2|^2 \cos(\gamma_{22}) + |Y_{21}| |V_1| |V_2| \cos(\delta_1 - \delta_2 + \gamma_{21}) = f_{2p} \\ Q_1 = Q_{G1} - Q_{D1} = -|Y_{11}| |V_1|^2 \sin(\gamma_{11}) - |Y_{12}| |V_1| |V_2| \sin(\delta_2 - \delta_1 + \gamma_{12}) = f_{1q} \\ Q_2 = Q_{G2} - Q_{D2} = -|Y_{22}| |V_2|^2 \sin(\gamma_{22}) - |Y_{21}| |V_1| |V_2| \sin(\delta_1 - \delta_2 + \gamma_{21}) = f_{2q} \end{cases} \quad (\text{I-13})$$

I.4.7 Les pertes de puissance dans lignes

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 » :

On a :

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di}$$

Avec :

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

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

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

$$\sum Q_i = \sum F_{iq} = \sum Q_{Gi} - \sum Q_{Di} \quad (I-14)$$

Le système d'équations (I-14) 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 [9]

$$\begin{aligned} P_{Lij} &= P_{ij} + P_{ji} \\ Q_{Lij} &= Q_{ij} + Q_{ji} \end{aligned} \quad (I-15)$$

I.4.8 Classification des variables de l'écoulement de puissance

La dernière observation nous permet de remarquer une des plus importantes spécifications du problème. Donc il est impératif d'introduire un certain ordre sur les variables. Pour cette raison on les partage en ces groupes naturels suivants :

I.4.9 Les variables de perturbation ou non contrôlables [5]

Parmi les douze variables des équations de l'écoulement de puissance, les variables de la demande $P_{D1}, P_{D2}, Q_{D1}, Q_{D2}$ ne sont pas contrôlables car elles dépendent seulement des utilisateurs de la puissance. Les variables de perturbation avec cette définition constituent les composantes du vecteur de perturbation P.

$$P = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ Q_1 \\ Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{D1} \\ P_{D2} \\ Q_{D1} \\ Q_{D2} \end{bmatrix} \quad (I-17)$$

I.4.10 Les variables de contrôle et d'état

Les huit variables $|V_1|, |V_2|, \delta_1, \delta_2, P_{G1}, P_{G2}, Q_{G1}, Q_{G2}$ peuvent facilement être groupées en deux groupes, les variables de "contrôles" et variables "d'état".

↳ Les variables $|V_1|, |V_2|, \delta_1, \delta_2$ sont définies comme variables d'état. Pour utiliser la notation connue dans la théorie de contrôle ces variables doivent être représentées par les variables $X_1, \dots, X_4$.

↳ Les variables $P_{G1}, P_{G2}, Q_{G1}, Q_{G2}$ sont des variables de contrôle, et qu'on préfère le symboliser par $U_1, \dots, U_4$, donc nous aurons:

$$X = \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ X_3 \\ X_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ |V_1| \\ |V_2| \end{bmatrix} \quad X : \text{vecteur d'état} \quad (I-18)$$

$$U = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ Q_{G1} \\ Q_{G2} \end{bmatrix} \quad U : \text{vecteur de contrôle} \quad (I-19)$$

I.5 CONCLUSION

Le problème de répartition de charges occupe une partie très importante dans la procédure de commande et contrôle des réseaux électriques.

Il est largement utilisé dans les centres de contrôle de système de puissance pour étudier les problèmes d'exploitation des réseaux électriques et favoriser la précision des calculs des pertes de transmission et des facteurs de pénalité.

Elle donne tous les variables du réseau électrique les arguments et les modules de la tension nodale, et les puissances actives et réactives.

Pour trouver a répartition optimal de la puissance dans les réseaux électrique il faut faire une étude analytique sur le commande de notre système pour obtenu sur les commande optimal produit une coût total minimum, on peut faire cette étude dans la prochaine chapitre.

Chapitre deux

Dispatching Economique optimal

II.1 INTRODUCTION

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

Ce processus est appelé l'écoulement de puissance optimal (OPF), et parfois, il est connu comme le problème du dispatching économique.

Dans la littérature, plusieurs techniques ont été proposées pour résoudre le problème du dispatching économique. L'inconvénient de ces techniques, est le traitement rigide des contraintes qui doivent être satisfaites tout le temps.

Dans la pratique, dans les systèmes de puissance réels, il existe deux types de contraintes les contraintes rigides, et les contraintes souples. Les contraintes rigides, imposées par la nature du système, ne doivent pas être violées. Quant aux contraintes souples, elles peuvent être dépassées avec un certain degré de tolérance. Quand les contraintes rigides ne sont pas satisfaites dans la programmation mathématique

conventionnelle, il est difficile d'identifier les contraintes critiques. Pour cette raison, il est nécessaire de développer un modèle plus réaliste qui doit tenir compte des avantages que donne la souplesse caractérisant le problème de l'OPF. [13]

II.2 RESUME DE LA LITTERATURE DE L'OPF

La formulation et la solution du problème de l'OPF, ont été traitées la première fois en 1961 par R.B Squires, dont l'algorithme de la solution proposé était une méthode de type Gauss-Seidel. [10]

En 1962, Carpentier a été le premier qui a fait une formulation exacte et générale du problème du dispatching économique, dont la solution utilise le théorème d'optimalité de Kuhn-Tucker [11].

Depuis lors, plusieurs algorithmes ont été développés afin de rendre le calcul de l'OPF plus efficace, ces algorithmes utilisent les techniques de programmations mathématiques, dites linéaires ou non linéaires.

La majorité des techniques de programmation mathématiques, discutées dans la littérature

Utilisent une des cinq méthodes suivantes:

- ↳ Méthode itérative du lambda (appelée aussi méthode du critère d'égalité de l'accroissement du coût).
- ↳ Méthode du gradient.
- ↳ Méthode de Newton.
- ↳ Méthode de programmation linéaire.
- ↳ Méthode du point intérieur. [12].

II.2.1 Définition

Les termes « Dispatching Optimal », « Dispatching de génération Optimal », « Dispatching Economique Optimal », « Répartition de puissance Optimal », et « Répartition de charge Optimal » sont essentiellement des synonymes basés sur un type de calcul de répartition dans lesquels quelques quantités sont minimisées, pendant l'horaire de génération, le terme général «Dispatching Economique » est rapporté au formulation dans lesquelles les coûts d'investissement sont minimisés. [3]

II.3 OBJECTIF DU DISPATCHING ECONOMIQUE OPTIMAL

L'objectif du dispatching économique 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 exemple :

- a) 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.
- b) 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.
- c) Soit deux générateurs l'un fonctionne à pétrole et l'autre à gaz les dispatching optimal est partager la charge entre les deux générateurs pour que le coût total de génération soit minimal. [14] .

II.3.1 Dispatching Economique

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

Dans ce cas, la seule contrainte est que la somme de toutes les puissances actives générées, soit égale à la charge totale du système. On en conclut que le modèle utilisé par le dispatching économique standard, considère que les pertes de puissances actives dans les lignes de transport et les transformateurs sont négligeables, et que les équations de l'écoulement de puissance ne sont pas prises en considération. [13]

II.4 DISPATCHING ECONOMIQUE OPTIMAL DANS UN RESEAU SANS PERTE :

Cette fonction optimise le coût de la totalité des puissances actives générées , en supposant que chaque générateur a une courbe du coût convexe liée à sa propre puissance active ayant des limites supérieure et inférieure. La somme de toutes les puissances actives.

Générées doit être égale à la charge totale du système donné. Donc les pertes de puissances actives dans les transformateurs et les lignes de transport sont considérées négligeables. [15]

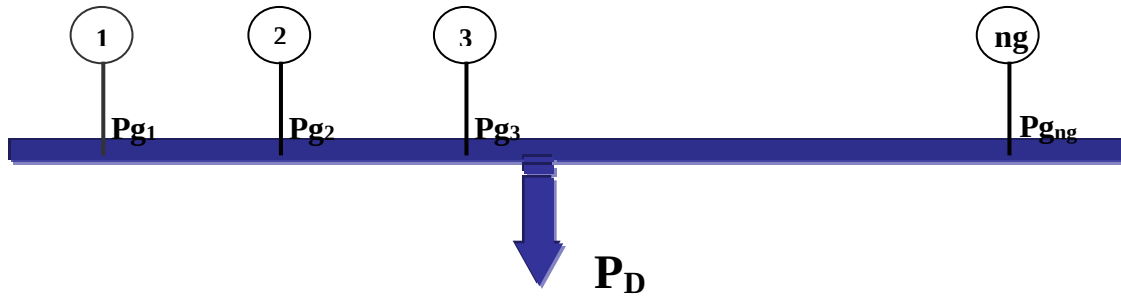


Figure II.1 Modèle d'un réseau électrique concentré à un seul jeu de barres artificiel

Ainsi, dans le dispatching économique, la fonction d'optimisation ne prend pas en considération les équations non-linéaires de l'écoulement de puissance. On suppose que tous les générateurs de puissances et toutes les charge électriques sont connectées directement à un seul jeu de barres artificiel du réseau électrique (Figure II.1). Ces qui réduit les équations de l'écoulement de puissances à une seule équation montrant que : « la somme des puissances produites doit être égale à la somme de puissances consommées ».

Le problème est défini en se basant sur l'alimentation d'une charge concentrée où un ensemble de générateurs sont liés avec cette charge unique. Chaque générateur i va produire sa propre puissance P_{gi} selon une fonction de coût convexe donnée par la fonction quadratique suivante :

$$C_i = a_{i0} + a_{i1}P_{gi} + a_{i2}P_{gi}^2 \quad ; i=1, \dots, ng \quad (\text{II -1})$$

Où les coefficients a_{i0} , a_{i1} et a_{i2} sont numériquement connus et $a_{i2} > 0$.

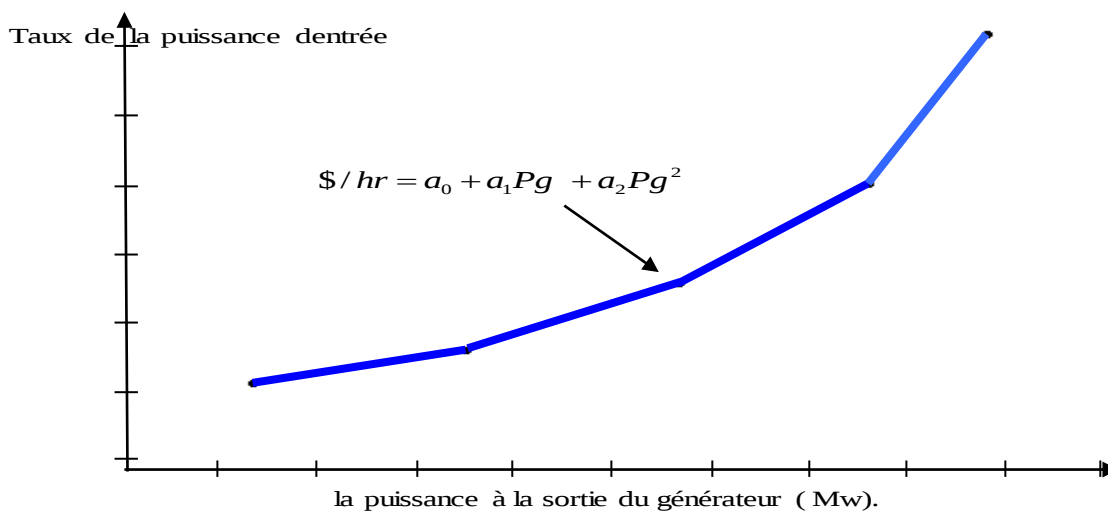


Figure II.2 Fonction du coût convexe du générateur

La Figure II.2 montre cette fonction quadratique, dont l'axe y est l'énergie à l'entrée de la Chaudière (en MBtu/h ou \$/h) et l'axe x est la puissance à la sortie du générateur (en Mw). Cela est fait en variant la puissance du générateur P_{gi} entre $P_{gi \min}$ et $P_{gi \max}$ et le Mbtu/hr correspondant à chaque puissance P_{gi} de sortie est enregistré. Ensuite ces points sont ajustés, dans une courbe, à une équation quadratique.

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

$$C = \sum_{i=1}^{ng} C_i = \sum_{i=1}^{ng} (a_{i0} + a_{i1}P_{gi} + a_{i2}P_{gi}^2) \quad (II-2)$$

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

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_D \quad (II-3)$$

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

$$P_{gi \min} \leq P_{gi} \leq P_{gi \max} ; i = 1, ng \quad (II-4)$$

II.5 METHODE NUMERIQUE POUR LE DISPATCHING ECONOMIQUE OPTIMAL

II.5.1 Méthode Élémentaire (ordre de mérite)

Une ancienne méthode est utilisée pour minimiser le coût de la puissance demandée est appelée à partir du générateur le plus efficace.

Lorsque la charge augmente, la puissance doit être fournie par le générateur le plus efficace jusqu'au point du rendement maximale atteint par ce générateur, puis pour une autre augmentation de la charge, le deuxième générateur le plus efficace doit commencer l'alimentation du système de puissance.

Un troisième générateur n'est appelé que lorsque le deuxième générateur atteint son rendement maximal, même si les pertes de transmission sont négligeables.

Les centrales sont classées suivant les fonctions du coût C'est-à-dire : $(C_1 < C_2 < C_3 \dots \dots \dots \text{etc.})$. [3]

Les courbes de la Figure II.2 montrent intuitivement ces méthodes pour une centrale possédant trois génératrices.

II.5.2 Méthode lagrangien

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. [3] Pour résoudre le problème du dispatching économique, on fait appel à la fonction de Lagrange, formulée comme suit [13]

$$L = \sum_{i=1}^{ng} (a_{i0} + a_{i1}Pg_i + a_{i2}Pg_i^2) + \lambda(P_D - \sum_{i=1}^{ng} Pg_i) \quad (\text{II- 5})$$

Les conditions d'optimalités nécessaire sont les équations suivantes :

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial Pg_i} = a_{i1} + 2a_{i2}Pg_i - \lambda = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_D - \sum_{i=1}^{ng} Pg_i = 0 \\ Pg_i^{\min} \leq Pg_i \leq Pg_i^{\max} \end{cases} ; i=1, ng \quad (\text{II-6})$$

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

$$Pg_i = \frac{\lambda - a_{i1}}{2a_{i2}} ; i = 1, ng \quad (\text{II -7})$$

En remplaçant l'équation (II -7) dans l'équation (II-3), on aura :

$$\sum_{i=1}^{ng} \frac{\lambda}{2a_{i2}} = P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{a_{i1}}{2a_{i2}} \quad (\text{II -8})$$

La valeur optimale de lambda déterminée de l'équation (II -8)est comme suit :

$$\lambda = \lambda_{opt} = \left(P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{a_{i1}}{2a_{i2}} \right) / \sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2a_{i2}} \quad (\text{II -9})$$

La valeur numérique optimale de lambda peut être remplacée dans l'équation (II -7) pour obtenir toutes les valeurs optimales des puissances générées :

$$P_{gi} = P_{gopt_i} = \frac{1}{2a_{i2}} \left(\left(P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{a_{i1}}{2a_{i2}} \right) / \sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2a_{i2}} - a_{i1} \right); i = 1, ng \quad (II -10)$$

Exemple:

Trouver la répartition optimale des puissances générées pour le cas suivantes:

La puissance demandé totales : 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 : $C_i = f(P_{gi})$

$$C_1 = 500 + 5.3P_{g1} + 0.004P_{g1}^2.$$

$$C_2 = 400 + 5.5P_{g2} + 0.006P_{g2}^2.$$

$$C_3 = 200 + 5.8P_{g3} + 0.009P_{g3}^2.$$

Donc

$$P_{g1}^{(1)} = \frac{6 - 5.3}{2 \cdot (0.004)} = 87.5$$

$$P_{g2}^{(1)} = \frac{6 - 5.5}{2 \cdot (0.006)} = 41.67$$

$$P_{g3}^{(1)} = \frac{6 - 5.8}{2 \cdot (0.009)} = 11.11$$

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

On calcule la variation de lambda:

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

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 générés:

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

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

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

Et

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

Lorsque le contrainte d'égalité est vérifiée, on arrive à la répartition optimale des puissances générées, et le coût optimal est déterminé par :

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

En programme dans langage de programmation Matlab 6.5 a été réalisé, les résultats obtenus sont identiques : `cost=[...`

```
500    5.3    0.004
400    5.5    0.006
200    5.8    0.009];
```

```

lim=[ 200 450
      150 350
      100 225];

Pd=975;

entrée lamda intial :6

it =3

pgg1 = 87.5000 482.8947 450.0000
pgg2 = 41.6667 305.2632 325.0000
pgg3 = 11.1111 186.8421 200.0000

lamda optimal

lamda = 9.4000

les puissances generé optimal est :

pg1 = 450 , pg2 =325.0000 , pg3 = 200.0000

les total optimal

ct = 8.2363e+003

```

La Répartition Optimale dans la puissance générée et incrémentation de cout

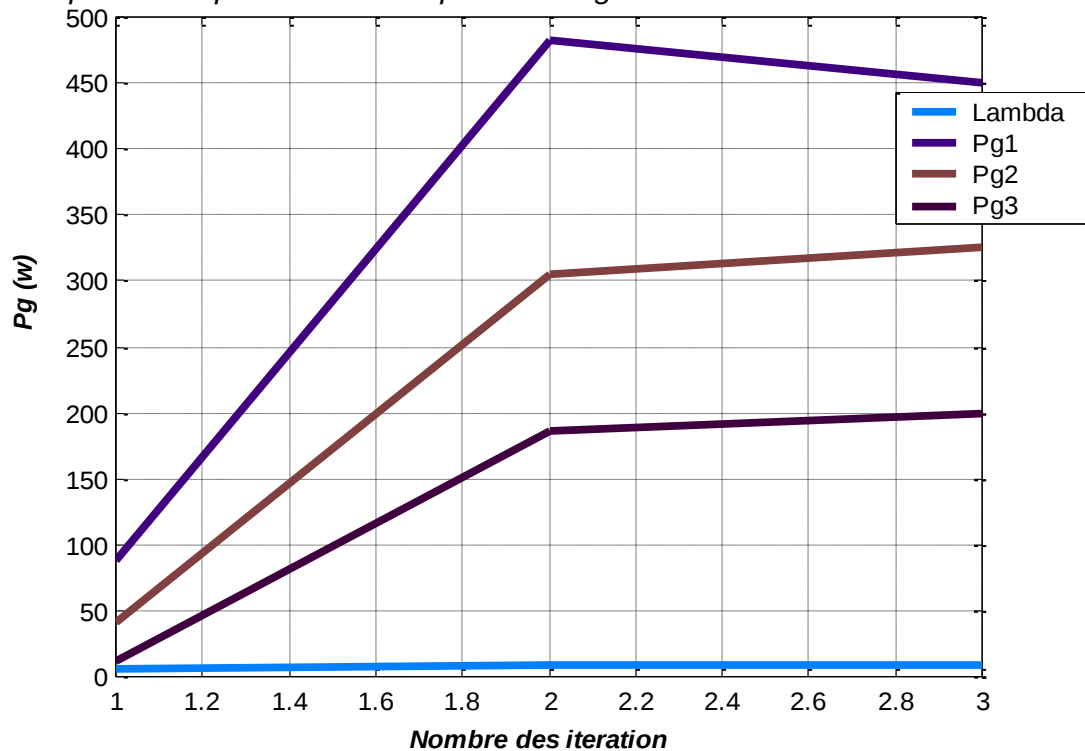


Figure II.3 illustre les courbes des puissances générés ainsi que la valeur de λ .

II.5.3 Méthode graphique:

On peut aussi déterminer la solution optimale du dispatching économique par une méthode graphique. Du fait que dans l'équation (II -6), la dérivée du lagrangien par rapport à

la puissance produite de chaque générateur contient la même valeur lambda ; donc une solution facile et graphique au problème d'optimisation peut être obtenue.[3]

De l'équation (II -6), on peut placer les valeurs de lambda à gauche du signe d'égalité :

$$\begin{aligned}
 \lambda &= (a_{11} + 2a_{i2}Pg_1) \\
 \lambda &= (a_{21} + 2a_{22}Pg_2) \\
 \lambda &= (a_{31} + 2a_{23}Pg_3) \\
 &\vdots \\
 \lambda &= (a_{ng1} + 2a_{ng2}Pg_{ng}) \\
 0 &= P_D - (Pg_1 + Pg_2 + \dots + Pg_{ng}) \\
 Pg_i^{\min} &\leq Pg_i \leq Pg_i^{\max}
 \end{aligned} \tag{II -11}$$

La dérivée de la fonction objective est représentée par une droite dite « le taux incrément du combustible ou l'incrément du coût lambda » (Figure II.4).

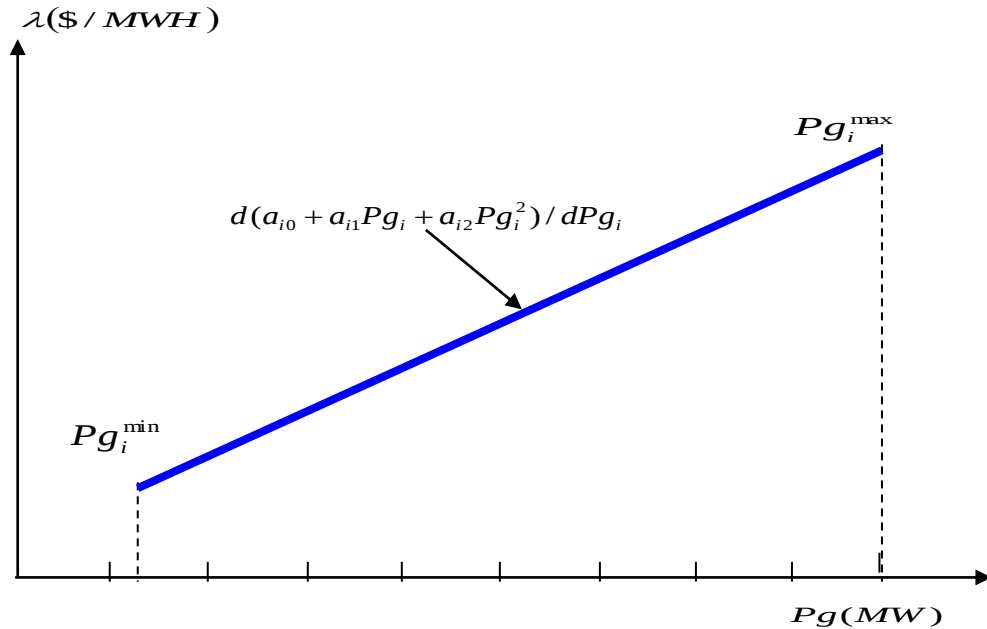


Figure II.4 Incrément du coût lambda

Le problème du dispatching économique peut être résolu par une méthode graphique

en traçant la courbe d'accroissement du coût $\lambda = f(P_{gi})$, pour chaque générateur et sur le même plan (Figure. II.5). [13]

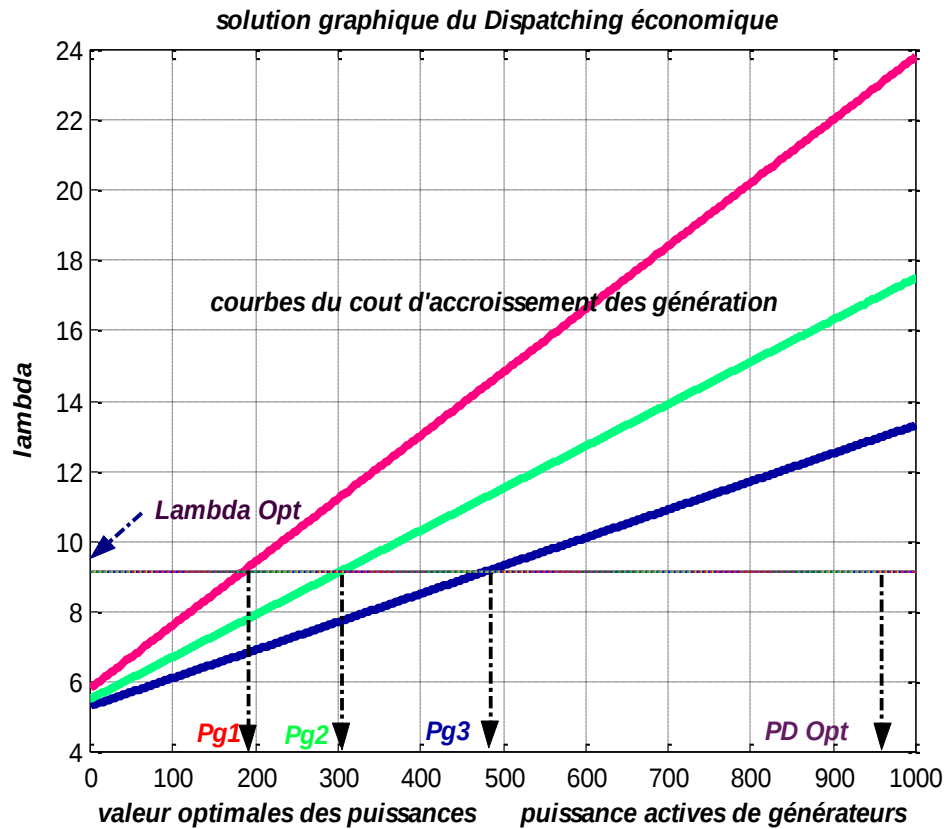


Figure II.5 solution graphique du dispatching économique (pour Paramètre de l'exemple précédant)

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. [13]

II.6 DISPATCHING ECONOMIQUE AVEC CONSIDERATION DES PERTES

Le problème du dispatching économique associé à cette configuration est très compliqué par rapport au cas où les pertes sont négligées, à cause que la contrainte d'égalité contient les pertes totales actives de transmission P_L .

L'équation de contrainte d'égalité est donnée par :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_d + P_L \quad (\text{II -12})$$

Les pertes actives sont fonction de l'impédance du réseau électrique et du courant électrique des lignes de transport, par conséquent, le courant électrique est lié seulement aux puissances générées et ou puissances demandées. [16]

L'augmentation de Lagrange pour ce type de problème est :

$$L = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2) + \lambda \left(P_d + P_L - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \right) \quad (\text{II -13})$$

Les conditions nécessaires pour un minimum sont données par :

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial P_{gi}} &= \beta_i + 2\gamma_i P_{gi} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} \right) = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} &= P_d + P_L - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = 0 \quad i = 1, 2, 3, \dots, ng \\ P_{gi \min} &\leq P_{gi} \leq P_{gi \max} \end{aligned} \quad (\text{II -14})$$

On peut donc considérer que les courants sont fonction des variables indépendantes, (P_{gi}) et (P_d) .

La première équation de l'expression (II -14), nous donne une relation directe entre la puissance générée (P_{gi}) et le multiplicateur de Lagrange (λ) , donnée par

$$\lambda = \frac{\frac{dC_i}{dP_{gi}}}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}} = L_i \cdot \frac{dC_i}{dP_{gi}} \quad (\text{II-15})$$

Le terme $\left(L_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}} \right)$ est appelé : " *facteur de pénalité*" du générateur i .

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

1. La première approche consiste à considérer les pertes des puissances actives constantes, dans la contrainte d'égalité donnée par l'équation (II-12).
2. 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* » (voir formule II-16).
3. La troisième approche consiste à introduire les équations de l'écoulement de puissance comme contraintes essentielles dans la formulation du problème d'optimisation.

Cette approche est connue par l'*Écoulement de puissance optimal (OPF)*, qui sera discutée dans le paragraphe (II- 6).

La méthode de «*formule des pertes*» est basée sur l'approximation des pertes totales de puissance active par une fonction directe des puissances actives des générateurs (P_{gi}), donnée par l'équation suivante :

$$P_L = \sum_{i=1}^{ng} \sum_{j=1}^{ng} B_{ij} P_{gi} P_{gj} + \sum_{i=1}^{ng} B_{i0} P_{gi} + B_{00} \quad (\text{II -16})$$

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

B_{ij} , B_{i0} et B_{00} : coefficients de pertes (constantes réelles).

Les coefficients de pertes sont des constantes réelles spécifiques au réseau étudié, et sont calculés en fonction de la matrice impédance du réseau, des puissances actives et réactives demandées et des tensions. Dans la littérature, Il existe beaucoup de formules pour le calcul des coefficients de pertes. [6]

II.7 ÉCOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL (OPF)

En doit déterminer la contribution de chaque centrale électrique en service pour satisfaire la demande des consommateurs en énergie électrique de sorte que le coût de production de l'énergie totale soit le moins cher possible.

II.7.1 Formulation mathématique du problème de l'OPF

Le problème de l'écoulement de puissance optimal est donné sous une forme standard d'optimisation avec contraintes d'égalité et d'inégalité comme suit :

Minimiser $f(x)$ (fonction objective)

Sujet à

$$g_i(x) = 0 \quad i=1,2,\dots,n \quad (\text{contraintes d'égalité}) \quad (\text{II-17})$$

$$h_i(x) \leq 0 \quad i=1,2,\dots,n \quad (\text{contraintes d'inégalité})$$

Il y a n contrainte d'égalité et m contrainte d'inégalité. Le nombre des variables est égal à la taille du vecteur x . [17]

II.7.2 Classification des variables de l'OPF

Les variables existant dans le problème de l'OPF, sont classés en trois catégories.

* **Les variables des contrôles** : Représentées par les quantités qui peuvent être manipulées arbitrairement dans leurs limites de fonctionnement. Celles-ci incluent les puissances actives des générateurs, les tensions des jeux de barres générateurs, les sources de puissance réactive, les rapports de transformation des transformateurs à prises de charges et les angles de déphasage des transformateurs déphaseurs.

* **Les variables d'état** : Représentées par les quantités dépendant des variables de contrôles, et qui doivent être contrôlées durant le processus d'optimisation. Ces variables incluent les tensions de jeux de barres de charge ainsi que les angles de phase de tous les jeux de barres du système électrique (sauf le jeu de barre de référence).

* **Les variables des contraintes** : Représentées par les variables associées aux contraintes. Celles-ci incluent tous les multiplicateurs de Lagrange. [17]

II.7.3 Méthode de Newton Raphson appliquée aux équations d'écoulement de puissance

La méthode de Newton est une méthode très puissante grâce à sa convergence rapide au voisinage de la solution. Cette propriété est spécialement utile pour les applications dans les systèmes électriques. En effet, une estimation initiale proche de la solution est facile à obtenir. Les niveaux de tensions peuvent être pris au voisinage des tensions nominales, les puissances générées estimées à partir des données historiques et les valeurs des prises de charges des transformateurs proches de 1.0 p.u. [17]

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

$$\left. \begin{aligned} P_i &= \sum_{j=1}^n |y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) = F_{ip} \\ Q_i &= \sum_{j=1}^n |y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) = F_{iq} \end{aligned} \right\} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{II - 18})$$

n : Nombre de J.d.B

i : Numéro de J.d.B

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

$$\left. \begin{aligned} P_i &= F_{ip}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} \\ Q_i &= F_{iq}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} \end{aligned} \right\} \quad (\text{II - 19})$$

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

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

$$\text{Avec} \quad \left. \begin{aligned} \Delta P_i^{(0)} &= P_i - F_{ip}^{(0)} \\ \Delta Q_i^{(0)} &= Q_i - F_{iq}^{(0)} \end{aligned} \right\} \quad (\text{II - 20})$$

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

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

Donc on peut écrire le système comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}] \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta V^{(0)} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta V^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{II -21})$$

On rappelle que :

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

$$i \neq 1(\text{ref}), i \neq 2(\text{cont}) \quad (\text{II-22})$$

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

L'adaptation de (II-21) avec (II-22) donne :

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

D'une manière générale

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

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

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} j_1 & j_2 \\ j_3 & j_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (\text{II-23})$$

J_1, J_2, J_3, J_4 Sont les sous matrice de Jacobinne. [6]

II.7.3.1 Détermination des sous matrices de la Jacobinne J

A partir du système d'équations (II-18) on peut déterminer les éléments de J

Sous matrice J_1 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -|V_i||V_j||y_{ij}|\sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), i \neq j \quad (II-24)$$

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

Sous matrice J_2 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = |V_j||y_{ij}|\cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), i \neq j \quad (II-25)$$

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

Sous matrice J_3 :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = |V_i||V_j||y_{ij}|\cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), i \neq j \quad (II-26)$$

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

Sous matrice J_4 :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -|V_j||y_{ij}|\sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), i \neq j \quad (II-27)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = - \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_j||y_{ij}|\sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) - 2|V_i||y_{ij}|\sin(\gamma_{ij}), i = j \quad [6]$$

II.7.3.2 Algorithme de Newton-Raphson

Etape (1) : Formuler la matrice admittance (Y).

Etape (2) : Initialiser le compteur d'itération ($K = 0$), ainsi que les modules et les angles de tensions : $V_i = 1.0$ p.u et $\delta_i = 0$.

Etape (3) : Déterminer le vecteur des écarts de puissance $\Delta U^{(K)}$.

Etape (4) : Déterminer la matrice jacobienne $[J]^{(K)}$.

Etape (5) : Déterminer le vecteur d'erreur. $[\Delta X]^{(K)} = ([J]^{(K)})^{-1} \cdot [\Delta U]^{(K)}$.

Vérifier si le vecteur d'erreur est inférieur à une certaine tolérance ε : $[\Delta X]^{(K)} \leq \varepsilon$.

Si l'inégalité est vérifiée, le processus converge, aller à l'étape (6).

Sinon, calcule la valeur de $[X]$ à l'itération $(K+1)$, c à d :

$$[X]^{(K+1)} = [X]^{(K)} + [\Delta X]^{(K)}$$

Incrémente le nombre d'itérations (K) de 1 et retourne à l'étape (3).

Etape (6) : Calculer les puissances actives et réactives à générer par le jeu de barre de référence.

Etape (7) : Calculer les puissances apparentes qui transitent à travers les lignes, les pertes,...etc. [6]

II.8 ORGANIGRAMME DU DISPATCHING ÉCONOMIQUE OPTIMAL:

Algorithm:

L'Algorithme présenté ici, est utilisé pour obtenir les résultats de référence de dispatching économique optimal.

Etape 1:

En utilisant l'algorithme de N-R (Gousse-Seidel) découplé et rapide dans la résolution des équations de répartition des charges, on détermine la puissance des pertes totales pour chaque itération (it):

$$PL^{(it)} = \sum_{i=1}^n P_i^{(it)}$$

Etape 2:

On détermine les pertes total.

Etape 3:

On donne une valeur initial a $\lambda^{(0)}$, et calculer la puissance générée optimal de chaque générateur en utilisant Méthode lagrangien.

Etape 4:

Si le test est vérifie, aller à l'étape 5 si non aller à l'étape 1.

Etape 5:

Faire le test de convergence entre la méthode de dispatching et l'algorithme de N-R.

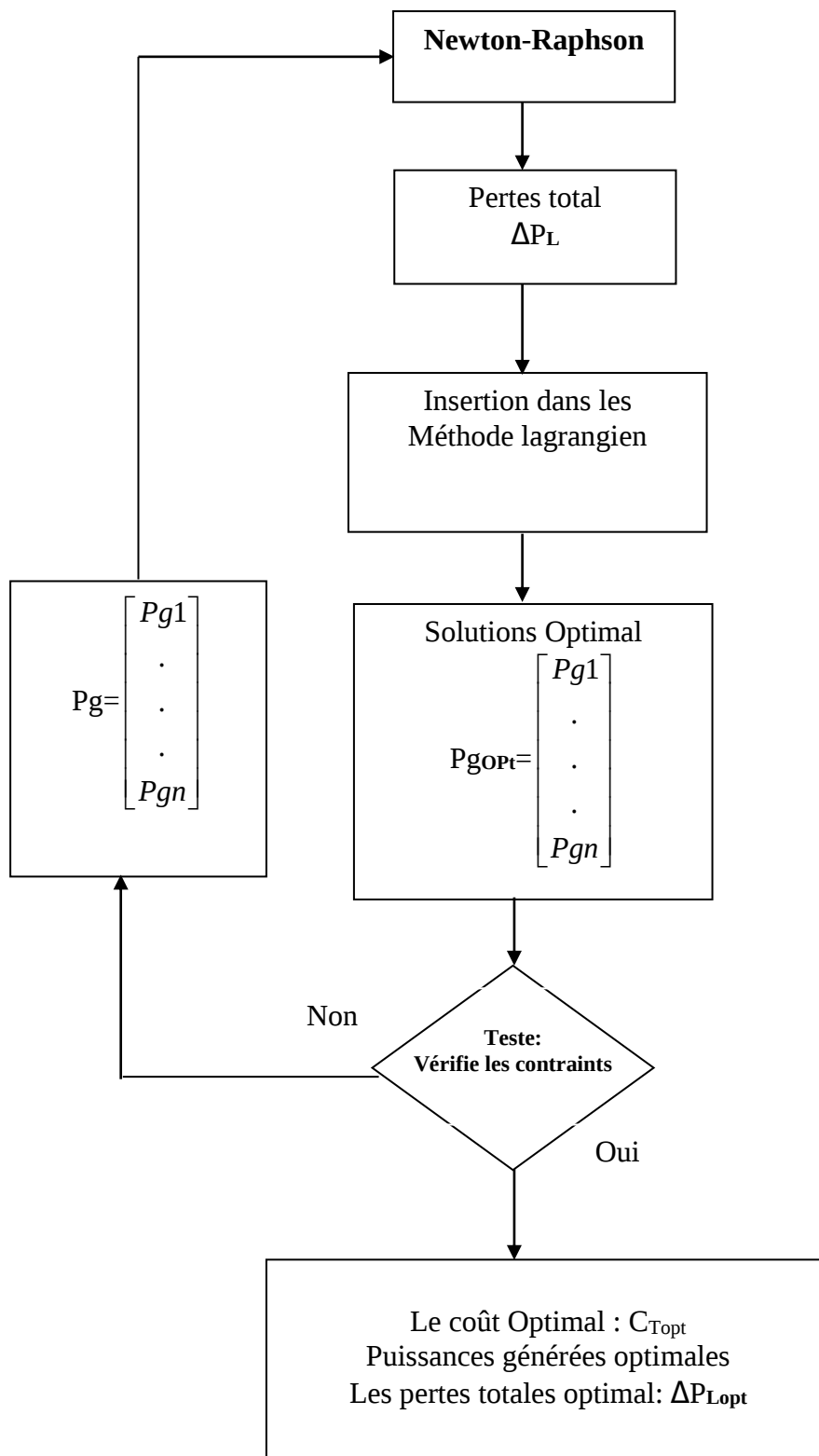


Figure II.6 Organigramme de dispatching économique optimal

II.9 CONCLUSION:

Un système de puissance électrique contenant plusieurs générateurs ou plusieurs centrales, peut alimenté 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.

Dans ce chapitre, on a présentés des méthodes analytiques à l'aide dé quelles on peut obtenir les conductions du dispatching économique optimal, à savoir la méthode du multiplicateur de Lagrange.

Chapitre trois

Testes et Applications sure la réseaux

III.1 INTRODUCTION

Dans ce chapitre, on va tester le Réseaux IEEE standard 30 bus et sur le réseau ouest Algérien par le Méthode **OPF** et Algorithme de l'écoulement de puissance de Newton-Raphson.

Ainsi l'analyser et optimiser les performances des réseaux électriques en utilisant la technique de la programmation visuelle sous l'environnement MATLAB 6.5.

III.2 Réseaux Tests

Afin de tester la performance des méthodes précitées, les réseaux tests sélectionnés dans cette mémoire couvrent une large gamme de puissances. En outre, le test de le DEO sera effectué sur le réseau ouest Algérien.

III.2.1 Réseau test Sonelgaz

En Algérie, la plus grande partie de l'électricité est d'origine thermique (98.3%), le reste se répartissant entre les centrales hydro-électriques ou à diesel. Le transport de l'énergie

s'effectue par transformation du courant triphasé produit à des tensions variables, en une tension unique de 220kV, distribuée avec des lignes haute tension. Des sources d'énergie renouvelables telles que le vent et le soleil produisent de l'énergie électrique dans les sites isolés de l'Algérie. Elles représentent cependant des quantités négligeables.

Nous avons testé le **OPF** en utilisant le OPF sur la partie ouest du réseau algérien (220kV). Ce réseau est composé de 12 jeux de barres dont deux de barres sont de type PV ayant pour fonctions coûts les expressions :

$$C_1 = 0.85 P_{g1}^2 + 150 P_{g1} + 2000 \text{ [Nm}^3\text{/hr]}$$

$$C_2 = 1.70 P_{g1}^2 + 250 P_{g2} + 3000 \text{ [Nm}^3\text{/hr]}$$

Où les puissances générées sont exprimées en (MW), et sont limitées via les contraintes suivantes :

$$30 \leq P_{g1} \leq 510$$

$$10 \leq P_{g2} \leq 70.0$$

La puissance demandée est égale à 505 MW. Les coefficients des puissances générées une comparaison des résultats obtenus par l'application de notre OPF et les données de Sonelgaz est rapportée dans les tableaux III.1 et III.2.

↳ calcul avec les pertes constantes (premier cas)

Les pertes actives sont respectivement **P_L=15.94Mw** déterminées par la méthode de Gauss Seidel et seront considérées comme constantes.

Tableau III.1 Comparaison des résultats obtenus par OPF du réseau ouest algérien

	Données Sonelgaz	Fletcher [20]	Fletcher- Reeves [20]	NOTRE_OPF
P_{g1} (MW)	465.94	469.93	466.64	449.9400
P_{g2} (MW)	55.00	55	54.25	70.00
ΣP_{gi} (MW)	520.94	524.93	520.89	520.94
P_D (MW)	505.00	505.00	505.00	505.00
PL (MW)	15.94	15.94	15.94	15.94
Coût (Nm³/hr)	278319	279940	2 78649	271320

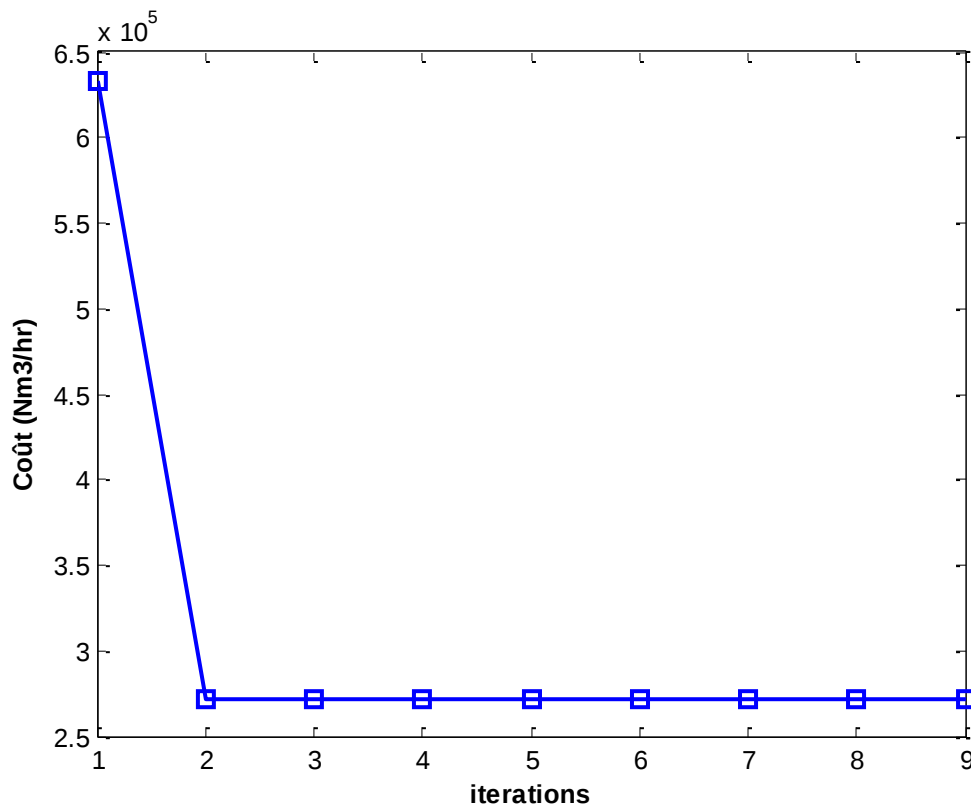


Figure III.1 Valeur de la fonction de coût d'ouest du réseau algérien durant le processus de notre NOTRE_OPF

⇒ *calcul avec les pertes variables (deuxième cas) :*

$$PL = 0.0189 \cdot Pg1 + 0.0924 \cdot Pg2.$$

Dans ce cas les pertes actives sont déterminées par les coefficients B .

Les puissances actives générées optimales, le coût minimal de combustible et les pertes totales (pour notre Algorithme génétique) sont récapitulés dans le tableau suivant:

Tableau III.2 Comparaison des résultats obtenus des NOTRE_OPF du réseau ouest algérien

	Donnée Sonelgaz	Fletcher [3]	Fletcher- Reeves [3]	AG type binaire [19]	notre_OPF
Pg1 (MW)	465.94	468.92	465.37	450.41	449.9725
Pg2 (MW)	55	49.50	53.36	70.00	70.0000
$\sum Pg_i$ (MW)	520.94	518.42	518.73	519.98	519.9725
P_D (MW)	505.00	505.00	505.00	505.00	505.00
PL (MW)	15.94	13.43	13.72	14.98	14.9725
Coût (Nm³/hr)	278319	278779	277067	270830	270430

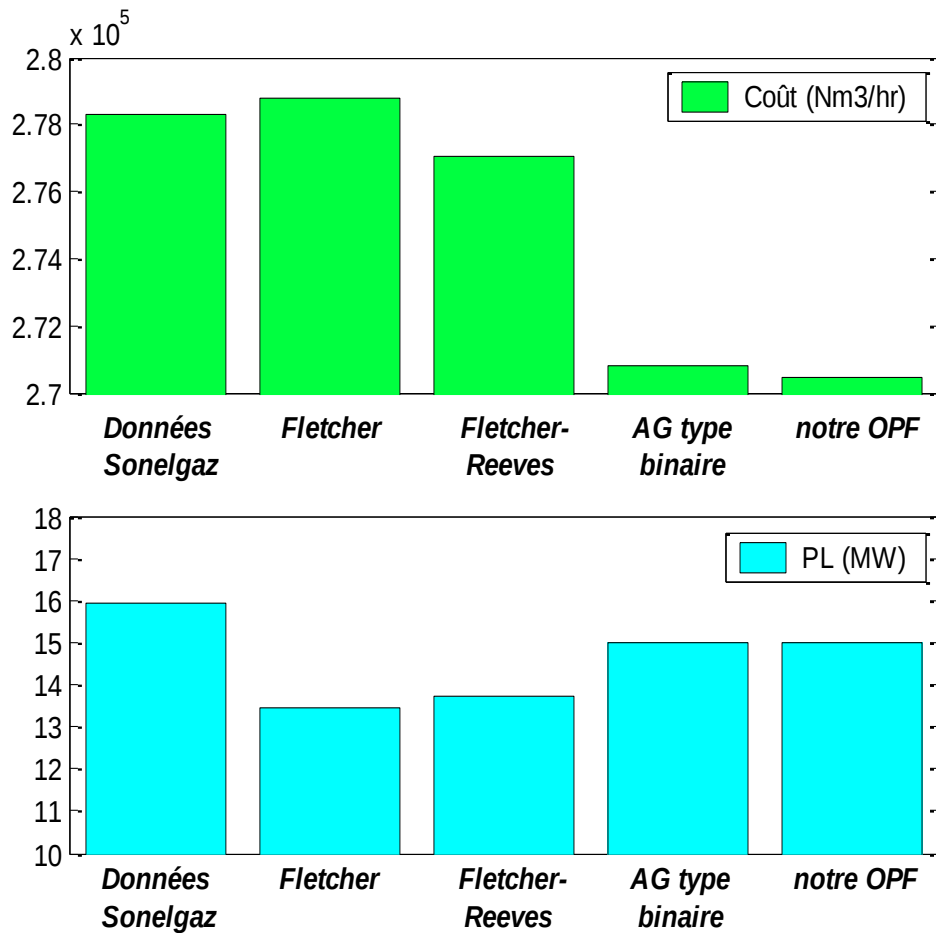


Figure III.2 Résultats sur le deuxième cas.

On peut constater que les résultats obtenus avec les NOTRE_OPF sont plus meilleurs que les données de Sonelgaz. La méthode d' OPF donne un gain en combustible de 7489 Nm³/hr (2.7%) par rapport aux données de Sonelgaz et une réduction des pertes actives. Cette réduction en combustible est très importante puisque si on la calcule pour un fonctionnement durant une année de 8760h, elle va donner une valeur très grand de l'ordre de 78.573 10⁶Nm³. Les résultats donnés par les NOTRE_OPF montrent qu'une représentation plus naturelle du problème offre des solutions plus efficaces.

III.2.2 Réseau test IEEE 30-bus:

Le programme proposé dans cette mémoire a été aussi appliqué sur le réseau test IEEE 30 bus qui représente une portion du système de puissance électrique américain (in the Midwestern US) pour Décembre 1961. Ce réseau électrique est constitué de 30 jeux de barres et 6 générateurs (aux jeux de barres n° 1, 2, 5, 8, 11, et 13) injectant leurs puissances à un système à travers 41 lignes de transport (Figure III.3). La tension de base pour chaque jeu de barres est de 135 KV.

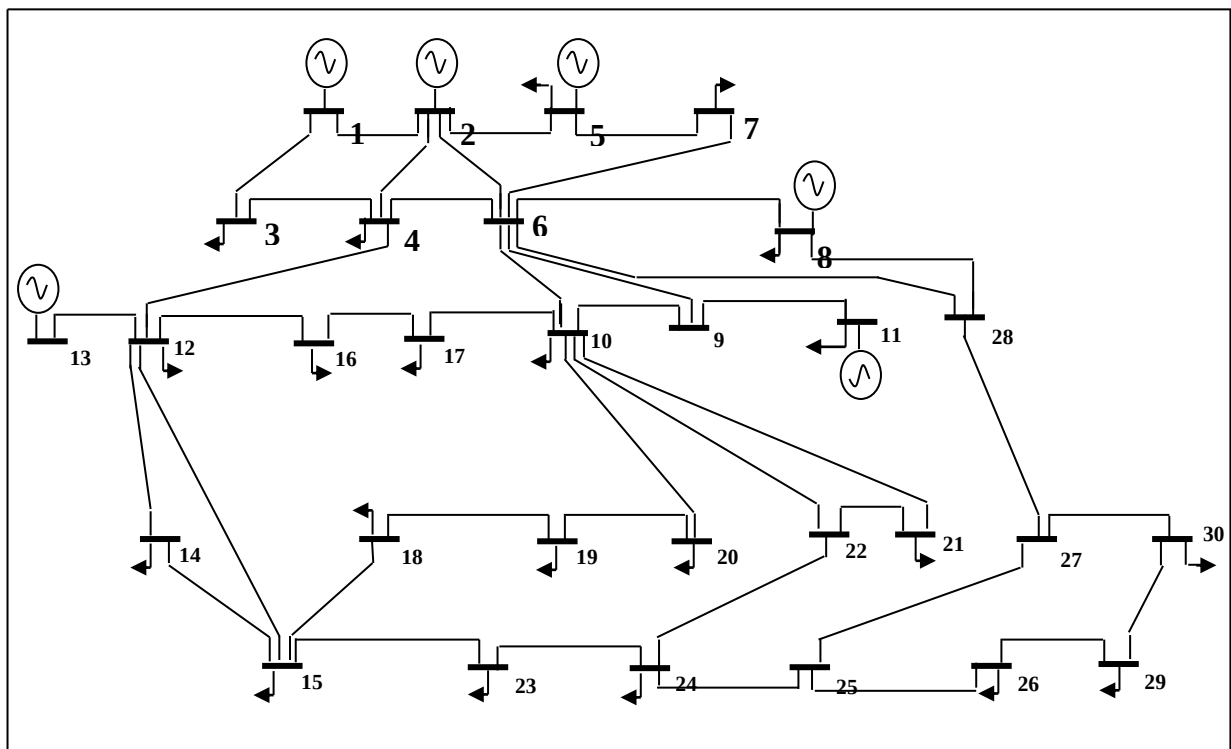


Figure III.3 Schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 30 bus

Résultats Obtenues

La méthode étudiée est testée sur le réseau de la figure (III.3). Le système est optimisé en utilisant la méthode d'optimisation

Pour comparer ces résultats avec les résultats des méthodes conventionnelles en utilisant la même fonction de coût. La comparaison des résultats (puissance active, le coût et

les pertes de puissances) sont montrés dans le tableau (III.5), ainsi que les angles et les amplitudes des tensions des jeux de barres sont visualisées sur les figures (III.5 et III.6).

Tableau III.3 Données techniques et économiques des six générateurs du réseau test.

Jb (i)	P _{gi} min (MW)	P _{gi} max (MW)	α_i	$\beta_i 10^{-2}$ (\$/MW.hr)	$\gamma_i 10^{-4}$ (\$/MW ² .hr)
1	50	200	0.00	200	37.5
2	20	80	0.00	175	175.0
5	15	50	0.00	100	625.0
8	10	35	0.00	325	83.0
11	10	30	0.00	300	250.0
13	12	40	0.00	300	250.0

Les limites min. et max. des puissance actives générées ainsi que la courbe du coût pour chaque générateur sont présentées dans la figure (III.3).

Des méthodes classiques d'optimisation ainsi que NOTRE_OPF ont été appliqués sur ce réseau test. Les paramètres d'ajustement pour l'exécution du NOTRE_OPF. Les valeurs initiales des puissances active et réactive et des tensions des générateurs sont indiquées l'annexe. Après convergence de toutes ces méthodes d'optimisation, on remarque que les niveaux de tension de tous les jeux de barres sont dans leurs limites admissibles.

La figure III.5 visualise les niveaux de tension après convergence par la programmation d'optimisation en utilisant NOTRE_OPF.

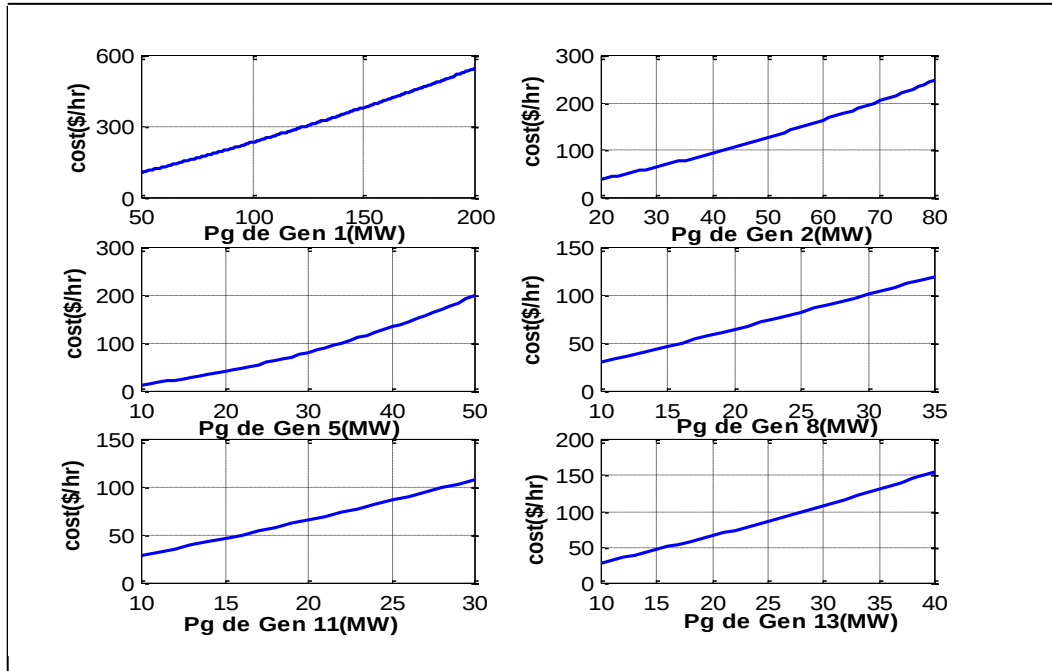


Figure III.4 Courbe quadratiques des générateurs du réseau IEEE 30-bus

En premier lieu, les contraintes de sécurité considérées seront les limites des modules et phases des tensions ainsi que les puissances actives et réactives des générateurs. Ensuite on va inclure les contraintes de sécurité sur les puissances actives transmises par les lignes, et voir la différence.

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 atteint une valeur au-dessous de la valeur minimum de 0.96 p.u. (Figure III.5). Les phases des tensions des jeux de barres sont comprises entre le minimum de -0.27 rad et le maximum de 0.0 rad (Figure III.6). Comme montré dans le tableau III.5, le coût de production de la puissance active a été réduit de 10.62% après optimisation par l'algorithme NOTRE_OPF, avec un gain financier considérable de 95.8277 \$/h. Malgré que les pertes de puissance active ont augmenté après l'optimisation, mais le gain financier reste le plus significatif.

Il faut noter aussi qu'afin de maintenir les tensions des jeux de barres dans leurs limites de sécurité. Le temps de convergence de l'algorithme NOTRE_OPF a été de 1.485 secondes, et le processus a convergé à la 3^{ème} itération. La figure III.7 montre l'évolution de

la fonction coût durant le processus d'optimisation. On voit d'après cette figure que le coût de production commence à partir de la valeur initiale 901.00 \$/h, et le notre NOTRE_OPF d'un point de fonctionnement à un autre, est réalisé à partir d'un pas optimal, ajusté successivement par la technique de programmation linéaire, jusqu'à l'atteinte du point de fonctionnement optimal qui correspond au coût de production 806.0903 \$/h.

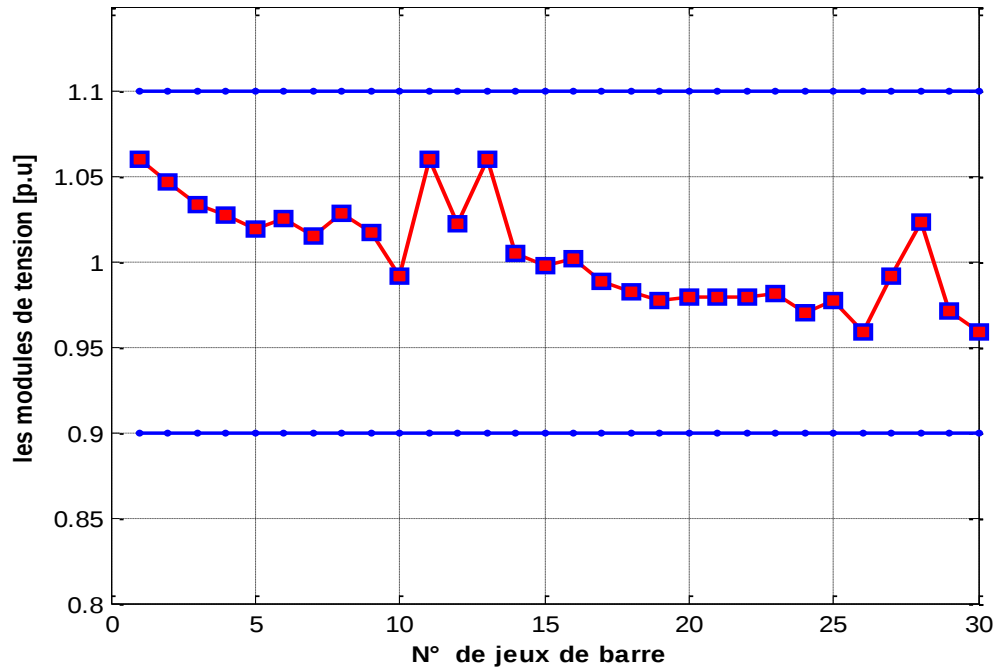


Figure III.5 Niveaux de tension du réseau IEEE 30 Bus

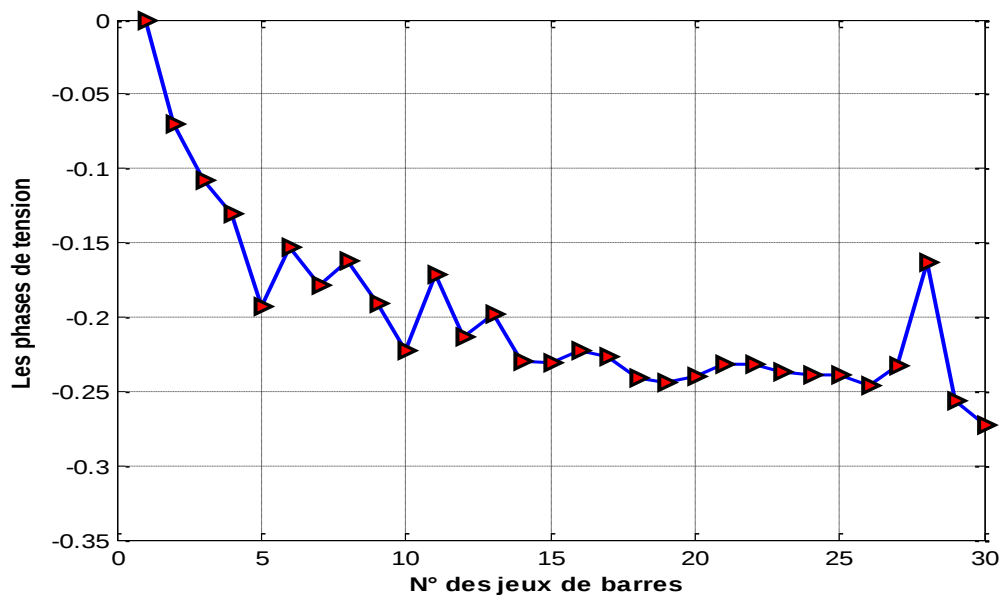


Figure III.6 Phases des tensions du réseau électrique à 30 jeux de barre.

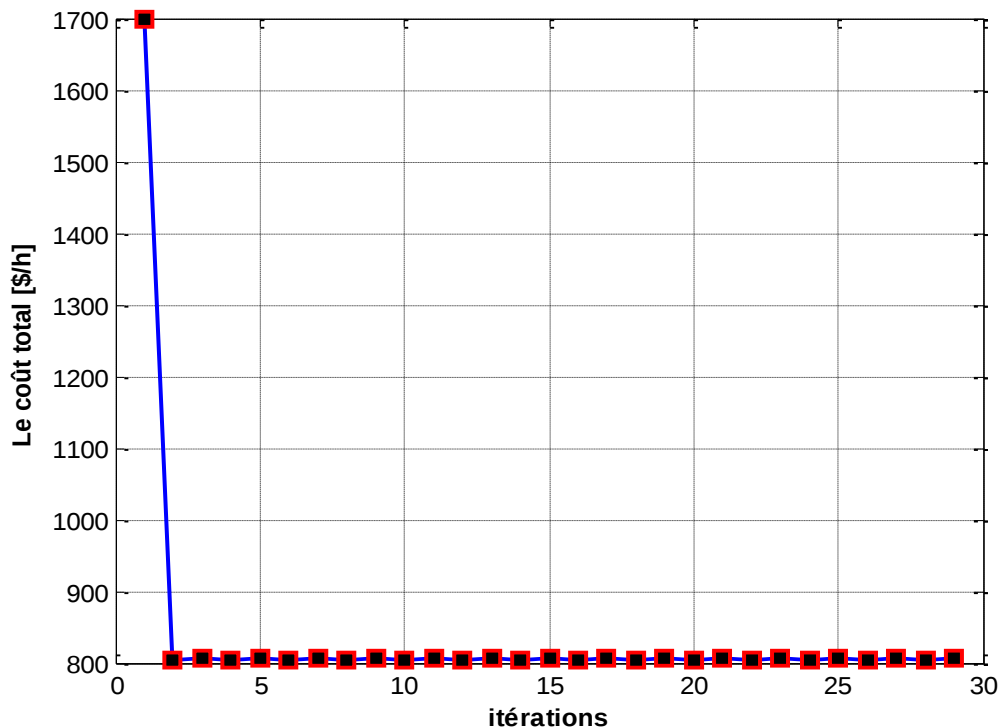


Figure III .7 La convergent de Coût

La convergence est acquise après 3 itérations, la puissance totale générée est de 294.6402 MW, avec des pertes de l'ordre de 11.2402 MW, d'après la(figure III.3) on remarque que trois jeux de barres de charge ont des niveaux de tension inférieure à leurs limites minimales.

Le tableau III.4 résume les résultats sur ce réseau.

Le tableau III.4 Puissances actives optimales des générateurs du réseau IEEE 30 Bus

Bus Number	Pmin (MW)	Pgopt (MW)	Pmax (MW)
1	50	174.0956	200
2	20	47.6595	80
3	15	21.4716	50
4	10	20.0963	35
5	10	13.2951	30
6	12	16.2484	40

Le valeur optimal qui a été trouvée après la convergence est de l'ordre de 806.0903 \$/h. On faire comparaison entre ces résultats (obtenu par NOTRE_OPF) et les et les

différentes méthodes classiques d'optimisation. La méthode Newton-Raphson [18] pour l'écoulement de puissance.

Le tableau III.5 Tableau de comparaison

	Min limite	Max limite	N-R	QN-OPF	NOTRE_OPF
P_{g1} [MW]	50	200	99.211	170.237	195.0993
P_{g2} [MW]	20	80	80	44.947	47.7809
P_{g5} [MW]	15	50	50.00	28.903	19.3786
P_{g8} [MW]	10	35	20.00	17.474	10.3814
P_{g11} [MW]	10	30	20.00	12.174	10.0000
P_{g13} [MW]	12	40	20.00	18.468	12.0000
Les pertes [MW]			5.812	8.805	11.2402
Le coût total [\$ /h]			901.918	807.782	806.0903

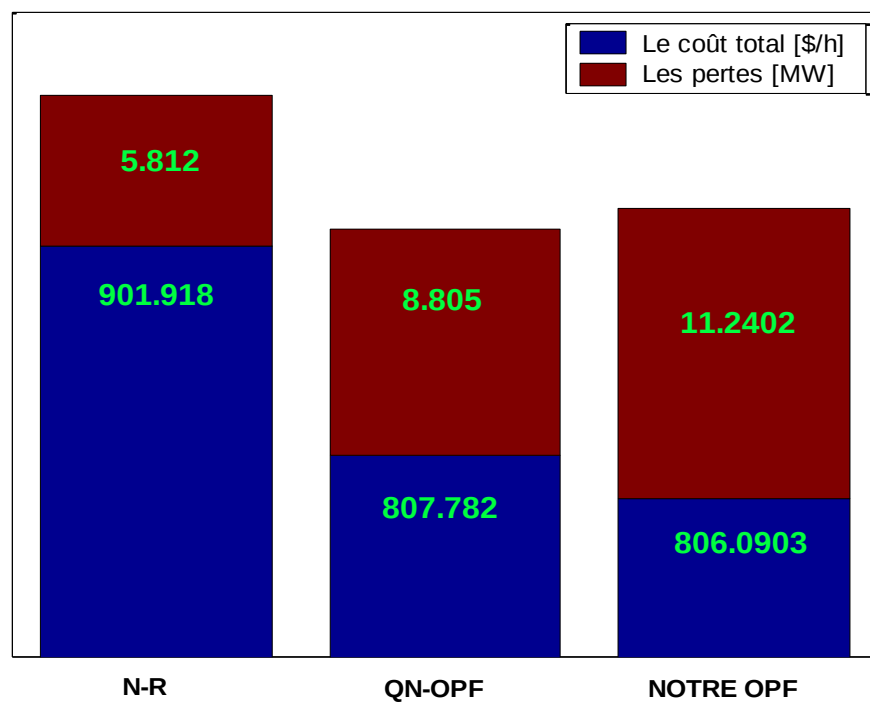


Figure III.8 comparaison entre notre OPF et méthode classiques d'optimisation du point de vue coût et pertes de puissance et temps de convergence.

III.3 CONCLUSION

Dans ce chapitre, on a testé les méthodes d'optimisation présentées dans les chapitres 3 et 2, donne une facilité de test avec efficacité les différentes méthodes d'optimisation sur des réseaux tests de tailles différentes. Les résultats d'application est par NOTRE_OPF sur les réseaux tests montrent qu'on peut adapter en temps réel du moment que la convergence est très rapide.

CONCLUSION GÉNÉRAL

Nous avons présentés dans notre travail les différents processus nécessaires pour l'optimisation de l'écoulement de puissance, dont le premier pas qui est l'analyse de l'écoulement de puissance nous a conduit à choisir l'une des méthodes de résolution qui est la méthode de Newton-Raphson. Dans le deuxième pas, une stratégie pour minimiser la fonction objective (fonction coût) a été adoptée, en prenant en compte les considérations physiques imposés par un réseau réel qui sont décrites par les équations d'écoulement de puissance qui sont de nature non-linéaires. La résolution d'un tel problème, fait appel à l'une des méthodes mathématique d'optimisation. On a choisit la méthode de lagrangien, en présentant l'algorithme nécessaire pour aboutir à la solution finale.

Une étude sur les différents paramètres qui influe sur la convergence de la méthode a été faite et appliqué sur un réseau IEEE standard 30 bus et le réseau ouest Algérien.

Les contraintes imposées sur les modèles de réseau étudiés, ont vérifiées le rapport direct entre les contraintes physiques et la fonction objective et la minimisation de coût sera remarquée.

Tableau A.1 Données des jeux de barres du réseau 30 jeux de barres

No	Type	Meg	Deg	Load (MW)	Load (Mvar)	No	Type	Meg	Deg	Load (MW)	Load (Mvar)
1	Ref	1.06	0	0	0	16	PQ	1	0	3.5	1.8
2	PV	1	0	2.7	12.7	17	PQ	1	0	9	5.8
3	PQ	1.06	0	2.4	1.2	18	PQ	1	0	3.2	0.9
4	PQ	1	0	7.6	1.6	19	PQ	1	0	9.5	3.4
5	PV	1	0	94.2	19	20	PQ	1	0	2.2	0.7
6	PQ	1	0	0.0	0.0	21	PQ	1	0	17.5	11.2
7	PQ	1	0	22.8	10.9	22	PQ	1	0	0.0	0.0
8	PV	1	0	30.0	30	23	PQ	1	0	3.2	1.6
9	PQ	1	0	0.0	0.0	24	PQ	1	0	8.7	6.7
10	PQ	1	0	12.0	12	25	PQ	1	0	0.0	0.0
11	PV	1	0	0.0	0.0	26	PQ	1	0	3.5	2.3
12	PQ	1	0	7.5	7.5	27	PQ	1	0	0.0	0.0
13	PQ	1	0	0.0	0.0	28	PQ	1	0	0.0	0.0
14	PQ	1	0	1.6	1.6	29	PQ	1	0	2.4	0.9
15	PQ	1	0	2.5	2.5	30	PQ	1	0	10.6	1.9

Tableau A.2 Données des lignes de transport du réseau 30 jeux

Frome	To	R	X	B/2	Frome	To	R	X	B/2
1	2	0.02	0.06	0.03	15	18	0.11	0.22	0
1	3	0.05	0.19	0.02	18	19	0.06	0.13	0
2	4	0.06	0.17	0.02	19	20	0.03	0.07	0
3	4	0.01	0.04	0.00	10	20	0.09	0.21	0
2	5	0.05	0.2	0.02	10	17	0.03	0.08	0
2	6	0.06	0.18	0.02	10	17	0.03	0.07	0
4	6	0.01	0.04	0.00	10	22	0.07	0.15	0
5	7	0.05	0.12	0.01	21	22	0.01	0.02	0
6	7	0.03	0.08	0.01	15	23	0.10	0.20	0
6	8	0.02	0.04	0.00	22	24	0.12	0.18	0
6	9	0.00	0.21	0.00	23	24	0.13	0.27	0
6	10	0.00	0.56	0.00	24	25	0.19	0.33	0
9	11	0.00	0.21	0.00	25	26	0.25	0.38	0
9	10	0.00	0.11	0.00	25	27	0.11	0.21	0
4	12	0.00	0.26	0.00	28	27	0.00	0.4	0
12	13	0.00	0.14	0.00	27	29	0.22	0.42	0
12	14	0.12	0.26	0.00	27	30	0.32	0.6	0
12	15	0.07	0.13	0.00	29	30	0.24	0.45	0
12	16	0.09	0.20	0.00	8	28	0.06	0.20	0.02
14	15	0.22	0.20	0.00	6	28	0.02	0.06	0.01
16	17	0.08	0.19	0.00					

Tableau A.3 Coefficients des courbes des fonction de coût des générateur du réseau 30 jeux de barres

Bus Nbr	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)	$c \cdot 10^{-4}$ (\$/MW ² hr)	b (\$/MW ² hr)	c (\$/hr)
1	200.0	50.0	200.0	-20.0	37.50	2.0	0
2	80.0	20.0	100.0	-20.0	175.0	1.75	0
5	50.0	15.0	80.0	-15.0	625.0	1.0	0
8	35.0	10.0	60.0	-15.0	83.0	3.25	0
11	30.0	10.0	50.0	-10.0	250.0	3.00	0
13	40.0	12.0	60.0	-15.0	250.0	3.00	0

Bibliographie

-  [1]: **Turan. G** « *MODERN POWER SYSTEM ANALYSIS* » . John Wiley & sons, 1988.
-  [2]: **Olli. I. E Elgerd**, « *ELECTRIC ENERGY SYSTEM THEORY AN INTRODUCTION* ».
-  [3]: **Labbi Yacine et Barka Nour el-dinne** « *ETUDE ET ANALYSE LE PROBLEME DU DISPATCHING ECONOMIQUE PAR LES ALGORITHMES GENETIQUES* ». Université de Med khider Biskra, Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en électrotechnique. Promotion Juin 2006.
-  [4]: **M.Dris et G.Mohammed et F.Abdelhamid** « *CALCULE D'ECOULEMENT DE PUISSANCE PAR LA METHODE GAUSS –SAIDEL* »
Mémoire de fin d'étude université de Biskra Promotion (1996).
-  [5]: **M.Gaboussa et B. Boubaker** « *ECHANGE ECONOMIQUE DE PUISSANCE ENTRE DES RESEAUX ELECTRIQUE* »
Mémoire de Fin d'Etudes pour l'obtention du Diplôme d'ingénieur d'Etat en Electrotechnique, Université Biskra, Promotion 2004.
-  [6]: **F. Safia, B. H .Saida** « *ECOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES PAR LE MÉTHODE SLP* »
Mémoire de Fin d'Etudes, Centre Universitaire d'el-oued, promotion 2007/2008
-  [7]: **William D.Stevenson** « *ELEMENT OF POWER SYSTEM ANALYSE* »
New York ,NY. Mc.Graw-Hill. INE1994
-  [8]: **Adama D. Diarra** « *LA REPARTITION OPTIMALE DE LA PUISSANCE REACTIVE POUR LE CONTROLE DES TENSIONS DE BARRE D'UN RESEAU ELECTRIQUE PAR SIMPLEX LP* »
Université du Québec ; Septembre 1984.
-  [9] : **Z.F.Fethi et G.Abdelmalek et D.Mohammed** « *L'APPLICATION DE LA METHODE NEWTEN-RAPHSON A L'ECOULEMENT DE PUISSANCE DANS LE SYSTEME ELECTRIQUE* »
Mémoire de fin d'étude université EL-OUDE Promotion (2007)
-  [10] : **R.B. Squires** « *ECONOMIC DISPATCH OF GENERATION DIRECTLY FROM POWER SYSTEM VOLTAGES AND ADMITTANCE* »
IEEE Transactions, pp.1235-1244, PAS-79(3),

- 📖 [11] : **J. Carpentier** «*CONTRIBUTION A L'ETUDE DU DISPATCHING ECONOMIQUE*»,
bulletin société française électriciens, vol. 3, August 1962.1961.
- 📖 [12] : **J.D. Weber**«*IMPLEMENTATION OF A NEWTON-BASED OPTIMAL POWER FLOW INTO A POWER SYSTEM SIMULATION ENVIRONMENT*»
Master Thesis, University of Illinois at Urbana- hampaign, 1997.
- 📖 [13] : **Sayah Samir** «*APPLICATION DES ENSEMBLES FLOUS À LA REPARTITION OPTIMALE DE LA PUISSANCE DANS LES RÉSEAUX ELECTRIQUES*»
Mémoire de magister, université de setif (2005).
- 📖 [14] : **A. Soos** «*AN OPTIMAL ADAPTIVE POWER SYSTEM STABILIZER* »,
PHD. Thesis, University Of Calgary, October 1997.
- 📖 [15] : **J.H. Holland** «*ADAPTATION IN NATURAL AND ARTIFICIAL SYSTEM*»,
university of Michchi press, 1975.
- 📖 [16]: **A.Messaouoi** «*DISPATCHING ECONOMIQUE DES RESEAUX ELECTRIQUE PAR LES MÉTHODES NUMÉRIQUES*»
Mémoire de magister, université de Batna (2001).
- 📖 [17] : **H. Wayne Beaty** «*HANDBOOK OF ELECTRIC POWER CALCULATIONS* »
New York, NY: Mc GrawHill, Inc., 2001.
- 📖 [18] : **T. Bouktir** «*APPLICATION DE LA PROGRAMMATION ORIENTE OBJET A L'OPTIMISATION DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE*>>

thèse de doctorat d'état, université de Batna, Algerie , 2004
- 📖 [19] : **R.Ouiddir,M.Rahli** «*RÉPARTITION OPTIMAL DES PUISSANCES ACTIVES DANS LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE OUEST ALGÉRIEN EN UTILISANT UN ALGORITHME GÉNÉTIQUE*>>

procédé de la SNGE'2001, Université Biskra, pages 174-177,2001.
- 📖 [20]: **Tarek Bouktir, L. Slimani, M. Belkacemi** «*GENETIC ALGORITHM METHOD APPLIED TO THE LOAD FLOW PROBLEM*>> procédé de la SNGE'2001, Université Biskra, pages 159-162, 29 * 31/10/2001.

التدفق الأمثل للقدرة الكهربائية باستعمال الخوارزميات الكلاسيكية

ملخص

تتناول هذه المذكرة استعمال الخوارزميات في حل مشكلة التوزيع الاقتصادي الأمثل للقدرة الكهربائية للحصول على كلفة إنتاج طاقة أقل وكذا التقليل من ضياعات الطاقة في الشبكات الكهربائية .
لقد أثبتت الدراسات في مختلف التطبيقات مدى فعاليتها في إيجاد الحلول الشاملة و بالأخص في الحالات التي يتعذر فيها تحليل المشكل خطيا. لبيان مدى فعالية هذه المنهجية قمنا بتطبيق هذه البرامج على شبكات اختبار كهربائية مختلفة (Network Test- IEEE) و على الشبكة الجزائرية لتوزيع القدرة الكهربائية (غرب الجزائر / سونلغاز). النتائج المتحصل عليها بعد مقارنة هذه الطريقة مع طرق أخرى تعنى بحساب التدفق الأمثل للقدرة الكهربائية و سمحت لنا بإعطاء الاستنتاجات التالية: أن لهذه البرمجة سرعة تقارب طرق البرمجة الجديدة و كلفة إنتاج الطاقة المتحصل عليها كانت الأقل و ضياع القدرة في الشبكة الكهربائية كان هو الآخر أقل.

Abstract

This modest work presents a modified for solving the economic dispatch problem in order to minimize the fuel cost, and reduce the total power loss. The proposed approach has been evaluated and tested on a different IEEE network test (30 Bus, 6 Bus), and to the western Algerian Network. Results show charily that the proposed Algorithm can converges accurate solution with reasonable performance and has a great potential convergence.