

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



## **Mémoire de Fin d'Étude**

Présenté à

**L'Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued**

Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique

En vue de l'obtention du diplôme de

## **MASTER ACADEMIQUE**

En Réseaux électriques

Présenté par

**BEN AMOR Riad et NAROURA Abderrahmane**

# **Thème**

**Optimisation de l'écoulement de puissance par une  
méthode métaheuristique (Big Bang-Big Crunch)**

Soutenu le 28/05/2017. Devant le jury composé de :

Mr. Touil Slimane

Maitre de conférences Président

Mr. Labbi Yacine

Maitre de conférences Rapporteur

Mr. Gacem Abdelmalek

Maitre de conférences Examineur

**Année Universitaire 2016/2017**

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

## *Dédicaces*

*Nous consacrons ce modeste travail à:*

*Nos chers parents*

*Nos sœurs et nos frères*

*À toute la famille : Naroura*

*À toute la famille : Ben Amor*

*Tous nos amis*

*À tous mes camarades de la promotion 2016/2017 pour*

*les bons moments passés ensemble.*

*Tous les enseignants qui m'ont aidé*

*de proche ou de loin.*

## ***Remerciements***

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu tout puissant qui nous a donné la santé, le courage et la patience pour mener à bien ce modeste travail.

Nous exprimons toutes nos profondes reconnaissances à notre encadreur **Dr. LABBI Yacine** pour le temps consacré à nous écouter, nous orienter et nous corriger tout au long de notre projet.

Nous remercions à tous les membres du jury d'accepter de juger ce modeste travail et nous souhaité exprimer nos profondes gratitudees à tous les enseignants qui nous ont formés dès la 1<sup>ère</sup> année jusque à la 5<sup>ème</sup> année à Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued.

# *Optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode métaheuristique (Big Bang-Big Crunch)*

## *Résumé*

L'objectif de base d'un dispatching économique (DE) est la génération et l'exploitation à coût minimal de l'énergie électrique dans un réseau en satisfaisant toute la demande avec les contraintes d'égalité et d'inégalité particulièrement celle liées à la pollution. Nous proposons dans ce mémoire une approche métaheuristique pour améliorer la solution du problème d'optimisation de l'écoulement de puissance.

L'algorithme d'optimisation Big Bang-Big Crunch (BB-BC) est une nouvelle méthode d'optimisation qui repose sur la théorie du Big Bang et du Big Crunch, l'une des théories de l'évolution de l'univers. Dans cette thèse, un algorithme Big Bang-Big Crunch est présenté pour résoudre les problèmes de l'écoulement de puissance optimal (OPF) avec des effets de point de valve. L'algorithme proposé sera testé avec le système IEEE 30-bus avec des caractéristiques différentes. Les résultats numériques montrent l'algorithme BB-BC efficace comparé algorithmes heuristiques et d'autres choses.

**Mots clés:** Dispatching économique, Optimisation de l'écoulement de puissance, métaheuristiques, optimisation, écoulement de puissance, Big Bang-Big Crunch, effet Valve point,

# تحسين تدفق الطاقة عن طريق أساليب ميتاهيروستيكية (الانفجار العظيم - الانسحاق الشديد)

## الملخص

إن الهدف الأساسي من التوزيع الاقتصادي (ED) هو توليد واستغلال الطاقة الكهربائية بأقل تكلفة ممكنة في شبكة لتلبية الطلب مع مراعاة قيود المساواة وعدم المساواة ولا سيما تلك المتعلقة بالتلوث. ونقترح في هذه المذكرة طرق ميتاهيروستيكية لتحسين الحل الأمثل لمشكلة تدفق الطاقة.

خوارزمية الانفجار الكبير- الانسحاق الشديد (BB-BC) هو أسلوب تحسين جديد يستند إلى نظرية الانفجار الكبير، والانسحاق الشديد، واحدة من نظريات تطور الكون. في هذه الأطروحة، وتقدم خوارزمية الانفجار الكبير- الانسحاق الشديد حل مشاكل التدفق الأمثل للطاقة (OPF) مع تأثيرات صمام نقطة. يتم اختبار الخوارزمية المقترحة مع IEEE نظام 30 قضيب تجميع ذات خصائص مختلفة. أظهرت النتائج العددية لخوارزمية BB-BC فعالية مقارنة مع الخوارزميات الميتاهيروستيكية وغيرها من الامور.

**كلمات مفتاحية :** التوزيع الاقتصادي، التدفق الأمثل للطاقة الكهربائية ، ميتاهيروستيك ، الأمثل، تدفق الطاقة، خوارزمية الانفجار الكبير-الانسحاق الشديد، تأثير نقطة الصمام.

## Liste des figures

Figures N <sup>o</sup> .	Titre	Page N <sup>o</sup> .
1.1.	Stratégie de génération d'une société d'électricité .....	5
1.2.	Modèle d'un Générateur .....	7
1.3.	Modèle en $\pi$ de ligne de transport .....	8
1.4.	Modèle de transformateur de puissance .....	8
1.5.	Exemple d'un réseau électrique à deux jeux de barres .....	12
2.1.	Modèle d'un réseau Electrique concentré à un seul jeu de barres artificiel .....	20
2.2.	Fonction du coût convexe du générateur .....	21
2.3.	Les courbes de puissances générés ainsi que la valeur de $\lambda$ .....	25
2.4.	Incrément du coût lambda .....	26
2.5.	Solution graphique du dispatching économique (pour Paramètre de l'exemple précédant) .....	27
2.6.	Organigramme de dispatching économique optimal .....	34
3.1.	Procédure de calcul de BB-BC .....	39
3.2.	Caractéristiques de convergence de BB-BC .....	41
4.1.	Caractéristique de convergence du système de 6 unités	44
4.2.	Répartition du coût de production pour le système de 6 unités	45
4.3.	Caractéristique de convergence du système de 15 unités .....	46
4.4.	Comparaison de la performance de BB-BC avec d'autres méthodes pour le système de 6 unités .....	47
4.5.	Comparaison de la performance de BB-BC avec d'autres méthodes pour le système de 15 unités .....	47
4.6.	Caractéristique de convergence du système d'IEEE 30 JDB .....	49

<b>4.7.</b>	Répartition du coût de production pour le système de IEEE 30 JDB... 49
<b>4.8.</b>	Caractéristique de convergence de coût minimum du carburant ..... 52
<b>4.9.</b>	Caractéristique de convergence de minimisation d'émissions de SO <sub>2</sub> . 52
<b>4.10.</b>	Caractéristique de convergence de minimisation d'émissions de NO <sub>x</sub> . 52
<b>4.11.</b>	Caractéristique de convergence de minimisation de coût pour le système de IEEE 30 JDB ..... 54
<b>4.12.</b>	Caractéristique de convergence de minimisation d'émissions pour le système de IEEE 30 JDB ..... 55
<b>4.13.</b>	Caractéristique de convergence combinées d'émission et coût du carburant pour un système de IEEE 30 JDB..... 56
<b>4.14.</b>	Pareto-optimal front pour le coût du carburant et les émissions ..... 56

## *Liste des tableaux*

<b>Tableau N<sup>o</sup>.</b>	<b>Titre</b>	<b>Page N<sup>o</sup>.</b>
1.1.	Résume les trois types de jeux de barres .....	10
3.1.	Meilleure solution du système IEEE 14 .....	40
4.1.	Les meilleures solutions pour un système de 6 unités .....	43
4.2.	Comparaison la performance de BB-BC avec d'autres méthodes....	44
4.3.	Meilleure solution du système de 15 unités .....	46
4.4.	Comparaison la performance de BB-BC avec d'autres méthodes....	47
4.5.	Les meilleures solutions pour un système de IEEE 30 JDB .....	48
4.6.	Comparaison la performance de BB-BC avec d'autres méthodes....	49
4.7.	Solutions de coût minimum du carburant .....	51
4.8.	Solutions de minimisation d'émissions de SO <sub>2</sub> .....	51
4.9.	Solutions de minimisation d'émissions de NO <sub>x</sub> .....	51
4.10.	Meilleure solution de compromis .....	53
4.11.	Solutions de coût du carburant minimum pour un système de IEEE 30 JDB .....	53
4.12.	Solutions d'émission minimum pour un système de IEEE 30 JDB .....	54
4.13.	Solutions combinées d'émission et coût du carburant pour un système de IEEE 30 JDB .....	55
A.1	Coefficients de coût du générateur pour le système de 6 unités .....	60
A.2	Coefficients de coût du générateur pour le système de 15 unités .....	60
A.3	Coefficients de coût du générateur pour le système de IEEE 30 JDB .....	61
A.4	Coefficients de coût du générateur pour le système de IEEE 30 JDB .....	61
A.5	Coefficients de coût du carburant .....	61
A.6	Coefficients d'émission de NO <sub>x</sub> .....	62
A.7	Coefficients d'émission de SO <sub>2</sub> .....	62
A.8	Coefficients de coûts de système IEEE 30 JDB .....	62
A.9	Coûts d'émissions de système IEEE 30 JDB .....	63

## *Liste des abréviations*

J.d.B	Jeux de barres
NR	Newton-Raphson
BB-BC	Big Bang-Big Crunch
HS	Harmony Search
NM	Nelder Mead
OPF	Ecoulement de Puissance Optimal
SA	Simulated Annealing
GA	Génétiques Algorithmes
TS	Tree-Seed
TSA	Tree-Seed Algorithm
TS/SA	Tree-Seed/Simulated Annealing
PSO	Particle Swarm Optimization
MTS	Multiple Tabu Search
PS	Pattern Search
CPSO	Chaotic Particle Swarm Optimization
AIS	Artificial Immune Systems
BA	Bat Algorithm
SO <sub>x</sub>	Oxydes de soufre
NO <sub>x</sub>	Oxydes d'azote
CEED	Combinaison Dispatching Economique et Emissions

## Liste des symboles

$\mathbf{a}_{i0}, \mathbf{a}_{i1}$ et $\mathbf{a}_{i2}$	Numériquement connus
$\mathbf{b}$	Susceptance shunt.
$\mathbf{B}$	matrice susceptance du système.
$\mathbf{B}_{ij}, \mathbf{B}_{i0}$ et $\mathbf{B}_{00}$	Coefficients de pertes
$\mathbf{C}$	La fonction du coût.
$\mathbf{F}$	Facteur de puissance.
$f(\mathbf{x})$	Fonction objective
$f_i$	Fonction de fitness
$g_i(\mathbf{x})$	Contraintes d'égalité
$h_i(\mathbf{x})$	Contraintes d'inégalités
$i$	Numéro du J.d.B
$I_i$	Courant injecté au J.d.B « $i$ ».
$J$	Matrice Jacobienne
$k$	Numéro d'itération.
$\mathbf{L}$	La limite supérieure du paramètre
$L$	La fonction de Lagrange
$L_i$	Facteur de pénalité
$\mathbf{N}$	la taille de la population
$n$	Nombre de J.d.B
$n_g$	Nombre total des générateurs
$P$	Puissance active
$P_D$	Puissance active demandée
$P_G$	Puissance active générée
$Pg_{i_{min}}, Pg_{i_{max}}$	Les limites minimum et maximum
$Pg_{Opt}$	La puissance active optimale
$P_L$	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
$t_{ij}$	La ration de réglage de tension en charge
$V_i$	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 $Y$
$\gamma$	Phase d'admittance
$\delta$	Phase de tension
$\alpha, \beta$ et $\gamma$	Coefficients du coût
$\lambda$	Multiplicateur de Lagrange
$Z$	Matrice impédance
$X$	Vecteur d'état
$x^c$	Centre de masse
$x^{new}$	Limité supérieure et inférieure
$U$	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

## *Tableau de matières*

<b>Chapitre</b>	<b>Titre</b>	<b>Page N<sup>o</sup>.</b>
	Dédicace .....	i
	Remerciements .....	ii
	Résumé .....	iii
	Liste des figures .....	v
	Liste des tableaux .....	vii
	Liste des abréviations .....	viii
	Liste des symboles .....	ix
	Sommaire .....	xi
	Introduction générale .....	1
<b>1.</b>	<b>Généralités et l'écoulement de puissance .....</b>	<b>4</b>
1.1.	Introduction .....	4
1.2.	Modes D'exploitations Des Centrale Electriques .....	4
1.2.1.	Génération mixte.....	4
1.2.2.	Stratégie de Fonctionnement des Unités .....	6
1.3.	Modélisation des éléments de puissance d'un réseau électrique.....	7
1.3.1.	Générateur de puissance .....	7
1.3.2.	Lignes de transport .....	7
1.3.3.	Transformateur de puissance .....	8
1.3.4.	Les charges électriques .....	9
1.3.5.	Eléments shunts .....	9
1.4.	L'écoulement de puissance .....	9
1.4.1.	Classification des jeux de barres selon leurs spécifications.....	9
1.4.2.	Généralisation à un système de n jeux de barres .....	11
1.4.3.	Exemple de démonstration pour deux jeux de barres .....	11
1.4.4.	Les équations de l'écoulement de puissance .....	12
1.4.5.	Les équations d'écoulement dans les lignes .....	14
1.4.6.	Equations de l'écoulement de puissance .....	15
1.4.7.	Les pertes de puissance dans lignes .....	15
1.4.8.	Classification des variables de l'écoulement de puissance .....	16
1.4.9.	Les variables de perturbation ou non contrôlables .....	16
1.4.10.	Les variables de contrôle et d'état .....	16
1.5.	Conclusion .....	17

<b>2.</b>	<b>Dispatching Economique Optimal .....</b>	<b>18</b>
2.1.	Introduction .....	18
2.2.	Résumé de la littérature de l'OPF .....	18
2.2.1.	Définition .....	19
2.3.	Objectif du Dispatching Economique Optimal .....	19
2.3.1.	Dispatching Economique .....	19
2.4.	Dispatching Economique Optimal Dans Un Réseau Sans Perte .....	20
2.5.	Méthode Numérique Pour le Dispatching Economique Optimal .....	21
2.5.1.	Méthode Elémentaire (ordre de mérite) .....	21
2.5.2.	Méthode lagrangien .....	22
2.5.3.	Méthode graphique .....	26
2.6.	Dispatching Economique avec pertes .....	27
2.7.	Écoulement de Puissance Optimal (OPF) .....	29
2.7.1.	Formulation mathématique du problème de l'OPF .....	29
2.7.2.	Classification des variables de l'OPF .....	30
2.7.3.	Méthode de Newton Raphson appliquée aux équations d'écoulement de .....	30
2.7.3.1.	Détermination des sous matrices de la Jacobinne J..	32
2.7.3.2.	Algorithme de Newton-Raphson .....	32
2.8.	Organigramme du dispatching économique optimal .....	33
2.9.	Conclusion .....	34
<b>3.</b>	<b>Les méthodes métaheuristiques .....</b>	<b>36</b>
3.1.	Introduction .....	36
3.2.	Définition des Méthodes Métaheuristiques .....	36
3.3.	Méthode de Big Bang-Big Crunch .....	37
3.4.	L'algorithme d'optimisation BIG BANG–BIG CRUNCH .....	37
3.5.	Application .....	40
3.6.	Conclusion .....	41
<b>4.</b>	<b>Testes et Application .....</b>	<b>42</b>
4.1.	Introduction .....	42
4.2.	L'algorithme de Big Bang–Big Crunch pour résoudre le problème de dispatching économique .....	42
4.3.	Résultats et discussion de simulation .....	42
4.3.1.	Le 1 <sup>ère</sup> Cas: L'OPF avec des fonctions de coûts de carburant quadratiques .....	43
4.3.2.	La 2 <sup>ème</sup> Cas: L'OPF pour les unités avec des effets du point de valve .....	48

4.3.3.	La 3 <sup>ème</sup> Cas: Un multi-objectif de BB-BC pour environnement/dispatching économique .....	50
4.4.	Conclusion .....	57
	Concluion générale .....	58
	Annexe .....	60
	Bibliographie .....	64

## *Introduction Générale*

La production de l'énergie électrique, comme toute opération économique subit au critère de rendement.

Toute société économique cherche toujours à atteindre le rendement maximal de sa production. Dans le cas des sociétés d'électricité, le prix d'un Méga Watt Heur pour le consommateur est fixé par les directions professionnelles (l'état), donc la société doit jouer le coût de production. Pour cela, pendant le fonctionnement du système de puissance, la contribution de chaque centrale et de chaque générateur doit être déterminée de façon que le coût de production de la puissance (fondamentalement le coût du carburant) soit minimal. Ce problème est connu sous le nom «Dispatching Economique Optimal». [3]

Le problème de dispatching économique dans ces version statique et dynamique occupe dans nos jours une place déterminante dans la stratégie concurrentielle de l'entreprise, qui se trouve face à face à la libéralisation du secteur d'électricité donc face à une concurrence acharnée, soit pour les nouvelles restrictions liées à l'environnement qu'elle doit les respecter.

Dans cette logique, un faible cout de production représente un challenge pour les sociétés productrices, vue notamment au prix chers de combustibles jours après jours, et les fardeaux supplémentaires liés au traitement des déchets nucléaires qui demande une technologie plus fine.

Dans un autre coté la complexité grandissante du réseau d'aujourd'hui vis-à-vis de sa taille qui comporte des centaines de jeux de barres et de centaines de milliers de kilomètres de lignes de transmission ,vue aussi de sa structure très complexe (réseau interconnecté) ; tous ses facteurs exigent qu'une optimisation de la répartition optimale de puissance active générée constitue une nécessité impérative et un faible cout représente son but primordial.

Notons qu'une optimisation de cette répartition ne doit pas garantir un faible cout de production mais aussi doit accompagner des pertes de transport les plus minimales que possible (dispatching économique avec pertes) vue ces raisons le problème de l'optimisation devient non linéaire, et les méthodes conventionnelles (mathématiques ou classiques) se trouvent incapables de le résoudre, car elles se bloquent généralement dans des minimas locaux non global avec un temps de calcul considérable inutile de les appliquées en temps réel.

L'apparition des méthodes globales (métaheuristiques) les constituées une alternatif, elle avoir une recherche stochastique probabiliste guidé par un processus algorithmique inspiré de la nature et la théorie de l'éthologie chez les sociétés des animaux et des insectes, donc elle n'a voire rien avec les propriétés mathématiques de la fonction envisagée continuité, dérivé ...etc.

En plus elle fait dépassement pour le calcul des opérateurs mathématiques tels que le gradient ...etc. qui présente les méthodes conventionnelles et qui nécessite un processus itératif important dont les boucles (if, while) constituant ainsi leur noyau, et qui traduit enfin par un temps de calcul important parfois fastidieux. [26]

Les algorithmes évolutionnaires à savoir les algorithmes de Big Bang-Big Crunch (BB-BC), les réseaux de neurones ont une recherche stochastique qui cherchent l'optimum dans une région de l'espace c'est-à-dire chaque fois qu'on teste un point de l'espace avec les points de ses alentours contrairement aux méthodes classiques qui font une recherche points par points par les opérateurs gradient.

### **Objectifs :**

Le but de notre travail est en le traitement du problème de l'écoulement de puissance optimale et en particulier l'étude et application d'Algorithme BB-BC pour résoudre ce problème.

### **Plan de mémoire :**

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

**Le chapitre 1 :** 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.

**Le chapitre 2 :** Sera consacré au problème de dispatching économique (avec sa définition), en joutant la théorie des différentes méthodes d'optimisation sur le réseau électrique et plus particulièrement dans le dispatching économique. Ainsi que les contraintes physiques pouvant affectées notre réseau électrique.

**Le chapitre 3 :** Nous montrerons la définition de l'algorithme BB-BC, en plus d'afficher les étapes de travail, et nous avons appliqué l'algorithme, ainsi que la comparaison avec d'autres méthodes.

**Le chapitre 4 :** On présente applications numériques de la méthode de BB-BC sur des différents modèles de réseaux électriques, en étudiant l'influence des différentes contraintes sur la fonction objective (fonction coût).

Enfin, quelques conclusions et directives possibles de ce travail sont mentionnées à la fin de cette mémoire.

# *Chapitre N°1*

## *Généralités et l'écoulement de puissance*

## 1.1. 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.

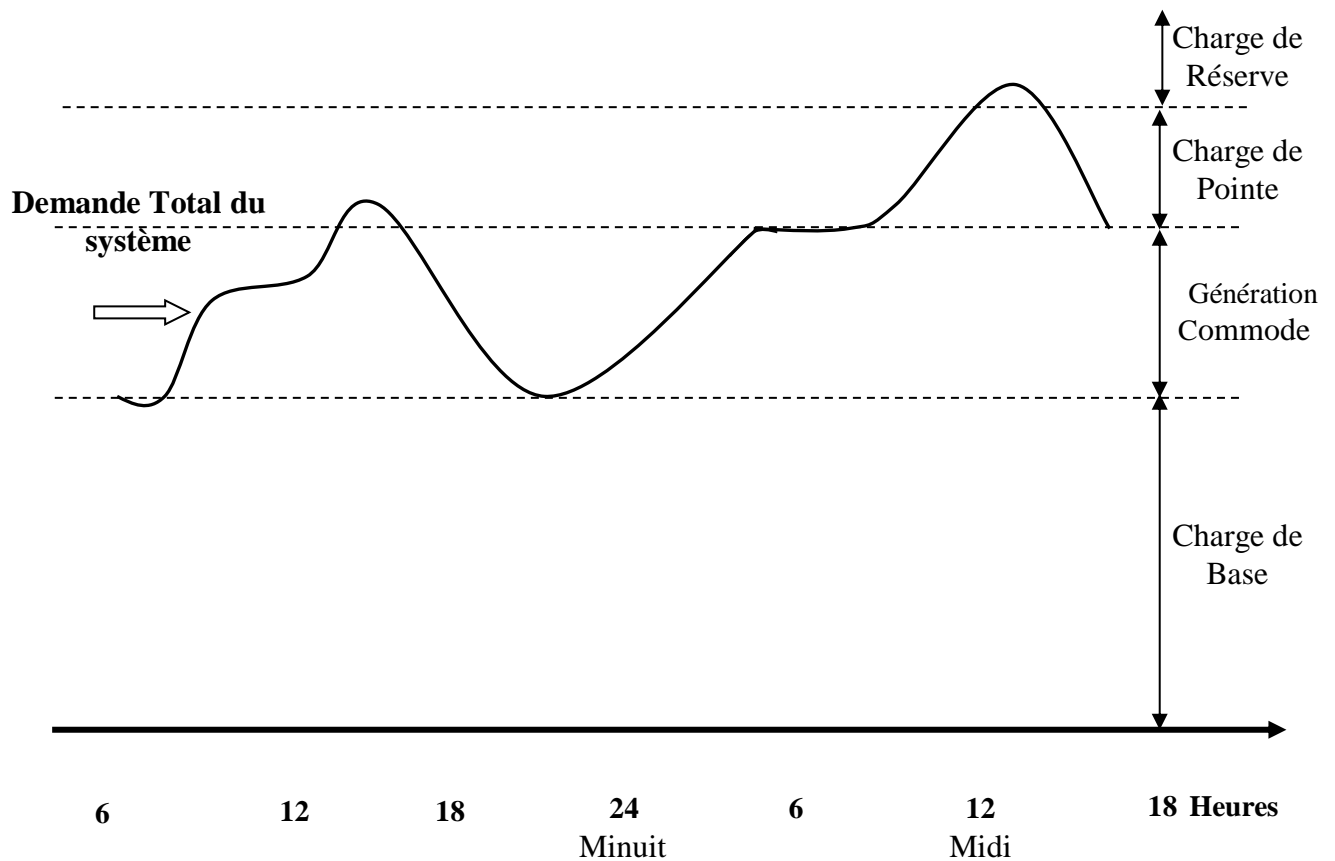
## 1.2. Modes d'exploitations des centrale électriques

### 1.2.1. Génération mixte

La figure 1.1 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. [2]



**Figure 1.1.** 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 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.

- **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.

- **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.

- **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. [3]

### 1.2.2. Stratégie de Fonctionnement des Unités

Le coût d'énergie varie en grande partie en fonction de Kilo 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 primordial 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 1-1), 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.

### 1.3. Modélisation des éléments de puissance d'un réseau électrique

Lorsqu'on veut calculer l'écoulement de puissance ou bien l'écoulement de puissance optimal dans un réseau électrique, il n'est pas nécessaire de modéliser tous les éléments qui constituent ce réseau, mais on ne modélise que les éléments qui interviennent réellement, tels que les générateurs de puissance, les charges électriques, les lignes de transport, les transformateurs de puissance et les compensateurs statiques. Le modèle doit être suffisamment simple tout en traduisant principalement la réalité du comportement [4]. Dans cette section, on utilise des grandeurs réduites (en unité relative pu).

#### 1.3.1. Générateur de puissance

Les générateurs sont modélisés comme des injecteurs de courant. Dans l'état stationnaire, un générateur est généralement contrôlé de sorte que la puissance injectée au jeu de barres et la tension aux bornes du générateur soit maintenue constantes. La puissance active délivrée par le générateur est réglée à travers le contrôle de la turbine qui doit être dans les limites de capacité du système turbine-générateur. La tension est liée principalement à l'injection de la puissance réactive au jeu de barres de production. [5]

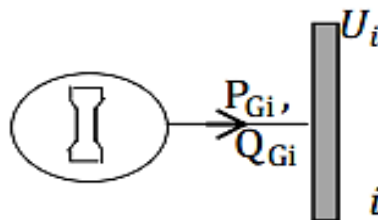


Figure 1.2. Modèle d'un Générateur

#### 1.3.2. Lignes de transport

Une ligne électrique entre les jeux de barres  $i$  et  $j$  sera donc représentée par le schéma équivalent en  $\pi$ , illustré dans la figure (1-3):

Les pertes longitudinales totales par effet joule dans l'ensemble des conducteurs de la ligne sont représentées par la résistance ( $\Omega$ );

L'énergie magnétique emmagasinée dans l'ensemble de conducteurs de la ligne est représentée par la réactance longitudinale total ( $\Omega$ );

La capacité totale de la ligne est répartie équitablement aux deux jeux de barres et les pertes transversales par effet couronne dans le cas des lignes de transport sont négligeables. Dans la

plupart des cas la valeur de  $G$  est si petite qu'on peut la négliger.

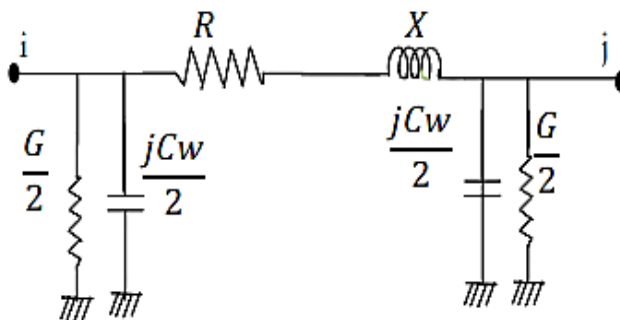


Figure 1.3. Modèle en  $\pi$  de ligne de transport

### 1.3.3. Transformateur de puissance

Il y a deux types de transformateur à modéliser: le transformateur régulateur de tension à changeur de prises de charges et le transformateur déphaseur. Dans la modélisation des systèmes électriques, les rapports de déviations et les décalages de phase sont typiquement représentés comme des modifications à la matrice admittance. La figure (1-4) présente le schéma unifilaire équivalent d'un transformateur triphasé symétrique à changeur de prises de charge et/déphaseur.[4]

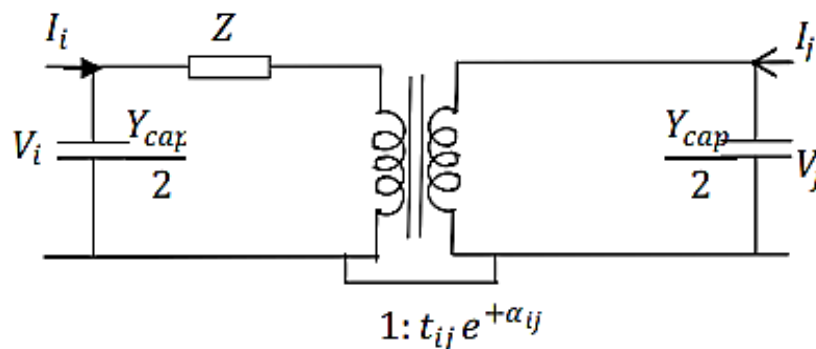


Figure 1.4. Modèle de transformateur de puissance

$Z$ : représente les pertes par effet joule et les inductances de fuite de transformateur ramenées au secondaire.

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 la ration de réglage de tension en charge. Le paramètre  $\alpha_{ij}$  symbolise le déphasage introduit par le transformateur entre les jeux de barres  $i$  et  $j$ . Il est important de noter que la matrice admittance du réseau électrique qui prend en considération ces variables va être donc ajustée à chaque itération.

Y: c'est la matrice admittance du transformateur qui s'écrit comme suit:

$$I = Y * V \Rightarrow \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y + \frac{Y_{cap}}{2} & \frac{-e^{-j\alpha_{ij}}}{t_{ij}} y \\ \frac{-e^{+j\alpha_{ij}}}{t_{ij}} y & \frac{1}{t_{ij}^2} y + \frac{Y_{cap}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (1.1)$$

### 1.3.4. Les charges électriques

La modélisation de la charge joue un rôle très important dans l'étude de l'écoulement de puissances. Ces charges sont souvent des sous-stations qui alimentent les réseaux de distribution, on les modélise statiquement comme des injecteurs négatifs de puissance dans les jeux de barres. La connexion de la charge au réseau est réalisée par l'intermédiaire d'un transformateur à prises de charge qui maintient le niveau de tension constant, cela signifie que les puissances active et réactive de la charge peuvent être représentées par des valeurs constantes. Il existe aussi la modélisation dynamique des charges qui est relativement compliquée car la puissance consommée par la charge est en fonction de la tension et du temps, et elle est utilisée généralement pour l'étude et l'analyse de la stabilité transitoire [5]. Les équations des puissances active et réactive de la charge en fonction de la tension de jeu de barres peuvent s'écrire comme suit :

$$P = P_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{np} , \quad Q = Q_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{nq}$$

Où

$P_0$  et  $Q_0$ : puissances active et réactive consommées à une tension de référence  $V_0=1pu$ ;

$np$  et  $nq$  : constantes dépendant du type de la charge.

### 1.3.5. Eléments shunts

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. [6]

## 1.4. L'écoulement de puissance

### 1.4.1. 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.

✦ **Jeu de barre de référence :**

C'est un jeu de barre générateur où le module et la phase de tension ( $V, \delta$ ) 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.

✦ **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 ( $Q, \delta$ ) sont à calculer.

✦ **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 ( $V, \delta$ ) sont à calculer. [7]

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

Type de J.d.B	Variables spécifiques						Variables inconnues			
	$P_D$	$Q_D$	$P_G$	$Q_G$	$ V $	$\delta$	$P_G$	$Q_G$	$ V $	$\delta$
<i>Jeu de barre de référence</i>	*	*			*	*	*	*		
<i>Jeu de barre de charge</i>	*	*	*	*					*	*
<i>Jeu de barre de contrôle</i>	*	*	*		*			*		*

**Tableau 1.1.** Résume les trois types de jeux de barres

### 1.4.2. 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 :  $\delta_i$  (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. [8]

### 1.4.3. 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 (1-5).

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 :

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

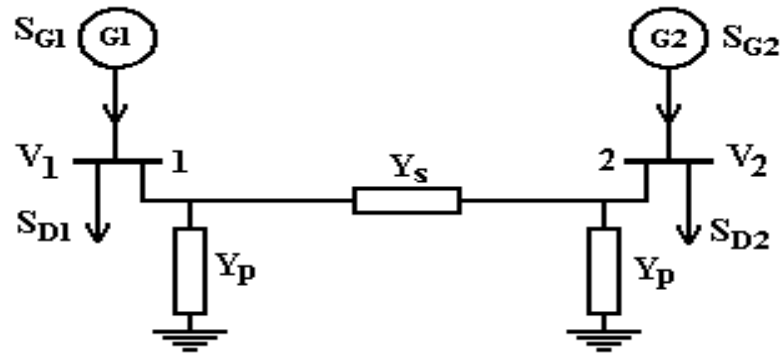


Figure 1.5. Exemple d'un réseau électrique à deux jeux de barres

#### 1.4.4. 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 :

$$I_1 = \frac{S_1^*}{V_1^*} = V_1 Y_p + (V_1 - V_2) Y_s \tag{1.1}$$

$$I_2 = \frac{S_2^*}{V_2^*} = V_2 Y_p + (V_2 - V_1) Y_s \tag{1.2}$$

NB : Les équations (1.1) et (1.2) sont données pour une seule phase.

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

$$\begin{cases} I_1 = \frac{S_1^*}{V_1^*} = Y_{11} V_1 + Y_{12} V_2 \\ I_2 = \frac{S_2^*}{V_2^*} = Y_{21} V_1 + Y_{22} V_2 \end{cases} \tag{1.3}$$

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 (1-3) d'une manière plus simple

$$I_{BUS} = Y_{BUS} V_{BUS} \tag{1.4}$$

$$V_{BUS} = Z_{BUS} I_{BUS} \tag{1.5}$$

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

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

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

⋮  
⋮  
⋮

$$I_n = (-y_{n1})V_1 + (-y_{n2})V_2 + \dots \dots \dots + (-y_{nn})V_n$$

La matrice admittance est donc :

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

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 (1.3), et vice versa. Si les courants sont des inconnus, les tensions aux jeux de barres seront calculées d'après (1.4). 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 :

$$\begin{cases} S_1^* = P_1 - jQ_1 = (Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2)V_1^* \\ S_2^* = P_2 - jQ_2 = (Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2)V_2^* \end{cases} \quad (1.6)$$

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 (1.4) et (1.5), car elles ne sont pas linéaires. [8]

#### 1.4.5. 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 à la ligne de charge.

La puissance qui écoule, active et réactive, est :

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

$$P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* (V_i - V_k) y_{ik} + V_i^* \cdot V_i \cdot \frac{y'_{ik}}{2} \quad (1.7)$$

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

$$P_{ki} - jQ_{ki} = V_k^* (V_k - V_i) y_{ik} + V_k^* \cdot V_k \cdot \frac{y'_{ik}}{2} \quad (1.8)$$

Les pertes de puissances dans la ligne « i-k » sont égales à la somme algébrique de la répartition des puissances déterminées à partir des relations (1.7) et (1.8). [8]

#### 1.4.6. Equations de l'écoulement de puissance (sous forme polaire) [9]

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

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

D'une manière plus compacte on a :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1}^2 Y_{ik} V_k ; \quad i=1,2 \quad (1.9)$$

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

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i \quad , \quad Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \gamma_{ij}$$

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

$$P_i - jQ_i = \sum_{k=1}^2 |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \exp(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \quad (1.10)$$

Séparons les parties réelles et imaginaires

$$P_i = \sum_{k=1}^2 |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \cos(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \quad ; \quad i=1,2 \quad (1.11)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^2 |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \sin(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \quad ; \quad i=1,2 \quad (1.12)$$

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

$$\begin{cases} P_1 = P_{G1} - P_{D1} = |Y_{11}| |V_1|^2 \cos(\gamma_{11}) + |Y_{12}| |V_1| |V_2| \cos(\delta_2 - \delta_1 + \gamma_{12}) = f_{1p} \\ P_2 = P_{G2} - P_{D2} = |Y_{22}| |V_2|^2 \cos(\gamma_{22}) + |Y_{21}| |V_1| |V_2| \cos(\delta_1 - \delta_2 + \gamma_{21}) = f_{2p} \\ Q_1 = Q_{G1} - Q_{D1} = -|Y_{11}| |V_1|^2 \sin(\gamma_{11}) - |Y_{12}| |V_1| |V_2| \sin(\delta_2 - \delta_1 + \gamma_{12}) = f_{1q} \\ Q_2 = Q_{G2} - Q_{D2} = -|Y_{22}| |V_2|^2 \sin(\gamma_{22}) - |Y_{21}| |V_1| |V_2| \sin(\delta_1 - \delta_2 + \gamma_{21}) = f_{2q} \end{cases} \quad (1.13)$$

#### 1.4.7. 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:

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

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

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

$$\sum Q_i = \sum F_{iq} = \sum Q_{Gi} - \sum Q_{Di} \quad (1.14)$$

Le système d'équations (1.14) 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 [10]

$$P_{Lij} = P_{ij} + P_{ji} \quad (1.15)$$

$$Q_{Lij} = Q_{ij} + Q_{ji} \quad (1.16)$$

#### 1.4.8. 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 :

#### 1.4.9. Les variables de perturbation ou non contrôlables [8]

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.

$$P = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ Q_1 \\ Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{D1} \\ P_{D2} \\ Q_{D1} \\ Q_{D2} \end{bmatrix} \quad (1.17)$$

#### 1.4.10. 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:

$$X = \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ X_3 \\ X_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ |V_1| \\ |V_2| \end{bmatrix} \quad X : \text{vecteur d'état} \quad (1.18)$$

$$U = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ Q_{G1} \\ Q_{G2} \end{bmatrix} \quad U : \text{vecteur de contrôle} \quad (1.19)$$

## 1.5. 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 un coût total minimum, on peut faire cette étude dans la prochaine chapitre.

## *Chapitre N°2*

# *Dispatching Economique* *Optimal*

## 2.1 Introduction

L'ingénieur est toujours concerné par le coût des produits et des services. Pour un système de puissance électrique, une opération spécifique très importante aura lieu, pour avoir un bénéfice sur l'investissement principal. Les prix fixés par les directions professionnelles est l'importance de conservation de place pour le carburant pressent extrêmement sur les sociétés d'électricité pour atteindre le rendement maximal de production et d'améliorer ce dernier successivement pour maintenir une relation raisonnable entre le coût d'un Kilo Watt Heure pour la société qu'elle a délivrée, en tenant compte de l'augmentation des prix du carburant, maintenance, travail ... etc.

Les ingénieurs ont réussi d'augmenter continuellement le rendement des chaudières, turbines et générateurs, d'une manière que le fonctionnement de chaque unité additionnée aux centrales de génération, est plus efficace que toute ancienne unité dans le système.

Opérer le système pour une certaine condition de charge, la contribution de chaque centrale doit être déterminée d'une manière que le coût de la puissance délivrée soit minimum. [11]

## 2.2 Résumé de la littérature 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 [10], dont l'algorithme de la solution proposé était une méthode de type Gauss-Seidel.

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 linaires.

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

Utilisent une des cinq méthodes suivantes [12]:

- 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.

### 2.2.1. 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 à la formulation dans lesquelles les coûts d'investissement sont minimisés. [3]

## 2.3 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 exemples: [13]

- 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 le dispatching optimal est partager la charge entre les deux générateurs pour que le coût total de génération soit minimal.

### 2.3.1. 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.

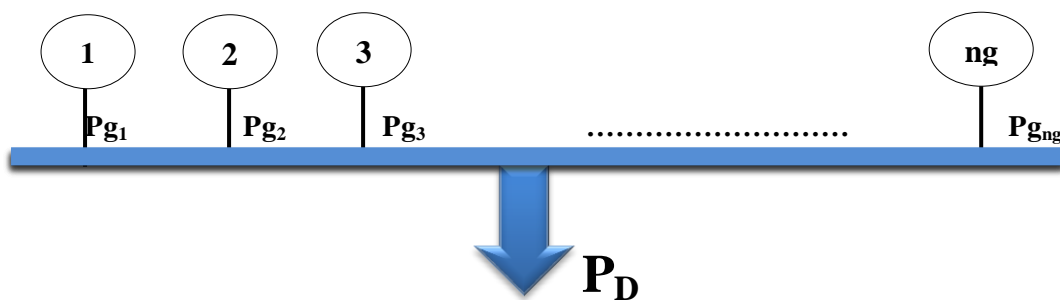
Dans ce cas, la seule contrainte est que la somme de toutes les puissances actives générées, soit égale à la charge totale du système. On en conclut que le modèle utilisé par le dispatching économique standard, considère que les pertes de puissances actives dans les lignes de transport

et les transformateurs sont négligeables, et que les équations de l'écoulement de puissance ne sont pas prises en considération. [14]

## 2.4 Dispatching Economique Optimal Dans Un Réseau 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]



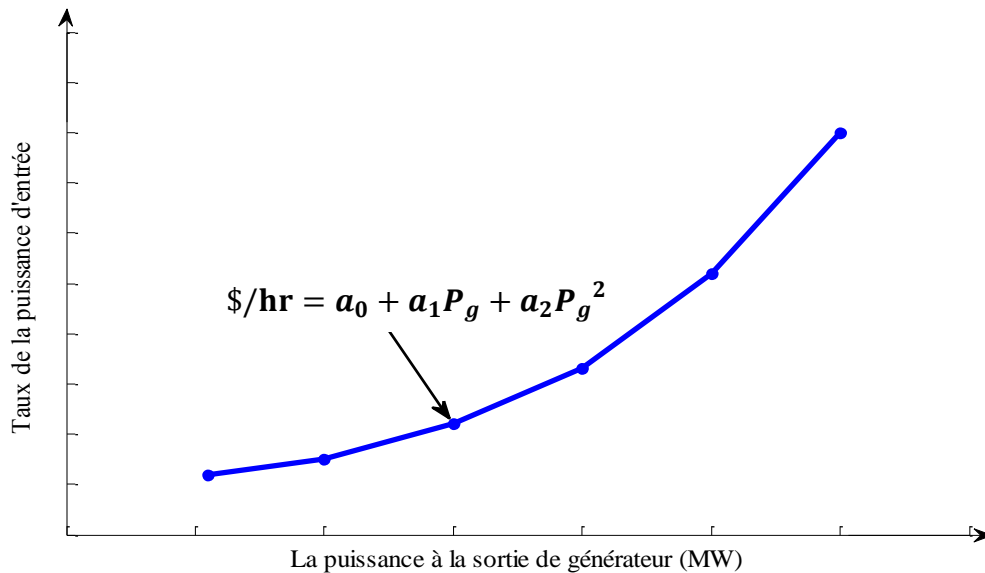
**Figure 2.1.** Modèle d'un réseau électrique concentré à un seul jeu de barres artificiel

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 charges électriques sont connectés directement à un seul jeu de barres artificiel du réseau électrique (Figure 2-1). Ces qui réduit les équations de l'écoulement de puissances à une seul 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  $P_{g_i}$  selon une fonction de coût convexe donnée par la fonction quadratique suivante :

$$C_i = a_{i0} + a_{i1}P_{g_i} + a_{i2}P_{g_i}^2 \quad ; \quad i = 1, 2, \dots, \dots, ng \quad (2.1)$$

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



**Figure 2.2.** Fonction du coût convexe du générateur

La Figure 2.2 montre cette fonction quadratique, dont l'axe  $y$  est l'énergie à l'entrée de la Chaudière (en MBtu/h où  $\$/h$ ) et l'axe  $x$  est la puissance à la sortie du générateur (en Mw). Cela est fait en variant la puissance du générateur  $P_{g_i}$  entre  $P_{g_i} \text{ min}$  et  $P_{g_i} \text{ Max}$  et le Mbtu/hr correspondant à chaque puissance  $P_{g_i}$  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 :

$$C = \sum_{i=1}^{ng} C_i = \sum_{i=1}^{ng} a_{i0} + a_{i1} P_{g_i} + a_{i2} P_{g_i}^2 \quad (2.2)$$

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:

$$\sum_{i=1}^{ng} P_i = P_D \quad (2.3)$$

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

$$P_{g_i}^{\text{min}} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i}^{\text{max}} ; i = 1, ng \quad (2.4)$$

## 2.5 Méthode Numérique Pour le Dispatching Economique Optimal

### 2.5.1. 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 :  $(C1 < C2 < C3 \dots \dots \dots \text{etc.})$ . [3]

Les courbes de la Figure (2.2) montrent intuitivement ces méthodes pour une centrale possédant trois génératrices.

### 2.5.2. 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 : [14]

$$L = \sum_{i=1}^{ng} (a_{i0} + a_{i1}Pg_i + a_{i2}Pg_i^2) + \lambda(P_D - \sum_{i=1}^{ng} Pg_i) \quad (2.5)$$

Les conditions d'optimalités nécessaire sont les équations suivantes :

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial Pg_i} = a_{i1} + 2a_{i2}Pg_i - \lambda = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_D - \sum_{i=1}^{ng} Pg_i = 0 \\ Pg_i^{min} \leq Pg_i \leq Pg_i^{max} \end{cases} ; i = 1, ng \quad (2.6)$$

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

$$Pg_i = \frac{\lambda - a_{i1}}{2a_{i2}} ; i = 1, ng \quad (2.7)$$

En remplaçant l'équation (2.7) dans l'équation (2.3), on aura :

$$\sum_{i=1}^{ng} \frac{\lambda - a_{i1}}{2a_{i2}} = P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{a_{i1}}{2a_{i2}} \quad (2.8)$$

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

$$\lambda = \lambda_{opt} = \left( P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{a_{i1}}{2a_{i2}} \right) / \sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2a_{i2}} \quad (2.9)$$

La valeur numérique optimale de lambda peut être remplacée dans l'équation (2.7) pour obtenir toutes les valeurs optimales des puissances générées :

$$P_{gi} = P_{g opt_i} = \frac{1}{2a_{i2}} \left( \left( \left( P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{a_{i1}}{2a_{i2}} \right) / \sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2a_{i2}} \right) - a_{i1} \right); i = 1, ng \quad (2.10)$$

- **Exemple:**

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

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 :  $C_i=f(P_{gi})$

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

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

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

Donc

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

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

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

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

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 obtenu :

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

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

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

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 contrainst d'égalité est vérifié l'arrive à la répartition optimal des puissances générés, et le coût optimal est déterminée 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 programmations Matlab9.7.0 a été réalisé, le 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
```

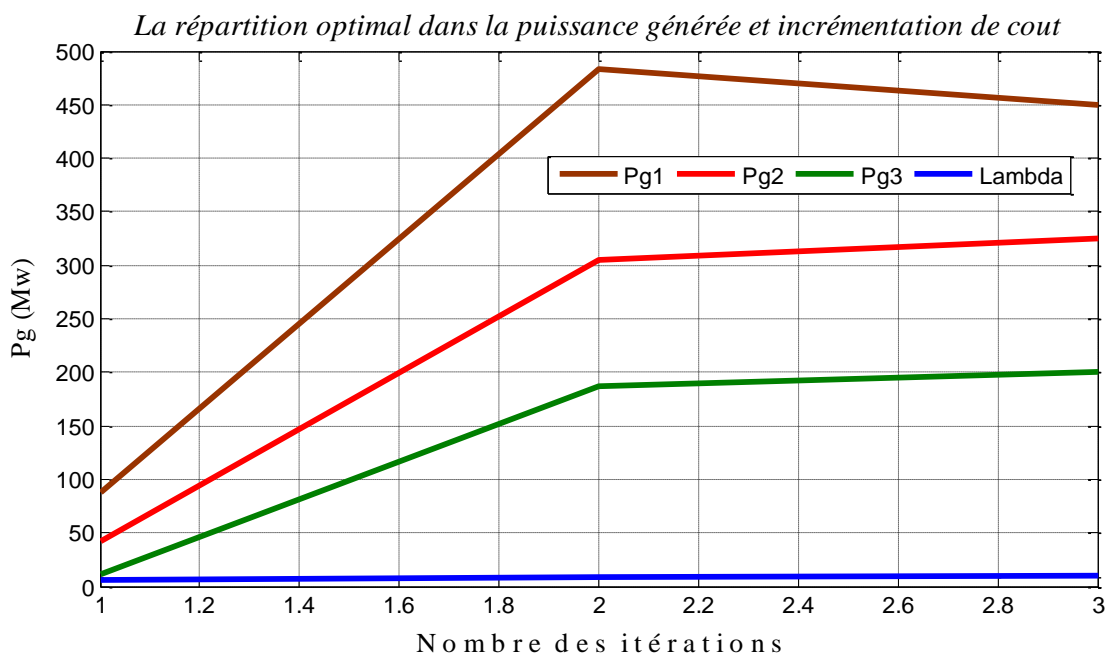
```
lamda = 9.4000
```

```
les puissances générées optimal est :
```

```
pg1 = 450, pg2 = 325.0000, pg3 = 200.0000
```

```
les total optimal
```

```
Ct = 8.2363e+003
```



**Figure 2.3.** Les courbes des puissances générées ainsi que la valeur de  $\lambda$ .

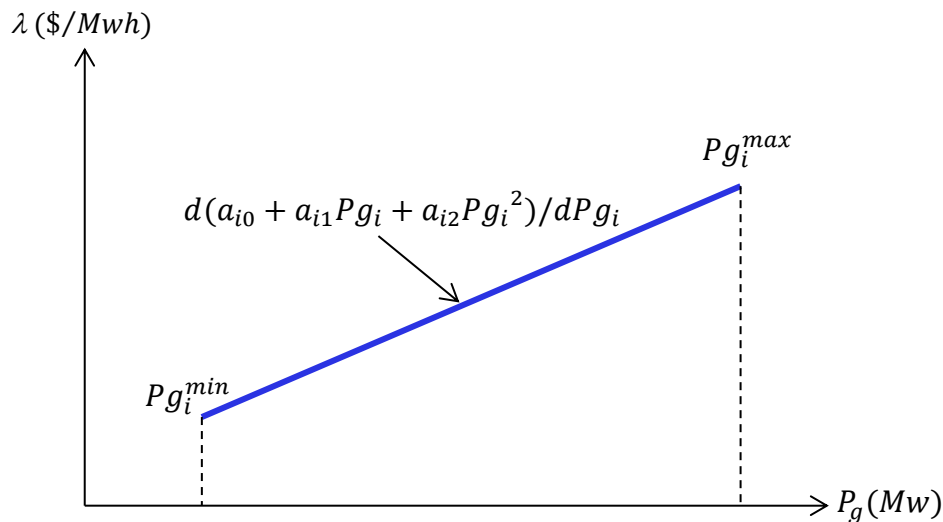
### 2.5.3. Méthode graphique

On peut aussi déterminer la solution optimale du dispatching économique par une méthode graphique. Du fait que dans l'équation (2.6), 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 (2.6), on peut placer les valeurs de lambda à gauche du signe d'égalité :

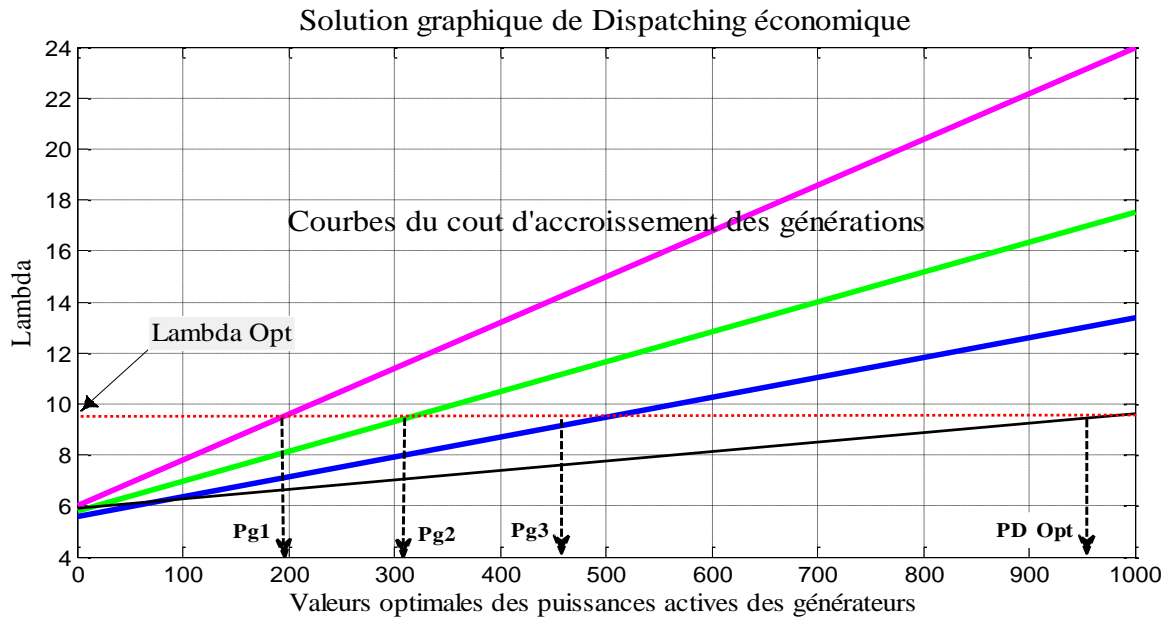
$$\begin{aligned}
 \lambda &= (a_{11} + 2a_{12}Pg_1) \\
 \lambda &= (a_{21} + 2a_{22}Pg_2) \\
 \lambda &= (a_{31} + 2a_{23}Pg_3) \\
 &\vdots \\
 \lambda &= (a_{ng1} + 2a_{ng2}Pg_{ng}) \\
 0 &= P_D - (Pg_1 + Pg_2 + \dots + Pg_{ng}) \\
 Pg_i^{\min} &\leq Pg_i \leq Pg_i^{\max}
 \end{aligned} \tag{2.11}$$

La dérivée de la fonction objective est représentée par une droite dite « le taux incrément du combustible ou l'incrément du coût lambda » (Figure 2.4).



**Figure 2.4.** Incrément du coût lambda

Le problème du dispatching économique peut être résolu par une méthode graphique en traçant la courbe d'accroissement du coût  $\lambda = f(Pg_i)$ , pour chaque générateur et sur le même plan (Figure 2.5). [14]



**Figure 2.5.** Solution graphique du dispatching économique (pour Paramètre de l'exemple précédent)

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 ( $\lambda^*$ ) 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. [14]

## 2.6 Dispatching Economique avec 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 :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_d + P_L \quad (2.12)$$

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 :

$$L = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2) + \lambda \left( P_d + P_L - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \right) \quad (2.13)$$

Les conditions nécessaires pour un minimum sont données par :

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial P_{gi}} &= \beta_i + 2\gamma_i P_{gi} - \lambda \left( 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} \right) = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} &= P_d + P_L - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = 0 \quad i = 1, 2, 3, \dots, ng \\ P_{gi\min} &\leq P_{gi} \leq P_{gi\max} \end{aligned} \quad (2.14)$$

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

La première équation de l'expression (2.14), nous donne une relation directe entre la puissance générée ( $P_{gi}$ ) et le multiplicateur de Lagrange ( $\lambda$ ), donnée par

$$\lambda = \frac{\frac{dC_i}{dP_{gi}}}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}} = L_i \cdot \frac{dC_i}{dP_{gi}} \quad (2.15)$$

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 (2.12).

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 la formule 2.16).

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 (2.6).

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 :

$$P_L = \sum_{i=1}^{ng} \sum_{j=1}^{ng} B_{ij} P_{gi} P_{gj} + \sum_{i=1}^{ng} B_{i0} P_{gi} + B_{00} \quad (2.16)$$

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. [7]

## 2.7 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.

### 2.7.1. 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 :

$$\begin{aligned} \text{Minimiser} \quad & f(x) && \text{(fonction objective)} \\ \text{Sujet à} \quad & g_i(x) = 0 && i=1,2,\dots,n \text{ (contraintes d'égalité)} \\ & h_i(x) \leq 0 && i=1,2,\dots,n \text{ (contraintes d'inégalité)} \end{aligned} \quad (2.17)$$

Il y a  $n$  contrainte d'égalité et  $m$  contrainte d'inégalité. Le nombre des variables est égal à la taille du vecteur  $x$ . [16]

### 2.7.2. 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. [16]

### 2.7.3. Méthode de Newton Raphson appliquée aux équations d'écoulement de puissance

La méthode de Newton est une méthode très puissante grâce à de 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 :

$$\left. \begin{aligned} P_i &= \sum_{j=1}^n |y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) = F_{ip} \\ Q_i &= \sum_{j=1}^n |y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) = F_{iq} \end{aligned} \right\} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.18)$$

$n$ : 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 :

$$\left. \begin{aligned} P_i &= F_{ip}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} \\ Q_i &= F_{iq}^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} \end{aligned} \right\} \quad (2.19)$$

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

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

$$\text{Avec } \left. \begin{aligned} \Delta P_i^{(0)} &= P_i - F_{ip}^{(0)} \\ \Delta Q_i^{(0)} &= Q_i - F_{iq}^{(0)} \end{aligned} \right\} \quad (2.20)$$

Les deux systèmes d'équations (2.19) et (2.20) donnent :

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

Donc on peut écrire le système comme suit :

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

(2.21)

On rappelle que:

$$\Delta \delta_i^{(K)} = \delta_i^{(K+1)} - \delta_i^{(K)} \quad i \neq 1(\text{ref}), i \neq 2(\text{cont}) \quad (2.22)$$

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

L'adaptation de (2.21) avec (2.22) 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

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} &= [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \\ J &= \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} j_1 & j_2 \\ j_3 & j_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (2.23)$$

$J_1, J_2, J_3, J_4$  Sont les sous matrice de Jacobinne. [7]

### 2.7.3.1 Détermination des sous matrices de la Jacobinne J

A partir du système d'équations (2.18) on peut déterminer les éléments de J

**Sous matrice J1:**

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -|V_i||V_j||y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i \neq j \quad (2.24)$$

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

**Sous matrice J2:**

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = |V_j||y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i \neq j \quad (2.25)$$

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

**Sous matrice J3:**

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = |V_i||V_j||y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i \neq j \quad (2.26)$$

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

**Sous matrice J4:**

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -|V_j||y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), \quad i \neq j \quad (2.27)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = - \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_j||y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) - 2|V_i||y_{ij}| \sin(\gamma_{ij}), \quad i = j \quad [7]$$

### 2.7.3.2 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  $\varepsilon$  :  $[\Delta X]^{(K)} \leq \varepsilon$  .

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.[7]

## 2.8 Organigramme du dispatching économique optimal

### Algorithme:

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 ou 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 la perte totale.

**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 vérifié, 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.

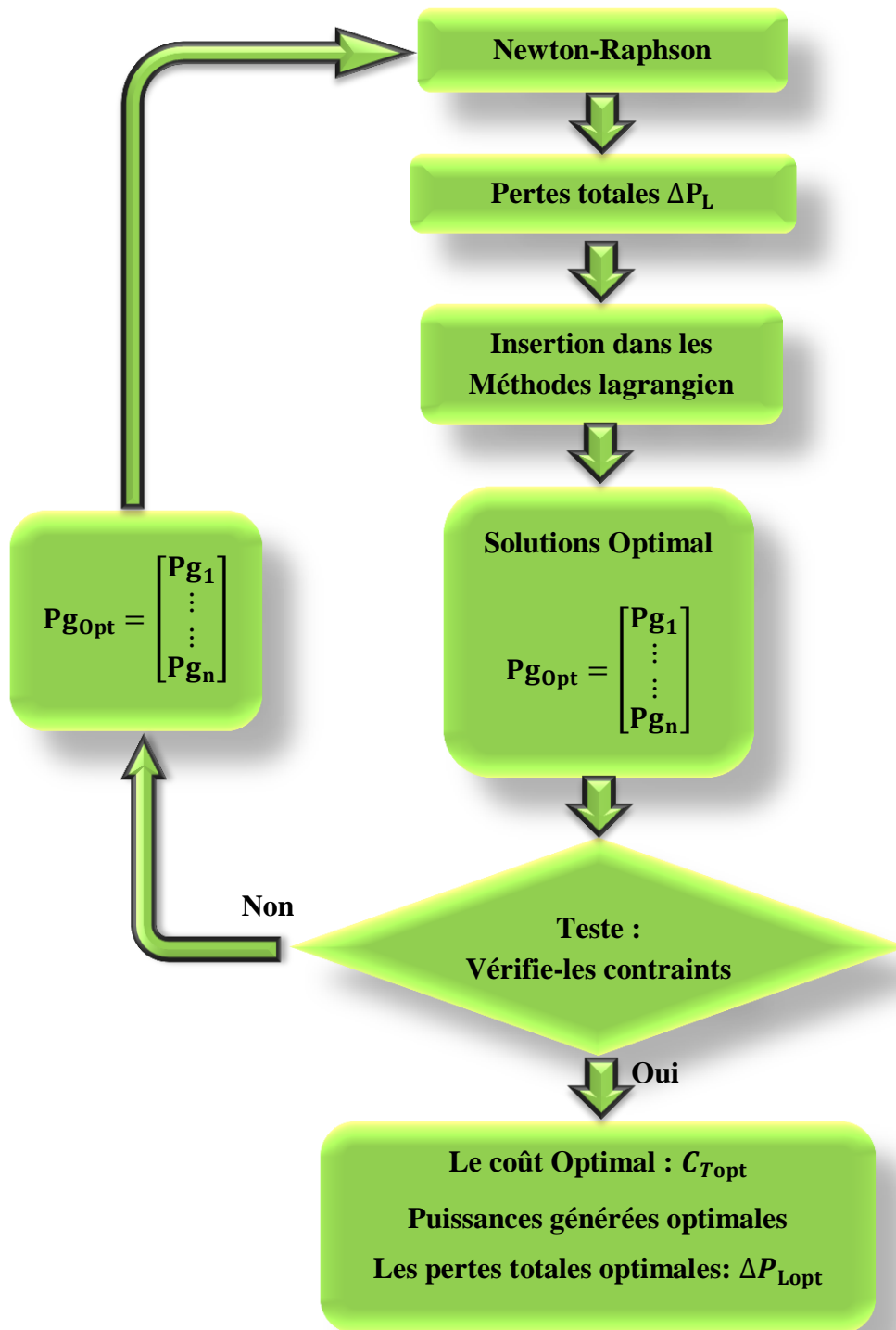


Figure 2.6. Organigramme de dispatching économique optimal

## 2.9 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.

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

## *Chapitre N°3*

# *Les méthodes métaheuristiques*

### 3.1 Introduction

La complexité du problème d'optimisation de l'écoulement de puissance surtout dans un environnement de marché d'électricité libre, avec l'apparition de nouvelles contraintes en matière de réduction des émissions de gaz polluant (Protocole de Kyoto, 2005) et l'utilisation de sources d'énergies renouvelables, fait en sorte qu'il est souvent difficile d'utiliser des méthodes exactes de solution compte tenu du manque de flexibilité des méthodes classiques pour intégrer diverses contraintes spécifiques [17]. Ces problèmes ont donné lieu au développement d'une nouvelle classe de méthodes d'optimisation nommées méta heuristiques, celles-ci marquent une grande révolution dans le domaine d'optimisation. En effet, elles s'appliquent à toutes sortes de problèmes combinatoires, et elles peuvent également s'adapter aux problèmes continus.

Les méthodes méta heuristiques apparues à partir des années 1980 [18], permettent de trouver une solution de bonne qualité en un temps de calcul en général raisonnable, sans garantir l'optimalité de la solution obtenue. Les méthodes heuristiques peuvent être divisées en deux classes. Il y a, d'une part, les algorithmes spécifiques à un problème donné qui utilisent des connaissances du domaine, et d'autre part les algorithmes généraux qui peuvent être utilisés pour une grande variété de problèmes.

### 3.2 Définition des Méthodes Métaheuristiques

Les métaheuristiques sont un ensemble d'algorithmes d'optimisation visant à résoudre les problèmes d'optimisation difficiles. Elles sont souvent inspirées par des systèmes naturels, qu'ils soient pris en physique (cas du Big Bang–Big Crunch), en biologie de l'évolution (cas des algorithmes Génétiques) ou encore en éthologie (cas des algorithmes de colonies de fourmis ou de l'optimisation par essais particuliers). Ces techniques méta heuristiques peuvent être classés en deux groupes: les méthodes à population de solutions connues sous le nom d'algorithmes évolutionnaires comme les algorithmes génétiques...etc., ainsi que les méthodes à solution unique comme le recuit simulé. Les méthodes méta heuristiques ont prouvé leurs efficacités dans le domaine de l'optimisation mono-objectif. Actuellement les recherches qui utilisent ces algorithmes sont développées pour la résolution des problèmes d'optimisation multi objectif, en tenant compte de plusieurs contraintes et de nouvelles configurations des réseaux électriques surtout à l'associations de sources des énergies renouvelables où la résolution de ce system complexe est un défi.[19]

### 3.3 Méthode de Big Bang-Big Crunch

La méthode d'optimisation Big Bang-Big Crunch (BB-BC) repose sur l'une des théories de l'évolution de l'univers, à savoir que la théorie Big Bang et Big Crunch est introduite par Erol et Eksin qui a un faible temps de calcul et de haut niveau La vitesse de convergence. Selon cette théorie, dans la phase de Big Bang, la dissipation d'énergie produit un désordre et l'aléatoire est la principale caractéristique de cette phase; Alors que, dans la phase Big Crunch, les particules réparties au hasard sont dessinées dans un ordre.

La méthode d'optimisation Big Bang-Big Crunch (BB-BC) génère également des points aléatoires dans la phase Big Bang et rétrécit ces points à un seul point représentatif via un centre de masse dans la phase Big Crunch. Après un certain nombre de Big Bangs et Big Crunches séquentiels où la répartition du caractère aléatoire dans l'espace de recherche pendant le Big Bang devient de plus en plus petite sur le point moyen calculé pendant le Big Crunch, l'algorithme converge vers une solution. La méthode BB-BC s'est avérée surpasser l'algorithme génétique classique amélioré pour de nombreuses fonctions de test de référence. [20]

### 3.4 L'algorithme d'optimisation BIG BANG–BIG CRUNCH (BB-BC)

La méthode BB-BC développée par Erol et Eksin se compose de deux phases: une phase Big Bang et une phase Big Crunch. Dans la phase Big Bang, les solutions candidates sont distribuées au hasard sur l'espace de recherche. Comme pour d'autres algorithmes évolutifs, les premières solutions se répandent dans l'espace de recherche de manière uniforme dans le premier Big Bang. Erol et Eksin [20] ont associé la nature aléatoire du Big Bang à la dissipation d'énergie ou la transformation d'un état ordonné (une solution convergente) à un état de désordre ou de chaos (nouvel ensemble de candidats à la solution).

Le caractère aléatoire peut être considéré comme équivalent à la dissipation d'énergie dans la nature, tandis que la convergence vers un point optimal local ou global peut être considérée comme une attraction gravitationnelle. Puisque la dissipation d'énergie crée le désordre des particules ordonnées, nous allons utiliser le hasard comme une transformation d'une solution convergente (ordre) à la naissance de candidats à une solution totalement nouvelle (désordre ou chaos). [20]

La méthode proposée est similaire à GA en ce qui concerne la mise en place d'une génération aléatoire initiale. La phase de construction de la première génération appelée l'étape de Big Bang. Dans cette étape, Les solutions candidats répartis sur tout l'espace de recherche

d'une manière uniforme [20].

L'étape de Big Bang suivi par l'étape de la phase de Big Crunch. Le Big Crunch est un opérateur de convergence qui possède plusieurs entrées, mais une seule sortie, nommée "centre de masse", puisque la seule sortie a été calculée en calculant le centre de masse. Ici, le terme de masse fait référence à l'opposé de la fonction du mérite [21]. Le point qui représente le centre de masse est désigné au symbole  $x_c$  calculé selon la formule suivante:

$$\vec{x}^c = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{1}{f_i} \vec{x}^i}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{f_i}} \quad (3.1)$$

Où le point  $X_i$  est généré dans le champ de recherche,  $f_i$  est la valeur de la fonction de fitness de ce point,  $N$  est la taille de la population à la phase de Big Bang. L'opérateur de convergence dans la phase Big Crunch est différent de la sélection «exagérée» puisque le terme de sortie peut contenir des informations supplémentaires (nouveau candidat ou membre ayant des paramètres différents que d'autres) que les participants, ainsi une différence membres de la population. Ceci est une étape de convergence est supérieure par rapport à la sélection de deux membres et de trouver leur centre de gravité. Cette méthode prend l'ensemble des membres de la population dans la phase Big-Crunch qui agit comme un opérateur de compression ou contraction. [20]

Après la deuxième explosion, le centre de masse est recalculé. Ces étapes successives d'explosion et de contraction sont répétées jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt soit atteint. Les paramètres à fournir au générateur de points aléatoires normaux sont le centre de masse de l'étape précédente et l'écart-type. Le terme de déviation peut être corrigé, mais la diminution de sa valeur avec les itérations écoulées produit de meilleurs résultats.

Après la phase Big Crunch, l'algorithme crée les nouvelles solutions à utiliser comme Big Bang de la prochaine étape d'itération, en utilisant les connaissances antérieures (centre de masse). Cela peut être réalisé en étalant de nouveaux ressorts autour du centre de masse en utilisant une opération de distribution normale dans chaque direction, où l'écart-type de cette fonction de distribution normale diminue à mesure que le nombre d'itérations de l'algorithme augmente [21]:

$$x^{new} = x^c + l.r/k \quad (3.2)$$

Où  $x^c$  signifie centre de masse,  $l$  est la limite supérieure du paramètre,  $r$  est un nombre aléatoire normal et  $k$  est une itération étape. Puis le nouveau point  $x^{new}$  est limité supérieure et

inférieure.

Le BB-BC prend l'approche des étapes suivantes : [20]

**Étape.1** Formez une génération initiale de  $N$  candidats de manière aléatoire. Respectez les limites de l'espace de recherche.

**Étape.2** Calculer la valeur de la fonction de fitness de toutes les solutions candidate.

**Étape.3** Trouver le centre de masse selon (3.1). Le meilleur individu fitness peut être choisi comme centre de masse.

**Étape.4** Calculez les nouveaux candidats autour du centre de masse en ajoutant ou en soustrayant un nombre aléatoire normal dont la valeur diminue à mesure que les itérations en utilisant (3.2).

**Étape.5** Passez à l'étape 2 jusqu'à ce que les critères d'arrêt aient été remplis.

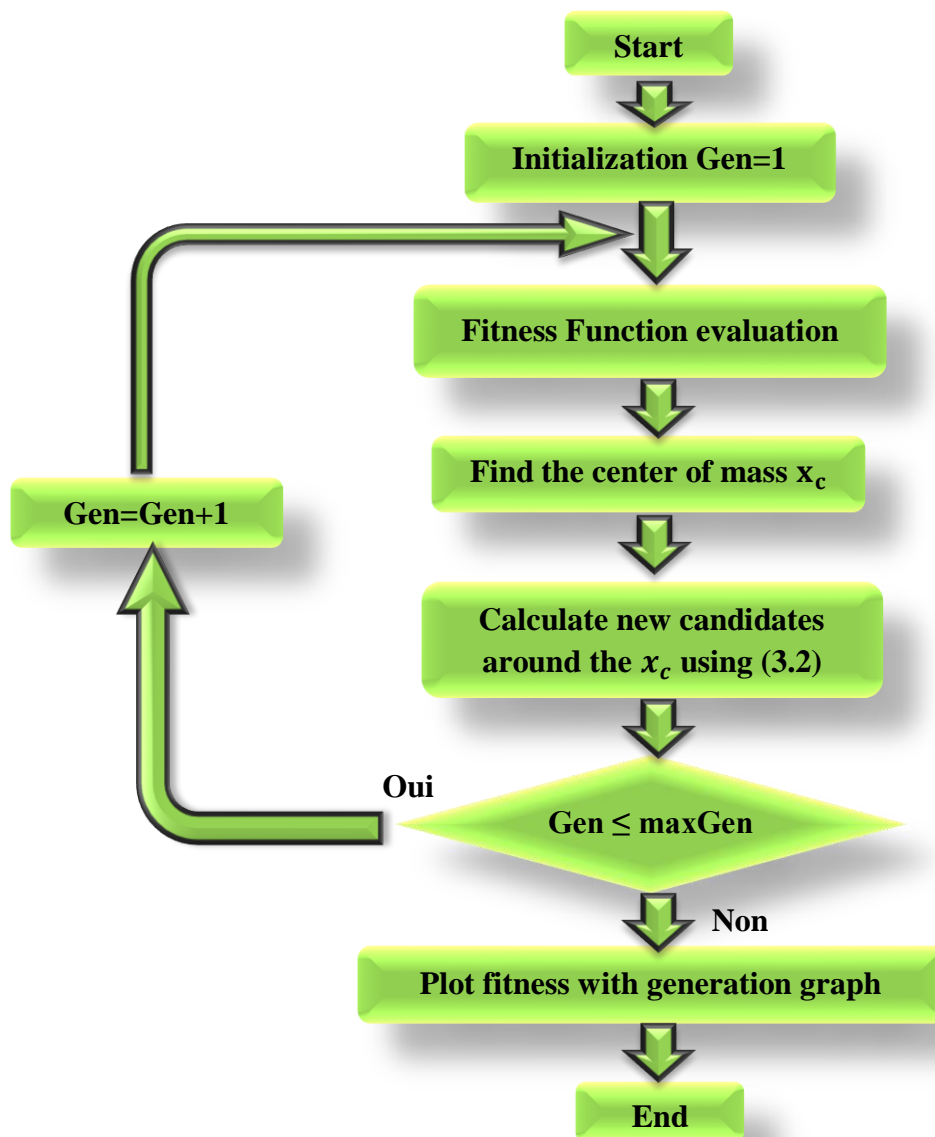


Figure 3.1. Procédure de calcul de BB-BC

### 3.5 Application

- *Exemple:*

L'application pour notre algorithme BB-BC a été faite sur un réseau de 14 nœuds avec deux générateurs G1 et G2 ayant pour fonctions coût :

$$F_1(P_{G1}) = 0.006P_{G1}^2 + 1.5P_{G1} + 100$$

$$F_2(P_{G2}) = 0.009P_{G2}^2 + 2.1P_{G2} + 130$$

Sous les contraintes :

$$135 \leq P_{G1} \leq 195 \text{ (MW)}$$

$$70 \leq P_{G2} \leq 145 \text{ (MW)}$$

On considère que les pertes actives sont une fonction linéaire de puissances actives générées :

$$P_L = 0.07677P_{G1} + 0.001476P_{G2} \text{ (MW)}$$

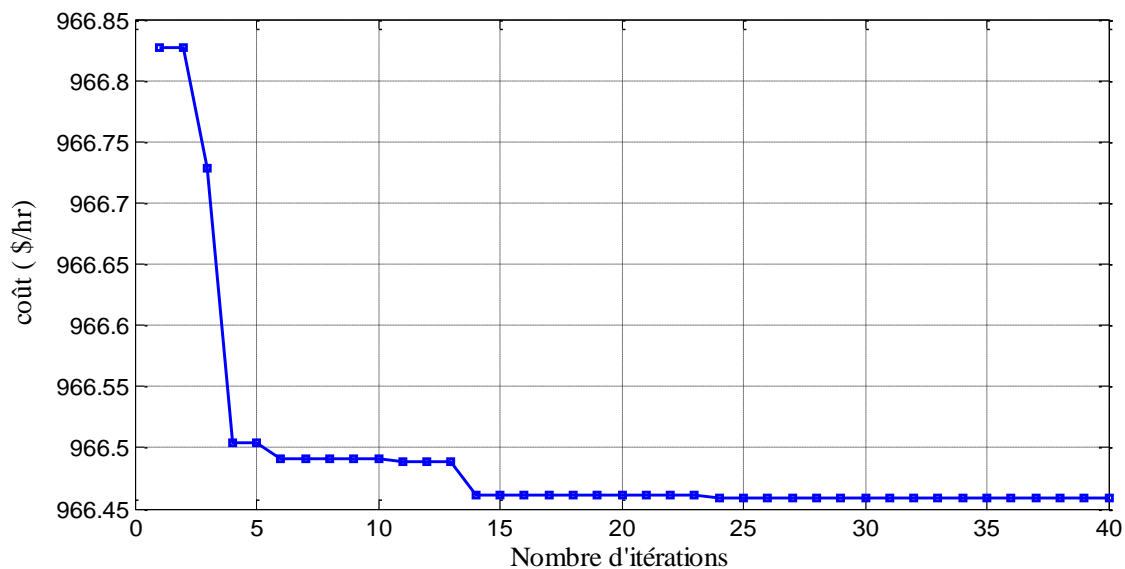
- *Les résultats :*

La puissance totale demandée est 259 MW, la puissance apparente de base  $S_b = 100 \text{ MVA}$

Le logiciel a été implémenté par la langue MATLAB 7.9.0, sur un micro-ordinateur personnel Intel core i5-4200U 1.6, 2.3 [GHz] avec RAM DDR de 6 Go sous Windows 7.

Les résultats de l'optimisation par l'algorithme BB-BC et par les méthodes de Harmony Search [22], Nelder Mead [23], sont regroupés dans le tableau ci-dessous.

	Tableau 3.1. Meilleure solution du système IEEE 14		
	Méthodes		
	BB-BC	HS [22]	Nelder et Mead [23]
$P_{G1}^{Opt}$	<b>173.132</b>	169.873	176.69
$P_{G2}^{Opt}$	<b>99.3050</b>	102.319	97.29
$P_{GT}^{Opt}$	<b>272.437</b>	272.192	273.98
$coût^{Opt}$	<b>966.452</b>	967.053	971.89
$P_L$	<b>13.4379</b>	13.1922	14.99



**Figure 3.2.** Caractéristiques de convergence de BB-BC

- **Interprétation des résultats :**

Notre programme de minimisation a donné des résultats meilleurs par rapport à d'autres méthodes. On remarque les pertes calculé par notre programme sont diminuée.

### 3.6 Conclusion

Dans ce chapitre, on applique l'algorithme de Big Bang-Big Crunch quant à son application au domaine du dispatching économique. Nous avons appliqué cette nouvelle technique au réseau 14 nœuds et nous avons comparé les résultats trouvés entre cette méthode quelques méthodes déjà utilisé. Nous avons considéré les pertes de transport m'étant une fonction linéaire des puissances générées actives.

Les résultats sont assez concluants du fait que, dans le dispatching économique, à travers la minimisation du coût de production qui est minimisé, il y aussi la minimisation des pertes de transport et il faut souligner que nous procédons à la commande de la répartition optimale des puissances en temps réel. Le facteur temps est donc très important et c'est pour cette raison que les chercheurs axent leur recherche sur les méthodes de calcul numérique qui donnent les valeurs des puissances générées optimales rapidement et efficacement.

## *Chapitre N°4*

# *Test et Application*

## 4.1. Introduction

Ce chapitre présente la performance de la technique basée sur BB-BC pour résoudre différents types de problèmes de dispatching économique pour estimer la plus belle combinaison de puissance générée dans un système donné au coût d'exploitation le plus bas tout en maintenant la condition de fonctionnement du système efficacement. Le coût du carburant est réduit à un minimum, en remplissant les conditions de fonctionnement des unités thermiques non linéaires, qui dépend essentiellement des contraintes de capacité de production, la réduction du générateur de rampe, l'effet d'ouverture de vannes, respectivement. A propos de l'optimisation, une étude comparative est faite pour les différentes approches métaheuristiques.

Les techniques basées sur la connaissance sont utilisées pour l'intelligence artificielle de plus en plus comme des alternatives aux techniques classiques pour la modélisation des systèmes environnementaux. L'intelligence artificielle peut être définie comme la capacité des logiciels et du matériel pour faire les choses que nous, en tant qu'êtres humains, et la reconnaissance du comportement intelligent [24-25].

Afin de démontrer l'efficacité et la possibilité des méthodes proposées pour l'application de comparaison, les différents types de problèmes de dispatching économique. Les résultats de cette étude ont montré que l'approche proposée est en mesure de trouver des charges plus économiques que celles déterminées par d'autres méthodes.

## 4.2. L'algorithme de Big Bang–Big Crunch pour résoudre le problème de dispatching économique

Un algorithme d'optimisation Big Bang-Big Crunch (BB-BC) est utilisé pour résoudre différents types des problèmes de dispatching économique. L'algorithme proposé de BB-BC a été examiné et testé; Les résultats obtenus à partir de l'algorithme BB-BC ont été comparés à autres algorithmes d'optimisations. Les résultats de la simulation montrent que les approches proposées par l'algorithme BB-BC sont en mesure d'obtenir des solutions de meilleure qualité de manière efficace et avec moins de temps de calcul que les approches conventionnelles.

## 4.3. Résultats et discussion de simulation

La méthode d'algorithme BB-BC proposée, elle a été appliquée pour résoudre différents types de problème des dispatchings économiques sur 3 systèmes d'alimentation différents (6 unités, 15 unités et IEEE 30 JDB) et une comparaison avec d'autres algorithmes métaheuristiques.

Toutes les méthodes sont essais sous la même fonction d'évaluation et une définition individuelle afin de comparer leur qualité de solution, leur caractéristique de convergence et leur efficacité de calcul. Dans ces exemples. Le logiciel a été implémenté par la langue MATLAB7.9.0, sur un micro-ordinateur personnel Intel core i5-4200U 1.6, 2.3 [GHz] avec RAM DDR de 6 Go sous Windows 7.

Selon la simulation, on utilise les paramètres suivants dans les méthodes d'algorithmes BB-BC: le nombre de génération est de 100 itérations et la taille de la population 50 individus (candidats); L'individu ayant une valeur de coût minimale est choisi pour la phase Big Crunch; Une nouvelle population (phase Big Bang) est générée en utilisant le principe de distribution normale avec l'équation (4.1):

$$P_{Gi}^k = P_{est_i} + (P_{GiMax} - P_{GiMin}) \cdot rand/it \quad (4.1)$$

Où  $K$  nombre de candidats,  $i$  nombre de paramètres, valeur  $P_{est_i}$  qui tombe avec un coût minimum,  $P_{GiMax}$  et  $P_{GiMin}$  sont des limites supérieures et inférieures des paramètres et  $it$  le nombre d'itérations.

#### 4.3.1. Le 1<sup>ère</sup> Cas: L'OPF avec des fonctions de coûts de carburant quadratiques

##### A. Exemple 1 :

L'algorithme proposé est testé sur le système de 6 unités.

Dans ce cas, chaque  $P_g$  individuel contient six sorties de puissance du générateur, qui sont générés de manière aléatoire. Pour une  $P_D = 1263 \text{ MW}$ , les meilleures solutions, présentées dans le tableau.4.1, satisfont les contraintes du système, les résultats statistiques obtenus, tels que le coût de production, le temps de calcul et l'écart-type, sont présentés dans le tableau.4.2.

**Tableau 4.1:** Les meilleures solutions pour un système de 6 unités

La puissance générée	Méthodes						
	BB-BC	GA	PSO	CPSO	AIS	MTS	BA
		[27]	[27]	[28]	[29]	[30]	[31]
$P_{g_1}$ (MW)	447.14	474.81	447.50	434.43	458.29	449.37	438.65
$P_{g_2}$ (MW)	173.06	178.64	173.32	173.32	168.05	182.25	167.90
$P_{g_3}$ (MW)	262.77	262.21	263.47	274.47	262.52	254.29	262.82
$P_{g_4}$ (MW)	138.90	134.28	139.06	128.06	139.06	143.45	136.77
$P_{g_5}$ (MW)	166.14	151.90	165.48	179.48	178.39	161.97	171.76
$P_{g_6}$ (MW)	87.41	74.18	87.13	85.93	69.34	86.02	97.67
$P_L$ (MW)	12.45	13.02	12.96	12.69	12.65	14.35	12.57
$P_{g_{tot}}$ (MW)	1,275.45	1,276.02	1,275.96	1,275.69	1,275.65	1,277.35	1,275.57
Coût total (\$/h)	<b>15,443.0</b>	15,459.0	15,450.0	15,446.0	15,448.0	15,451.6	15,445.9

La figure 4.1 montre la convergence des coûts de l'algorithme OPF basé sur BB-BC pour différents .Il a été clairement démontré qu'il n'y a pas de changement rapide de la valeur de la fonction de coût du carburant après 100 générations, il montre clairement du fait que la solution converge vers la meilleure solution aux premières itérations (75 itérations).

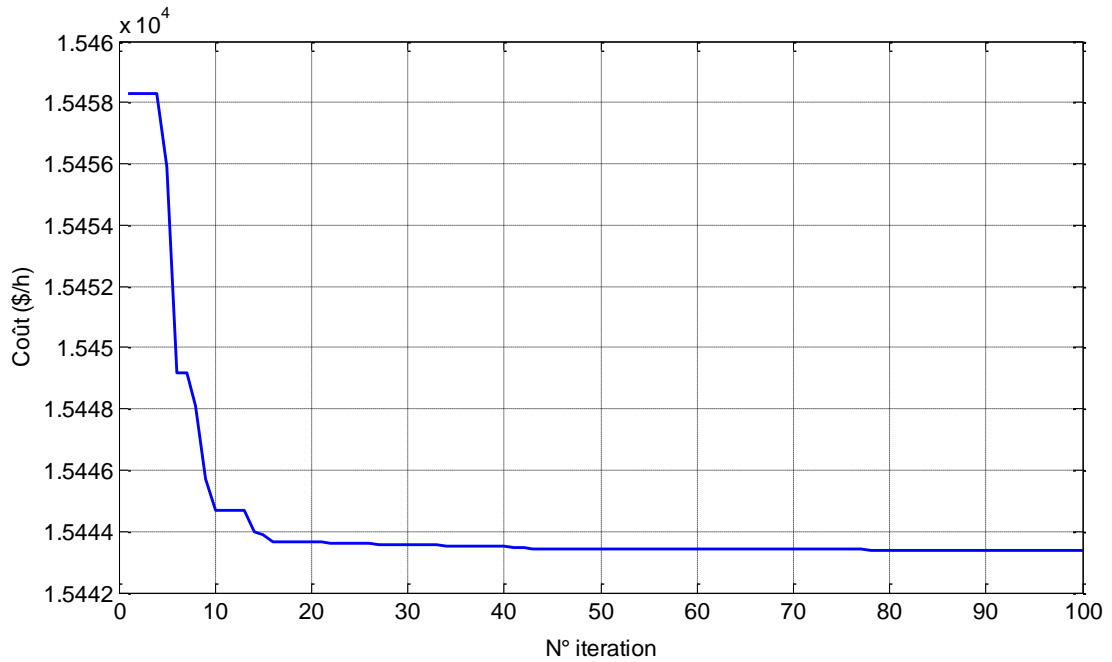
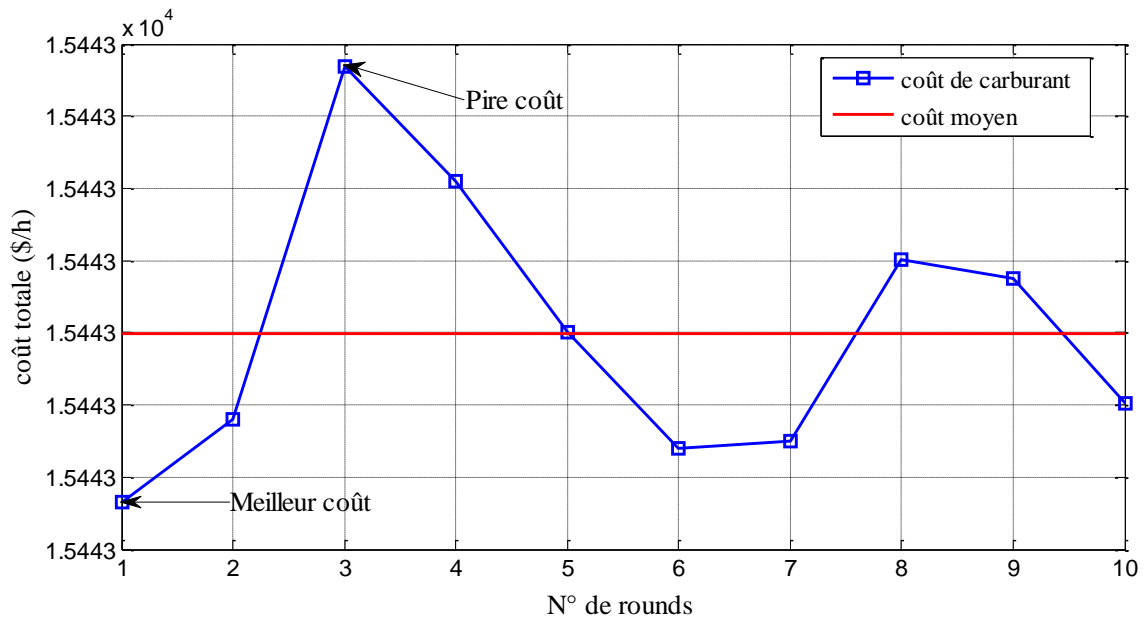


Figure 4.1. Caractéristique de convergence du système de 6 unités

Tableau 4.2: Comparaison la performance de BB-BC avec d'autres méthodes

Méthodes	Cout (\$/h)			Temps CPU moyen (s)	écart-type
	Min	Moyenne	Max		
GA [27]	15459.00	15469.00	15469.00	41.58	–
PSO [27]	15450.00	15454.00	15492.00	14.86	–
CPSO [28]	15446.00	15449.00	15490.00	8.13	–
AIS [29]	15448.00	15459.70	15472.00	NA	–
MTS [30]	15450.06	15451.17	15453.64	5.98	0.93
BA [31]	15445.87	15448.83	15452.92	5.64	1.56
BB-BC	15443.076	15443.079	15443.084	2.65	2.65



**Figure 4.2.** Répartition du coût de production pour le système de 6 unités

Ou le système de 6 unités, Les meilleures solutions des six méthodes sont données dans le tableau 4.2 après avoir effectué 10 essais. Les résultats de l'algorithme OPF basée sur BB-BC sont comparés à ceux obtenus par les algorithmes GA, PSO, CPSO, AIS, MTS, et BA en termes de pire, moyen, meilleur coût de génération, écart-type et moyen temps de calcul tel qu'indiqué dans le tableau 4.2. Évidemment, toutes les méthodes ont réussi à trouver la solution quasi optimale présentée dans [27], [28], [29], [30], [31] avec une forte probabilité de satisfaire les contraintes d'égalité et d'inégalité.

Figure 4.2 montre la répartition du coût de génération de la meilleure solution pour chaque essai dans le cas d'une demande de charge de 1263 MW.

### B. Exemple 2 :

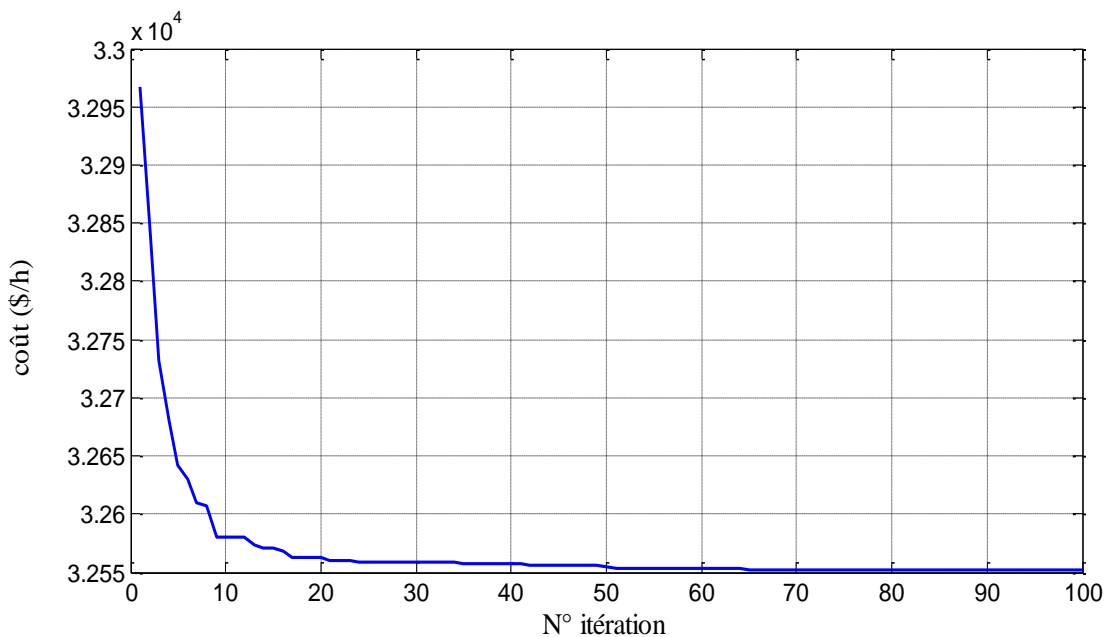
Le système contient 15 unités thermiques [27] dont les caractéristiques et les matrices  $\beta$  des coefficients de perte sont données en annexe. 2. Pour une  $P_D = 2630$  MW. Dans ce cas, chaque générateur produit de l'énergie, il est généré de façon aléatoire. Pour une demande de charge de 2630 MW, les meilleures solutions, présentées dans le tableau 4.3, satisfont les contraintes du système. Les résultats statistiques obtenus avec 10 essais, tels que le coût de génération, l'écart-type, le temps de calcul et le pourcentage de solutions proches de la solution optimale, sont présentés dans le tableau 4.4.

La figure 4.3. Montre la convergence des coûts de l'algorithme OPF basé sur BB-BC pour différents nombres de générations. Il a été clairement démontré qu'il n'y a pas de changement rapide de la valeur de la fonction coût-carburant après 100 générations. Par conséquent, il est

clair à partir de la Fig.4.3 que la solution converge vers une solution de haute qualité aux tôt (65 itérations).

**Tableau 4.3:** Meilleure solution du système de 15 unités

La puissance générée	Méthodes						
	BB-BC	SA [32]	GA [32]	TS [32]	PSO [32]	MTS [32]	PS [33]
$P_{g1}$ (MW)	454.5927	453.6646	445.5619	453.5374	454.7167	453.9922	441.2052
$P_{g2}$ (MW)	455.0000	377.6091	380.0000	371.9761	376.2002	379.7434	419.6001
$P_{g3}$ (MW)	130.0000	120.3744	129.0605	129.7823	129.5547	130.0000	130.0000
$P_{g4}$ (MW)	130.0000	126.2668	129.5250	129.3411	129.7083	129.9232	130.0000
$P_{g5}$ (MW)	250.2690	165.3048	169.9659	169.5950	169.4407	168.0877	337.9241
$P_{g6}$ (MW)	460.0000	459.2455	458.7544	457.9928	458.8153	460.0000	460.0000
$P_{g7}$ (MW)	465.0000	422.8619	417.9041	426.8879	427.5733	429.2253	465.0000
$P_{g8}$ (MW)	60.0000	126.4025	97.8230	95.1680	67.2834	104.3097	60.0000
$P_{g9}$ (MW)	25.0000	54.4742	54.2933	76.8439	75.2673	35.0358	25.0000
$P_{g10}$ (MW)	34.4650	149.0879	144.2214	133.5044	155.5899	155.8829	25.0000
$P_{g11}$ (MW)	62.8470	77.9594	77.3002	68.3087	79.9522	79.8994	43.2622
$P_{g12}$ (MW)	75.3204	73.9489	77.0371	79.6815	79.8947	79.9037	68.2836
$P_{g13}$ (MW)	25.0000	25.0022	31.1537	28.3082	25.2744	25.0220	25.0000
$P_{g14}$ (MW)	15.0000	16.0636	15.0233	17.7661	16.7318	15.2586	15.0000
$P_{g15}$ (MW)	15.0000	15.0196	33.6125	22.8446	15.1967	15.0796	15.0000
$P_{gtot}$ (MW)	2.65750	2663.29	2661.23	2661.53	2661.19	2661.36	2660.27
$P_L$ (MW)	27.4942	33.2737	31.2363	31.4100	31.1697	31.3523	30.2754
Coût total (\$/h)	<b>32552.00</b>	32786.40	32779.81	32762.12	32724.17	32716.87	32584.13



**Figure 4.3.** Caractéristique de convergence du système de 15 unités

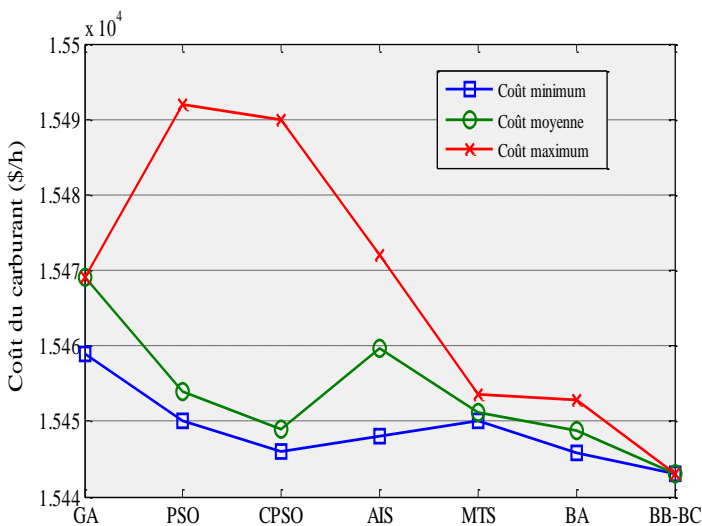
**Tableau 4.4:** Comparaison la performance de BB-BC avec d'autres méthodes

Méthodes	Cout (\$/h)			Temps CPU moyen (s)	écart-type
	Min	Moyenne	Max		
SA [32]	32786.40	32869.51	33028.95	71.25	112.32
GA [32]	32779.81	32841.21	33041.64	48.17	81.22
TSA [32]	32762.12	32822.84	32942.71	26.41	60.59
PSO [32]	32724.17	32807.45	32841.38	13.25	21.24
MTS [32]	32716.87	32767.21	32796.15	3.65	17.51
PS [33]	32584.13	32696.18	33560.84	1.765	187.87
BB-BC	32550.00	32553.00	32556.00	5.12	1.992

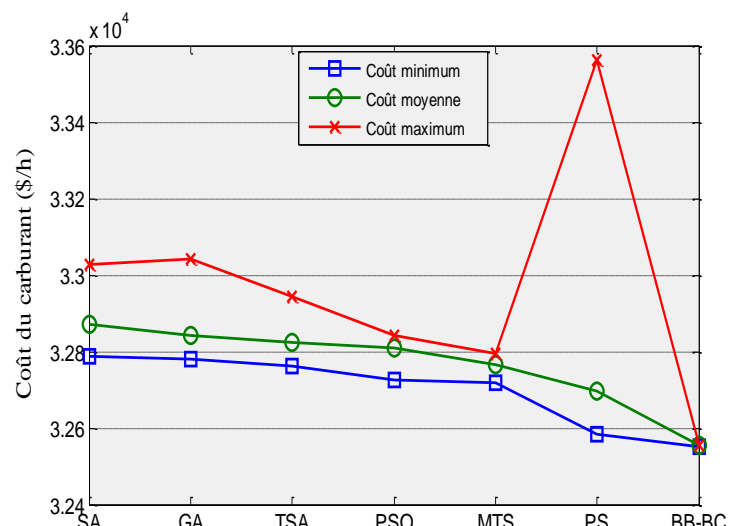
Pour le système de 15 unités dans le cas d'une demande de charge de 2630 MW, après avoir effectué 10 essais, les meilleures solutions des sept méthodes sont données dans le tableau.4.3. Les résultats de la méthode d'algorithme BBBC par rapport à ceux des algorithmes SA, GA, TS, PSO, MTS [32] et PS [33] en termes de pire, moyen, meilleur coût de génération, écart-type et temps de calcul moyen sont fournis Dans le tableau 4.4.

Des figures.4.4-5 clairement, la méthode d'algorithme BB-BC a toujours de meilleures solutions que celles des autres méthodes. Cela signifie la solution de meilleure qualité obtenue par l'algorithme proposees.

Les résultats de la simulation dans le système de 6 unites et 15 unités démontrent la faisabilité et l'efficacité de la méthode proposée BB-BC en minimisant le coût du générateur. Il est utile d'obtenir une solution de haute qualité en moins de temps par rapport à d'autres méthodes BA, AIS, CPSO, SA, GA, TSA, PSO, MTS et PS.



**Figure 4.4.** Comparaison de la performance de BB-BC avec d'autres méthodes pour le système de 6 unités.



**Figure 4.5.** Comparaison de la performance de BB-BC avec d'autres méthodes pour le système de 15 unités

La comparaison des résultats numériques des problèmes de l'OPF en utilisant la méthode BB-BC avec les résultats obtenus par d'autres approches heuristiques sont réalisées pour démontrer la dureté du présent algorithme. En ce qui concerne l'approche BB-BC a de meilleures solutions et les écarts types.

Les résultats montrent que les solutions de dispatchings optimales déterminées par BB-BC entraînent une diminution de la perte de puissance active, puis celle obtenue par d'autres méthodes heuristiques, ce qui confirme que le BB-BC est bien capable de déterminer la solution de répartition optimale mondiale ou globale.

La méthode d'optimisation BB-BC présente de nombreux avantages par rapport aux autres méthodes de développement: le plus important, un algorithme simple et des méthodes numériques avec un indicatif nombre relativement faible de paramètres de contrôle, et la capacité de résoudre les problèmes qui dépendent d'un grand nombre de variables.

#### 4.3.2. La 2<sup>ème</sup> Cas: L'OPF pour les unités avec des effets du point de valve

Dans ce cas, les courbes des coûts du carburant du générateur aux bus 1 et 2 sont représentées par des fonctions quadratiques avec des composants sinusoïdaux redressés en utilisant la formule (4.1). Le bus 1 est sélectionné comme le bus lent du système pour permettre un contrôle plus précis des unités avec des discontinuités dans les courbes de coûts. Les coefficients de coût du générateur de ces deux générateurs sont donnés en annexe.1 (A.4)

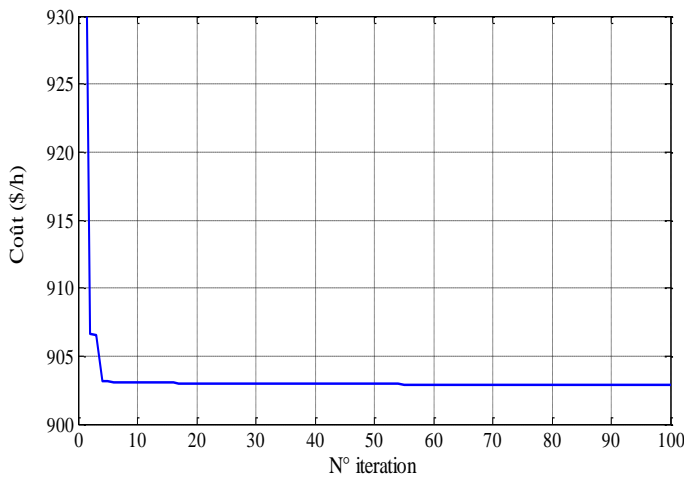
$$C_i(P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + c_i (P_{Gi})^2 + |e_i \sin(h_i (P_{Gimin} - P_{Gi}))| \quad (4.2)$$

Les meilleures solutions, présentées dans le tableau 4.5, satisfont les contraintes du système. Les résultats statistiques obtenus avec dix essais, tels que le coût de génération, le temps de calcul et l'écart-type, sont présentés dans le tableau 4.6.

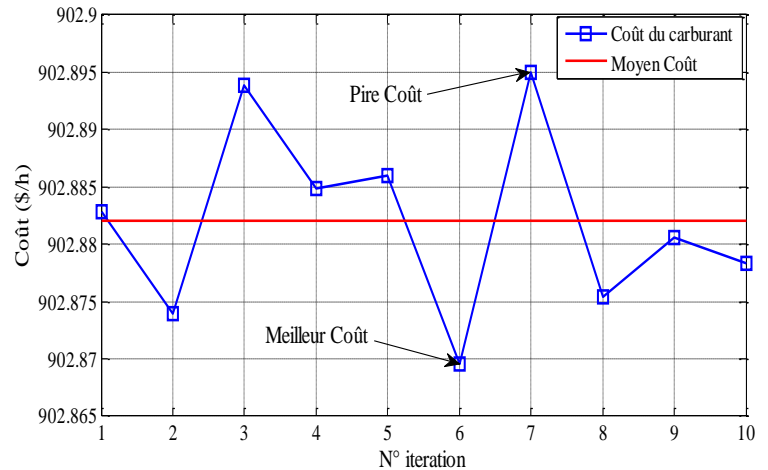
**Tableau 4.5:** Les meilleures solutions pour un système de IEEE 30 JDB

La puissance générée	Méthodes		
	BB-BC	IEP [34]	SADE_ALM [35]
$P_{g_1}$ (MW)	199.5992	149.7331	193.2903
$P_{g_2}$ (MW)	20.0000	52.0571	52.5735
$P_{g_3}$ (MW)	21.3278	23.2008	17.5458
$P_{g_4}$ (MW)	23.5628	33.4150	10.0000
$P_{g_5}$ (MW)	12.0478	16.5523	10.0000
$P_{g_6}$ (MW)	12.1692	16.0875	12.0000
$P_L$ (MW)	5.3068	7.6458	12.0096
$P_{gtot}$ (MW)	288.7068	291.0458	295.4096
Coût total (\$/h)	<b>902.8926</b>	953.573	944.031

Figure.4.6 montre la convergence de coût de l'algorithme OPF basée sur BB-BC pour différents nombres de générations. Il a été clairement démontré qu'il n'y a pas de changement rapide de la valeur de la fonction de coût du carburant après 100 générations, clairement que la solution converge vers une solution de haute qualité aux 55 itérations.



**Figure 4.6.** Caractéristique de convergence du système d'IEEE 30 JDB



**Figure 4.7.** Répartition du coût de production pour le système de IEEE 30 JDB

Pour ce cas, les résultats de dix tests de BB-BC ne violent aucune contrainte. Le tableau 4.6 montre que le coût de la meilleure génération, la moyenne, le meilleur coût de génération, l'écart-type et le temps de calcul moyen de BB-BC sont inférieurs à ceux obtenus par TS, TS/SA, ITS, EP, IEP et SADE-ALM.

**Tableau 4.6:** Comparaison la performance de BB-BC avec d'autres méthodes

Méthodes	Cout (\$/h)			Temps CPU moyen (s)	écart-type
	Min	Moyenne	Max		
EP [34]	955.508	957.709	959.379	61.419	1.084
TS [34]	956.498	958.456	960.261	88.210	1.070
TS/SA [34]	959.563	962.889	966.023	65.109	2.146
ITS [34]	969.109	977.170	985.533	85.138	6.191
IEP [34]	953.573	956.460	958.263	93.583	1.720
SADE-ALM [35]	944.031	954.800	964.794	16.160	5.371
BB-BC	902.8718	902.8790	902.8878	0.822	0.53

Les résultats de la simulation dans le système de IEEE 30 JDB démontrent la faisabilité et l'efficacité de la méthode proposée BB-BC en minimisant le coût du générateur. Il est utile d'obtenir une solution de haute qualité en moins de temps par rapport à d'autres méthodes EP, TS, TS/SA, ITS, IEP et SADE-ALM.

La comparaison des résultats numériques de problème d'optimisation de l'écoulement de puissance (OPF) avec les effets du point de valve en utilisant la méthode BB-BC avec les résultats obtenus par d'autres approches heuristiques est effectuée pour démontrer la robustesse de l'algorithme actuel.

### 4.3.3. La 3<sup>ème</sup> Cas: Un multi-objectif de BB-BC pour environnement/dispatching économique

#### A. Exemple 1 :

Le problème combiné d'économie et de l'émission dispatching (CEED), où la fonction objective est hautement non linéaire, non différentiable et peut avoir plusieurs minimums locaux.

Par conséquent, les méthodes classiques d'optimisation peuvent ne pas converger ou se coincer à des minimums locaux. Dans ce cas, on présente une méthode BB-BC pour résoudre le combiné d'économie et de l'émission dispatching (CEED), un système de test de trois générateurs a été utilisé à des fins de test et de validation, la préférence du BB-BC est comparée à d'autres méthodes heuristiques. Les résultats montrent clairement que la méthode proposée offre une meilleure solution optimale par rapport aux autres méthodes. Le système de test de trois générateurs a été utilisé à des fins de test et de validation, la préférence de BB-BC est comparée à d'autres méthodes heuristiques. Les résultats montrent clairement que la méthode proposée offre une meilleure solution optimale par rapport aux autres méthodes.

Au cours de la simulation, on utilise les paramètres suivants dans les méthodes d'algorithmes BB-BC:

Le nombre de génération est de 100 itérations et la taille de la population 50 individus (candidats),

L'individu ayant une valeur de coût minimale est choisi pour la phase Big-Crunch,

Une nouvelle population (phase Big Bang) est générée en utilisant le principe de distribution normale.

L'algorithme BB-BC proposé est testé sur un système de test de trois générateurs dont les données sont données ci-dessous [36]. Les valeurs du coût du carburant et des coefficients d'émission sont prises à partir de la référence [37] et figurent dans l'annexe. La demande du système est de 850 [MW] dans toutes les simulations.

Les pertes de transmission du système sont calculées en utilisant une expression de perte simplifiée:

$$P_L = 0.00003P_{G1}^2 + 0.00009P_{G2}^2 + 0.00012P_{G3}^2 \text{ MW} \quad (4.3)$$

**Tableau 4.7:** Solutions de coût minimum du carburant

Algorithmes évolutifs	BB-BC	Tabu Search [37]	NSGA-II [36]
P <sub>1</sub> (MW)	434.5152	435.69	436.366
P <sub>2</sub> (MW)	300.7308	298.828	298.187
P <sub>3</sub> (MW)	130.6044	131.28	131.228
P <sub>L</sub> (MW)	15.8505	15.798	15.781
<b>Coût du carburant [\$h]</b>	<b>8344.5952</b>	<b>8344.598</b>	<b>8344.606</b>
SO <sub>2</sub> Emission [Kg/h]	9.02261	9.02146	9.02083
NO <sub>x</sub> Emission [Kg/h]	0.09871	0.09870	0.09866

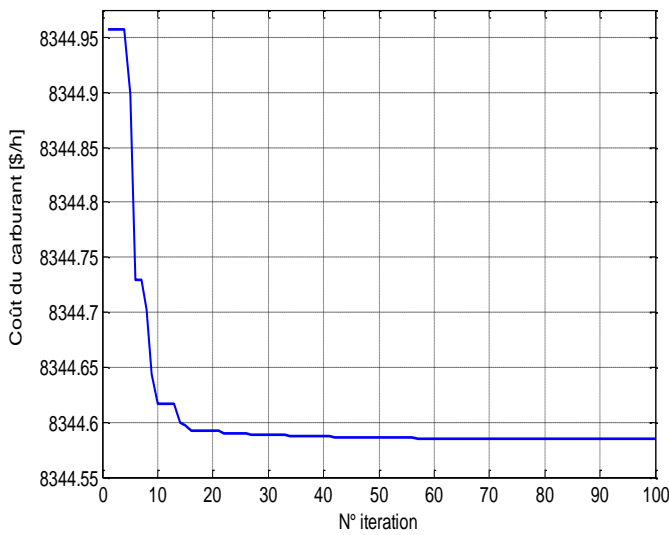
Dans cette étude, un algorithme développé a été appliqué pour le coût du carburant bi-objectif, le dispatching des émissions de SO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub>. Les résultats pour le meilleur coût du carburant, les meilleures émissions de SO<sub>2</sub> et l'envoi des émissions de NO<sub>x</sub> sont résumés dans les tableaux 4.7 à 4.9. En conséquence, la convergence pour des fonctions objectives optimisées est représentée respectivement dans les figures 4.8 à V.10.

**Tableau 4.8:** Solutions de minimisation d'émissions de SO<sub>2</sub>

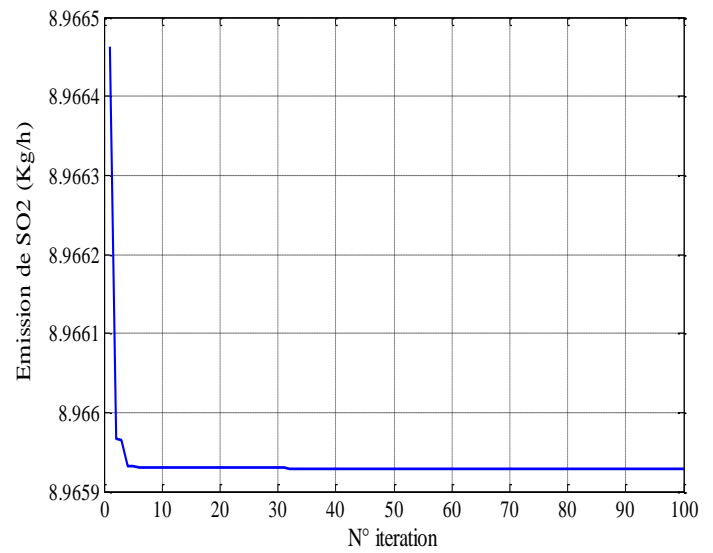
Algorithmes évolutifs	BB-BC	Tabu Search [37]	NSGA-II [36]
P <sub>1</sub> (MW)	552.7414	549.247	541.308
P <sub>2</sub> (MW)	219.0790	234.582	223.249
P <sub>3</sub> (MW)	92.6958	81.893	99.919
P <sub>L</sub> (MW)	14.5164	15.722	14.476
<b>Coût du carburant [\$h]</b>	<b>8397.023</b>	<b>8403.485</b>	<b>8387.518</b>
SO <sub>2</sub> Emission [Kg/h]	<b>8.965936</b>	<b>8.874</b>	<b>8.96655</b>
NO <sub>x</sub> Emission [Kg/h]	0.09684	0.09740	0.09637

**Tableau 4.9:** Solutions de minimisation d'émissions de NO<sub>x</sub>

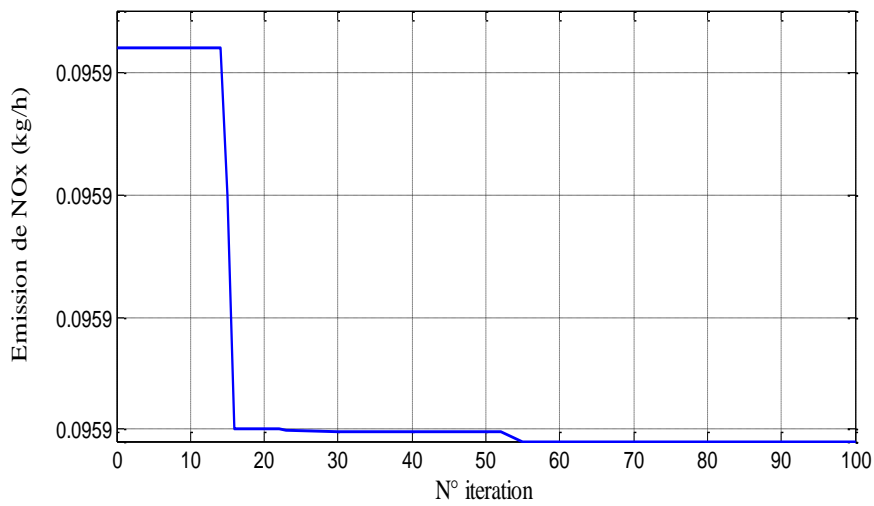
Algorithmes évolutifs	BB-BC	Tabu Search [37]	NSGA-II [36]
P <sub>1</sub> (MW)	508.291	502.914	505.810
P <sub>2</sub> (MW)	250.600	254.294	252.951
P <sub>3</sub> (MW)	105.854	108.592	106.023
P <sub>L</sub> (MW)	14.747	15.8	14.784
<b>Coût du carburant [\$h]</b>	<b>8364.953</b>	<b>8371.143</b>	<b>8363.627</b>
SO <sub>2</sub> Emission [Kg/h]	8.965936	8.874	8.96655
NO <sub>x</sub> Emission [Kg/h]	<b>0.09592</b>	<b>0.0958</b>	<b>0.09593</b>



**Figure 4.8.** Caractéristique de convergence de coût minimum du carburant



**Figure 4.9.** Caractéristique de convergence de minimisation d'émissions de SO2



**Figure 4.10.** Caractéristique de convergence de minimisation d'émissions de NO<sub>x</sub>

Les figures 4.8 à 4.10 montrent le coût minimum du carburant, la convergence des émissions de SO<sub>2</sub> et des émissions de NO<sub>x</sub> de l'algorithme BB-BC pour différents nombres de générations. Il a été clairement démontré qu'il n'y a pas de changement important dans la valeur de la fonction de coût du carburant après 100 générations.

La meilleure solution de compromis sélectionnée à l'aide de l'algorithme BB-BC est présentée dans le tableau 4.10.

**Tableau 4.10:** Meilleure solution de compromis

Algorithmes évolutifs	BB-BC
$P_1$ (MW)	442.893
$P_2$ (MW)	305.503
$P_3$ (MW)	117.546
$P_L$ (MW)	15.94
Coût du carburant [\$ /h]	8345.813
SO <sub>2</sub> Emission [Kg/h]	9.01602
NO <sub>x</sub> Emission [Kg/h]	0.09776
Coût total (\$/h)	<b>25035.140</b>

Les résultats de la simulation dans le système de test démontrent la faisabilité et l'efficacité de la méthode proposée BB-BC en minimisant le coût d'exploitation des générateurs. Il est utile de comparer la technique BB-BC à d'autres méthodes telles que tabu search [37] et NSGA-II [36] pour l'obtention et la démonstration d'une solution de haute qualité et la validation de nos résultats.

### B. Exemple 2 :

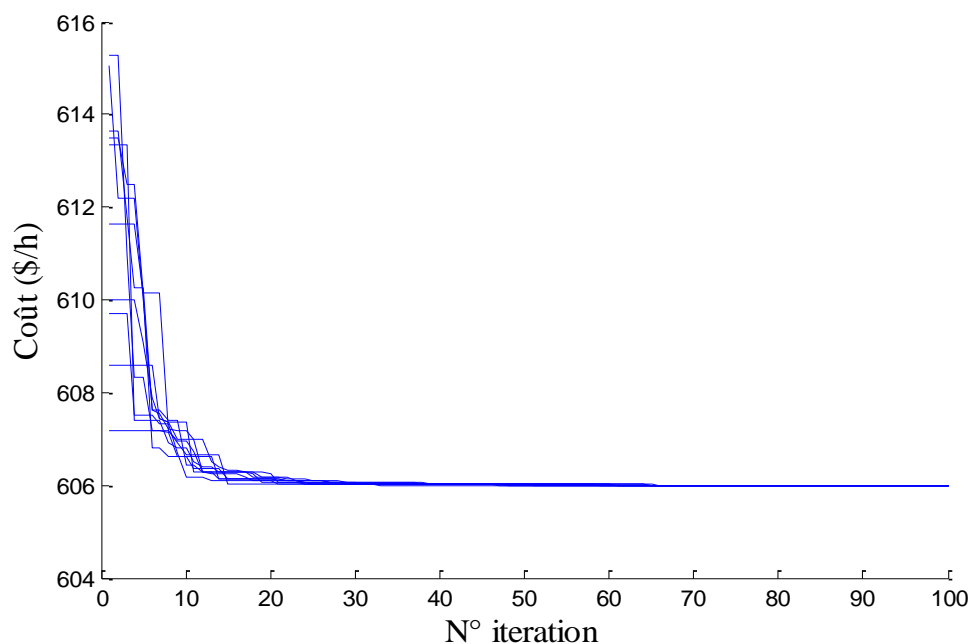
En regroupant les objectifs et les contraintes, le problème peut être mathématiquement formulé comme un problème d'optimisation multi-objectif contraint non linéaire comme suit:

$$\text{Minimize}[C = w.F(P_G) + (1 - w).\lambda.E(P_G)] \quad (4.4)$$

Où  $\lambda$  est un facteur de mise à l'échelle qui a été sélectionné comme 3000 dans cette étude et  $w$  est un facteur de pondération.

**Tableau 4.11:** Solutions de coût du carburant minimum pour un système de IEEE 30 JDB

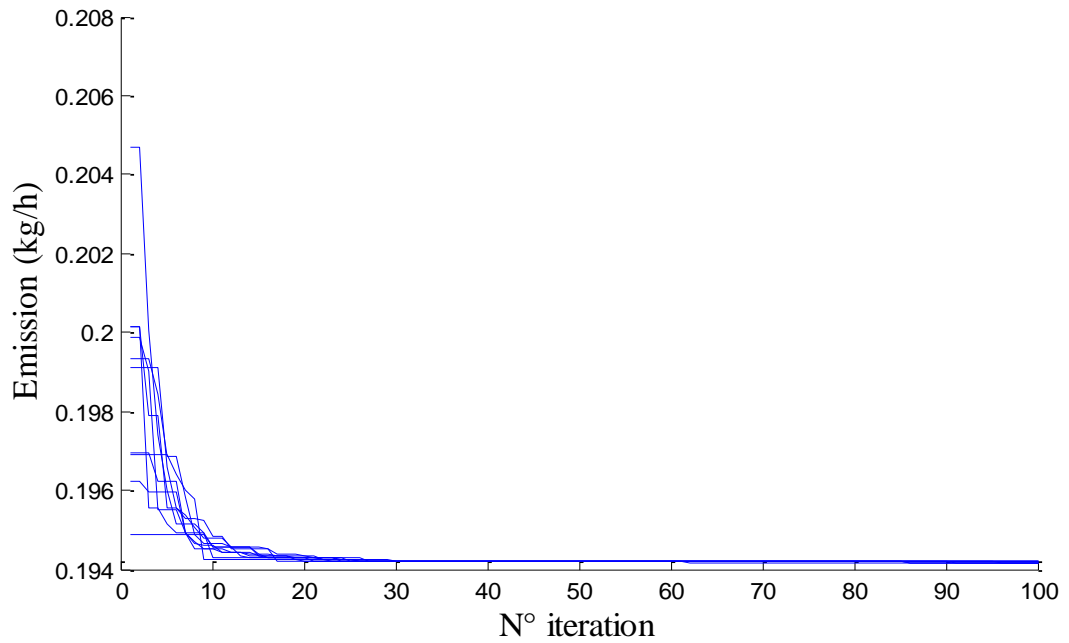
Objective	ED			
	MOPSO [38]	SPEA [39]	LP [40]	BB-BC
Coût de génération (\$/h)	608.10	607.807	606.314	<b>606.0132</b>
Emission (Kg/h)	0.22276	0.22015	0.22330	0.2211
$P_L$ (MW)	3.05	3.38	2.60	2.54
$P_{g_1}$ (MW)	0.1689	0.1086	0.1500	0.1173
$P_{g_2}$ (MW)	0.2738	0.3056	0.3000	0.2874
$P_{g_3}$ (MW)	0.6026	0.5818	0.5500	0.5915
$P_{g_4}$ (MW)	0.9349	0.9846	1.0500	0.9943
$P_{g_5}$ (MW)	0.4923	0.5288	0.4600	0.5267
$P_{g_6}$ (MW)	0.392	0.3584	0.3500	0.3424
Temps CPU moyen (s)	9.85	14.22	–	0.207



**Figure 4.11.** Caractéristique de convergence de minimisation de coût pour le système de IEEE 30 JDB

**Tableau 4.12:** Solutions d'émission minimum pour un système de IEEE 30 JDB

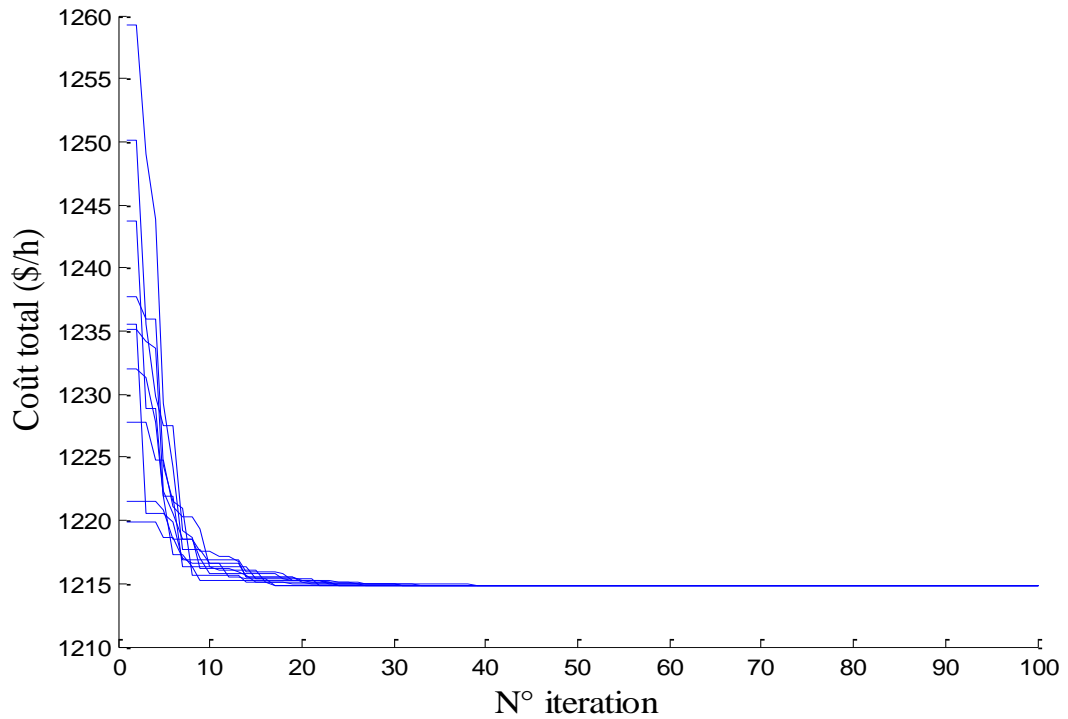
Objective	EED			
	MOPSO [38]	SPEA [39]	LP [40]	BB-BC
Coût de génération (\$/h)	644.27	642.603	639.60	646.4648
Emission (Kg/h)	0.19357	0.19422	0.1942	<b>0.1942</b>
$P_L$ (MW)	3.05	3.05	1.60	3.48
$P_{g_1}$ (MW)	0.3832	0.4043	0.4000	0.4038
$P_{g_2}$ (MW)	0.5152	0.4525	0.4500	0.4670
$P_{g_3}$ (MW)	0.5616	0.5525	0.5500	0.5586
$P_{g_4}$ (MW)	0.3994	0.4079	0.4000	0.3827
$P_{g_5}$ (MW)	0.5248	0.5468	0.5500	0.5394
$P_{g_6}$ (MW)	0.4803	0.5005	0.5000	0.5173
Temps CPU moyen (s)	9.85	14.22	–	0.86



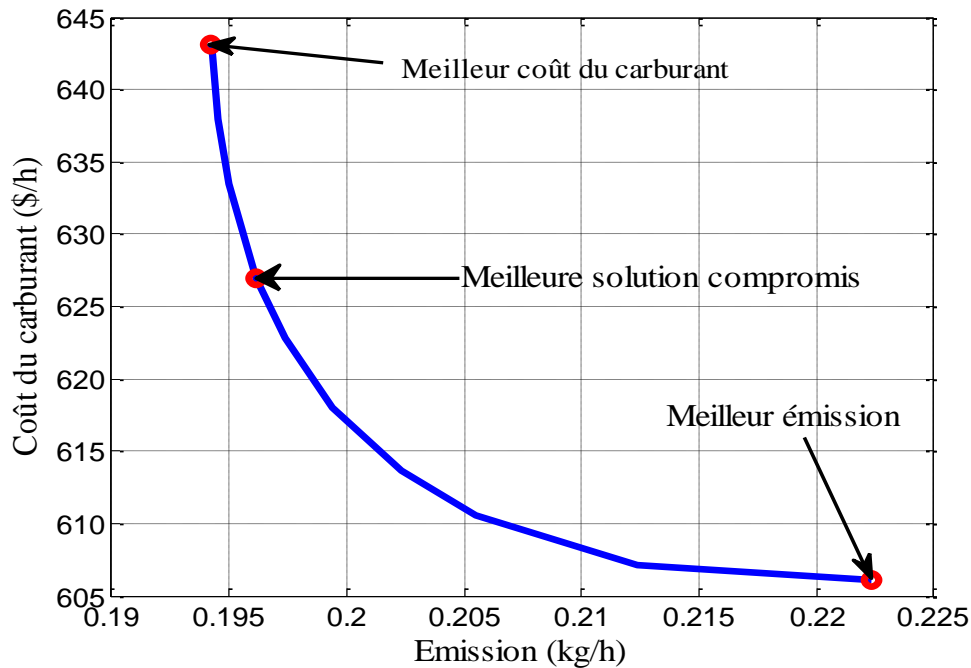
**Figure 4.12.** Caractéristique de convergence de minimisation d’émissions pour le système de IEEE 30 JDB

**Tableau 4.13:** Solutions combinées d’émission et coût du carburant pour un système de IEEE 30 JDB

Objective Méthodes	CEED			
	MOPSO [38]	SPEA [39]	NSGA [41]	BB-BC
Coût de génération (\$/h)	614.81	616.069	617.80	623.2911
Emission (Kg/h)	0.20216	0.20118	0.2002	0.1972
Coût totale (\$/h)	1,221.29	1,219.60	1,218.40	<b>1,214.8</b>
$P_L$ (MW)	3.04	92.99	2.95	2.81
$P_{g_1}$ (MW)	0.2106	0.2594	0.2935	0.3067
$P_{g_2}$ (MW)	0.3854	0.3848	0.3645	0.3991
$P_{g_3}$ (MW)	0.5620	0.5645	0.5833	0.5578
$P_{g_4}$ (MW)	0.7260	0.7030	0.6763	0.5908
$P_{g_5}$ (MW)	0.5247	0.5431	0.5383	0.5509
$P_{g_6}$ (MW)	0.4558	0.4091	0.4076	0.4569
Temps CPU moyen (s)	10.27	14.22	0.727	0.212



**Figure 4.13.** Caractéristique de convergence combinées d'émission et coût du carburant pour un système de IEEE 30 JDB



**Figure 4.14.** Pareto-optimal front pour le coût du carburant et les émissions

L'algorithme proposé est testé sur le système de test standard IEEE 30-bus composé de 6 unités thermiques, 24 barres de charges et 41 lignes de transmission pour résoudre le problème CEED. Les valeurs des coefficients de coûts et des coefficients d'émission et Les coefficients de perte de la matrice  $\beta$  sont données en annexe.5.

Le résultat obtenu à partir de la méthode proposée a été comparé à d'autres méthodes et à leurs meilleures solutions dans les tableaux 4.11, 4.12 et 4.13. Une caractéristique de convergence du système de test IEEE 30 JDB est présentée sur les figures. 4.11, 4.12 et 4.13.

La solution CEED pour le système de test IEEE 30 JDB est résolue en utilisant d'algorithmes BB-BC. Les tableaux 4.11, 4.12 et 4.13 résument tous les résultats pour le meilleur coût du carburant, les meilleures émissions et combinées d'émission minimum et coût du carburant minimum, respectivement. La convergence pour le meilleur coût du carburant, les meilleures fonctions d'émission et de coût du carburant et les fonctions objectives d'émission, optimisées individuellement, sont indiquées sur les figures. 4.11, 4.12 et 4.13 respectivement.

À partir de ces tableaux, on peut déduire que BB-BC est également capable de trouver la meilleure solution pour chaque objectif lorsque deux objectifs contradictoires sont considérés simultanément.

Compte tenu de deux fonctions objectives: le coût du carburant et les émissions simultanément, les résultats de simulation pour le front optimal de Pareto ont été obtenus comme indiqué dans la figure. 4.14.

Les comparaisons du temps de calcul des méthodes dans le cas d'une solution combinée d'émission et coût du carburant sont présentées dans le tableau.4.13.

#### **4.4. Conclusion**

Dans ce chapitre, un algorithme de métaheuristique (BB-BC) a été implémenté pour résoudre différents types de problèmes de dispatching économique, la méthode proposée est testé et validée sur différents systèmes d'essais électriques et les cas prenant différentes contraintes, Les résultats montrent que les solutions de dispatchings optimales sont déterminées, ce qui confirme que l'algorithme est bien capable de déterminer la solution de dispatching optimale globale ou presque globale. La comparaison des résultats numériques avec SA, GA, TSA, PSO, MTS, PS, EP, TS, TS / SA, IEP, SADE-ALM, MOPSO, SPEA, NSGA est réalisée pour démontrer la robustesse de la technique proposée et a confirmé son potentiel pour résoudre l'expédition économique pratique problèmes.

L'étude comparative entre les solveurs s'effectue en termes de coût absolu, de complexité computationnelle et la valeur de fitness.

## *Conclusion Générale*

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 « Dispatching 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.

L'algorithme de Big Bang-Big Crunch constitue 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.

L'efficacité de la recherche d'optimum effectuée par l'algorithme de Big Bang-Big Crunch permet d'envisager le traitement du problème de complexité non polynomiale de taille important en un temps raisonnable.

Le principe de la recherche par l'algorithme de BB-BC consiste à la théorie de Big Bang et de Big Crunch, différents points du centre de masse créé afin d'obtenir une nouvelle génération, et puis un nouveau centre de masse mieux que le centre précédent.

Concernant la vitesse de calcul, le programme du dispatching économique de l'écoulement de puissance proposé basé sur l'algorithme Big Bang-Big Crunch a été testé et validé sur des réseaux électriques de petite et de moyenne taille. Nous avons constaté qu'il converge rapidement. On peut dire que l'optimisation de l'écoulement de puissance par l'algorithme de Big Bang-Big Crunch est une méthode globale puisqu'elle converge à la même solution approximativement de tout point de départ. Les résultats obtenus permettent d'espérer une bonne application pratique de la programmation pour le calcul de l'écoulement de puissance optimal dans un environnement en temps réel.

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.

Nous estimons que ce travail sera un pas dans le développement et l'implantation des

techniques modernes pour résoudre le problème de Dispatching Economique Optimal basées sur les méthodes métaheuristiques et que ce mémoire viendra. Enrichir la bibliothèque de l'institut de la technologie.

## ANNEXES

### ❖ Annexe. 1:

**Tableau A.1 :** Coefficients de coût du générateur pour le système de 6 unités.

Barre N°	Limites des puissances générées (MW)		Coefficients de coût		
	Min	Max	a	b	c
<b>1</b>	100	500	0.007	7	240
<b>2</b>	50	200	0.0095	10	200
<b>5</b>	80	300	0.0090	8.5	220
<b>8</b>	50	150	0.0090	11	200
<b>11</b>	50	200	0.0080	10.5	220
<b>13</b>	50	120	0.0075	12	190

### Les coefficients de perte de la matrice $\beta$ de 6 unités:

$B=0.1 * [$

```

0.017  0.012  0.007  -0.001  -0.005  -0.002
0.012  0.014  0.009  0.001  -0.006  -0.001
0.007  0.009  0.031  0       -0.010  -0.006
-0.001  0.001  0       0.024  -0.006  -0.008
-0.005  -0.006  -0.010  -0.006  0.129  -0.002
-0.002  -0.001  -0.006  -0.008  -0.002  0.150 ]

```

$Boi = [-0.00391 \ -0.0013 \ 0.007047 \ 0.000591 \ 0.002161 \ -0.00664]$

$Boo = 0.056$

### ❖ Annexe. 2:

**Tableau A.2 :** Coefficients de coût du générateur pour le système de 15 unités.

Barre N°	Limites des puissances générées (MW)		Coefficients de coût		
	Min	Max	a	b	c
<b>1</b>	150	455	671	10.1	0.000299
<b>2</b>	150	455	574	10.2	0.000183
<b>3</b>	20	130	374	8.8	0.001126
<b>4</b>	20	130	374	8.8	0.001126
<b>5</b>	150	470	461	10.4	0.000205
<b>6</b>	135	460	630	10.1	0.000301
<b>7</b>	135	465	548	9.8	0.000364
<b>8</b>	60	300	227	11.2	0.000338
<b>9</b>	25	162	173	11.2	0.000807
<b>10</b>	25	160	175	10.7	0.001203
<b>11</b>	20	80	186	10.2	0.003586
<b>12</b>	20	80	230	9.9	0.005513
<b>13</b>	25	85	225	13.1	0.000371
<b>14</b>	15	55	309	12.1	0.001929
<b>15</b>	15	55	323	12.4	0.004447

### Les coefficients de perte de la matrice $\beta$ de 15 unités:

B= [

0.0014	0.0012	0.0007	-0.0001	-0.0003	-0.0001	-0.0001	-0.0001	-0.0003	0.0005	-0.0003	-0.0002	0.0004	0.0003	-0.0001
0.0012	0.0015	0.0013	0.0000	-0.0005	-0.0002	0.0000	0.0001	-0.0002	-0.0004	-0.0004	-0.0000	0.0004	0.0010	-0.0002
0.0007	0.0013	0.0076	-0.0001	-0.0013	-0.0009	-0.0001	0.0000	-0.0008	-0.0012	-0.0017	-0.0000	-0.0026	0.0111	-0.0028
-0.0001	0.0000	-0.0001	0.0034	-0.0007	-0.0004	0.0011	0.0050	0.0029	0.0032	-0.0011	-0.0000	0.0001	0.0001	-0.0026
-0.0003	-0.0005	-0.0013	-0.0007	0.0090	0.0014	-0.0003	-0.0012	-0.0010	-0.0013	0.0007	-0.0002	-0.0002	-0.0024	-0.0003
-0.0001	-0.0002	-0.0009	-0.0004	0.0014	0.0016	-0.0000	-0.0006	-0.0005	-0.0008	0.0011	-0.0001	-0.0002	-0.0017	0.0003
-0.0001	0.0000	-0.0001	0.0011	-0.0003	-0.0000	0.0015	0.0017	0.0015	0.0009	-0.0005	0.0007	-0.0000	-0.0002	-0.0008
-0.0001	0.0001	0.0000	0.0050	-0.0012	-0.0006	0.0017	0.0168	0.0082	0.0079	-0.0023	-0.0036	0.0001	0.0005	-0.0078
-0.0003	-0.0002	-0.0008	0.0029	-0.0010	-0.0005	0.0015	0.0082	0.0129	0.0116	-0.0021	-0.0025	0.0007	-0.0012	-0.0072
-0.0005	-0.0004	-0.0012	0.0032	-0.0013	-0.0008	0.0009	0.0079	0.0116	0.0200	-0.0027	-0.0034	0.0009	-0.0011	-0.0088
-0.0003	-0.0004	-0.0017	-0.0011	0.0007	0.0011	-0.0005	-0.0023	-0.0021	-0.0027	0.0140	0.0001	0.0004	-0.0038	0.0168
-0.0002	-0.0000	-0.0000	-0.0000	-0.0002	-0.0001	0.0007	-0.0036	-0.0025	-0.0034	0.0001	0.0054	-0.0001	-0.0004	0.0028
0.0004	0.0004	-0.0026	0.0001	-0.0002	-0.0002	-0.0000	0.0001	0.0007	0.0009	0.0004	-0.0001	0.0103	-0.0101	0.0028
0.0003	0.0010	0.0111	0.0001	-0.0024	-0.0017	-0.0002	0.0005	-0.0012	-0.0011	-0.0038	-0.0004	-0.0101	0.0578	-0.0094
-0.0001	-0.0002	-0.0028	-0.0026	-0.0003	0.0003	-0.0008	-0.0078	-0.0072	-0.0088	0.0168	0.0028	0.0028	-0.0094	0.1283

Boi= [-0.0001 -0.0002 0.0028 -0.0001 0.0001 -0.0003 -0.0002 -0.0002 0.0006 0.0039 -0.0017 -0.0000 -0.0032 0.0067 -0.0064]

Boo= 0.055

### ❖ Annexe. 3 :

Tableau A.3 : Coefficients de coût du générateur pour le système de IEEE 30 JDB

Barre N°	Limites des puissances générées (MW)		Coefficients de coût		
	Min	Max	a	b	c
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	0.00834	3.25	0
11	10	30	0.02500	3.00	0
13	12	40	0.02500	3.00	0

Tableau A.4 : Coefficients de coût du générateur pour le système de IEEE 30 JDB

Barre N°	Limites des puissances générées (MW)		Coefficients de coût				
	Min	Max	a	b	c	e	f
1	50	200	0.00160	2.00	150	50	0.063
2	20	80	0.01000	2.50	25	40	0.098

### ❖ Annexe. 4 :

Tableau A.5 : Coefficients de coût du carburant

Generator N°	a <sub>i</sub>	b <sub>i</sub>	c <sub>i</sub>	P <sub>max</sub> [p.u]	P <sub>min</sub> [p.u]
1	100	200	10	0.50	0.02
2	120	150	10	0.60	0.03
3	40	180	20	1.00	0.05

**Tableau A.6** : Coefficients d'émission de NOx

Generator N°	$g_{iNOx}$	$h_{iNOx}$	$k_{iNOx}$
1	0.5783298	0.00816466	1.6103e-6
2	0.3515338	0.00891174	2.1999e-6
3	0.0884504	0.00903782	5.4658e-6

**Tableau A.7** : Coefficients d'émission de SO2

Generator N°	$D_{iSO2}$	$E_{iSO2}$	$F_{iSO2}$
1	0.04373254	-9.4868099e-5	1.4721848e-7
2	0.055821713	-9.7252878e-5	3.0207577e-7
3	0.027731524	-3.5373734e-4	1.9338531e-6

❖ **Annexe. 5 :**

**Les coefficients de perte de la matrice  $\beta$  de système IEEE 30 JDB :**

$$B = \begin{bmatrix} 0.1382 & -0.0299 & 0.0044 & -0.0022 & -0.0010 & -0.0008 \\ -0.0299 & 0.0487 & -0.0025 & 0.0004 & 0.0016 & 0.0041 \\ 0.0044 & -0.0025 & 0.0182 & -0.0070 & -0.0066 & -0.0066 \\ -0.0022 & 0.0004 & -0.0070 & 0.0137 & 0.0050 & 0.0033 \\ -0.0010 & 0.0016 & -0.0066 & 0.0050 & 0.0109 & 0.0005 \\ -0.0008 & 0.0041 & -0.0066 & 0.0033 & 0.0005 & 0.0244 \end{bmatrix};$$

$$Boi = [-0.0107 \quad 0.0060 \quad -0.0017 \quad 0.0009 \quad 0.0002 \quad 0.0030];$$

$$Boo = 9.8573e-4;$$

**Tableau A.8** : Coefficients de coûts de système IEEE 30 JDB.

Generateur N°	$a_i$	$b_i$	$c_i$	$P_{\max}(p.u)$	$P_{\min}(p.u)$
1	100	200	10	0.5	0.05
2	120	150	10	0.6	0.05
3	40	180	20	1	0.05
4	60	100	10	1.2	0.05
5	40	180	20	1	0.05
6	100	150	10	0.6	0.05

**Tableau A.9** : Coûts d'émissions de système IEEE 30 JDB.

<b>Generateur N°</b>					
<b>1</b>	4.091	-5.554	6.490	2.0e-4	2.857
<b>2</b>	2.543	-6.047	5.638	5.0e-4	3.333
<b>3</b>	4.258	-5.094	4.586	1.0e-6	8.000
<b>4</b>	5.326	-3.550	3.380	2.0e-3	2.000
<b>5</b>	6.131	-5.555	5.151	1.0e-6	6.667
<b>6</b>	4.258	-5.094	4.586	1.0e-5	8,000

## *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 problème du dispatching économique par les algorithmes génétiques». 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] **L.Slimani**, "optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode de colonie de fourmis," Université de Sétif mémoire de Magister, 2006.
- [5] **S.Sayah**, "Application de l'intelligence artificiel pour le fonctionnement optimal des systèmes électriques," Université de Sétif Thèse de Doctorat, 2010.
- [6] **LABBI Ezzidine, HADA Mohammed.** Mémoire de fin d'Etude en vue de l'Obtention du Diplôme de licence académique « Optimisation de l'écoulement de puissance en utilisant MATPOWER » Centre Universitaire d'El-oued promotion 2010.
- [7] **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
- [8] **M.Gaboussa et B.Boubaker**, « Echange Economique de Puissance entre des Réseaux Electrique». Mémoire de Fin d'Etudes pour l'obtention du Diplôme d'ingénieur d'Etat en Electrotechnique, Université Biskra, Promotion 2004.
- [9] **Adama D. Diarra**, «La répartition optimale de la puissance réactive pour le contrôle des tensions de barre d'un réseau électrique par simplex LP», Université du Québec; Septembre 1984.
- [10] **Z.F.Fethi et G.Abdelmalek et D.Mohammed** « L'application de la Méthode Newton-Raphson à L'écoulement de Puissance Dans Le Système Electrique», Mémoire de fin d'étude université EL-OUDE Promotion (2007).
- [11] **William D.Stevenson**, "Element of power system analyse", Mc.Graw-Hill. INE1994
- [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 Champaign, 1997.
- [13] **A. Soos**, «An Optimal Adaptive Power System Stabilizer », PHD. Thesis, University Of Calgary, October 1997.
- [14] **Sayah Samir**, «Application des Ensembles Flous à la Repartition Optimale de la Puissance Dans les Réseaux Electriques», Mémoire de magister, université de setif (2005).

- [15] **J.H. Holland**, « Adaptation in Natural and Artificial System », University of Michigan press, 1975.
- [16] **H. Wayne Beaty** « Handbook of Electric Power Calculations ». New York, NY: Mc GrawHill, Inc., 2001.
- [17] **Martin Hennebel**, « Valorisation des services système sur un réseau sport d'électricité en environnement concurrentiel », Thèse de doctorat, U -Paris Sud de tran 11, 2009.
- [18] **M. Sasson**, "Nonlinear Programming Solutions for load flow, minimum loss, and economic dispatching problems," IEEE trans., Vol. Pas-88, N.4, April 1969.
- [19] **Ahmed Ould Nagi**, « Optimisation de l'écoulement de puissance Par algorithmes: AG et PSO-TVAC ». Université de Mohamed khider Biskra, Mémoire de fin d'étude en vue de l'Obtention du Diplôme de master académique électrotechnique. (2014)
- [20] **K. Erol Osman, Ibrahim Eksin**, New optimization method: Big Bang-Big Crunch", Elsevier, Advances in Engineering Software, 37:106–111, 2006.
- [21] **A. Kaveha, S. Talataharib**, Size optimization of space trusses using Big Bang Big Crunch algorithm", Elsevier, Computers and Structures, 87:1129–1140, 2009.
- [22] **F.Z. BENAYED, M.RAHLI and L. ABDELHAKEM-KORIDAK**, « Optimisation du Dispatching Economique par l'Algorithme Harmony Search », Vol. Pas-52, N.1, 2011.
- [23] **S.M.T. Bathae, M. Fesanghary, A. Vasebi, M. Hassani Keleshtery**, « A New Stochastic Algorithm for Various Types of Economic Dispatch Problem: Harmony Search », IPEC2007 3-6 December 2007, Singapore.
- [24] **Serena H. Chen, Anthony J. Jakeman, John P. Norton**, Artificial Intelligence techniques: An introduction to their use for modelling environmental systems. Mathematics and Computers in Simulation, 78: 379–400, Jan 2008.
- [25] **S.N. Singh, S.C. Srivastava**, A Genetic Algorithm and its Applications in Power System Problems. Proceedings of tenth National Power System Conference NPSC, 1:289-296, 1998.
- [26] **Mostefa HAMED**, « Dispatching Economique Dynamique par Utilisation de Méthodes d'Optimisation globales ». Mémoire de magister, université de M<sup>ed</sup> khider Biskra. 2013.
- [27] **Giang Z-L** (2003) Particle swarm optimization to solving the economic dispatch considering the generator constraints. IEEE Trans Power Syst 18:1187–2123
- [28] **Jiejun C, Xiaoqian M, Lixiang L, Peng PH** (2007) Chaotic particle swarm optimization for economic dispatch considering the generator constraints. Energy Convers Manage 48:645–653.
- [29] **Panigrah BK, Yadav SR, Agrawal S, Tiwari MK** (2006) A clonal algorithm to solve economic load dispatch. Electric Power Syst Res 77:1381–1389

- [30] **Pothiya S, Ngamroo I, Kongprawechnon W** (2007) Application of multiple tabu search algorithm to solve dynamic economic dispatch considering generator constraints. *Energy Convers Manage* 49:506–516
- [31] **Khamsawang S, Jiriwibhakorn S** (2009) Solving the economic dispatch problem using novel particle swarm optimization. *Int J Electric Electron Eng* 3:41–46
- [32] **Saravuth Pothiya, Issarachai Ngamroo, Waree Kongprawechnon**, Application of multiple tabu search algorithm to solve dynamic economic dispatch considering generator constraints. Elsevier, *Energy Conversion and Management*, 49:506–516, 2008.
- [33] **Yacine Labbi, Djillani Ben Attous**, A hybrid particle swarm optimization and pattern search method to solve the economic load dispatch problem. *Int J Syst Assur Eng Manag*, 2013
- [34] **W. Ongsakul and T. Tantimaporn**, Optimal powers flow by improved evolutionary programming. *Elect. Power Comp. and Syst.*, 34:79-95, 2006.
- [35] **C. Thitithamrongchai, B. Eua-arporn**, “Selfadaptive Differential Evolution Based Optimal Power Flow for Units with Non-smooth Fuel Cost Functions”, *J. Electrical Systems*, 3-2 (2007), pp. 88-99.
- [36] **T.F. Robert A. King and H.C.S. Rughooputh**, Elitist Multiobjective Evolutionary Algorithm for Environmental/Economic Dispatch. *Proceedings IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC2003)*, Australia, 2:1108-1114, 2003.
- [37] **C.A. Roa-Sepulveda**, Environmental economic dispatch via hopfield neural network and Taboo search,” *UPEC’96 Universities Power Engineering Conference*, Crete, Greece, 1996, 1001-1004.
- [38] **Cai J, Xiaoqian M, Qiong L, Lixiang L, Haipeng Peng D** (2009) A multiobjective chaotic particle swarm optimization for environmental/ economic dispatch. *Energy Convers Manage* 50:1318–1325
- [39] **Abido MA** (2003) A niched Pareto genetic algorithm for multiobjective environmental/economic dispatch. *Electr Power Syst Res* 25:97–99
- [40] **Farag A, Al-Baiyat S, Cheng TC** (1995) Economic load dispatch multiobjective optimization procedures using linear programming techniques. *IEEE Trans Power Syst* 10:731–738
- [41] **Abido MA** (2006) Multiobjective evolutionary algorithms for electric power dispatch problem. *IEEE Trans Evol Comput* 10:315–329