

Université Mohamed Khider – Biskra
Faculté des Sciences et de la technologie
Département : Génie Electrique
Ref :



جامعة محمد خيضر بسكرة
كلية العلوم و التكنولوجيا
قسم: الهندسة الكهربائية
المرجع:

Mémoire présenté en vue de l'obtention
du diplôme de
Magister en : Electrotechnique

Option : Réseaux Electriques

**Dispatching Economique Dynamique par
Utilisation de Méthodes d'Optimisation globales**

Présenté par :
Mostefa HAMED

Soutenu publiquement le 14/01/2013

Devant le jury composé de :

Dr. MIMOUNE Sour Med	Professeur	Président	Université de Biskra
Dr. SRAIRI Kamel	Professeur	Rapporteurs	Université de Biskra
Dr. MAHDAD Belkacem	Maitre de Conférences 'B'		Université de Biskra
Dr. BENCHOUIA Med Toufik	Maitre de Conférences 'A'	Examineur	Université de Biskra
Dr. ABOUBOU Abdenacer	Maitre de Conférences 'A'	Examineur	Université de Biskra

Dédicace

A mes chers parents ,
à mes chers frères et sœurs,
à mes chers amis Nabil et Adel,
je dédié ce travail.

Publication

Publication

Publications Internationales

N. Mancor, B. Mahdad, K.Srairi, M Hamed. “Multi Objective For Optimal Reactive Power Flow Using Modified PSO Considering TCSC,” *International Journal of Energy Engineering*, [Published online at http:// journal.sapub.org/ijee](http://journal.sapub.org/ijee), Vol.2 N°.4, pp165-170, 2012.

Communications Internationales

- [1] **N. Mancor**, B. Mahdad, K.Srairi, M Hamed. “Multi Objective ORPF Using PSO with Time Varying Acceleration Considering TCSC” *Proceedings of the 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, (EEEIC 2012) Venice Italy, 18 - 25 May 2012: 802-807. <http://ieeexplore.ieee.org/>
- [2] M. Hamed, B. Mahdad, K. Srairi and **N. Mancor**. “Solving Combined Economic Emission Dispatch Problem Using Time Varying Acceleration Based PSO” *Proceedings of the 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, (EEEIC 2012) Venice Italy, 18 - 25 May 2012: 764-769. <http://ieeexplore.ieee.org/>
- [3] M. Hamed, B. Mahdad, K. Srairi and **N. Mancor**. “Solving Multi-objective Economic Dispatch Problem Using Flexible Time Varying Acceleration Based PSO” *4th international conference on electrical engineering (ICEE'12) 07-09 Algiers 2012*
- [4] **N. Mancor**, B. Mahdad, K. Srairi and M. Hamed. “Minimisation des Pertes de Transmission d’Energie par Utilisation des AG et PSO”. *7th International Conference on Electrical Engineering CEE'12* Octobre 8 – 10, Batna 2012

Résumé

Résumé

La contribution essentielle de ce mémoire est l'application de trois techniques méta-heuristiques à la résolution du problème de dispatching économique, donc plusieurs objectifs ont été envisagés à savoir optimisation de l'écoulement de puissance statique avec et sans pollution, minimisation du coût de production de l'énergie électrique avec et sans pertes de transmission, détermination de l'état optimal de chaque générateur interconnecté dans le réseau électrique durant vingt quatre heures autrement dit résolution du problème de dispatching économique dynamique tout en traitant dans ce cas plusieurs types de contraintes et fonctions objectifs telles que la fonction de coût quadratique, la fonction de coût non linéaire « non linéaire fonction avec des points de valve », et les contraintes de limitation inférieures et supérieures des générateurs (contraintes Rampes) d'une heure à l'autre, notant que ses objectifs sont calculés à la fois sans et avec pertes dont la méthode utilisée pour les calculer est la méthode coefficient B.

Mots Clés :

Dispatching économique Dynamique, Méthodes d'Optimisation Globales, Algorithmes Génétiques, Algorithmes d'Optimisation par Essaims de Particules (PSO), Optimisation Par Essaims de Particules Avec Coefficients d'Accélération Variables (PSO-TVAC), Fonction Quadratique, Fonction Non linéaire, Contraintes Rampes, méthode coefficient B.

Sommaire

Sommaire

Remerciements	
Dédicace	
Publications	
Résumé	
Sommaire.....	I
Nomenclature.....	VI
Liste de tableaux.....	IX
Liste de Figures.....	XI
Introduction générale.....	1

Chapitre I Généralités Sur Les Systèmes Énergétiques

I-1 Introduction :.....	4
I-2 Ecoulement de Puissance Optimal.....	4
I-3 Caractéristiques des systèmes électriques.....	4
1-3-1 Réseau de transport.....	7
1-3-2 La consommation électrique	8
1-3-3 Fluctuation de la consommation.....	9
1-3-4 Equilibre du système électrique.....	10
1-3-5 Limites thermiques des lignes électriques en fonctionnement normal.....	11
I-4 Dispatching Economique.....	12
I-5 Caractéristique de cout	13
I-6 Variantes de la caractéristique du coût de combustible.....	13
I-7 Caractéristique avec l'effet d'ouverture des vannes.....	14
I-8 Caractéristique avec plusieurs types de combustibles.....	15
I-9 Caractéristique avec des zones de fonctionnements prohibées.....	16
I-10 Libéralisation du marché de l'électricité.....	17
I-11 conclusion.....	18

Chapitre II Solution du problème de dispatching économique par les méthodes conventionnelles

II-1 Introduction.....	19
II-1-1 Structure du réseau électrique.....	20
II-1-2 La tenue de tension.....	20
II-1-3 Modélisation des composants du réseau électrique.....	21
II-1-3-1 Générateurs.....	21
II-1-3-2 Transformateurs de puissances.....	21
II-1-3-3 Lignes de transmission.....	22
II-1-3-4 Charges électriques.....	22
II-1-3-5 Eléments shunt.....	23
II-1-4 Formulation des équations de l'écoulement de puissance.....	23
II-1-5 Problème de l'écoulement de puissance.....	25
-1 Jeu de barres de référence :	25
-2 Jeu de barres à tension contrôlée :	26
- 3 Jeu de barres de charge :	26
II-1-6 Méthodes de Résolution du problème de l'écoulement de puissance.....	28
II-1-6-1 Méthode de Newton – Raphson.....	28
II-1-6-2 Méthode découplée rapide.....	29
II-1-7 Transits et pertes de puissance dans les lignes.....	31
II-2-1 Problème du dispatching économique	32
II-2-2 Solution du dispatching économique sans pertes	33
II-2-2-1 La méthode de Kuhn-Tucker	33
II-2-2-2 La méthode du gradient	35
II-2-2-2 –a Application au dispatching économique	35
II-2-2-3 La méthode d'itération de Lambda	36
II-2-3 Dispatching économique avec pertes	37
II-2-3-1 Première approche :(Utilisation d'une expression mathématique des pertes).....	38
II-2-3-2 Deuxième approche : (utilisation de l'OPF)	38
a. Organigramme synoptique de l'algorithme	39
b. Facteur de pénalité	39

c. Critère de convergence.....	40
II-2-4 Désavantage des méthodes conventionnelles.....	41
II-2 Conclusion.....	42

Chapitre III Méthodes d'optimisation globales

III-1 Introduction.....	43
III-2 Algorithmes génétiques.....	43
III-3 Codage et population initiale.....	44
III-3-1 Codage binaire.....	45
III-3-2 Codage réel.....	45
III-3-3 Codage en base n	45
III-4 Opérateur de croisement.....	46
III-5 Opérateur de mutation.....	46
III-6 Opérateur de sélection.....	47
III-7 Sélection par tournoi.....	48
III-8 Sharing.....	48
III-9 Elitisme.....	49
III-10 Optimisation multi-objectifs.....	49
III-11 Pareto optimum.....	50
III-12 Algorithme d'optimisation.....	51
III-13 Optimisation par essais de particules.....	52
III-14 Algorithme d'optimisation	54
III-15 Algorithme d'optimisation par essaim de particule avec coefficient d'accélération variable (PSO-TVAC).....	55
III-16 Algorithme à Evolution Différentielle (DEA).....	56
III-17 Algorithme de colonie de Fourmies.....	57
III-18 Conclusion.....	57

Chapitre IV Résultats et Simulation

IV-1 Introduction.....	58
IV-2 Cas d'Etude N°1 Dispatching économique statique.....	58

IV-2-1 Formulation du Problème.....	60
IV-2-2 Algorithme d'optimisation.....	61
IV-2-3 Paramètre de l'algorithme.....	61
IV-2-4 Discussion des Résultats	62
IV-2-4-A. Interprétation des résultats trouvés par (GA).....	62
IV-2-4-B. Interprétation des résultats trouvés (PSO).....	63
IV-2-4-C. Interprétation des résultats trouvés par (PSO-TVAC).....	64
IV-2-4-D Comparaison entre les résultats calculés par les trois approches	64
IV-3 Cas d'étude 2 Résolution du problème de dispatching économique multi objectifs.....	65
IV-3-1 Test IEEE 30 Bus.....	65
IV-3-1-1 Formulation du problème	65
IV-3-1-1-A Objectif 1 Minimisation de cout de production.....	65
IV-3-1-1-B Objectif 2 Minimisation de la pollution.....	65
IV-3-1-1-C Objectif 3 Minimisation du cout et taux de dégagement des gaz.....	65
IV-3-1-2 Algorithme d'optimisation multi-objectif (cout –Emission)	66
IV-3-1-3 Discussion de Résultats de simulation.....	67
IV-3-1-3-A Cas 1 Minimisation du cout	67
IV-3-1-3-B Cas 2 : minimisation de l'émission.....	68
IV-3-1-3-C Cas 3 optimisation multi-objectifs : minimisation du cout de production et l'émission simultanément.....	69
IV-3-2 Test 118 jeux de barres.....	71
IV-4 Cas d'étude N 3 dispatching économique dynamique sans pertes.....	72
IV-4-1 Formulation du problème :.....	73
IV-4-2 Organigramme d'optimisation.....	74
IV-4-3 fonction quadratique.....	75
IV-4-3-A Etude de système 5 unités.....	75
IV-4-3-B système 10 unités.....	77
IV-4-4 Fonction non linéaire.....	79
IV-4-4-A système test 5 unités.....	80
IV-4-4-B système test 10 unités.....	82
IV-5 Cas d'étude N° 4 études de dispatching économique dynamique sans pertes avec considération de contraintes Rampes.....	85
IV-5 -1 Système test 5 unités	85
IV-5 -2 Système test 10 unités	86

IV-6 Cas d'étude N° 5 dispatching économique dynamique avec pertes calculées par la méthode Beta coefficients	88
IV-6 -1 dispatching économique statique avec pertes.....	88
IV-6 -2dispatching économique dynamique avec pertes.....	89
Conclusion générale.....	91
Annexe	93
Bibliographie	

Nomenclature

Nomenclature

P_{gi}	puissance produite par l'unité
i		
P_d	puissance
		demandée
P_{loss}	pertes de
		transmission
C_t	cout totale de
		production
a_i, b_i, c_i	coefficient de cout générateur
i		
P_{gi}^{min}	puissance minimale produite par le
		générateur i
P_{gi}^{max}	puissance maximale produite par le
		générateur i
n_g	nombre de générateurs de
		production
γ	facteur d'accroissement de
		cout
B_{ij}, B_{to}, B_o	facteurs de la méthode
		Beta
e_i, f_i	facteur de l'émission pour le générateur
i		
a_{ik}, b_{ik}, c_{ik}	Coefficient de cout de l'unité i avec le combustible
k		
Z_{km}	l'impédance série de la ligne entre les jeux de barres k et
m		
r_{km}	la résistance et la résistance série de la ligne entre les jeux de barres k et m .
x_{km}	la résistance et la réactance série de la ligne entre les jeux de barres k et m .

Y_{km}^{sh}	L'admittance shunt par phase
G_{km}^{sh}	la conductance shunts de la ligne entre les jeux de barres k et m .
B_{km}^{sh}	la susceptance shunts de la ligne entre les jeux de barres k et m .
G_{km}	la conductance séries de la ligne entre les jeux de barres k et m .
B_{km}	la susceptance séries de la ligne entre les jeux de barres k et m .
Z_{ch}	l'impédance de la charge
R_{ch}	la résistance de la charge
Q_{ch}	la réactance de la charge
Y_{BUS}	la matrice admittance nodale $N*N$ du système.
\bar{Y}_{ii}	L'élément diagonal ii de
Y_{BUS}	l'élément hors diagonale im de
\bar{Y}_{im}	l'élément hors diagonale im de
Y_{BUS}	l'élément hors diagonale im de
\bar{I}_i	courant composés injectés au jeux de barre i
\bar{V}_m	forme polaire de tension de jeux de barre m
δ_m	angle de déphasage de jeux de barre m
e_m	la partie réelle de \bar{V}_m
f_m	la partie imaginaire de \bar{V}_m
\bar{V}_m	la partie réelle de \bar{V}_m
G_{im}	; la partie réelle de \bar{Y}_{im}
B_{im}	: la partie imaginaire de \bar{Y}_{im}
\bar{Y}_{im}	la partie imaginaire de \bar{Y}_{im}

- \bar{S}_i la puissance apparente injectée à un jeu de barres
i
- P_i l'injection des puissances active au jeu de barres
i
- Q_i l'injection des puissances réactive au jeu de barres
i
- P_{Gi} :puissances active généré au jeu de barres
i
- Q_{Gi} puissances réactive généré au jeu de barres
i
- $H \ N \ G \ L$:les sous matrice de la matrice
jacobienne
- $H_{ii} \ N_{ii} \ J_{ii} \ L_{ii}$ Les éléments diagonaux de la matrice
Jacobéenne
- $H_{im} \ N_{im} \ J_{im} \ L_{im}$ Les éléments hors diagonaux de la matrice
Jacobéenne
- $V_i^{(0)}$ valeur initiale de tension au jeux de barre
i
- $\delta_i^{(0)}$ valeur initiale de l'angle de déphasage de tension au jeux de barre
i
- P_i^{spec} valeur spécifique de la puissance active injecté au jeux de barre
i
- Q_i^{spec} valeur spécifique de la puissance réactive injecté au jeux de barre
i
- ϵ valeur de
précision
- $\Delta\delta$ vecteur
d'angle
- ΔV vecteur de
tension

- B' B'' sont des matrices constantes et réelles, représentant les parties imaginaires de la matrice admittance nodale Y_{BUS} .
- I_{km} Le courant de ligne I_{km} mesuré au jeu de barres k , définit positif de k vers m
- \bar{S}_{km} La puissance apparente s'écoulant du jeu de barres k vers m
- $\overline{\Delta S}_{km}$ La puissance complexe perdue dans la ligne $k - m$
- P_{km} Q_{km} représentent respectivement la puissance active et réactive perdues dans ligne.
- ∇L le gradient solution de dispatching économique
- N taille de population
- sh la similarité entre deux individus i et j
- σ_{SHOAF} rayon d'un niche
- m_i compteur de niche
- $f(ch_i)$ fitness d'un individu ch_i
- $p(ch_i)$ probabilité de la sélection de l'individu i
- $x(t)$ Position initiale d'une particule.
- $v(t)$ Vitesse initiale d'une particule.
- $v(t + 1)$ Vitesse prochaine d'une particule.
- $x(t + 1)$ Position suivante (prochaine) d'une particule.
- P_i Meilleure solution locale.
- P_b Meilleure solution globale
- C_1 Facteur d'inertie.

C_2 Coefficient Cognitif.

C_3 Coefficient social.

$iter$ Nombre d'itération
actuelle.

$iter_{max}$ Nombre d'itération
maximale.

$C_{1i}, C_{2i}, C_{1f}, C_{2f}$ Sont respectivement les valeurs initiales et finales de deux
coefficients cognitif et social

α_1, α_2, W sont respectivement facteur cognitif, facteur social, coefficient
d'inertie.

Liste de Tableaux

Liste de tableaux

Chapitre II

Tableau II-1 : données des jeux de barres du réseau électrique 9 bus.....	27
Tableau II-2 : Données des générateurs du réseau 9 bus.....	27
Tableau II-3 : Données des lignes du réseau 9 bus.....	27

Chapitre IV

Tableau IV-1 : paramètres d'optimisation des algorithmes.....	61
Tableau IV-2 coefficient de générateurs de production.....	62
Tableau IV-3 résultats de simulation.....	64
Tableau IV-4 Coefficient cout de générateurs.....	67
Tableau IV-5 Coefficient d'émission de générateurs.....	67
Tableau IV-6 optimisation de cout de production.....	68
Tableau IV-7 resultat de minimisation de l'émission.....	69
Tableau IV-8 Résultat d'optimisation multi-objectif : cout et émission simultanément.....	69
Tableau IV-9 puissances actives générées optimales pour les trois objectifs envisagés.....	71
Tableau IV-10 : Paramètres de simulation.....	74
Tableau IV-11 résultat par (GA) fonction quadratique.....	75
Tableau IV-12 : Résultat de simulation par (PSO) fonction quadratique.....	76
Tableau IV-13 : Résultats de simulation par (PSO-TVAC) fonction quadratique.....	76
Tableau IV-14 comparaison entre (PSO) ; (PSOTVAC),(GA) fonction quadratique.....	77
Tableau IV-15 résultats de (GA) fonction quadratique	77
Tableau IV-16 résultat de simulation par PSO.....	78
Tableau IV-17 : résultat de simulation par(PSO-TVAC) fonction quadratique.....	78
Tableau IV-18 comparaison entre (GA) (PSO) (PSOTVAC)fonction quadratique.....	79
Tableau IV-19 : résultat de simulation par (GA) fonction non linéaire.....	80

Tableau IV-20 résultat de simulation par (PSO) fonction non linéaire.....	80
Tableau IV-21 : résultat de simulation par (PSO-TVAC) fonction non linéaire.....	81
Tableau IV-22 : comparaison entre(PSO) ; (PSO-TVAC),(GA) fonction non linéaire.....	81
Tableau IV-23 : Résultat de simulation par(GA) fonction non linéaire.....	82
Tableau IV-24 résultat de simulation par (PSO) fonction non linéaire.....	83
Tableau IV-25 : résultat de simulation par(PSO-TVAC) fonction non linéaire.....	83
Tableau IV-26 : comparaison entre (GA) (PSO) (PSOTVAC) fonction non linéaire.....	84
Tableau IV-27 résultats de simulation par (PSO-TVAC) fonction non linéaire avec contraintes Rampes.....	85
Tableau IV-28 : comparaison de résultats de différents algorithmes fonction quadratique avec contraintes Rampes.....	86
Tableau IV-29 : résultat de simulation par (PSO-TVAC) fonction non linéaire avec contraintes Rampes.....	87
Tableau IV-30 : comparaison de résultats de différents algorithmes fonction non linéaire avec contraintes Rampes.....	87
Tableau IV-31 : dispatching économique statique test 5 unités avec pertes.....	88
Tableau IV-32 : dispatching économique dynamique test 5 unités avec pertes.....	89

Liste de Figures

Liste de Figures

Chapitre I

Figure I.1 : Caractéristique du cout d'un générateur thermique.....	5
Figure I.2 : Courbe de l'accroissement du coût de combustible.....	6
Figure I.3 : Topologie d'un réseau électrique moderne.....	8
Figure I.4 : Schémas unifilaire d'une ligne électrique.....	8
Figure I.5 : fluctuation journalière de la charge demandée.....	10
Figure I-6 : Limites thermiques, de tension et de stabilité de synchronisme des lignes de transport en Fonction du niveau de tension et de leur longueur.....	11
Figure I.7 : Schéma unifilaire d'un générateur synchrone alimentant un réseau électrique....	14
Figure I.8: Courbe de coût du combustible d'une unité thermique avec trois vannes d'admission de vapeur.....	15
Figure I.9 : Courbe de coût du combustible d'une unité thermique avec trois vannes d'admission de vapeur.....	16
Figure I.10 : Courbe de coût du combustible d'une unité thermique avec des zone de fonctionnements prohibées.....	17

Chapitre II

Figure II.1 : Structure du réseau électrique.....	20
Figure II.2 : Transformateur de puissance avec prise de charge réglable.....	21
Figure II.3 : Modèle en π d'une ligne de transmission.....	22
Figure II.4 : Schéma unifilaire d'une charge électrique.....	23
Figure II.5 : Schéma unifilaire d'un SVC.....	23
Figure II.6 Schéma unifilaire d'un réseau électrique IEEE 9 Bus.....	27
Figure II.7 : Transits de puissances sur une ligne de transmission.....	32
Figure II-8 : Méthode de gradient.....	35
Figure (II-9) : Diagramme synoptique.....	39

Chapitre III

Figure III.1 : Croisement standard en un seul point.....	46
Figure III.2 : Principe de l'opérateur de mutation.....	47

Figure III.3 : Effet de sharing sur la répartition des solutions.....	49
Figure III.4 : Front de Pareto.....	51
Figure III-5 : Organigramme d'un algorithme génétique.....	52
Figure III.6 : Déplacement d'une particule.....	53
Figure III.7 : Organigramme d'un (PSO).....	54
Figure III-8 : Interaction entre facteur social et cognitif.....	55

Chapitre VI

Figure IV.1 :Schéma représentative du dispatching économique sans pertes.....	59
Figure IV.2 :Schéma représentative du dispatching économique avec pertes.....	59
Figure IV.3 :Schéma unifilaire du réseau IEEE30 Bus.....	60
Figure IV.4 : Organigramme d'optimisation.....	61
Figure IV.5: Convergence (GA).....	62
Figure IV.6 : Convergence (PSO).....	63
Figure IV.7 : Convergence (PSO-TVAC).....	63
Figure IV.8: Convergence (GA) ,(PSO), (PSO-TVAC).....	64
Figure IV.9: Organigramme d'optimisation multi objectif par (PSO) et (PSO-TVAC).....	66
Figure IV.10 :Caractéristique d'optimisation du cout par (PSO) (PSO-TVAC).....	68
Figure IV-11 : Caractéristique de minimisation de l'émission avec (PSO) ,(PSO-TVAC)....	69
Figure VI-12 : Solutions optimales de Pareto cout-Emission ave (PSO-TVAC).....	70
Figure VI-13 : Solutions optimales de Pareto cout-Emission ave (PSO).....	70
Figure IV-14 : Caractéristique d'optimisation de cout par (PSO) (PSO-TVAC).....	71
Figure IV-15 Caractéristique de minimisation de l'émission avec (PSO) ,(PSO-TVAC).....	72
Figure IV-16 : Solutions optimales de Pareto cout- Emission ave (PSO) et (PSO-TVAC)...	72
Figure IV-17 : Organigramme d'optimisation de dispatching économique dynamique sans pertes.....	74
Figure IV-18 : Caractéristique de convergence (non linéaire) de (GA) ;(PSO); (PSO-TVAC) pour le système de 5 unités.....	81
Figure IV-19 : Caractéristique de convergence (non linéaire) de (GA) ;(PSO); (PSO-TVAC) pour le système de 10 unités.....	84
Figure IV.20 Caractéristique de convergence de (GA) (PSO) (PSO-TVAC) pour système test 10 unités avec considération de l'effet d'ouverture de vanne et les contraintes Rampes.....	86
Figure IV.21Caractéristique de convergence de (PSO-TVAC) système 5 unités avec pertes.....	89

Introduction Générale

Introduction générale

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

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

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

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

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

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

Les algorithmes évolutionnaires à savoir les algorithmes génétiques (AG) ,les algorithmes d'optimisation par essaims de particules (PSO) ,les réseaux de neurones ont une recherche stochastique qui cherchent l'optimum dans une région de l'espace c'est-à-dire chaque fois qu'on teste un point de l'espace avec les points de ses alentours contrairement aux méthodes classiques qui font une recherche points par points par les operateurs gradient , Hessien qui conduit généralement à un blocage local du processus algorithmique.

Dans ce mémoire on a appliqué les algorithmes génétiques (GA), l'algorithme d'optimisation par essaims de particules (PSO), l'algorithme d'optimisation par essaims de particules avec coefficient d'accélération variable (PSO-TVAC) pour la résolution du problème de dispatching économique dynamique tout en envisagent plusieurs critères et objectifs.

Le premier chapitre intitulé généralité sur le système électro-énergétique donne des définitions de base sur la notion de l'écoulement de puissance optimale, le dispatching économique et fonction objectif, une représentation de la fonction quadratique du cout est montré, quelque définition importantes pour les réseaux électriques, enfin on a terminé par une représentation des différentes variantes de la caractéristique du coût de combustible et leurs modèles mathématiques.

Le deuxième chapitre intitulé solution du problème de dispatching économique par les méthodes conventionnelles traite en détaille les équations de l'écoulement de puissance dans sa première partie. Dans la deuxième partie on a étudié quelques méthodes mathématiques non linaires largement utilisées pour la résolution de notre problème, la méthode de khuntacker, la méthode de gradient, et la méthode d'itération de lambda sont bien présentées pour solutionner le dispatching économique sans pertes.

La solution de dispatching économique avec pertes est représentée par deux approches possibles, la première consiste à construire une formule de pertes de transmission, tandis que la deuxième utilise (l'OPF) ou on va calculer le facteur de pénalité pour construire notre algorithme.

Le troisième chapitre intitulé méthodes d'optimisation globales consacré à l'étude des algorithmes génétiques, l'algorithme d'optimisation par essaims de particules (PSO), l'algorithme d'optimisation par essaims de particules modifié (PSO-TVAC), en effet des définitions de base on été abordées les operateurs de sélection de mutation et de croisement sont bien discutés ainsi le modèle mathématique et le diagramme de processus de recherche algorithmique de chacun de ces méthodes sont présentés, la notion de voisinage est aussi abordée, l'élitisme sont clairement exposées.

Le quatrième chapitre test est application représente la partie simulation de notre mémoire Il traite en premier lieu d'une manière détaillée le problème de dispatching économique statique des comparaisons entre les approches proposées sont largement expliquées.

Le problème de dispatching économique multi objectifs est présenté afin de réduire le taux d'émission des gaz toxique, différentes solutions et caractéristiques sont examinées. Le problème de dispatching économique dynamique est nettement expliqué, que se soit sans perte ou avec pertes, différents résultats obtenus par Les trois approches sont alors discutés et ce en appliquant plusieurs réseaux test et fonctions objectifs.

Chapitre I

Généralité sur les systèmes énergétiques

I-1 Introduction :

L'exploitation des réseaux électriques pose de nombreux problèmes d'ordre technique et économique. L'exploitant du réseau doit assurer en tout temps et en tout lieu la couverture de l'énergie demandée, de garantir une qualité acceptable de la puissance livrée et de procurer une sécurité d'alimentation élevée avec un coût aussi faible que possible.

L'effondrement du camp socialiste à la fin des années quatre-vingts et l'ouverture du marché concurrentiel d'une part et les prix de plus en plus chers des combustibles d'autre part ont donné au fonctionnement optimal ou économique des systèmes d'énergie électrique une position importante dans la gestion de sociétés productrices. Le problème qui se pose donc est, comment répartir la charge totale du système parmi les unités de générations disponibles de manière à minimiser le coût de production.

Ce chapitre traite le problème du fonctionnement économique des systèmes électro

-énergétiques , des définitions de base ont été expliquées telles que la fonction objectif,

fonction du coût , problème de dispatching économique, différents types de combustibles utilisés avec leur modélisation .

Notons que seules les unités thermiques seront traitées dans le cadre de ce mémoire.

I-2 Ecoulement de Puissance Optimal

Un Ecoulement de Puissance Optimal (OPF) est destiné à trouver une solution de l'écoulement de puissance qui optimise une fonction de performance (objectif) comme le coût du combustible, ou les pertes de transmission, tout en veillant à respecter les limites physiques imposées par les équipements du système.

Une solution de l'écoulement de puissance est alors obtenue qui, d'une part, est réalisable physiquement, et d'autre part, offre une valeur minimale de la fonction objectif .

I-3 Caractéristiques des systèmes électriques

Les caractéristiques technico-économiques des centrales électriques sont déterminantes

pour leurs exploitation. Trois types de caractéristiques ont une influence pour l'exploitation d'une centrale électrique à court terme: son coût de production; ses contraintes techniques et sa fiabilité. Le plus important de ces trois caractéristiques est le coût variable de production. Pour les centrales thermiques, il reflète principalement le coût du combustible utilisé et les autres coûts d'exploitation et de maintenance de la centrale. Le coût du combustible est évalué en utilisant des valeurs de consommation spécifiques de chaleur (une quantité d'énergie thermique nécessaire pour produire de l'électricité) de la centrale et le prix du combustible. La valeur de consommation spécifique de chaleur (CSC) est proportionnelle à l'inverse du rendement énergétique: plus la CSC est grande, moins la centrale est performante [1].

La fonction coût a une forme non linéaire qui peut être approximée à une courbe

quadratique de type : $a_i + b_i p_{gi} + c_i p_{gi}^2$ (I-1)
représentée par la Figure I-1 :

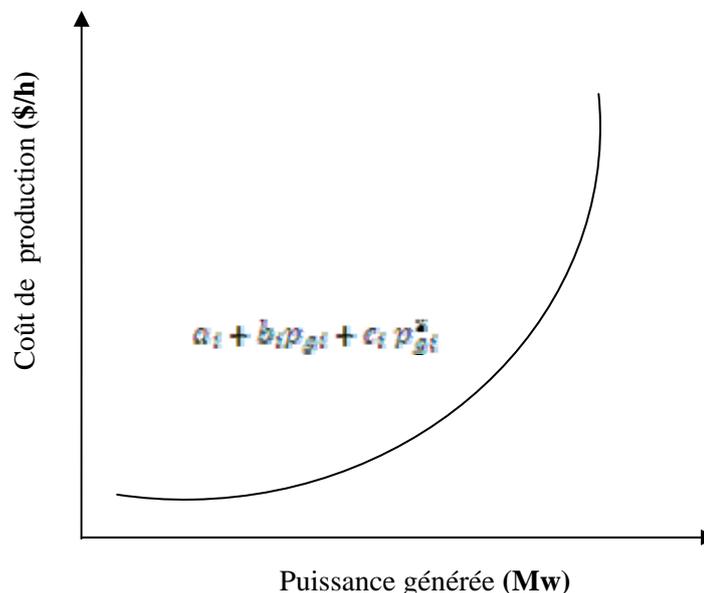


Figure I.1 : Caractéristique du coût d'un générateur thermique

La constante a_i est appelée coût de marche à vide, elle représente le coût pour maintenir la marche d'une unité de production à production nulle. Le coût incrémental (ou marginal) de

production est le coût pour produire une unité supplémentaire d'énergie. Ce coût est important pour prendre les décisions d'exploitation à court terme :

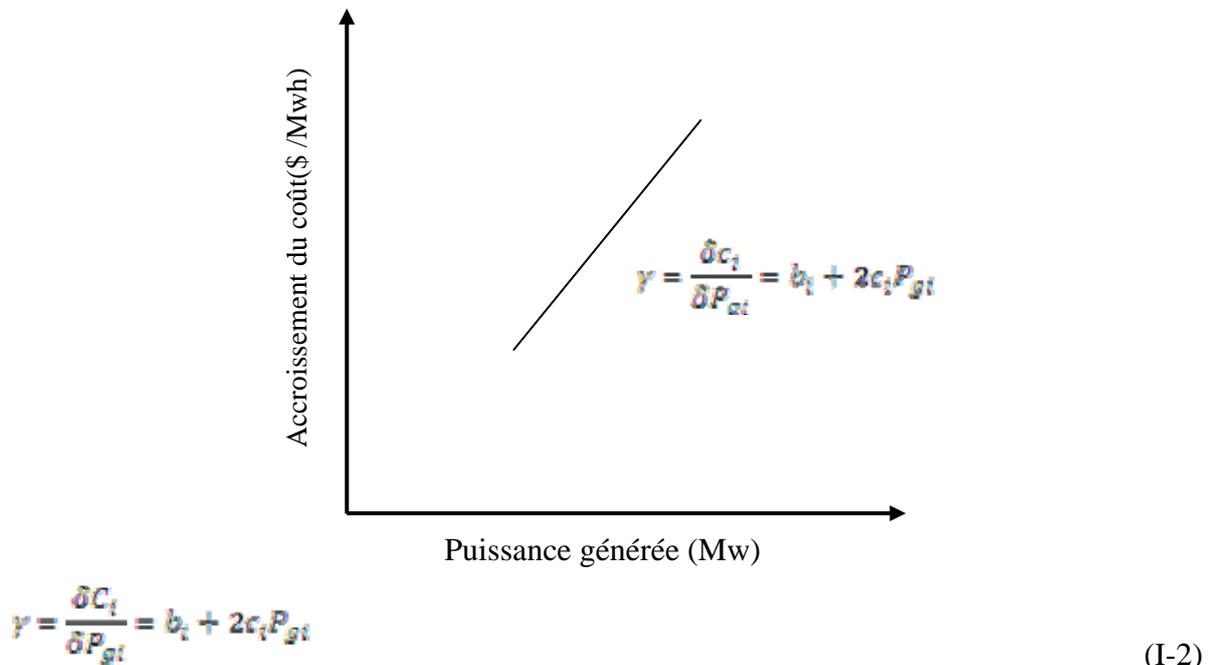


Figure I.2 : Courbe de l'accroissement du coût de combustible

Outre le coût variable à court terme, d'autres caractéristiques spécifiques sont importantes à mentionner pour la production d'électricité. C'est le cas notamment du coût spécifique pour démarrer ou arrêter l'unité de production (coût de démarrage et d'arrêt). Par exemple, le coût de démarrage correspond au coût de l'énergie nécessaire pour mettre en fonctionnement toutes les installations permettant la production d'électricité (chaudières, pompes, etc.). Ce coût dépend normalement de l'état de l'unité de production au moment de l'appel à démarrer (démarrage à froid ou à chaud)[2]. Certaines contraintes techniques sont aussi importantes pour l'exploitation.

Généralement, l'unité de production ne peut fonctionner de manière stable qu'à partir d'un niveau de production minimal (capacité minimale de production) et jusqu'à un niveau maximal de production (capacité maximale de production). L'inertie propre des moyens de production limite la vitesse à laquelle les unités de production peuvent changer leur niveau de production [3].

La vitesse maximale de changement du niveau de production pour une période de temps donné est appelée contrainte de rampe [4-5]. Il existe aussi un temps minimal pour le démarrage (temps de démarrage).

Enfin, les unités de production présentent différents degrés de fiabilité et d'incertitude. Ce degré de fiabilité peut être interprété comme le degré de précision dans la prévision de la capacité de production d'une centrale. Les erreurs de prévision de capacité peuvent venir du manque de prévision sur la force motrice (par exemple, courant d'eau).

Les erreurs de prévision peuvent venir aussi de la défaillance forcée d'une unité de production ou d'autres facteurs qui l'empêchent d'atteindre leur niveau normal de production. Le cas le plus extrême est quand l'unité n'arrive pas à démarrer comme prévu, ou qu'elle doit être arrêtée complètement pour des problèmes techniques.

Le caractère de flexibilité ou de souplesse de moyens de production à court terme représente la vitesse à laquelle chaque moyen de production peut changer le niveau de sa production après un signal donné. Nous trouvons des moyens de production plus flexibles, comme les centrales hydrauliques (avec réservoir) et les centrales à combustion ou les moteurs diesel (avec des temps de démarrage faibles et des contraintes faibles de rampes).

Par opposition, les centrales nucléaires et les centrales thermiques sont des moyens de production peu flexibles. Il est important de remarquer que cette flexibilité doit être obtenue rapidement après un ordre. Certains moyens de production peuvent avoir un caractère flexible, mais nécessitent plus de temps pour préparer cette vitesse du changement. Par exemple, certaines centrales nucléaires peuvent être programmées la veille pour réaliser des variations assez grandes de production, mais, à une échelle de temps plus proche du temps réel, les variations de production possibles pour ces centrales sont beaucoup moins élevées [1].

I.3.1 Réseau de transport

Le rôle principal du réseau de transport est la liaison entre les grands centres de consommation et les moyens de production. Ce rôle est particulièrement important car on ne peut pas stocker l'énergie électrique à grande échelle à l'heure actuelle. Un réseau de transport doit être exploité d'une manière particulière: il doit être exploité dans les limites de fonctionnement autorisées. Ces limites ou contraintes du réseau sont exprimées par des

valeurs maximales ou minimales sur certaines variables du réseau (fréquence, écoulement de puissance sur les lignes ou transformateurs, niveau de tension, etc.). Si ces limites sont dépassées, le réseau risque de devenir instable. Outre les sources classique qui alimentent nos réseaux actuels (centrale thermique ,nucléaires ,hydrauliques) on trouve les sources renouvelables d'énergie ,telles que les centrales solaires, les fermes éoliennes...etc ,la Figure I.3 représente une structure topologique d'un réseau moderne [6].

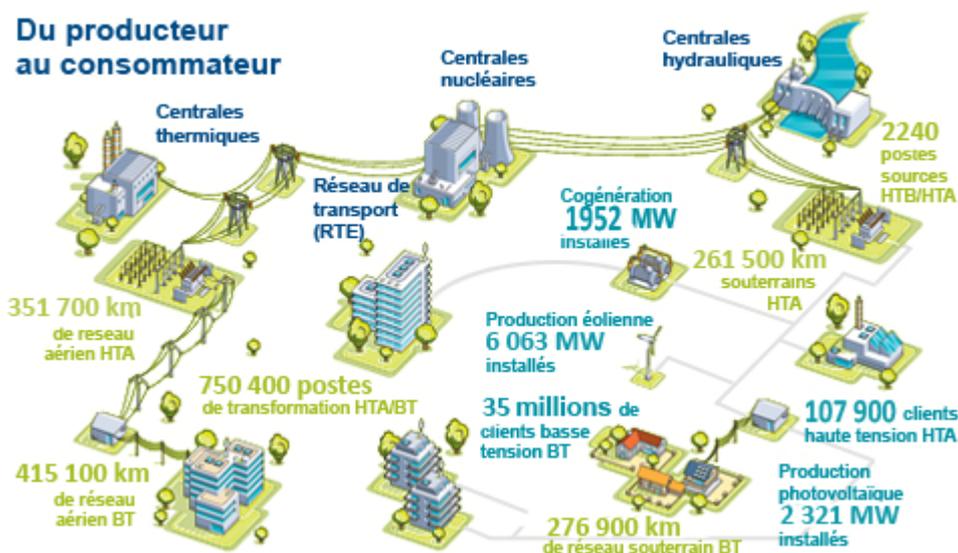


Figure I.3 : Topologie d'un réseau électrique moderne

Les contraintes de capacité de transport sont liées principalement aux flux maximaux de puissance qui peuvent circuler sur chacun des éléments du réseau. Ces contraintes de capacité ont une importance particulière dans les réseaux électriques car les flux d'électricité sont difficiles à contrôler et suivent des chemins gouvernés par les lois de Kirchhoff [7].

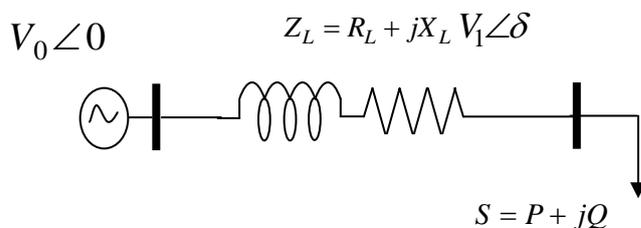


Figure I.4 : Schéma unifilaire d'une ligne électrique

I.3. 2 La consommation électrique

Connaître la consommation de l'électricité d'une période future est important pour l'exploitation du système électrique. Pour ce faire, une multitude de variables sont traditionnellement utilisées pour expliquer et prédire le niveau de consommation d'électricité: la température, l'heure de la journée, le jour de la semaine (jour ouvrable, week-end), le prix, etc. L'impact de la plupart de ces variables est lié aux conditions climatiques, aux habitudes de consommation, aux rythmes de vie et au pays considéré.

Naturellement, plus la prévision est réalisée en avance par rapport au moment de la consommation en ce basant sur la courbe historique de consommation moins elle est précise. En effet, les valeurs de ces variables, notamment celles liées aux conditions météorologiques, peuvent se modifier dans ce laps de temps. Une prévision éloignée du temps réel génère des erreurs de prévision, plus ou moins conséquentes. Les prévisions de consommation effectuées plusieurs jours à l'avance se basent principalement sur la combinaison des consommations réelles des jours précédents et la prévision des conditions climatiques. Par exemple, une baisse de la température moyenne de 1° C sur l'ensemble de la France peut entraîner, en hiver, une augmentation de la consommation de plus de 1000 MW (approximativement la taille d'une tranche nucléaire) [8].

Bien que la prévision de la consommation s'affine lorsque l'on s'approche de la période prévue, il existe encore des écarts entre les prévisions faites la veille et la consommation réelle.

Ces écarts, ou erreurs de prévision, peuvent provenir des erreurs de prévision des variables explicatives (Température, nébulosité) ou/et des simplifications de modèle de prévision.

I.3. 3 Fluctuation de la consommation

La consommation d'électricité varie en permanence: au cours des saisons, au cours d'une journée, en suivant le rythme de l'activité quotidienne et économique et en temps réel en fonction de la météo du moment. Les différentes utilisations individuelles de l'énergie électrique, à chaque moment, se traduisent par de fortes fluctuations de la consommation dans le temps.

Cependant, pour un intervalle de temps d'une demi-heure, ces fluctuations ont un certain caractère cyclique au cours de la journée, de la semaine, et de l'année en créant une saisonnalité.

Il faut savoir aussi que la consommation d'électricité peut fluctuer très rapidement: elle peut changer de plus de 10% de la consommation maximale en seulement 1 heure. Il faut noter qu'il existe des fluctuations pour des échelles de temps inférieures plus fines qu'une demi-

heure. Ces fluctuations ont un caractère aléatoire minute par minute. On ne peut pas assigner une quelconque périodicité à ces fluctuations [9].

La Figure I.4 représente la fluctuation de la charge en fonction de temps pendant un jour et la stratégie de génération adoptée par les compagnie de production pour faire face à cette augmentation aléatoire ,en général des générateurs qui fonctionnent à 100% de leurs capacités pendant 24h, supportent la charge de base (centrales nucléaires) ,des générateurs intermédiaires commandés fonctionnent la plus part des temps, mais pas nécessairement avec leurs charges totales supportent la charge intermédiaire et ce en utilisant des centrales hydrauliques simplement commandée par le control du débit de l'eau.

La charge de pointe est supportée par des centrales thermiques dont les générateurs de production ont des vitesses très grandes qui répondent mieux à cette augmentation.

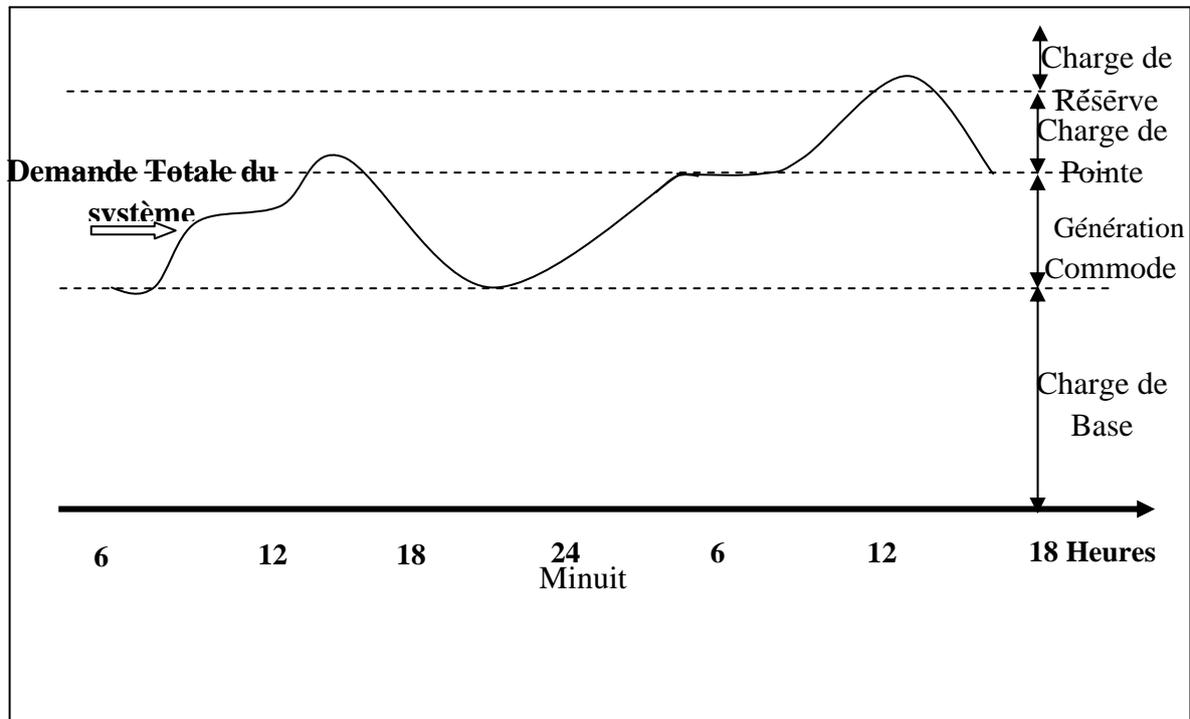


Figure I.5 : Fluctuation journalière de la charge demandée

I.3.4 Equilibre du système électrique

L'équilibre du système électrique exige qu'à tout moment, la puissance injectée (la production) soit égale à la puissance soutirée (la consommation) plus les pertes générées sur le réseau.

Ainsi, les systèmes électriques subissent-ils une forte contrainte d'équilibre en temps réel entre les injections et les soutirages.

Cet équilibre production-consommation est nécessaire tout d'abord car les systèmes électriques à courant alternatif fonctionnent comme une « grande » machine synchronisée. Le

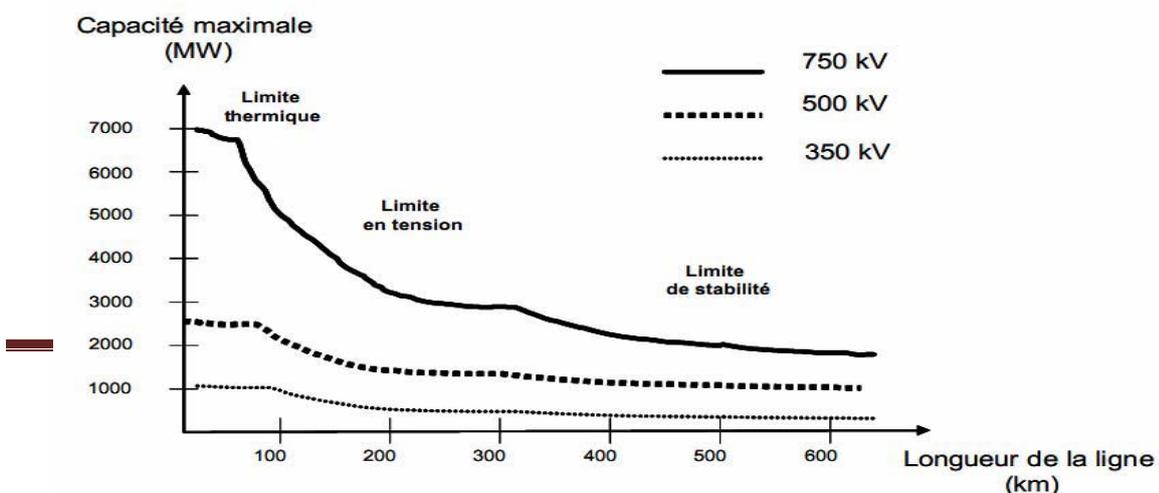
fonctionnement de cette machine est très complexe et particulièrement vulnérable aux instabilités. Ces instabilités se produisent principalement quand l'équilibre production consommation n'est pas respecté.

Assurer l'équilibrage continu, même lors des incidents, est un moyen de maintenir la stabilité du système. Le défaut d'une ligne ou d'une unité de production peut provoquer des phénomènes en cascade pouvant se développer rapidement.

Ainsi, des écarts, même mineurs, de la fréquence de référence peuvent déstabiliser ou endommager des éléments du système de transport. Si lors d'un incident, les actions correctives nécessaires ne sont pas effectuées, le système peut défaillir complètement (black out). Afin de se prémunir contre les ruptures de l'alimentation électrique, une règle fondamentale de sécurité, appelée « règle du N-1 », est appliquée par tous les gestionnaires de réseau. Cette règle consiste à garantir le bon fonctionnement du réseau même en cas de défaillance d'un élément du réseau de transport ou d'une unité de production. Dans ce cas l'électricité doit pouvoir être acheminée par une autre partie du réseau, ou fournie depuis une autre unité de production. Le respect de cette règle ne suffit pas à garantir l'absence totale de coupures, mais permet d'en réduire considérablement le nombre [1].

I.3. 5 Limites thermiques des lignes électriques en fonctionnement normal

Les lignes électriques et les transformateurs ont des capacités de transport physiquement limitées. Ces limites sont principalement thermiques. Les limites thermiques sont liées à l'échauffement des lignes lors du passage du courant électrique. L'effet Joule entraîne une transformation de puissance électrique en puissance thermique. Cette énergie thermique provoque une augmentation de la température de la ligne. Ce changement de température modifie les caractéristiques mécaniques de la ligne et provoque une dilatation des conducteurs. L'énergie dégagée par effet Joule augmente avec le courant électrique circulant sur la ligne. Or, à tout instant, on doit garantir que le courant de transit dans les éléments du réseau de transport se situe au dessous du seuil fixé: intensité maximale du courant admissible en régime permanent (IMAP). En cas de dépassement, on dispose alors d'un temps limité,



variable selon l'ampleur du dépassement, pour ramener le flux électrique à une valeur acceptable. Si les actions nécessaires ne sont pas effectuées dans ce temps limité, le

Figure I.6 : Limites thermiques, de tension et de stabilité de synchronisme des lignes de transport en fonction du niveau de tension et de leur longueur

mécanisme de protection de surcharge déconnectera l'élément du réseau. En général, les limites physiques (thermiques), peuvent être présentées comme une limite maximale de puissance active (en MW) qui peut transiter sur un élément déterminé du réseau (Figure 1.5). L'exploitation du réseau de transport doit assurer que les écoulements de puissance transitant par les différents éléments respectent toujours ces limites physiques maximales [10].

I-4 Dispatching Economique

L'objectif principal du dispatching économique est de trouver la contribution en puissance de chaque groupe de production du système électrique, de sorte que le coût total de production soit minimisé que possible pour n'importe quelle condition de charge tout en respectant les contraintes physiques de ces générateurs [11].

Pour un système électro-énergétique avec n_g unités de production, le coût total du

combustible est simplement égal à la somme des coûts élémentaires du combustible des différentes unités, soit :

$$C_T = \sum_{i=1}^{n_g} [C_i(P_{gt})] \quad (\text{I-3})$$

3)

Tel que :

P_{gt} : C'est la puissance active produite par le générateur i .

C_T : Représente le coût total de production.

$C_i(P_{gt})$: Exprime le coût de production de i ème générateur en (\$/h).

$$C_i(P_{gt}) = \sum_{i=1}^{n_g} a_i + b_i P_{gt} + c_i P_{gt}^2 \quad (\text{I-4})$$

a_i , b_i , c_i représentent les coefficients de la fonction coût.

Il est évident que la somme de toutes les puissances actives générées, doit être égale à la charge totale du système plus les pertes totales de transmission.

Cette distribution doit en plus respecter les limites admissibles de production de chaque générateur de production P_{gi}^{\min} et P_{gi}^{\max} [12]. Par conséquent, le problème du dispatching économique se formule mathématiquement comme suit :

Min (C_t) (fonction objectif à minimiser) sujet de :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_d + P_{loss} \quad (I-5)$$

$$P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \quad (I-$$

6)

Avec P_d : la puissance demandée.

P_{loss} : Pertes actives de toutes les lignes électriques.

ou: $i = 1: ng$

ng : Nombre total de générateurs.

La valeur exacte des pertes de transmission ne peut être obtenue qu'à partir d'une étude de l'écoulement de puissance (voir chapitre II). Néanmoins, dans les études du dispatching économique on exprime souvent les pertes de transmission en fonction des puissances actives générées. Cette technique est communément appelée la méthode des coefficients B qu'on a utilisé dans ce mémoire pour estimer ces pertes. Dans cette approche, les pertes sont approximées par la formule de Kron [3].

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^{ng} B_{ij} P_{gi} P_{gj} + \sum_{i=1}^{ng} B_{io} P_{gi} + B_o \quad (I-6)$$

Tel que les termes B_{ij} , B_{io} , B_o sont les coefficients B .

Notant que ces coefficients ne sont pas constants mais variables suivant les conditions de fonctionnement du système. Cependant, des résultats acceptables peuvent être obtenus si les conditions de fonctionnement actuelles sont relativement proches de celles pour lesquelles les coefficients B ont été calculés. Il existe plusieurs méthodes basées sur l'étude de l'écoulement de puissance qui permettent de calculer les coefficients de pertes [13].

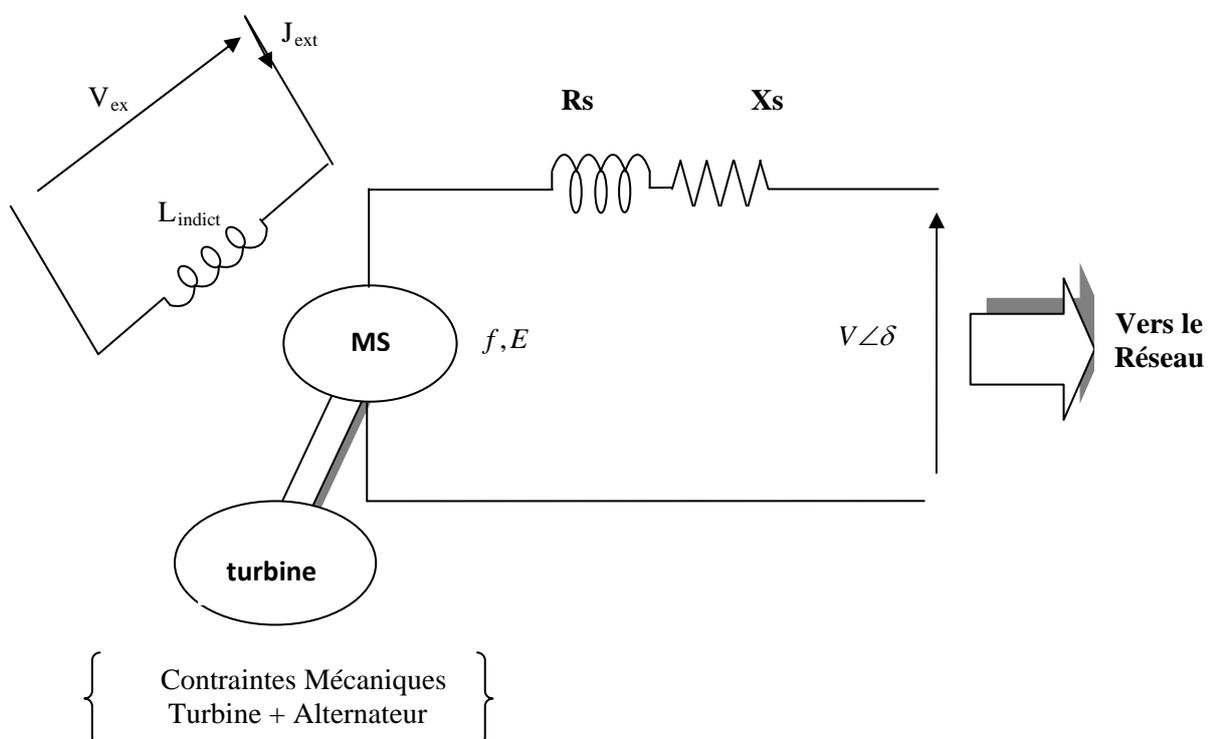
I-5 Caractéristique de coût

La caractéristique coût d'un générateur thermique est représentée par un graphe qui relie le taux du combustible à l'entrée (en Btu/h) avec la puissance électrique délivrée (en MW) de l'unité. La forme de cette courbe est déterminée sur la base des données collectées à partir des essais effectués sur l'unité génératrice.

Il est souvent usuel d'utiliser le taux du coût de combustible (en \$/h) au lieu du taux du combustible (en Btu/h). Cette conversion est accomplie en multipliant le taux du combustible par le prix du combustible (en \$/Btu). La caractéristique qui en résulte et que nous montrons dans la Figure I.1, est connue sous le nom de courbe de coût du combustible. Généralement, pour représenter cette dernière caractéristique, on adopte une fonction quadratique comme il est mentionnée par l'équation (I-1) .

I-6 Variantes de la caractéristique du coût de combustible

La forme conventionnelle de la caractéristique du coût de combustible des unités thermiques est généralement représentée par un polynôme du 2^{ème} ordre (Conformément à l'équation (I-1)). Ce type de fonction possède la propriété avantageuse d'être convexe ce qui simplifie grandement le problème du dispatching économique et augmente le nombre de techniques mathématiques qui peuvent être appliquée à sa résolution. Dans ce cas, il est possible d'aboutir à une solution avec un minimum global en utilisant une technique conventionnelle. Par ailleurs pour certains cas, la représentation quadratique est inadaptée, d'où la nécessité de développer des méthodes plus précises pour aboutir aux meilleurs résultats. En effet, la présence de situations liées au fonctionnement des unités thermiques, tels que l'effet d'ouverture des vannes [14-15], unités à plusieurs types de combustibles [16-17] ou unités



avec zones de fonctionnement prohibées [18-19], liée au fonctionnement du couple turbine-générateur (Figure I.6) rend impossible ou non pratique l'adoption du modèle quadratique ce qui rend les méthodes conventionnelles cités au chapitre II inadéquates voire inutilisables car elles ne mènent pas à une solution globale mais elles se bloquent dans des minima locaux qui ne reflètent pas par conséquent l'optimisation souhaitée ;alors l'application de méthodes méta-heuristiques représente un atout pour résoudre ce problème ce qui représente le sujet de ce mémoire.

Figure I.7 : Schéma unifilaire d'un générateur synchrone alimentant un réseau électrique

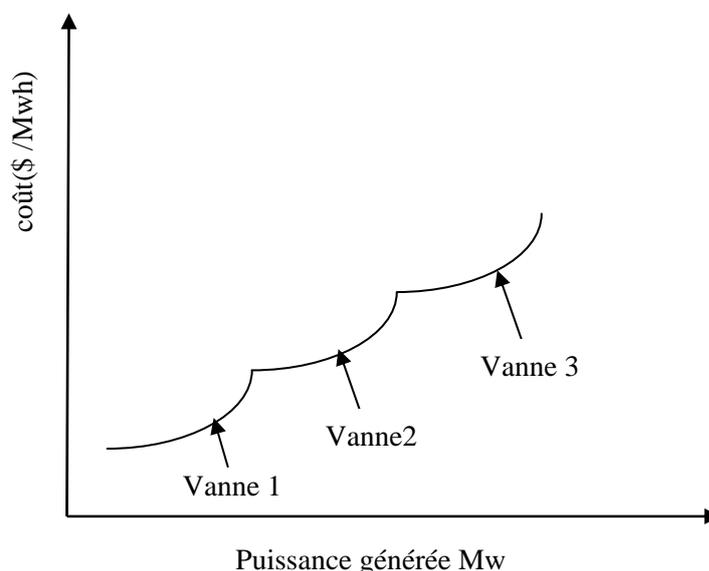
Dans les chapitres qui suivent en essayant d'appliquer les algorithmes génétiques ; l'optimisation par essaims de particules et sa variante modifiée pour résoudre le problème de dispatching économique statique et dynamique tout en envisageant plusieurs fonctions objectives fortement non linéaires .

I-7 Caractéristique 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. La Figure I.7 montre la courbe de coût typique d'une unité thermique avec trois vannes d'admission de vapeur.

L'effet d'ouverture de vanne est souvent modélisé en ajoutant une composante sinusoïdale à la fonction quadratique de base [20].

$$F(p_{ig}) = \sum_{i=1}^n \left[a_i + b_i p_{ig} + c_i p_{ig}^2 + |e_i| + \left[\sin\left(\frac{f_i}{f_i} \right) \right] (P_{ig}^{\min} - P_{ig}) \right] \quad (I-7)$$



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

Figure I.8: Courbe de coût du combustible d'une unité thermique avec trois vannes d'admission de vapeur

Ce type de problème est extrêmement difficile à résoudre avec les techniques conventionnelles comme la technique de Lagrange [21] ou la programmation dynamique [22], du fait des changements brusques et des discontinuités présentées dans la courbe du coût.

I-8 Caractéristique avec plusieurs types de combustibles

Parfois, les unités thermiques sont capables de fonctionner avec plusieurs types de combustibles. Dans ces conditions, la caractéristique de coût est constituée de plusieurs morceaux de fonctions quadratiques (Fig. I.8), qui s'écrivent :

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = \begin{cases} (a_{i,t1} + b_{i,t1} P_{i,t} + c_{i,t1} P_{i,t}^2) & \text{combustible } k=1 \\ (a_{i,t2} + b_{i,t2} P_{i,t} + c_{i,t2} P_{i,t}^2) & \text{combustible } k=2 \\ \dots & \dots \end{cases} \quad (I-8)$$

Où a_{ik} , b_{ik} , c_{ik} sont les coefficients de coût de l'unité i avec le combustible k .

Ce modèle est communément appelé *modèle quadratique par morceaux*.

Le combustible le plus économique est représenté par le morceau le plus inférieur de la courbe. Ce type de fonction est également difficile voire impossible à traiter via les techniques standards.

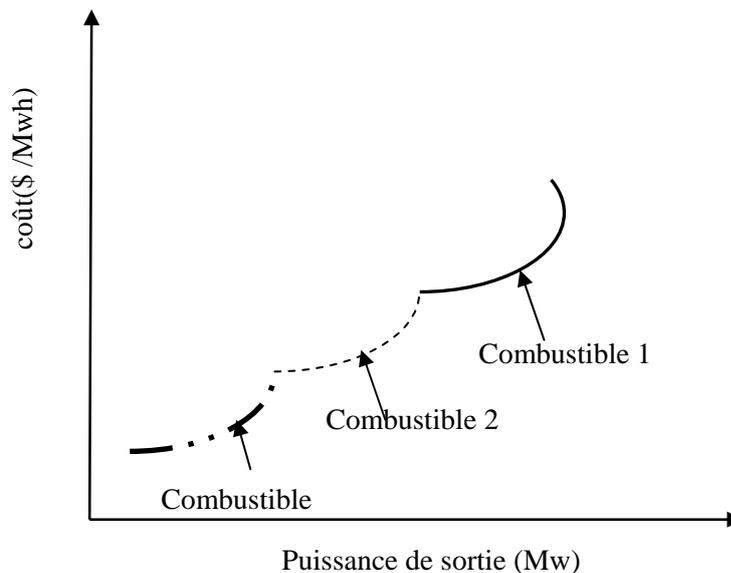


Figure I-9 : Courbe de coût du combustible d'une unité thermique avec trois vannes d'admission de vapeur

I-9 Caractéristique avec des zones de fonctionnements prohibées

Généralement, on admet que la puissance fournie par les unités thermiques peut être ajustée d'une manière continue dans le domaine de fonctionnement du générateur :

$P_{gt}^{min} \leq P_{gt} \leq P_{gt}^{max}$ □ . Dans la pratique, les unités thermiques peuvent avoir des régions de fonctionnement indésirables pour des problèmes liés à la stabilité ou des limitations physiques de fonctionnement au niveau des composantes des machines (ensemble turbine rotor de la machine synchrone). Ces régions créent des discontinuités au niveau de la courbe du coût de combustible, étant donné que l'unité doit fonctionner à l'intérieur de certaines plages spécifiées (Fig. I-9). Ce type de fonction est caractérisé par un espace de solution non convexe.

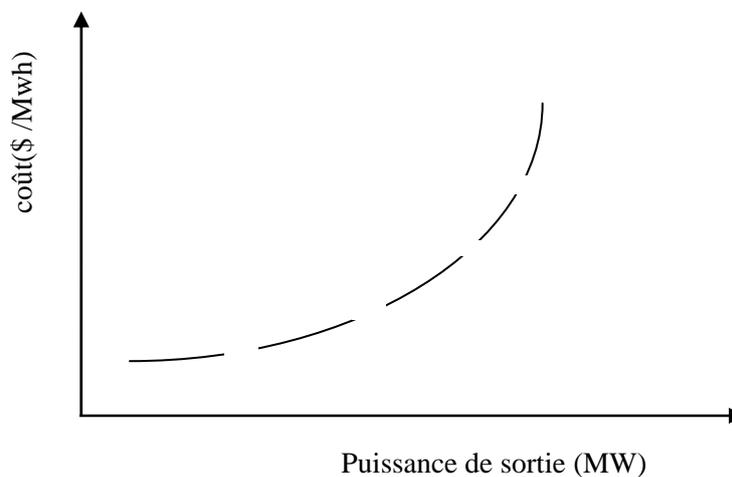


Figure I-10 : Courbe de coût du combustible d'une unité thermique avec des zone de fonctionnements prohibées

Les intervalles de fonctionnement pour une unité thermique avec des zones de fonctionnement prohibées sont données par les équations (I-8) :

$$\begin{cases} P_{gt}^{min} \leq P_{gt} \leq P_{gt,1}^i \\ P_{gt,k-1}^U \leq P_{gt} \leq P_{gt,k}^i \\ P_{gt,n_i}^U \leq P_{gt} \leq P_{gt}^{max} \square \end{cases} \quad k=2, 3, \dots, n_i$$

I-8

Où n_i est le nombre de zones prohibées de l'unité i $P_{gt,k}^i, P_{gt,k}^U$ sont, respectivement, la borne inférieure et la borne supérieure de la zone de fonctionnement prohibée k .

I-10 Libéralisation du marché de l'électricité

La libéralisation du marché de l'électricité s'agit en réalité de l'ouverture du marché de l'énergie électrique. Sur un marché concurrentiel, la vente et la fourniture d'énergie sont dissociées du transport et de la gestion des réseaux. Les activités de fourniture d'énergie sont libéralisées. Cela signifie que nous pouvons acheter notre énergie auprès du fournisseur de notre choix. La libre concurrence vaut pour tous les biens et services et s'applique dès lors aussi au choix d'un fournisseur d'énergie. Progressivement, toutes les entreprises et tous les particuliers peuvent librement choisir leur fournisseur d'électricité. Chaque client, chaque entreprise peut ainsi choisir le partenaire énergétique qui répond le mieux à ses besoins. Par ailleurs, la concurrence génère un meilleur service, une plus grande orientation client et des prix répondant à l'offre et à la demande sur le marché [23]. Dans ce marché libre il est important que les sociétés productrices organisent efficacement, leurs opérations, maximisent leurs marges bénéficiaires, et minimisent leurs coûts de production.

Le problème de répartition optimale de puissances générées devient une fois de plus, plus compliqué alors qu'une optimisation par les méthodes méta-heuristiques constitue la pièce maîtresse pour la résolution de ce genre de problèmes.

I-11 conclusion

Dans ce chapitre on a essayé de donner une vue globale sur les définitions et le comportement du réseau électrique, on a commencé par une introduction qui explique les différentes contraintes liées à la répartition optimale de puissance générée en bien expliquant les défis de compagnies productrices modernes, en suite la notion de l'écoulement de puissance est exposée, les différents éléments constituant le réseau de transport sont traités (centrales, lignes de transmission, charges), la formulation du problème de dispatching économique avec ses contraintes est bien présentée, on a terminé ce chapitre par une présentation détaillée de différentes courbes du coût et leur modélisation et une vue totale sur la notion de libéralisation du marché d'électricité et ses impacts sur l'optimisation.

Chapitre II

*Solution du problème de dispatching économique par
les méthodes conventionnelles*

II-1 Introduction

Le problème de l'écoulement de puissance optimal a eu une longue histoire pour son développement. Il y a plus de quarante ans passés, Carpentier introduisit une formulation du problème du dispatching économique comprenant des contraintes sur les tensions et d'autres contraintes de fonctionnement. Dans son approche (connue par la méthode d'injection), il posa le problème du dispatching économique comme un problème d'optimisation non linéaire, et utilisa la technique du gradient réduit généralisé. En 1968, Dommel et Tinney introduiraient un problème d'optimisation comprenant le dispatching économique classique contrôlé par les équations de l'écoulement de puissance et des contraintes de fonctionnement, où ils ont utilisé la technique du gradient réduit pour résoudre les conditions d'optimalité

de Kuhn-Tucker. Cette formulation a été nommée plus tard problème de l'écoulement de

puissance optimal (OPF). Depuis lors, cette dernière a connu un essor considérable comme en témoigne la littérature.

En général, il serait difficile de classer d'une manière précise et approfondie toutes les approches parues dans la littérature, car beaucoup emploient une combinaison de méthodologies spécifiques. Toutefois, nous allons essayer de donner dans ce chapitre, un aperçu sur certaines méthodes qui nous paraissent importantes dans la résolution de ce problème.

Les techniques classiques dites aussi mathématiques ou encore conventionnelles appliquées au problème de l'OPF, peuvent être classifiées en deux groupes. Le premier représente la famille des méthodes d'optimisation non linéaire (ou programmation non linéaire)[24] qui sont basées sur la théorie du calcul différentiel où le gradient et/ou le Hessien qui sont utilisés pour guider la procédure de recherche afin de localiser la solution optimale. Le deuxième groupe inclut les méthodes de programmation linéaire, qui sont fondées sur les techniques du simplexe [25] et du point intérieur [26-27].

Ce chapitre est divisé en deux parties. La première est dédiée à étudier les équations de l'écoulement de puissance afin de déterminer, en régime triphasé permanent équilibré, les modules et phases de tensions en tout point du réseau. En utilisant ces valeurs, on peut calculer les puissances actives et réactives transitant par les lignes de transport et les transformateurs ainsi que les pertes de transmission.

La deuxième partie traite les méthodes conventionnelles non-linéaires les plus utilisées pour résoudre le problème de dispatching économique.

Première partie : Equations de l'écoulement de puissance

II-1-1 Structure du réseau électrique

Un réseau électrique est un ensemble des éléments (centre de production, transformateurs, charges électriques, relais de protection ...etc) reliés entre eux avec diverse topologie (réseau radial, maillé, interconnecté) dont l'objectif est de véhiculer l'énergie produite au niveau des centres de production au centre de consommation agglomérations urbaines et usines, tout en respectant certaines contraintes nécessaires à la stabilité et le bon fonctionnement de ce dernier tel que un profil de tension et de fréquence acceptable.

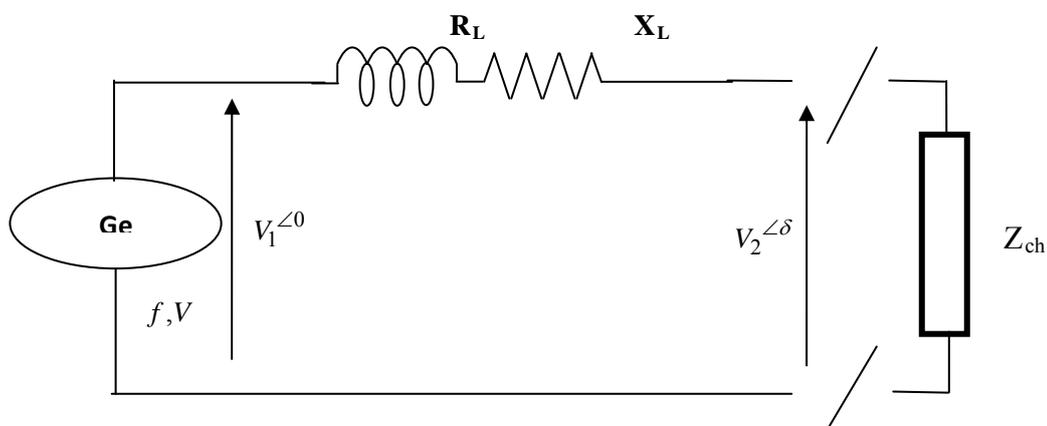


Figure II.1 : Structure du réseau électrique

II-1-2 La tenue de tension

Les limites de tension dans le réseau électrique ne doivent pas être dépassées pour les raisons suivantes:

1- Les limites supérieures de tension sont imposées pour tous les niveaux d'exploitation par la tenue diélectrique de matériels, ainsi que par les limites de saturation des transformateurs. En ce qui concerne les réseaux de distribution, la tension est aussi limitée car une tension trop élevée peut réduire la durée de vie des appareils utilisateurs.

2- Les limites inférieures de tension sont imposées au niveau des réseaux de distribution par le fonctionnement correct des appareils industriels ou domestiques. Au niveau des réseaux de transport, les limites inférieures de tension sont liées à la sécurité du système électrique dans son ensemble; une tension trop basse aura les conséquences suivantes:

- ✓ surcharge des éléments de transport (lignes et transformateurs) par augmentation du courant, et risque de déclenchement des protections associées.
- ✓ instabilité de tension pouvant entraîner un effondrement de tension.
- ✓ perte des éléments de production (stabilité statique des alternateurs, limites de fonctionnement des groupes et de leurs auxiliaires).

II-1-3 Modélisation des composants du réseau électrique

Un réseau de transport ou de distribution électrique contient un ensemble de composants qu'on doit modéliser afin d'établir les équations qui gouvernent le système électrique. Dans les sections qui suivent, on va exposer quelques modèles algébriques de base relatifs aux composants du réseau qui sont nécessaires pour le calcul de l'écoulement de puissance.

II-1-3-1 Générateurs

Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les générateurs sont modélisés comme des injecteurs de courants. Dans l'état stationnaire, un générateur est généralement contrôlé de sorte que la puissance active injectée au jeu de barres et la tension aux bornes de générateurs soient maintenues constantes. La puissance active délivrée par le générateur est réglée à travers le contrôle de la turbine, qui doit être dans les limites de la capacité du système turbine générateur. La tension est liée principalement à l'injection de la puissance réactive au jeu de barres de production, qui est contrôlée par le courant de l'excitation, et comme le générateur doit fonctionner dans les limites de sa courbe de capacité réactive $Q(P)$, il n'est pas possible de régler la tension en dehors de certaines limites admissibles [28].

II-1-3-2 Transformateurs de puissances

Les transformateurs de puissance jouent plusieurs rôles dans le fonctionnement du réseau électrique ils sont utilisés comme élévateurs de tension et ce au niveau de la source pour transporter l'énergie électrique avec minimum de pertes coté (HT-HT) ,il ont utilisés comme abaisseurs de tension au niveau des stations de transformation et d'interconnexion pour alimenter les réseaux moyenne tension (HT-MT) à titre d'exemple réseau 60Kv, ils assurent aussi le maintien d'une tension fixe quelle que soit la fluctuation du profil de tension au niveau des connexion haute tension. (HT-HT).

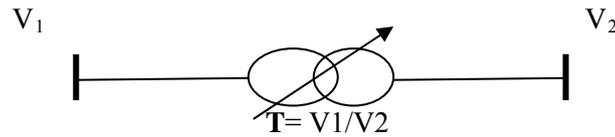


Figure II.2 : Transformateur de puissance avec prise réglable de charge

II-1-3-3 Lignes de transmission

La ligne de transmission est représentée par le modèle en π à paramètres concentrés (Figure II.3). Ces paramètres spécifiques pour des lignes ou des câbles avec une configuration donnée, dépendent de la nature des conducteurs et de leurs géométries. Ce modèle est caractérisé par les paramètres suivants:

L'impédance série par phase \bar{Z}_{km} (en Ω) :

$$\bar{Z}_{km} = r_{km} + jx_{km} \quad (II-1)$$

Où r_{km} x_{km} sont, respectivement, la résistance et la réactance série de la ligne entre les jeux de barres k et m . L'admittance shunt par phase Y_{km}^{sh} (en Siemens) :

$$Y_{km}^{sh} = g_{km} + jb_{km} \quad (II-2)$$

où g_{km} b_{km} sont, respectivement, la conductance et la susceptance shunts de la ligne entre les jeux de barres k et m .

Dans les études de l'écoulement de puissance, on a souvent besoin de l'admittance série des lignes Y_{km} , qui est donnée par :

$$\bar{Y}_{km} = \frac{1}{r_{km} + jx_{km}} = g_{km} + jb_{km} \quad (II-3)$$

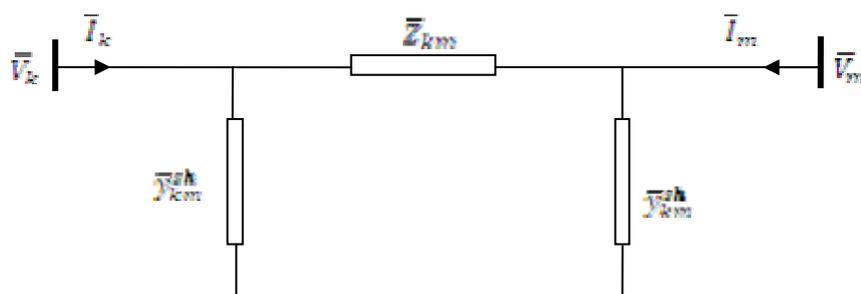


Figure II.3 : Modèle en π d'une ligne de transmission

Où g_{km} b_{km} sont, respectivement, la conductance et la susceptance série de la ligne entre les jeux de barres k et m . Dans la plupart des cas, la valeur de g_{km} est si petite, qu'on peut la négliger.

II-1-3-4 Charges électriques

Les charges électriques en haute tension reflètent souvent des postes de répartition (sous-stations) qui alimentent des réseaux de distribution. Ces charges sont connectées au

réseau à travers des transformateurs munis de prises réglables en charge paragraphe (II-1-3-2) où, le niveau de tension de la charge est maintenu pratiquement constant elle s'écrit comme suit :

$$Z_{ch} = R_{ch} + jX_{ch} \quad (II-4)$$

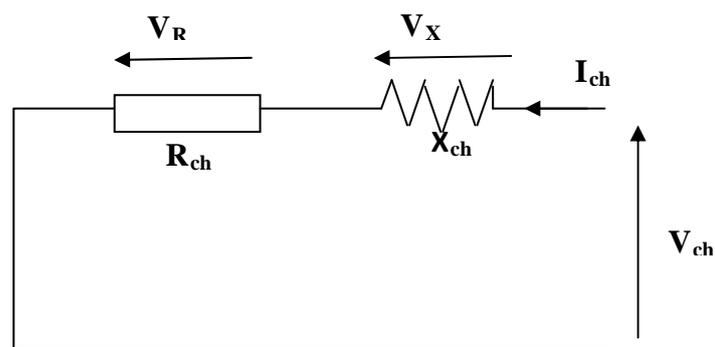


Figure II.4 : Schéma unifilaire d'une charge électrique

II-1-3-5 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) [29]. Chaque élément connecté au réseau sera modélisé, suivant le cas, par une admittance équivalente ou une injection de puissance.

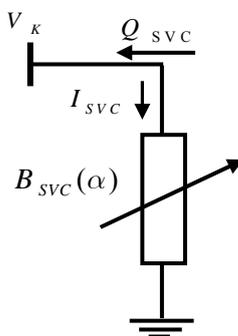


Figure II.5 : Schéma unifilaire d'un SVC

II-1-4 Formulation des équations de l'écoulement de puissance

Dans cette partie, toutes les grandeurs sont exprimées en valeurs relatives (système per unit ou *p.u.*), à partir d'une puissance apparente triphasée de base et de la tension nominale composée de chaque jeu de barre, avec une tension de base par niveau de tension.

Pour un réseau électrique avec N jeux de barres, les équations des tensions nodales du système sont exprimées par la relation matricielle :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{2N} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{N1} & Y_{N2} & Y_{NN} \end{pmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} \quad (\text{II-5})$$

ou encore : $I_{bus} = Y_{bus} V_{bus}$ (II-

6)

où : $I_{BUS} = [I_1 \dots I_N]^T$ est le vecteur $N-1$ des courants complexes injectés à chaque jeu de barres, $V_{BUS} = [V_1 \dots V_N]^T$ est le vecteur $N-1$ des tensions complexes de chaque jeu de barre et Y_{BUS} est la matrice admittance nodale $N*N$ du système.

La matrice admittance nodale est formée sur la base des composants du réseau électrique (lignes de transmission, transformateurs, batteries de condensateurs et réactances), Chaque composant du réseau peut être connecté entre deux jeux de barres i et m , ou entre un jeu de barre i et le jeu de barres de référence (jeu de barre 0). Les éléments de la matrice admittance peuvent être obtenus en fonction des admittances des composants du réseau, en appliquant les règles suivantes :

\bar{Y}_{ii} : L'élément diagonal ii , est égale à la somme des admittances de tous les composants connectés au jeu de barre i , soit :

$$\bar{Y}_{ii} = \sum_{m=0, m \neq i}^N \bar{y}_{im} \quad (\text{II-7})$$

\bar{Y}_{im} , l'élément hors diagonale im , est égale à la somme négative des admittances de tous les composants connectés entre les jeux de barres i et m , c'est à dire :

$$\bar{Y}_{im} = - \sum_{m=i} \bar{y}_{im} \quad (\text{II-8})$$

D'après l'équation (II-5) le courant net injecté à un jeu de barre i , peut s'écrire :

$$\bar{I}_i = \sum_{m=1}^N \bar{Y}_{im} \bar{V}_m \quad \text{tel que: } i = 1, 2, \dots, N \quad (\text{II-9})$$

Les grandeurs complexes \bar{V}_m et \bar{Y}_{im} sont représentées sous la forme polaire ou rectangulaire suivantes :

$$\bar{V}_m = V_m \cos \delta_m + j V_m \sin \delta_m = e_m + j f_m \quad (\text{II-10})$$

$$\bar{Y}_{tm} = Y_{tm} \cos \theta_{tm} + j Y_{tm} \sin \theta_{tm} = G_{tm} + j B_{tm} \quad (\text{II-11})$$

Où δ_m est la phase de la tension au jeu de barres m (mesurée par rapport à une certaine référence des phases), θ_{tm} est la phase (ou l'argument) de l'élément im de la matrice admittance, e_m et f_m sont, respectivement, la partie réelle et la partie imaginaire de \bar{V}_m ; G_{tm} et B_{tm} sont, respectivement, la partie réelle (ou conductance) et la partie imaginaire (ou susceptance) de \bar{Y}_{tm} .

L'expression de la puissance apparente \bar{S}_i injectée à un jeu de barre i s'obtient par :

$$\bar{S}_i = P_i + j Q_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* = \bar{V}_i \sum_{m=1}^N \bar{Y}_{tm} \bar{V}_m \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (\text{II-12})$$

où P_i , Q_i sont, respectivement, l'injection des puissances active et réactive au jeu de barre i .

En remplaçant l'équation (II-10) et (II-11) dans (II-12) on obtient :

$$P_i = \sum_{m=1}^N V_i V_m Y_{tm} \cos(\delta_i - \delta_m - \theta_{tm}) \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (\text{II-13})$$

$$Q_i = \sum_{m=1}^N V_i V_m Y_{tm} \sin(\delta_i - \delta_m - \theta_{tm}) \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (\text{II-14})$$

Cet ensemble de $2N$ équations non linéaires constitue la forme polaire des équations de l'écoulement de puissance [30]. Pour un profil de tension et une topologie du réseau donné, ces équations donnent les injections de la puissance active P_i et la puissance réactive Q_i au niveau d'un jeu de barre i . Ces dernières sont décrites par les relations :

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (\text{II-15})$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (\text{II-16})$$

où P_{Gi} , Q_{Gi} , P_{Di} , Q_{Di} sont, respectivement, la puissance active générée, la puissance active demandée, la puissance réactive générée et la puissance réactive demandée au jeu de barres i . Finalement, les équations d'équilibre de puissance sont de la forme :

$$P_{Gi} = P_{Di} + \sum_{m=1}^N V_i V_m Y_{tm} \cos(\delta_i - \delta_m - \theta_{tm}) \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (\text{II-17})$$

$$Q_{Gi} = Q_{Di} + \sum_{m=1}^N V_i V_m Y_{tm} \sin(\delta_i - \delta_m - \theta_{tm}) \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (\text{II-18})$$

II-1-5 Problème de l'écoulement de puissance

Il y a quatre grandeurs fondamentales associées à chaque jeu de barre i du réseau, à savoir : module de tension V_i , phase de tension δ_i , puissance active injectée P_i et puissance réactive injectée Q_i .

Pour chaque jeu de barre, deux variables doivent être spécifiées au préalable et les deux autres sont à calculer. Les modules et les phases des tensions inconnues sont appelés *variables d'état*, les puissances active et réactive injectée sont appelées *variables de contrôle*. L'état du système n'est déterminé qu'après avoir calculer les valeurs des variables d'état. Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les jeux de barres du système sont classés en trois catégories :

-1 Jeu de barres de référence :

Ce jeu de barre connu aussi par le jeu de barre balancier (slak bus), a le rôle de fournir la puissance supplémentaire nécessaire pour compenser les pertes de transmission, car celles-ci

ne sont pas connues d'avance.

En plus, ce jeu de barre sert de référence pour les phases des tensions. Par convention, ce jeu de barre est identifié par le jeu de barre $N^0=1$, dont le module et la phase de tension sont toujours spécifiés $V_1 = 1$ p.u. et $\delta_1 = 0$.

Donc, les puissances P_1 et Q_1 sont inconnues, du fait que P_{G1} et Q_{G1} ne sont pas spécifiées d'avance. Par conséquent, les équations d'équilibre de puissance pour le jeu de barre de référence ne sont pas explicitement incluses dans la formulation du problème de l'écoulement de puissance. Cependant, P_1 et Q_1 peuvent être calculées d'après (II-17) et (II-18) après avoir obtenu la solution du problème.

-2 Jeu de barre à tension contrôlée :

Chaque jeu de barre du système dont la module de tension est maintenue constant, est considérée comme un jeu de barre à tension contrôlée ou jeu de barre générateur. Ce type de jeux de barres peut inclure des jeux de barres auxquels des générateurs, des batteries de condensateurs, des compensateurs statiques (SVC) ou des transformateurs avec prise réglable sont raccordés. Au niveau de ce jeu de barre, P_i et V_i sont des grandeurs spécifiées. Donc, P_i n'est pas connue à l'avance étant donné que Q_{G1} est inconnue. Par conséquent, seule l'équation d'équilibre de puissance active est incluse dans la formulation du problème. La

valeur correspondante de δ_i est calculée par l'algorithme de l'écoulement de puissance. Une fois la solution du problème est obtenue, Q_i est calculée d'après (II.18).

- 3 Jeu de barre de charge :

Chaque jeu de barre du système dont l'injection des puissances actives et réactives sont données, est considéré comme un jeu de barres de charge. Donc, il est évident que les deux équations d'équilibre de puissance pour chaque jeu de barre de charge sont explicitement considérées dans la formulation du problème. La procédure de l'écoulement de puissance donne les valeurs de V_i et δ_i .

On note que pour un réseau de N jeux de barres avec NG jeux de barres à tension contrôlée (ou générateur), le problème de l'écoulement de puissance implique la solution d'un système de $2N - NG - 2$ équations. Le nombre des variables d'état V_i et δ_i est aussi $2N - NG - 2$. Dans ces conditions, le système d'équation est bien posé. Toutefois, cela ne garantit pas qu'une solution existe en raison de non linéarité des équations. Il peut alors y avoir une solution unique, des solutions multiples ou aucune solution.

Un Exemple du Réseau test IEEE 6 jeux de barres est introduit afin d'expliquer les caractéristiques pré-mentionnées.

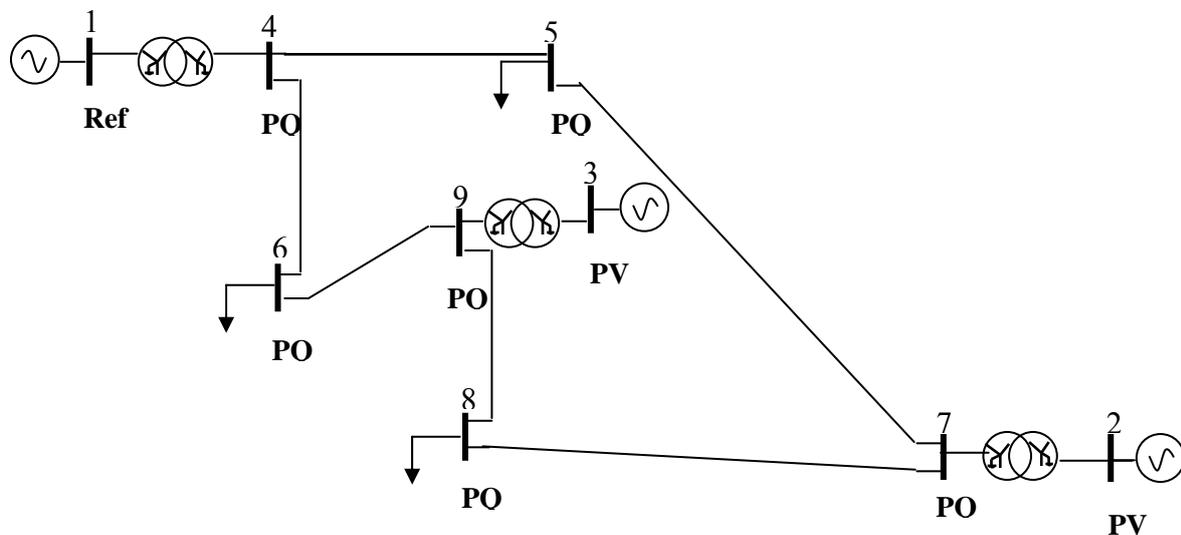


Figure II.6 Schéma unifilaire d'un réseau électrique IEEE 9 Bus

Tableau II-1 : données des jeux de barres du réseau électrique 9 bus

Bus	Type	Pd (Mw)	Qd Mvar
1	Ref	0.0	0.0
2	PV	0.0	0.0
3	PV	0.0	0.0
4	PQ	0.0	0.0
5	PQ	125.0	50.0
6	PQ	90.0	30.0
7	PQ	0.0	0.0

8	PQ	100.0	35.0
9	PQ	0.0	0.0

Tableau II-2 : Données des générateurs du réseau 9 bus

Bus	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Pmax	Pmin	c	b	a
1	0.0	0.0	300.0	-300.0	250.0	10.0	0.1100	5.0	150
2	163.0	0.0	300.0	-300.0	300.0	10.0	0.0850	1.2	600
3	85.0	0.0	300.0	-300.0	270.0	10.0	0.1225	1.0	335

Tableau II-3 : Données des lignes du réseau 9 bus

From	To	r (p.u)	X (p.u)	b (p.u)
1	4	0.0000	0.0576	0.000
4	6	0.0170	0.0920	0.158
6	9	0.0390	0.1700	0.358
3	9	0.0000	0.0586	0.000
8	9	0.0119	0.1008	0.209
7	8	0.0085	0.0720	0.149
7	2	0.0000	0.0625	0.000
5	7	0.0320	0.0000	0.306
4	5	0.0100	0.0850	0.176

II-1-6 Méthodes de Résolution du problème de l'écoulement de puissance

La méthode initialement utilisée était la méthode de Gauss-Seidel, qui a l'inconvénient de

converger en un nombre d'itérations proportionnel à la taille du réseau. Actuellement, la méthode universellement adoptée est la méthode de Newton–Raphson ou la méthode découplée rapide, dont le nombre d'itérations requis pour obtenir une solution est indépendant de la taille du réseau étudié. Ces dernières sont décrites dans les sections suivantes.

II-1-6-1 Méthode de Newton – Raphson

Cette méthode implique des résolutions répétées d'un système d'équations linéaires, qui sont une approximation linéaire du système original d'équations non linéaires décrit par (II.17) et (II.18). Cette approximation linéaire est obtenue par un développement en série de Taylor de ces deux expressions. On est ainsi conduit à formuler le système linéaire [1]:

$$\Delta P_i = \sum_{m=1}^N \left[\left(\frac{\partial P_i}{\partial \delta_m} \right) \Delta \delta_m + \left(\frac{\partial P_i}{\partial V_m} \right) \Delta V_m \right] \quad i=2, \dots, N \quad (2.19) \quad (II-19)$$

$$\Delta Q_i = \sum_{m=1}^N \left[\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_m} \Delta \delta_m + \frac{\partial Q_i}{\partial V_m} \Delta V_m \right] \quad i=2, \dots, N \quad (\text{II-20})$$

ou sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ G & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{II-21})$$

H N G L sont, respectivement, des sous matrices de dimension $(N-1) \times (N-1)$, $(N-1) \times (N-NG-1)$, $(N-NG-1) \times (N-1)$ et $(N-NG-1) \times (N-NG-1)$. Ces sous matrices forment la matrice Jacobienne du système.

Les éléments diagonaux de la matrice Jacobienne sont calculés par:

$$H_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{m=1}^N V_i V_m Y_{im} \sin(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}) \quad (\text{II-22})$$

$$N_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial V_i} = 2V_i Y_{ii} \cos(\theta_{ii}) + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^N [V_m Y_{im} \cos(\delta_m - \delta_i + \theta_{im})]$$

(II-23)

$$J_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^N V_i V_m Y_{im} \cos(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}) \quad (\text{II-24})$$

$$L_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = -2V_i Y_{ii} \sin(\theta_{ii}) - \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^N V_m Y_{im} \sin(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}) \quad (\text{II-25})$$

De la même manière, les éléments hors diagonaux de la matrice Jacobienne sont :

$$H_{im} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_m} = -V_i V_m Y_{im} \sin(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}) \quad (\text{II-26})$$

$$N_{im} = \frac{\partial P_i}{\partial V_m} = V_i Y_{im} \cos(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}) \quad (\text{II-27})$$

27)

$$J_{im} = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_m} = -V_i V_m Y_{im} \cos(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}) \quad (\text{II-28})$$

28)

$$L_{im} = \frac{\partial Q_i}{\partial V_m} = -V_i Y_{im} \sin(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}) \quad (\text{II-29})$$

La procédure de calcul de l'écoulement de puissance en utilisant la méthode de Newton – Raphson est résumée dans les étapes suivantes :

1- Initialiser le compteur d'itération, $k=0$.

2- Affecter des valeurs initiales aux modules et phases des tensions, $V_i^{(0)}$ et $\delta_i^{(0)}$.

D'habitude, les valeurs initiales sont $V_i^{(0)} = 1$ p.u. $\delta_i^{(0)} = 0$ degré.

3- Calculer le vecteur des écarts de puissances $\Delta P_i^{(k)}$ et $\Delta Q_i^{(k)}$ comme suit :

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{spec} - P_i^{(k)} \quad (II-30)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{spec} - Q_i^{(k)} \quad (II-31)$$

Les écarts de puissances représentent la différence entre l'injection des puissances spécifiées et la valeur actuelle de l'injection des puissances calculées sur la base des formules (II.17) et (II.18), en fonction des valeurs actuelles des variables d'état.

4- Vérifier la convergence. Si le vecteur des écarts de puissance est inférieur à une certaine précision $|\Delta P_i^{(k)}| \leq \epsilon$ et $|\Delta Q_i^{(k)}| \leq \epsilon$, stop. Sinon, continuer.

5- Calculer les éléments de la matrice Jacobienne ($H \ N \ G \ L$) à partir de (II.22)-(II.29).

6- Résoudre le système (II.21) par rapport à $[\Delta \delta \ \Delta V]^T$ par l'inversion directe de la matrice jacobienne ou par la technique de factorisation triangulaire et l'élimination gaussienne.

7- Calculer les nouvelles estimations des variables d'états :

$$V_i^{(k+1)} = V_i^{(k)} + \Delta V_i^{(k)} \quad (II.32)$$

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (II.33)$$

8- Incrémenter k de 1 et retourner à l'étape 3.

Il faut noter que si la puissance réactive générée au niveau d'un jeu de barre à tension

contrôlée dépasse sa limite minimale ou maximale, celui-ci change de type et sera considéré

comme un jeu de barre de charge. La puissance réactive générée est assignée à la limite dépassée et le module de la tension devient alors une inconnue qui doit être calculée.

II-1-6-2 Méthode découplée rapide

La méthode de Newton–Raphson converge localement, c’est-à-dire que le point de départ de

l’algorithme $V_i^{(0)}$ et $\delta_i^{(0)}$ doit se trouver suffisamment proche de la solution. Son intérêt réside dans sa grande précision et sa vitesse de convergence qui est quadratique. Par contre, le calcul du Jacobien et sa factorisation à chaque itération peuvent demander un temps important sur ordinateur. Diverses techniques ont été mises en œuvre pour réduire cet inconvénient. L’une de ces approches largement utilisées, connue sous le nom de méthode découplée rapide, a été proposée par Stott et Alsac en 1974 [1]. Cette méthode est extrêmement rapide, puisqu’elle réduit considérablement les efforts de calcul, sans pour autant affecter la précision de calcul. Cette méthode est une variante simplifiée de Newton–Raphson, et elle est basée sur quelques approximations qui sont souvent valides sur le plan pratique.

En pratique, les puissances actives dépendent peu des modules des tensions et les puissances réactives dépendent peu des phases des tensions. Ceci est d’autant plus vrai que les phases restent petites (réseau peu chargé), et les rapports r_{km}/X_{km} faibles (réseaux à haute tension). Dans ces conditions, on peut négliger les sous matrices **N** et **J**, ce qui conduit à remplacer la résolution du système linéaire (II.21) par celle de deux systèmes linéaires découplés :

$$\Delta P = H \Delta \delta \quad (\text{II.34})$$

$$\Delta Q = L \Delta V \quad (\text{II.35})$$

On admet les hypothèses suivantes dans la suite du développement [3]:

$$B_{tm} \approx G_{tm} \quad (\text{II.36})$$

$$\delta_t - \delta_m \approx 0 \quad (\text{II.37})$$

$$V_t V_m = V_t^2$$

(II.38)

$$Q_t \approx B_{tt} V_t^2 \quad (\text{II.39})$$

Avec ces approximations, les éléments de **H** et de **L** peuvent être simplifiés et deviennent :

$$H_{tm} = -V_t B_{tm} \quad (\text{II.40})$$

$$H_{tt} = -V_t B_{tt} \quad (\text{II.41})$$

$$L_{tm} = -V_t B_{tm} \quad (\text{II.42})$$

$$L_{tt} = -V_t B_{tt} \quad (\text{II.43})$$

Dans ces conditions, les systèmes d'équations (II.34) et (II.35) s'écrivent :

$$\frac{\Delta P}{V} = -B' \Delta \delta \quad (\text{II.44})$$

$$\frac{\Delta Q}{V} = -B'' \Delta V \quad (\text{II.45})$$

Où B' B'' sont des matrices constantes et réelles, représentant les parties imaginaires de la matrice admittance nodale Y_{BUS} .

Les équations (II.44) et (II.45) sont résolues successivement et le processus itératif est arrêté lorsque les écarts des puissances sont dans la tolérance spécifiée. Pour converger, la technique découplée rapide nécessite plus d'itérations que celle de Newton–Raphson. Par contre, la solution est rapidement obtenue, étant donné qu'elle exige moins de temps de calcul par itération. Il est cependant à noter que la convergence de la méthode découplée rapide est linéaire et elle n'est pas garantie, surtout pour les systèmes dont la résistance des lignes est non négligeable devant la réactance (R/X faible).

II-1-7 Transits et pertes de puissance dans les lignes

Le calcul des transits de puissance et les pertes au niveau des lignes, constitue la dernière étape dans l'analyse de l'écoulement de puissance. Pour cela on considère le modèle en π d'une ligne reliant les jeux de barres k et m , montré dans la Figure II.3 Le courant de ligne \bar{I}_{km} mesuré au jeu de barre k , définit positif de k vers m , est obtenu par :

$$\bar{I}_{km} = \bar{I}_l + \bar{I}_{k0} = (\bar{V}_k - \bar{V}_m) \bar{Y}_{km} + \bar{V}_k \bar{Y}_{k0} \quad (\text{II.46})$$

De même, Le courant de ligne \bar{I}_{mk} mesuré au jeu de barre m , définit positif de m vers k , s'écrit :

$$\bar{I}_{mk} = -\bar{I}_l + \bar{I}_{m0} = (\bar{V}_m - \bar{V}_k) \bar{Y}_{km} + \bar{V}_m \bar{Y}_{m0} \quad (\text{II.47})$$

Les puissances apparentes \bar{S}_{km} s'écoulant du jeu de barre k vers m , et \bar{S}_{mk} circulant du jeu de barres m vers k , sont :

$$\bar{S}_{km} = \bar{V}_k \bar{I}_{km}^* = (\bar{V}_k - \bar{V}_m) \bar{Y}_{km}^* + \bar{V}_k \bar{Y}_{k0}^* \quad (\text{II.48})$$

$$\bar{S}_{mk} = \bar{V}_m \bar{I}_{mk}^* = (\bar{V}_m - \bar{V}_k) \bar{Y}_{km}^* + \bar{V}_m \bar{Y}_{m0}^* \quad (\text{II.49})$$

La puissance complexe $\Delta \bar{S}_{km}$ perdue dans la ligne $k - m$ due à la transmission est obtenue en faisant la somme algébrique des écoulements de puissances déterminés par les équations (II.48) et (II.49), soit :

$$\Delta \bar{S}_{km} = \bar{S}_{km} + \bar{S}_{mk}$$

$$\text{Tel que : } \bar{S}_{km} = P_{km} + jQ_{km} \quad (\text{II.50})$$

Avec P_{km} Q_{km} représentent respectivement la puissance active et réactive perdues dans la ligne .

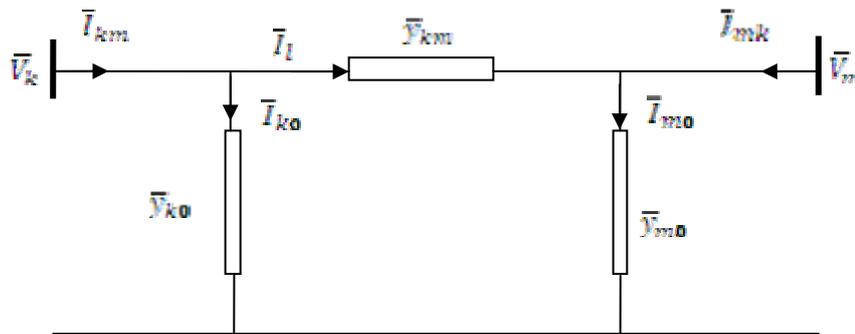


Figure II.7 : Transit de puissances sur une ligne de transmission

Deuxième partie : Méthodes conventionnelles pour résoudre le problème de dispatching économique

II-2-1 Problème du dispatching économique

Le dispatching économique est un problème d'optimisation (off line) qui consiste à répartir la production de la puissance active demandée entre les différentes centrales du réseau, de sorte à exploiter ce dernier de la manière la plus économique possible comme nous avons vu déjà au premier chapitre, cette distribution doit évidemment respecter les limites de Production des centrales. La variable à optimiser est donc le *coût de production*.

Le problème du dispatching économique statique sans perte est peu complexe car le seul paramètre qui influence le coût est la puissance active générée par la centrale (sans tenir compte de la puissance perdue dans les lignes lors des transits de puissance entre les centrales et les charges) dont la résolution est faite pour un instant précis.

Notant que les générateurs à combustibles distincts possèdent différents coûts pour fournir le même montant d'énergie électrique, c'est important de se rendre compte que le générateur le plus efficace du 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 .

Cependant ces pertes varient en fonction de la répartition des puissances entre les centrales et la charge. Ainsi, contrairement à celui sans perte, le dispatching économique avec perte tient compte de la topologie du réseau. Pour pénaliser les centrales qui produisent de la puissance dont le transit provoque d'importantes pertes, nous multiplions leur coût incrémental par un facteur de pénalité. La justification physique de ce facteur de pénalité s'explique par le fait qu'à cause des pertes, il peut être plus intéressant de produire pour plus cher près du lieu de consommation que loin et pour moins cher [9].

Le dispatching économique avec perte est un procédé itératif qui doit converger vers la solution optimale. Si on prend en considération les pertes de puissance constantes, on doit évaluer celles-ci et les inclure dans la demande.

Lorsque le problème prend une dimension dynamique (dispatching économique dynamique) [31-32-33], c'est-à-dire lorsque la demande évolue dans un intervalle de temps donné (24 heures), plus la complexité de l'algorithme qui présente une demande variable dans le temps, une autre complexité s'ajoute à ce problème car il faut tenir compte dans ce cas les états des centrales ainsi que les contraintes Rampes des générateurs [34-35] comme nous allons voir au quatrième chapitre (Résultats et simulation) ou on va remarquer que le coût de production total, la complexité de l'algorithme d'optimisation ainsi le temps de calcul s'accroît chaque fois qu'on considère une nouvelle contrainte.

II-2-2 Solution du 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, si on considère le problème du dispatching comme un problème linéaire on utilise la programmation linéaire.

II-2-2-1 La méthode de Kuhn-Tucker

On peut constater que le problème d'optimisation est non-linéaire et soumis à des contraintes d'égalité et d'inégalité. En effet, il faut que :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_d \quad (II.51)$$

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

(II.52)

Avec P_d : la puissance demandée.

i : désigne le nombre de générateur.

ng : Nombre total de générateurs.

P_{gi}^{min} P_{gi}^{max} : Les puissances maximale inférieure et supérieure du i eme générateur.

La méthode de « Kuhn-Tucker » consiste à construire le *Lagrangien* qui tient compte des contraintes d'égalité et:

$$L(x, \lambda, \beta) = f(x) + \lambda h(x) + \sum_i \beta_i g_i(x) \quad \Rightarrow$$

$$L(P_{gi}, \lambda) = C + \lambda \left(P_d - \sum_i P_{gi} \right)$$

(II.53)

Où $f(x) = C$ est la fonction à optimiser,

$h(x) = P_d - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi}$ est la *contrainte d'égalité* mis sous la forme $h(x) = 0$ et $g(x)$ sont les

contraintes d'inégalité (équation II.52) mis sous la forme $g(x) \leq 0$ Notre fonction à optimiser est

bien entendu le coût total défini par $C_t = \sum_{i=1}^{ng} [C_i(P_{gi})]$ Avec :

$$C_i(P_{gt}) = \sum_{i=1}^{ng} a_i + b_i P_{gt} + c_i P_{gt}^2 \quad (\text{II.54})$$

Pour ensuite atteindre l'optimum, il suffit pour commencer de l'évaluer en négligeant les contraintes d'inégalité $\beta_i = 0$, Si cet optimum vérifie les contraintes d'inégalité, il s'agit de la solution recherchée, dans le cas contraire, on transforme certaines inégalités non-vérifiées en égalités (pour imposer ces inégalités à leurs limites) et on recalcule un nouvel optimum en tenant compte de ces nouvelles égalités. L'optimum sera atteint dès que toutes les contraintes d'inégalités seront vérifiées.

En effet, pour trouver le premier optimum des P_{gt} (en négligeant donc les contraintes d'inégalité), il faut dériver notre Lagrangien en fonction des P_{gt} et du coefficient de Lagrange λ , et annuler ces dérivées de sorte à obtenir les conditions sur l'optimum suivantes :

$$\frac{\partial L}{\partial P_{gt}} = \frac{\partial C_i}{\partial P_{gt}} - \lambda = 0 \quad (\text{II.55})$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_d - \sum_{i=1}^{ng} P_{gt} = 0 \quad (\text{II.56})$$

$\frac{\partial C_i}{\partial P_{gt}}$ est le nom de « coût incrémental ».

Si on reprend la première condition, on peut calculer :

$$\lambda = \frac{\delta C_i}{\delta P_{gt}} = b_i + 2c_i P_{gt} \quad \text{implique :}$$

$$P_{gt} = \frac{(\lambda - b_i)}{2c_i}$$

(II.57)

En reprenant ensuite la seconde condition, on a :

$$P_d = \sum_{i=1}^{ng} P_{gt} = \sum_{i=1}^{ng} \frac{(\lambda - b_i)}{2c_i} \quad (\text{II.58})$$

$$P_{gt} = \frac{1}{2c_i} \left(\left(\sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2c_i} \right)^{-1} \left(P_d + \sum_{i=1}^{ng} \frac{b_i}{2c_i} \right) - b_i \right) \quad (\text{II.59})$$

L'expression (II.59) nous donne donc l'ensemble des P_{gt} minimisant le coût total (contraintes d'inégalité négligées) et constituant notre premier optimum, n'est pas calculable dans le cas où c_i est nul. Or ce coefficient pourrait être nul pour quelques centrales.

Nous arrivons donc à la conclusion que la méthode d'optimisation de « Kuhn-Tucker » n'est pas adaptée à tous les problèmes.

II-2-2-2 La méthode du gradient

Le problème consiste donc à trouver un minimum global de la fonction erreur E entre la fonction $f(t)$ et les points « target ». La méthode du gradient est l'une des principales méthodes pour déterminer cette région d'optimisation.

En effet, afin de minimiser une fonction à partir d'une solution approchée, le plus simple est de suivre la ligne de plus grande pente. D'un point de vue mathématique, la pente d'une fonction correspond à la dérivée de cette dernière. Si l'on se place dans le cadre d'une fonction ayant plusieurs paramètres, la dérivée devient un vecteur : *le gradient de la fonction*. Chaque élément de ce vecteur correspond alors à la dérivée partielle de la fonction selon l'un de ses paramètres. Soit f une fonction (suffisamment dérivable) dont on recherche un minimum. La méthode du gradient construit une suite x_n qui doit en principe s'approcher du minimum. Pour cela, on part d'une valeur quelconque x_0 et l'on construit la suite [36]:

$$x_{n+1} = x_n - \rho f'(x_n) \tag{II.60}$$

où ρ est une valeur "bien" choisie réelle non nulle.

On a $f(x_{i(n+1)}) = f(x_i - \rho f'(x_i)) \approx f(x_i) - \rho [f'(x_i)]^2$ d'après le théorème des approximations finies si $\rho f'(x_n)$ est "suffisamment" petit.

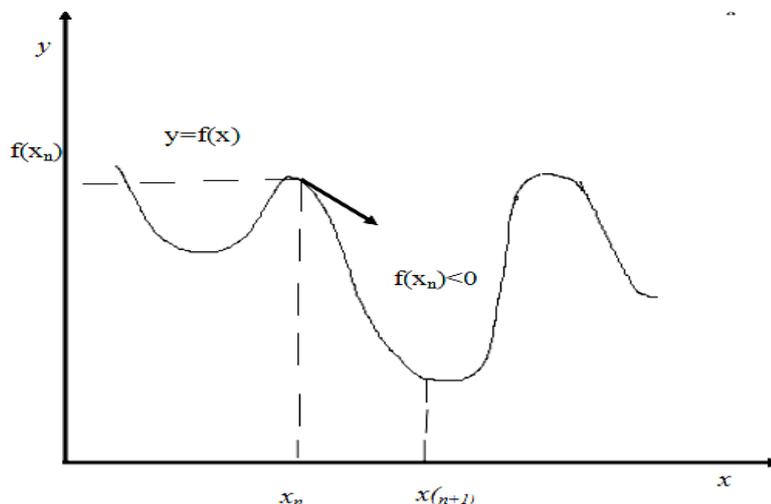


Figure II-8 : Méthode de gradient

On remarque que x_{n+1} est d'autant plus éloigné de x_n que la pente de la courbe en x_n est grande. On peut décider d'arrêter l'itération lorsque cette pente est suffisamment faible (en dimension 2 par exemple, un minimum correspond à une *pente nulle*).

II-2-2-2-a Application au dispatching économique :

Appliquant la méthode du gradient au dispatching économique, la fonction à optimiser sera :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gt} = P_d \tag{II.61}$$

Premièrement, on doit construire la fonction de Lagrange :

$$L = F + \lambda \left(P_d - \sum_{i=1}^{ng} P_{gt} \right) = \sum_{i=1}^{ng} f_i (P_{gt}) + \lambda \left(P_d - \sum_{i=1}^{ng} P_{gt} \right) \tag{II.62}$$

Le gradient de la fonction de Lagrange est :

$$\nabla L = \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial P_{g1}} \\ \frac{\partial L}{\partial P_{g2}} \\ \vdots \\ \frac{\partial L}{\partial P_{gn}} \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_{Pg1}}{\partial P_{g1}} - \lambda \\ \frac{\partial f_{Pg2}}{\partial P_{g2}} - \lambda \\ \vdots \\ \frac{\partial f_{Pgn}}{\partial P_{gn}} - \lambda \\ P_d - \sum_{i=1}^{ng} P_{gt} \end{bmatrix} \tag{II.63}$$

Pour utiliser le gradient ∇L pour la solution du dispatching économique, les valeurs initiales $P_{g1}^0, P_{g2}^0, P_{gn}^0$, et λ^0 doivent être données. Les nouvelles valeurs seront calculées avec les équations suivantes :

$$x^1 = x^0 - \epsilon \nabla L \tag{II.64}$$

où les vecteurs x^1, x^0 sont :

$$x^0 = \begin{bmatrix} P_{g1}^0 \\ P_{g2}^0 \\ \vdots \\ P_{gn}^0 \\ \lambda^0 \end{bmatrix} \tag{II.65}$$

$$x^1 = \begin{bmatrix} P_{g1}^1 \\ P_{g2}^1 \\ \vdots \\ P_{gn}^1 \\ \lambda^1 \end{bmatrix} \tag{II.66}$$

L'expression générale de la recherche du gradient est :

$$x^n = x^{n-1} - \varepsilon \nabla L \quad (\text{II.67})$$

où n est le nombre d'itérations.

II-2-2-3 La méthode d'itération de Lambda

La méthode d'itération de Lambda est l'une des méthodes utilisées pour trouver la valeur de Lambda du système et trouver le dispatching économique optimal des générateurs.

Contrairement aux autres méthodes d'itération, comme : Gauss-Seidel et Newton-Raphson, la méthode d'itération de Lambda n'utilise pas la valeur précédente de l'inconnue pour trouver la valeur suivante c'est-à-dire il n'y a pas une équation qui calcule la valeur suivante en fonction de la valeur précédente. La valeur suivante est prédéfinie par *intuition*, elle est projetée avec interpolation de la bonne valeur possible jusqu'à ce que le décalage spécifié soit obtenu.

On va maintenant discuter comment trouver le dispatching économique optimal utilisant cette dernière.

-1 la méthode exige qu'il y ait une correspondance entre une valeur lambda et l'output (en MW) de chaque générateur.

-2 la méthode commence avec des valeurs de lambda en-dessous et en-dessus de la valeur optimale (qui est inconnue), puis par itération limite la valeur optimale.

On choisit λ^L et λ^H telque :

$$P_{gt}(\lambda^L) - P_d < 0 \quad (\text{II.68})$$

Et

$$P_{gt}(\lambda^H) - P_d > 0 \quad (\text{II.69})$$

on pose :

$$\lambda^M = \frac{(\lambda^L + \lambda^H)}{2}$$

(II.70)

$$\text{Si : } \sum_{i=1}^m P_{gt}(\lambda^M) - P_d > 0 \quad (\text{II.71})$$

On pose :

$$\lambda^L = \lambda^M \quad (\text{II.72})$$

$$\text{Si : } \sum_{i=1}^m P_{gt}(\lambda^M) - P_d < 0 \quad (\text{II.73})$$

On pose

$$\lambda^L = \lambda^H \quad (II.74)$$

On refait le calcul jusqu'à

$$|\lambda^L - \lambda^H| > \varepsilon \quad (II.75)$$

D'où ε est la tolérance de convergence.

II-2-3 Dispatching économique avec pertes

Deux approches sont essentiellement utilisées pour la solution de dispatching économique avec pertes [37-38], 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) [39]. La deuxième approche consiste à utiliser les équations de l'écoulement de puissances optimal (optimal power flow), les deux approches sont utilisées dans ce mémoire comme nous allons voir au quatrième chapitre (résultat et simulation).

II-2-3-1 Première approche :(Utilisation d'une expression mathématique des pertes)

La fonction à optimiser reste la même, cependant, les pertes de transmission doivent être ajoutées aux contraintes d'égalité tel que :

$$P_d + P_{loss} - \sum_{i=1}^{ng} P_{gt} = 0 \quad (II.76)$$

Avec :

P_{loss} : Pertes actives de transmission.

La fonction de Lagrange pour ce nouveau cas est donnée par :

$$L(P_{gt}, \lambda) = C + \lambda \left(P_d + P_{loss} - \sum_t P_{gt} \right)$$

(II.77)

Les dérivées de la fonction de Lagrange par rapport aux variables indépendantes nous donne :

$$\frac{\partial L}{\partial P_{gt}} = \frac{dC_t(P_{gt})}{dP_{gt}} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_{gt}} \right) = 0$$

$$\frac{dC_t(P_{gt})}{dP_{gt}} - \lambda \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_{gt}} = \lambda$$

$$\lambda = \frac{dC_t(P_{gt})}{dP_{gt}} \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_{gt}}} \right)$$

(II.78)

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_d + P_{loss} - \sum_i P_{gt} = 0$$

(II.79)

Les équations (II.78) et (II.79) sont des conditions nécessaires pour résoudre le problème de dispatching avec pertes. Il faut noter que dans la pratique la fonction de pertes n'est pas donnée directement donc on doit l'extraire à l'aide des équations de l'écoulement de puissances.

II-2-3-2 Deuxième approche : (utilisation de l'OPF)

Le dispatching économique avec pertes est un procédé itératif qui doit s'il est réalisé correctement converger vers la solution optimale. Pour tenir compte des pertes, nous allons évaluer celles-ci et les inclues dans la demande. Elles varient en fonction de la répartition des puissances entre les centrales et de la consommation locale de puissance. Ainsi, contrairement à celui sans pertes, le dispatching économique avec pertes tient compte de la topographie du réseau. Pour pénaliser les centrales qui produisent de la puissance dont le transit provoque d'importantes pertes, nous multiplions leur coût incrémental par un *facteur de pénalité* comme indique le paragraphe (II.2.1). Pour l'appliquer au dispatching économique avec perte, il nous faut :

- ✓ Calculer les pertes.
- ✓ Calculer le facteur de pénalité.
- ✓ Déterminer un critère de convergence.

a. Organigramme synoptique de l'algorithme

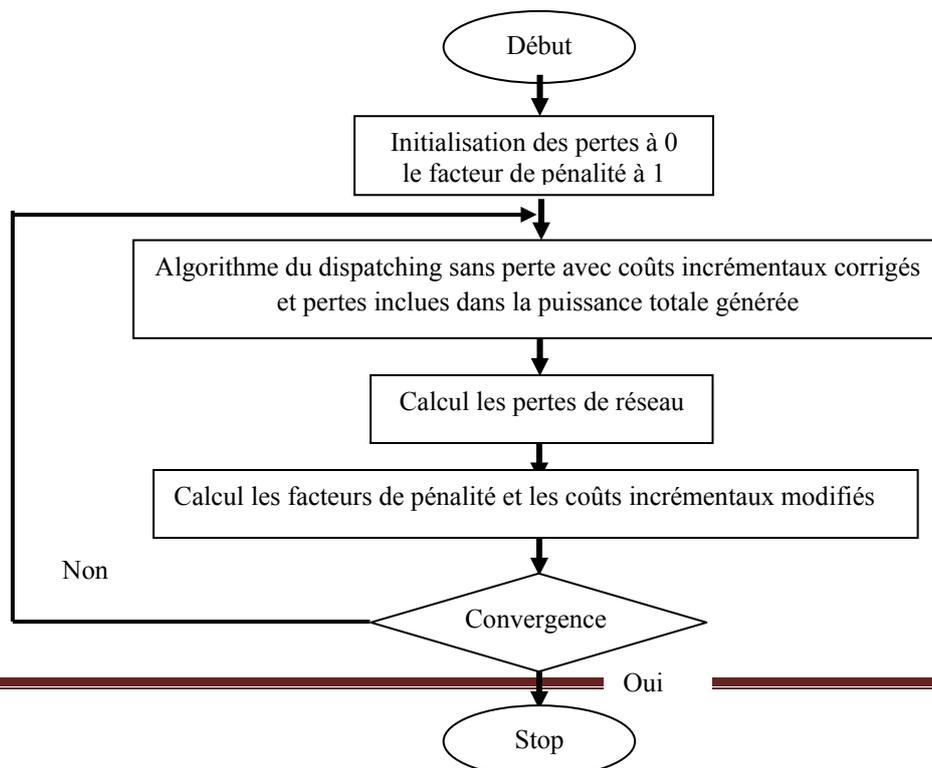


Figure II-9 : Diagramme synoptique

b-Facteur de pénalité

Soit, la puissance P_{gt} générée par la centrale i , le coût C_i de production, P_{ct} la partie de la puissance générée par la centrale i qui est réellement consommée par les charges, P_{lossi} la partie de la puissance générée qui est perdue dans les lignes.

Nous savons que :

$$\frac{\delta C_i}{\delta P_{gt}} = b_i + 2c_i P_{gt} \quad (II.80)$$

$$\text{Et que : } P_{gt} = P_{ct} + P_{lossi} \quad (II.81)$$

Donc :

$$dc = b_i dP_{gt} + 2c_i P_{gt} dP_{gt}$$

$$dc = b_i (dP_{ct} + dP_{lossi}) + 2c_i P_{gt} (P_{lossi} + dP_{lossi})$$

Ce qui implique :

$$\frac{\delta C_i}{\delta P_{ct}} = (b_i + 2c_i P_{gt}) \left(1 + \frac{dP_{lossi}}{dP_{ct}} \right)$$

$$\frac{\delta C_i}{\delta P_{ct}} = (b_i + 2c_i P_{gt}) \left(\frac{dP_{ct} + dP_{lossi}}{dP_{ct}} \right)$$

$$\frac{\delta C_i}{\delta P_{ct}} = (b_i + 2c_i P_{gt}) \left(\frac{dP_{gt}}{dP_{ct}} \right)$$

$$\frac{\delta C_i}{\delta P_{ct}} = (b_i + 2c_i P_{gt}) \left(\frac{dP_{ct}}{dP_{gt}} \right)^{-1}$$

$$\frac{\delta C_i}{\delta P_{ct}} = (b_i + 2c_i P_{gt}) \left(\frac{dP_{gt} - dP_{lossi}}{dP_{gt}} \right)^{-1}$$

$$\frac{\delta C_i}{\delta P_{ct}} = (b_i + 2c_i P_{gt}) \left(1 - \frac{dP_{lossi}}{dP_{gt}} \right)^{-1}$$

(II.82)

Puisque :

$$\frac{dP_{lossi}}{dP_{gt}} = \frac{dP_{loss}}{dP_{gt}}$$

$$\frac{\delta C_t}{\delta P_{ct}} = (b_t + 2c_t P_{gt}) \left(1 - \frac{dP_{loss}}{dP_{gt}} \right)^{-1} \quad (II.83)$$

On obtient :

$$\frac{\delta C_t}{\delta P_{ct}} = (b'_t + 2c'_t P_{gt}) \quad (II.84)$$

Avec :

$$b'_t = b_t f_t \text{ et :}$$

$$c'_t = c_t f_t$$

Ainsi $f_t = \left(1 - \frac{dP_{loss}}{dP_{gt}} \right)^{-1}$ est le facteur de pénalité du coût incrémental.

$\frac{\delta C_t}{\delta P_{ct}}$: représente l'accroissement du coût de production pour une augmentation de la puissance consommée par les charges. Cette valeur est plus intéressante pour nous que le coût incrémental défini précédemment car il tient compte des pertes. Ainsi, le critère pour la distribution des paquets de puissance sera dorénavant trouver le coût incrémental corrigé le plus faible.

C. Critère de convergence

si : $|P_{gt} - P_d - P_{loss}| \leq \epsilon$ le système a convergé.

II-2-4 Désavantage des méthodes conventionnelles

Après avoir étudié quelques méthodes mathématiques non linéaires les plus réputées et utilisées dans le domaine de l'optimisation notamment à la résolution du problème de répartition optimale de puissances active générée, elles constituent ainsi un atout mathématique puissant dans la recherche de l'optimum global minima ou maxima des fonctions quadratiques selon la nature du problème de l'optimisation (minimisation ou maximisation d'un tel critère).

Néanmoins ces méthodes présentent des inconvénients majeurs lorsque le problème devient :

- 1- de plus en plus fortement non linéaire.
- 2- la fonction à optimiser n'est pas différentiable.
- 3- la fonction à optimiser a plusieurs objectifs à optimiser simultanément (optimisation multi-objectifs).

Leurs désavantages présentent dans les principales raisons suivantes :

- leurs convergences vers des optimums locaux .
- difficulté majeure confrontée lors de leur programmation et de mise en œuvre.

Les chercheurs ont vécu, lors des récentes dernières décennies la naissance de plusieurs méthodes globales d'optimisation ayant l'aspect stochastique probabiliste tel que les algorithmes génétiques [40-41-42], l'optimisation par essais de particules [43-44-45], les réseaux neuronaux [46], Algorithme d'optimisation par colonie de Fourmies [47], algorithme d'optimisation à stratégie évolutionnaire [48],...etc. Ces méthodes sont proposées dont l'objectif est de remplacer les méthodes conventionnelles qui sont inadéquates, voire inutilisables dans les problèmes mathématiques de grande complexité mathématique.

Le futur chapitre aborde d'une manière détaillée des définitions de base, les mécanismes de recherche stochastique ainsi les modèles mathématiques de trois méthodes globales d'optimisation que nous avons utilisé pour la résolution du problème de dispatching économique (voire chapitre IV) à savoir :

- 1- les algorithmes génétiques (GA).
- 2- l'optimisation par essais de particules (PSO).
- 3- l'algorithme d'optimisation par essais de particules dans sa version modifiée (PSO-TVAC) [49].

II-2 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons analysé le problème de l'écoulement de puissance d'une manière détaillée dans sa première partie, toutes les équations de l'écoulement de puissance sont ainsi abordées, des schémas unifilaires simplificatrices ont été introduites afin de mieux représenter l'ensemble des éléments de notre réseau électrique (lignes, transformateurs impédances ,charges électriques...etc.), dans la deuxième partie, la solution du dispatching économique par utilisation des méthodes classiques les plus répondues ont été étudiées avec et sans considération de pertes .

Chapitre III

Méthodes d'Optimisation Globales

III-1 Introduction

Les ingénieurs se heurtent quotidiennement à des problèmes de complexité grandissante, qui surgissent dans des secteurs très divers, comme l'écoulement de puissance optimal, la conception de systèmes de commande et de diagnostic.etc. Le problème à résoudre peut souvent être considéré comme un problème d'optimisation dans lequel on définit une ou plusieurs fonctions objectifs, ou fonctions de coût, que l'on cherche à minimiser (ou maximiser) par rapport à l'ensemble des paramètres concernés. Vu les inconvénients des méthodes classiques que nous avons abordé au chapitre précédant, la résolution d'un tel problème a conduit les chercheurs à proposer des méthodes de résolution de plus en plus performantes, parmi lesquelles on peut citer les méta-heuristiques. Ces dernières qui comprennent aussi la logique flou [50], la méthode de recherche Tabou [51] les algorithmes d'optimisation par essaims de particules , les algorithmes génétiques ...etc, présentent des caractéristiques communes, qui sont:

1. Raisonnement par analogie avec les systèmes réels (physique, biologie, éthologie, · · etc).
2. Stochastiques.

et partagent aussi les mêmes inconvénients :

1. Difficulté de réglage des paramètres de la méthode.
2. Temps de calcul élevé.

Dans ce chapitre, nous allons nous intéresser à l'étude des algorithmes génétiques et les algorithmes d'optimisation par essaims de particules qui ont connu ces dernières années un développement considérable grâce à l'augmentation vertigineuse de la puissance des calculateurs numériques.

III-2 Algorithmes génétiques

Les algorithmes génétiques (AG) développés par J. Holland présentent des qualités intéressantes pour la résolution de problèmes d'optimisation complexes.

Leurs fondements théoriques furent exposés par Goldberg (Goldberg, 1994) [52]. Ils tentent de simuler le processus d'évolution des espèces dans leur milieu naturel: soit une

transposition artificielle de concepts basiques de la génétique et des lois de survie énoncés par Darwin, et aussi de la théorie de décision du mathématicien Hadamard du siècle passé. Rappelons que la génétique représente un individu par un code, c'est-à-dire un ensemble de données (appelées chromosomes), identifiant complètement l'individu.

La reproduction est dans ce domaine un mixage aléatoire de chromosomes de deux individus, donnant naissance à des individus enfants ayant une empreinte génétique nouvelle, héritée des parents. La mutation génétique est caractérisée dans le code génétique de l'enfant par l'apparition d'un chromosome nouveau, inexistant chez les individus parents.

Ce phénomène génétique d'apparition de " mutants " est rare mais permet d'expliquer les changements dans la morphologie des espèces, toujours dans le sens d'une meilleure adaptation au milieu naturel. La disparition de certaines espèces est expliquée par " les lois de survie " selon lesquelles seuls les individus les mieux adaptés auront une longévité suffisante pour générer une descendance. Les individus peu adaptés auront une tendance à disparaître. C'est une sélection naturelle qui conduit de génération en génération à une population composée d'individus de plus en plus adaptés.

Un algorithme génétique est construit de manière tout à fait analogue. Dans l'ensemble des solutions d'un problème d'optimisation, une population de taille N est constituée de N solutions (les individus de la population) convenablement marquées par un codage qui les identifie complètement. Une procédure d'évaluation est nécessaire à la détermination de la force de chaque individu de la population. Viennent ensuite une phase de sélection (en sélectionnant les individus suivant de leur force) et une phase de recombinaison (opérateurs artificiels de croisement et de mutation) qui génèrent une nouvelle population d'individus, qui ont de bonnes chances d'être plus forts que ceux de la génération précédente.

De génération en génération, la force des individus de la population augmente et après un certain nombre d'itérations, la population est entièrement constituée d'individus tous forts, soit de solutions quasi-optimales du problème posé [53].

III-3 Codage et population initiale

Premièrement, il faut représenter les différents états possibles de la variable dont on cherche la valeur optimale sous forme utilisable pour un (AG): c'est le codage. Cela permet d'établir une connexion entre la valeur de la variable et les individus de la population, de manière à imiter la transcription génotype-phénotype qui existe dans le monde vivant. Il existe principalement trois types de codage : le codage binaire, le codage réel et le codage en base n .

III-3-1 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.

Néanmoins ce type de codage présente quelques inconvénients :

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.
2. La distance de Hamming entre deux nombres voisins (nombre de bits différents) peut être assez grande dans le codage binaire : l'entier 7 correspond à la chaîne 0111 et la chaîne 1000 correspond à l'entier 8. Or la distance de hamming entre ces deux chaînes est de 4, ce qui crée bien souvent une convergence, et non pas l'obtention de la valeur optimale [52].

III-3-2 Codage réel

Il a le mérite d'être simple. Chaque chromosome est en fait un vecteur dont les composantes sont les paramètres du processus d'optimisation. Par exemple, si on recherche l'optimum d'une fonction de n variables $f(x_1, x_2, \dots, x_{n-1})$ on peut utiliser tout simplement un chromosome contenant les n variables:



Chromosome

Avec ce type de codage la procédure d'évaluation des chromosomes est plus rapide vu l'absence de l'étape de transcodage (du binaire vers le réel). Les résultats donnés en suite montrent que la représentation réelle aboutit souvent à une meilleure précision et un gain important en termes de temps d'exécution.

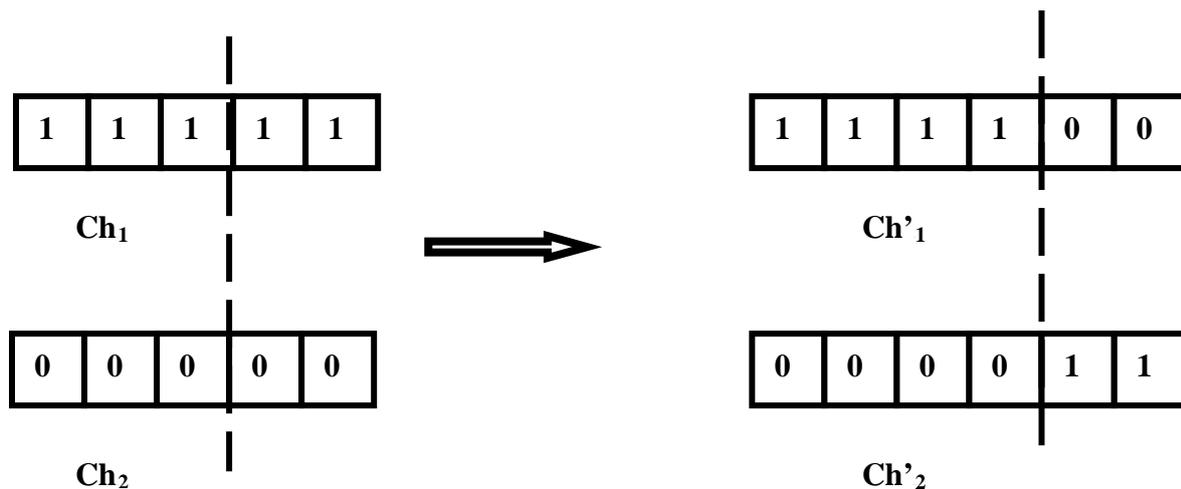
III-3-3 Codage en base n

Dans ce type de codage, les gènes constituant un chromosome sont des chiffres exprimés dans une base de numération n , ce qui permet de représenter n valeurs discrètes. L'(AG) démarre avec une population composée de N individus dans le codage retenu. Le choix des individus conditionne fortement la rapidité de l'algorithme. Si la position de l'optimum dans l'espace de recherche est totalement inconnue, il est intéressant que la population soit répartie sur tout l'espace de recherche. Si par contre des informations a priori sur le problème sont disponibles, il paraît évident de générer les individus dans un espace particulier afin d'accélérer la

convergence. Disposant d'une population initiale souvent non homogène, la diversité de la population doit être entretenue aux cours des générations afin d'explorer le plus largement possible l'espace de recherche. C'est le rôle des opérateurs de croisement et de mutation [53].

III-4 Opérateur de croisement

Le croisement est le principal opérateur agissant sur la population des parents, Il permet de créer de nouveaux individus par l'échange d'information entre les chromosomes par leur biais de leur combinaison. La population courante est divisée en deux sous populations de même taille $\left(\frac{N}{2}\right)$ et chaque couple formé par un membre provenant de chaque sous population participe à un croisement avec une probabilité (p_c) souvent supérieure à 0,5. Si le croisement a eu lieu entre deux chromosomes parents (ch_1 et ch_2), constitués de l gènes, on tire aléatoirement une position de chacun des parents. On échange ensuite les deux sous chaînes terminales de chacun des chromosomes, ce qui produit deux enfants (ch'_1 et ch'_2) comme



indiqué sur la Figure III.1.

Figure III.1 : Croisement standard en un seul point

Quoi qu'il en soit, il se peut que l'effet de l'opérateur de croisement soit insuffisant pour assurer une meilleure exploration de l'espace de recherche. Ainsi dans le cas du codage binaire, certaines chaînes peuvent totalement disparaître de la population. Par exemple, si aucun chromosome de la population initiale ne contient de 1 en première position et que ce 1 fasse partie de la chaîne optimale à trouver, aucun croisement ne peut faire apparaître cet élément. Ce dernier ne peut s'introduire dans la population que si l'on introduit un autre opérateur et c'est, entre autre, pour remédier à ce problème que l'opérateur de mutation est utilisé.

III-5 Opérateur de mutation

Le rôle de cet opérateur est de modifier aléatoirement la valeur d'un gène dans un chromosome. Dans le cas du codage binaire, chaque bit $a_i(0,1)$ est remplacé par son complémentaire $\bar{a}_i = 1 - a_i$. Dans l'exemple de la Figure III.2, une mutation a eu lieu sur le troisième gène du chromosome et elle a transformé ce gène de 1 en 0.

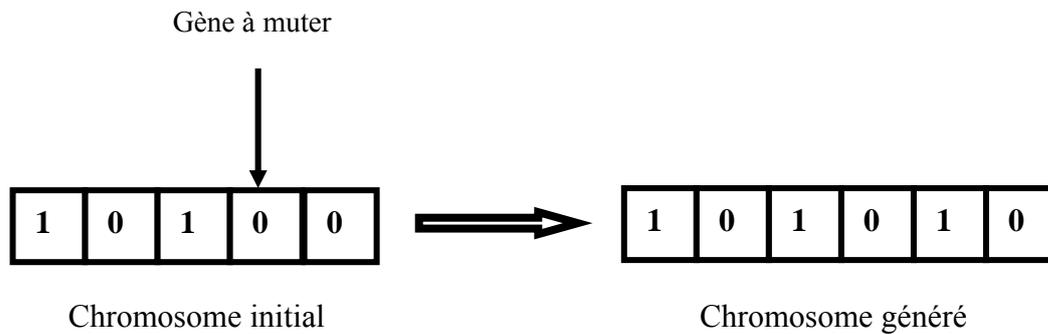


Figure III.2 : Principe de l'opérateur de mutation

Pour les chaînes codées en base n , la mutation consiste à remplacer le gène initial par un chiffre en base n tiré au sort.

III-6 Opérateur de sélection

La sélection crée une population intermédiaire constituée de copies des individus de la population courante. En règle générale, le nombre de copies d'un individu est lié directement à la fitness relative de l'individu au sein de la population. Il existe plusieurs méthodes heuristiques qui représentent la reproduction, la méthode la plus connue et la plus utilisée est la sélection par roulette biaisée (roulette wheel selection) de Goldberg [52]. Selon cette méthode, chaque chromosome est copié dans la nouvelle population proportionnellement à sa fitness. On effectue en quelque sorte, autant de tirages avec remise que d'éléments existant dans la population. Ainsi pour un chromosome particulier chi de fitness $f(chi)$, la probabilité de sa sélection dans la nouvelle population de taille N est [52] :

$$p(ch_i) = \frac{f(ch_i)}{\sum_{j=1}^N f(ch_j)} \quad (III-1)$$

Plus la performance d'un individu est élevée par rapport à celle des autres, plus il a une chance d'être reproduit dans la population. Les individus ayant une grande fitness relative ont donc plus de chance d'être sélectionnés. On parle alors de sélection proportionnelle. Le nombre de copies espérées pour chaque individu ch_i qui va résulter de la sélection est alors égal à [52]:

$$n_i = N p(ch_i) = \frac{f(ch_i)}{\frac{1}{N} \sum_{j=1}^N (f(ch_j))} = \frac{f(ch_i)}{f} \quad (\text{III-2})$$

L'inconvénient majeur de ce type de reproduction vient du fait qu'il peut favoriser la dominance d'un individu qui n'est pas forcément le meilleur. Cette méthode peut aussi engendrer une perte de diversité par la dominance d'un super-individu. Pour palier cet inconvénient, on préfère souvent des méthodes qui n'autorisent en aucun cas l'apparition de super-individu. Par exemple, la sélection par tournoi (tournament selection) ou d'autres méthodes faisant intervenir un changement d'échelle (Scaling) et/ou des notions de voisinage entre chromosomes (Sharing) [53].

III-7 Sélection par tournoi

On tire deux individus aléatoirement dans la population et on reproduit le meilleur des deux dans la nouvelle population. On répète la procédure jusqu'à ce que la nouvelle population soit complète.

III-8 Sharing

Le sharing consiste à ajuster la fitness des individus pour éviter qu'ils se concentrent dans une niche principale (optimum globale). La technique de partage de la fitness (fitness sharing), introduite par Goldberg et Richardson, réduit la fitness de chaque individu d'un facteur correspondant environ au taux d'agrégation de la population autour de son voisinage :

$$f'(ch_i) = \frac{f(ch_i)}{m_i} \quad (\text{III-3})$$

où le compteur de niche m_i se calcule de la manière suivante:

$$m_i = \sum_{j=1}^N sh(d_{ji}) \quad (\text{III-4})$$

Où N désigne la taille de la population et sh mesure la similarité entre deux individus i et j en fonction de la distance d_{ij} et le rayon de niche σ_{shar} [52].

$$sh(d_{ji}) = \begin{cases} 1 - \left(\frac{d_{ji}}{\sigma_{shar}} \right)^{\alpha} & \text{si } d_{ji} < \sigma_{shar} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (\text{III-5})$$

La figure III.3 [53] montre deux exemples de répartition de populations dans le cas d'une fonction multimodale: le premier sans sharing et le deuxième avec sharing .

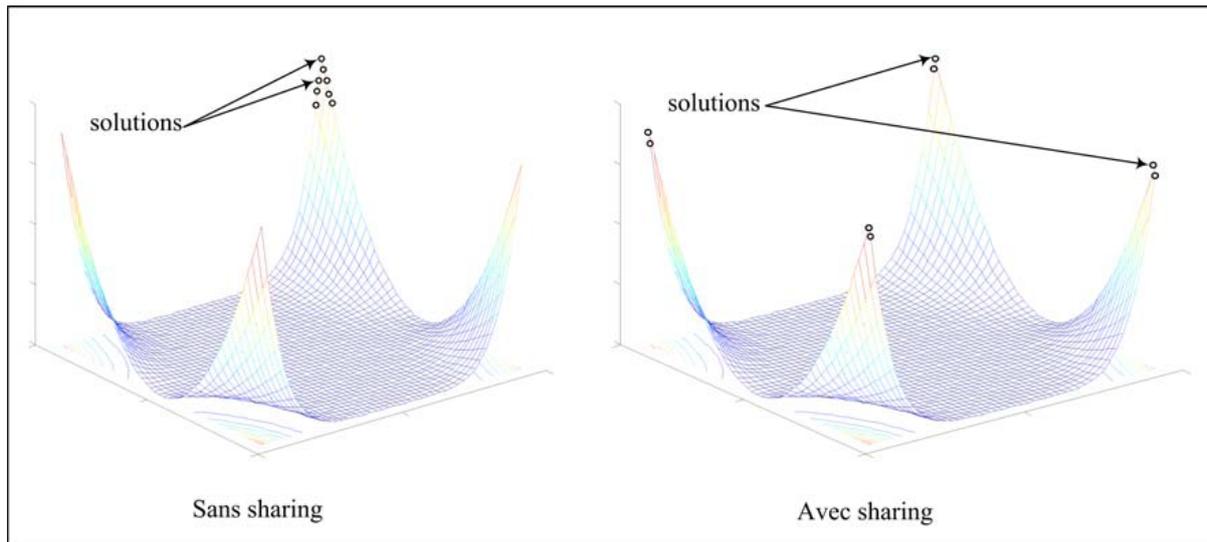


Figure III.3 : Effet de sharing sur la répartition des solutions

III-9 Elitisme

La stratégie élitiste consiste à conserver le meilleur individu à chaque génération. Ainsi l'élitisme empêche l'individu le plus performant de disparaître au cours de la sélection ou que ses bonnes combinaisons soient affectées par les opérateurs de croisement et de mutation. Après chaque évaluation de la performance des individus à une génération T donnée, le meilleur individu de la génération précédente ($T-1$) est réintroduit dans la population si aucun des individus de la génération T n'est meilleur que lui. Par cette approche, la performance du meilleur individu de la population courante est monotone de génération en génération. Il apparaît que l'élitisme améliore considérablement les performances de l'algorithme génétique pour certaines classes de problèmes, mais peut les dégrader pour d'autres classes, en augmentant le taux de convergences prématurées.

III-10 Optimisation multi-objectifs

Dans la section précédente, nous avons considéré uniquement le cas où le problème à traiter possédait un objectif unique à optimiser. En pratique ces problèmes sont rares, il s'agit souvent de satisfaire plusieurs critères simultanément. L'optimisation multi-objectifs [54-55] s'intéresse à ce type de problème que l'on peut définir de la manière suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} \min (F(X) = (F_1(X), F_2(X), \dots, F_n(X))) \\ X \in C \end{array} \right\}$$

où n est le nombre de fonctions objectifs, $X = [x_1, x_2, \dots, x_m]$ est le vecteur représentant les variables de décision. C représentent l'ensemble des solutions réalisables associées à des

contraintes d'égalité et d'inégalité et $F(X) = (f_1(X), f_2(X) \dots f_n(X))$ est le vecteur d'objectifs.

Dans un problème d'optimisation multi-objectifs, il y a plus qu'une fonction d'objectif ($n \geq 2$). chaque fonction peut avoir un optimum différent.

Le but d'un problème multi-objectifs est donc de trouver de "bons compromis" plutôt qu'une seule solution (à moins qu'une solution soit optimale pour toutes les fonctions objectifs, ce qui est rarement le cas).

Lorsqu'il y a plusieurs objectifs, la notion d'optimum change, elle est remplacée par les notions de dominance et d'optimalité de Pareto.

III-11 Pareto optimum

un vecteur $X^* \in C$ est un optimum de Pareto s'il n'existe aucune solution X de C qui domine X^* . Au lieu d'une solution unique, l'optimisation multi-objectifs donne lieu à un ensemble de solutions optimales [56].

Toute solution de cet ensemble est optimale dans le sens qu'il est impossible d'améliorer les performances, sur un critère de cette solution, sans que cela entraîne une dégradation des performances, sur au moins un autre critère.

Ces solutions optimales forment l'ensemble de solutions Pareto optimales, elles sont aussi connues sous le nom de *solutions efficaces, non inférieures et non dominées*. La représentation de ces solutions non dominées dans l'espace d'objectif est appelée front de Pareto [57]. La Figure III.4 montre un exemple de front de Pareto pour un problème de minimisation à deux objectifs.

L'ensemble de points blancs représentent le front de Pareto.

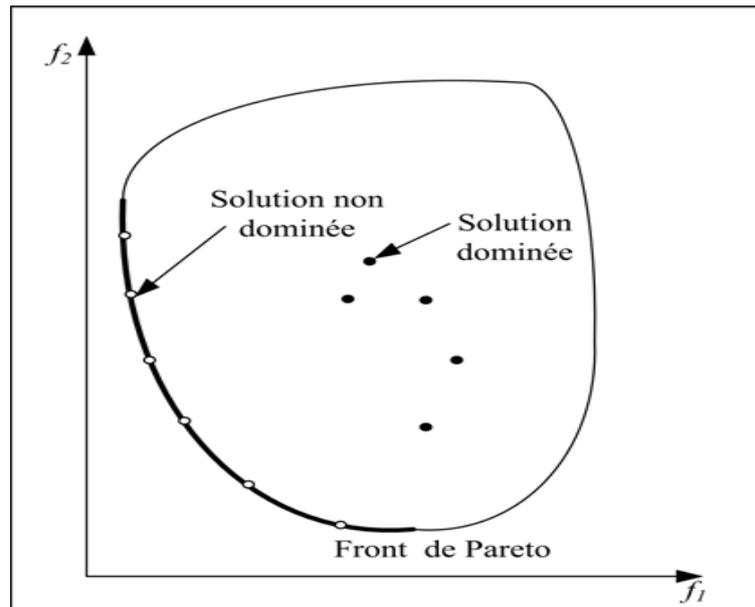


Figure III.4 : Front de Pareto

Les algorithmes génétiques, avec un bon réglage de leurs paramètres, constituent une approche intéressante pour la résolution des problèmes d'optimisation multi-objectifs. De plus, ce domaine est très dynamique et ne cesse de se développer. Dans ce mémoire une optimisation multi-objectifs est traitée dans le quatrième chapitre alors deux critères soient minimiser simultanément, le coût de production d'une part et le taux de dégagement des gaz toxiques d'autre part afin d'aboutir un faible coût et qui respecte les obligations internationales liées à l'environnement [58-59].

Ce dernier considère dans nos jours comme un facteur déterminant car un dégagement exhaustif du fumé aura des conséquences catastrophiques pour notre planète (trou d'ozone) et qui menacent notre santé publique, la faune et même la flore, parmi leur effets néfastes on peut cité :

- ✓ -Le réchauffement climatique.
- ✓ -Pénétration des rayons solaires X et Gamma qui font de graves maladies dermatologiques.
- ✓ Le CO fait l'augmentation de taux de l'acidité dans l'air qui engendre par suite une précipitation anormalement acide.
- ✓ Cette précipitation polluée va causer la maladie de la flore, la faune, et surtout l'homme.

III-12 Algorithme d'optimisation

Un algorithme génétique se basant sur les étapes représentantes par l'organigramme suivant :

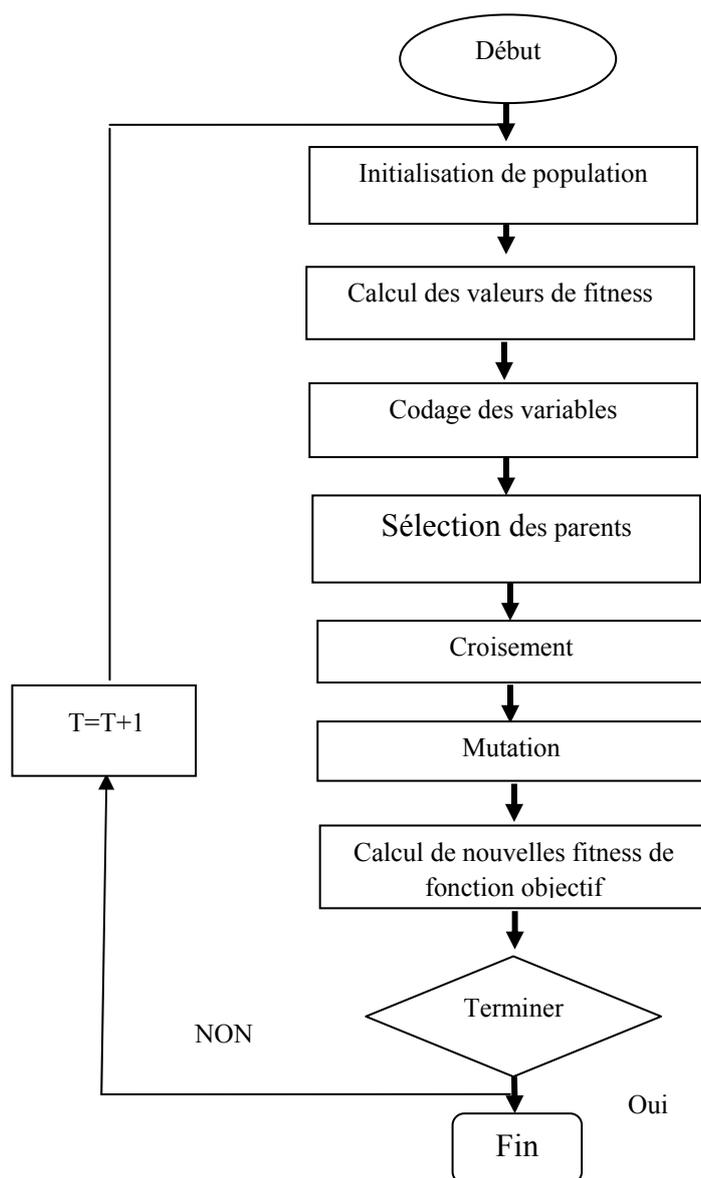


Figure III-5 : Organigramme d'un algorithme génétique

III-13 Optimisation par essais de particules

L'Optimisation par Essaims de Particules (PSO) a été proposée par Kennedy et Eberhart en 1995. Cette méthode est inspirée du comportement social des animaux évoluant en essaim. L'exemple le plus souvent utilisé est le comportement des bancs de poissons [60]. En effet, on peut observer chez ces animaux des dynamiques de déplacement relativement complexes, alors qu'individuellement chaque individu a une intelligence limitée et une connaissance seulement locale de sa situation dans l'essaim. Un individu de l'essaim n'a pour connaissance que la position et la vitesse de ses plus proches voisins. Chaque individu utilise donc, non seulement, sa propre mémoire, mais aussi l'information locale sur ses plus proches voisins

pour décider de son propre déplacement. Des règles simples, telles que aller à la même vitesse que les autres, se déplacer dans la même direction ou encore rester proche de ses voisins sont des exemples de comportements qui suffisent à maintenir la cohésion de l'essaim, et qui permettent la mise en œuvre de comportements collectifs complexes et adaptatifs. L'intelligence globale de l'essaim est donc la conséquence directe des interactions locales entre les différentes particules de l'essaim. La performance du système entier est supérieure à la somme des performances de ses parties.

Kennedy et Eberhart [61] se sont inspirés de ces comportements socio-psychologiques pour créer Le (PSO). Un essaim de particules, qui sont des solutions potentielles au problème d'optimisation, survole l'espace de recherche, en quête de l'optimum global. Le déplacement d'une particule est influencé par les trois composantes suivantes :

- ✓ Une composante physique : la particule tend à suivre sa direction courante de déplacement ;
- ✓ Une composante cognitive : la particule tend à se diriger vers le meilleur site par lequel elle est déjà passée ;
- ✓ Une composante sociale : la particule tend à se fier à l'expérience de ses congénères et, ainsi, à se diriger vers le meilleur site déjà atteint par ses voisins.

Dans le cas d'un problème d'optimisation, la qualité d'un site de l'espace de recherche est déterminée par la valeur de la fonction objectif en ce point. La Figure III.6 illustre la stratégie de déplacement d'une particule.

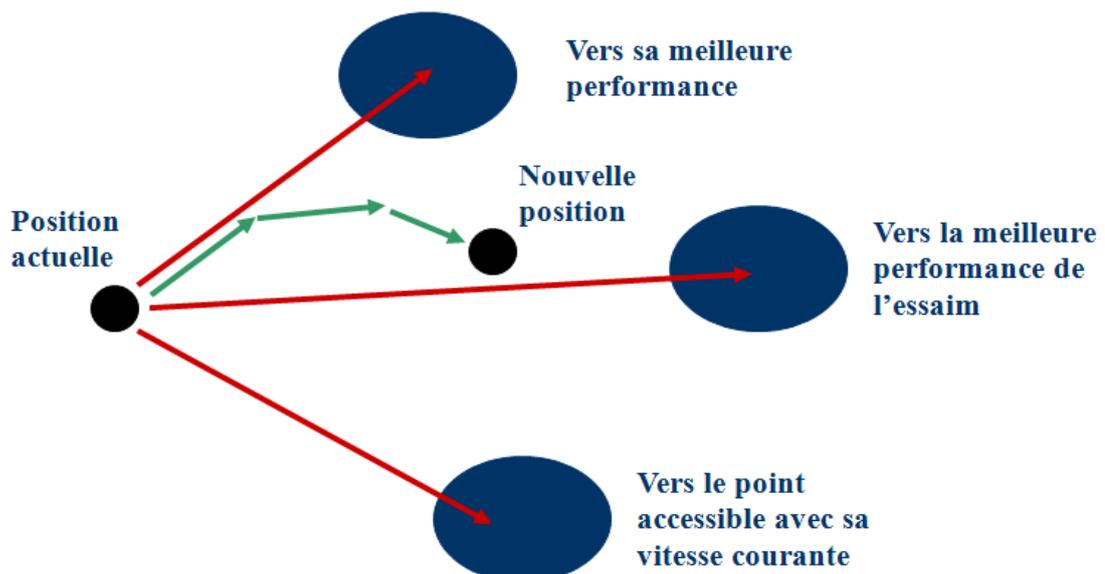


Figure III.6 : Déplacement d'une particule.

La position de chaque particule de l'essaim est déterminée par le système d'équation suivant [62]:

$$v(t+1) = C_1 v(t) + C_2 * rand1 * (P_i - x(t)) + C_3 * rand2 * (P_b - x(t)) \quad (III-6)$$

Tel que :

$x(t)$:Position initiale d'une particule.

$v(t)$:Vitesse initiale d'une particule.

$v(t+1)$:Vitesse prochaine d'une particule.

$x(t+1)$:Position suivante (prochaine) d'une particule.

P_i :Meilleure solution locale.

P_b :Meilleure solution globale.

C_1 :Facteur d'inertie.

C_2 :Coefficient Cognitif.

C_3 :Coefficient social.

$iter$:Nombre d'itération actuelle.

$iter_{max}$:Nombre d'itération maximale.

III-14 Algorithme d'optimisation

Les étapes d'un (PSO) peuvent être représentées par l'organigramme suivant :

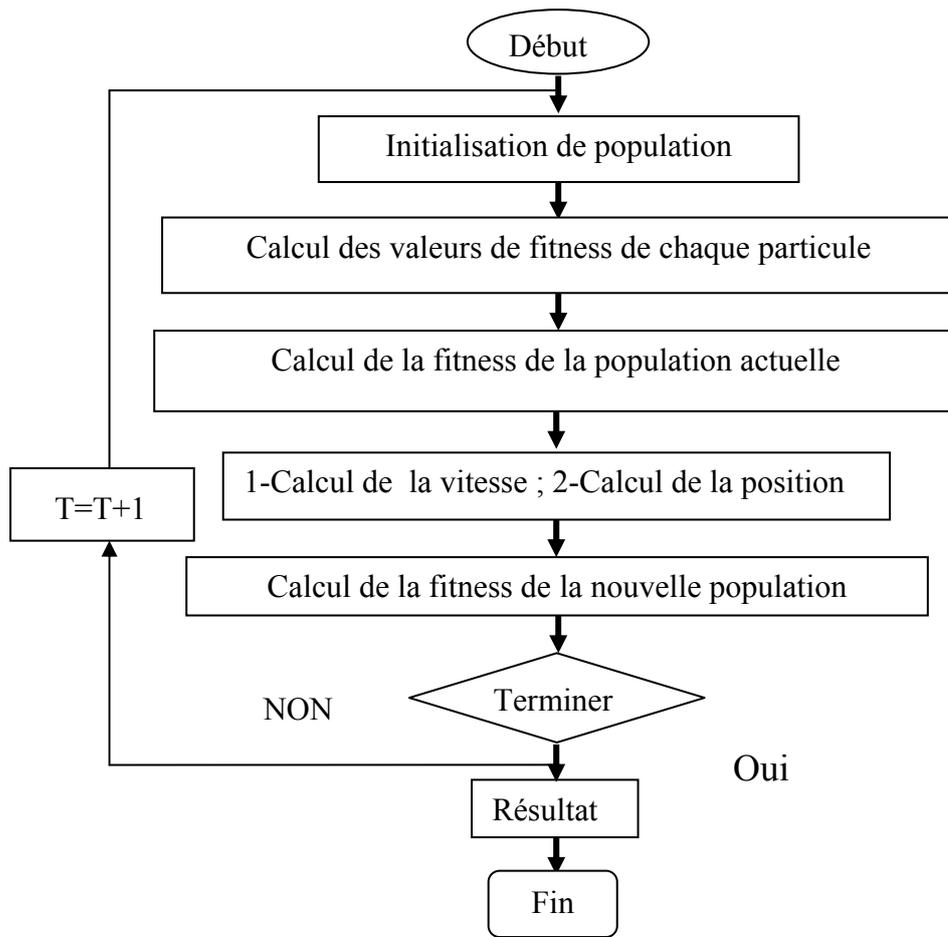
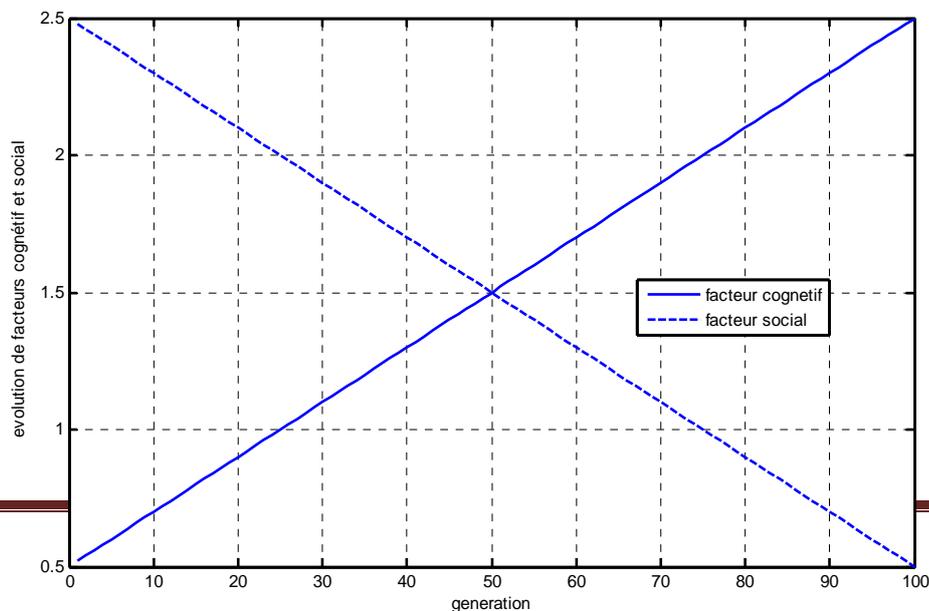


Figure III.7 : Organigramme d'un (PSO)

III-15 Algorithme d'optimisation par essaims de particules avec coefficient d'accélération variable (PSO-TVAC)

Cette fois ci les coefficients : cognitif et social c_1 et c_2 décrits par les équations (III-8) et (III-9) ne sont plus constants mais variables en fonction de génération, autrement dit dans le temps dont le but est de guider l'exploration tantôt vers la direction de l'expérience de



l'individu (coefficient cognitif dominant) tantôt vers la direction de l'expérience de groupe (coefficient social dominant). Enfin l'interaction de ces deux facteurs dirige l'exploration vers la solution voulue. La Figure III-8 illustre l'interaction de ces deux facteurs en fonction de génération.

Figure III-8 : Interaction entre facteur social et cognitif

Le modèle mathématique de ce nouvel algorithme est basé sur le système d'équations suivant [63] :

$$\begin{aligned} v(t+1) &= w \cdot v(t) + \alpha_1 \cdot rand1 \cdot (Pi - x(t)) \\ &\quad + \alpha_2 \cdot rand2 \cdot (Pb - x(t)) \\ x(t+1) &= x(t) + v(t+1) \end{aligned} \quad (III-7)$$

Tel que :

$$\alpha_1 = \left([(C)_{1f} - C_{1i}] \cdot \frac{iter}{iter_{max} + C_{2i}} \right) \quad (III-8)$$

$$\alpha_2 = \left([(C)_{2f} - C_{2i}] \cdot \frac{iter}{iter_{max} + C_{2i}} \right) \quad (III-9)$$

$$w = (w_{max} - w_{min}) \cdot \frac{(iter_{max} - iter)}{iter_{max} + w_{min}} \quad (III-10)$$

Avec : $0.4 \leq w \leq 0.9$.

Où : α_1, α_2, w sont respectivement facteur cognitif, facteur social, coefficient d'inertie.

$C_{1i}, C_{2i}, C_{1f}, C_{2f}$: Sont respectivement les valeurs initiales et finales de deux coefficients cognitif et social [64].

III-16 Algorithme à Evolution Différentielle (DEA)

Classée parmi les méthodes méta-heuristiques stochastiques d'optimisation, l'algorithme à évolution différentielle (DEA) [65-66] est une technique relativement récente, conçue pour optimiser des problèmes sur les domaines continus. Cet algorithme est inspiré des algorithmes génétiques et les stratégies évolutionnistes combinées avec une technique géométrique de recherche. Les algorithmes génétiques changent la structure des individus en utilisant la mutation et le croisement, alors que les stratégies évolutionnistes réalisent l'auto adaptation

par une manipulation géométrique des individus. Ces idées ont été mises en œuvre grâce à une opération simple et pourtant puissante de mutation de vecteurs proposée en 1995 par Storm et Price. Depuis, l'évolution différentielle est devenue une méthode incontournable, surpassant un grand nombre de techniques existantes de recherche stochastique globale, pour une grande quantité de problèmes réels [1].

Dans cette approche, chaque variable de décision est représentée dans le chromosome (ou individu) par un nombre réel. Comme dans tout algorithme évolutionnaire, la population initiale du DEA est générée aléatoirement, puis évaluée. Après cela, le processus de sélection prend place. Au cours de la phase de sélection, trois parents sont choisis et ils génèrent un seul enfant (ou descendant) qui est en concurrence avec un parent pour déterminer lequel subsistera à la génération suivante. Le DEA génère un seul enfant (au lieu de deux comme dans les algorithmes génétiques) en ajoutant le vecteur de différence pondérée entre deux parents à un troisième parent. Si le vecteur résultant donne une plus faible valeur de la fonction objectif que celle donnée par un membre prédéterminé de la population, le vecteur nouvellement généré remplace le vecteur auquel il a été comparé.

Une tâche d'optimisation avec un nombre de paramètres égal à D , peut être représentée par un vecteur de dimension D . Initialement, une population de N_p vecteurs solution est créée de façon aléatoire. Cette population est améliorée successivement au cours de G générations, par l'application des opérateurs de mutation, de croisement et de sélection, pour atteindre une solution optimale [1].

III-17 Algorithme de colonie de Fourmis

Les algorithmes de colonies de fourmis forment une classe des méta-heuristiques récemment proposée pour des problèmes d'optimisation difficiles. Ces algorithmes s'inspirent des comportements collectifs de dépôt et de suivi de piste observés dans les colonies de fourmis. Une colonie d'agents simples (les fourmis) communiquent indirectement via des modifications dynamiques de leur environnement (les pistes de phéromones) et construisent ainsi une solution à un problème en s'appuyant sur leur expérience collective [47]. Les algorithmes de colonies de fourmis sont nés à la suite d'une constatation, les insectes sociaux en général, et les colonies de fourmis en particulier, résolvent naturellement des problèmes relativement complexes. Les biologistes ont étudié comment les fourmis arrivent à résoudre collectivement des problèmes trop complexes pour un seul individu, notamment les problèmes de choix lors de l'exploitation de sources de nourriture. Les fourmis ont la particularité d'employer pour communiquer des substances volatiles appelées phéromones.

Elles sont très sensibles à ces substances, qu'elles perçoivent grâce à des récepteurs situés dans leurs antennes. Ces substances sont nombreuses et varient selon les espèces. Les fourmis peuvent déposer des phéromones au sol, grâce à une glande située dans leur abdomen, et former ainsi des pistes odorantes, qui pourront être suivies par leurs congénères. Les fourmis utilisent les pistes de phéromones pour marquer leur trajet (entre le nid et une source de nourriture). Une colonie est ainsi capable de choisir (sous certaines conditions) le plus court chemin vers une source à exploiter, sans que les individus aient une vision globale du trajet.

III-18 Conclusion

Dans ce chapitre qui est consacré à l'étude de méthodes d'optimisation globales, nous avons étudié d'une manière explicite le principe de fonctionnement des algorithmes génétique (GA), l'algorithme d'optimisation par essaims de particules (PSO) et sa version modifiée (PSO-TVAC), nous avons clarifié leur rôle à l'optimisation et leurs processus algorithmiques. Pour comprendre le principe de fonctionnement d'autres méta-heuristiques nous avons cité l'algorithme évolutionnaire différentielle (DEA) et l'optimisation par colonie de Fourmis (ACO) dans le dernier paragraphe.

Chapitre IV
Résultats et Simulation

IV-1 Introduction

Ce présente chapitre représente la partie simulation de ce mémoire ,5 cas d'études ont été réaliser pour solutionner notre problème et ce par utilisation de trois méthodes heuristiques que nous avons étudié en détail dans le troisième chapitre à savoir : les algorithmes génétiques(GA) ,l'algorithme d'optimisation par essaims de particules (PSO) ,et sa version modifiée avec coefficient d'accélération variable (PSO-TVAC) .

On a commencé notre étude par la solution du dispatching économique statique dans le premier cas ,le deuxième cas est consacré à l'étude du dispatching économique multi objectifs (coût- émission) ,des comparaisons entre les courbes de Pareto obtenues pour les réseaux test IEEE30 bus et 118 Bus sont largement discutées.

Le troisième cas d'étude examine le problème de dispatching économique dynamique sans pertes [67-68], la fonction objectif quadratique et la fonction non linéaire qui tient compte l'effet d'ouverture des vanne d'admission de vapeur, ont été bien traitées et ce pour les deux systèmes test 5 et 10 unité.

Le quatrième cas d'étude représente la solution de dispatching économique dynamique sans pertes qui tient compte cette fois ci la contrainte Rampe des générateurs de production et l'effet d'ouverture de vannes ,les solutions des systèmes test 5 et 10 unités ont été clairement expliquées .

Dans le cinquième cas d'étude on a réalisé le dispatching économique dynamique avec pertes [69] dont ces dernières sont évaluées par la méthode B Coefficients, les résultats concernant le système test 5 unité sont aussi discutés.

IV-2 Cas d'Etude N°1 Dispatching économique statique

Dans ce test nous nous intéressons d'appliquer les trois techniques méta-heuristiques tel que l'algorithme génétique (GA) ,essaims de particules (PSO) et la nouvelle variante de la

technique d'optimisation par essais de particules à coefficient d'accélération en temps variable (PSO-TVAC) pour la résolution du problème de dispatching économique statique sans perte (Figure IV.1) .

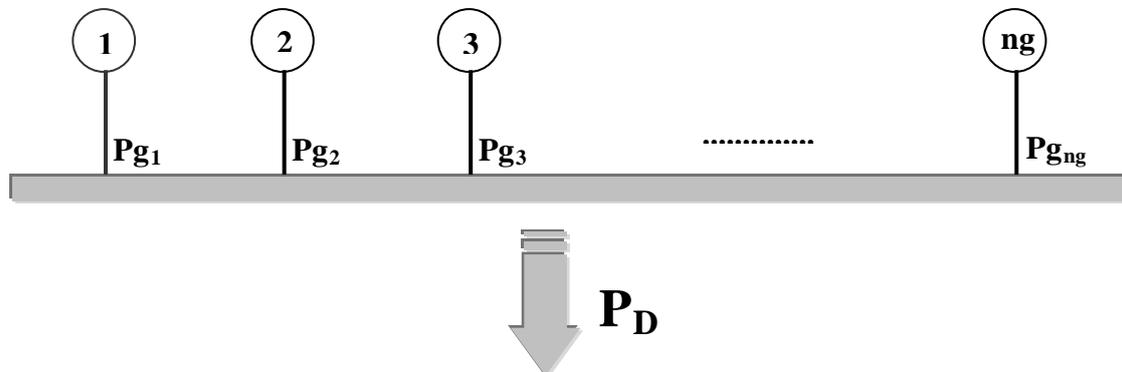


Figure IV.1 :Schéma représentative du dispatching économique sans pertes

une fois que le vecteur optimale de puissance générée est trouvé et en faisant appel à l'algorithme N-R pour calculer les pertes de transmission et le coût optimal correspondant, tout en satisfaisant à la demande et en respectant les contraintes physiques des générateurs de production ,c'est le dispatching économique statique avec pertes Figure IV.2.

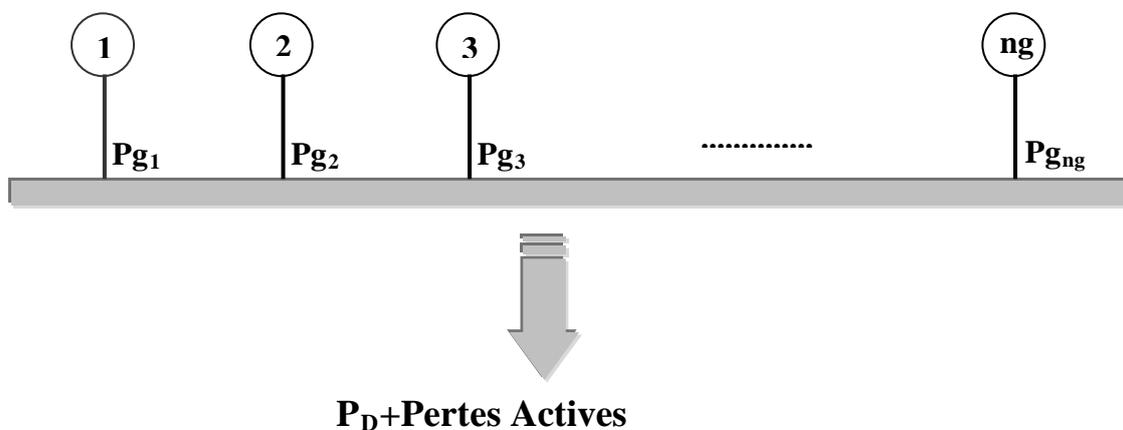


Figure IV.2 :Schéma représentative du dispatching économique avec pertes

Pour vérifier et valider la robustesse de cette nouvelle approche, une étude comparative est proposée. Il s'agit d'une comparaison élaborée entre la méthode d'optimisation par essais de particules à coefficient d'accélération en temps variable (PSO-TVAC), (PSO) standard et celle des algorithmes génétiques (AG), l'approche proposée est testée sur un réseau électrique standard IEEE 30-Bus. Les résultats obtenus confirment le rôle de l'optimisation par cette nouvelle technique, le schéma unifilaire du réseau IEEE30 bus est schématiser comme il suit:

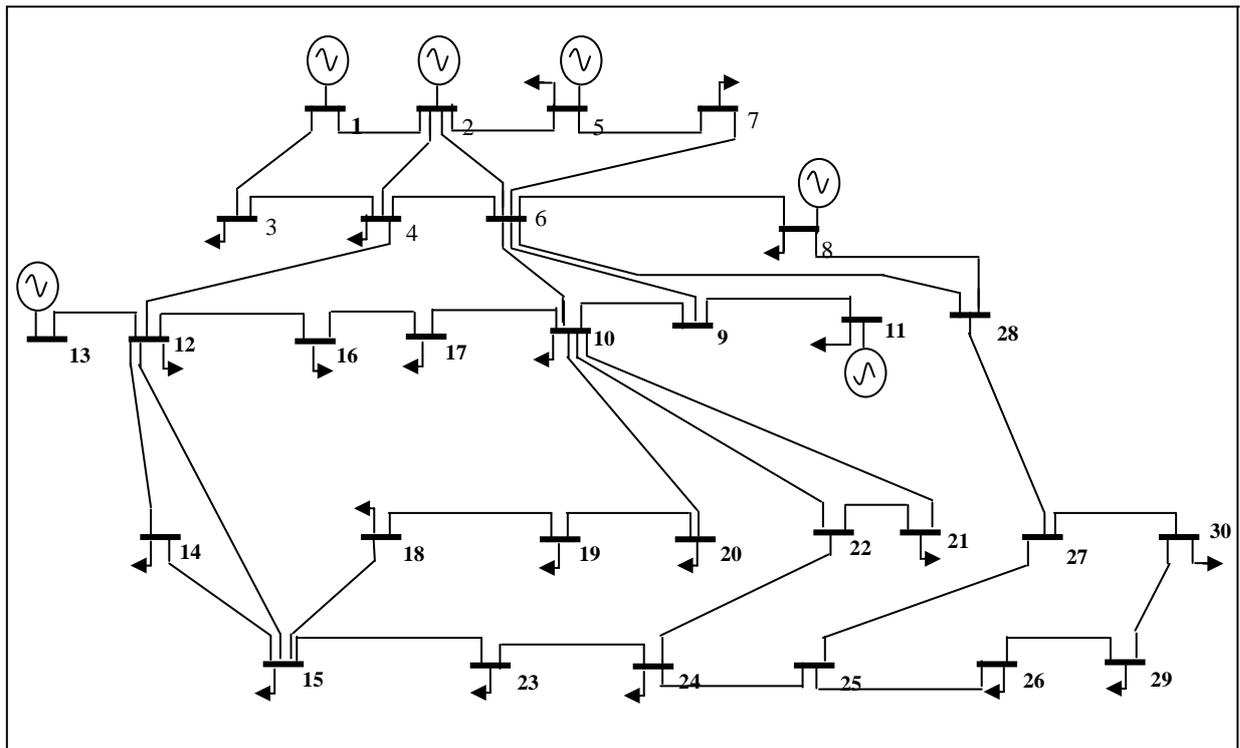


Figure IV.3 :Schéma unifilaire du réseau IEEE30 Bus

IV-2-1 Formulation du Problème

Le problème de dispatching économique consiste à minimiser la fonction objectif du coût total de production, qui est donnée par l'équation suivante :

$$F(p_{gt}) = \sum_{i=1}^{ng} a_i + b_i p_{gt} + c_i p_{gt}^2 \tag{IV-1}$$

Ng : nombre de générateurs.

a_i , b_i , c_i : coefficients de coût de générateurs.

Cette optimisation doit respecter certaines contraintes d'égalité et d'inégalité :

La contrainte d'égalité est :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gt} = P_d + P_{loss} \tag{IV-2}$$

P_d : Représente la puissance demandée.

P_{loss} : Pertes de transmission.

Contraintes d'inégalités.

$$P_{gt}^{min} \leq P_{gt} \leq P_{gt}^{max} \tag{IV-}$$

3) Avec : $i = 1:ng$

ng : nombre de générateurs.

Les tests que nous avons abordés dans ce cas sont appliqués au réseau standard IEEE 30-bus dont les caractéristiques sont les suivantes : Nombre de jeux de barres 30 ; nombre de générateurs 06 ; tension de jeu de barre de référence 1.06 pu. Jeux de barres de contrôle [2, 5, 8, 11, 13] ; Nombre de branches 41, les données de ce système sont données dans [62] et assignées en annexe.

IV-2-2 Algorithme d'optimisation

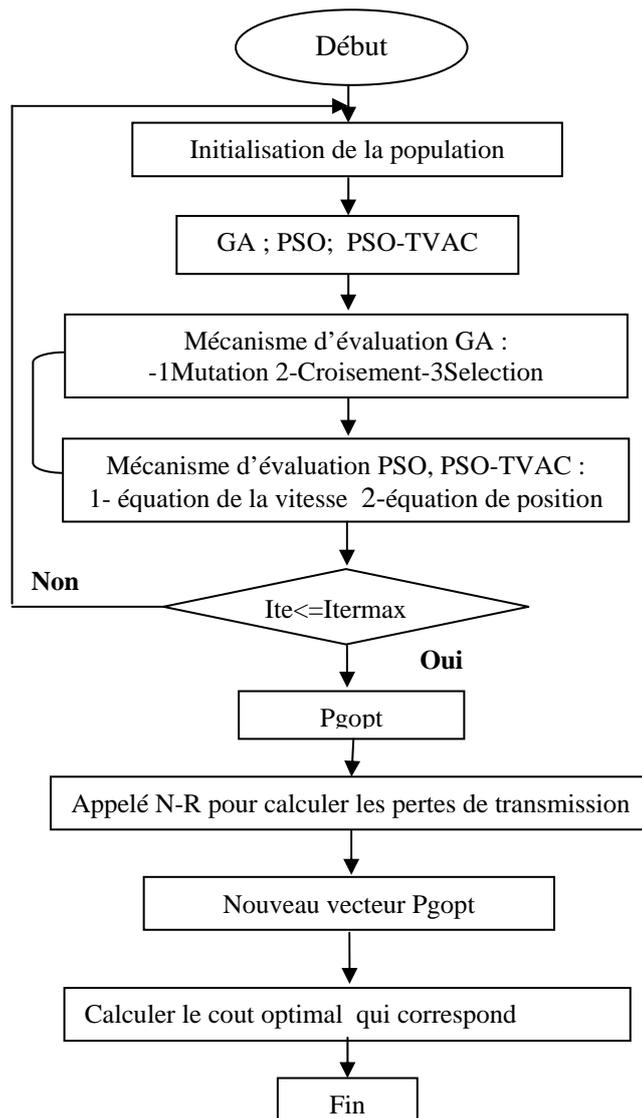


Figure IV.4 : Organigramme d'optimisation

IV-2-3 Paramètre de l'algorithme

Les paramètres des algorithmes d'optimisation sont mentionnés sous dessous :

Tableau IV-1 : paramètres d'optimisation des algorithmes

	GA	PSO	PSO-TVAC
Taille pop	16	16	16
Itération Max	100	100	100

Sélection	0.5%	$C_1 = 1$	$W_{max} = 0.9$
Croisement	0.5%	$C_2 = 1$	$W_{min} = 0.4$
Mutation	0.15%	$C_3 = 1$	$C_{1f} = C_{2f} = 2.5$
			$C_{1f} = C_{2f} = 0.5$

Les coefficients du coût de générateurs de production sont donnés suivant le Tableau II toutes les données du réseau ainsi les limites inférieures et supérieures de générateurs de production sont mentionnées à [62], la puissance demandée vaut 283,4MW, les valeurs de C_{1f} , C_{2f} , C_{3f} ; C_{1i} sont portées de [63].

Toutes les approches proposées dans ce mémoire ont été développées sous environnement MATLAB 7.4, en utilisant un ordinateur doté d'un processeur Intel dual core 2.7 GHZ et une mémoire vive 1GO, chaque programme a une procédure pour le calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de NEWTHON-RAPHSON décrite au deuxième chapitre. La tolérance de l'écoulement de puissance a été fixée 10^{-4} p.u que nous jugeons suffisante.

Tableau IV-2 Coefficient de générateurs de production

Générateurs	a_i	b_i	c_i
G1	0	2	0.02
G2	0	1.75	0.0175
G3	0	1	0.0625
G4	0	3.25	0.00834
G5	0	3	0.025
G6	0	3	0.025

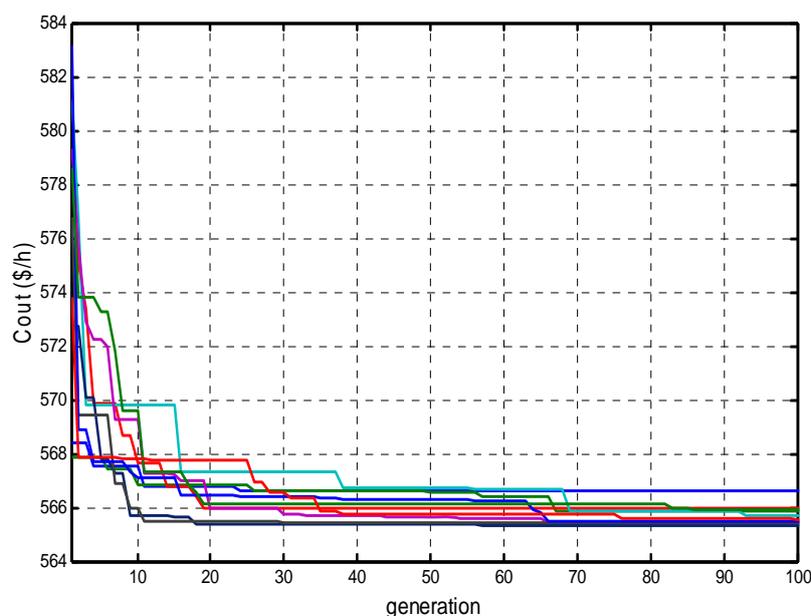


Figure IV.5: Convergence (GA)

IV-2-4 Discussion des Résultats

IV-2-4-A. Interprétation des résultats trouvés par (GA)

Le premier test d'optimisation Figure IV.5 illustre la caractéristique de convergence de notre algorithme génétique de code binaire à la recherche du coût optimale de génération pendant dix répétitions, il est bien de noter ici que la convergence vers l'optimum global est une fonction de taille de population et de nombre de génération qui sont choisis ici respectivement (16 , 100 générations).

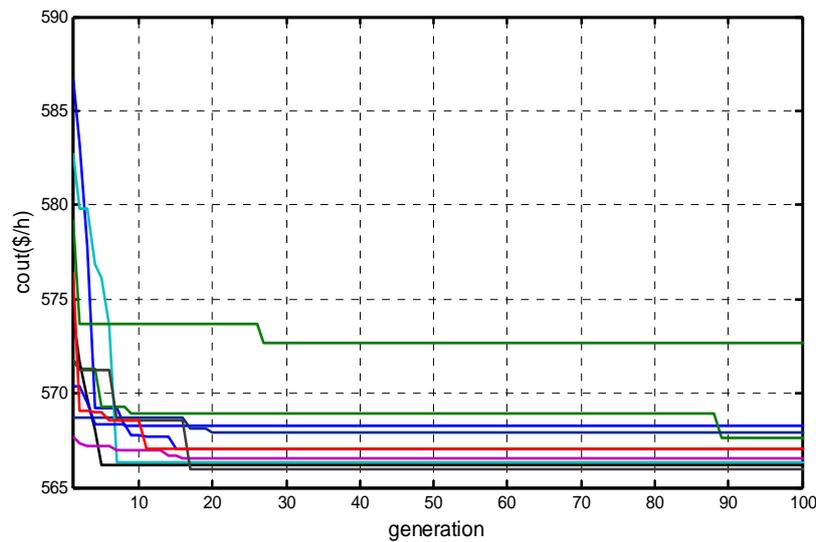


Figure IV.6 : Convergence (PSO)

IV-2-4-B. Interprétation des résultats trouvés par (PSO)

Différemment aux résultats trouvés précédents, l'algorithme (PSO) a la capacité de converger vers la solution optimale pratiquement dès les 20^{ième} premières générations pour les mêmes nombres de population et génération ce qui traduit l'efficacité de la méthode (Figure IV.6).

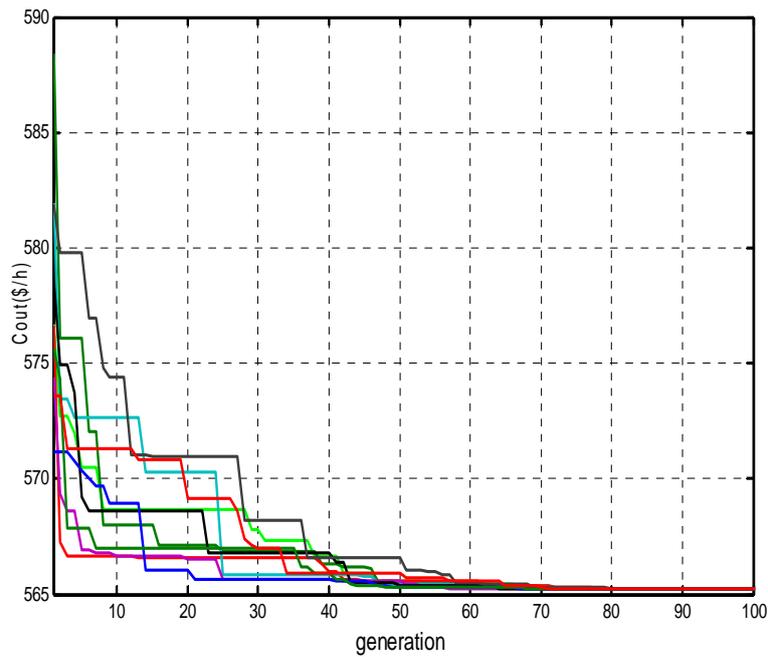


Figure IV.7 : Convergence (PSO-TVAC)

IV-2-4-C. Interprétation des résultats trouvés par (PSO-TVAC)

Malgré son convergence rapide en fonction du nombre de génération, l’algorithme (PSO) ne présente pas la caractéristique de converger vers le même optimum global (Figure IV.6) la nouvelle variante (PSO-TVAC) aidé largement à dépasser ce désavantage. La Figure IV.7 représente la capacité de convergence de cet algorithme pratiquement vers la même solution.

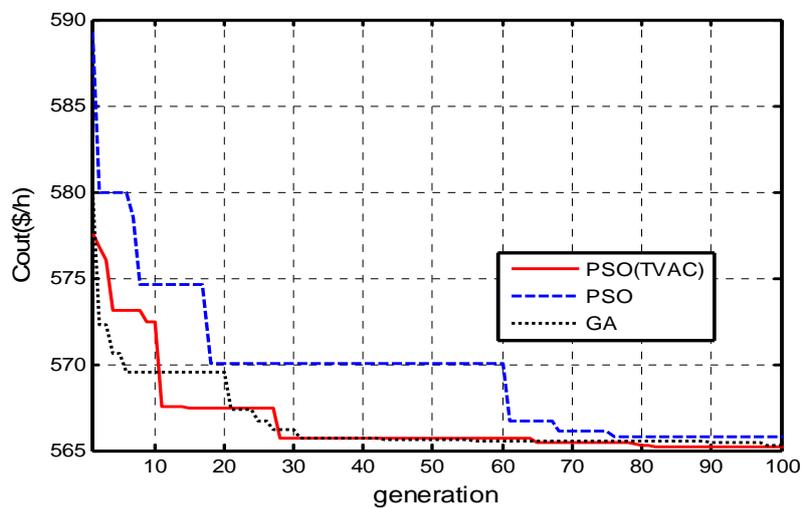


Figure IV.8: Convergence (GA) ,(PSO), (PSO-TVAC)

Tableau IV-3 Résultats de simulation

Pgénérée	NR	GA	PSO	PSO-TVAC
Pg1	25.9752	47.344	49.2860	47.4673
Pg2	60.9700	57.725	56.3693	58.2599
Pg5	37.0000	22.353	23.5815	22.3068

Pg8	21.5900	34.725	33.1825	32.3858
Pg11	19.2000	15.059	12.1769	15.7237
Pg13	26.9100	14.745	17.3870	15.8234
Pertes (MW)	2.445	2.7518	2.7836	2.7669
Coût (\$/h)	599.4629	575.86	576.73	575.84
Temps (s)	-	0.01949	0.0618	0.04420

IV-2-4-D Comparaison entre les résultats calculés par les trois approches

La Figure IV.8 représente la convergence de trois algorithmes simultanément. On constate en premier lieu que le coût de production avec optimisation par les trois algorithmes respectivement (GA) **575.86** (\$/h) (PSO) **576.73** (\$/h) (PSO-TVAC) **575.84** (\$/h) Tableau IV-3 reste inférieur à celui trouvé par N-R (coût sans optimisation) **599.4629** (\$/h) ce qui traduit le rôle de l'optimisation. En deuxième lieu le coût trouvé par (PSO-TVAC) reste le meilleur coût global calculé par les trois méthodes ce qui explique la robustesse de cet algorithme.

Les pertes de transmission évaluées par les trois approches n'affectent pas le rendement du système car elles sont restées très proches pour les trois approches respectivement (GA) **2.7518MW** (PSO) **2.7836 MW** (PSO-TVAC) **2.7669 MW**.

L'algorithme génétique présente un faible temps de calcul égale **0.019495** (S) et ceci est lié à la simplicité de la fonction optimisée.

IV-3 Cas d'étude 2 Résolution du problème de dispatching économique multi objectifs

IV-3-1 Test IEEE 30 Bus

Ce test est consacré à l'étude de l'optimisation multi-objectifs, en effet une étude comparative entre les méthodes d'optimisation globales telles que (GA), (PSO), (PSO-TVAC) est montré dans ce paragraphe en vue de résoudre le problème de dispatching économique avec considération de l'émission. Premièrement le problème est solutionné sans pertes, une fois le vecteur de puissance générée optimale est obtenu on fait appel à l'algorithme de NEWTON-RAPHSON pour les calculées donc le coût optimal correspondant, on a trouvé que les performances de l'algorithme (PSO-TVAC) excèdent celles de (GA) et (PSO) en matière qualité de solution et caractéristique de convergence.

IV-3-1-1 Formulation du problème

IV-3-1-1-A Objectif 1 Minimisation de coût de production

Premièrement on commence par minimiser le coût total de production qui est une caractéristique quadratique représentée par l'équation (IV-1) et sujet de contraintes d'égalité et d'inégalité modélisées par les équations (IV-2) (IV-3) respectivement.

IV-3-1-1-B Objectif 2 Minimisation de la pollution

La fonction objectif caractérisant le dégagement des gaz toxiques tel que NOX, SOX peut exprimer par l'équation (IV-4) [62] :

$$(IV-4) \quad G(p_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} 10^{-2} (\alpha_i + \beta_i p_{gi} + \gamma_i p_{gi}^2) + \exp(\lambda_i p_{gi})$$

Représente ainsi la totalité de fumé dégagé par les unités de production en (ton /h) .

$\alpha \ \beta \ \gamma \ \xi \ \lambda$: sont les coefficients d'émission de générateurs de production.

IV-3-1-1-C Objectif 3 Minimisation du coût et taux de dégagement des gaz

$$(IV-5) \quad H(p_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i p_{gi} + c_i p_{gi}^2 + 10^{-2} (\alpha_i + \beta_i p_{gi} + \gamma_i p_{gi}^2) + \xi_i \exp(\lambda_i p_{gi}))$$

C'est une caractéristique non linéaire qui ne peut pas être optimisée par l'une des méthodes classiques et ce vu de sa non linéarité ,ceci représente l'importance des méthodes méta-heuristiques. Le critère d'optimisation est représenté par l'équation sous dessous :

$$H(p_{gi}) = (1-h) * F(p_{gi}) + h * G(p_{gi}) \quad (IV-6)$$

Ou h est une valeur de l'intervalle [1:0.01:1], Les paramètres d'optimisation de deux algorithmes (PSO) (PSO-TVAC) sont les mêmes du Tableau IV-1.

IV-3-1-2 Algorithme d'optimisation multi-objectifs (coût –Emission)

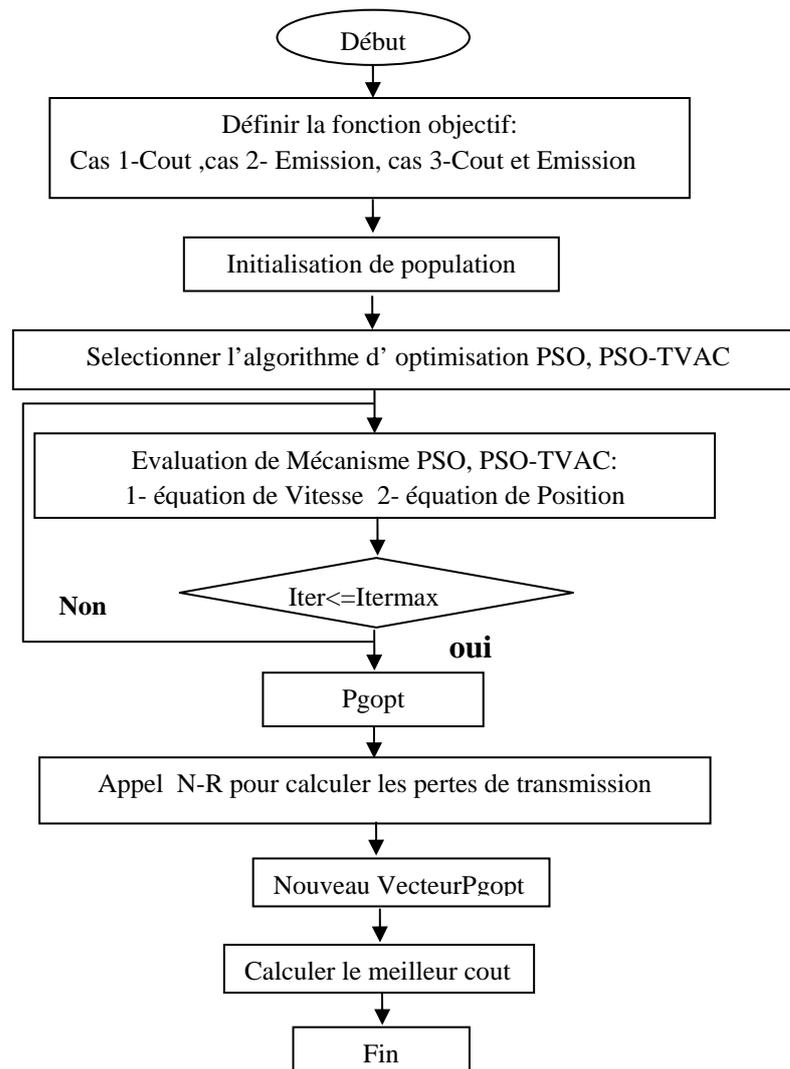


Figure IV.9: Organigramme de l'optimisation multi objectifs par (PSO) et (PSO-TVAC)

L'algorithme proposé est testé sur le réseau IEEE 30 bus toutes les données sont portées de [62], il s'agit de 6 générateurs implémentés au jeu de barres 1, 2, 13, 22, 27, 23, et 13, 41 branches et 4 transformateurs dans les lignes 6-9, 6-10, 4-12, et 28-27 dont la puissance demandée égale 189,21MW .

Les coefficients de coût et d'émission de générateurs de production sont indiqués au Tableau IV-4 et IV-5 respectivement.

Tableau IV-4 Coefficient coût de générateurs

générateurs	A	B	C	Pgmax	Pgmin
g1	10	200	100	150	5

g2	10	150	120	150	5
g13	20	180	40	150.	5
g22	10	100	60	150	5
g23	20	180	40	150	5
g27	10	150	100	150	5

Tableau IV-5 Coefficient d'émission de générateurs

générateurs	α	B	γ	ξ	λ
g1	4.0910	5.5430	6.4900	0.0002	2.8570
g2	2.5430	6.0470	5.6380	0.0005	3.3330
g13	4.2580	5.0940	4.5860	10-6	8.0000
g22	5.3260	3.5500	3.3800	0.0020	2.0000
g23	4.2580	5.0940	4.5860	10-6	8.0000
g27	6.1310	5.5550	5.1510	10-5	6.6670

IV-3-1-3 Discussion de Résultats de simulation

IV-3-1-3-A Cas 1 Minimisation du coût

Dans ce cas on a traité le problème comme mono objectif ou le coût de production est uniquement optimisé, Tableau VI-6 représente les résultats du coût optimal en utilisant (PSO) et (PSO-TVAC) avec considération des pertes , le meilleur coût que nous avons obtenu avec ce dernier est **616.1849** (\$/h) meilleur par rapport celui trouvé par (PSO),Figure VI-10 représente la caractéristique d'optimisation du coût avec ces deux algorithmes ,on peut remarquer aussi que l'algorithme (PSO-TVAC) converge rapidement par rapport celui de (PSO).

Tableau IV-6 Optimisation de coût de production

Pgi (MW)	PSO	PSO-TVAC
Pg1	11.8327	17.9747
Pg2	43.2285	29.9834
Pg22	52.2795	52.4121
Pg27	95.0337	101.7237
Pg23	54.0992	52.3549
Pg13	33.7590	35.9724
Pertes(MW)	6.8327	7.0212
Meilleur Coût (\$/h)	617.7112	616.1849
Emission	0.2165	0.2197
T(s)	0.444329	0.04420

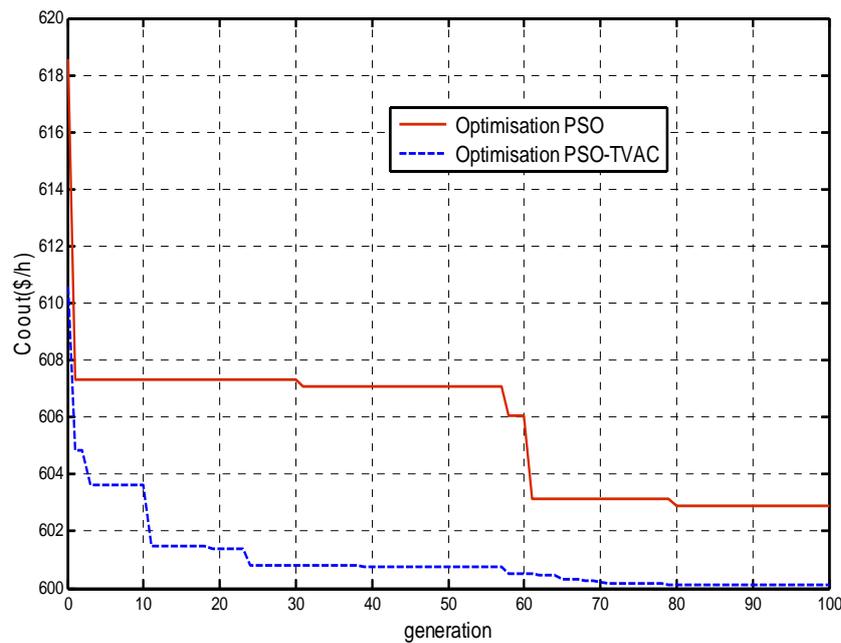


Figure IV.10 :Caractéristique d'optimisation du coût par (PSO) (PSO-TVAC)

IV-3-1-3-B Cas 2 : Minimisation de l'émission

Dans ce deuxième cas la fonction d'émission est minimisée seulement sans considération de la contribution du coût de fuel. Tableau IV-7 représente les puissances actives des unités de production qui optimisent cette fonction en tenant compte les pertes de transmission. la meilleure optimisation trouvée est avec (PSO-TVAC) **0.1944** (ton/h) qui reste meilleure par rapport celle calculée par l'algorithme standard de (PSO). Figure IV-11 illustre la caractéristique de convergence de la fonction émission par ces deux approches. Il est clair d'après le Tableau IV-7 et la Figure IV-11 que ce nouvel algorithme surclasse le PSO standard en matière solution de convergence et temps d'exécution.

Tableau IV-7 Resultat de minimisation de l'émission

Pgi (MW)	PSO	PSO-TVAC
Pg1	61.9402	45.2552
Pg2	39.9719	45.9181
Pg22	49.7198	53.8139
Pg27	38.3681	38.3122
Pg23	65.0429	53.8063
Pg13	33.4934	51.0060
Pertes(MW)	5.1364	4.7116
Meilleure Emission	0.2000	0.1944
Coût (\$/h)	663.4195	651.6944
Temps(s)	0.350436	0.1942

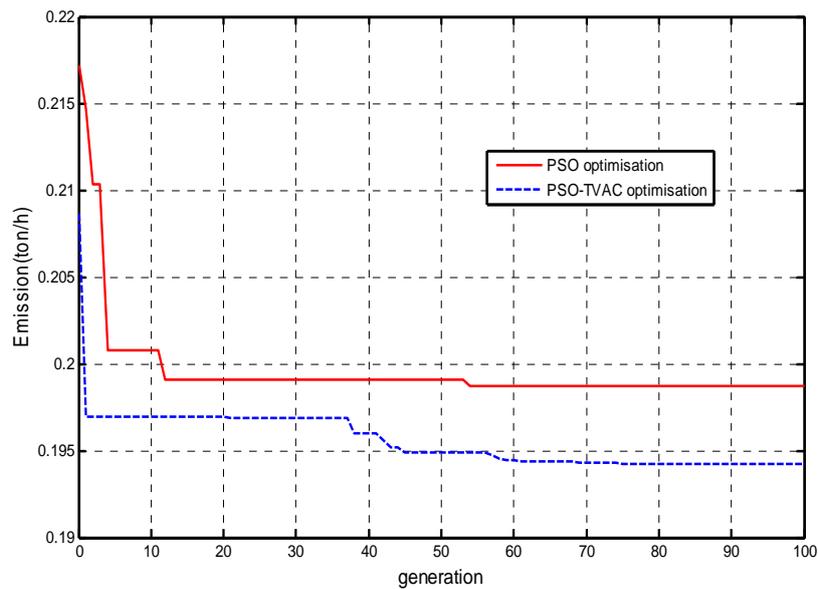


Figure IV-11 : Caractéristique de minimisation de l'émission avec (PSO) ,(PSO-TVAC)

IV-3-1-3-C Cas 3 optimisation multi-objectifs : minimisation du coût de production et l'émission simultanément

Tableau IV-8 Résultat d'optimisation multi-objectifs : coût et émission simultanément

Pgi (MW)	PSO	PSO-TVAC
Pg1	52.2220	45.2937
Pg2	41.4154	45.9039
Pg22	51.3762	53.8147
Pg27	37.8823	38.3227
Pg23	44.9590	53.8195
Pg13	59.7340	50.9559
Pertes(MW)	4.1889	4.7104
Meilleur Coût (\$/h)	658.2432	651.6896
Meilleure Emission (ton/h)	0.1961	0.1944
Temps (s)	0.714327	2.525792

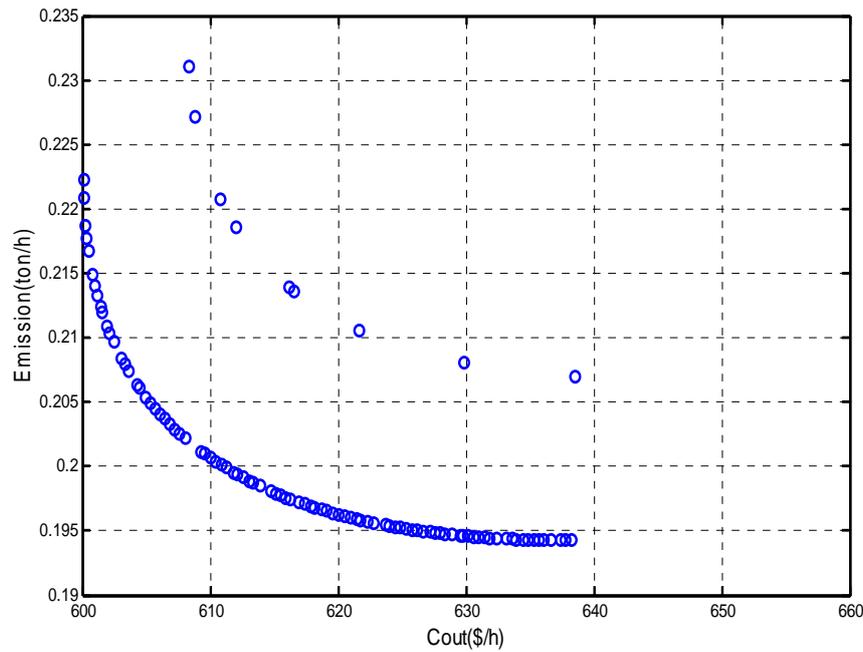


Figure VI-12 : Solutions optimales de Pareto coût-Emission avec (PSO-TVAC)

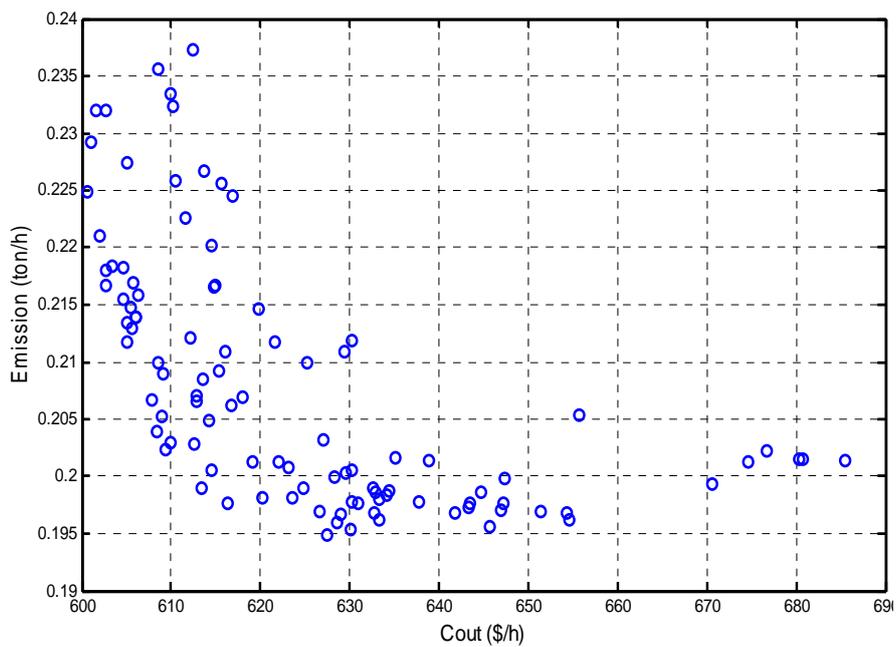


Figure VI-13 : Solutions optimales de Pareto coût-Emission ave (PSO)

Dans cette section nous avons traité le problème comme multi-objectifs, les deux objectifs sont minimisés simultanément. Les résultats de simulation sont donnés dans le Tableau IV-8, et la Figure IV-13 représentent les solutions optimales de Pareto avec (PSO), Figure IV-12 représente les solutions optimales de Pareto en utilisant (PSO-TVAC) dont le résultat compromis est pris pour $h = 0,50$. L'optimum obtenu avec (PSO-TVAC) est [**651.6896 (\$/h)** **0.1944 (ton/h)**].

IV-3-2 Test 118 jeux de barres

La robustesse de l’approche proposée est vérifiée sur le grand réseau 118 jeux de barres avec 14 générateurs, la demande est fixée à 950 MW, data générateurs sont données en [70], alors que les pertes de systèmes sont négligées. Tableau IV-9 indique les puissances actives générées optimales pour les trois objectifs considérés. On peut conclure que les remarques déduites de l’essai précédant restent valides.

Tableau IV-9 Puissances actives générées optimales pour les trois objectifs envisagés

Variables de Control	Cas1: coût		Cas2 :Emission		Cas3:coût et emission	
<i>P_{gi}</i> (MW)	<i>PSO</i>	<i>PSOTVAC</i>	<i>PSO</i>	<i>PSOTVAC</i>	<i>PSO</i>	<i>PSOTVAC</i>
Pg 1	50	50	74.9434	67.6586	93.6935	85.9059
Pg 2	50	50	79.5883	78.8423	105.2641	94.9051
Pg 3	50	50	95.0964	72.0350	61.7748	76.0675
Pg 4	50	50	75.7875	69.0254	75.8097	76.0916
Pg 5	50	50	97.3257	76.4071	50.0000	84.3802
Pg 6	50	50	75.9710	68.1889	50.0000	50.0000
Pg 7	50	50	50.0000	70.0844	50.000	73.7917
Pg 8	50	50	51.2419	68.1203	75.7883	50.0000
Pg 9	50	50	55.1382	65.3066	50.0000	76.4793
Pg 10	50	50	94.9076	70.3628	54.8937	82.3787
Pg 11	50	50	50.0000	60.2683	91.1440	50
Pg 12	300	300	50.0000	66.4470	91.6319	50
Pg 13	50	50	50.0000	67.2533	50.0000	50
Pg 14	50	50	50.0000	50.0000	50.0000	50
Meilleur coût(\$/h)/Emission	3759	3759	1.451	1.379	3999.7674	4094.5351
MeilleureEmission(ton/h)/Coût	2.8760	2.8760	4120.4208	4115.1369	1.5067	1.4324
Temps(s)	0.858905	1.283233	0.344910	1.001944	1.127159	1.066584

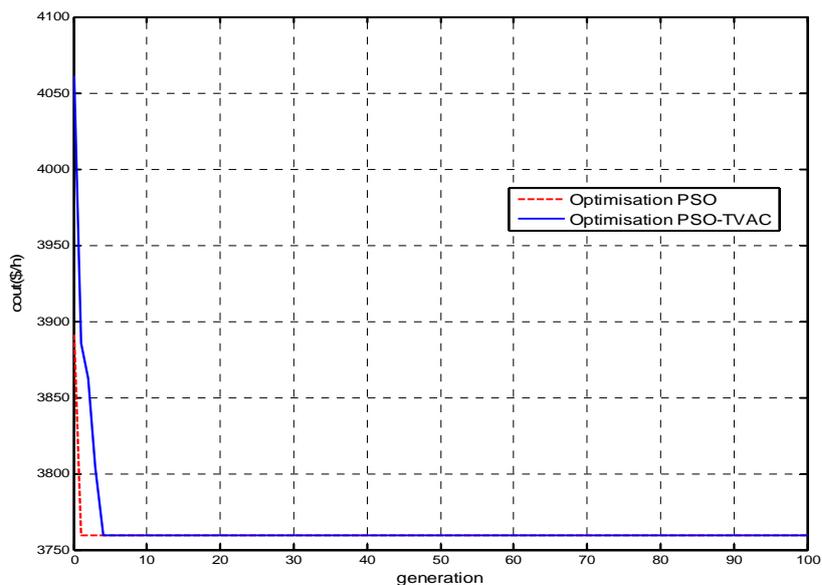


Figure IV-14 : Caractéristique d’optimisation de coût par (PSO) (PSO-TVAC)

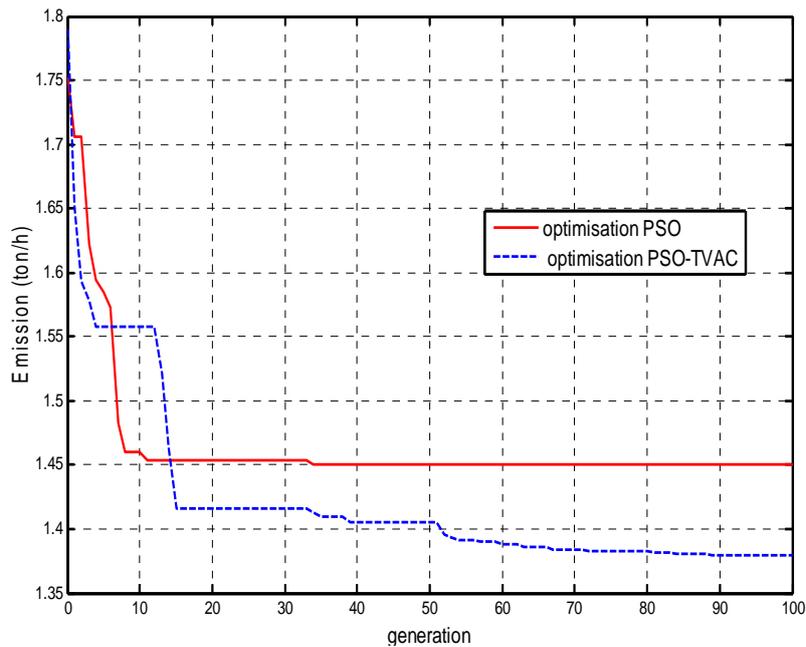


Figure IV-15 Caractéristique de minimisation de l'émission avec (PSO) ,(PSO-TVAC)

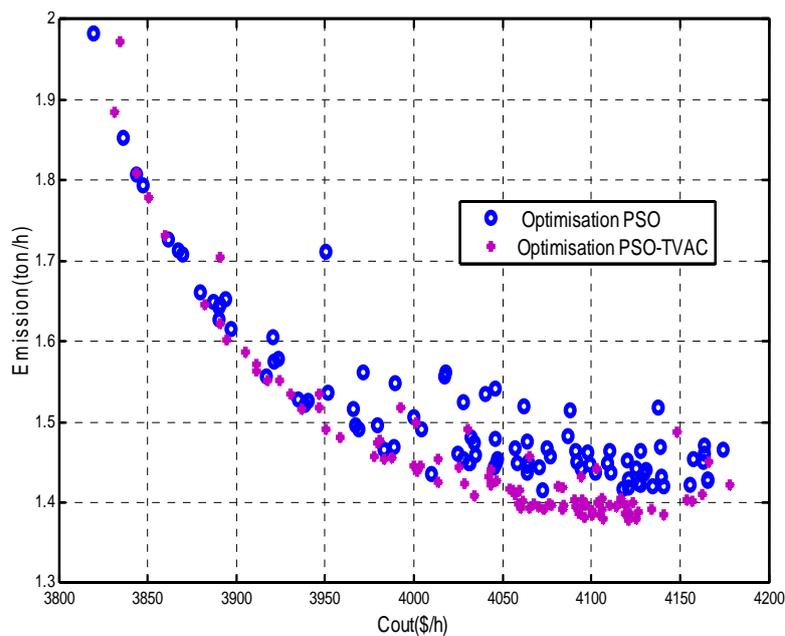


Figure IV-16 : Solutions optimales de Pareto coût- Emission ave (PSO) et (PSO-TVAC)

IV-4 Cas d'étude N 3 dispatching économique dynamique sans pertes

Nous avons consacré cette section à l'étude de dispatching économique dynamique sans pertes, Cette fois ci le problème de répartition optimale de puissance 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).

Le dispatching économique dynamique est un outil très important pour résoudre la planification de la répartition du système énergétique, c'est un problème non linéaire qui se caractérise par des contraintes dites difficiles pour l'optimisation.

dans la lumière de cette étude plusieurs fonctions objectifs ont été traitées pour représenter l'influence de la nature de la fonction objectif d'une part et l'impact des différentes contraintes d'autre part sur les caractéristiques de l'optimisation (valeur du coût ,temps d'exécution ,convergence).en raison de la nature stochastique des approches étudiées le nombre des itérations des algorithmes est fixé à 100 générations ,et le programme qui nous permet de réaliser le dispatching économique dynamique est répété 10 fois afin de nous permettre de stocker le plus faible coût et les puissances générées qui correspond.

IV-4-1 Formulation du problème :

Le dispatching économique dynamique (DED) consiste à trouver la meilleure configuration des puissances produites à un instant donné (heure) et ce en respectant les contraintes d'égalité et d'inégalité déjà envisagées dans les paragraphes précédents, outre ces contraintes une nouvelles contraintes apparaissent lorsque le problème soit dynamique ,ce sont les contraintes Rampes des générateurs décrites au chapitre premier.

Par ailleurs le problème de l'optimisation peut formuler mathématiquement par l'équation (IV-7) :

$$\min(\text{TC}) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{ng} C_{it} P_{it} \quad (\text{IV-7})$$

Avec C_{it} : est le coût de l'unité i à l'instant t ; ng Nombres des unités de production ; P_{it} : est la puissance produite par l'unité i à l'instant t ; T : le nombre total des heures de l'opération. La fonction de coût à optimiser peut être une caractéristique quadratique, non linéaire, non linéaire avec contraintes Rampes ...etc., toutes ces contraintes seront étudiées en détail par la suite et ce pour différents systèmes test IEEE afin d'aboutir les l'objectifs pré-mentionnés.

a-Contraintes d'égalité :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{it} = P_d(t) \quad , \quad t = 1.2.3.....T \quad (\text{IV-8})$$

$i=1,2,3,\dots,ng$ (Nombre total de générateurs de production). p_d : la totalité de la demande.

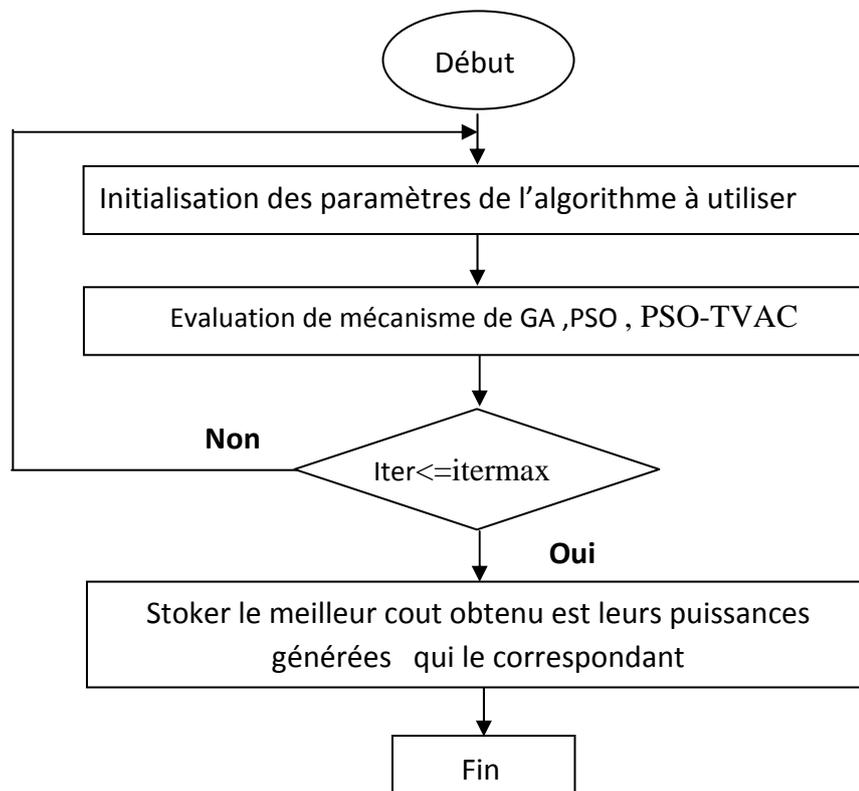
b- Contraintes d'inégalité

$$1- P_{i,t}^{min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{max} \quad , \quad t = 1.2.3,\dots,T \quad (IV-9)$$

P_i^{min}, P_i^{max} sont les maximas et les minimas de la puissance délivrée des unités de production.

$$\begin{cases} P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq UR_i \\ P_{i(t-1)} - P_{i,t} \leq DR_i \end{cases} \dots\dots\dots(IV-10)$$

UR_i, DR_i sont respectivement les contraintes Rampes supérieure et inférieure du i -ème générateur. Cette équation représente les contraintes non linéaires Rampes qu'il faut respecter au cours de production.



IV-4-2 Organigramme d'optimisation

Figure IV-17 : Organigramme d'optimisation de dispatching économique dynamique sans pertes

Tableau IV-10 : Paramètres de simulation

GA		PSO	PSO_TVAC
Taille de pop	16	16	16
Itérations max	100	100	100

Sélection	0.5%	$C_1 = 1$	$w_{max} = 0.9$
Croisement	0.5%	$C_2 = 1$	$w_{min} = 0.4$
Mutation	0.15%	$C_3 = 1$	$C_{1f} = C_{2f} = 2.5$
			$C_{1f} = C_{2f} = 0.5$

Les données des systèmes tests ainsi la variation journalière de la charge qui les correspondent sont portées en annexe.

IV-4-3 Fonction quadratique

On entame l'étude de dispatching économique dynamique par la minimisation de la fonction quadratique du coût qui est formulée par l'équation sous dessous :

$$F(p_{gt}) = \sum_{i=1}^{ng} a_i + b_i p_{gt} + c_i p_{gt}^2 \quad (IV-11)$$

Où a_i , b_i , c_i sont les coefficients de coût de générateurs de production.

Les résultats de simulation par (GA), (PSO), (PSO-TVAC) pour les systèmes test IEEE 5 et 10 unités sont bien illustrés par la suite.

IV-4-3-A Etude de système 5 unités

Tableau IV-11 Résultat par (GA) fonction quadratique

H	Pg	Pg2	Pg3	Pg4	Pg5	Coût(\$)
1	16.039	71.471	59	117.41	146.08	1194.7
2	15.804	75.588	67.529	118.24	157.84	1251
3	17.314	77.647	77.765	145.41	156.86	1341.7
4	19.549	88.353	93.118	154.47	174.51	1468.2
5	21.02	88.353	98.235	175.88	174.51	1533.4
6	23.51	97.412	114.73	184.12	188.24	1651.1
7	25.608	99.882	120.98	182.47	197.06	1694
8	25.471	99.059	127.24	202.24	200	1760.9
9	25.49	106.47	134.63	214.59	208.82	1847.8
10	27.353	110.18	144.86	213.76	207.84	1882
11	27.314	104.41	142.59	221.18	224.51	1921.1
12	27.686	107.29	150.55	236.82	217.65	1970.1
13	29.549	101.53	132.92	225.29	214.71	1882.1
14	24.294	104.82	135.2	212.94	212.75	1847.9
15	25.059	101.53	125.53	198.94	202.94	1760.9
16	22.02	85.471	99.373	180	193.14	1585.2
17	19.078	88.765	107.33	169.29	173.53	1533.5
18	22.941	92.882	114.73	188.24	189.22	1651.1
19	25.941	103.59	120.98	195.65	207.84	1761
20	29.628	106.88	142.59	217.06	207.84	1881.9
21	26.726	104.82	132.92	209.65	205.88	1823.6
22	23.49	92.882	116.43	184.94	187.25	1644

23	19.196	86.294	87.431	158.59	175.49	1461.2
24	16.784	81.353	78.902	128.12	157.84	1314.4

Tableau IV-12 : Résultat de simulation par (PSO) fonction quadratique

H	Pg	Pg2	Pg3	Pg4	Pg5	Coût(\$)
1	10	75.109	64.544	120.72	139.62	1195
2	10	74.905	63.761	130.81	155.52	1251.2
3	10	77.623	56.95	151.77	178.66	1343.1
4	10	89.049	83.942	164.98	182.02	1469.1
5	22.401	95.912	77.461	177.79	184.43	1534.1
6	10	87.019	88.285	250	172.7	1658
7	10	99.027	132.74	187.81	196.43	1695.7
8	10	101.2	126.43	212.14	204.23	1762.8
9	28.653	109.27	131.53	229.75	190.8	1848.7
10	30.073	113.42	130.39	214.55	215.56	1882.2
11	26.015	125	138.6	208.18	222.2	1922.2
12	32.398	111.68	137.55	239.68	218.69	1970.4
13	23.005	98.159	123.42	245.4	214.02	1883.3
14	21.442	109.32	133.35	192.82	233.07	1849.4
15	28.669	87.07	136.54	199.4	202.33	1761.6
16	10	98.453	108.49	163.41	199.65	1586.7
17	10	91.993	96.892	171.01	188.1	1534.4
18	10	97.84	123.4	190.6	186.16	1652.6
19	27.065	125	107.88	201.71	192.35	1763.2
20	24.572	107.7	164.38	208.65	198.7	1883
21	10	102.4	175	193.91	198.69	1828.1
22	10	109.77	116.08	171.47	197.67	1646.3
23	10	85.847	88.604	165.46	177.09	1462
24	10	85.03	81.659	129.21	157.1	1314.9

Tableau IV-13 : Résultats de simulation par (PSO-TVAC) fonction quadratique

H	Pg	Pg2	Pg3	Pg4	Pg5	Coût(\$)
1	14.859	72.958	57.394	118.87	145.91	1194.7
2	15.916	75.775	64.436	127.33	151.55	1250.9
3	17.606	80.281	75.705	140.84	160.56	1341.6
4	19.93	86.479	91.198	159.44	172.96	1468.1
5	21.114	89.633	99.088	168.9	179.27	1533.3
6	23.225	95.267	113.17	185.8	190.54	1651
7	23.985	97.294	118.24	191.89	194.59	1693.8
8	25.17	100.45	126.13	201.35	200.9	1760.9
9	26.69	104.51	136.27	213.52	209.01	1847.8
10	27.282	106.08	140.21	218.26	212.17	1881.8
11	27.958	107.89	144.72	223.66	215.77	1920.9
12	28.803	110.14	150.35	230.42	220.28	1970
13	27.282	106.08	140.21	218.25	212.17	1881.8
14	26.688	104.51	136.26	213.52	209.02	1847.8
15	25.169	100.45	126.13	201.35	200.9	1760.9
16	22.042	92.111	105.28	176.34	184.23	1584.9
17	21.113	89.635	99.085	168.9	179.27	1533.3

18	23.225	95.267	113.17	185.8	190.54	1651
19	25.169	100.45	126.12	201.35	200.9	1760.9
20	27.282	106.08	140.21	218.25	212.17	1881.8
21	26.267	103.38	133.45	210.14	206.76	1823.6
22	23.099	94.928	112.32	184.79	189.86	1643.9
23	19.803	86.141	90.353	158.42	172.28	1461.2
24	17.098	78.93	72.323	136.79	157.86	1314.3

Tableau IV-14 Comparaison entre (PSO) ; (PSO-TVAC),(GA) fonction quadratique

coût Total	PSO	GA	PSO-TVAC
Min	39698	39663	39660
Moyenne	39707	39663	39660
Max	39728	39665	39661
Temps(s)	17.800246	21.320283	16.214460

Interprétation des résultats

Ce test est dédié à représenter l'efficacité de notre trois algorithmes lorsque la fonction objectif qui soit quadratique, Le Tableau de comparaison sous dessus nous montre que le coût total de production trouvé reste proche pour les trois algorithmes ce qui reflète leur robustesse. Le (GA), (PSO-TVAC) converge respectivement vers [39663\$,39660\$], nous constatons aussi que l'algorithme (PSO-TVAC) reste très stable pendant sa convergence, sa valeur minimale (39661\$) et moyenne pendant les itérations par rapport le coût optimal trouvé (39660\$) explique le rôle de l'optimisation par ce dernier.

L'algorithme (PSO-TVAC) converge rapidement vers notre optimum par rapport les deux autres approches et ce pour un temps moyen de calcul de (16.214460S).

IV-4-3-B Système 10 Unités

Tableau IV-15 Résultats de (GA) fonction quadratique

H	Pg1	Pg2	Pg3	Pg4	Pg5	Pg6	Pg7	Pg8	Pg9	Pg10	Coût(\$)
1	150	135	140.27	62.824	127.67	160	128.71	49.004	27.529	55	28101
2	150	141.34	231.11	60	119.67	153.94	129.14	49.576	20.235	55	29627
3	150	242.67	314.87	60.941	80.333	155.15	129.14	48.718	21.176	55	32736
4	150	370.12	319.06	61.882	99	152.33	130	48.145	20.471	55	35918
5	150	415.48	333.72	63.765	103.67	158.79	129.14	47.859	22.588	55	37498
6	289.05	454.9	337.91	60	75	157.17	129.57	47.286	22.118	55	40706
7	280.64	414.12	314.87	63.765	209.67	159.6	128.27	53.012	23.059	55	42369
8	470	405.73	340	62.824	79.667	158.38	130	54.157	20.235	55	43972
9	470	460	340	66.275	170.33	155.56	129.57	54.443	22.824	55	47216
10	470	460	340	106.31	241	159.19	130	82.498	28	55	50602
11	470	460	340	183.54	240.33	158.38	130	88.51	20.235	55	52385
12	470	460	340	300	243	154.76	130	47	20.235	55	54210
13	470	460	340	132.61	243	160	128.71	58.451	24.235	55	50601
14	470	460	340	67.569	161	157.98	124.82	58.451	29.176	55	47261
15	470	434.13	306.49	62.824	91.667	156.36	130	49.29	20.235	55	43988

16	250.64	437.06	298.12	62.824	90.333	159.6	128.71	48.431	23.294	55	39130
17	229.08	409.02	268.8	72.235	91	156.77	126.12	49.863	22.118	55	37588
18	257.27	423.04	336.86	62.824	123.67	159.19	125.69	64.463	20	55	40757
19	321.27	445.98	334.76	60	199.67	155.96	128.71	49.004	25.647	55	43965
20	470	460	340	105.52	242.33	158.79	130	89.655	20.706	55	50595
21	470	450.67	321.15	60.941	212.33	158.79	126.55	47.859	20.706	55	47209
22	305.52	444.71	298.12	63.765	101	159.6	127.84	49.863	22.588	55	40751
23	150	288.22	318.01	60.941	95	158.79	128.27	49.29	28.471	55	34342
24	150	168.26	292.88	71.294	90.333	158.79	128.27	47.286	21.882	55	31188

Tableau IV-16 Résultat de simulation par (PSO)

H	Pg1	Pg2	Pg3	Pg4	Pg5	Pg6	Pg7	Pg8	Pg9	Pg10	Coût(\$)
1	150	135	206	60	73	160	130	47	20	55	28007
2	150	135	280	60	73	160	130	47	20	55	29561
3	150	223	340	60	73	160	130	47	20	55	32697
4	150	371	340	60	73	160	130	47	20	55	35868
5	150	445	340	60	73	160	130	47	20	55	37463
6	150	423	340	60	243	160	130	47	20	55	40706
7	357	460	340	60	73	160	130	47	20	55	42304
8	431	460	340	60	73	160	130	47	20	55	43927
9	430.38	460	340	60	221.62	160	130	47	20	55	47162
10	470	460	340	74	243	160	130	120	20	55	50593
11	418.73	460	340	300	215.27	160	130	47	20	55	52563
12	466.66	460	340	300	241.34	160	130	47	20	55	54189
13	470	460	340	74	243	160	130	120	20	55	50593
14	430.47	460	340	60	221.53	160	130	47	20	55	47162
15	334.59	460	340	60	169.41	160	130	47	20	55	43916
16	209	460	340	60	73	160	130	47	20	55	39071
17	150	445	340	60	73	160	130	47	20	55	37463
18	150	423	340	60	243	160	130	47	20	55	40706
19	334.52	460	340	60	169.48	160	130	47	20	55	43916
20	470	460	340	108.41	243	160	130	85.587	20	55	50586
21	409	460	340	60	243	160	130	47	20	55	47162
22	238.72	460	340	60	117.28	160	130	47	20	55	40683
23	150	135	332	60	243	160	130	47	20	55	34374
24	150	149	340	60	73	160	130	47	20	55	31122

Tableau IV-17 : Résultat de simulation par (PSO-TVAC) fonction quadratique

H	Pg1	Pg2	Pg3	Pg4	Pg5	Pg6	Pg7	Pg8	Pg9	Pg10	Coût(\$)
1	150	135	206	60	73	160	130	47	20	55	28007
2	150	135	280	60	73	160	130	47	20	55	29561
3	150	223	340	60	73	160	130	47	20	55	32697
4	150	371	340	60	73	160	130	47	20	55	35868
5	150	445	340	60	73	160	130	47	20	55	37463
6	238.72	460	340	60	117.28	160	130	47	20	55	40683
7	286.64	460	340	60	143.36	160	130	47	20	55	42298
8	334.56	460	340	60	169.44	160	130	47	20	55	43916
9	430.39	460	340	60	221.61	160	130	47	20	55	47162
10	470	460	340	107.97	243	160	130	85.537	20.495	55	50586
11	470	460	340	172.98	243	160	130	95.018	20	55	52370
12	465	460	340	300	243	160	130	47	20	55	54189
13	470	460	340	108.4	243	160	130	85.6	20	55	50586
14	430.39	460	340	60	221.61	160	130	47	20	55	47162
15	334.56	460	340	60	169.44	160	130	47	20	55	43916
16	209	460	340	60	73	160	130	47	20	55	39071
17	150	445	340	60	73	160	130	47	20	55	37463

18	238.72	460	340	60	117.28	160	130	47	20	55	40683
19	334.56	460	340	60	169.44	160	130	47	20	55	43916
20	470	460	340	108.4	243	160	130	85.6	20	55	50586
21	430.39	460	340	60	221.61	160	130	47	20	55	47162
22	283	460	340	60	73	160	130	47	20	55	40685
23	150	297	340	60	73	160	130	47	20	55	34279
24	150	149	340	60	73	160	130	47	20	55	31122

Tableau IV-18 Comparaison entre (GA) (PSO) (PSO-TVAC) fonction quadratique

	GA	PSO	PSO-TVAC
Min	1002700	1001800	1001400
Moyenne	1002900	1002100	1001700
Max	100300	1002300	1002000
Temps (s)	29.148	20.181	18.9

Interprétation des résultats

Cette fois ci nous avons appliqué ces trois algorithmes d'optimisation à un réseau plus large (système 10 unités) afin de prouver la robustesse de notre approche, le coût total de génération trouvé par (PSO-TVAC) (**1001400\$**) reste meilleur que les autres coûts calculés respectivement par (PSO) et (GA) [**1001800-1002700\$**], le temps nécessaire moyen de son convergence était minime (**18.9 S**) en le comparant par le (GA) (PSO), sa stabilité est tellement claire est excède les deux dernières approches.

IV-4-4 Fonction non linéaire

Maintenant en va considérer une nouvelle contrainte liée au comportement d'une unité de production, c'est l'effet de l'ouverture des vannes d'admission de vapeur qui est étudiée en détail au premier chapitre.

Pour représenter cet effet, une composante sinusoïdale sera ajoutée à la caractéristique quadratique du coût, alors que cette nouvelle fonction objectif peut modéliser par l'équation

sous dessous, des résultats de simulation par différentes approches correspond à la minimisation de ce nouvel coût sont abordés dans ce qu'il suit.

$$F(p_{i,gl}) = \sum_{l=1}^n ng \left[a_{i,l} + b_{i,l} p_{i,gl} + c_{i,l} p_{i,gl}^2 + |e_{i,l}| + \left| \sin\left(\left[f_{i,l} \right] (P_{i,gl}^{min} - P_{i,gl}) \right) \right| \right] \quad (IV-12)$$

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

IV-4-4-A Système test 5 Unités

Tableau IV-19 : Résultat de simulation par (GA) fonction non linéaire

H	Pg	Pg2	Pg3	Pg4	Pg5	Coût(\$)
1	10	96.667	30	40	233.33	1252.3
2	27.667	20	30	124	233.33	1373
3	10	94.333	30	124	216.67	1466.6
4	35.667	20	117	124	233.33	1637.8
5	10	99.333	107.33	208	133.33	1632.7
6	29.667	20	117	208	233.33	1810
7	75	102.33	107.33	208	133.33	1870.9
8	10	95.333	107.33	208	233.33	1853.7
9	34.667	97	117	208	233.33	2009.4
10	48.667	97	117	208	233.33	2060.5
11	74.333	97	107.33	208	233.33	2063
12	75	106.67	117	208	233.33	2138.8
13	48.667	97	117	208	233.33	2060.5
14	34.667	97	117	208	233.33	2009.4
15	10	95.333	107.33	208	233.33	1853.7
16	10	98.667	30	208	233.33	1637
17	73.667	97	30	124	233.33	1654.1
18	29.667	20	117	208	233.33	1810
19	10	95.333	107.33	208	233.33	1853.7
20	48.667	97	117	208	233.33	2060.5
21	17.667	104	117	208	233.33	1952.4
22	26.667	20	117	208	233.33	1793.6
23	32.667	20	117	124	233.33	1623.5
24	75	100	30	208	50	1427.4

Tableau IV-20 Résultat de simulation par (PSO) fonction non linéaire

H	Pg	Pg2	Pg3	Pg4	Pg5	Coût(\$)
1	10	20	30	210.2	139.8	1215.5
2	10	20	30	145.46	229.54	1395.6
3	10	20	96.13	209.72	139.16	1457.9
4	10	20	30	240.44	229.56	1661.3
5	10	20	89.412	208.29	230.29	1693.7
6	10	20	133.24	213.88	230.88	1822.3
7	58.119	98.45	30	210.6	228.83	1815.3
8	10	20	114.13	209.87	300	1931.2
9	51.994	97.868	30	210.14	300	2108
10	75	94.096	110.64	124.26	300	2128.3

11	10	99.332	175	206.3	229.37	2066
12	75	117.22	107.5	212.45	227.83	2185.5
13	75	98.676	100.03	203.87	226.42	2078.3
14	10	100.27	134.7	214.83	230.2	2017.2
15	10	20	114	210	300	1931.3
16	10	99.634	30	210.06	230.31	1610.6
17	10	20	30	209.8	288.2	1751.3
18	37.999	101.36	30	206.9	231.75	1807.2
19	75	106.8	30	212.1	230.1	1898
20	75	101.33	175	212.7	139.97	2097.4
21	10	106.84	121.54	211.54	230.08	1940.6
22	75	95.247	175	209.75	50	1870.7
23	10	20	30	237.39	229.61	1644.6
24	10	20	30	173.5	229.5	1511.8

Tableau IV-21: Résultat de simulation par (PSO-TVAC) fonction non linéaire

H	Pg	Pg2	Pg3	Pg4	Pg5	Coût(\$)
1	10	20	30	120.48	229.52	1244.1
2	30.571	20.002	30	124.91	229.52	1348.5
3	10	87.66	112.67	124.91	139.76	1403.8
4	40.665	20	30	209.82	229.52	1592.7
5	10	81.118	112.68	124.79	229.41	1632
6	35.991	20	112.67	209.82	229.52	1760.9
7	60.359	98.54	112.67	124.91	229.52	1796.3
8	10	91.993	112.67	209.82	229.52	1800.7
9	39.451	98.54	112.67	209.82	229.52	1945
10	53.452	98.539	112.67	209.82	229.52	1985.7
11	10	95.794	174.87	209.82	229.52	2053.2
12	75	112.99	112.67	209.82	229.52	2105.8
13	53.45	98.54	112.67	209.82	229.52	1985.7
14	12.991	125	112.67	209.82	229.52	1986.4
15	10	91.992	112.67	209.82	229.52	1800.7
16	10	20	110.66	209.82	229.52	1618.1
17	10	85.752	112.67	209.81	139.76	1607.1
18	35.991	20	112.67	209.82	229.52	1760.9
19	10	91.993	112.67	209.82	229.52	1800.7
20	53.452	98.54	112.67	209.82	229.52	1985.7
21	29.45	98.541	112.67	209.81	229.52	1897.9
22	44.211	98.54	112.67	209.82	139.76	1751
23	37.665	20	30	209.82	229.52	1580.5
24	58.572	20	30	124.91	229.52	1437.6

Tableau IV-22 : Comparaison entre (PSO) ; (PSO-TVAC),(GA) fonction non linéaire

Coût Total	GA	PSO	PSO-TVAC
Min	42905	43640	41881
Moyenne	43027	43962	42054
Max	43256	44478	42190
Temps (s)	30.762	27.155	26.22

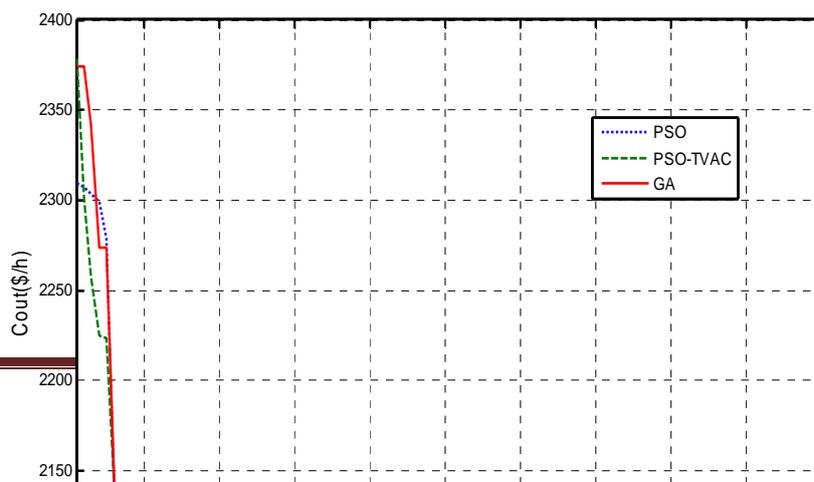


Figure IV-18 : Caractéristique de convergence (non linéaire) de (GA); (PSO); (PSO-TVAC) pour le système de 5 unités.

Interprétation des résultats

Ce test présente les résultats numériques relatifs à l'application de notre approche à base de notre algorithme (PSO) modifié (PSO-TVAC) à la dite optimisation .les résultats comparés avec ceux obtenus par (GA) ,(PSO) sont bien exposés dans le Tableau IV-22 d'après la Figure IV-18 dont les trois algorithmes sont exécutés 10 fois et la charge a été fixée à 710 MW, le meilleur coût(**41881\$**) a été atteint après **100** génération et **26.22 S** ,cette analyse nous indique que notre algorithme est stable, cette augmentation du temps de convergence de (**61,75%**) par rapport celui calculé pour le même test et lorsque la fonction été quadratique (**16.21 S**) nous explique l'effet de la présence de la non linéarité donc la complexité de l'espace de recherche pour trouver notre optimum souhaité tout en respectant toutes les contraintes du problème. Du même l'effet d'ouverture de vanne engendre une augmentation notable du coût total de l'optimisation de (**1,05%**) en le comparant par le coût optimal correspond une fonction quadratique (Tableau IV-14) .

Sur le plan économique qui représente notre but primordial, le bénéfice obtenu après une comparaison entre (GA) et (PSO-TVAC) Tableau IV-22 est de (**1024\$**) par jour ce qui représente un gain annuel de **373760\$**.

IV-4-4-B Système test 10 Unités

Tableau IV-23 : Résultat de simulation par (GA) fonction non linéaire

H	Pg1	Pg2	Pg3	Pg4	Pg5	Pg6	Pg7	Pg8	Pg9	Pg10	Coût(\$)
1	150	135	139.6	60	129.67	160	130	56.733	20	55	28186
2	150	135	234.67	60	118.33	160	130	47	20	55	29760
3	157.53	286.67	268.8	60	73	160	130	47	20	55	32871
4	150	280.33	340	60	163.67	160	130	47	20	55	36022
5	150	350.33	340	60	163.67	160	130	47	24	55	37687
6	260.93	395	286.6	60	220.33	153.13	130	47	20	55	40945
7	288	438.33	340	60	163.67	160	130	47	20	55	42500
8	470	460	305	60	73	146.27	130	56.733	20	55	44217
9	470	460	331.2	60	197.67	153.13	130	47	20	55	47324

10	470	460	340	158.33	231.67	160	130	47	20	55	50826
11	470	460	340	199.87	220.33	160	130	90.8	20	55	52634
12	470	460	340	300	238	160	130	47	20	55	54404
13	470	460	340	144.13	243	153.13	130	56.733	20	55	50816
14	470	460	331.2	60	197.67	153.13	130	47	20	55	47324
15	470	421	340	60	73	160	130	47	20	55	44113
16	188.8	373.33	322.2	60	197.67	160	130	47	20	55	39275
17	150	411	340	60	107	160	130	47	20	55	37644
18	276.13	460	340	60	73	153.13	130	56.733	24	55	40842
19	470	460	307.87	60	73	153.13	130	47	20	55	44129
20	470	460	340	144.13	243	153.13	130	56.733	20	55	50816
21	470	444.33	340	60	197.67	160	130	47	20	55	47368
22	226.33	416.67	340	60	175	153.13	130	51.867	20	55	40983
23	150	310.33	322.2	60	84.333	153.13	130	47	20	55	34472
24	150	181.73	268.8	60	118.33	153.13	130	47	20	55	31278

Tableau IV-24 Résultat de simulation par (PSO) fonction non linéaire

H	Pg1	Pg2	Pg3	Pg4	Pg5	Pg6	Pg7	Pg8	Pg9	Pg10	Coût(\$)
1	150	135	206	60	73	160	130	47	20	55	28007
2	150	135	280	60	73	160	130	47	20	55	29561
3	150	223	340	60	73	160	130	47	20	55	32697
4	150	371	340	60	73	160	130	47	20	55	35868
5	150	445	340	60	73	160	130	47	20	55	37463
6	150	423	340	60	243	160	130	47	20	55	40706
7	357	460	340	60	73	160	130	47	20	55	42304
8	431	460	340	60	73	160	130	47	20	55	43927
9	430.38	460	340	60	221.62	160	130	47	20	55	47162
10	470	460	340	74	243	160	130	120	20	55	50593
11	418.73	460	340	300	215.27	160	130	47	20	55	52563
12	466.66	460	340	300	241.34	160	130	47	20	55	54189
13	470	460	340	74	243	160	130	120	20	55	50593
14	430.47	460	340	60	221.53	160	130	47	20	55	47162
15	334.59	460	340	60	169.41	160	130	47	20	55	43916
16	209	460	340	60	73	160	130	47	20	55	39071
17	150	445	340	60	73	160	130	47	20	55	37463
18	150	423	340	60	243	160	130	47	20	55	40706
19	334.52	460	340	60	169.48	160	130	47	20	55	43916
20	470	460	340	108.41	243	160	130	85.587	20	55	50586
21	409	460	340	60	243	160	130	47	20	55	47162
22	238.72	460	340	60	117.28	160	130	47	20	55	40683
23	150	135	332	60	243	160	130	47	20	55	34374
24	150	149	340	60	73	160	130	47	20	55	31122

Tableau IV-25 : Résultat de simulation par (PSO-TVAC) fonction non linéaire

H	Pg1	Pg2	Pg3	Pg4	Pg5	Pg6	Pg7	Pg8	Pg9	Pg10	Coût(\$)
1	150	135	206	60	73	160	130	47	20	55	28120
2	150	135	280.15	60	73	160	129.85	47	20	55	29602
3	150	135	337.91	60	163.48	159.61	130	47	20	55	32794
4	216.99	135	340	60	243	160	129.01	47	20	55	36100
5	150	285.4	340	60	232.6	160	130	47	20	55	37621
6	150.39	433.41	340	60	232.59	159.6	130	47	20	55	40767
7	266.12	456.07	340	60	167.81	160	130	47	20	55	42406
8	315.95	460	340	60	188.05	160	130	47	20	55	44025
9	420.73	460	340	60	231.28	160	130	47	20	55	47257
10	464.94	460	340	152.68	242.52	159.86	130	47	20	55	50695
11	469.7	460	340	151.23	240.07	160	130	120	20	55	52512
12	465.26	460	340	300	243	160	129.74	47	20	55	54358

13	466	460	340	137.6	243	160	130	60.399	20	55	50742
14	454.34	460	340	60	197.66	160	130	47	20	55	47271
15	436.98	460	333.83	60	73.185	160	130	47	20	55	44026
16	150	352.32	340	60	240.14	159.54	130	47	20	55	39181
17	150	411.34	340	60	109	157.66	130	47	20	55	37537
18	158.91	460	338.11	60	198.98	160	130	47	20	55	40788
19	430.94	460	340	60	73.063	160	130	47	20	55	44036
20	469.07	460	340	147.09	243	159.92	129.96	47.962	20	55	50712
21	432.35	460	340	60	219.65	160	130	47	20	55	47270
22	150	423.95	339.72	60	242.33	160	130	47	20	55	40780
23	150	298.09	340	60	73	158.91	130	47	20	55	34339
24	165.83	135	340	60	73	158.54	129.64	47	20	55	31165

Tableau IV-26 : Comparaison entre (GA) ,(PSO), (PSO-TVAC) fonction non linéaire

	GA	PSO	PSO-TVAC
Min	1006400	1005500	1004100
Moyenne	1006600	100600	1004400
Max	1006800	1006300	1004900
Temps (s)	26.622	19.937	20.423

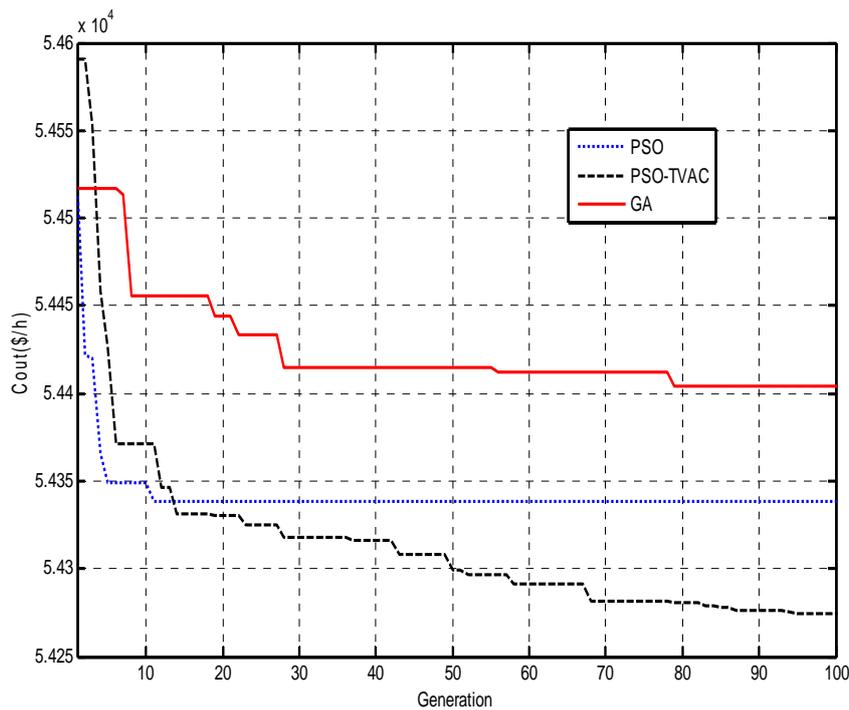


Figure IV-19 : Caractéristique de convergence (non linéaire) de (GA) ;(PSO); (PSO-TVAC) pour le système de 10 unités

Interprétation des résultats

Notre algorithme est appliqué une autre fois sur le réseau test 10 unités afin d'apprécier l'efficacité de l'approche proposée, le détail de cette solution est montrée au Tableau IV-26. En terme de vitesse de convergence la Figure IV-19 montre qu'en atteignant la solution finale au bout d'un temps (**20.423 S**) légèrement supérieur par rapport celui calculé par PSO (**19.937 S**) et ce en répétant les trois programmes 10 fois et en fixant la demande à 2220 MW la meilleure solution reste toujours celle calculée par l'approche envisagée est de **1004100 \$**, finalement notre optimisation nous permettons de réaliser un gain remarquable de **511000 \$** par année.

IV-5 Cas d'étude N° 4 étude de dispatching économique dynamique sans pertes avec considération de contraintes Rampes

Après voir 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 les contraintes Rampe des générateurs de production (voir chapitre I), or les générateurs de production ont en réalité des limites inférieures et supérieures de production d'une heure à autre qu'il ne peut pas les dépassées, par exemple si on a la charge à 8 h égale 1Gw, et on a l'unité i qui produise à cette heure 100 MW et que sa contrainte Rampe supérieure est 50MW, lorsque la demande augmente et devient à 9h 1,2 Gw il faut tenir en compte que cette unité ne peut fournir que 150 MW en maximum, et la même chose pour la contrainte Rampe inférieure. Vu de cette nouvelle restriction le problème de dispatching économique dynamique devient de plus en plus fortement non linéaire et par suite l'algorithme d'optimisation sera très compliqué. Dans ce paragraphe on va étudier l'effet de cette contrainte sur le rôle de notre optimisation, la fonction objectif qui sera minimisée considère l'effet de l'ouverture de vanne et les contraintes Rampes des générateurs en même temps.

IV-5 -1 Système test 5 Unités

Tableau IV-27 Résultats de simulation par (PSO-TVAC) fonction non linéaire avec contraintes Rampes

T	Pg1	Pg2	Pg3	Pg4	Pg5	Coût(\$/h)
1	10	20	30	120.48	229.52	1244.1
2	30.573	20	30	124.91	229.52	1348.5
3	20.573	20	30	174.91	229.52	1579.4
4	10.665	50	30	209.82	229.52	1617.9
5	10	78.665	30	209.82	229.52	1645.8
6	40	98.665	30	209.82	229.52	1760.4
7	18.125	98.54	70	209.82	229.52	1892.3
8	10	94.665	110	209.82	229.52	1802.3
9	39.451	98.54	112.67	209.82	229.52	1945
10	53.451	98.54	112.67	209.82	229.52	1985.7

11	69.452	98.54	112.67	209.82	229.52	1996.7
12	75	112.99	112.67	209.82	229.52	2105.8
13	53.451	98.54	112.67	209.82	229.52	1985.7
14	39.451	98.54	112.67	209.82	229.52	1945
15	10	91.991	112.67	209.82	229.52	1800.7
16	10	61.991	72.673	205.82	229.52	1919.5
17	10	75.991	32.673	209.82	229.52	1671.7
18	10	98.54	60.125	209.82	229.52	1804.4
19	16	98.54	100.12	209.82	229.52	1862
20	46	105.99	112.67	209.82	229.52	2027
21	29.45	98.541	112.67	209.82	229.52	1897.9
22	10	82.991	72.674	209.82	229.52	1892
23	10	52.991	32.674	201.82	229.52	1680.4
24	10	22.991	30	170.49	229.52	1530.6

Tableau IV-28 : Comparaison de résultats de différents algorithmes fonction quadratique avec contraintes Rampes

coût Total	GA	PSO	PSO-TVAC
Min	43708	44525	42941
Moyenne	44207	44960	44260
Max	44693	45296	44821
Temps (s)	24.555	21.467	19.725

Interprétation des résultats

La meilleure solution de dispatching économique tenant compte l'effet d'ouverture de vannes et les contraintes rampe des générateurs sont incluses dans le Tableau IV-27, dans tous les cas qui suivent les données de coefficients de coûts et les contraintes rampes des systèmes utilisés sont portées en annexe.

Il est clair une fois de plus suivant le Tableau IV-28 que l'algorithme (PSO-TVAC) donne le meilleur coût de point de vu qualité de solution et temps d'exécution soit **42941 \$** pour un temps estimé **19.725 S**.

Pour des fins de comparaison on a observé une différence de **1060 \$** par jour soit un fardeau supplémentaire annuel de **386900 \$** on comparant la solution obtenue par rapport celle réalisée pour le même test optimisant une fonction non linéaire (effet d'ouverture de vanne). Cette augmentation traduit la forte non linéarité que présente le problème.

IV-5 -2 Système test 10 Unités :

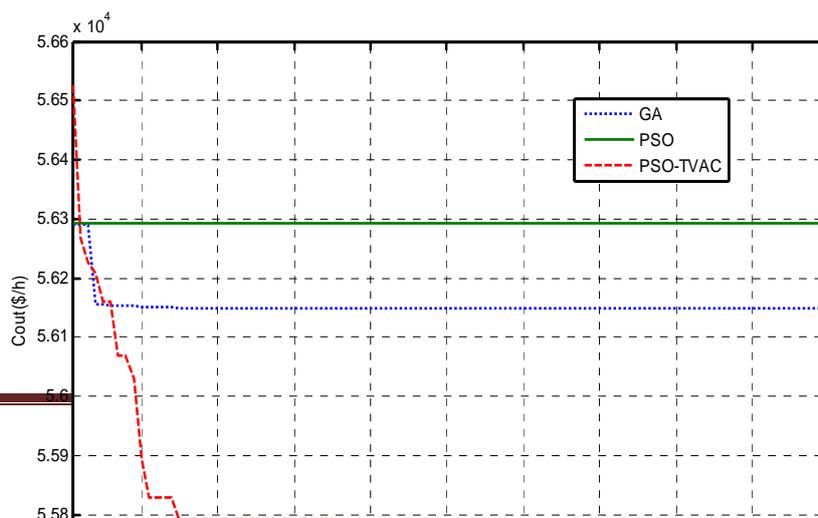


Figure IV.20 : Caractéristique de convergence de (GA),(PSO),(PSO-TVAC) pour système test10unité avec considération de l'effet d'ouverture de vanne et les contraintes Rampes

Tableau IV-29 : Résultat de simulation par (PSO-TVAC) fonction non linéaire avec contraintes Rampes

T	Pg1	Pg2	Pg3	Pg4	Pg5	Pg6	Pg7	Pg8	Pg9	Pg10	Coût(\$)
1	150	135	205.24	60	73	122.45	130	85.312	20	55	28410
2	150	135	229.37	60	122.87	122.45	130	85.312	20	55	30134
3	226.63	215	190.77	60	122.87	122.45	129.96	115.31	20	55	33535
4	303.25	295	185.2	110	73	149.65	129.59	85.312	20	55	36977
5	379.87	375	179.78	60	73	122.45	129.59	85.312	20	55	38307
6	456.5	396.8	179.01	60	122.93	122.45	130	85.313	20	55	41132
7	456.49	396.8	200.64	110	122.87	125	129.88	85.313	20	55	43076
8	456.5	396.8	186.83	120.52	172.87	122.46	130	85.311	49.706	55	44673
9	456.49	460	251.58	120.29	222.87	122.45	130	85.312	20	55	48370
10	456.5	460	331.58	121.01	222.6	160	130	115.31	20	55	51939
11	456.5	460	340	171.01	233.9	160	129.59	120	20	55	53890
12	470	460	340	221.01	243	160	130	120	20.992	55	56084
13	456.5	396.8	329.28	180.83	222.6	160	130	90	50.992	55	51666
14	456.5	396.8	303.18	130.83	222.6	122.79	130	85.314	20.992	55	47814
15	379.87	396.8	300.9	80.83	172.73	123.57	130	85.312	50.992	55	44713
16	303.25	316.8	297.4	60	172.73	142.52	130	55.312	20.992	55	39888
17	226.62	309.53	317.15	60	122.94	122.45	130	85.312	50.992	55	38113
18	303.25	389.53	288.52	60	172.94	122.45	130	85.312	20.992	55	41238
19	379.88	396.81	302.11	60	222.94	123.95	130	85.316	20	55	44266
20	459.88	460	340	110	243	160	130	85.312	28.812	55	52352
21	456.5	396.81	337.82	60	222.56	160	130	85.312	20.002	55	47863
22	379.87	316.81	257.82	60	172.73	150.46	130	85.312	20	55	41664
23	303.25	236.82	196.29	60	122.88	122.45	130	85.312	20	55	35043
24	226.62	222.27	182.21	60	73	160	129.59	55.312	20	55	31766

Tableau IV-30 : Comparaison de résultats de différents algorithmes fonction non linéaire avec contraintes Rampes

Coût Total	GA	PSO	PSO-TVAC
Min	1029100	1027900	1022900
Moyenne	1030100	1030700	1025400
Max	1031600	1032800	1027600
Temps (s)	40,966	26,91	26,32

Interprétation des résultats

Tableau IV-29 représente la solution complète du problème (DED) pour l'essai qui a engendré le meilleur coût est pour laquelle la convergence a été atteinte après 100 générations et **26,32 \$**. La Figure IV.20 représente cette caractéristique quand les trois algorithmes sont répétés 10 fois pour une demande fixée à **2220 MW**; les valeurs moyenne et maximale de (PSO-TVAC) assignées au Tableau IV-30 expliquent la bonne tenue de stabilité de cette approche.

Une comparaison entre ce faible coût par rapport celui calculé par (PSO) nous mène de réaliser un gain journalière de **5000 \$** soit **1825000\$** par année, ces chiffres prometteux nous indique que l'approche traitée capable de trouver des résultats plus précises que ceux obtenus par d'autres méthodes méta-heuristiques.

Il est important de préciser que pour tous les tests effectués la convergence a été atteinte sans aucune violation de contraintes remarquée.

IV-6 Cas d'étude N° 5 Dispatching économique dynamique avec pertes calculées par la méthode Beta coefficients

Dans les tests qui suivent nous avons procédé au calcul des pertes de transmission par utilisation de la méthode coefficient de Beta expliquée au chapitre I, les coefficients Beta de réseau test 5 unités sont encore assignés en annexes.

Dans ce test une minimisation touche à la fois notre fonction de coût et la totalité des pertes calculées par la méthode envisagée en la multipliant par un facteur de pénalité qui est décrit au deuxième chapitre.

Dans la suite ce facteur est choisi minutieusement est prend la valeur 10000,

Le nombre d'itérations de la dite approche (PSO-TVAC) et aussi choisi pour que la minimisation de cette fonction des pertes soit totalement minimisée afin d'aboutir à la meilleure solution de puissance générée et qui correspond des pertes les plus minimales de notre système.

Avant d'entamer l'étude de dispatching économique dynamique avec pertes nous avons appliqué la méthode B à la résolution du dispatching économique statique tenant compte les pertes actives des lignes électriques.

IV-6 -1 Dispatching économique statique avec pertes

Ce teste concerne le système 5 unité à laquelle La puissance demandée été fixée à Pd=740 MW.

Tableau IV-31 : Dispatching économique statique test 5 unités avec pertes

Pg1	Pg2	Pg3	Pg4	Pg5	Coût(\$)	Pertes (MW)
75.0000	20.0000	143.6756	213.0504	299.9976	2050,2	11.7235

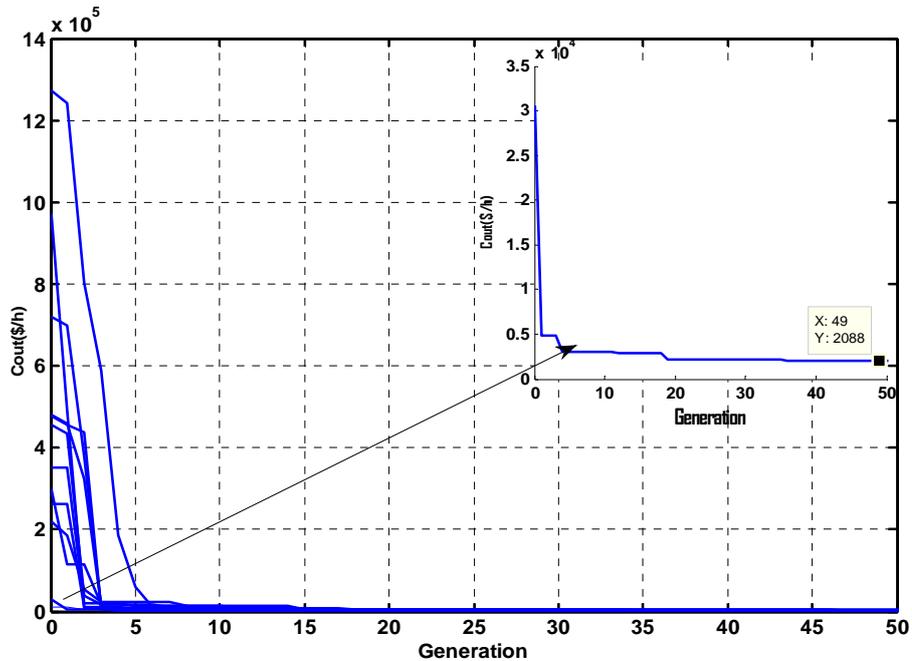


Figure IV.21 : Caractéristique de convergence de (PSO-TVAC) système 5 unités avec pertes

IV-6 -2Dispatching économique dynamique avec pertes

Ce test est dédié à la résolution de dispatching économique dynamique avec pertes concernant le système test 5 unité avec Fonction quadratique.

Tableau IV-32 : Dispatching économique dynamique test 5 unités avec pertes

H	Pg1	Pg2	Pg3	Pg4	Pg5	coût(\$)	Pertes(M)
1	26.081	73.734	164.48	47.49	101.82	18550	3.604
2	20.025	58.509	100.36	122.43	137.59	2781.5	3.9187
3	75	37.231	93.165	162.2	112.13	25324	4.7231
4	75	53.778	107.57	250	50	1542.4	6.3487
5	31.553	88.973	130.11	218.11	95.98	125170	6.7275
6	34.437	105.47	158.2	250	68.082	6342	8.1873
7	36.047	113.72	128.85	141.29	214.38	6773.4	8.2804
8	69.143	75.306	95.749	194.2	228.75	110400	9.144
9	41.382	70.737	140.46	190.47	256.99	3958.9	10.043
10	11.838	123.73	165.8	245.83	167.49	1915.3	10.687
11	75	123.54	87.745	250	195.08	3774.8	11.364
12	35.049	77.045	139.08	250	250.54	2737.3	11.708

13	57.818	119.14	125.95	175.02	236.58	292620	10.512
14	61.09	30.088	135.88	212.93	260.12	3524.4	10.098
15	41.613	68.76	81.201	244.45	227.41	14108	9.4307
16	10.309	76.595	137.79	232.85	129.75	11403	7.2833
17	29.744	91.544	99.937	79.715	263.95	158110	6.8892
18	46.039	79.199	130.54	119.8	240.23	16467	7.8013
19	54.628	82.943	38.973	241.88	245.38	1884.7	9.8046
20	15.577	95.539	167.41	188.62	247.31	3231.8	10.456
21	74.993	76.454	135.82	141.95	260.55	2293.2	9.7609
22	46.374	123.74	156.13	109.95	176.48	12588	7.6734
23	48.296	20	30	136.49	298.88	1602.5	6.6677
24	55.218	49.182	168.09	40	155.09	51543	4.581
total						87864	195.69

Interprétation des résultats

Tableau IV-32 représente la solution complète du problème de dispatching économique dynamique avec pertes incluses concernant le système test 5 unités ;cette solution indiquée est la meilleure configuration de puissance générée correspond au faible coût qui vaut **878640\$** lors de dix exécutions successives ,chaque fois une solution est générée notre algorithme stocke les coûts horaires et les pertes qui correspond ,les pertes qui sont assignées au Tableau IV-32 correspond à la solution de ce faible coût, la totalité de ces pertes pendant 24 heures vaut 195.69 MW et ce pour un temps de convergence égale 38.26 S .il est clair une fois de plus que notre approche proposée a la capacité de résoudre le problème de dispatching économique que se soit statique ou dynamique avec pertes ou non avec une telle robustesse clairement palpée dans tous les test étudiés ,ces résultats expliquent que nos objectifs pré soulignés sont atteintes .

Conclusion générale

Conclusion générale

Dans ce mémoire nous avons présenté une contribution à la résolution du problème de dispatching économique dynamique, en effet trois approches ont été développées dans l'optique de résoudre ce problème.

Notre travail a été commencé par l'étude de dispatching économique statique, les trois algorithmes à savoir (GA), (PSO), et l'algorithme (PSO) dans sa version modifiée (PSO-TVAC) ont été appliqués au réseau test IEEE 30 jeux de barres, les résultats de simulation obtenus prouvent leur robustesse.

Afin de donner une dimension multi objectif à notre sujet, la notion de minimisation de taux d'émission a été présentée, les courbes de Pareto représentant la solution de notre problème multi objectifs résultat de test IEEE30 jeux de barres reflètent la qualité de solution de cette nouvelle approche (PSO-TVAC) en matière de l'optimum global trouvé et rapidité de convergence.

Pour consolider les résultats calculés cet algorithme est appliqué une autre fois à un réseau plus large c'est le cas du test IEEE118 jeux de barres.

Après avoir présenté en détail le dispatching économique statique, on a entamé l'étude de dispatching économique dynamique qui a été appliqué aux réseaux test 5 et 10 unités.

Plusieurs fonctions objectives ont été visées, pour des fins de comparaison entre l'approche proposée (PSO-TVAC) et celles de (GA) et (PSO) une comparaison a été faite entre elles chaque fois qu'on traite une nouvelle contrainte.

Commençant tout d'abord par l'optimisation de la fonction quadratique du coût, les résultats trouvés par cette dernière sont nettement meilleurs.

Une nouvelle contrainte s'ajoute au problème et ce pour présenter l'effet de l'admission de vapeur, le problème devient fortement non linéaire, les algorithmes développés prouvent leur capacité de dépasser la complexité du problème dynamique d'une part, et la non linéarité de la fonction objectif d'autre part incapable de la minimiser par les méthodes conventionnelles.

Pour avoir simulé le cas le plus proche de la réalité, une nouvelle contrainte a été ajoutée à notre optimisation, c'est la contrainte Rampe des générateurs de production, la qualité de

solution et le faible cout calculé par l'approche proposée confirme une autre fois le rôle de l'optimisation, et ce en respectant toutes les contraintes du problème sans aucune violation signalée.

En perspective on prévoit d'appliquer cette nouvelle technique au problème de dispatching économique dynamique en tenant en considération d'autres contraintes liées au comportement des unités de génération à savoir la fonction objectif multi fuels et les zones de fonctionnement prohibées afin de générer un algorithme d'optimisation générale qui touche le cas le plus réel.

ANNEXES

ANNEXES

Data générateurs système 5 unités

ng	a	b	c	e	f	p^{min}	p^{max}	UR	DR
1	0.0080	2.0000	25.0000	100.0000	0.0420	10	75	30	30
2	0.0030	1.8000	60.0000	140.0000	0.0400	20	125	30	30
3	0.0012	2.1000	100.0000	160.0000	0.0380	30	175	40	40
4	0.0010	2.0000	120.0000	180.0000	0.0370	40	250	50	50
5	0.0015	1.8000	40.0000	200.0000	0.0350	50	300	50	50

La demande horaire pour le système 5 unité

hour	load	Hour	load
1	410	13	704
2	435	14	690
3	475	15	654
4	530	16	580
5	558	17	558
6	608	18	608
7	626	19	654
8	654	20	704
9	690	21	680
10	704	22	605
11	720	23	527
12	740	24	463

Data générateurs système 10 unités

ng	a	b	c	e	f	p^{min}	p^{max}	UR	DR
1	0.00043	21.6	958.2	450	0.041	150	470	80	80
2	0.00063	21.05	1313.6	600	0.036	135	460	80	80
3	0.00039	20.81	604.97	320	0.028	73	340	80	80
4	0.0007	23.9	471.6	260	0.052	60	300	50	50
5	0.00079	21.62	480.29	280	0.063	73	243	50	50
6	0.00056	17.87	601.75	310	0.048	57	160	50	50
7	0.00211	16.51	502.7	300	0.086	20	130	30	30
8	0.0048	23.23	639.4	340	0.082	47	120	30	30
9	0.10908	19.58	455.6	270	0.098	20	80	30	30
10	0.00951	22.54	692.4	380	0.094	55	55	30	30

La demande horaire pour le système 10 unité

hour	load	hour	Load
1	1036	13	2072
2	1110	14	1924
3	1258	15	1776
4	1406	16	1554
5	1480	17	1480
6	1628	18	1628
7	1702	19	1776
8	1776	20	2072
9	1924	21	1924
10	2072	22	1628
11	2146	23	1332
12	2220	24	1184

Coefficients Beta système 5 unités

B= 1.0e-004 * [0.4900 0.1400 0.1500 0.1500 0.2000
0.1400 0.4500 0.1600 0.2000 0.1800
0.1500 0.1600 0.3900 0.1000 0.1200
0.1500 0.2000 0.1000 0.4000 0.1400
0.2000 0.1800 0.1200 0.1400 0.3500]

B0=[0 0 0 0 0]; B00=0;

Données de jeux de barres système IEEE30 jeux de barres Pd=189,2Mw

	type	v	teta	Pg	Qg	Pl	Ql	Qmin	Qmax	Vmin	Vmax
1	1	1	0	23.54	0	0	0	-20	150	0.95	1.05
2	2	1	0	60.97	0	21.7	12.7	-20	60	0.95	1.10
3	3	1	0	0	0	2.4	1.2	0	0	0.95	1.05
4	3	1	0	0	0	7.6	1.6	0	0	0.95	1.05
5	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0.95	1.05
6	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0.95	1.05
7	3	1	0	0	0	22.8	10.9	0	0	0.95	1.05
8	3	1	0	0	0	30	30	0	0	0.95	1.05
9	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0.95	1.05
10	3	1	0	0	0	5.8	2	0	0	0.95	1.05
11	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0.95	1.05
12	3	1	0	0	0	11.2	7.5	0	0	0.95	1.05
13	2	1	0	37	0	0	0	-15	44.7	0.95	1.10
14	3	1	0	0	0	6.2	1.6	0	0	0.95	1.05
15	3	1	0	0	0	8.2	2.5	0	0	0.95	1.05
16	3	1	0	0	0	3.5	1.8	0	0	0.95	1.05
17	3	1	0	0	0	9	5.8	0	0	0.95	1.05
18	3	1	0	0	0	3.2	0.9	0	0	0.95	1.05
19	3	1	0	0	0	9.5	3.4	0	0	0.95	1.05
20	3	1	0	0	0	2.2	0.7	0	0	0.95	1.05
21	3	1	0	0	0	17.5	11.2	0	0	0.95	1.05
22	2	1	0	21.59	0	0	0	-15	62.5	0.95	1.10
23	2	1	0	19.20	0	3.2	1.6	-10	40	0.95	1.10
24	3	1	0	0	0	8.7	6.7	0	0	0.95	1.05
25	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0.95	1.05
26	3	1	0	0	0	3.5	2.3	0	0	0.95	1.05
27	2	1	0	26.91	0	0	0	-15	48.7	0.95	1.10
28	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0.95	1.05
29	3	1	0	0	0	2.4	0.9	0	0	0.95	1.05
30	3	1	0	0	0	10.6	1.9	0	0	0.95	1.05

Données de ligne système IEEE30 Bus 189,2 Mw

From Bus	To Bus	R Bus	X pu	B/2 pu	X'mer Ta pu
1	2	0.02	0.06	0.015	1
1	3	0.05	0.19	0.01	1
2	4	0.06	0.17	0.01	1
3	4	0.01	0.04	0	1
2	5	0.05	0.2	0.01	1
2	6	0.06	0.18	0.01	1
4	6	0.01	0.04	0	1
5	7	0.05	0.12	0.005	1
6	7	0.03	0.08	0.005	1
6	8	0.01	0.04	0	1
6	9	0	0.21	0	1
6	10	0	0.56	0	1
9	11	0	0.21	0	1
9	10	0	0.11	0	1
4	12	0	0.26	0	1
12	13	0	0.14	0	1
12	14	0.12	0.26	0	1
12	15	0.07	0.13	0	1
12	16	0.09	0.2	0	1
14	15	0.22	0.2	0	1
16	17	0.08	0.19	0	1
15	18	0.11	0.22	0	1
18	19	0.06	0.13	0	1
19	20	0.03	0.07	0	1
10	20	0.09	0.21	0	1
10	17	0.03	0.08	0	1
10	21	0.03	0.07	0	1
10	22	0.07	0.15	0	1
21	22	0.01	0.02	0	1
15	23	0.1	0.2	0	1
22	24	0.12	0.18	0	1
23	24	0.13	0.27	0	1
24	25	0.19	0.33	0	1
25	26	0.25	0.38	0	1
25	27	0.11	0.21	0	1
28	27	0	0.4	0	1
27	29	0.22	0.42	0	1
27	30	0.32	0.6	0	1
29	30	0.24	0.45	0	1
8	28	0.06	0.2	0.01	1
6	28	0.02	0.06	0.005	1

Données de jeux de barres système IEEE30 jeux de barres Pd=283,4 Mw

Bus	Type	Vsp	theta	PGi	QGi	PLi	QLi	Qmin	Qmax
1	1	1.06	0	0	0	0	0	0	0
2	2	1.043	0	40	50.0	21.7	12.7	-40	50
3	3	1.0	0	0	0	2.4	1.2	0	0
4	3	1.06	0	0	0	7.6	1.6	0	0
5	2	1.01	0	0	37.0	94.2	19.0	-40	40
6	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0
7	3	1.0	0	0	0	22.8	10.9	0	0
8	2	1.01	0	0	37.3	30.0	30.0	-10	40
9	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0
10	3	1.0	0	0	19.0	5.8	2.0	0	0
11	2	1.082	0	0	16.2	0.0	0.0	-6	24
12	3	1.0	0	0	0	11.2	7.5	0	0
13	2	1.071	0	0	10.6	0.0	0.0	-6	24
14	3	1.0	0	0	0	6.2	1.6	0	0
15	3	1.0	0	0	0	8.2	2.5	0	0
16	3	1.0	0	0	0	3.5	1.8	0	0
17	3	1.0	0	0	0	9.0	5.8	0	0
18	3	1.0	0	0	0	3.2	0.9	0	0
19	3	1.0	0	0	0	9.5	3.4	0	0
20	3	1.0	0	0	0	2.2	0.7	0	0
21	3	1.0	0	0	0	17.5	11.2	0	0
22	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0
23	3	1.0	0	0	0	3.2	1.6	0	0
24	3	1.0	0	0	4.3	8.7	6.7	0	0
25	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0
26	3	1.0	0	0	0	3.5	2.3	0	0
27	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0
28	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0
29	3	1.0	0	0	0	2.4	0.9	0	0
30	3	1.0	0	0	0	10.6	1.9	0	0

Données de ligne système IEEE30 Bus Pd=283,4Mw

From Bus	To Bus	R pu	X pu	B/2 pu	X'mer TAP (a)
1	2	0.0192	0.0575	0.0264	1
1	3	0.0452	0.1652	0.0204	1
2	4	0.0570	0.1737	0.0184	1
3	4	0.0132	0.0379	0.0042	1
2	5	0.0472	0.1983	0.0209	1
2	6	0.0581	0.1763	0.0187	1
4	6	0.0119	0.0414	0.0045	1
5	7	0.0460	0.1160	0.0102	1
6	7	0.0267	0.0820	0.0085	1
6	8	0.0120	0.0420	0.0045	1
6	9	0.0	0.2080	0.0	0.978
6	10	0.0	0.5560	0.0	0.969
9	11	0.0	0.2080	0.0	1
9	10	0.0	0.1100	0.0	1
4	12	0.0	0.2560	0.0	0.932
12	13	0.0	0.1400	0.0	1
12	14	0.1231	0.2559	0.0	1
12	15	0.0662	0.1304	0.0	1
12	16	0.0945	0.1987	0.0	1
14	15	0.2210	0.1997	0.0	1
16	17	0.0824	0.1923	0.0	1
15	18	0.1073	0.2185	0.0	1
18	19	0.0639	0.1292	0.0	1
19	20	0.0340	0.0680	0.0	1
10	20	0.0936	0.2090	0.0	1
10	17	0.0324	0.0845	0.0	1
10	21	0.0348	0.0749	0.0	1
10	22	0.0727	0.1499	0.0	1
21	23	0.0116	0.0236	0.0	1
15	23	0.1000	0.2020	0.0	1
22	24	0.1150	0.1790	0.0	1
23	24	0.1320	0.2700	0.0	1
24	25	0.1885	0.3292	0.0	1
25	26	0.2544	0.3800	0.0	1
25	27	0.1093	0.2087	0.0	1
28	27	0.0	0.3960	0.0	0.968
27	29	0.2198	0.4153	0.0	1
27	30	0.3202	0.6027	0.0	1
29	30	0.2399	0.4533	0.0	1
8	28	0.0636	0.2000	0.0214	1
6	28	0.0169	0.0599	0.065	1

Bibliographies

Bibliographies

- [1] Sayeh Samir "Application de l'Intelligence Artificielle pour le Fonctionnement Optimal des Systèmes Electriques Thèse de doctorat université de Sétif Algérie.
- [2] Yang Jun-jie, Zhou Jian-zhong, YU Jing, et al., "A Hybrid Intelligent Genetic Algorithm For Large-Scale Unit Commitment", *Power System Technology*, Vol.28, No.19,2004, pp. 47-50.
- [3] A.J. Wood, B.F. Wollenberg, *Power generation operation and control*, Second. Edition, John Wiley & Sons, New York, NY, 1996.
- [4] Wang C, Shahidehpour SM. Effects of ramp rate limits on unit commitment and economic dispatch. *IEEE Trans Power Syst* 1993;8:1341–50.
- [5] A. J. Svoboda, C. Tseng , C. Li, R. B. Johnson "Short-Term Resource Scheduling with Ramp Constraints", submitted to the IEEE PES 1996 Winter meeting.
- [6] Site www.google.fr/iamge réseaux électrique moderne.
- [7] Théodore Wildi et Gilbert Sybille, *Électrotechnique*, 4e édition, Québec, Presse de l'Université Laval / De Boeck, 2005, 1215 p.
- [8] Vincent Rious, « Le développement du réseau de transport dans un système électrique libéralisé, un problème de coordination avec la production », Thèse de Doctorat en Sciences économiques, U-Paris-Sud 11, 2007.
- [9] Slimani linda " Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes metaheuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé. Thèse de doctorat université de Batna 12/2009.
- [10] T. Bouktir ; "Application de la programmation orientée objet à l'optimisation de l'écoulement de puissances", Thèse de doctorat d'état. Université de Batna, Algérie, juin 2004.
- [11] M. A. Abido, "Multiobjective Evolutionary Algorithms for Electric Power Dispatch Problem," *IEEE Trans on Evolutionary computation* ,vol. 10,NO.3,june .2006 .
- [12] M. A. Abido, "A niched Pareto genetic algorithm for multiobjective environmental/economic dispatch," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 25, pp. 97–105, 2003 .
- [13] H. Saadat, *Power system analysis*, Second Edition, McGraw-Hill International Editions, 2004.
- [14] T.Nadeem Malik ,A ul Asar ,M.F.Wyne,S.Akhtar "A new hybrid approach for the solution of nonconvex economic dispatch problem with valve-point effects"*Electric Power Systems Research* 80 (2010) 1128-1136.
- [15] Victoire TAA, Jeyakumar AE."Hybrid PSO–SQP for economic dispatch with valve-point effect". *Electric Power Syst Res* 2004;71:51–9.
- [16] L. Bayón, J.M. Grau, M.M. Ruiz, P.M. Suárez " Algorithm for calculating the analytic solution for economic dispatch with multiple fuel units"*Computers & Mathematics with Applications*, Volume 62, Issue 5, September 2011, Pages 2225-2234.
- [17] Mark A. Delucchi, Mark Z. Jacobson" Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part II: Reliability, system and transmission costs, and policies"*Energy Policy* Volume 39, Issue 3, March 2011, Pages 1170–1190.
- [18] Fan JY, McDonald JD. A "practical approach to real time economic dispatch considering unit's prohibited operating zones". *IEEE Trans Power Syst* 1994;9(4):1737–43.
- [19] Lee FN, Breipohl AM. "Reserve constrained economic dispatch with prohibited operating zones". *IEEE Trans Power Syst* 1993;8(1):246–54.
- [20] B.Mohammadi –ivatloo, A.Rabiee, M .Mehdi Ehsan "Time varying acceleration coefficients IPSO for solving dynamic economic dispatch with non-smooth cost function"*Energy conversion and management* 56(2012) 175-183.

-
- [21] J.F. Bard, "Short-term scheduling of thermal-electric generators using Lagrangian relaxation, Operations" Res. 36 (no. 5) (1988) 756–766.
- [22] P.G. Lowery, "Generating unit commitment by dynamic programming", IEEE Trans. Power Apparatus Syst. PAS-85 (no. 5) (1996) 422–426.
- [23] Abdani Rafik ,Mémoire de Magistère " optimisation de l'écoulement de puissance dans un marché d'électricité dérégulé par essaim de particules" Centre universitaire d'Oum el Bouaghi.
- [24] Momoh JA, EL-Hawary ME, Adapta R."A review of selected optimal power flow literature to 1993,Part I:nonlinear quadratic programming Approach" .IEEE trans Power Sys 1999;14(1):96-104.
- [25] Andreas Antoniou,Wu-Sheng lu "Practical optimization algorithms and Engineering Applications", Edition Springer.
- [26] Momoh JA, EL- Hawary ME, Adapta R."A review of selected optimal power flow literature to 1993,Part II:Newton, linear programming and interior point methods."IEEE trans Power Sys 1999;14(1):104-11.
- [27] H. Atun,T.yalcinoz " Implementing soft computing techniques to solve economic dispatch problem in power systems"xpert Systems with Applications 35 (2008)1668-1678.
- [28] Philipe Barret ,"Régime transitoire des machines tournantes électriques"; Edition Eyroles; 1982.
- [29] Hingorani NG ,Gygyi L .Understanding Facts :Concept and Technology of Flexible AC Transmission Systems. New York :IEEE Press ;1999.
- [30] Arthur R. Berigen ,"Power systems analysis" ,second Edition, , Prentice Hall Upper Saddle River, New Jersey07458.
- [31] C.X.Guo, J.P.Zhan;Q.H.Wu" Dynamic economic emission dispatch based on group search optimizer with multipl producers"Electric Power Systems Research 2011.
- [32] A.Y.Abdelaziz ,M.Z.Kamh,S.F.Mekhamer,MAL.Badr "A hybrid HNN-QP approach for dynamic economic dispatch problem"Electric Power Systems Research 78 (2008) 1784-1788.
- [33] Travers D, Kaye RJ." Dynamic dispatch by constructive dynamic programming". IEEE Trans Power Syst 1998;13:72–8.
- [34] Li F, Morgan R, Williams D. "Hybrid genetic approaches to ramping rate constrained dynamic economic dispatch". Electr Pow Syst Res1997;43 (Nov):97–103.
- [35] J. Eto, J. Undrill, P. Mackin, H. Illian, C. Martinez, M. O'Malley,and K. Coughlin. "Use of Frequency Response Metrics to Assess the Planning and Operating Requirements for Reliable Integration of Variable Renewable Generation". Berkeley, CA, Tech. Rep. LBNL- 4142E, Dec. 2010.
- [36] Draidi Abdellah ,Mémoire de Magistère " Répartition économique de l'énergie électrique utilisant les techniques d'intelligence artificielle "Université Mentouri de Constantine Algérie.
- [37] Coelho LdS, Mariani VC."Combining of chaotic differential evolution and quadratic programming for economic dispatch optimization with valve-point effect". IEEE Trans Power Syst 2006;21:989–96.
- [38] Liu D, Cai Y. Taguchi"method for solving the economic dispatch problem with nonsmooth cost functions". IEEE Trans Power Syst 2005;20:2006–14.
- [39] Chowdhury, B.H.; Rahman, S.; "A Review of Recent Advances in Economic Dispatch", IEEE Transactions on Power Systems, Volume 5, Issue 4, Nov.1990 pp.1248 – 1259.
- [40] D. Devaraj, J. Preetha Roselyn." Genetic algorithm based reactive power dispatch for voltage stability improvement". Electrical Power and Energy Systems 32 (2010) 1151–1156
- [41] M.S Osman, M.A Abo-Sinna,A .A.Moussa,"A solution to the optimal power flow using genetic algorithm ",Appl.Math.Comput .2003.
- [42] Anastasios G.Bakirtzis, Pandel N. biskas, Christoforos E.zoumas, vasilios Petriddis, "optimal power flow by enhanced Genetic Algorithm",IEEE transactions Power System ,Vol.17 No.2,May 2002.
- [43] Park JB, Lee KS, Shin JR, Lee KY. "A particle swarm optimization for economic dispatch with nonsmooth cost function". IEEE Trans Power Syst 2005;20:34–42.
-

-
- [44] Immanuel Selvakumar A, Thanushkodi K. "A new particle swarm optimization solution to economic dispatch problems". *IEEE Trans Power Syst* 2007;22:42–51.
- [45] Yuan X, Su A, Yuan Y, Nie H, Wang L. "An improved PSO for dynamic load dispatch of generators with valve-point effects". *Energy* 2009;34(1):67–74.
- [46] Mekhamer SF, Abdelaziz AY, Kamh MZ, Badr MAL. "Dynamic economic dispatch using a hybrid hopfield neural network quadratic programming based technique". *Electr Power Compon Syst* 2009;37:253–64.
- [47] Yun-He Hou, Yao-Wu, Li-Juan Lu and Xin-Yin Xiong, "Generalized Ant Colony Optimization for Economic Dispatch of Power Systems," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, pp 225-229.
- [48] Jayabarathi, T, Jayaprakash, K., Jeyakumar, D., "Evolutionary programming techniques for different kinds of economic dispatch problems". *Electric Power System Research* 73 (2), 169–176, 2005.
- [49] Ratnaweera A, Halgamuge SK, Watson HC. "Self-organizing hierarchical Particle swarm optimizer with time varying acceleration coefficients". *IEEE Trans Evol Comput* 2004; 8(3) :240-55.
- [50] C.M. Huang, H.T. Yang, C.L. Huang, "Bi-objective power dispatch using fuzzy satisfaction-maximizing decision approach", *IEEE Trans. Power Syst.* 12 (4) (1997) 1715–1721.
- [51] Lin WM, Cheng FS, Tsay MT "An improved tabu search for economic dispatch with multiple minima" *IEEE transactions on power systems*, 17(1):108-112 feb 2002.
- [52] Goldberg, D.E. (1994). "Algorithmes génétiques. Exploration, optimisation et apprentissage automatique". Addison-Wesley. France.
- [53] Ouahib Guenounou Thèse de doctorat "Méthodologie de conception de contrôleurs intelligents par l'approche génétique- application à un ioprocédé". Université Toulouse III - Paul Sabatier .
- [54] L. Wang, C. Singh "Enverimental Economic Dispatch using fuzzied multiobjective particle swarm optimization algorithm," *Electric power system research*, Vol. 77, pp.1654-1664. 2007.
- [55] M. S. Osman, M. A. Abo-Sinna and A. A. Moussa "An e-dominance –based multiobjective genetic algorithm for economic emission load dispatch optimization problem, " *Electric Power Systems Reaserch*, vol. 79 ,pp. 1561-1567. 2009 .
- [56] Mahdad belkacem, these de doctorat « optimal power flow with consideration of facts devices using genetic algorithm: application to the Algerian network" universite de Biskra Algerie 2010.
- [57] A.Abou Elala ,M. A. Abidoand and S. R. Spea."Differential evolution algorithm for emission constrained economic power dispatch problem," *Electric Power Systems Research* ,vol. 80 ,pp.1286-1292, 2010 .
- [58] D. Gong, Y. Zhang, C. Liang. Qui "Enverimental/economic power dispatch using a hybrid multiobjective optimization algorithm," *Electrical power and Energy systems* ,vol.32 ,pp.607-614,2010
- [59] D. N. Jeyakumar , T. Jayabarathi and T. Raghunathan "Particle swarm optimization for various types of economic dispatch problems " *Electrical Power and Energy Systems* ,vol.28 ,pp.36–42, 2006 .
- [60] Yann Cooren thèse de doctorat , "Perfectionnement d'un algorithme adaptatif d'Optimisation par Essaim Particulaire Applications en génie médical et en électronique» université paris 12 val de marne.
- [61] J. Kennedy and R. Eberhart "Particle Swarm Optimisation" ,In Proc 1995 IEEE. International conférence on Neural Networks " , Perth ,Australia .
- [62] M. Hamed, B. Mahdad, K. Srairi and N. Mancor. "Solving Multi-objective Economic Dispatch Problem Using Flexible Time Varying Acceleration Based PSO" .4th international conference on electrical engineering (ICEE'12) 07-09 Algiers 2012.
- [63] K. T. Chaturvedi , M. Pandit and L. Srivastava "Particle swarm optimization with time varying acceleration coefficients for non-convex economic power dispatch," *Electrical Power and Energy Systems*,vol. 31 ,pp.249–257 ,2009 .
- [64] A. Abido "multiobjective particle swarm optimization for enverimental economic power dispatch," *electric power systems reaserch* ,vol.79 pp.1105-1113,2009.
- [65] L. Wu, Y. Wang, X. Yuan, S. Zhou, "Environmental/economic power dispatch problem using multi-objective differential evolution algorithm", *Elect. Power Syst. Res.* 80 (2010) 1171–1181.
-

- [66] M. Basu "Economic environmental dispatch using multiobjective differential evolution" *Applied soft Computing* vol.11 ,pp.2845-2853,2011 .
 - [67] S.Hemmalini,Sishaj P.Simon "Dynamic dispatch using artificial immune system for units with valve-point effect" *Electrical Power and Energy Systems* 33(2011) 868-874.
 - [68] Hemamalini S, Simon SP. "Dynamic economic dispatch using Maclaurin series based lagrangian method". *Energy Convers Manage* 2010;51(11):2212–9.
 - [69] G.Ching .Liao"A novel evolutionary algorithm for dynamic economic dispatch with energy saving and emission reduction in power system integrated wind power " *Energy* 36(2011) 1018-1029.
 - [70] M. Hamed, B. Mahdad, K. Srairi and N. Mancor. "Solving Combined Economic Emission Dispatch Problem Using Time Varying Acceleration Based PSO" *Proceedings of the 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering*", (EEEIC 2012) Venice Italy, 18 - 25 May 2012: 764-769.
-