

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'enseignement Supérieur**  
**et de la Recherche scientifique**



**Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued**  
**Faculté de Technologie**

**Mémoire de Fin d'Étude**  
**En vue de l'obtention du diplôme de**

**MASTER ACADEMIQUE**

**Domaine : Technologie**  
**Filière : Génie Électrique**  
**Spécialité : Réseaux Électriques**

**Thème**

**Dispatching Economique par Utilisation de**  
**Méthodes d'Optimisation**  
**Méta heuristiques**

Réalisé par :

LOUETRI Fatiha

MESBAHI Ibtissem

Encadré par :

Dr.GACEM Abdelmalek

**Soutenu en Juin 2019**

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'enseignement Supérieur**  
**et de la Recherche scientifique**



**Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued**  
**Faculté de Technologie**

**Mémoire de Fin d'Étude**  
**En vue de l'obtention du diplôme de**

**MASTER ACADEMIQUE**

**Domaine : Technologie**  
**Filière : Génie Électrique**  
**Spécialité : Réseaux Électriques**

**Thème**

**Dispatching Economique par Utilisation de**  
**Méthodes d'Optimisation**  
**Méta heuristiques**

Réalisé par :

LOUETRI Fatiha

MESBAHI Ibtissem

Encadré par :

Dr.GACEM Abdelmalek

**Soutenu en Juin 2019**

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

## ❧❧❧ Résumé ❧❧❧

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

Le calcul de la répartition optimale de la puissance au niveau d'un réseau électrique, emploie des techniques de programmation mathématique standard. Parfois ces techniques ne sont pas convenables pour traiter certaines considérations pratiques rencontrées dans les systèmes de puissance, dans ces conditions on propose dans ce travail l'application des méthodes d'optimisation d'Essaim de Particules (PSO)La méthode développée a été testée sur des réseaux électriques standard à moyenne échelle (3unités et 6 unités et 10 unités ). Les résultats de programmation confirment l'efficacité de cet algorithme à résoudre les problèmes d'optimisation des mon objectifs et multi objectifs.

**Les mots clés:** L'écoulement de puissance optimal (OPF), L'émission de gaz, CEED, Méthode d'optimisation d'Essaim de Particules (PSO).

## المخلص

عادة ما تكتسب مشكلة التوزيع الاقتصادي للطاقة أهمية كبيرة مع ظهور أزمة الطاقة التي تتطلب أنواع الوقود باهظة الثمن بشكل متزايد. لذلك من الضروري تخطيط القوى النشطة والمتفاعلة لكل محطة طاقة، بحيث تكون التكلفة الإجمالية لتشغيل الشبكة وانبعثات الغازات السامة في الغلاف الجوي بأكمله ضئيلة. بطريقة أخرى، يجب أن تختلف القوى الحيوية والمتفاعلة للمولدات داخل حدود معينة من أجل تلبية الطلب المحدد للحمولة وذلك يكون بأقل تكلفة الوقود وتقليل الانبعاثات السامة في الجو. تسمى هذه العملية بتدفق الطاقة الأمثل، وأحياناً تعرف بمشكلة CEED.

يستخدم حساب التوزيع الأمثل للطاقة على مستوى الشبكة الكهربائية تقنيات البرمجة الرياضية القياسية. في بعض الأحيان لا تكون هذه التقنيات مناسبة لمعالجة بعض الاعتبارات العملية التي تصادفها أنظمة الطاقة، وفي هذه الظروف يُقترح في هذا العمل تطبيق أساليب تحسين سرب الطيور (PSO)، وقد تم اختبار الطريقة المطورة في شبكات متوسطة الحجم القياسية على ثلاثة شبكات كهربائية النتائج المتحصل عليها تؤكد فعالية هذا النوع من الخوارزميات في حل مشاكل أحادية الأهداف ومتعددة الأهداف

الكلمات المفتاحية: التدفق الأمثل للطاقة (OPF)، انبعثات الغاز، CEED، طريقة تحسين سرب الطيور (PSO)



## REMERCIEMENTS

Qu'il me soit d'abord permis de remercier et d'exprimer ma gratitude envers **Allah**, qui m'a donné la patience et la volonté pour que je puisse continuer ce travail. Je tiens à remercier **Dr. GACEM ABDELMALEK** pour son encadrement de ce mémoire et surtout pour ces qualités scientifiques et humaines.

Nous adressons nos vifs remerciements au président du jury ainsi qu'aux examinateurs qui ont accepté de juger ce travail.

d'avoir accepter d'honorer par leurs présences ma soutenance de master.

Je remercie également tous mes collègues pour leurs soutiens morales durant ce année de préparation de ce mémoire.





## Dédicaces

Je remercie **Allah** pour m'avoir donné la force  
d'accomplir ce travail pour aller plus loin

Je dédie ce travail à mes parents (allah yerhmo), ma mère  
pour ses encouragements et ses prières

Je le dédie à mes soeur et frères

À toute ma cher famille

A tous mes amies avec lesquelles j'ai partagé mes  
moments de Joie et de bonheur

 fatiha



## Dédicaces

Je dédie le fruit de mon travail a mes chers parents

qu'ils m'ont aidés et supportés toute ma vie,

*Ma chère maman et mon cher père*

*A mes frère et mes chers soeurs chacun de son nom*

*pour leur soutien moral À toute ma cher famille*

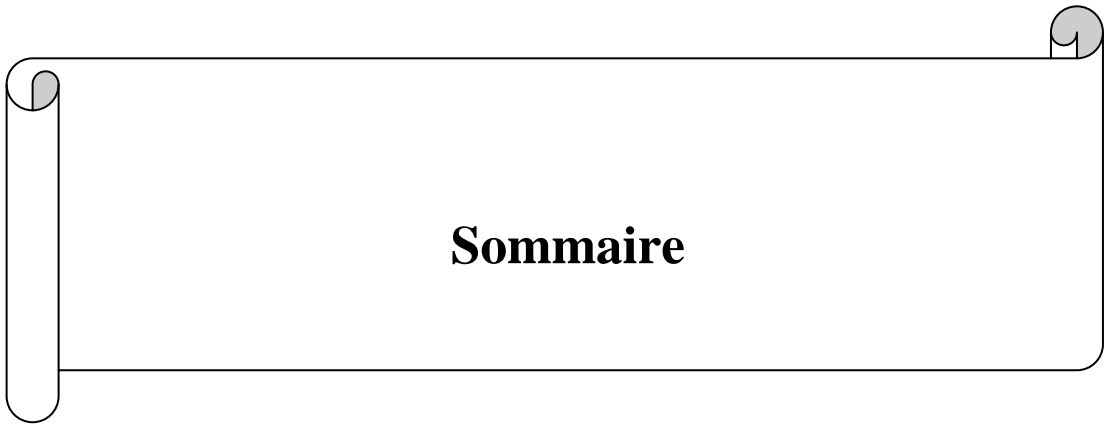
*A tous qui m'ont encouragé et aidé dans la réalisation de ce projet*

tous mes amies avec lesquelles j'ai partagé mes moments

de Joie et de bonheur

*A tous mes collègues de promotion 2019*

 *Ibtissem*



# Sommaire

## Sommaire

Résumé	
Remerciements	
Dédicaces	i
Sommaire	v
Liste des Symboles et Acronymes	vii
Liste des Figures	ix
Liste des Tableaux	ix
Introduction Général	1

### Chapitre I

#### Répartition des charges électriques

I.1 Introduction	3
I.2 Formulation du problème	3
I.3 But de l'étude de la répartition de charge	3
I.4 Classification des jeux de barres	4
I.4.1 J.d.B de référence (slack bus)	4
I.4.2 J.d.B de contrôle (P.V bus)	4
I.4.3 J.d.B de charge (P.Q bus)	4
I.5 Classification des variables des équations de répartition charge	5
I.5.1 Variables de perturbation	5
I.5.2 Variables d'état	5
I.5.3 Variables de contrôle	5
I.6 Bilans de puissances et balancier	5
I.6.1 Bilans de puissances	5
I.6.1.1 Bilan de puissances actives du réseau électrique	5
I.6.1.2 Bilan des puissances réactives du réseau électrique	5
I.6.2 Le générateur balancier	6
I.7 Modélisation des composants du réseau électrique	6
I.7.1 Les générateurs	6
I.7.2 Transformateur de puissance	6
I.7.3 Ligne de transport	7
I.7.4 Les charges électriques	8
I.7.5 Élément shunt	8
I.8 Formulation des équations de répartition de charge	9
I.8.1 Relations paramétriques du système	9
I.8.2 Les équations aux J.d.B de charge	9
I.8.3 Exemple d'un système à deux jeux de barres	10
I.8.4 Calcul de la puissance au niveau de jeu de barres	11
I.8.5 Les pertes de puissance transmise dans la ligne	12
I.8.6 Les pertes de puissance dans lignes	12
I.9 Les méthodes numériques itératives	13
I.9.1 La méthode de Newton-Raphson	13
I.9.1.1 Résolution d'une équation à une variable unique non linéaire	13
I.9.1.2 Résolution d'un système d'équation à (( n )) variables non linéaire	14
I.9.2 Application de la méthode de N-R au problème de l'écoulement de puissance	16

I.9.3 Détermination des sous matrices de la Jacobéenne J	18
I.9.4 Organigramme de Newton-Raphson	19
I.10 Conclusion	20

## **Chapitre II**

### **Dispatching économique**

II.1 Introduction	21
II.2 Aperçu sur l'architecture des réseaux électriques	21
II.3 La stratégie du fonctionnement des centrales électrique	21
II.3.1 Unités de charge de base	22
II.3.2 Unités intermédiaires	22
II.3.3 Unités de pointes	22
II.3.4 Unité de réserve	23
II.4 Dispatching économique	23
II.4.1 Définition dispatching économique	23
II.4.2 L'objectif du dispatching économique	23
II.4.3 La fonction coût et Incrémentation du coût	24
II.4.3.1 La fonction coût	24
II.4.3.2 Incrémentation du coût	24
II.5 Les Contraintes	25
II.5.1 Contraintes d'égalité	25
II.5.1.1 Cas d'un système sans pertes	25
II.5.1.2 Cas d'un système avec pertes	25
II.5.2 Contraintes d'inégalité	25
II.6 Formulation mathématique du problème dispatching économique	26
II.6.1 Dispatching économique sans pertes	26
II.6.1.1 Méthode lagrangien	26
II.6.1.2 Méthodes graphique du problème dispatching économique	27
II.6.2 Dispatching économique avec pertes	28
II.6.2.1 Calcule les pertes	28
II.6.2.2 Incrémentation des pertes de transmission	29
II.6.2.3 La résolution du problème	29
II.6.3 La méthode itérative de lambda	32
II.6.4 Organigramme de la méthode lambda	33
II.7 Le modèle mathématique de dispatching environnemental	33
II.8 Le coût du combustible avec l'effet d'ouverture des vannes	34
II.9 Dispatching économique dynamique	34
II.10 Ramp up et Ramp down	35
II.11 Conclusion	35

## **Chapitre III**

### **Méthodes d'optimisation méta-heuristique**

III.1 Introduction	36
III.2 Les éléments d'optimisation	36
III.3 Classification de méthodes d'optimisation	37
III.3.1 Les méthodes d'optimisation mathématique (exacte)	37
III.3.2 Les méthodes d'optimisation approchées	38
III.3.2.1 Les méthodes heuristique	38
III.3.2.2 Les méthodes méta heuristiques	38
III.4 Classification des méthodes méta-heuristiques	40
III.4.1 Les méta heuristiques à population	40

III.4.2 Les méta heuristiques à parcours	40
III.5 Les algorithmes évolutionnaires	41
III.6 Les Algorithmes génétiques	41
III.6.1 Définition	41
III.6.2 Principe	41
III.6.3 Paramètres d'un AG	42
III.6.4 Présentation des algorithmes génétiques	42
III.6.5 Codage	43
III.6.5.1 Codage binaire.	43
III.6.5.2 Codage réel	43
III.6.6 Sélection	44
III.6.6.1 La sélection des meilleurs	44
III.6.6.2 La sélection par tournoi	44
III.6.6.3 La loterie biaisée ou roulette Wheel	44
III.6.7 Le croisement	45
III.6.7.1 Croisement binaire en un point	45
III.6.7.2 Croisement binaire en deux points	45
III.6.7.3 Croisement uniforme	46
III.6.8 Mutation	46
III.6.9 Organigramme de l'AG	47
III.6.10 Les avantages des algorithmes génétiques	47
III.7 Optimisation par essaim de particules (PSO)	48
III.7.1 L'algorithme PSO	48
III.7.2 Algorithme général	48
III.7.3 Algorithme unidimensionnel déterministe	49
III.7.4 Principales caractéristiques	49
III.7.5 Le voisinage	50
III.7.6 Étapes de la méthode d'optimisation par essaim de particules	51
III.7.7 Étapes de la méthode PSO appliquée à l'OPF	52
III.7.8 Avantages de l' OEP	53
III.9 Conclusion	54

## **Chapitre IV**

### **Résultats et Interprétation**

IV.1 Introduction	55
IV.2 L'objectif de chapitre	55
IV.2.1 Optimisation mono-objectif	56
IV.2.1.1 Minimisation du coût de production	56
IV.2.1.2 Minimisation d'émission	56
IV.2.2 Valeurs des paramètres d'un PSO	57
IV.3 Résultats Obtenues	57
IV.3.1 Réseau 3 unités	57
IV.3.1.1 Optimisation du coût de production	57
IV.3.1.2 Convergence du coût de production	58
IV.3.2 Réseau 6 unités	59
IV.3.2.1 Optimisation du coût de production	59
IV.3.2.2 Convergence du coût de production	61
IV.3.2.3 Optimisation du coût d'émission	62
IV.3.2.3.1 Convergence du coût d'émission	63
IV.3.3 Réseau 10unités	64
IV.3.3.1 Optimisation du coût de production	64

---

IV.3.3.2 Convergence du coût de production	65
IV.3.3.3 Optimisation du coût de émission	66
IV.3.3.3.1 Convergence du coût d'émission	68
IV.4 Optimisation multi-objectifs	69
IV.4.1 Minimisation de la fonction (coût de combustible et l'émission de gaz)	69
IV.5 Dispatching économique dynamique	71
IV.5.1 Ramp up et Ramp down	71
IV. Conclusion	73
Conclusion Général	74
Bibliographie	75
Annexe A	79
Annexe B	80
Annexe C	81

## Liste des Symboles et Acronymes

### Liste des Symboles

$V_{\min}, V_{\max}$	Respectivement limites (minimale et maximale) de la tension
$Q_{\min}, Q_{\max}$	Respectivement limites (minimale et maximale) de La puissance réactive
J.d.B	Jeu de barre
P	La puissance active
Q	La puissance réactive
$P_G$	La puissance produit par le centrale
$P_L$	Les pertes de transport énergie électrique
$P_D$	La puissance totale demandée
$Q_L$	Perte réactive de consommation
P	variables de perturbation
X	variables d'état
U	variables d'commande
$A_{ij}$	le déphasage du déphaseur de la puissance active
$\Pi$	modèle la ligne électrique
$V_{bus}$	Vecteur tension aux J.d.B
$V_i$	Module de la tension au noeud i
$I_{bus}$	Vecteur courant aux J.d.B
$Y_{bus}$	Matrice admittance
$Z_{bus}$	Matrice impédance
I	Numéro du J.d.B
$I_i$	Courant injecte a J.d.B «i»
S	Puissance apparente
$N_g$	Nombre de noeuds de génération
J, $J_1, J_2, J_3, J_4$	Matrice jacobéenne
$\delta_{ij}$	l'argument de l'élément Y(i ,j) de la matrice admittance
Réf	Référence
$p_i$	Puissance Active nette injectée au jeu de barre i
$Q_i$	Puissance Réactive nette injectée au jeu de barre i
$F_{ip}$	Perte active
$F_{iq}$	Perte réactive
$Y_{ij}$	Eléments complexes de la matrice admittance
$\alpha, \beta$ et $\gamma$ ou $a_i, b_i$ et $c_i$	Les coefficients constants propres du centrale
$P_{gi}$	La puissance produit par le centrale i
$P_{gi \min}$	Limite minimale de production de la puissance générée d'une centrale i
$P_{gi \max}$	Limite maximale de production de la puissance générée d'une centrale i
$C_i$	Le coût du production de centrale «i»

$dC_i$	Le coût incrémental du i-ème générateur (CI)
$dP_{gi}$	
$H(P_{gi})$	La contrainte d'égalité
$\lambda$	le multiplicateur de Lagrange
$N_g$	Nombre des générateurs
$L$	la fonction de Lagrange
Bij, Bio et Boo	coefficients de pertes (constantes réelles)
$\frac{\partial P_L}{\partial p_{gi}}$	L'incrémental des pertes de transmission (ITL)
$f_i$	facteur de pénalité
$\Delta\lambda$	La variation de $\lambda$
$E$	L'erreur de calcul
$e_i$ et $d_i$	Les coefficients du coût avec effet de l'ouverture des vannes de générateur i
$\alpha, \beta, \mu, \gamma$ , et $\zeta$	Coefficients d'émission des gaz toxiques
$\vec{V}_k$	vitesse d'une particule à l'itération k
$\vec{W}$	Coefficient d'inertie d'une particule
$(\vec{P}_{gbest})$	Meilleure position de tout l'essaim
$(\vec{P}_{best})$	Meilleure position d'une particule
$\vec{r}_1$	Nombres aléatoire avec une répartition uniforme entre 0 et 1
pu	Per unit (unité relative)

### Liste des Acronymes

N-R	Newton-Raphson
G-S	Gauss-Seidel
D.E	Dispatching Economique.
OPF	Optimal Power Flow (Ecoulement de Puissance Optimal)
AG	Algorithme Génétique
PSO ou OEP	Algorithmes Essaims Particulaires
SVC	Static Var Compensators
CIHSA	Chaotic Improved Harmony Search Algorithm
NSGA-II	Nondominated Sorting Genetic Algorithm-II
IBFA	Improved Bacterial Foraging Algorithm
BFA	Bacterial Foraging Algorithm
CEED	Combined Economic Emission Dispatch
MW	Méga Watt
\$/h	Dollar par heure
ton/h	tonne par heure
AIS	Artificial Immune system

## Liste de Figures

### Chapitre I : Répartition des charges électriques

<b>Figure(I.1):</b> Modèles d'un générateur	6
<b>Figure(I.2):</b> Modèle de transformateur de puissance	7
<b>Figure(I.3):</b> Modèle d'une ligne par un schéma en $\Pi$ équivalent	7
<b>Figure(I.4):</b> Modèle d'une charge	8
<b>Figure(I.5):</b> Modèle des éléments shunts	8
<b>Figure(I.6):</b> Schéma équivalent d'un réseau à deux jeux de barres	10
<b>Figure(I.7):</b> Organigramme simplifié de l'algorithme de Newton-Raphson	19

### Chapitre II: Dispatching économique

<b>Figure(II.1):</b> Stratégie de génération d'une société d'électricité	22
<b>Figure(II.2):</b> Modèle du système électrique utilisé dans le Dispatching Economique	23
<b>Figure(II.3):</b> Le coût de carburant en fonction de la puissance générée	24
<b>Figure(II.4):</b> La courbe de l'accroissement du coût de combustible	25
<b>Figure(II.5):</b> La méthode graphique de résolution de l'D.E sans pertes	28
<b>Figure(II.6):</b> L'organigramme de méthode de lagrangien avec pertes	31
<b>Figure(II.7):</b> L'explication graphique de la méthode Itératif de la lambda	32
<b>Figure(II.8):</b> Organigramme de la méthode lambda	33
<b>Figure(II.9):</b> L'effet d'ouverture des vannes	34

### Chapitre III: Méthodes d'optimisation méta-heuristiques

<b>Figure(III.1):</b> Eléments indispensable pour l'optimisation	36
<b>Figure(III.2):</b> schéma de classification des méthodes d'optimisation	37
<b>Figure(III.3):</b> Minimum local et minimum global	39
<b>Figure(III.4):</b> Représentation simplifiée d'une approche méta heuristique	39
<b>Figure(III.5):</b> classification des méta- heuristiques	40
<b>Figure(III.6):</b> Quatre niveaux d'un AG	43
<b>Figure(III.7):</b> Sélection par la méthode de la roue de loterie	44
<b>Figure(III.8):</b> Technique du croisement en 1 point	45
<b>Figure(III.9):</b> Technique du croisement en 2 point	45
<b>Figure(III.10):</b> Technique de croisement uniforme	46
<b>Figure(III.11):</b> Principe de la mutation	46
<b>Figure(III.12):</b> Organigramme de l'algorithme génétique	47
<b>Figure(III.13):</b> Groupe de (a) poissons, (b) oiseaux	48
<b>Figure(III.14):</b> Schéma de principe du déplacement d'une particule	50
<b>Figure(III.15):</b> Trois topologies du voisinage différentes	51
<b>Figure(III.16):</b> Organigramme de la méthode PSO	52

### Chapitre IV: Résultats Et Interprétation

<b>Figure(IV.1):</b> Evolution du coût de production pour le réseau électrique à 3unités par PSO	58
<b>Figure(IV.2):</b> Puissances actives générées du réseau électrique à 3 unités par PSO	58

<b>Figure(IV.3):</b> Schéma unifilaire du réseau électrique à 6 unité	59
<b>Figure(IV.4):</b> Evolution du coût de production pour le réseau électrique à 6 unités par PSO	61
<b>Figure(IV.5):</b> Puissances actives générées du réseau électrique à 6 unités par PSO	61
<b>Figure(IV.6):</b> Evolution du coût de émission pour le réseau électrique à 6 unités par PSO	63
<b>Figure(IV.7):</b> Puissances actives générées du réseau électrique à 6 unités par PSO	63
<b>Figure(IV.8):</b> Evolution du coût de production pour le réseau électrique à 10 unités par PSO	65
<b>Figure(IV.9):</b> Puissances actives générées du réseau électrique à 10 unités par PSO	66
<b>Figure(IV.10):</b> Evolution du coût d'émission pour le réseau électrique à 10 unités par PSO	68
<b>Figure(IV.11):</b> Puissances actives générées du réseau électrique à 10 unités par PSO	68
<b>Figure(IV.12):</b> Puissances actives générées du réseau électrique à 10 unités par PSO (multi-objectifs )	71

## Liste des Tableaux

### Chapitre I: Répartition des charges électriques

**Tableaux(I.1):**Classification des variables 4

### Chapitre IV: Résultats Et Interprétation

<b>Tableau(IV.1):</b> Paramètres de simulation d'algorithme PSO	57
<b>Tableau(IV.2):</b> Les données coûts de production du réseau électrique à 3unités	57
<b>Tableau(IV.3):</b> Puissances et coûts de production du réseau électrique à 3unités	57
<b>Tableau(IV.4):</b> Les données des fonctions de coût du réseau électrique à 6 unités	60
<b>Tableau(IV.5):</b> Puissances et coûts de production du réseau électrique à 6 unités	60
<b>Tableau(IV.6):</b> Les données du cout de émission du réseau électrique à 6 unités	62
<b>Tableau(IV.7):</b> Puissances et coûts de émission du réseau électrique à 6 unités	62
<b>Tableau(IV.8):</b> Les données coûts de production du réseau électrique à 10 unités	64
<b>Tableau(IV.9):</b> Puissances et coûts de production du réseau électrique à 10 unités	65
<b>Tableau(IV.10):</b> Les données coûts de émission du réseau électrique à 10 unités	67
<b>Tableau(IV.11):</b> Puissance et coûts de émission du réseau électrique à 10unités	67
<b>Tableau(IV.12):</b> Les données (coût combustible et l'émission) du réseau électrique à 10 unités	69
<b>Tableau(IV.13):</b> Puissance et coût combustible et l'émission du réseau électrique à 10 unités	70
<b>Tableau(IV.14):</b> Comparaison entre les résultats finals coût combustible et l'émission du réseau électrique à 10unités	70
<b>Tableau(IV.15):</b> Puissance et coût combustible et l'émission avec Ramp up et Ramp down du réseau électrique à 10 unités	72
<b>Tableau(IV.16):</b> Comparaison entre les résultats finals Ramp up et Ramp down du réseau électrique à 10unités	72



## **Introduction Générale**

## Introduction Générale

Le rôle principal de toute entreprise chargée de la production d'énergie électrique est d'assurer à tout moment, et en tout lieu, la couverture des demandes des utilisateurs en puissances actives et réactives. L'entreprise doit en outre garantir une qualité acceptable de la puissance avec un coût d'exploitation réduit. Pour bien exploiter un réseau électrique donné, il faut tout d'abord résoudre les problèmes d'ordre technique et économique. Souvent, on se trouve confronté à un problème, qui est celui de la répartition économique des puissances. Au début, la solution utilisée consiste à charger ou à faire produire au maximum les unités ayant le meilleur rendement. Cette solution n'est pas rentable puisque l'abus de fonctionnement des machines diminue leurs durées de vie et par conséquent, les frais d'entretien et de maintenance augmentent considérablement. L'extension et la complexité du réseau, laisse le choix aux chercheurs pour le développement de nouvelles méthodes afin de contribuer à l'allègement de ce problème[01].

Le dispatching économique des unités de production d'énergie électrique a toujours occupé une place importante dans l'industrie de l'énergie surtout avec une grande interconnexion de réseaux d'électricité, l'apparition de la crise de l'énergie dans le monde et la hausse continue des prix. Il faut donc planifier les puissances actives et réactives de chaque centrale électrique de telle sorte que le coût total de fonctionnement du réseau les émissions des gaz toxiques dans l'atmosphère entier soit minimal, D'une autre façon, il faut varier les puissances actives et réactives des générateurs dans certaines limites afin de satisfaire la demande particulière de la charge avec coût minimal du combustible et minimiser le d'émissions de pollution (*Protocole de Kyoto,2005*) et l'utilisation de sources d'énergies renouvelables[24].Ce processus est appelé l'écoulement de puissance optimal, et parfois, il est connu comme le problème du dispatching économique.

Les méthodes d'optimisation méta-heuristiques modernes sont bien adaptées à la résolution de tels problèmes. Dans la littérature, de nombreux méta-heuristiques sont mentionnées pour être appliquées aux problèmes de Dispatching Economique (ED) tels que algorithme génétique (GA) Les deux avantages principaux de ces algorithmes sont la possibilité de travailler en objectif et la particularité d'être un algorithme de type global, c'est-à-dire qu'en partant de solutions initiales différentes, il est capable de retrouver la même solution finale. Cette particularité lui donne la capacité de retrouver les minima globaux. et optimisation de l'essaim de particules (PSO) pour résoudre le problème multi objectif ou mono objectif de l'écoulement de puissance. l'étude de

l'organisation de groupes d'animaux a donné naissance aux méthodes d'optimisation par essais particulière.

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

**Le premier chapitre:** est consacré à l'étude et l'analyse de l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques par les méthodes itératives (en particulier la méthode de Newton-Raphson), ainsi que la méthode la plus utilisée pour la résolution de ce problème, et ce la dans le but d'avoir une exploitation économique conduisant à une meilleure utilisation de ces sources.

**Le deuxième chapitre:** donne une idée générale sur le dispatching économique, son objectif, mode d'exploitation des unités des générations, le dispatching économique dans les réseaux sans pertes ou avec pertes, et quelques définitions et donne une démonstration intuitive et mathématique du critère à incrémentation égale utilisé dans les réseaux sans pertes, ainsi que la technique du facteur de pénalité et dispatching économique un dispatching environnemental pour des émissions des gaz à effet serre, Le coût du combustible avec l'effet d'ouverture des vannes et dispatching dynamique avec Ranpe .

**Le troisième chapitre:** est consacré à donné un aperçu sur méthodes à une présentation des nouvelles techniques appliquées pour résoudre le problème de dispatching économique et dites d'intelligence artificielle et des méthodes méta heuristiques en se servant de la technique l'essaim de particule (PSO).

**Le quatrième chapitre:** On va tester le programme qu'est le dispatching économique optimal et l'écoulement de puissance en utilise les algorithmes l'essaim de particules (PSO) sur des réseaux électriques de 3 unités, 6 unités, 10unités. Les résultats obtenus sont également analysés.

Finalement nous terminerons ce mémoire par une conclusion et différentes perspectives de recherche qui nous semblent intéressantes pour la continuité de ce travail.



**Chapitre I**  
**Répartition des charges électriques**

# Chapitre I

## Répartition des charges électriques

### I.1 Introduction

La répartition des charges (load flow ou power flow) ou l'écoulement de puissance coordonne d'extension future des systèmes des puissance (dans les réseaux électriques). L'étude de l'écoulement de puissance consiste essentiellement à déterminer les caractéristiques de l'état de fonctionnement du système de puissance génération / transmission pour un ensemble de nœuds donné. Le calcul de l'écoulement de puissance, est très importante pour les études, la planification et l'exploitation d'un réseau électrique. Ce qui permet de connaître les conditions de production et de charge et les niveaux des tensions du réseau, ainsi que les courants, les puissances transitant dans les lignes et les pertes, pour ce qui 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 dont, Les premières méthodes itératives sont la méthode de Newton- Raphson.

### I.2 Formulation du problème

La résolution du problème de la répartition des charges, nous permet de déterminer les valeurs du module et de la phase tension en chaque nœud du réseau pour des conditions de fonctionnement données. Ce que nous permettrons de calculer les puissances transitées et générées et les pertes pour résoudre ce problème, il est nécessaire de déterminer les conditions de l'opération en régime permanent, d'un système de puissance, qui sont [01].

- la formulation d'un modèle mathématique appropriée.
- la spécification d'un certain nombre de variables et de contraintes dans les nœuds du système.
- la résolution numérique du système.

### I.3 But de l'étude de répartition de charge

Le but de l'analyse de la répartition de charges est résumé dans les points suivants [02]:

- l'équilibre entre la production et la demande en énergie électrique; afin de ne pas dépasser les valeurs limites de la stabilité thermique, pour éviter la détérioration de certains éléments du réseau ou les risques de dangers sur les lignes (coupures, court circuit, lignes chargées...).
- le maintien des tensions aux jeux de barres entre les limites tolérées  $V_{\min} < V < V_{\max}$ , pour éviter l'excès des pertes de puissance dans les lignes, les transformateurs.
- le contrôle de la puissance réactive, c'est à dire le maintien de celle-ci entre deux limites  $Q_{\min} < Q < Q_{\max}$ , pour éviter l'excès des coûts d'utilisation de la puissance réactive.
- l'interconnexion entre les centrales et les réseaux qui a pour but d'accroître la sécurité d'alimentation des usagers, c'est à dire si l'une des centrales tombe en panne une nouvelle

répartition de charges est assurée par les autres interconnexions. L'interconnexion permet aussi d'améliorer la qualité d'énergie fournie en tension, en fréquence et aussi d'établir une large possibilité de réserve et rendre le réseau plus flexible.

- d'éviter les défauts sur les réseaux, c'est à dire les risques de surcharge des lignes, des transformateurs, et les risques de court-circuit.
- la planification des réseaux pour répondre aux demandes des usagers dans l'avenir.

Vu toutes ces exigences, les mondes industriels et scientifiques se trouvaient face à de récents problèmes appelés « optimisation des réseaux électriques » pour assurer une continuité de service avec des coûts de production, de transport et de distribution réduits, tout en restant dans les limites des différentes contraintes climatiques, politiques, économiques, ... etc.

#### I.4 Classification des jeux de barres

les jeux de barres du système sont classés en trois catégories:

##### I.4.1 J.d.B de référence (slack bus)

Pour ce type de nœud on associe la centrale de production la plus puissante. Dans un nœud  $k$  (nœud de référence ou slack bus), on spécifie la phase et le module de la tension. Les valeurs à déterminer sont les puissances active et réactive[01].

##### I.4.2 J.d.B de contrôle (P |V)

Ils sont appelés les PV bus, où le module de tension et la puissance active sont spécifiés. Les valeurs inconnues sont l'argument de tension et la puissance réactive[01].

##### I.4.3 J.d.B de barres de charge (Load bus)

Appelés aussi les jeux de barres (P Q), les valeurs spécifiées sont les puissances actives ( $P$ ) et réactives( $Q$ ), les valeurs à calculer sont le module  $V$  et la phase( $\delta$ ) de la tension[03].

**Tableau(I.1):** Classification des nœuds.

Type de J.d.B	Les variables connues						Les variables inconnues			
	PD	QD	PG	QG	V	$\Delta$	PG	QG	V	$\Delta\delta$
<b>J.d.B de Référence</b>	•	•			•	•	•	•		
<b>J.d.B de Charge</b>	•	•	•	•					•	•
<b>J.d.B de Contrôle</b>	•	•	•		•			•		•

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

- 1% J.d.B de référence.
- 80% a 90% J.d.B de charge.

- Le reste J.d.B de contrôle.

## I.5 Classification des variables des équations de répartition charge

### I.5.1 Variables de perturbation

Ces sont des variables non contrôlées représentant les puissances demandées par les Charges, le vecteur de perturbation est [01][04].

$$P = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ Q_1 \\ Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{D1} \\ P_{D2} \\ Q_{D1} \\ Q_{D2} \end{bmatrix} \quad (\text{I.1})$$

### I.5.2 Variables d'état

Ces sont:  $\delta_1, \delta_2, V_1, V_2$  qui sont représenté par le vecteur [01].

$$X = \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ X_3 \\ X_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ |V_1| \\ |V_2| \end{bmatrix} \quad (\text{I.2})$$

### I.5.3 Variables de contrôle

Sont  $P_{G1}, P_{G2}, Q_{G1}, Q_{G2}$  [01].

$$U = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ Q_{G1} \\ Q_{G2} \end{bmatrix} \quad (\text{I.3})$$

## I.6 Bilans des puissances et balancier

### I.6.1 Bilans de puissances

#### I.6.1.1 Bilan des puissances actives du réseau électrique

Le bilan de puissance active du réseau s'écrit:

$$\Sigma P_G = \Sigma P_L + \text{pertes actives du réseau} \quad (\text{I.4})$$

La somme des puissances actives injectées par les générateurs est égale à la somme des puissances actives absorbées par les charges, augmentée des pertes actives du réseau (résistance des lignes, des câbles, etc.). L'ordre de grandeur des pertes est de 5 % [01].

#### I.6.1.2 Bilan des puissances réactives du réseau électrique

Le bilan de puissance réactive du réseau s'écrit:

$$\Sigma Q_G = \Sigma Q_L + \text{générations ou consommations réactives du réseau} \quad (\text{I.5})$$

La somme des puissances réactives injectées ou absorbées par les générateurs est égale à la somme des puissances réactives consommées/produites par les charges augmentées de la somme

Des consommations/productions réactives du réseau (réactance des lignes, des câbles, transformateurs, donc de condensateurs etc). L'ordre de grandeur des consommations/ productions réactives du réseau est très variable et peut être relativement élevé. Le problème qui survient à ce niveau est qu'il n'est pas possible de prédire les termes qui vient du réseau de manière directe. En effet, ceux-ci dépendent des niveaux réels de tension et de la répartition du transit de puissance dans les lignes et les transformateurs. or, c'est précisément ce transit que nous cherchons à déterminer[01].

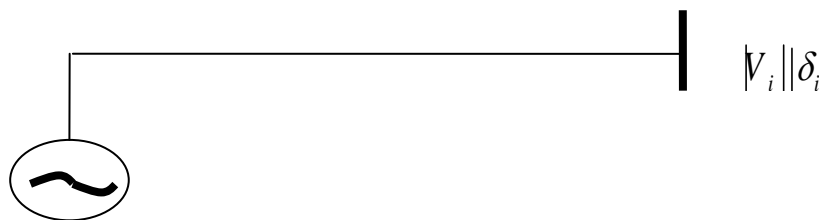
### I.6.2 Le générateur balancier

Ne connaissant pas les pertes actives en ligne, nous ne pourrions pas imposer P en tous les nœuds (générateurs et charges). Pour résoudre notre problème de « Load flow », il faut donc un nœud particulier (dont le rôle est assuré en pratique par un groupe important ou un accès à un réseau important) auquel la puissance active ne pourra être imposée, mais résultera De notre calcul. Nous avons vu qu'à chaque nœud d'un réseau il faut imposer deux des Quatre valeurs P, Q, V et  $\delta$  (phase de V). Vu sa nature, ce nœud particulier se verra Également imposé comme référence de tension et de phase  $|V| \angle \delta$  ( $\delta$  pris, assez naturellement, à 0). Nous introduisons donc, dans le schéma équivalent du système étudié, un générateur Particulier, dit « générateur balancier »ou« slack bus ». Celui-ci permettra de faire Intervenir dans les calculs les pertes actives du réseau tout en respectant les bilans de Puissances décrits au paragraphe précédent[01].

## I.7 Modélisation des composants du réseau électrique

### I.7.1 Les générateurs

Le générateur est considéré comme le cœur du réseau électrique, il assure la production de l'énergie électrique demandé par le consommateur, Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les générateurs sont modélisés comme des injecteurs de courants[06].



Figure(I.1): Modèles d'un générateur.

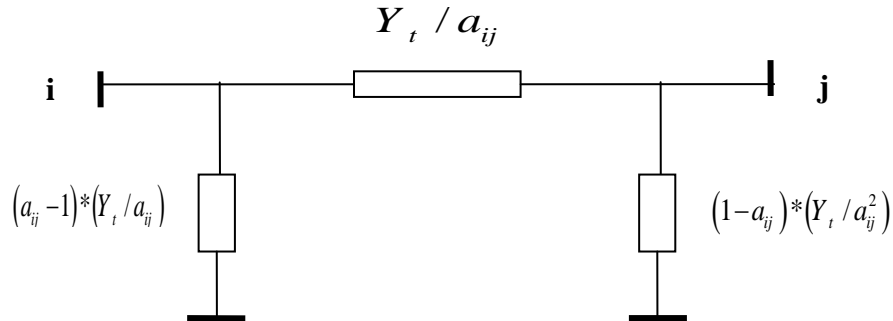
### I.7.2 Transformateur de puissance

Les transformateurs à modéliser sont de deux types:

- Transformateurs à prise de charge variable, qui ont un rapport de transformation  $t_{ij}$  variable et sont utilisés pour le réglage de la tension.

- Transformateurs déphaseurs, qui ont un angle de déphasage  $\alpha_{ij}$  variable et sont utilisés pour le contrôle de l'écoulement de puissance active[07].

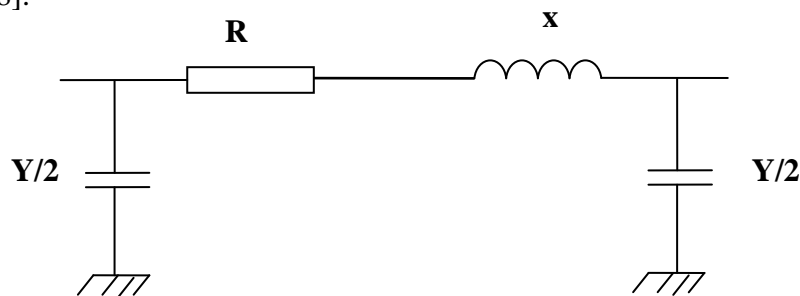
Le modèle équivalent en  $\pi$  d'un transformateur à prise de charge variable est identique à celui de la ligne de transport (Figure I.2)[08].



Figure(I.2): Modèle de transformateur de puissance.

### I.7.3 Ligne de transport

La ligne de transport est modélisée par un schéma équivalent en  $\pi$ , c'est un élément qui permet d'acheminer l'énergie produite par les turbo générateur vers les consommateurs, elle est représentée par une impédance série (résistance  $R$  en série avec une réactance inductive  $X$ ), et une admittance shunt (figure I.3)[08].



Figure(I.3): Modèle d'une ligne par un schéma en  $\Pi$  équivalent.

La ligne de transport est modélisée par le schéma unifilaire en  $\pi$  à paramètres distribués. Ces paramètres dépendent de la nature du conducteur et de leurs géométries[04]:

- Des paramètres linéaires sériels par phase:

$r$  : Résistance linéique ou série ( $\Omega/km$ ).

$x$  : Réactance linéique ou série ( $\Omega/km$ ).

- Des paramètres shunt par phase:

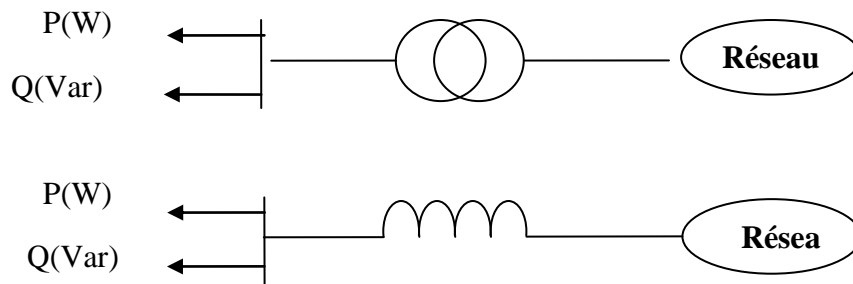
$b$  : Susceptance shunt ( $1/\Omega.km$ ).

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

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

### I.7.4 Les charges électriques

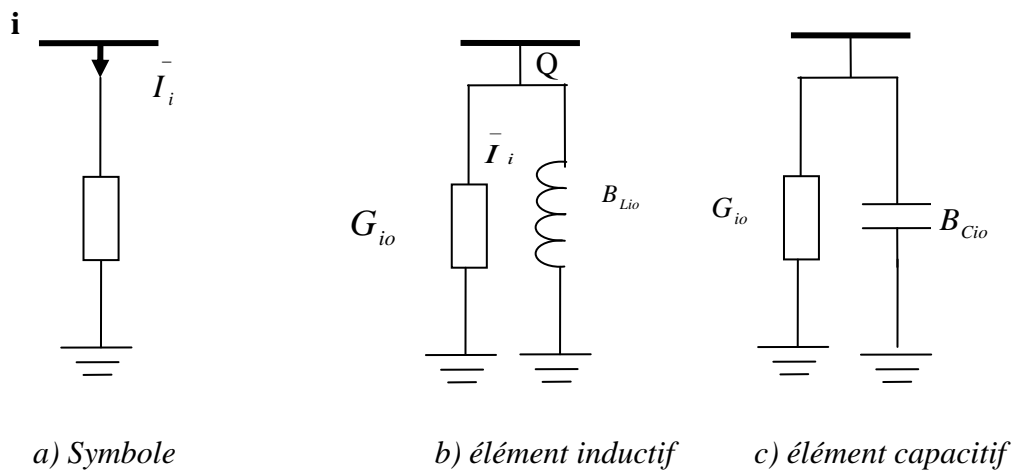
La charge électrique est souvent modélisée sous forme d'une impédance constante. La plupart des charges représentent une sous-station (système de distribution). Ces charges sont connectées au réseau électrique à travers un transformateur à prises de charges variables, où le niveau de tension de la charge est maintenu pratiquement constant. Dans ce cas, les puissances actives et réactives de la charge peuvent être représentées par des valeurs constantes[09].



Figure(I.4): Modèle d'une charge.

### I.7.5 Eléments shunt

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



Figure(I.5): Modèle des éléments shunts.

## I.8 Formulation des équations de répartition de charge

### I.8.1 Relations paramétriques du système

Les relations décrivant la topologie d'un système de distribution de puissance peuvent être développées en utilisant les équations de continuité ou de courant de nœuds pour obtenir[01]:

$$[I]_{bus} = [Y]_{bus} * [V]_{bus} \quad (I.6)$$

Dans laquelle:

$[I]_{bus}$  = vecteur des courants de nœuds.

$[Y]_{bus}$  = matrice des admittances de barres (nœuds).

$[V]_{bus}$  = vecteur des voltages de barres.

La relation (I.6) entraîne que:

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

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

$$[I]_{bus} = [Y]_{bus} * [V]_{bus}$$

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

### I.8.2 Les équations aux J.d.B de charge

Les puissances active et réactive à chaque J.d.B « i » sont[01]:

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

Avec :

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

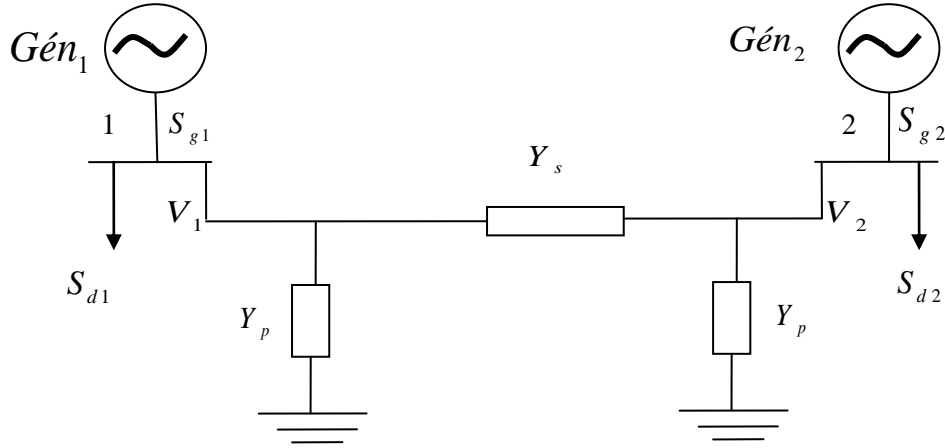
Dans la formulation de l'équation du réseau, si les éléments shunts de mise à la terre sont inclus dans la matrice des paramètres l'équation (I.9) donne le courant total au J.d.B. D'un autre côté, si les éléments shunts du réseau ne sont pas inclus. Le courant total au J.d.B « i » est:

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

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

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

I.8.3 Exemple d'un système à deux jeu de barres[01]



Figure(I.6): Schéma équivalent d'un réseau à deux jeux de barres.

On note que:

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

Et en générale

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} \tag{I.11}$$

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

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

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

Au niveau de J.d.B « 1 »

$$I_1 = y_p V_1 + y_s (V_1 - V_2) = (y_p + y_s) V_1 - y_s V_2 \tag{I.12}$$

On soit que:

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

Au niveau de J.d.B « 2 »

$$I_2 = y_p V_2 + y_s (V_2 - V_1) = (y_p + y_s) V_2 - y_s V_1 \tag{I.13}$$

Avec:

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

Alors on peut écrire (I.12) (I.13) sous la forme:

$$I_1 = Y_{11} V_1 + Y_{12} V_2$$

$$I_2 = Y_{21} V_1 + Y_{22} V_2$$

Avec:

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

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

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

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

Et ainsi de suite. On peut généraliser la méthode de formulation comme suit pour le système à « n »

J.d.B connectés entre eux

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

·  
·  
·  
·

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

La matrice admittance est donc :

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

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

### I.8.4 Calcul de la puissance au niveau de jeu de barres[04]

On a:

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

Alors:

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

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

En coordonnées polaires:

$$V_i = |V_i| \cdot \underline{\delta}_i$$

$$V_{ij} = |V_{ij}| \cdot \underline{\gamma}_{ij}$$

Donc:

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

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

### I.8.5 La puissance transmise dans la ligne

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[11]:

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

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

$y_{ik}'$  : Admittance totale de la ligne de charge.

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

La puissance écoule, active et réactive ,est :

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

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

Soit  $P_{ki}$  et  $Q_{ki}$  La puissance active et réactive reparties du J.d.B « i » vers le J.d.B « i ».

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

La pertes de puissance active dans linge « i-k » sont égale à la somme algébrique de la répartition des puissance déterminée a partir des relations (I.19) et (I.20).

### I.8.6 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»[04].

On a:

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

Avec:

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

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

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

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

Le système d'équation (I.13) exprime l'expression des pertes. Où 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:

$$P_{Lij} = P_{ij} + P_{ji} \quad (I.23)$$

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

## I.9 Les méthodes numériques itératives

La modélisation mathématique des système non linéaire qu' il fallait résoudre pour l'étude du phénomène de la répartition de charge, consiste à faire appel aux outils mathématiques tel que, les méthodes itérative approximatives par ce que pour les systèmes[11].

- ❖ la méthode itérative de Gauss.
- ❖ la méthode itérative de Gauss-Siedel.
- ❖ la méthode de Newton-Raphson.
- ❖ la méthode de relaxation ou technique des résidus.

Pour notre travail on a choisit la méthode de NEWTON- RAPHSON.

### I.9.1 La méthode de Newton-Raphason

#### I.9.1.1 Résolution d'une équation à une variable unique non linéaire

Soit une fonction scalaire  $f(x)$  [11]

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

$$f(x^{(0)}) + f'(x^{(0)}) \cdot \Delta x^{(0)} + f''(x^{(0)}) \left( \frac{\Delta x^{(0)}}{2!} \right)^2 + \dots \quad (I.24)$$

Si  $x^{(0)}$  est une estimation proche de la solution de  $f(x) = 0$ , alors le carré de l'erreur  $\Delta x^{(0)}$  (où):

$\Delta x^{(0)} = x^{(1)} - x^{(0)}$  et les termes de degrés supérieurs sont négligeables

On aura l'équation:

$$\begin{cases} f(x^{(0)}) + f'(x^{(0)}) \cdot \Delta x^{(0)} = 0 \\ \Delta x^{(0)} = -\frac{f(x^{(0)})}{f'(x^{(0)})} \\ x^{(1)} = x^{(0)} + \Delta x^{(0)} = x^{(0)} - \frac{f(x^{(0)})}{f'(x^{(0)})} \end{cases}$$

En général:

$$x^{k+1} = x^k - \frac{f(x^{(k)})}{f'(x^{(k)})} \tag{I.25}$$

$k$  : Nombre des itérations,  $k = 0, 1, 2, \dots, n$ .

**I.9.1.2 Résolution d'un système d'équation a (( n )) variables non linéaire**

Considérons un système d'équations en général non linéaire [01]:

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ \dots \dots \dots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \end{cases} \tag{I.26}$$

On pose:

$$x = \begin{pmatrix} x_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ x_n \end{pmatrix} \qquad f = \begin{pmatrix} f_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ f_n \end{pmatrix}$$

Le système (I.11) peut donc s'écrire sous une forme:

$$f(x) = 0 \tag{I.27}$$

La solution exacte de (I.12) pourra alors se mettre sous la forme:

$$x = x^{(0)} + \Delta x^{(0)} \tag{I.28}$$

$$x^{(0)} = (x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)})$$

$$\Delta x^{(0)} = (\Delta x_1^{(0)}, \Delta x_2^{(0)}, \dots, \Delta x_n^{(0)})$$

En portant l'expression (I.19) dans (I.20), on aura:

$$f(x^{(0)} + \Delta x^{(0)}) = 0 \tag{I.29}$$

Supposons que  $f(x)$  soit continûment dérivable dans un certain domaine qui contient  $x$  et décomposons le premier membre de l'équation (I.26) par rapport aux puissances de petit vecteur  $\Delta x^{(0)}$ , on nous bornons aux termes linéaires.

$$f(x^{(0)} + \Delta x^{(0)}) = f(x^{(0)}) + f'(x^{(0)}) \cdot \Delta x^{(0)} = 0 \tag{I.30}$$

Où, sous une forme développée

$$\begin{cases} f_1(x) = f_1(x^{(0)}) + \left(\frac{\partial f_1(x^{(0)})}{\partial x_1}\right) \Delta x_1^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial f_1(x^{(0)})}{\partial x_n}\right) \Delta x_n^{(0)} = 0 \\ f_2(x) = f_2(x^{(0)}) + \left(\frac{\partial f_2(x^{(0)})}{\partial x_1}\right) \Delta x_1^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial f_2(x^{(0)})}{\partial x_n}\right) \Delta x_n^{(0)} = 0 \\ \dots \\ f_n(x) = f_n(x^{(0)}) + \left(\frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_1}\right) \Delta x_1^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_n}\right) \Delta x_n^{(0)} = 0 \end{cases} \tag{I.31}$$

Où:  $f(x) = f(x_1 + \Delta x_1, x_2 + \Delta x_2, \dots, x_n + \Delta x_n)$

On peut écrire la formule (I.5) sous la forme:

$$f(x^{(0)}) + w(x^{(0)}) \Delta x^{(0)} = 0$$

Donc la matrice jacobéenne du système des fonction  $f_1, f_2, \dots, f_n$  des variables  $x_1, x_2, \dots, x_n$

$$\begin{bmatrix} f_1(x^{(0)}) \\ f_2(x^{(0)}) \\ \cdot \\ \cdot \\ f_n(x^{(0)}) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(x^{(0)})}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1(x^{(0)})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1(x^{(0)})}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2(x^{(0)})}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2(x^{(0)})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2(x^{(0)})}{\partial x_n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n(x^{(0)})}{\partial x_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta x_n^{(0)} \end{bmatrix} = 0$$

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

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

Par conséquent:

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

En général:

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

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

- Critère d'arrêts des itérations :

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

1.  $|x_i^{(K+1)} - x_i^K| < \varepsilon_1$
2.  $\frac{|x_i^{(K+1)} - x_i^K|}{x_i^{(K+1)}} < \varepsilon_2$
3.  $|f_i(x^{(K+1)})| < \varepsilon_3$
4.  $K > K_{\max}$

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

**I.9.2 Application de la méthode de N-R au problème de l'écoulement de puissance**

Mathématiquement, le problème de l'écoulement de puissance peut être réduit à un ensemble d'équations non-linéaires où le module et l'angle des tensions aux niveaux des jeux de barres sont les variables. Dans la forme la plus compacte, le nombre d'équations deux fois le nombre de jeux de barres. La technique de N-R basée sur le calcul du gradient et de la relaxation est utilisée comme méthodes de solution pour ces systèmes d'équations. Le problème peut être résolu en utilisant soit les coordonnées rectangulaires soit les coordonnées polaires. Il est préférable d'utiliser la forme polaire pour faire apparaître les différentes grandeurs qui caractérisent le réseau électrique[01].

La méthode de Newton-Raphason utilisant la matrice admittance aux J.d.B est la plus utilisées pour la résolution de ces problèmes, parce que, le temps nécessaire pour avoir la solution itérative est plus court dans cette méthode qu'aux autres méthodes.

D'après la forme générale d'équations de puissance au J.d.B[04]:

$$\left. \begin{aligned} P_i &= \sum_{j=1}^n |y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) = F_{ip} \\ Q_i &= \sum_{j=1}^n |y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) = F_{iq} \end{aligned} \right\} i = 1, 2, \dots, n \tag{I.32}$$

Où

$i$ : 1: C'est le J.d.B de référence.

$n$ : 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

$$\left. \begin{aligned} P_i &= F_{ip}^{(0)} + \left( \frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_2} \right)^{(0)} \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left( \frac{\partial F_{ip}}{\partial \delta_n} \right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left( \frac{\partial F_{ip}}{\partial |V_2|} \right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} \\ Q_i &= F_{iq}^{(0)} + \left( \frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_2} \right)^{(0)} \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left( \frac{\partial F_{iq}}{\partial \delta_n} \right)^{(0)} \Delta \delta_n^{(0)} + \left( \frac{\partial F_{iq}}{\partial |V_2|} \right)^{(0)} \Delta V_2^{(0)} \end{aligned} \right\} \tag{I.33}$$

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

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

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_i^{(0)} &= P_i - F_{ip}^{(0)} \\ \Delta Q_i^{(0)} &= Q_i - F_{iq}^{(0)} \end{aligned} \right\} \quad (I.34)$$

Les deux systèmes d'équation donnent:

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

Donc on peut écrire le système comme suit:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}] \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta V^{(0)} \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta V^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} \quad (I.35)$$

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

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

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

$$i \neq 1(\text{ref}), i \neq 2(\text{cont})$$

$$(I.36)$$

On rappelle que:

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

L'adaptation de (I.21) avec (I.22) donne:

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

D' une manière général

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

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

$J_1, J_2, J_3, J_4$  Sont les sous matrice de Jacobéenne.

### I.9.3 Détermination des sous matrices de la Jacobéenne J

On peut déterminer les éléments de J[01]

#### Sous matrices J1:

$$\begin{aligned}\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} &= -|V_i| |V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), i \neq j \\ \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} &= \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_i| |V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), i = j\end{aligned}\tag{I.37}$$

#### Sous matrice J2:

$$\begin{aligned}\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} &= |V_j| |y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), i \neq j \\ \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} &= 2|V_i| |y_{ij}| \cos(\gamma_{ij}) + \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_j| |y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), i = j\end{aligned}\tag{I.38}$$

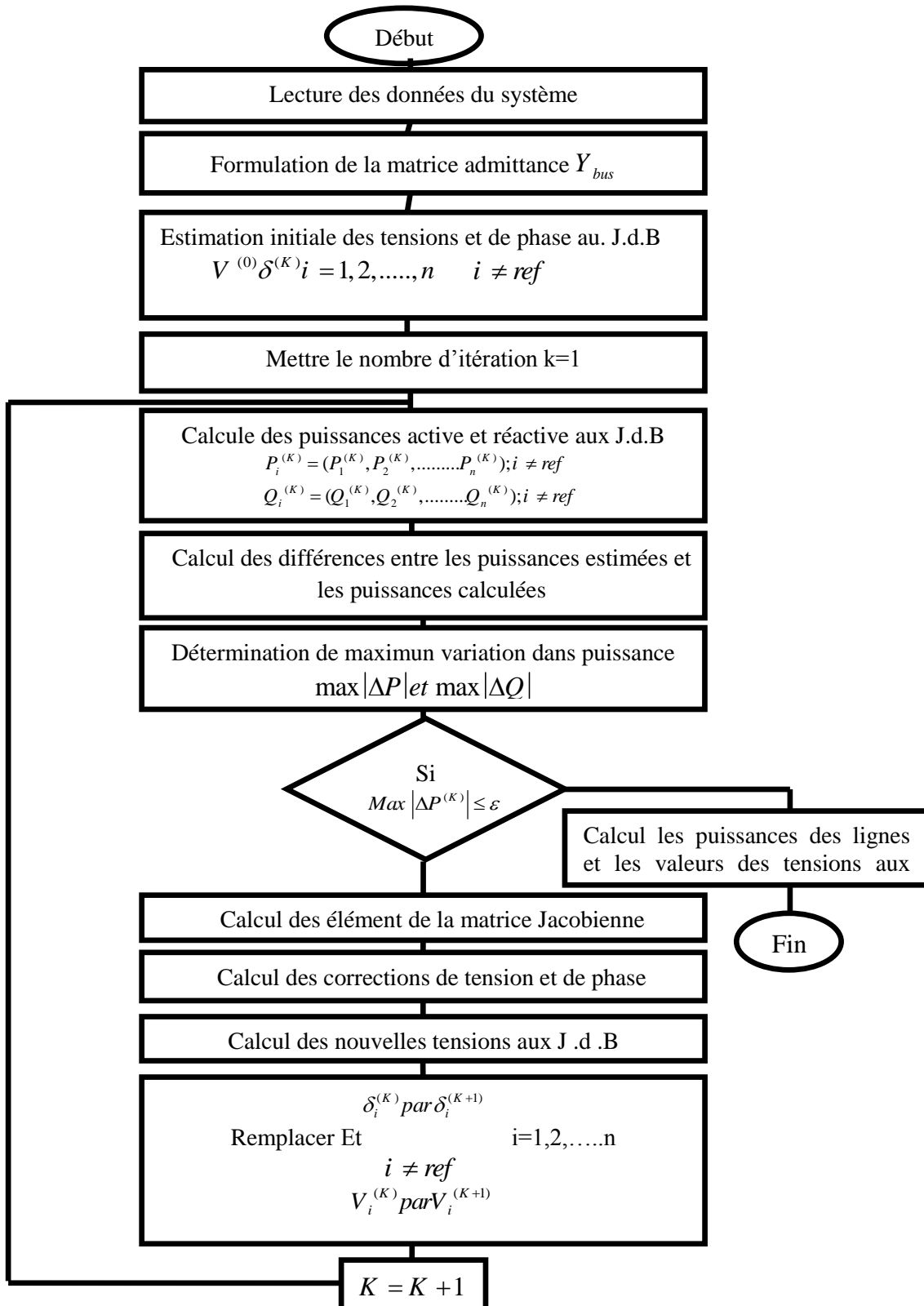
#### Sous matrice J3:

$$\begin{aligned}\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} &= |V_i| |V_j| |y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), i \neq j \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} &= \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_i| |V_j| |y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), i = j\end{aligned}\tag{I.39}$$

#### Sous matrice J4:

$$\begin{aligned}\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} &= -|V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}), i \neq j \\ \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} &= \sum_{j=1, i \neq j}^n |V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i + \gamma_{ij}) - 2|V_i| |y_{ij}| \sin(\gamma_{ij}), i = j\end{aligned}\tag{I.40}$$

I.9.4 Organigramme de Newton-Raphson

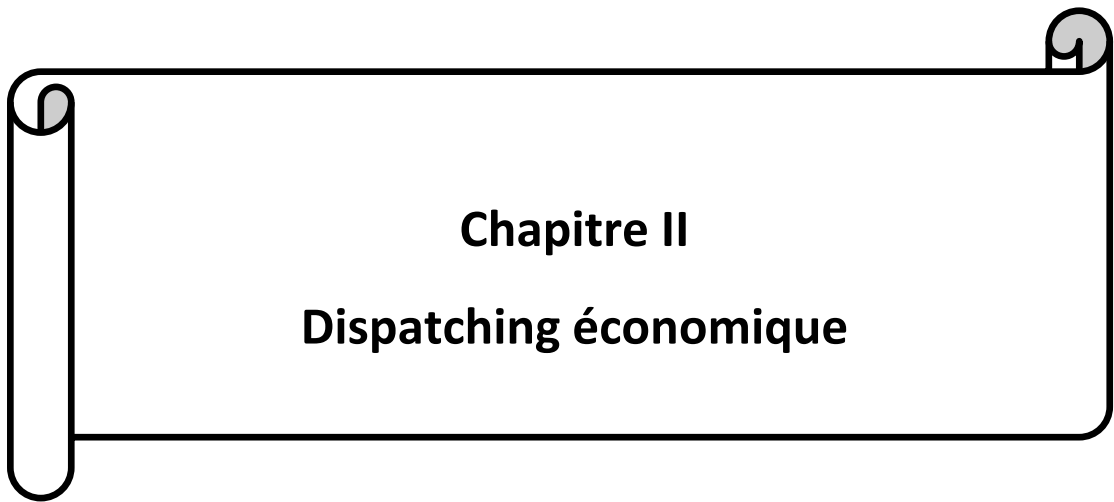


Figure(I.7): Organigramme simplifié de l'algorithme de Newton-Raphson.

**I.10. Conclusion**

Dans ce chapitre, on a présenté des informations et analysé le problème de la répartition des charges électrique, et a montré de la méthode numérique que traite le problème d'écoulement de la puissance peut être donc résolu par la technique NEWTON RAPHSON que converge avec une mémé vitesse ,mesurée par le nombre d'itérations, pour les larges et courts système ,en moins 4 à 5 itérations en général. Le problème le plus important dans l'industrie d'électricité est de réduire au maximum le coût de la production de l'énergie électrique générée par l'ensemble des centrales interconnectées. Ce problème ne peut être résolu par l'écoulement de puissance mais par l'optimisation de l'écoulement de puissance.

Au chapitre suivant, on va parler sur dispatching économique par utilisation des méthodes classique les plus répondues ont été étudiée avec et sans considération de pertes.



**Chapitre II**  
**Dispatching économique**

## Chapitre II

### Dispatching économique

#### II.1 Introduction

L'application de techniques d'optimisation pour la planification des réseaux électriques et pour les problèmes d'exploitation a été un domaine de recherche actif dans un passé proche. Le problème de répartition optimale de puissances (*OPF*) est un terme générique qui décrit un large type de problèmes dans lesquels le but est d'une fonction objective, le coût total de puissance active générée par des unités de productions ou le coût d'émissions de pollution causées par les émissions des composants chimiques (les gaz), tout en satisfaisant les contraintes dictées par les caractéristiques physiques et les limites opérationnelles des réseaux électriques.

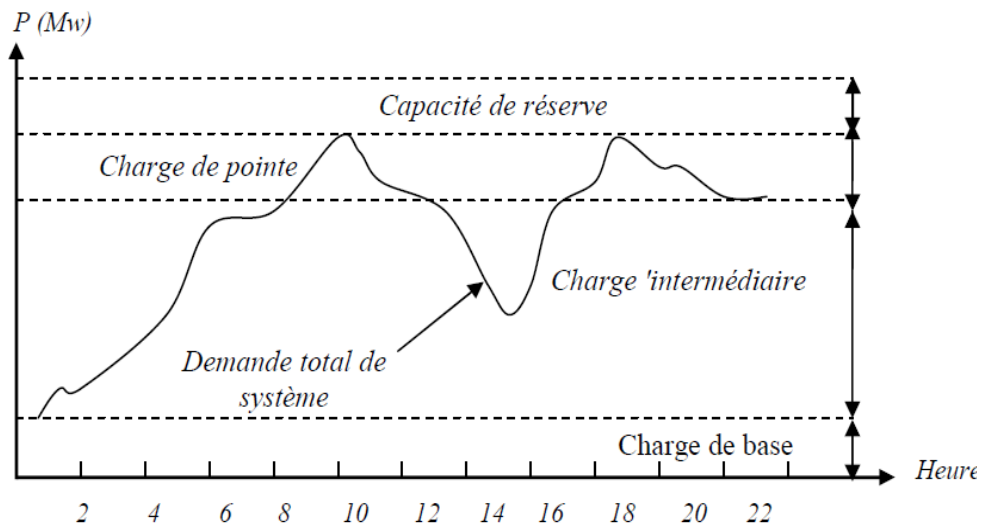
#### II.2 Aperçu sur l'architecture des réseaux électriques

maillé sur lequel sont raccordés les grandes centrales (>300 MW). Il est complété par un réseau de répartition à haute tension (60 kV à 150 kV) exploité soit en bouclé fermé, soit le plus souvent en boucle ouverte et sur lequel se raccordent des centrales électriques de moindre puissance, ainsi que les grands utilisateurs industriels (>100 MVA). On trouve ensuite un réseau de distribution (de 20 kV à 400 V) desservant la clientèle (petites et moyennes entreprises, commerces, secteurs résidentiels, ...etc.) à travers des postes de répartition. Ce réseau de distribution est généralement de structure radiale, éventuellement bouclé dans les zones urbaines pour assurer la continuité de service.

L'alimentation d'une grande agglomération se fait en général par une boucle à 380 kV ou 225 kV alimentée par le réseau d'interconnexion et sur laquelle sont raccordés des postes abaisseurs vers le réseau de répartition. Sur ce réseau de répartition sont branchés des postes abaisseurs (postes de répartition) vers le réseau de distribution (15 kV à 20 kV), qui est bouclé et enfin le réseau basse tension de structure radiale alimentant les consommateurs (en triphasé ou en monophasé)[12].

#### II.3 La stratégie du fonctionnement des centrales électriques

Il existe un nombre infini des formes de fonctionnement pour assurer un chargement précis d'un système. On distingue chacune des unités de génération en désignant les puissances spécifiques de chacune d'elles en MW ou en MVA. Des générateurs qui fonctionnent à 100% de leurs capacités pendant 24 heures supportent la charge de base. Des générateurs intermédiaires commandés fonctionnent la plupart du temps mais pas nécessairement sous une charge totale. On procède au couplage des unités des pointes à la ligne pendant des heures chaque jour. On a besoin d'une capacité de réserve pour affronter les cas d'urgences[13].



Figure(II.1): Stratégie de génération d'une société d'électricité.

### II.3.1 Unités de charge de base

Les unités nucléaires sont généralement rangées dans cette catégorie à cause du besoin de conservation de l'équilibre thermique entre le réacteur atomique et le générateur de vapeur, il est préférable de stabiliser les puissances actives délivrées pour ce genre d'unités à un niveau constant dans la mesure de possible et faire fonctionner les unités dans des valeurs constantes de puissance[13].

### II.3. 2 Unités intermédiaires

Quand il faut organiser les puissances actives délivrées, on préfère utiliser les unités fonctionnant hydrauliquement, car on contrôle l'énergie générée par celles-ci en jouant sur le débit d'eau entrant à 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 moyennes maximales. C'est-à-dire la moyenne où l'on peut varier le niveau d'énergie ou de puissance en MW par minute[13].

### II.3. 3 Unités de pointes

Les générateurs entraînés par des turbines à gaz peuvent répondre à l'augmentation de la charge avec une grande vitesse; pour cela, ils sont utilisés fréquemment pour les heures de pointes, mais lorsqu'on dispose des générateurs entraînés hydrauliquement ceux-ci sont préférés en premier lieu. Les centrales de pointes doivent être mises en marche dans un délai très court, elle utilise donc des moteurs à diesel, des turbines à gaz, des moteurs à air comprimé ou des turbines hydrauliques à réserve pompée. Remarquons que la période d'amorçage est de 4 à 8 heures pour les centrales thermiques et de quelques jours pour les centrales nucléaires. Il n'est donc pas économique d'utiliser ces centrales pour fournir la puissance de pointe[13].

### II.3.4 Unité de réserve

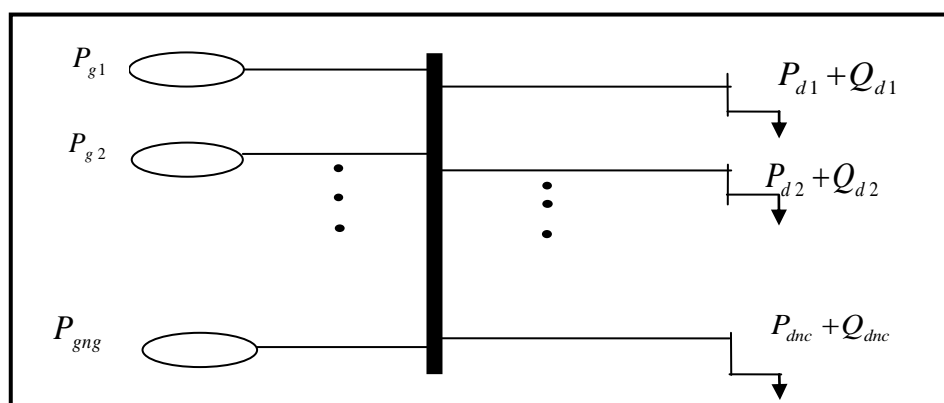
La gamme des générateurs demandés peut être constituée de générateurs conservés à la sortie partielle (capacité de réserve) ou des générateurs intermédiaires à des degrés différents de disposition. Le coût d'énergie varie en grande partie en fonction du dollar par (MW heures) entre les différentes unités précédentes. L'unité de pointe est considérée la plus chère, car elle n'est pas exploitée toujours et on peut s'abstenir d'acheter ce type d'unités pour des années en minimisant le pic de demande par le contrôle de la charge. Il est primordial pour n'importe quelle entreprise de production d'énergie électrique de conserver les unités mixtes convenables et cela ne soit pas due seulement à la variation de l'énergie demandée par heure, mais il est obligatoire de procéder régulièrement à la maintenance de toutes les centrales électriques.

En ce qui concerne les centrales nucléaires, il faut les alimenter en combustible. La réussite de l'unité productrice d'énergie à gérer les différentes unités dépend essentiellement de sa capacité à réaliser le compromis entre la génération de l'énergie et la demande de la charge non pas pour 24 heures mais pour des années entières[14].

## II.4 Dispatching économique

### II.4.1 Définition dispatching économique

L'énergie électrique étant très difficilement stockable, elle est produite en même temps qu'elle est consommée, donc, en permanence, la production doit s'adapter à la consommation à tout instant tout en conservant la qualité de l'énergie et en minimisant les frais d'exploitation. Ce problème de la répartition économique d'énergie (dispatching économique optimale) a pris une importance considérable avec l'apparition de la crise d'énergie nécessitant des combustibles de plus en plus chers[15].



Figure(II.2): Modèle du système électrique utilisé dans le dispatching économique.

### II.4.2 L'objectif du dispatching économique

L'objectif est de résoudre le problème économique de production de l'énergie électrique, c'est-à-dire de minimiser le coût total du combustible nécessaire pour cette

production qui se présente sous forme d'une fonction non linéaire, en tenant compte de certaines contraintes de type égalité et de type inégalité.[16].

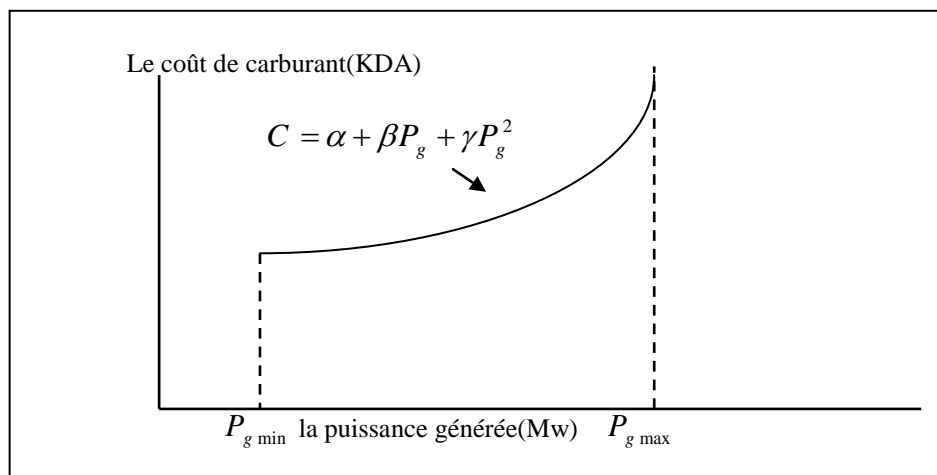
### II.4.3 La fonction coût et Incrémentation du coût

#### II.4.3.1 La fonction coût

Le coût de production d'une centrale est généralement modélisé par une fonction polynomiale du second degré en PG (puissance active générée par la centrale) dont les coefficients sont des constantes propres à chaque centrale[17][18].

$$C = \sum_{i=1}^{ng} C_i(p_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta P_{gi} + \gamma P_{gi}^2) [ \$ / h ] \quad (\text{II.1})$$

Où  $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$  sont des coefficients constants propres au générateur i. La relation entre le coût de production et la puissance de sortie est appelée « courbe de coût »  $C_i = (P_{gi})$

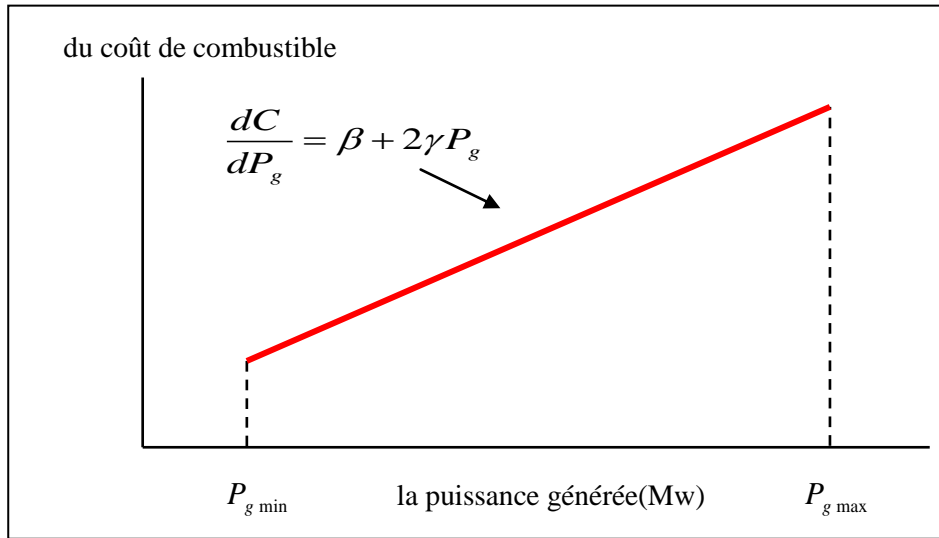


Figure(II.3): Le coût de carburant en fonction de la puissance générée.

#### II.4.3.2 Incrémentation du coût

La dérivée partielle  $dC_i / dP_{gi}$  avec  $(i=1,2,\dots,n)$  de la fonction de cout s'appelle l'incrément du coût du générateur i. Elle représente la tangente de la courbe qui lie le coût et la puissance générée comme elle est montrée sur la (Figure II.2). Son unité s'exprime en ( $\$ / KWh$ ), pour les grands générateurs l'unité est ( $\$ / MWh$ )[16][18].

$$\frac{dc_i}{dP_{gi}} = \beta + 2\gamma P_{gi} \quad (\text{II.2})$$



Figure(II.4): La courbe de l'accroissement du coût de combustible.

## II.5 Les contraintes

Les puissances actives générées optimales correspondant à un coût minimal, doivent obligatoirement respecter les contraintes de type égalité et inégalité. Les contraintes de sécurité expriment qu'en cas de perte d'un ou plusieurs ouvrages de production et/ou de transport, le réseau continue à fonctionner dans des limites admissibles[19].

### II.5.1 Contraintes d'égalité

Le choix optimal des puissances générées doit obéir à l'équilibre statique de l'énergie dans le système électrique. Ces contraintes sont représentées par des équations non linéaires de l'écoulement puissance[19].

On peut dire que les contraintes d'égalités vérifient la lois de Kirchhoff, bilans d'énergie[15].

#### II.5.1.1 Cas d'un système sans pertes

Dans ce cas, la seule contrainte est que la somme de toutes les puissances actives générées, soit égale à la charge totale de système[20].

$$\sum_{i=1}^k P_{gi} = P_D \quad (\text{II.3})$$

#### II.5.1.2 Cas d'un système avec pertes

Dans ce cas, la somme de toutes les puissances actives générées, soit égale à la somme de la puissance demandé par la charge de système et les pertes de transmission de cette puissance[16].

$$\sum_{i=1}^k P_{gi} = \sum_{i=1}^k P_D + P_L \quad (\text{II.4})$$

## II.5.2 Contraintes d'inégalité

Les contraintes d'inégalité de l'OPF reflètent les limites sur le dispositif physique dans systèmes d'alimentation aussi bien que les limites créées pour assurer la sécurité de système. Le plus habituel les types de contraintes d'inégalité sont des limites supérieures de tension des jeux de barres de générations et les jeux de barres de charge, aussi les limites minimal de tension des jeux de barres à quelques générateurs, les limites de chargement maximum de ligne et les limites de appareils et les outilles de réglage[21].

## II.6 Formulation mathématique du problème dispatching économique

Le problème du dispatching économique consiste à minimiser le coût total du combustible (C),n sujet à une seule contrainte d'égalité qui est la somme de toute les puissances générées est égale à la puissance totale demandée (Pd)[01].

Mathématiquement on peut écrire:

$$\text{Minimiser: } C = \sum_{i=1}^{ng} C_i (P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta_i \cdot P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2) \quad (\text{II.5})$$

$$\text{Sujet à la contrainte: } \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_D \quad (\text{II.6})$$

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

$$P_{gi \min} \leq P_{gi} \leq P_{gi \max} \quad i = 1, 2, \dots, ng \quad (\text{II.7})$$

### II.6.1 Dispatching économique sans pertes

La solution du dispatching économique est obtenue à l'aide de deux types de méthodes d'optimisation, le premier type utilise le gradient (*fonction de Lagrange*) comme: La méthode de Kuhn-Tucker et la méthode de gradient. Le deuxième type utilise les itérations (*minimisation sans gradient*): la méthode d'itération de Lambda. Dans certains cas on peut considérer le problème de dispatching comme linéaire par parties (*Piecewise linear*).

Si on considère le problème du dispatching comme un problème linéaire on utilise la programmation linéaire[22].

#### II.6.1.1 Méthode lagrangien

Le système des équations (II.1) et (II.3) est un problème d'optimisation non linéaire avec contraintes, qui doit être résoudre par le développement d'une fonction qui s'appelle la fonction de Lagrange[01][18].

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

La fonction augmentée de Lagrange du problème est donnée:

$$L = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha + \beta_i P_{gi} + \gamma P_{gi}^2) + \lambda (P_D - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi}) \quad (\text{II.8})$$

Les conditions d'optimalités nécessaire sont les équations suivantes:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial L}{\partial P_{gi}} = \beta_i + 2\gamma_i P_{gi} - \lambda = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_D - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = 0 \\ P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \end{array} \right. \quad i = 1, ng \quad (\text{II.9})$$

On peut résoudre ce système d'équations d'ordre  $B_{ij}, B_{00}$  par la substitution des valeurs  $P_{gi}$  des premières équations dans l'avant dernière équation.

$$P_{gi} = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i}; i = 1, ng \quad (\text{II.10})$$

En remplaçant l'équation(II.10) dans l'équation (II.1), on aura :

$$\sum_{i=1}^{ng} \frac{\lambda}{2\gamma_i} = P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i} \quad (\text{II.11})$$

La valeur optimale de lambda déterminée de l'équation (II.11) est comme suit:

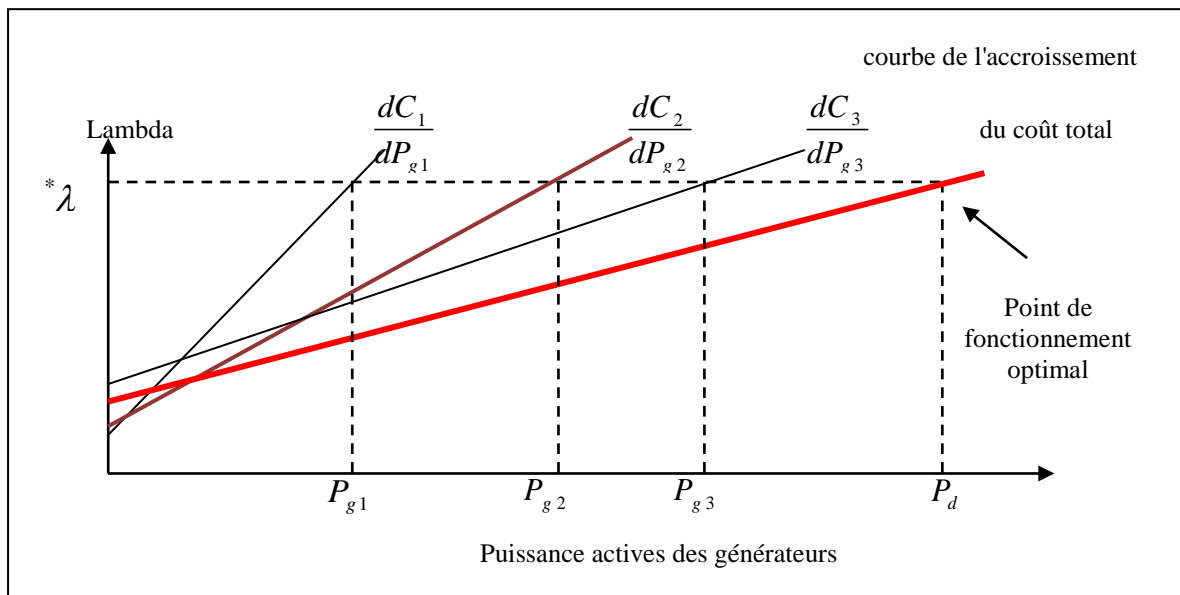
$$\lambda = \lambda_{opt} = \left( P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i} \right) / \sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2\gamma_i} \quad (\text{II.12})$$

La valeur numérique optimale de lambda peut être remplacée dans l'équation (II.10) pour obtenir toutes les valeurs optimales des puissances générées :

$$P_{gi} = P_{gopt_i} = \frac{1}{2\gamma_i} \left( \left( \left( P_D + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i} \right) / \sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2\gamma_i} \right) - \beta_i \right); i = 1, ng \quad (\text{II.13})$$

### II.6.1.2 Méthodes graphique du problème dispatching économique

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



**Figure(II.5):** La méthode graphique de résolution de l'D.E sans pertes.

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[18].

### II.6.2 Dispatching économique avec pertes

Deux approches sont essentiellement utilisées pour la solution de dispatching économique avec pertes, la première est le développement d'une expression mathématique des pertes en fonction des puissances de sortie de chaque unité de production (*comme celle de beta coefficient*). La deuxième approche consiste à utiliser les équations de l'écoulement de puissances optimal (*optimal power flow*)[11].

#### A-Considération des pertes constant

Dans ce cas, la valeur de pertes se rassembler avec la puissance demandée totale et le problème sera étudié comme le cas sans pertes[01].

#### B-Pertes variables

Nous devenons à développer une expression mathématique des pertes de puissances actives, en fonction des puissance actives des générateurs[01].

##### II.6.2.1 Calcule les pertes

Il existe deux approches générales pour calculer les pertes[16]:

- On calcule les pertes de transmission par les méthodes de calcul de l'écoulement de puissance N-R ou G-S.

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

$$P_l = \sum_{i=1}^{ng} \sum_{jj=1}^{ng} B_{ij} P_{gi} P_{gj} + \sum_{i=1}^{ng} B_{io} P_{gi} + B_{oo} \tag{II.13}$$

Où

$P_{gi}$  : puissance active du générateur i.

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

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

### II.6.2.2 Incrémentation des pertes de transmission

Soit  $P_L$  Les pertes totales dans les lignes de transmission. La dérivée partielle  $\delta P_L / \delta P_{Gi}$  Sont appelées l'incrémentation des pertes de transmission (ITL), elle représente la variation des pertes totales liée à la variation de la puissance générée par le générateur (i) [15].

### II.6.2.3 La résolution du problème

Pour résoudre le problème du dispatching économique avec pertes , on peut formulée le Lagrangien avec pertes comme suit [16]:

$$L = F(P_{gi}) + \lambda H(P_{gi}) \tag{II.14}$$

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

$$H(P_{gi}) = P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn}) - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = 0 \tag{II.15}$$

$$L = \sum_{j=1}^{ng} C_j(P_{gj}) + \lambda.(P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, \dots, P_{gn}) - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi}) \tag{II.16}$$

Pour Minimisé la fonction de lagrangien il faut que:

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial P_{gi}} = \beta_i + 2\gamma_i - \lambda \left( \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} - 1 \right) = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn}) - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \end{cases} \tag{II.17}$$

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

$$i = 1, 2, 3, \dots, ng$$

$$\frac{dC_i}{dP_{gi}} = \lambda \cdot \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}\right) \Rightarrow \lambda = \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}\right)^{-1} \cdot \frac{dC_i}{dP_{gi}} \quad (\text{II.18})$$

$$\lambda = f_i \cdot \left(\frac{dC_i}{dP_{gi}}\right) \quad (\text{II.19})$$

$$\text{Où: } f_i = \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}\right)^{-1} \quad (\text{II.20})$$

$f_i$ : représente le facteur de pénalité de central i.

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

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

$$P_{gi} = \frac{\lambda f_i^{-1} - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (\text{II.21})$$

En remplaçant l'équation (II.21) dans l'équation (II.15):

$$P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn}) - \lambda \sum_{i=1}^{ng} \frac{f_i^{-1}}{2\gamma_i} + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i} = 0 \quad (\text{II.22})$$

$$\lambda = \frac{P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn}) + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i}}{\sum_{i=1}^{ng} \frac{f_i^{-1}}{2\gamma_i}} \quad (\text{II.23})$$

$$P_{gi} = \left[ \frac{1}{2\gamma_i} \left( \frac{P_d + P_L(P_{g1}, P_{g2}, P_{g3}, \dots, P_{gn}) + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\beta_i}{2\gamma_i}}{\sum_{i=1}^{ng} \frac{f_i^{-1}}{2\gamma_i}} \right) f_i^{-1} - \beta_i \right] \quad (\text{II.24})$$

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

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

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

**L'étape 1:** Calculer des valeurs initiales des puissances générées par la méthode de lagrangien sans pertes.

**L'étape 2:** Remplacement des puissances générées dans la formule des pertes.

**L'étape 3:** calcule des coefficients  $\frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}$  ensuite, l'évaluation des facteurs de pénalités de tous les générateurs.

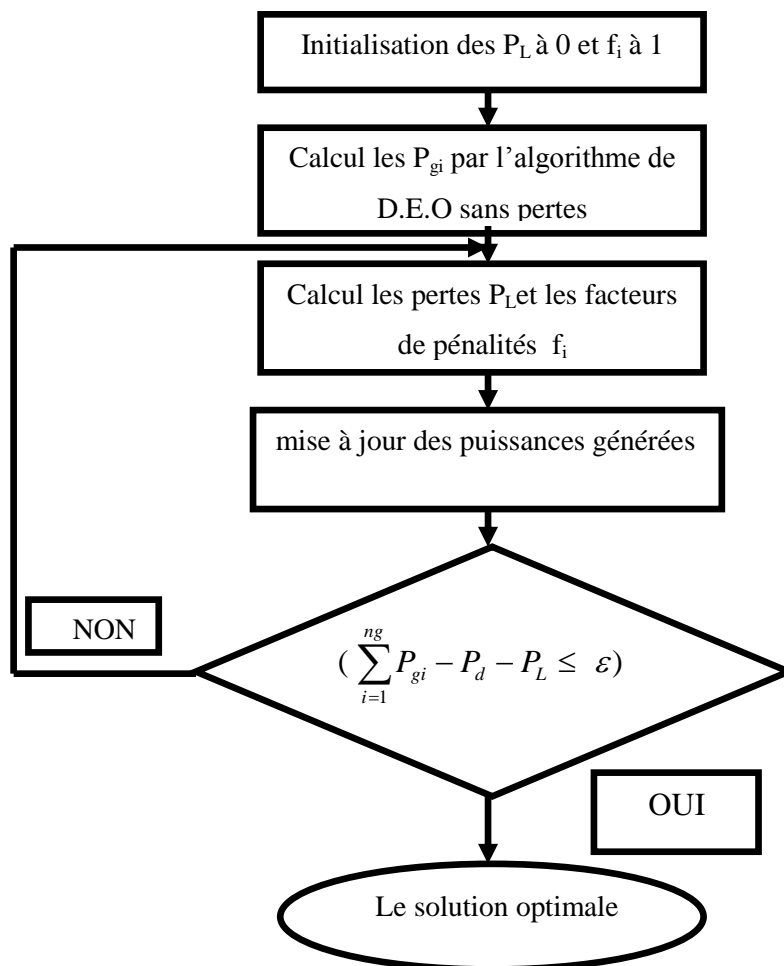
**L'étape 4:** Calculer  $\lambda^{(K)}$  correspondant.

**L'étape 5:** Mise à jour des  $P_{gi}$ .

**L'étape 6:** Vérifier que:  $(\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} - P_d - P_L \leq \varepsilon)$ .

- ❖ Si oui: On passe à l'étape (7).
- ❖ Si non: On retourne à l'étape (2).

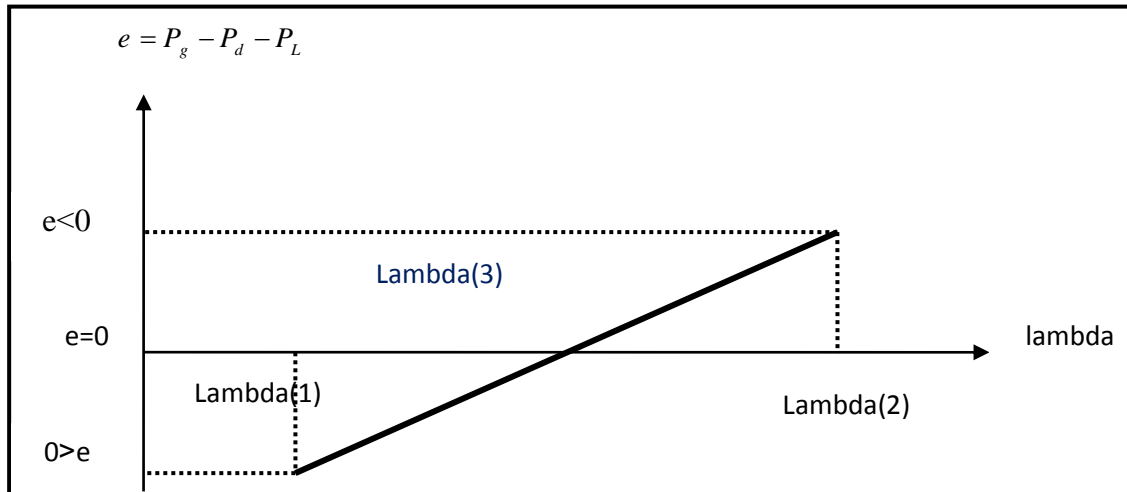
**L'étape 7:** On calcule le coût de chaque central puis le coût total qui représente la solution optimale du problème.



**Figure(II.6):** L'organigramme de méthode de lagrangien avec pertes.

### II.6.3 La méthode itérative de lambda

La méthode de lambda est utilisée lorsque la fonction de coût n'est pas quadratique, elle est un polynôme de degré supérieur à 2, cette méthode s'appuie sur la fonction d'erreur qui suppose une fonction continue, pour appliquer le théorème de la valeur moyenne [15].



Figure(II.7): L'explication graphique de la méthode itérative de lambda.

Où les étapes de cette méthode sont :

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

$$\frac{\partial C_i}{\partial P_{gi}} = \lambda \left( 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}} \right) \quad (\text{II.25})$$

- **L'étape 3 :** Calculer l'erreur :  $e_1 = \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} - P_d - P_L$ 
  - Si  $e_1 = 0$  : afficher les résultats (solution finale)
  - Si non, on passe à l'étape 4
- **L'étape 4 :** Nouvelle valeur de  $\lambda$ 
  - Où  $\lambda_2 = \lambda_1 + \Delta\lambda$
  - $-(10\% \lambda_1) \leq \Delta\lambda \leq +(10\% \lambda_1)$
  - Si  $e_2 = 0$ , les résultats représentent la solution optimale.
  - Si non :
    - \*Si  $e_1 e_2 < 0$  on passe à l'étape 5.
    - \*Si non, on retourne à l'étape 4.

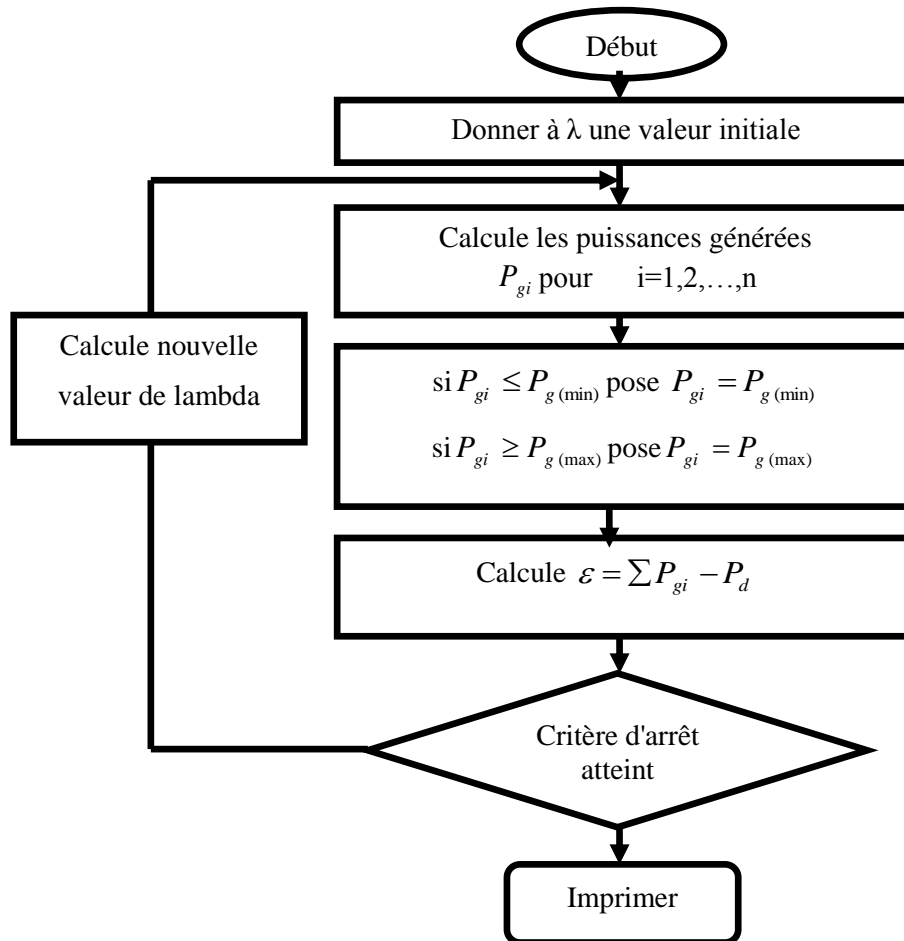
- **L'étape 5** : On fait le calcul suivante :  $P_{gi} = P_{g(\max)}$

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

$e_3 = 0 \Rightarrow$  la solution optimal.

$e_3 \neq 0 \Rightarrow$  donc la solution optimal enter  $\lambda_1$  et  $\lambda_3$  ou enter  $\lambda_2$  et  $\lambda_3$ .

#### II.6.4 Organigramme de la méthode lambda[15]:



Figure(II.8): Organigramme de la méthode lambda.

#### II.7 Le modèle mathématique de dispatching environnemental

La combustion des fiouls dans les centrales thermiques contribue à la pollution atmosphérique par leur émission gazeuse. Il y a de diverses émissions nocives produites aux centrales mais les principaux polluants gazeux sont les oxydes d'azote (NOX), le dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>), et le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). Le dioxyde de soufre, et le dioxyde de carbone dépendent beaucoup du type de carburant utilisé dans la production d'électricité. La fonction des émissions comprend deux termes, un terme polynomial et un terme exponentiel[23].

La quantité des émissions des gaz toxiques peut être mathématiquement représentée comme fonction des puissances électriques générées.

Les paramètres  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\mu$ ,  $\gamma$ , et  $\zeta$  sont déterminés par des techniques d'interpolation basées sur des données réelles. L'expression analytique de cette fonction de l'unité  $i$  est la suivante[24]:

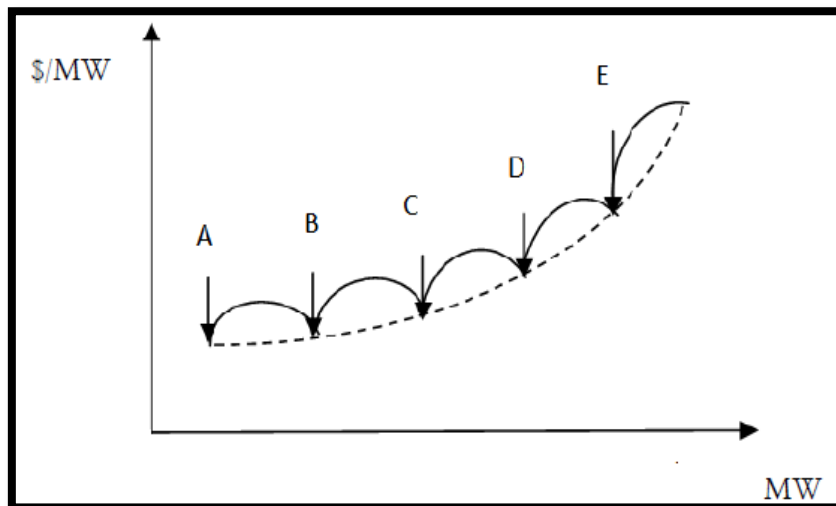
$$E_i(P_i) = \alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2 + \mu_i \exp(\zeta_i P_{gi}) \quad \text{Ton / hr} \quad (\text{II.26})$$

### II.8 Le coût du combustible avec l'effet d'ouverture des vannes

D'habitude, les grandes centrales thermiques disposent de plusieurs vannes d'admission de vapeur, qui sont utilisées pour le contrôle de la puissance délivrée par l'unité. Chaque fois que L'on commence à ouvrir une vanne d'admission, on enregistre une augmentation soudaine des pertes et il en résulte alors des ondulations dans la courbe de coût du combustible. Avec L'ouverture graduelle de la vanne, ces pertes diminuent progressivement jusqu'à ce que la vanne soit complètement ouverte [23]:

La figure(II.9) montre la courbe de coût typique d'une unité thermique avec cinq vannes D'admission de vapeur.

A: Valve primaire B: valve secondaire C: Valve tertiaire  
D: Valve quaternaire E: Valve Quinaire



Figure(II.9): L'effet d'ouverture des vannes.

L'effet d'ouverture de vanne est souvent modélisé en ajoutant une composante sinusoïdale à la fonction quadratique de base

$$F_i(P_i) = a_i P_{gi}^2 + b_i P_{gi} + c_i + |e_i \sin(f_i (P_{i \min} - P_i))| \quad (\text{II.27})$$

$a_i, b_i, c_i, e_i$  et  $f_i$  sont les coefficients de coût de l'unité génératrice  $i$ .

### II.9 Dispatching économique dynamique

Le dispatching économique dynamique consiste à trouver la meilleure configuration des puissances produites à chaque variation de charge dans un intervalle du temps (heure) pour la minimisation du cout de production avec satisfaction des contraintes d'égalités et d'inégalités[25].

### II.10 Ramp up et Ramp down

Chaque centrale de production doit avoir une marge ou des limites de génération de la puissance ( $P_G$ ), et plus la centrale de production fonctionne avec sa puissance maximale plus on aura un risque de perdre la stabilité du réseau suite à une panne ou une défaillance ; et par conséquent on aura un risque d'avoir un Blackout partiel ou global. C'est pour cela dans cette partie de notre travail on a essayé de trouver une solution pour éviter ces risques et garder l'état de stabilité du réseau, où une autre condition d'inégalité est imposée qui sert à limiter le fonctionnement de toutes les centrales de production intégrées au réseau avec des valeurs Ramp up et Ramp down admissibles [14].

### II.11 Conclusion

Dans ce chapitre, on a exposé la formulation mathématique générale du problème de la répartition optimale de puissance dans les deux cas sans et avec pertes et la résolution de ce problème par des méthodes classiques s'appuyant sur le multiplicateur de Lagrange utilisée pour les réseaux sans pertes et avec pertes, Mais pour un système de puissance électrique contenant plusieurs générateurs ou plusieurs centrales, peut alimenter une charge demandée pendant un nombre infini de cycles de génération. L'arrivée à un minimum de coût de production ou le coût d'émissions de pollution est une caractéristique très importante. Aujourd'hui le fonctionnement des systèmes de puissance électrique est basé sur la minimisation de coût total.



## **Chapitre III**

### **Méthodes d'optimisation méta-heuristique**

## Chapitre III

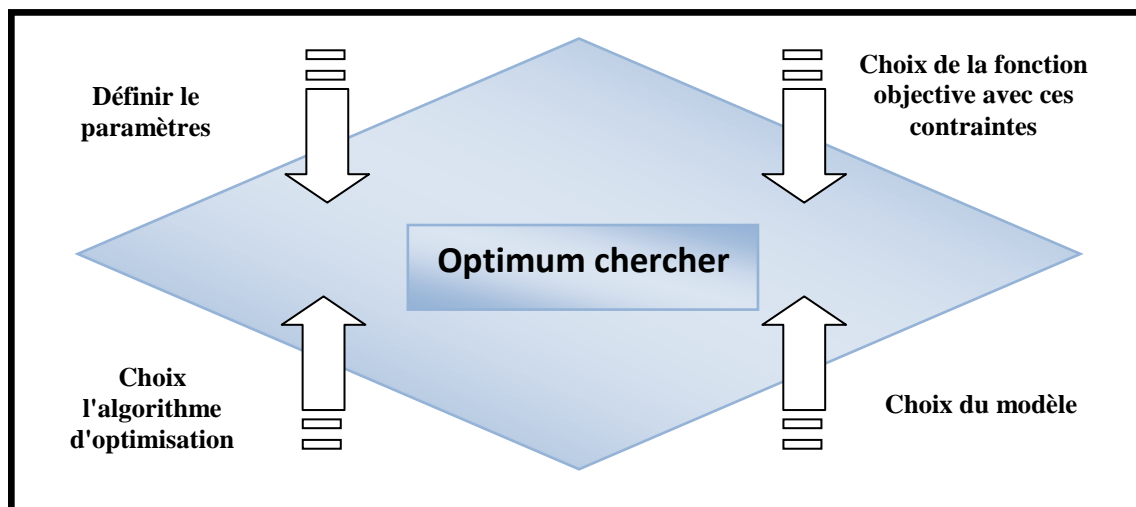
### Méthodes d'optimisation méta-heuristique

#### I.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à la présentation des algorithmes génétiques et la méthode de particules d'essaim pour la résolution du problème d'optimisation de l'écoulement de puissance dans le système électrique. Les algorithmes génétiques sont des algorithmes d'optimisation s'appuyant sur des techniques dérivées de la génétique et de l'évolution naturelle. et L'essaim de particules est une méthode méta-heuristique, développée au moyen d'une intelligence collective basée sur le comportement des oiseaux ou des mouvements de poissons

#### III.2 Les éléments d'optimisation

L'optimisation est une des approches mathématiques consacré à l'étude du (ou des) minimum(s) / maximum(s) d'une fonction à une ou plusieurs variables sur un certain domaine de définition, et pour mener à bien une opération, plusieurs éléments sont indispensables et conditionnent la solution trouvée. La figure suivante présente les quatre éléments essentiels à la résolution d'un problème d'optimisation.



Figure(III.1): Eléments indispensable pour l'optimisation.

En général, un grand nombre de paramètres sont indispensables, il faut être capable de définir les paramètres utiles à l'optimisation, certains paramètres ont une influence sur la fonction choisie. Etant donné le coût des simulations, seul les paramètres influents sont à retenir[25]:

- ❖ **Une fonction objective** : définie l'objectif à atteindre, la définition de cette fonction est en fait un problème délicat car le problème est formulé en un problème d'optimisation par l'intermédiaire de la fonction objective, c'est elle qui est au centre de l'optimisation, c'est donc d'elle que dépend la pertinence de la solution.

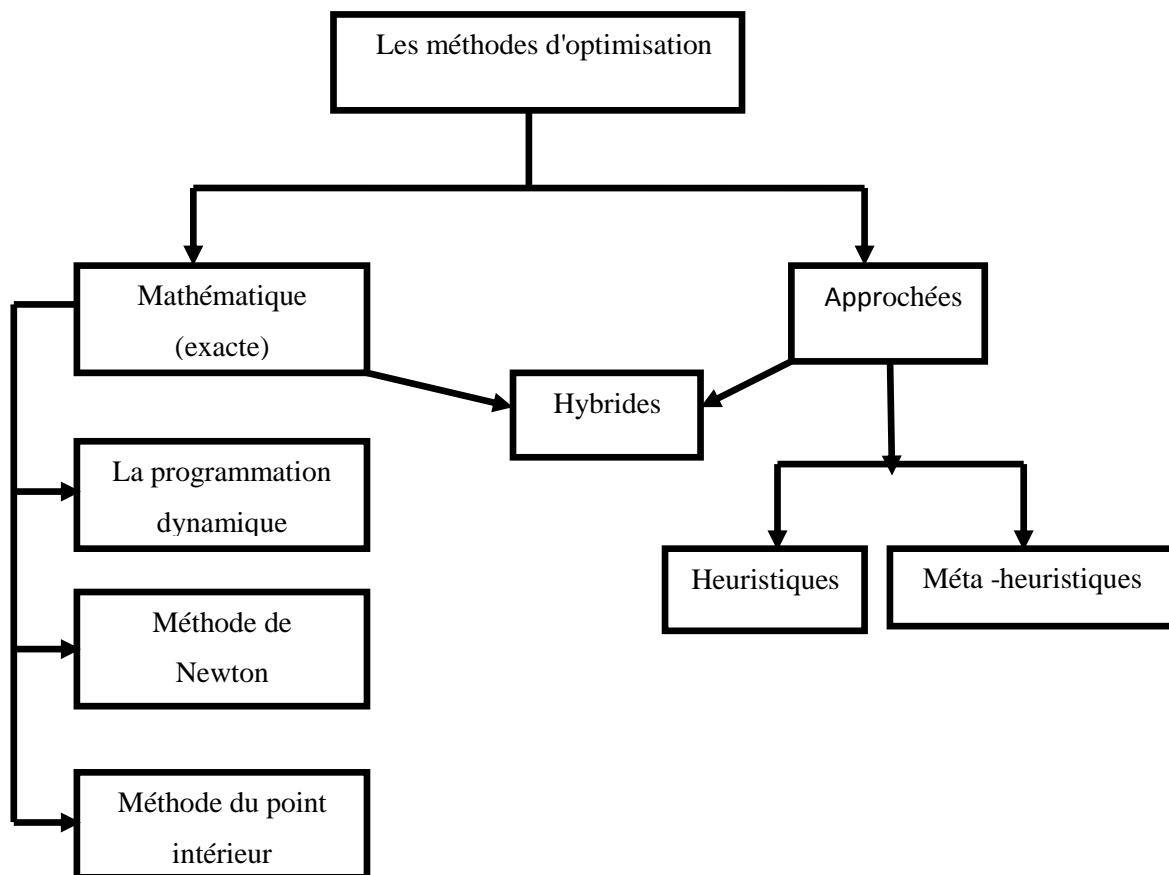
- ❖ **Un modèle** : précis, robuste et malléable du système étudié est indispensable, ce modèle doit être utilisable sur un domaine d'étude le plus large possible.
- ❖ **Un algorithme d'optimisation** : permet de trouver la solution.

### III.3 Classification de méthodes d'optimisation:

On peut classer les différentes méthodes d'optimisation en fonction de leurs caractéristiques et ils peuvent être réparties en deux catégories[25]:

- ✓ Méthodes exactes.
- ✓ Méthodes approchées.

La figure (III.2) présente une classification des méthodes d'optimisation largement utilisés par les experts pour résoudre les différents problèmes complexes liés aux différents domaines de technologie.



Figure(III.2): Schéma de classification des méthodes d'optimisation.

#### III.3.1. Les méthodes d'optimisation mathématique (exacte)

Les méthodes exactes fournissent systématiquement une solution (optimale) au problème traité si une telle solution existe. Dans le cas contraire, ce type de méthode permet d'affirmer qu'il n'existe pas de solution au problème traité[26].

Sans doute, la plus part des techniques de programmation mathématiques publiées dans la littérature ont été appliquées au problème de dispatching économique, toutefois, les techniques les plus intéressantes sont [25].

- Les approches basées sur la technique du gradient réduit.
- La technique de programmation quadratique.
- Les méthodes Newtoniennes.
- La méthode de programmation linéaire.
- Les méthodes de points intérieurs.

### III.3.2 Les méthodes d'optimisation approchées

Les méthodes approchées fournissent une solution approchée au problème traité. Elles sont en général conçues de manière à ce que la solution obtenue puisse être située par rapport à la valeur optimale : de telle méthodes permettent d'obtenir des bornes inférieures ou supérieures de la valeur optimale tel que [26]:

- ✓ Les méthodes Heuristiques.
- ✓ Les méthodes Méta -heuristiques.

#### III.3.2.1 Les méthodes heuristiques

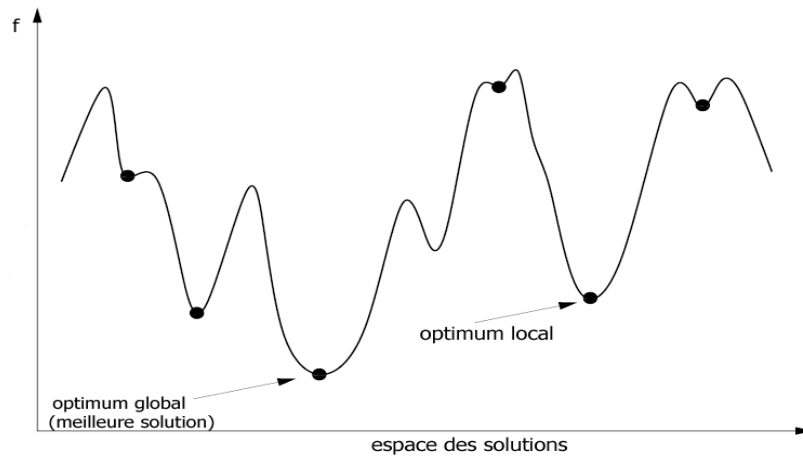
Le terme heuristique dérive du grec ancien heuriskêin qui signifie « trouver ». Il qualifie tout ce qui sert à la découverte et à l'exploitation.

Une heuristique est un algorithme qui fournit rapidement une solution approchée et réalisable, pas nécessairement optimale, pour un problème d'optimisation difficile. Cette méthode approximative est le contraire d'un algorithme exact qui donne une solution optimale pour un problème donné [25].

#### III.3.2.2 Les méthodes méta-heuristiques:

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

Le principe des méta -heuristiques est de minimiser ou de maximiser une fonction objectif. Leur avantage est de trouver un minimum global à un problème de minimisation et de ne pas rester bloqué sur un minimum local[27].



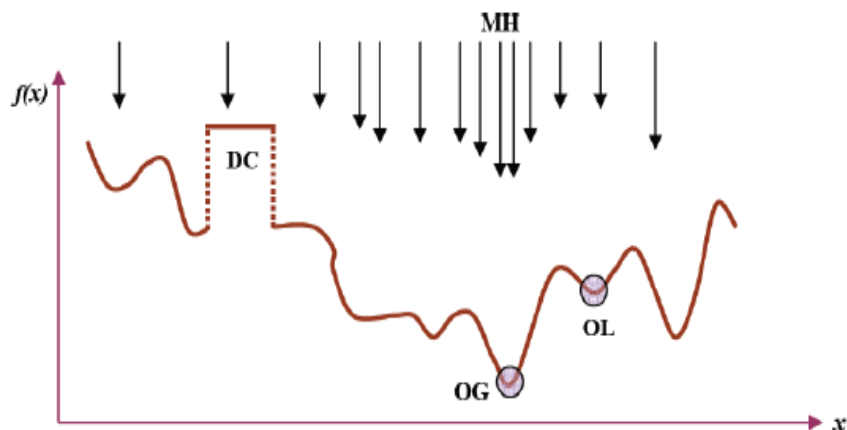
**Figure(III.3):** Minimum local et minimum global.

Il existe un grand nombre de méta-heuristiques d'optimisation. Elles se distinguent classiquement en deux groupes:

les méthodes locales et les méthodes de recherche globale[22].

- ✚ A partir d'un point de départ quelconque, les méthodes locales permettent d'obtenir le minimum local le plus proche du point de départ. Elles essaient toujours d'améliorer la solution courante et sont donc incapables de s'extraire d'un minimum local puisque cela impliquerait d'accepter de dégrader la solution courante.
- ✚ Les méthodes globales (Tabou, recuit simulé, algorithmes évolutionnaires, etc.) possèdent un mécanisme leur permettant de s'extraire des minima locaux. Elles sont plus adaptées à l'exploration globale de l'espace de recherche le plus souvent au détriment de l'exploration locale.

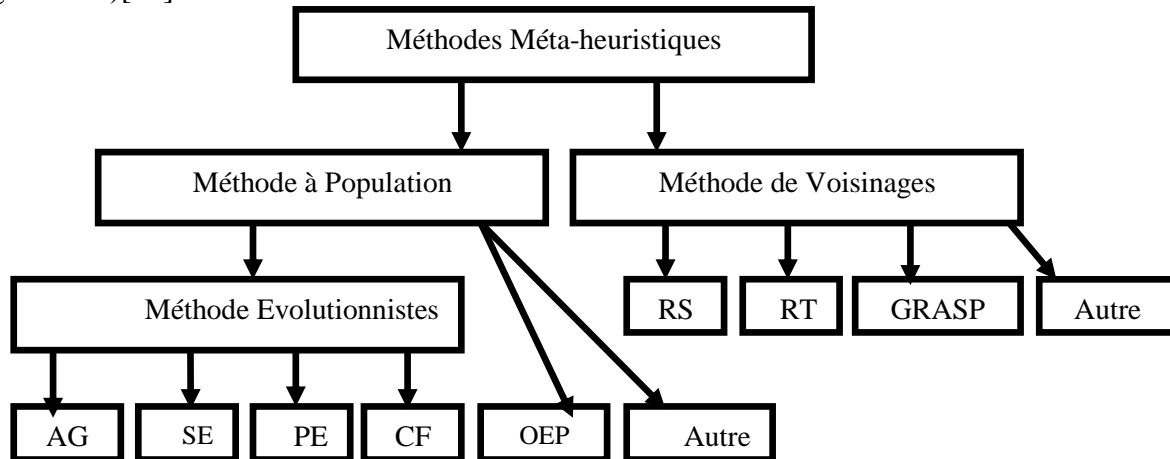
Dans la Figure.( III.4) les méta-heuristiques (MH) tentent de trouver l'optimum global (OG) D'un problème d'optimisation ( $f(x)$ ) difficile (avec par exemple des discontinuités (DC)), sans être piégé par les optima locaux (OL)[27].



**Figure(III.4):** Représentation simplifiée d'une approche méta-heuristique.

### III.4. Classification des méthodes méta-heuristiques

Dans notre étude, nous nous sommes basés sur une classification qui distingue les méthodes à recherche locale (de voisinages) se basant sur une solution unique et celles faisant évoluer une population de solution que nous allons opter pour faire une illustration adapter à notre problème (Figure III.5)[25].



Figure(III.5): Classification des Méta-heuristiques.

Où :

CF : Colonie de Fourmies

AG : Algorithmes Génétique

SE : Stratégies d'Evolution

PE : Programmation Evolutionnaire

OEP : Optimisation par Essaim de Particules

RS : Recuit Simulé

RT : Recherche Taboue

GRASP: Greedy Randomized Adaptive search Procedure

#### III.4.1 Méthodes méta-heuristiques à population

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

- Les méthodes de calcul évolutionnaire qui engendrent les algorithmes génétiques (GA), Stratégies d'évolution (SE), la programmation évolutionnaire (PE) et l'évolution différentielle (DE).
- L'optimisation par l'essaim particulaire (OEP ou PSO)[24].

#### III.4.2 Méthodes méta-heuristiques à parcours

Pour ce type de méta heuristiques, on utilise un parcours pour avoir un optimum. A partir d'une solution unique  $x_0$ , considérée comme point de départ (calculée par exemple par une heuristique constructive), la recherche consiste à passer d'une solution à une solution voisine par déplacements

successifs. L'ensemble des solutions que l'on peut atteindre à partir d'une solution  $x$  est appelé voisinage  $N(x)$  de cette solution. Déterminer une solution voisine de  $x$  dépend bien entendu du problème traité. Ce type regroupe par exemple le Recuit Simulé (RS), la Recherche Taboue (RT), et la méthode GRASP (Greedy Randomized Adaptive Search Procedure ) [24].

### III.5 Algorithmes évolutionnistes

Les algorithmes évolutionnistes sont basés sur des principes simples. En effet, peu de connaissances sur la manière de résoudre ces problèmes sont nécessaires, même si certaines peuvent être exploitées afin de rendre plus efficace l'évolution. C'est pourquoi, dans de nombreux domaines, les chercheurs ont été amenés à s'y intéresser. Les algorithmes évolutionnistes sont une classe d'algorithmes d'optimisation par recherche probabiliste basés sur le modèle de l'évolution naturelle. Ils modélisent une population d'individus par des points dans un espace. Ils ont montré leur capacité à éviter la convergence des solutions vers des optimaux locaux [28].

Il existe plusieurs autres algorithmes évolutifs dans la littérature tels que l'évolution différentielle (DE), la stratégie évolutive (ES) et la programmation évolutive (EP), et l'optimisation basée sur la biogéographie (BBO) [25].

### III.6. Les Algorithmes génétiques

#### III.6.1 Définition

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

Ils appartiennent à la classe des algorithmes évolutionnaires.

On peut dire que l'algorithme génétique est une méthode de programmation qui repose sur le principe de l'évolution pour effectuer la recherche d'une solution adéquate à un problème [29].

#### III.6.2 Principe

Les algorithmes génétiques (AG) sont des méthodes utilisées dans les problèmes d'optimisation. Tirent leur nom de l'évolution biologique des êtres vivants dans le monde réel. Ces algorithmes cherchent à simuler le processus de la sélection naturelle dans un environnement défavorable en s'inspirant de la théorie de l'évolution proposée par C. Darwin. Dans un environnement, « les individus » les mieux adaptés tendent à vivre assez longtemps pour se reproduire alors que les plus faibles ont tendance à disparaître.

Dans un problème d'optimisation à 'n' variables, nous faisons correspondre un gène à Chaque variable cherchée. Chaque gène est représenté par une chaîne de caractères choisis Dans un alphabet fini (souvent binaire).

Les gènes s'enchaînent ensemble "bout à bout" pour construire un chromosome, chaque chromosome représentant une solution potentielle sous une forme codée. Ces chromosomes constituent les briques de base contenant les caractéristiques héréditaires des individus.

Un chromosome (ou plusieurs) forme un individu qui représente à son tour une solution potentielle dans l'espace de recherche correspondant du problème. Etant donné que les algorithmes génétiques travaillent sur un ensemble de points de l'espace de recherche, nous appelons l'ensemble des points choisis (à savoir les individus) une population. Au fur et à mesure des générations (itérations), une population des individus mieux adaptés va être créée[30].

### III.6.3 Paramètres d'un AG

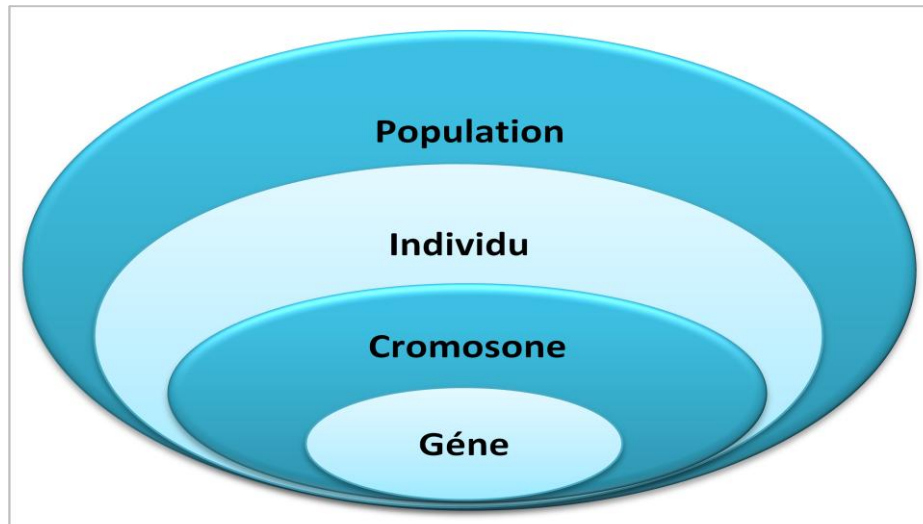
Pour appliquer un AG à un problème réel, on doit posséder les éléments suivants[37]:

- ❖ un codage des éléments appartenant à la population, le codage des solutions du problème à résoudre doit être choisi avec soin.
- ❖ une fonction d'évaluation ou d'adéquation ou d'adaptation de l'individu qui mesure la qualité de l'individu.
- ❖ un processus d'évolution des générations.
- ❖ des opérateurs pour modifier les individus d'une population de la génération (t) à la génération (t +1) comme le croisement et la mutation.
- ❖ des paramètres de l'AG : les opérateurs précédents dépendent de plusieurs paramètres qui sont fixés à l'avance et dont dépend fortement la convergence de l'algorithme :
  - ✓ taille de la population : c'est-à-dire le nombre d'individus dans la population. Si la taille est trop petite, l'AG peut ne pas converger, par contre si elle est trop grande, l'évaluation des individus peut être très longue.
  - ✓ Probabilité de croisement et de mutation. Les valeurs de ces probabilités peuvent varier d'une application à l'autre.

### III.6.4 Présentation des algorithmes génétiques

Un algorithme génétique est défini des éléments de base sont[31]:

- ❖ **Un gène:** chaque variable d'optimisation (variable de contrôle).
- ❖ **Un chromosome:** ensemble de gènes qui une solution potentielle du problème qui correspond à une valeur codée de la variable.
- ❖ **Un individu:** constitué d'un ou plusieurs chromosomes.
- ❖ **Une population:** un ensemble d'individus que nous allons faire évoluer.



Figure(III.6): Quatre niveaux d'un AG.

### III.6.5.Codage

Le codage est une modélisation d'une solution d'un problème donné sous forme d'une séquence de caractères appelée chromosome où chaque caractère, dit aussi gène, représente une variable ou une partie du problème. La tâche principale consiste à choisir le contenu des gènes qui facilite la description du problème et respecte ses contraintes. La littérature définit deux types de codage: binaire et réel[32].

#### III.6.5.1 Codage binaire

Ce codage a été le premier à être utilisé dans le domaine des AG. Il présente plusieurs avantages: alphabet minimum{0,1}, facilité de mise en point d'opérateurs génétiques et existence de fondements théoriques (théorie sur les schémas). Néanmoins ce type de Codage présente quelques inconvénients [20]:

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

2-La distance Hemming entre deux nombres adjacents (le nombre de bits différents) peut être très importante en codage binaire: le nombre correct 7 correspond à la chaîne 0111 et la chaîne 1000 correspond à l'entier 8. Cependant, la distance entre Hemming et ces deux chaînes est 4, Crée une affinité, pas une valeur optimale.

#### III.6.5.2 Codage réel

La représentation réelle élimine toutes les opérations de conversion des solution ,qui se répètent un grand nombre de fois chaque génération et qui sont très couteuse en temps -machine. Mais cette représentation peut rendre les algorithmes génétique plus dépendant des problèmes[33].

### III.6.6 Sélection

Pour sélectionner les chromosomes, nous utilisons une fonction d'adaptation (*fonction de fitness*) qui nous renvoie un résultat [34].

C'est ce résultat qui va nous dire si tel chromosome est plus apte ou plus utile au problème posé que tel autre et si c'est lui que nous allons choisir pour passer à la prochaine génération.

On peut alors classer les chromosomes par le résultat de leur fonction de fitness et ensuite sélectionner les 2 ou 3 meilleurs que nous appellerons *parents* et les faites "se reproduire" en vue de créer la génération suivante. C'est une méthode de sélection, il en existe d'autres, comme exemple:

#### III.6.6.1 La sélection des meilleurs

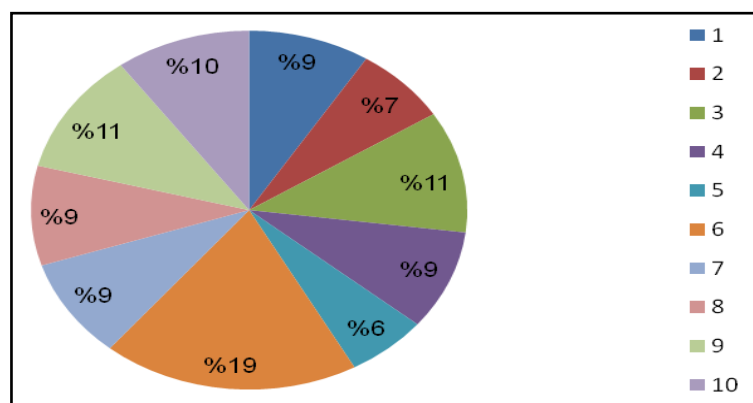
On prend les meilleurs individus de la population pour passer à la génération suivante, cette méthode induit une convergence trop rapide de l'A.G[34].

#### III.6.6.2 La sélection par tournoi

On choisit deux individus au hasard dans la population. On compare le résultat de leur fonction de fitness et on prend le meilleur. On répète l'opération autant de fois que l'on veut de parents[34].

#### III.6.6.3 La loterie biaisée ou roulette Wheel

Cette méthode est la plus connue et la plus utilisée. Avec cette méthode chaque individu a une chance d'être sélectionné proportionnelle à sa performance, donc plus les individus sont adaptés au problème, plus ils ont de chances d'être sélectionnés. Pour utiliser l'image de la "roue du forain", chaque individu se voit attribué un secteur dont l'angle est proportionnel à son adaptation, sa "fitness". On fait tourner la roue et quand elle cesse de tourner on sélectionne l'individu correspondant au secteur désigné par une sorte de "curseur", curseur qui pointe sur un secteur particulier de celle-ci après qu'elle se soit arrêté de tourner [09] .



Figure(III.7): Sélection par la méthode de la roue de loterie.

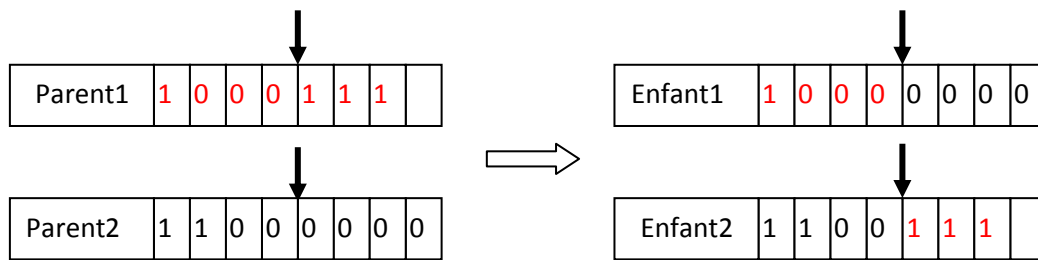
### III.6.7 Le croisement

Dans un algorithme génétique, des parties des individus sélectionnés (parents) sont échangées par croisement. Le croisement peut être effectué sur un ou plusieurs parents pour former un ou plusieurs enfants (ou descendants). Il existe, là aussi, de nombreuses méthodes de croisement.

Nous présentons ici les croisements classiques, qui sont le croisement en un point, le croisement en deux points et le croisement uniforme, il y a d'autres méthodes de croisement appelées le croisement diagonal et le croisement de bloc. Ces derniers opérateurs sont bien adaptés à la transmission des propriétés topologiques entre les parents et les descendants[09].

#### III.6.7.1 Croisement binaire en un point

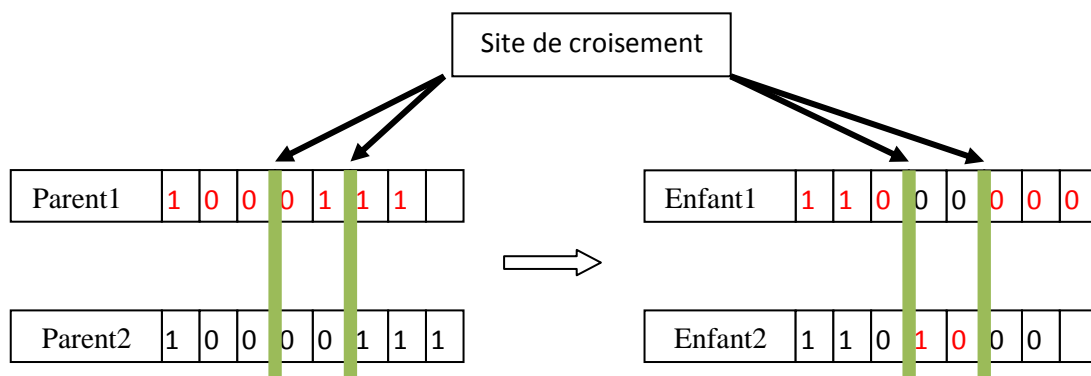
C'est le plus simple et le plus classique pour des codages utilisant un alphabet à faible cardinalité, comme le codage binaire. On choisit au hasard un point de croisement, pour chaque couple Figure. (III.8). Notons que le croisement s'effectue directement au niveau binaire, et non pas au niveau des gènes. Un chromosome peut donc être coupé au milieu d'un gène[35].



Figure(III.8): Technique du croisement en 1 point.

#### III.6.7.2 Croisement binaire en deux points

On choisit au hasard deux points de croisement pour chaque couple Figure. (III.9) [35].

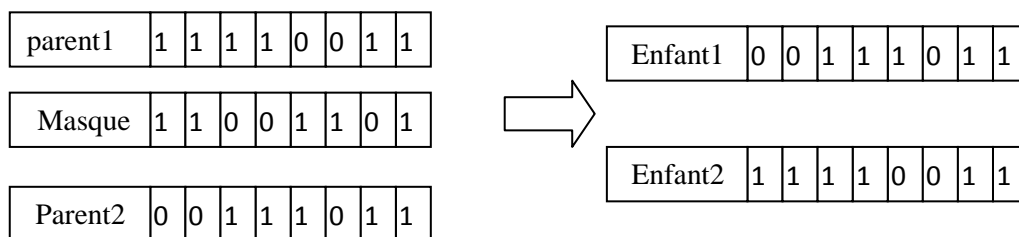


Figure(III.9): Technique du croisement en 2 point.

### III.6.7.3 Croisement uniforme

Cette technique est complètement différente des deux techniques précédentes. Un masque de croisement est généré aléatoirement pour chaque couple d'individu ou pour chaque génération. Les valeurs de ce masque sont binaires, sa taille est identique à celle du chromosome.

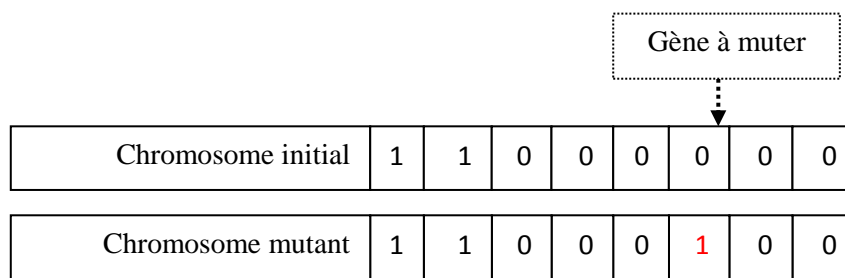
Le fonctionnement du croisement uniforme est le suivant : Si la valeur du bit du masque est égale à 1, la valeur du gène du parent 1 est copiée chez l'enfant 1, et si la valeur du bit du masque est égale à 0, la valeur du gène de parent 2 est copiée à l'enfant 1. Les valeurs des gènes de l'enfant 2 sont les suivantes : les valeurs du gène du parent 1 lorsque la valeur du bit du masque est égale à 0 et les valeurs du gène du parent 2 lorsque la valeur du bit du masque est égale à 1[35].



**Figure(III.10):** Technique de croisement uniforme.

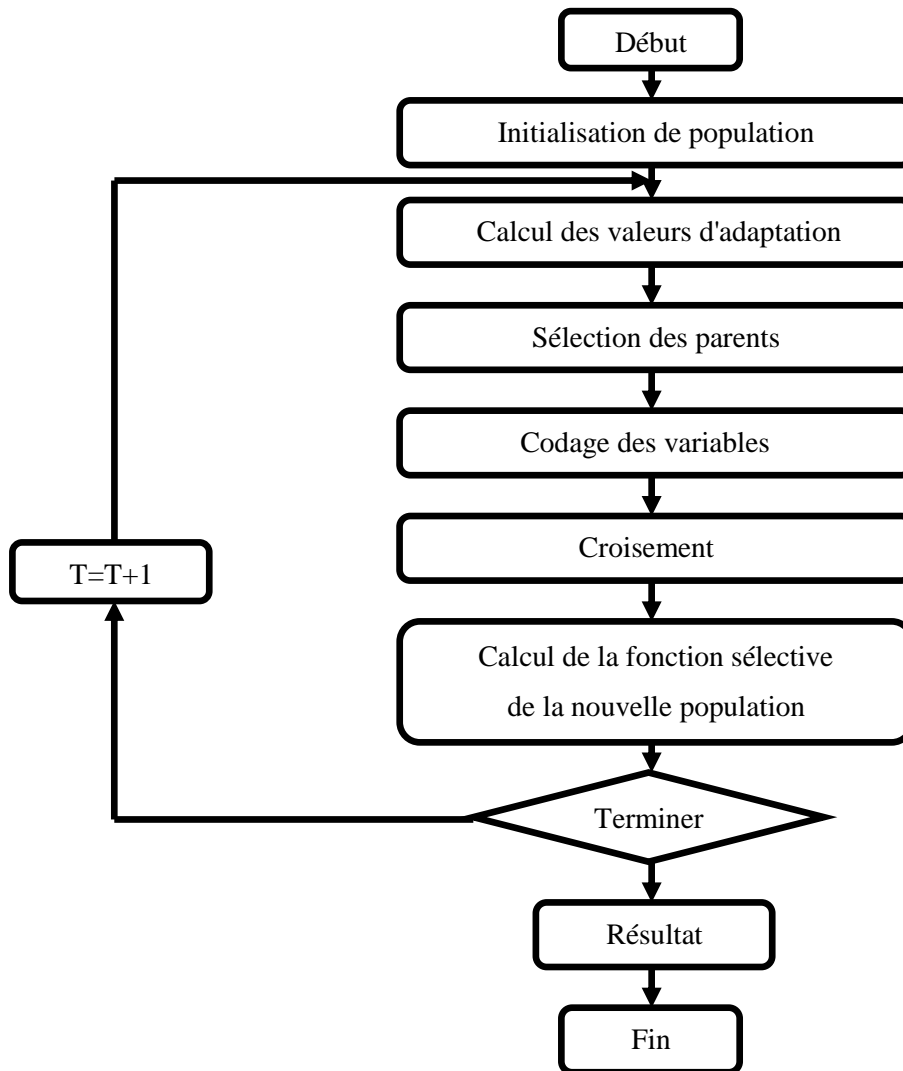
### III.6.8 Mutation

Nous définissons une mutation comme étant l'inversion d'un bit dans un chromosome. Cela revient à modifier aléatoirement la valeur d'un paramètre du dispositif. Les mutations jouent le rôle de bruit et empêchent l'évolution de se figer. Elles permettent d'assurer une recherche aussi bien globale que locale, selon le poids et le nombre des bits mutés. De plus, elles garantissent mathématiquement que l'optimum global peut être atteint Figure. (III.11)[34].



**Figure(III.11):** Principe de la mutation.

### III.6.9 Organigramme de l'AG[15]



Figure(III.12): Organigramme de l'algorithme génétique.

### III.6.10 Les avantages des algorithmes génétiques

A noter qu'en des qualités des algorithmes génétiques est une recherche balançant efficacement entre l'exploitation des résultats obtenus et l'exploration hasardeuse de nouveaux candidats, parmi les principaux avantages des algorithmes génétiques, nous pouvons signaler[15]:

- La recherche d'un optimum s'effectue à partie d'une population et non d'un point unique. Ce parallélisme implicite permet de propose plusieurs solution différentes en fin d'exécution.
- Il n'est pas nécessaire de savoir formaliser le problème. Seul l'évaluation du solution doit pouvoir être faite.

Les algorithmes génétiques utilisent des règles de transition probabilistes, et non déterministes, ce qui permet de s'extraire des optima locaux.

### III.7 Optimisation par les essaims de particules(PSO)

L'optimisation par essaim de particules PSO (Particle Swarm Optimization) est une technique d'optimisation parallèle développée par Kennedy et Eberhart. Qui se sont inspirés du comportement collectif des vols d'oiseaux ou des bancs de poissons. Elle est inspirée du comportement social des individus qui ont tendance à limiter les comportements réussis qu'ils observent dans leur entourage, tout en y apportant leurs variations personnelles. A la différence des algorithmes génétiques, qui miment les mécanismes génétiques de l'évolution, PSO s'inspire plutôt de la formation d'une culture. Dans l'ouvrage, se trouve les racines sociales de PSO ainsi que les techniques mathématiques mises en oeuvre pour la modélisation[36].



**Figure(III.13):** Groupe de : (a) poissons, (b) oiseaux.

#### III.7.1 L'algorithme PSO

L'algorithme d'OEP est initialisé par une population de solutions potentielles aléatoires, interprétées comme des particules se déplaçant dans l'espace de recherche. Chaque particule est attirée vers sa meilleure position découverte par le passé ainsi que vers la meilleure position découverte par les particules de son voisinage (ou de tout l'essaim, dans la version globale de l'algorithme). L'algorithme d'OEP comprend plusieurs paramètres de réglage qui permettent d'agir sur le compromis (exploration – exploitation).L'exploration est la capacité de tester différentes régions de l'espace à la recherche de bonnes solutions candidates. L'exploitation est la capacité de concentrer la recherche autour des solutions prometteuses afin de s'approcher le plus possible de l'optimum. Le choix des paramètres reste en grande partie empirique. Une analyse complète de l'algorithme a été faite par Clerc et Kennedy[24].

#### III.7.2 Algorithme général

L'algorithme PSO classique peut être décrit sous forme vectorielle de la façon suivante[37]:

$$\vec{V}_{K+1} = \vec{W} \times \vec{V}_K + \vec{C}_1 \times r_1 \times (\vec{P}_{best} - \vec{X}_K) + \vec{C}_2 \times r_2 \times (\vec{P}_{gbest} - \vec{X}_K) \quad (\text{III.1})$$

$$\vec{X}_{K+1} = a \times \vec{X}_K + b \times \vec{V}_{K+1} \quad (\text{III.2})$$

Le symbole  $\times$  signifie ici la multiplication des vecteurs éléments par élément. A l'itération  $k$  la vitesse  $\vec{V}_K$  d'une particule est modifiée à partir de sa valeur courante, affectée d'un coefficient d'inertie ( $\vec{W}$ ), et de deux forces qui attirent la particule vers sa propre meilleure position passée ( $\vec{P}_{best}$ ) et la meilleure position de tout l'essaim ( $\vec{P}_{gbest}$ ) et l'intensité de l'attraction est donnée par les coefficients  $\vec{C}_1$  et  $\vec{C}_2$ .

La position de la particule  $\vec{X}_K$  est modifiée à partir de la position courante et de la nouvelle vitesse calculée  $\vec{V}_{K+1}$ , des coefficients et respectivement. L'expérience montre qu'une bonne exploration du domaine de recherche est obtenue en introduisant les nombres aléatoires  $r_1$  et  $r_2$  en général avec une répartition uniforme entre 0 et 1.

### III.7.3 Algorithme unidimensionnel déterministe

Chaque coordonnée d'une particule est modifiée indépendamment des autres coordonnées (équations (III.1) et (III.2)). Le seul lien entre les coordonnées est à travers la fonction objectif, c'est-à-dire à travers les meilleures positions trouvées jusqu'à présent ( $\vec{P}_{best}$ ) et ( $\vec{P}_{gbest}$ )

Une autre simplification consiste à considérer la version déterministe de l'algorithme, ce qui revient à remplacer les nombres aléatoires par leurs valeurs moyennes (1/2) Avec ces simplifications, l'algorithme unidimensionnel déterministe s'écrit:

$$V_{K+1} = W \cdot V_K + C \cdot (P - X_K) \quad (\text{III.3})$$

$$X_{K+1} = a \cdot X_K + b \cdot V_{K+1} \quad (\text{III.4})$$

Le nouveau coefficient d'attraction ( $c$ ) est la moyenne des coefficients propre ( $C_1$ ) et social ( $C_2$ ) Le nouveau point d'attraction ( $p$ ) est la moyenne de ( $P_{best}$ ) et de ( $P_{gbest}$ ), pondérés par ( $C_1$ ) et ( $C_2$ ) respectivement [37].

### III.7.4 Principales caractéristiques

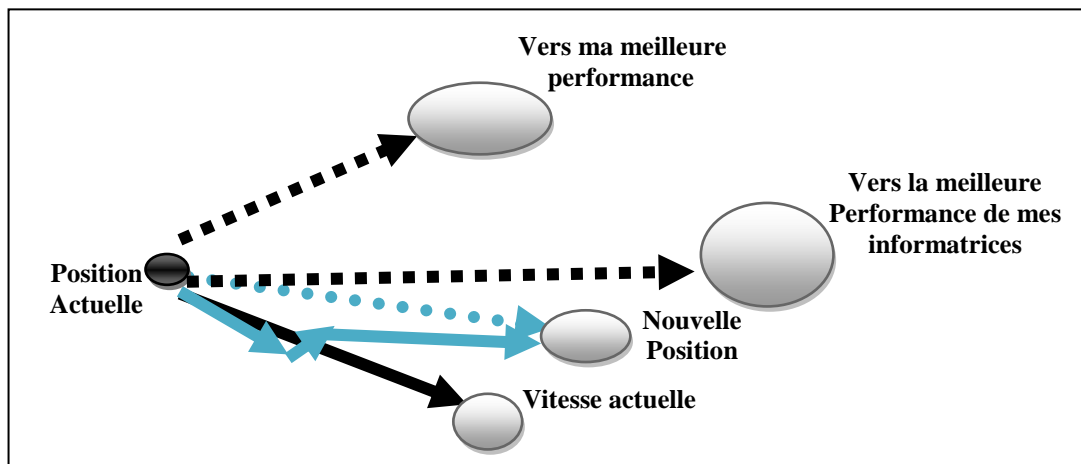
Ce modèle présente quelques propriétés intéressantes, qui en font un bon outil pour de nombreux problèmes d'optimisation, particulièrement les problèmes fortement non linéaires, continus ou mixtes (certaines variables étant réelles et d'autres entières) [38]:

- il est facile à programmer, quelques lignes de code suffisent dans n'importe quel langage évolué.

- il est robuste (de mauvais choix de paramètres dégradent les performances, mais n'empêchent pas d'obtenir une solution).

Pour réaliser son prochain mouvement, chaque particule combine trois tendances : suivre sa vitesse propre, revenir vers sa meilleure performance, aller vers la meilleure performance de ses informatrices.

Signalons, de plus, qu'il existe des versions adaptatives qui évitent même à l'utilisateur la peine de définir les paramètres (taille de l'essaim, taille des groupes d'informatrices, coefficients de confiance)

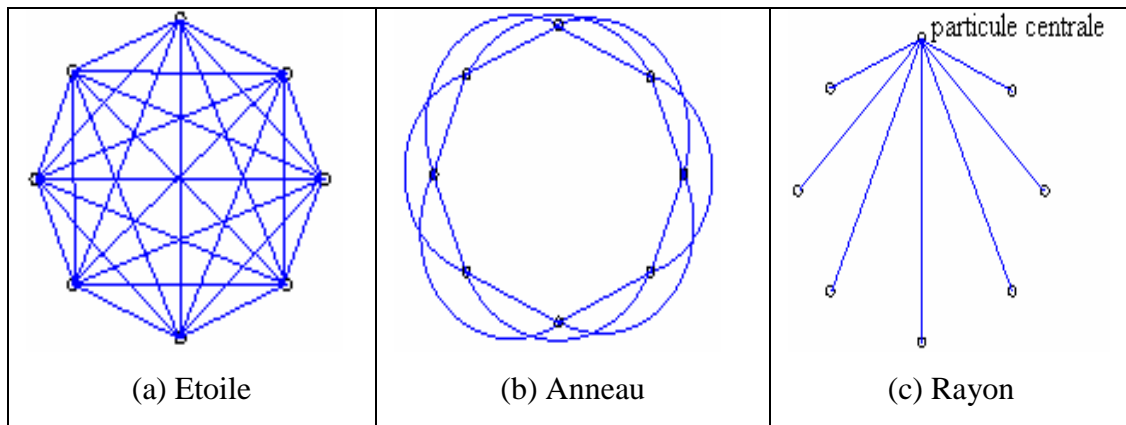


Figure(III.14): Schéma de principe du déplacement d'une particule.

### III.7.5 Le voisinage

Le voisinage constitue la structure du réseau social. Les particules à l'intérieur d'un voisinage communiquent entre-elles. Différents voisinages ont été étudiés et sont considérés en fonction des identificateurs des particules et non des informations topologiques comme les distances euclidiennes dans l'espace de recherche [39]:

- ✓ Topologie en étoile (figure III.15(a)): le réseau social est complet, chaque particule est attirée vers la meilleure particule notée  $g_{best}$  et communique avec les autres.
- ✓ Topologie en anneau (figure III.15(b)): chaque particule communique avec  $n$  ( $n = 3$ ) voisines immédiates. Chaque particule tend à se déplacer vers la meilleure dans son voisinage local notée  $l_{best}$ .
- ✓ Topologie en rayon (figure III.15(c)): une particule "centrale" est connectée à tous les autres. Seule cette particule centrale ajuste sa position vers la meilleure, si cela provoque une amélioration l'information est propagée aux autres.



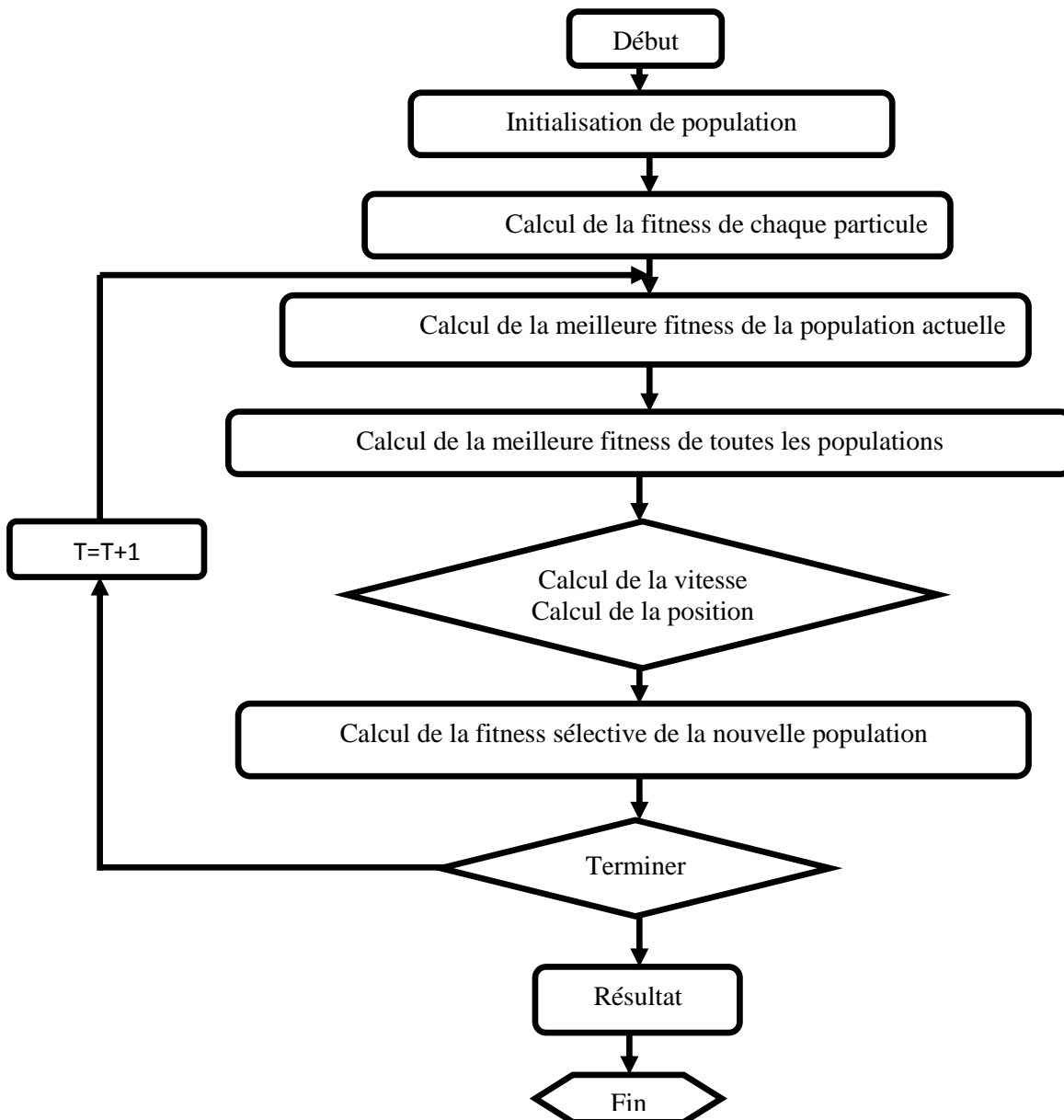
Figure(III.15): Trois topologies du voisinage différentes.

### III.7.6 Étapes de la méthode d'optimisation par essaim de particules

L'algorithme de cette méthode peut être décrit comme suit [38]:

- ✓ **1<sup>ère</sup> étape** : Initialisation des coefficients  $\vec{C}_1$  et  $\vec{C}_2$ , le coefficient d'inertie ( $\vec{W}$ ).
- ✓ **2<sup>ème</sup> étape** : La création de la population initiale aléatoirement et le calcul de la fitness de chaque particule ( $P_{best_i}$ ): la meilleure position de la particule  $i$  dans la population actuelle; ( $P_{gbest}$ ) : la meilleure position dans toute les populations (la meilleure des meilleures).
- ✓ **3<sup>ème</sup> étape** : Le calcul de la nouvelle vitesse et nouvelle position de chaque particule par l'utilisation des formules (III-3) et (III-4).
- ✓ **4<sup>ème</sup> étape** : Le calcul de la meilleure fitness de la population initiale et comparer par la précédente pour trouver la meilleure de toute les populations ( $P_{gbest}$ )
- ✓ **5<sup>ème</sup> étape** : incrémentation du nombre d'itération  $t = t+1$ .
- ✓ **6<sup>ème</sup> étape** : Si un critère d'arrêt est satisfait alors passer à la 7<sup>ème</sup> étape. Autrement, aller à la 3<sup>ème</sup> étape.
- ✓ **7<sup>ème</sup> étape** : La position enregistrée dans ( $P_{gbest}$ ) est la solution optimale.

Figure. (III.16). présente l'organigramme de la méthode PSO.



Figure(III.16): Organigramme de la méthode PSO.

### III.7.7 Étapes de la méthode PSO appliquée à l'OPF[38] [37]:

**Etape 1 :** Introduction de toutes les données.

Introduire toutes les données concernant le réseau électrique tel que les résistances, les réactances, les limites des puissances des générateurs et les données de la méthode utilisée comme : le nombre d'itération (génération), le nombre de particule et les paramètres de la méthode (coefficient d'inertie ( $w$ ), l'intensité d'attraction ( $C_1$ ) et ( $C_2$ )).

**Etape 2:** Initiation.

La création aléatoire de l'essaim initial, cet essaim est un ensemble des particules et chaque particule contient les valeurs des puissances délivrées par chaque générateur ( $P_{Gi}$ ) en utilisant les

valeurs réelles dans l'espace des valeurs permises. Puisque chaque puissance ( $P_{Gi}$ ) a une limite supérieure  $P_{Gi \max}$  et une limite inférieure  $P_{Gi \min}$ .

**Etape 3 :** évaluation de la fonction objectif.

Chaque particule est placée sur la position initiale suivant la valeur de la fonction fitness, En se basant sur le concept de ce processus pour chaque particule de l'essaim. Dans cette étape. L'influence directe de la valeur de la fonction objectif de l'OPF dépend de la position de chaque particule.

**Etape 4:**Le calcul de la meilleure position de chaque particule jusqu'ici ( $P_{ibest}$ ) et la meilleure position dans toutes les générations ( $P_{gbest}$ ).

Dans cette étape, on calcule les deux meilleures positions, la première c'est la meilleure position de chaque particule jusqu'ici ( $P_{ibest}$ ) et la deuxième c'est la meilleure position de toutes les générations ( $P_{gbest}$ ). Ce calcul se fait suivant les valeurs de la fonction fitness.

**Etape 5 :** La modification de la vitesse et de la position.

Selon l'équation (III.1), chaque particule choisit la prochaine direction en prenant en considération la vitesse initiale (la vélocité) de chaque particule ( $V_0$ ), l'inertie ( $w$ ) et les valeurs de l'intensité d'attraction ( $C_1$ ) et ( $C_2$ ). Et enfin chaque particule se déplace vers sa nouvelle position suivant équation (III.5).

$$\vec{X}_{K+1} = \vec{X}_K + V_{K+1} \quad (III.5)$$

Chaque position ( $\vec{X}_{K+1}$ ) est l'image de la puissance délivrée par le générateur correspondant.

**Etape 6 :** Correction de ces puissances générées dans le programme de l'écoulement de puissance.

### III.7.8 Avantages de l' OEP

L' optimisation par essaim de particules est une méthodes d'optimisation itérative stochastique qui s' applique aussi bien aux problèmes à variables continues qu' aux problème à variables discrètes, contrairement à d'autres méthodes d'optimisation . De plus, cette méthode permet en général de converge rapidement vers une solution approchée de bonne qualité.

C'est une méthode d'optimisation très largement répandue dont le fonctionnement est relativement simple et qui peut être implémentée très facilement. la version adaptative évite à l'utilisateur d' avoir à fixer les paramètres de l'algorithme comme la taille de l'essaim ,les coefficients de confiance  $c_1$  et  $c_2$  ou le nombre de particules informatrices A l'initialisation de l' algorithme ,il est seulement nécessaire de correctement décrire le problème à optimiser ,les contraintes du problème ,la fonction cout que l'on vent minimiser[09].

### III.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté en l'étude les mécanismes des méthodes méta heuristiques. Il nous a permis de mieux saisir les concepts utilisés par les algorithmes méta-heuristiques et leurs utilisations possibles. Et l'étude l'optimisation par l'algorithme génétique et essaim particule. Ainsi que leurs application pour la résolution de problème de répartition optimale de la puissance électrique.

Le chapitre suivant se propose d'appliquer ces méthodes. Elles seront testées et discutées sur des fonctions tests ainsi que pour petits exemples de la répartition optimale de la puissance dans le système électrique



**Chapitre IV**  
**Résultats et Interprétation**

## Chapitre IV

### Résultats et Interprétation

#### IV.1 Introduction

Nous avons assisté ces dernières années à une croissance très rapide des travaux utilisant les techniques méta heuristiques et d'intelligence artificielle dans les systèmes électriques. Cela est dû à la simplicité de leurs mécanismes, la facilité de leur mise en application et leur efficacité même pour les problèmes complexes.

Ce chapitre est consacré au test des algorithmes cités ci-après sur des réseaux électriques de petites et moyennes échelles.

- 1- Nous avons traité le problème d'optimisation de la fonction d'émission des gazes toxiques et la fonction de coût vers l'environnement sur un premier réseau test de 3 unités, 6 unités ou 30 jeux de barre et 10 unités.
- 2- Nous avons de calcul mais dans notre cas on va utiliser des Coefficients B pour résoudre ce problème.
- 3- Nous avons appliquée l'algorithme d'optimisation par Essaim de Particules pour la résolution du problème de répartition optimale de puissance avec plusieurs fonctions objectives.

Les tests seront effectués sur des réseaux électriques de petites et moyennes échelles. ces algorithmes ont été développés dans l'environnement MATLAB version 7.12, et exécutés par un microprocesseur Pentium i3 avec 4 GP de RAM et CPU 1.8 GHZ.

#### IV.2 L'objectif de chapitre

On a vu que la solution du problème de l'OPF revient à déterminer un état de fonctionnement « optimal » du système de puissance. Les différentes d'intelligence artificielle du problème de l'OPF, sont définies par le choix des fonctions à minimiser, des différentes contraintes. L'inconvénient des techniques méta heuristiques pour la résolution du problème de l'OPF, est le traitement rigide des contraintes qui doivent être constamment satisfaites. En pratique, les contraintes d'un système électrique réel peuvent être divisées en deux groupes: les limites physiques de commande et les limites de fonctionnement. les limites physiques sur les variables de commande ne peuvent pas être dépassées[24].

Nous essayons d'expérimenter avec les deux méthodes pour trouver des solutions et chercher le plus bas niveau de coût et le plus rapide.

$$\sum_{i=1}^k P_{gi} = P_D + P_L \quad (IV.1)$$

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

supérieure  $P_{gi \max}$

$$P_{gi \min} \leq P_{gi} \leq P_{gi \max} \quad (IV.2)$$

### IV.2.1 Optimisation mono-objectif

A l'aide d'un Logiciel MATLAB et grâce à un programme réaliser à l'environnement de ce dernier ; qui fait appel à des fonctions et des instructions; afin d'exécuter une optimisation mono-objectif de l'une des fonctions soit un cout de génération, émission des gaz toxiques dans un réseau électrique qui sont présenté par le système de l'écoulement de puissance[40].

#### IV.2.1.1 Minimisation du coût de production

Les générateurs à combustibles distincts possèdent différents coûts pour fournir la même système ne peut pas produire de l'électricité au plus bas coût et qu'un générateur bon marché ne peut pas être le plus rentable. Puisqu'un générateur qui se trouve trop loin du centre de la charge donne des pertes de transmission énormes, et donc le rend peu économique de fonctionner.

La première fonction d'objectif c'est la minimisation du coût total de puissance active générée par des unités de productions[40].

$$F(x) = \sum_{i=1}^{ng} (\alpha_i + \beta P_{gi} + \gamma P_{gi}^2) [ \$ / h ] \quad (IV.3)$$

Pour les réseaux électriques à grande puissance la fonction s'écrit sous la forme:

$$F(x) = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + bP_{gi} + cP_{gi}^2) + \left| e_i \sin \left[ f_i (P_{gi} - P_{gi}^{\max}) \right] \right| \quad (IV.4)$$

$F(P_g)$ : c'est la somme des fonctions du coût de combustible pour toutes les centrales électriques,  $P_{gi}$  puissances active générée par les génératrices thermiques.

#### IV.1.1.2 Minimisation d'émission

Le total des émissions, tels que le  $SO_2$  ou de  $NO_x$ , libéré par la combustion de combustibles fossiles dans les centrales thermiques, peut être défini comme la somme d'une fonction quadratique et une fonction exponentielle. Dans ce travail seulement l'émission du à  $NO_x$  est prise en compte. La formulation mathématique de cette fonction est illustrée comme suit[40]:

$$E_i(P_i) = \alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2 + \mu_i \exp(\zeta_i P_{gi}) \text{Ton} / hr \quad (IV.5)$$

Avec  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\mu$ ,  $\gamma$ , et  $\zeta$  sont les coefficients des émissions de pollution pour l'unité  $i$ .  $E(P_g)$  valeur d'émission en (tonne /h).  $P_{gi}$  est la puissance active générée par les génératrices thermiques.

## IV.2.2 Valeurs des paramètres d'un PSO

Tableau(IV.1): Paramètres de simulation d'algorithme PSO.

Paramétrés	
Taille de population	40
Nombre maximum de générateur	[50-100]
$W_{\max}$ et $W_{\min}$	[0.9-0.4]
$C_1 = C_2$	1

## IV.3 Résultats Obtenues

### IV.3.1 Réseau 3 unités

#### IV.3.1.1 Optimisation du coût de production

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

Tableau(IV.2): Les données coûts de production des du réseau électrique à 3unités.

J.D.B	$P_{gi}$		Coefficients de coût		
	$P_{\min}$ (MW)	$P_{\max}$ (MW)	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$
1	50	250	0.00525	8.663	328.13
2	5	150	0.00609	10.04	136.91
3	15	100	0.00592	9.76	59.16

Tableau(IV.3): Puissances et coûts de production du réseau électrique à 3unités.

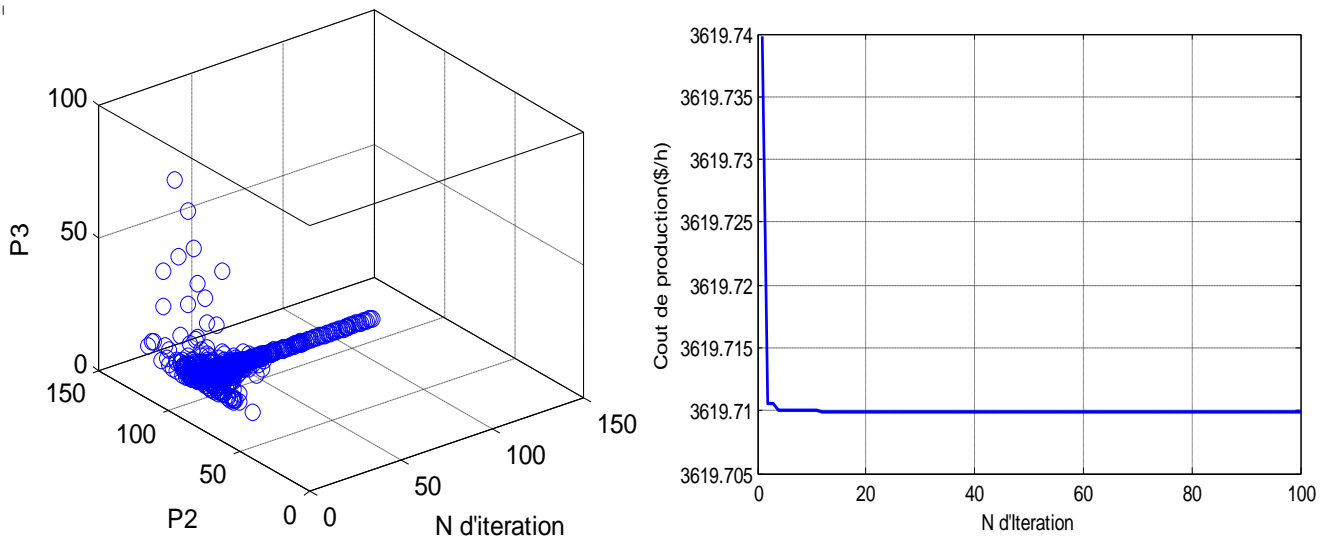
J.D.B	$P_g$ [MW]				
	PSO	AG [41]	AIS [41]	IBFA [41]	BFA [41]
1	207.6645	194.26	198.7575	200.5656	205.88944
2	87.26585	50.00	77.99225	78.2751	73.06689
3	15.00007	79.52	35.19886	34.0000	34.0000
Puissance totale générée(MW)	309.9304	323.7800	311.9486	312.8407	312.9563
Puissance totale demandée(MW)	300	300	300	300	300
Perte de active de puissance(MW)	9.9304	24.011	11.816	12.8408	12.9572
Coût de production (\$/h)	3619.861	3737.2	3624.44	3634.7690	3635.1583
Tempes (s)	0.6174	/	/	/	/

La valeur des pertes de puissance totale générée qui réside dans le réseau vaut **309.9304** MW en utilisant Coefficients B de pour le problème de l'écoulement de puissance et perte **9.9304** MW. obtenus par utilisation de l'algorithme Essaim de Particules (PSO) proposé comparé avec l'auteur de méthodes AG , AIS et IBFA et BFA dans la référence[41].qui est très proche à la valeur optimal obtenu

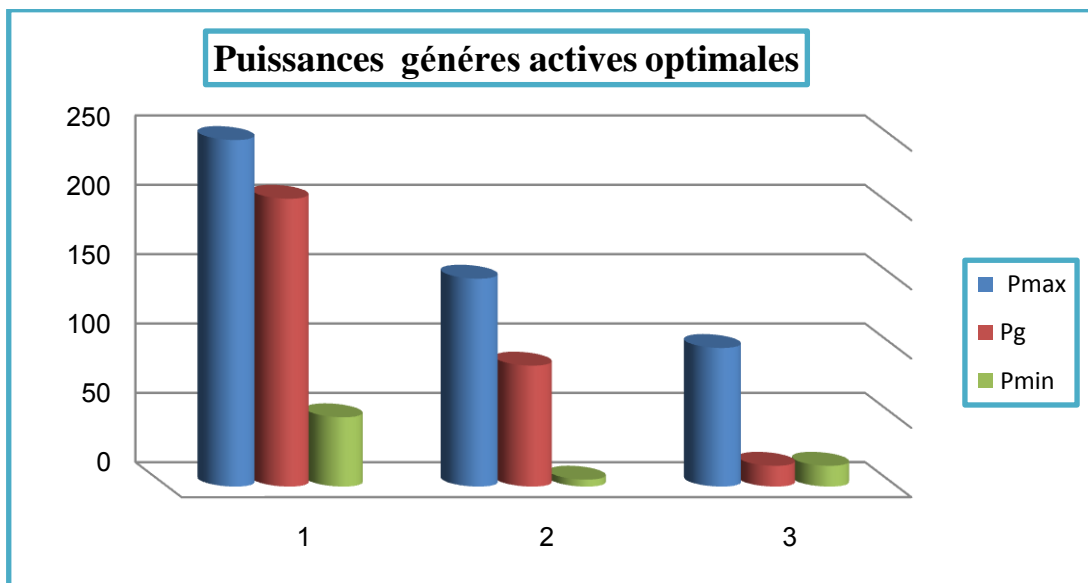
Le tableau(IV.3) représente la valeur de la fonction coût optimisé et les valeurs de fonctions non optimisées; les pertes de puissance totale où le coût optimisé est **3619.8607** \$/h. par contre le

tableau(IV.3) représente les puissances générées par chaque centrale dans chaque JB de génération où la grande puissance est celle de JB n°1.

**IV.3.1.2 Convergence du coût de production**



**Figure(IV.1):** Evolution du coût de production pour le réseau électrique à 3unités par PSO.



**Figure(IV.2):** Puissances actives générées du réseau électrique à 3 unités par PSO.

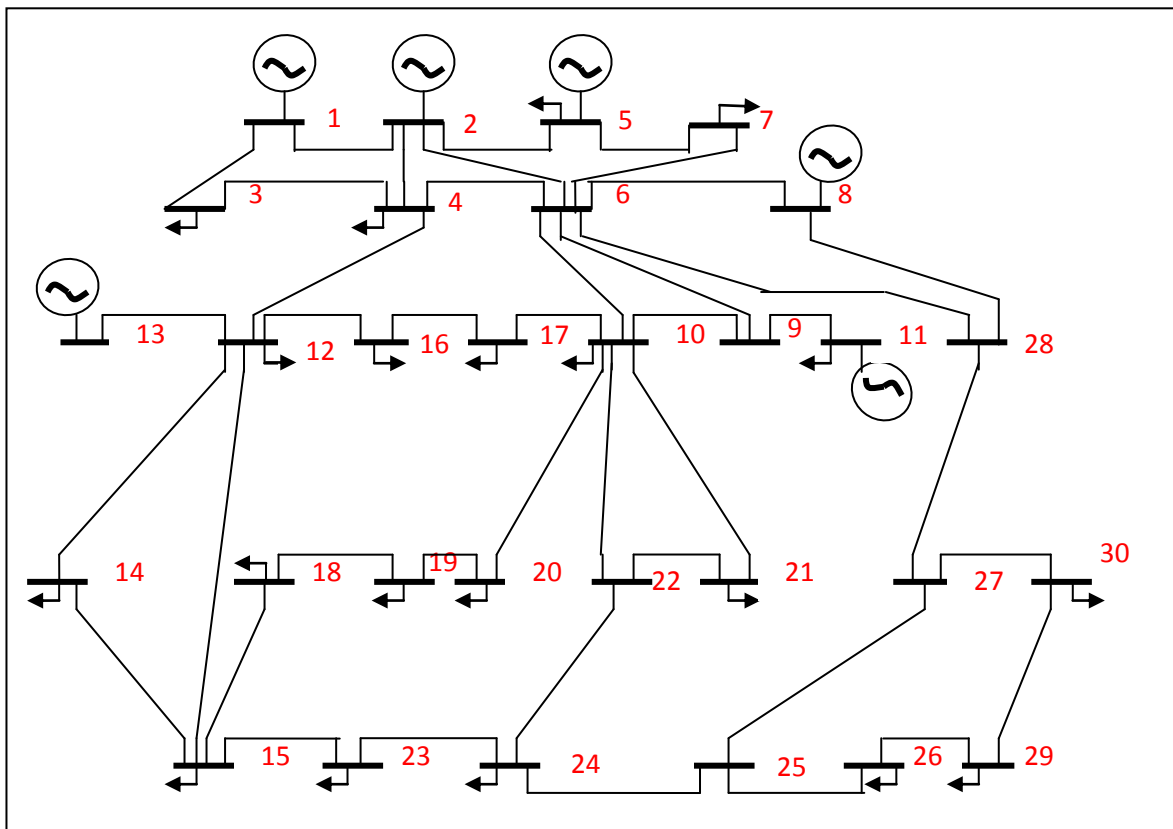
Figure(IV.2) ci-dessus présente les puissances générées(en rouge) par chaque centrale électrique dans chaque J.B de génération et les limites de chaque centrale; la puissance minimale (en vert) et la puissance maximale(en bleu) on remarque que la puissance délivrée par chaque générateur est dans leur limite admissible cela signifie que la contrainte de la puissance générée est respectée.

## Interprétation

Alors on peut dire que les résultats obtenus concernant la minimisation de la fonction coût sont des valeurs optimales respectant les contraintes de l'écoulement de puissance tel que les tensions ainsi que les puissances générés par chaque centrale et les puissances transitées.

### IV.3.2 Réseau 6 unités

Le troisième test est accompli sur un réseau électrique, Constitué de 30 jeux de barres, 41 lignes électriques, 6 générateurs, et 24 charges, puissance demandée pour ce réseau test vaut 283.4 MW[01].



Figure(IV.3): Schéma unifilaire du réseau électrique à 6 unités.

#### IV.3.2.1 Optimisation du coût de production

Les coefficients de la fonction quadratique de coût et les limites min et max des puissances actives des six générateurs sont donnés dans le tableau (IV.4).

Tableau(IV.4): Les données des fonctions de coût des 6 unités.

J.D.B	P <sub>gi</sub>		Coefficients de coût		
	P <sub>min</sub> (MW)	P <sub>max</sub> (MW)	a	b	c
1	5	150	10	200	100
2	5	150	10	150	120
3	5	150	20	180	40
4	5	150	10	100	60
5	5	150	20	180	40
6	5	150	10	150	100

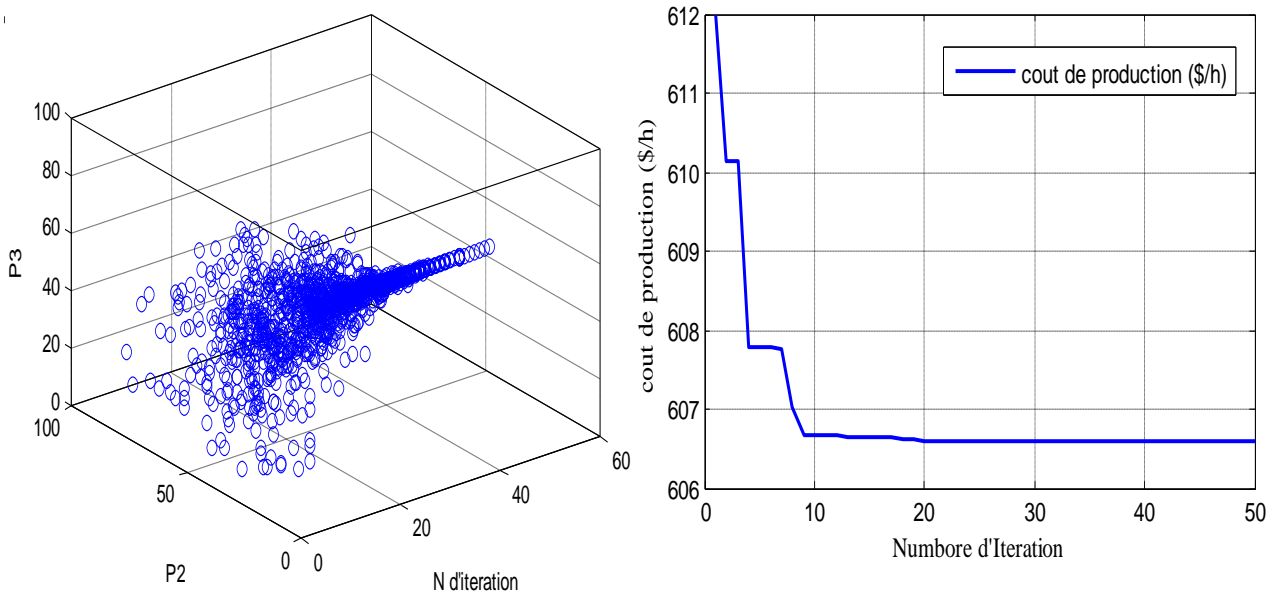
Tableau(IV.5): Puissances et coûts de production du réseau électrique à 3unités.

J-D-B	P <sub>g</sub> [MW]	
	PSO	AG[06]
1	12.227638	16.0319
2	28.85501	30.5815
3	57.88242	54.4322
4	99.1980	99.2138
5	52.95685	49.7909
6	34.54637	36.3301
Puissance totale générée (MW)	286.24	286.3804
Puissance totale demandée (MW)	283.40	283.40
Pertes totales de puissance(MW)	2.8400	2.9810
Coût de production (\$/h)	606.6017	607.0666
Temps (s)	0.8065	/

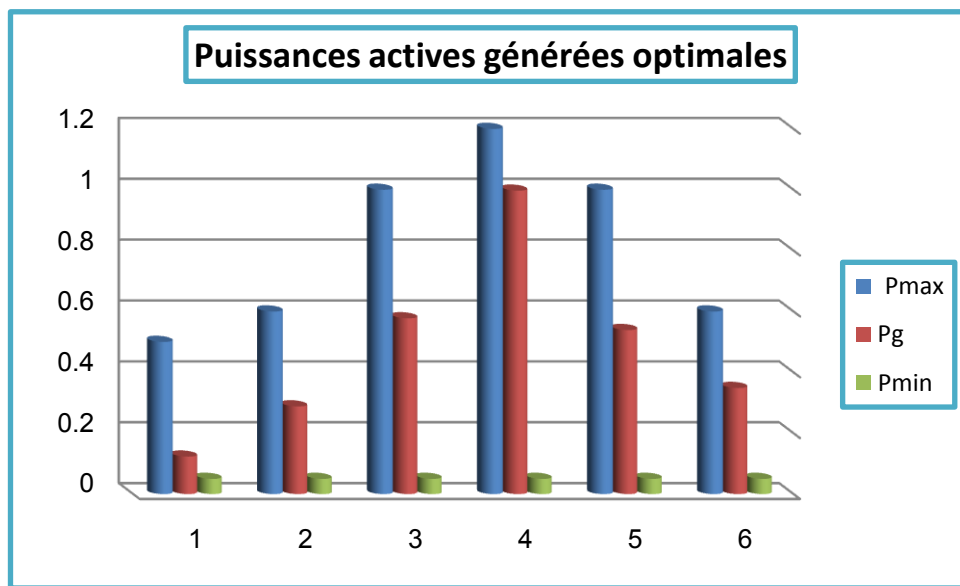
La valeur des pertes de puissance totale générée qui réside dans le réseau vaut **286.24** MW en utilisant la méthode B Coefficients de pour le problème de l'écoulement de puissance le perte **2.8400** MW. La valeur optimale du coût obtenu égale à **606.6016** \$/h. qui exprime un bon résultat de minimisation de coût de production par apport au cas d'optimisation mono-objectif pour les autres fonctions « les pertes de transmission».

Donc un résultat acceptable de la minimisation d'une fonction cout est obtenus égale à **606.6016** \$/h, cette valeur est très proche aux résultats récent obtenus dans la référence [06].

IV.3.2.2 Convergence du coût de production



Figure(IV.4): Evolution du coût de production pour le réseau électrique à 6 unités par PSO.



Figure(IV.5): Puissances actives générées du réseau électrique à 6 unités par PSO.

Figure(IV.5) ci-dessus présente les puissances générées(en rouge) par chaque centrale électrique dans chaque JB de génération et les limites de chaque centrale; la puissance minimale (en vert) et la puissance maximale(en bleu) on remarque que la puissance délivrée par chaque générateur est dans leur limite admissible cela signifie que la contrainte de la puissance générée est respectée.

Interprétation

Alors on peut dire que les résultats obtenus concernant la minimisation de la fonction coût sont des valeurs optimales respectant les contraintes de l'écoulement de puissance tel que les tensions ainsi que les puissances générés par chaque centrale et les puissances transitées.

### IV.3.2.3 Optimisation du coût d'émission

Les coefficients de la fonction quadratique de coût et les limites min et max des puissances actives des six générateurs sont donnés dans le tableau(IV.6).

**Tableau(IV.6):** Les données du cout de émission du réseau électrique à 6 unités.

J.D.B	$P_{gi}$		Coefficients de coût				
	$P_{min}(MW)$	$P_{max}(MW)$	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$	$\xi$	$\lambda$
1	5	50	4.091	-5.554	6.490	02.000	2.857
2	5	60	2.543	-6.047	5.638	0.0005	3.333
3	5	100	4.258	-5.094	4.586	0.00001	8.000
4	5	120	5.326	-3.500	3.380	0.002	2.00
5	5	100	4.258	-4.586	4.586	0.000001	8.000
6	5	60	5.131	-5.555	5.151	0.00001	6.667

**Tableau(IV.7):** Puissances et coûts de émission du réseau électrique à 6 unités.

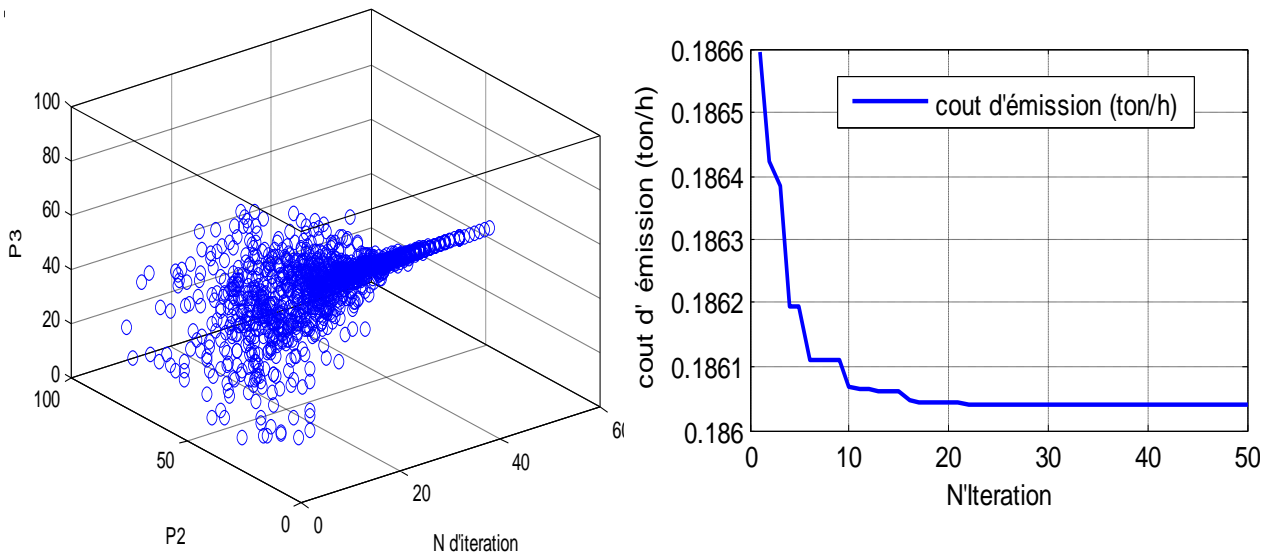
J.D.B	$P_g[MW]$	
	PSO	AG[21]
1	39.69302	59.5305
2	49.87841	72.7325
3	50.83168	49.9855
4	46.09951	34.9630
5	50.91119	29.9832
6	49.87426	39.8718
Puissance totale générée (MW)		
	287.290	287.0665
Puissance totale demandée(MW)		
	283.400	283.40
Perte de active de puissance (MW)		
	2.84000	3.6666
Cout de émission (ton/h)		
	0.18604	0.1955
Tempes(s)		
	0.70220	/

La valeur des pertes de puissance totale générée qui réside dans le réseau vau **287.290** MW en utilisant Coefficients B de pour le problème de l'écoulement de puissance et perte **2.8400** MW.

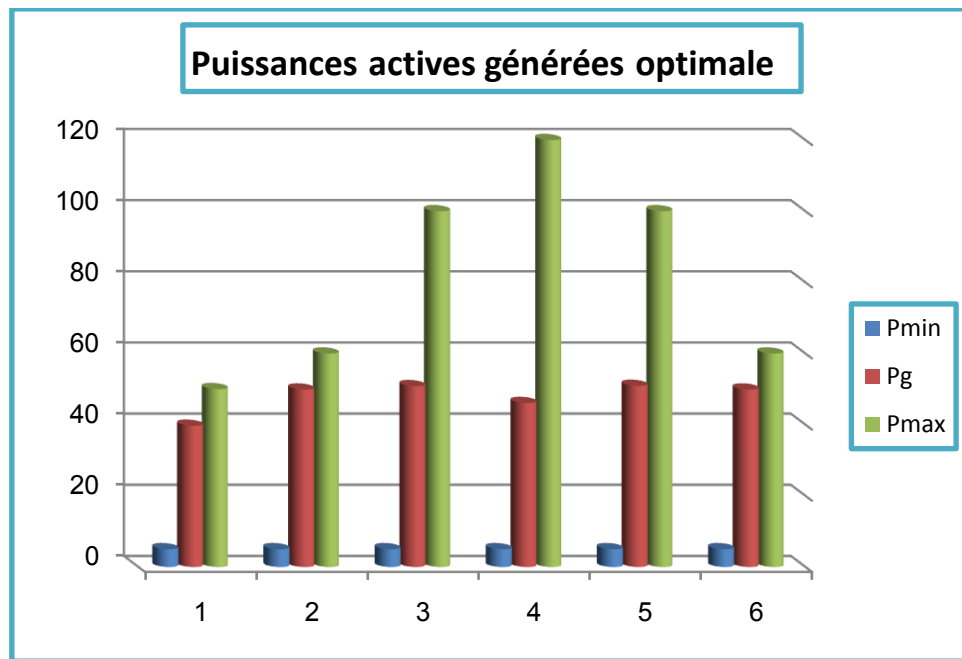
Le tableau (IV.7) représente la valeur de la fonction de émission optimisé **0.18604** ton/h et les valeurs de fonctions non optimisées les pertes de puissance totale où le coût optimisé. par contre le tableau (IV.7) représente les puissances générées par chaque centrale dans chaque JB de génération où la grande puissance est celle de JB n°5.

Donc un résultat acceptable de la minimisation d'une fonction émission est obtenus égale à **0.18604** ton/h, cette valeur est très proche aux résultats récent obtenus dans la référence [21].

IV.3.2.3.1 Convergence du coût d'émission



Figure(IV.6): Evolution du coût de émission pour le réseau électrique à 6 unités par PSO.



Figure(IV.7): Puissances actives générées du réseau électrique à 6 unités par PSO.

La Figure(IV.7) ci-dessus présente les puissances générées(en rouge) par chaque centrale électrique dans chaque JB de génération et les limites de chaque centrale; la puissance minimale (en bleu) et la puissance maximale(en vert) on remarque que la puissance délivrée par chaque générateur est dans leur limite admissible cela signifie que la contrainte de la puissance générée est respectée.

## Interprétation

D'après ces tableaux et ces figures on peut dire que les résultats obtenus concernant la minimisation de la fonction d'émission des gaz toxiques sont des valeurs optimales respectent les contraintes de l'écoulement de puissance telle que les tensions ainsi que les puissances transitées et les puissances générées par chaque centrale.

### IV.3.3 Réseau 10 unités

La robustesse des deuxième techniques d'optimisation proposées a été validée sur des réseaux larges. Ce premier réseau test considéré est un réseau typique composé de dix unités de production (10 unités). Pour le premier cas minimisation du coût, Pour le deuxième cas qui est la minimisation de l'émission de gaz, on constate que la meilleure valeur du coût obtenu est celle obtenu par PSO[40].

#### IV.3.3.1 Optimisation du coût de production

Les coefficients de la fonction quadratique de coût et les limites min et max des puissances actives des 10 générateurs sont donnés dans le tableau(IV.8).

**Tableau(IV.8):** Les données coûts de production du réseau électrique à 10 unités.

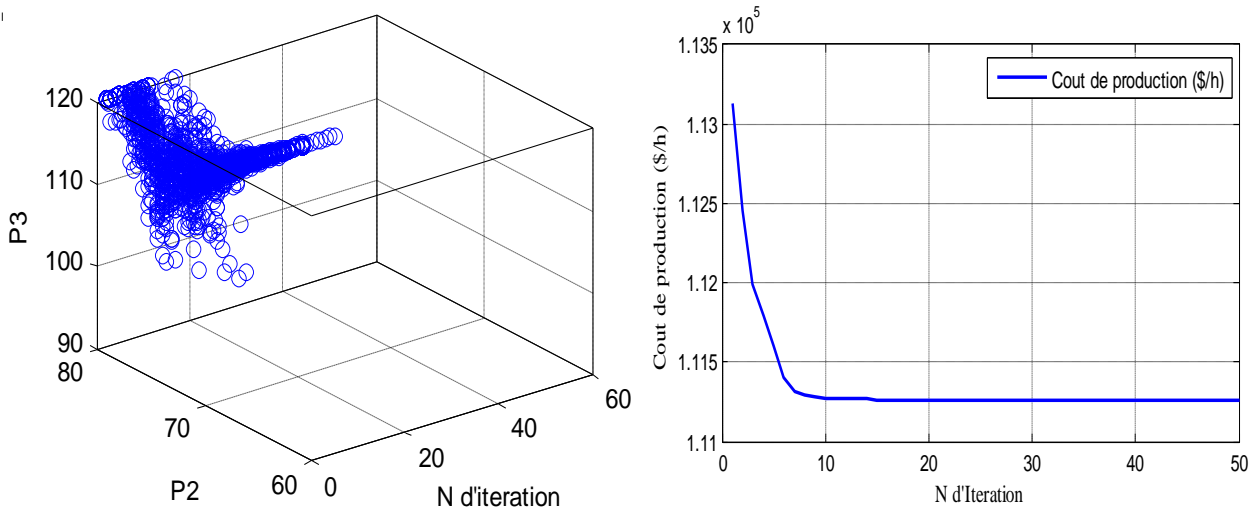
J.D.B	$P_{gi}$		Coefficients de coût		
	$P_{min}(MW)$	$P_{max}(MW)$	a	b	c
1	10	55	0.12951	40.5407	1000.403
2	20	80	0.10908	39.5804	950.606
3	47	120	0.12511	36.5104	900.705
4	20	130	0.12111	39.5104	800.705
5	50	160	0.15247	38.539	756.799
6	70	240	0.10587	46.1592	451.325
7	60	300	0.03546	38.3055	1243.531
8	70	340	0.02803	40.3965	1049.998
9	135	470	0.02111	36.3278	1658.569
10	150	470	0.01799	38.2704	1356.659

Tableau(IV.9): Puissances et coûts de production du réseau électrique à 10unités.

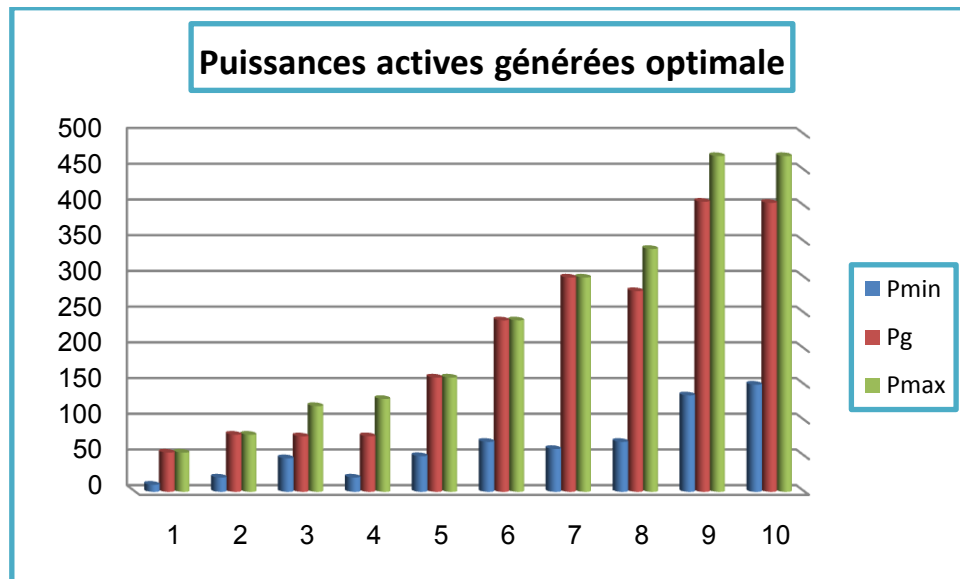
J.D.B	P <sub>g</sub> [MW]	
	PSO	CIHSA [42]
1	55.00000	55.00000
2	80.00000	80.00000
3	107.0251	106.9347
4	99.89873	100.6003
5	81.89797	81.47679
6	83.21844	83.02687
7	300.0000	300.0000
8	340.0000	340.0000
9	470.0000	470.0000
10	470.0000	470.0000
Puissance totale générée (MW)		
2087		
2087.039		
Puissance totale demande (MW)		
2000		
2000		
Perte de active de puissance(MW)		
87.04		
87.0387		
Cout de production (\$/h)		
111261.5015		
111497.6310		
Temps (s)		
5.8808		
/		

La valeur des pertes de puissance totale générée qui réside dans le réseau vaut **2087** MW en utilisant la Coefficients B de pour le problème de l'écoulement de puissance et perte **87.04** MW. Le tableau (IV.9) représente la valeur de la fonction coût optimisé et les valeurs de fonctions non optimisées; les pertes de puissance totale où le coût optimisé est **111261.5015** \$/h. par contre le tableau (IV.9) représente les puissances générées par chaque centrale dans chaque JB de génération où la grande puissance est celle de JB n°9 et 10.

**IV.3.3.2 Convergence du coût de production**



Figure(IV.8): Evolution du coût de production pour le réseau électrique à 10unités par PSO.



**Figure(VI.9):** Puissances actives générées du réseau électrique à 10 unités par PSO.

La Figure(IV.9) ci-dessus présente les puissances générées(en rouge) par chaque centrale électrique dans chaque JB de génération et les limites de chaque centrale; la puissance minimale (en bleu) et la puissance maximale(en vert) on remarque que la puissance délivrée par chaque générateur est dans leur limite admissible cela signifie que la contrainte de la puissance générée est respectée.

### Interprétation

D'après les résultats obtenus à partir de l'optimisation mon-objective de coût de émission, de puissance sont des valeurs optimales respectent les contraintes de l'écoulement de puissance telle que de tension ainsi que les puissances générés par chaque centrale et les puissances transitées, et minimisé la fonction des perte de puissance.

#### IV.3.3.3 Optimisation du coût de émission

Les coefficients de la fonction quadratique de coût et les limites min et max des puissances actives des 10 générateurs sont donnés dans le tableau (IV.10).

**Tableau(IV.10):** Les données coûts d'émission du réseau électrique à 10 unités.

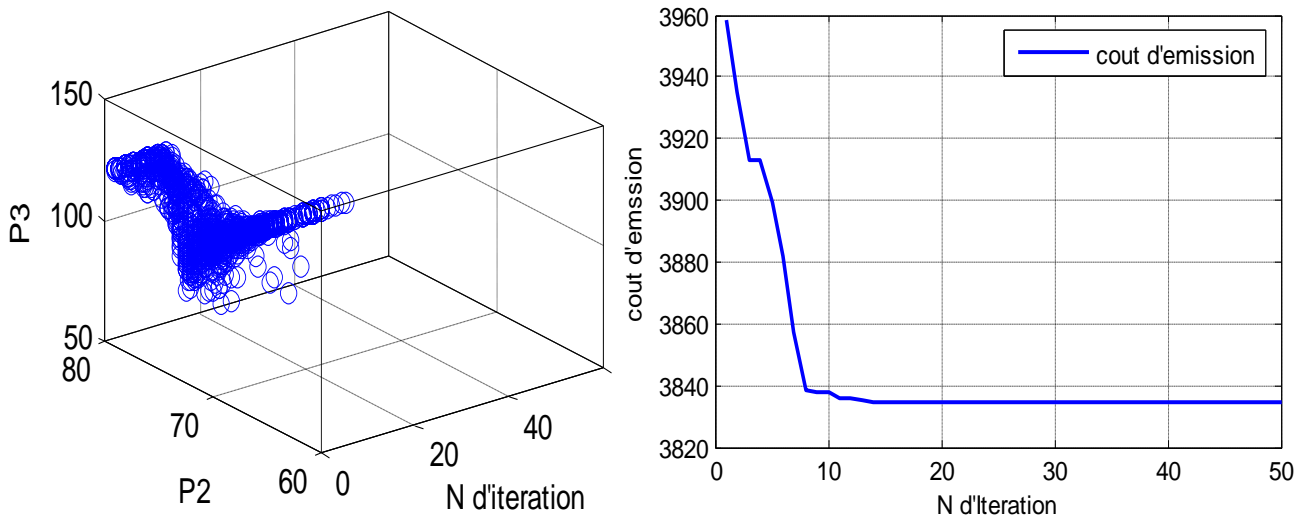
J.D.B	$P_{gi}$		Coefficients de coût				
	$P_{min}(MW)$	$P_{max}(MW)$	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$	$\xi$	$\lambda$
1	10	55	4.702	-398.64	36000.12	0.25475	0.01234
2	20	80	4.652	-395.24	35000.56	0.25475	0.01234
3	47	120	4.652	-390.23	33000.56	0.25163	0.01215
4	20	130	0.420	-390	33000.56	0.25163	0.01215
5	50	160	0.420	+023.77	1385.93	0.2497	0.012
6	70	240	0.680	+032.77	1385.93	0.2497	0.012
7	60	300	0.680	-054.55	4026.69	0.248	0.0129
8	70	340	0.680	-054.55	4026.69	0.2499	0.01203
9	135	470	0.460	-051.12	4289.55	0.2547	0.01234
10	150	470	0.460	-051.12	4289.55	0.2547	0.01234

**Tableau(IV.11):** Puissance et coûts de émission du réseau électrique 10unités.

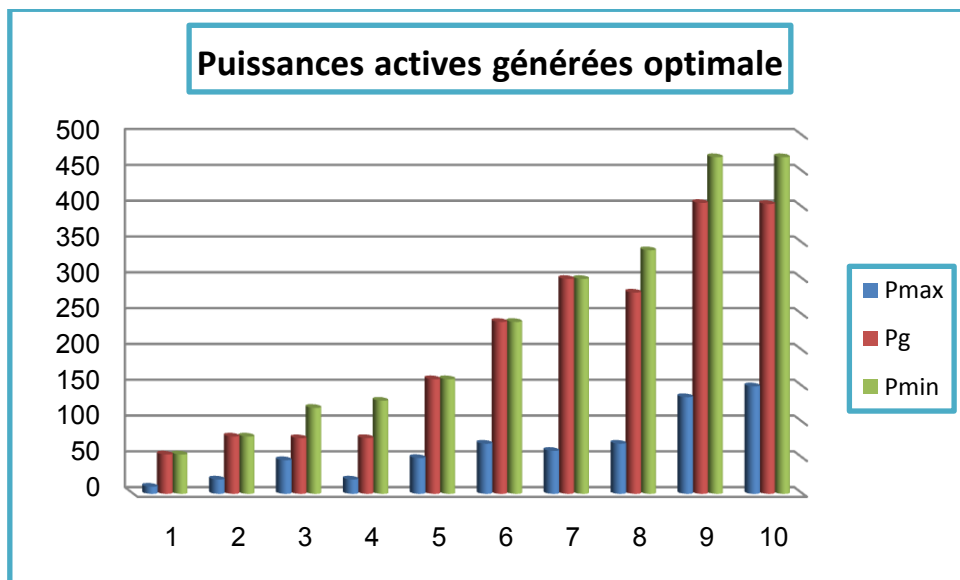
J-D-B	$P_g[MW]$	
	PSO	CIHSA[42]
1	55.0000	55.00000
2	79.99808	80.00000
3	77.61832	81.14990
4	77.82155	81.35977
5	160.0000	160.0000
6	240.0000	240.0000
7	300.0000	294.5079
8	280.9663	297.26892
9	406.1169	396.7203
10	404.4818	395.5878
Puissance totale générée(MW)	2082.000	2081.595
Puissance totale demandée (MW)	2000.000	2000.000
Perte de active de puissance (MW)	82.0030	81.59466
Cout de émission	3832.2652	3932.243301
Temps (s)	5.0850	/

La valeur des pertes de puissance totale générée qui réside dans le réseau vaut **2082MW** en utilisant Coefficients B de pour le problème de l'écoulement de puissance et perte **82.0030** MW. Le tableau(IV.11) représente la valeur de la fonction de émission optimisé et les valeurs de fonctions non optimisées les pertes de puissance totale où le coût optimisé est **3832.2652**par contre le tableau(IV.11) représente les puissances générées par chaque centrale dans chaque JB de génération où la grande puissance est celle de JB n°9.

IV.3.3.3.1 Convergence du coût d'émission



Figure(IV.10): Evolution du coût d'émission pour le réseau électrique à 10 unités par PSO.



Figure(IV.11): Puissances actives générées du réseau électrique à 10 unités par PSO.

La Figure (IV.11) ci-dessus présente les puissances générées(en rouge) par chaque centrale électrique dans chaque JB de génération et les limites de chaque centrale; la puissance minimale (en bleu) et la puissance maximale(en vert) on remarque que la puissance délivrée par chaque générateur est dans leur limite admissible cela signifie que la contrainte de la puissance générée est respectée.

Interprétation

D'après ces tableau et ces figure on peut dire que les résultats obtenus concernant la minimisation de la fonction de émission de puissance sont des valeurs optimales respectent les contraintes de

l'écoulement de puissance telle que de tension ainsi que les puissances générés par chaque centrale et les puissances transitées, et minimisé la fonction des perte de puissance.

#### IV.4 Optimisation multi-objectifs

dans la partie précédente, on a vu que l'optimisation mono-objectif ont permis d'obtenir des très bons résultats pour des problèmes traités séparément, par contre, les fonctions non-optimisées sont inacceptables, alors l'exigence de prendre en considérations les fonctions proposées par une combinaison entres eux dans une optimisation multi-objectif. Le problème multi-objectif d'OPF (optimisation power flow) a été formulé avec différentes combinaisons notamment le coût de production, pertes de puissance, émission. On va étudier les cas suivants :

Minimisation de cout de combustible et d'émission des gaz toxiques[31].

##### IV.4.1 Minimisation de la fonction (coût de combustible et l'émission de gaz)

L'objectif principal d'optimiser plusieurs fonctions objectives simultanément est de déterminer la relation et l'évolution de différentes fonctions objectives afin de trouver le compromis du point de vue technique et économique[43].

**Tableau(IV.12):** Les données (coût combustible et l'émission) du réseau électrique 10 unités.

Heur	Pd	Pf	Heur	Pd	Pf	Heur	Pd	Pf
1	1036	3.6913	9	1924	10.3942	17	1480	4.1162
2	1110	3.6913	10	2022	11.3477	18	1628	8.0606
3	1258	3.6913	11	2106	13.6710	19	1776	8.0606
4	1406	4.1162	12	2150	13.6710	20	1972	11.3477
5	1480	4.1162	13	2072	11.3477	21	1924	10.3942
6	1628	8.0606	14	1924	10.3942	22	1628	8.0606
7	1702	8.0606	15	1776	8.0606	23	1332	4.1162
8	1776	8.0606	16	1554	4.1162	24	1184	3.6913

**Tableau(IV.13):** Puissance et coût combustible et l'émission du réseau électrique à 10unités.

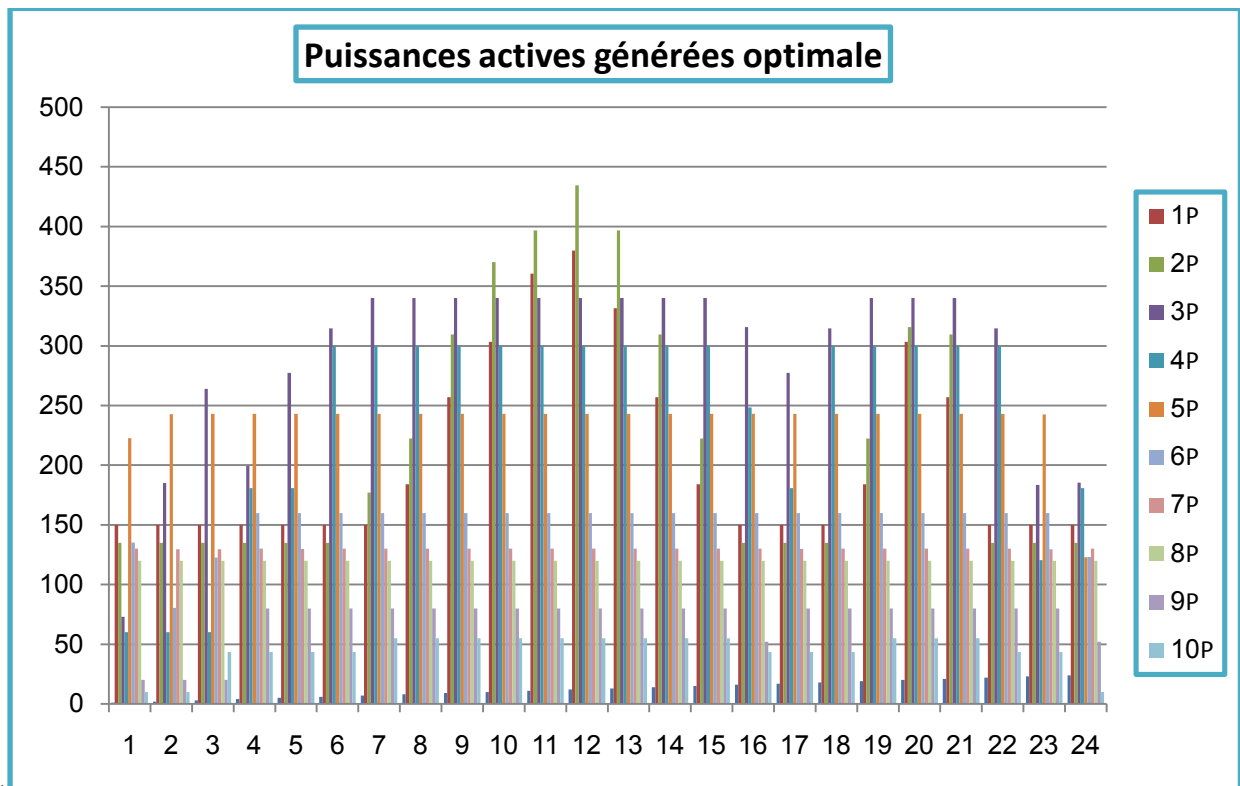
Heur	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10
1	150.000	135.000	73.000	60.000	222.6019	135.295	129.9708	119.9999	20.0006	10.000
2	150.000	135.000	185.201	60.000	242.7067	80.40641	129.5903	120.000	20.000	10.000
3	150.0001	135.0002	263.8185	60.01233	242.9996	122.4545	129.6086	119.9999	20.00007	43.42095
4	150.000	135.000	199.2524	180.83	242.9987	160.000	129.9936	120.000	79.99959	43.42125
5	150.0001	135.0001	277.4084	180.8306	243.000	159.9997	129.8667	119.9998	79.9996	43.42098
6	150.0004	135.0004	314.5896	300.000	243.000	160.000	130.000	120.000	80.000	43.42125
7	150.000	176.9469	340.000	300.000	243.000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
8	184.1308	222.2665	340.000	300.000	243.000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
9	257.0182	309.5329	340.000	300.000	243.000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
10	303.2483	370.2961	340.000	300.000	243.000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
11	360.605	396.7994	340.000	300.000	243.000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
12	379.8726	434.5628	340.000	300.000	243.000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
13	331.6222	396.7994	340.000	300.000	243.000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
14	257.0182	309.5329	340.000	300.000	243.000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
15	184.1308	222.2665	340.000	300.000	243.000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
16	150.0004	135.0001	315.7919	248.3859	243.000	159.9998	129.9998	120.000	52.05701	43.42149
17	150.0001	135.000	277.4084	180.8306	243.000	159.9997	129.8667	119.9998	79.99996	43.42098
18	150.0004	135.0004	314.5896	300.000	243.000	160.000	130.000	120.000	80.000	43.42125
19	184.1308	222.2665	340.000	300.000	243.000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
20	303.2484	315.6214	340.000	300.000	243.000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
21	257.0182	309.5329	340.000	300.000	243.000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
22	150.0004	135.0004	314.5896	300.000	243.000	160.000	130.000	120.000	80.000	43.42125
23	150.000	135.000	183.3832	120.4155	242.427	159.7963	129.591	119.9999	79.99981	43.41976
24	150.000	135.000	185.229	180.8308	122.8935	123.2478	129.9931	119.9999	52.05767	10.000
<b>Le cout total (\$)</b>						<b>2487200</b>				
<b>Emission total (Ib)</b>						<b>2918100</b>				
<b>Le perte total (MW)</b>						<b>1290.5</b>				

**Tableau(IV.14):** Comparaison entre les résultats finals coût combustible et l'émission du réseau électrique à 10unités.

	PSO	NSGA-II[44]
<b>Le cout total (\$)</b>	2487200	2656300
<b>Emission total (Ib)</b>	291810	304120
<b>Le perte total (MW)</b>	1290.5	/

Dans l'étude de ce cas, on a appliqué notre programme développé à un multi-objectif minimisation des deux fonctions objectives: coût de combustible et émission des gaz toxiques. Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau (IV.13) la valeur optimale du totale coût et obtenu égale à **2487200 \$** et le valeur de émission et obtenu égale à **291810 Ib**.ces résultats ont été obtenus

dans les (24 heures) cette valeur est meilleure aux résultats obtenus dans la référence [44], minimisation de coût de production par rapport au cas d'optimisation multi-objectif pour les deux autres fonctions émission des gazes toxiques et les pertes.



Figure(IV.12): Puissances actives générées du réseau électrique à 10 unités par PSO (multi objectif).

### Interprétation

D'après les résultats obtenus à partir de l'optimisation multi-objective de coût de combustible, émission, on peut constater que les résultats respectent les contraintes de l'écoulement de puissance que ce soit les limites de puissance ou des puissance transitées.

### IV.5 Dispatching économique dynamique

Nous avons consacré cette section à l'étude de dispatching économique dynamique, cette fois-ci le problème de répartition optimale des puissances actives générées n'est plus statique mais prend une dimension dynamique dans le temps, la demande n'est plus constante mais elle est variable d'une heure à l'autre (24 heures)[14].

#### IV.5.1 Ramp up et Ramp down

Après avoir vu l'influence de l'effet de l'ouverture de vanne sur le coût total de production, une nouvelle contrainte s'ajoute à la totalité de contraintes de l'optimisation pour pouvoir examiner le cas le plus réel, il s'agit d'introduire cette fois-ci les contraintes Rampe des générateurs de production, or les générateurs de production ont en réalité des limites inférieures et supérieures de production d'une heure à l'autre qu'il ne peut pas les dépasser[10].

**Tableau(IV.15):** Puissance et coût combustible et l' émission avec Ramp up et Ramp down du réseau électrique à 10unités .

Heur	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10
1	150.000	135.000	117.5436	60.00000	222.4685	150.745	99.9708	89.9999	20.000	10.000
2	150.000	135.000	195.8405	60.00000	292.3350	80.4064	99.5903	90.0000	20.000	10.000
3	150.000	135.000	258.7732	60.01233	292.7327	137.904	99.6086	89.9999	20.000	43.4210
4	150.000	135.000	199.2934	191.2450	292.7318	160.000	99.9936	120.000	49.996	43.4210
5	150.000	135.000	255.2132	191.2487	242.9995	160.000	130.000	120.000	80.000	54.9935
6	150.000	135.000	314.5937	300.0000	242.9969	160.000	130.000	120.000	80.000	43.4210
7	150.000	176.947	340.0000	300.0000	243.0000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
8	176.873	229.533	340.0000	300.0000	243.0000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
9	253.643	312.913	340.0000	300.0000	243.0000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
10	295.998	377.563	340.0000	300.0000	243.0000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
11	376.497	389.38	340.0000	300.0000	243.0000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
12	372.611	441.829	340.0000	300.0000	243.0000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
13	299.870	428.665	340.0000	300.0000	243.0000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
14	249.763	316.800	340.0000	300.0000	243.0000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
15	176.873	229.533	340.0000	300.0000	243.0000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
16	150.000	135.000	235.7934	288.9358	242.8685	160.000	129.991	120.000	79.999	54.9391
17	150.000	135.000	255.2132	191.2487	242.9995	160.000	130.000	120.000	80.000	54.9935
18	150.000	135.000	314.5937	300.0000	242.9969	160.000	130.000	120.000	80.000	43.4271
19	176.873	229.533	340.0000	300.0000	243.0000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
20	295.971	322.888	340.0000	300.0000	243.0000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
21	249.763	316.799	340.0000	300.0000	243.0000	160.000	130.000	120.000	80.000	55.000
22	150.000	135.000	314.5937	300.0000	242.9969	160.000	130.000	120.000	80.000	43.421
23	150.000	135.000	199.5206	130.8292	242.2923	159.986	99.5910	119.991	79.9991	46.8407
24	150.000	135.000	185.2289	191.2459	172.6267	153.009	99.9931	89.9999	22.058	10.000
<b>Le coût total (\$)</b>						<b>2482000</b>				
<b>Emission total (Ib)</b>						<b>295740</b>				
<b>Le perte total (MW)</b>						<b>1290.8</b>				

**Tableau(IV.16):** Comparaison entre les résultats finals Ramp up et Ramp down du réseau électrique à 10unités.

	<b>PSO</b>	<b>IBFA [41]</b>
<b>Le coût total (\$)</b>	2482000	2 614 341.5470
<b>Emission total(Ib)</b>	295740	295 833.0308
<b>Le perte total(MW)</b>	1290.8	1319.9481

Dans ce cas d'étude, l'algorithme PSO est appliqué pour résoudre le problème de dispatching économique dynamique avec la contrainte RAMP, On remarque que les puissances actives pour les dix générateurs sont dans leurs limites de fonctionnement. du coût total optimal de production à

2482000 \$ et la valeur d'émission est obtenue égale à 295740 lb. Ces résultats ont été obtenus dans les (24 heures) cette valeur est meilleure aux résultats obtenus dans la référence [41].

### **Interprétation**

D'après ces tableaux on peut dire que les résultats obtenus concernant la minimisation de la fonction des coûts et l'émission des gazes toxiques et les pertes on peut constater que les résultats respectent les contraintes de l'écoulement de puissance les limites de puissance.

### **IV.6 Conclusion**

Dans ce chapitre on a proposé les algorithmes d'Essaim de Particules comme une technique d'optimisation pour résoudre le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance. L'objectif est de minimiser fonctions objectives à savoir: le coût du combustible, L'émission de gaz. avec considération des contraintes pratiques tels que l'effet d'ouverture des vannes, ainsi que la contrainte de Ramp, avec considération des contraintes d'inégalités et d'égalités. et d'utiliser les coefficients pour le calcul des pertes. La robustesse de l'algorithme proposé est validé sur le troisième réseaux test standard(3, 6, 10 unités de production). Nous avons appliqué cet algorithme pour résoudre un problème mon-objectif tel que (coût, émission de gaz) et multi-objectif (le coût du combustible, l'émission de gaz).



**Conclusion Générale**

## Conclusion Générale

Le travail de recherche présenté dans ce mémoire est une contribution dans le domaine de la répartition économique d'énergie électrique produite par les centrales électriques où une application d'un nouvel algorithme méta-heuristique appelé essaims de particules (PSO) a été présentée dans le but de résoudre le Problème de Combined Economic Emission Dispatch (CEED). Également, on a donné un aperçu général sur les différentes méthodes d'optimisation approchées et méta heuristiques en sur la méthode des Algorithme. essaims de particules (PSO). Mais Avant d'appliquer l'algorithme essaims de particules. par l'optimisation de coût et émission des gaz toxique de générateur, qui est la tâche principale de ce mémoire, il était primordial de procéder à un Choix judicieux des différents paramètres de l'algorithme essaims de particules.

On a abordé l'optimisation de la répartition des puissances en se basant sur la recherche du point de fonctionnement optimal en minimisant le coût et émission des gaz toxique sous les différentes contraintes d'égalité et d'inégalité reflétant respectivement l'équilibre (Demande- Génération), Dispatching Economique (DE) avec les contraintes pratiques nommé Ramp (Ramp Down, Ramp Up) ces derniers peuvent être calculés par utilisation de la méthode des coefficients B.

Plusieurs modèles de tailles différentes ont été choisis pour valider notre algorithme qui sont des réseaux test (3unités, 6unités et 10unités ) Le programme est développé sous l'environnement de MATLAB version.

Les résultats des réseaux test standard présentent des performances acceptables de point de vue perte de puissance, ainsi qu'un strict respect des conditions techniques à la puissance active générée et perte (respect de toutes les contraintes).

Les perspectives de ce travail sont multiples, on peut citer:

- En premier lieu, les méthodes d'optimisations présentées dans cette thèse peuvent être améliorées, indépendamment de la stratégie d'hybridation, en allant vers des couplages forts.
- D'autres perspectives s'ouvrent au niveau du problème posé, c'est de traiter la répartition optimale des puissances actives et réactives simultanément.

A decorative scroll-like frame with a black outline. The frame is horizontal and has a vertical strip on the left side, resembling a scroll's binding. The word "Bibliographie" is centered within the frame in a bold, black, serif font. The top and bottom edges of the frame are slightly curved, and there are small circular details at the corners, suggesting a rolled-up document.

**Bibliographie**



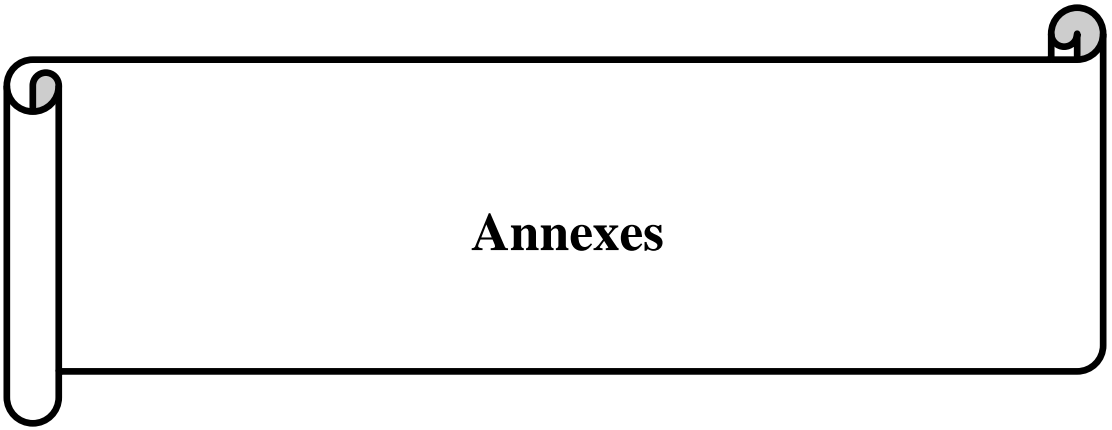
## Bibliographie

- [01] FRIDJAT Zineddine. TAMMA Mohammed Elhadi, "Application des algorithmes génétiques à l'optimisation de la production énergie active dans réseau électrique" Mémoire de Master, Université d'EL-Oued, 2014.
- [02] SALHI Abdelfattah, "Planification optimale de l'échange d'énergie électrique entre des réseaux interconnectés" Mémoire de Magister, Université Mohamed Khider-Biskra.
- [03] LABED Imen, "Dispatching économique dans un système de puissance électrique par l'intelligence artificielle" Mémoire de Magister, Université Constantine 1, 2013.
- [04] TORCHE Abla. LAYAIDA Ahlem, "Unit commitment appliqué au réseau algérien" Mémoire Master, Université Larbi Ben M'hidi-Oum El- Bouaghi, 2009.
- [05] ABDELHAKEM - KORIDAK Lahouari, "Contribution à l'étude des coûts optimaux de la production d'énergie électrique et des émission de gaz par les algorithmes génétique" Mémoire de Magister, Université Mohamed Boudiaf-Oran, 2010.
- [06] OULD NAGI Ahmed, "Optimisation de l'écoulement de puissance par algorithmes AG et PSO-TVAC",Mémoire de Master, Université Mohamed Khider-Biskra, 2014.
- [07] BOUDAB Smail, "application des réseaux de neurones dynamiques à l'optimisation de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique" Mémoire de Magister, Université Larbi Ben M' hidi-Oum El Bouaghi, 2011.
- [08] BENYAHIA Mohammed, "Approche Neuro-Génétique pour le problème du dispatching économique environnemental", Mémoire de Doctorat en Electrotechnique Université Mohamed Boudiaf-Oran, 2012.
- [09] GACEM Abdelmalek,"Utilisation des méthodes d'optimisations méta-heuristiques pour la résolution du Problème de répartition optimale de La puissance dans les réseaux électriques" Mémoire de Magister, Universitaire d'El-Oued, 2010.
- [10] HAMED Mostefa, "Dispatching économique dynamique par utilisation de méthodes d'optimisation globales" Mémoire de Magister, Université Mohamed Khider-Biskra, 2013.
- [11] AROUA Mohammd Hamza. BOUGHAZALA Mohammd Salah. TAMER Smail, "dispatching Economique optimale par la méthode swarm( PSO)" Mémoire Master, Universitaire d'El-Oued, 2009.

- 
- [12] SAYAH Samir, "Application de le intelligence artificielle pour le fonctionnement optimal des système électriques" Mémoire de Doctorat, Université Ferhat Abbas-Sétif.
- [13] MAZOUZ Abdelkader. MANSEUR Houssam, "Etude des dispositifs de protection mis en œuvre dans la centrale tg d'amizour de bejaia", Mémoire de Master, Université Abderrahmane Mira-Bejaia, 2013.
- [14] KHAMED Okba, "Dispatching économique dynamique des réseau électriques les méthode méta-heuristique" Mémoire de Master, Université Mohamed Khider-Biskra, 2013.
- [15] BAHY Ahmed Tedjani. Guezzoun Abdel Madjid, "Application des algorithmes génétiques au dispatching économique des réseaux électriques" Mémoire de Master, Université d'EL-Oued, 2016.
- [16] SEGHEIR Tayeb. MOGDAD Med Tayeb, "Résolution de dispatching économique par la méthode pattern search" Mémoire de Master, Université d'EL-Oued, 2011.
- [17] DRAIDI Abdellah, "Répartition économique de l'énergie électrique utilisant le Techniques d'intelligence artificielle" Mémoire de Magistère, Université Mentouri-Constantine, 2010.
- [18] GUEDIRI Abdelkarim, "Application de la logique floue pour l'optimisation de l'écoulement de puissance" Mémoire de Magister, Université Larbi Ben M'hidi-Oum El Bouaghi, 2009.
- [19] SI TAYEB Abdelkader, "Méta heuristiques pour l'optimisation des puissances actives dans un réseau d'énergie électrique" Mémoire de Magister, Université-Oran, 2011.
- [20] NESRAT Djebbari. SOLTANI Elbachir, "Résolution du problème de puissance active dans un réseau d'énergie utilisant les techniques méta-heuristique" Mémoire de Master, Université Hamma Lakhder-El-Oued, 2018.
- [21] BOUABDALLAH Amara, "Application des algorithmes génétiques Au dispatching économique et environnemental" Mémoire de Master, Université Mohamed Khider-Biskra, 2012.
- [22] BELGANDI Imad Eddine. MEDJBER Rédha, "Application de la méthode (simulated Annealing) pour le calcul du dispatching économique", Mémoire de Master, Université Tahar Moulay-Saïda, 2017.
- [23] ZIANE Ismail, "contribution à l'application de l'optimisation multi-objective par la méthode de recuit simulé au dispatching dynamique" Mémoire de Doctorat, Université Djillali Liabes-Sidi-Bel-Abbès, 2018.
-

- 
- [24] ABID Yakoub. CHENNOUF Lakhdar. CHELI Salah, "Application d'une méthode méta heuristique à la répartition optimale des puissances dans les réseaux électriques avec une fonction multi objective" Mémoire de Master, Université Hamma Lakhder-El-Oued, 2016.
- [25] LAIMECHE Abdallah, "application de l'algorithme des essaims de salpes au dispatching Economique" Mémoire de Master, Université Mohamed Khider-Biskra, 2018.
- [26] REZIG Missoum, "Etude d'un dispatching économique des puissances actives par les algorithmes de fourmis" Mémoire de Magister, Université Hassiba Ben Bouali-Chlef, 2014.
- [27] KETFI Nadhir, "Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée" Mémoire de doctorat en sciences, Université de Batna, 2014.
- [28] MOKHTARIA ZerouaL, "Optimisation et contrôle de l'écoulement des puissances actives par système FACT" Mémoire de Magister, Université Mohamed Boudiaf-Oran, 2015.
- [29] ELHACHEMI Salhi, "Résolution du problème dispatching économique avec la méthode de colonie artificielle des abeilles (abc algorithme)" Mémoire de Master, Université Mohamed Khider-Biskra, 2015.
- [30] BENYAZA Mohamed Salah, "Répartition optimale des puissances dans un réseau électrique par l'algorithme génétique" Mémoire de Master, Université Kasdi Merbah-Ouargla, 2016.
- [31] SAIHI Mourad, "Optimisation mono et multi objectif de l'écoulement de puissance avec intégration de statcom dans le réseau électrique" Mémoire de Master, Université Mohamed Khider-Biskra, 2013.
- [32] NAIMA Zerari, "Les Algorithmes génétiques en maintenance" Mémoire Magister, Université El Hadj Lakhdar-Batna, 2006.
- [33] KROUR Safia, "L'optimisation des paramètres d'une cellule photovoltaïque par les algorithmes génétiques" Mémoire de Magister, Université Ferhat Abbas-Sétif 1, 2014.
- [34] L.KORIDAK Abdelhakem, M.RAHLI "Optimisation d'un dispatching environnement /économique de la production d'énergie électrique par un algorithme génétique", Université de Bechar Algérie, 2010.
- [35] BAKHTA Naama, "Contribution à L'évaluation et au perfectionnement des méthodes méta-heuristiques d'optimisation combinatoire application à l'optimisation des puissance actives d'un réseau d'énergie électrique" Mémoire de Doctorat, Université Djillali Liabes-
-

- Sidi Bel Abbès.
- [36] DOUIDA Nedjmeddine, "Algorithme de recherche du corbeau dédié à l'optimisation appliqué au dispatching économique" Mémoire de Master, Université Mohamed Khider-Biskra, 2017.
- [37] GUEZIZ Belkhir. BOUAKA Mohamed , "Analyse des méthodes de répartition optimale des puissances dans un réseau de transport d'énergie" Mémoire de Master, Université Kasdi Merbah-Ouargla, 2016.
- [38] SLIMANI Linda, "Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes méta heuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité déréglé" Mémoire de Magister, Université de Batna, 2009.
- [39] LARFI Omar. AISSET Azzedind, " Développement d'un algorithme intelligent pour la commande des robots mobiles" Mémoire de Master, Université Larbi Tebessi-Tebessa, 2016.
- [40] MONSIEUR Hadji Boubakeur, "Contribution à l'Amélioration de l'Efficacité des Réseaux Electriques par l'Intégration et le Contrôle Flexible de l'Energie Eolienne et des Systèmes FACTS" Mémoire de Doctorat ,Université Mohamed Khider -Biskra,2017.
- [41] Nicole Pandita. Anshul Tripathia. Shashikala Tapaswia. Manjaree Panditb, "An improved bacterial foraging algorithm for combined static/dynamic environmental economic dispatch", ABV-Indian Institute of Information Technology and Management -Gwalior-India. Department of Electrical Engineering, MITS -Gwalior- India, page3507-3509 , 20 July 2012.
- [42] Hamid Rezaie, M.H. Kazemi-Rahbar , Behrooz Vahidi , Hasan Rastegar , "solution of combine economic and emission dispatch problem using a novel chaotic improved harmony search algorithm", Department of Electrical Engineering, Amirkabir University of Technology (AUT), 424 Hafez Ave, Tehran, Iran ,b Department of Electrical Engineering, Shahed University, Persian Gulf Freeway, Tehran, Iran , page 09,16 August 2018.
- [43] BEN BORDI Samir, " Optimisation Multi Objectif de L'écoulement de Puissance" Mémoire de Master ,Université Mohamed Khider -Biskra,2015.
- [44] M. Basu , "Dynamic economic emission dispatch using non dominated sorting genetic algorithm-II "Department of Power Engineering, Jadavpur University, Kolkata 700098, India page144,17 June 2007.



**Annexes**

**Annexe A****A-Réseau de 3 unités:**

Tableau de Matrice Coefficients B .

$B_{ij}$		
0.000136	0.0000175	0.000184
0.0000175	0.000154	0.000283
0.000184	0.000283	0.00165

## ଋଋଋ Annexe B ଋଋଋ

### B-Réseau de 6 unités

Tableau de matrice Coefficients B.

<b>Bij</b>					
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	0.003
-0.0010	0.0016	0.0066	0.0050	0.0109	0.0005
-0.0008	0.0041	0.0066	0.0033	0.0005	0.0244
<b>Bo</b>					
-0.0107	0.0060	-0.0017	0.0009	0.0002	0.0030
<b>B00</b>					
0.00098573					

## Annexe C

### C-Réseau de 10 unités :

Tableau de matrice Coefficients B.

$B_{ij}$									
0.000049	0.00004	0.00015	0.000015	0.000016	0.000017	0.000017	0.000018	0.000019	0.00000
0.000014	0.00005	0.000016	0.000016	0.000017	0.00005	0.000015	0.000016	0.00008	0.00008
0.000015	0.000016	0.000039	0.000010	0.000012	0.000012	0.000014	0.000014	0.00006	0.00006
0.000015	0.000016	0.000010	0.000040	0.000014	0.000010	0.000011	0.000012	0.00004	0.00001
0.000016	0.000017	0.000012	0.000014	0.000035	0.000011	0.000013	0.000013	0.00005	0.00006
0.000017	0.000015	0.000012	0.000010	0.000011	0.000036	0.000012	0.000012	0.00004	0.00005
0.000017	0.000015	0.000014	0.000011	0.000013	0.000012	0.000038	0.000016	0.00006	0.00008
0.000018	0.000016	0.000014	0.000012	0.000013	0.000012	0.000016	0.000040	0.00005	0.00006
0.000019	0.000018	0.000016	0.000014	0.000015	0.000014	0.000016	0.000015	0.00002	0.00009
0.000020	0.000018	0.000016	0.000015	0.000016	0.000015	0.000018	0.000016	0.00009	0.00004