

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne démocratique et populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة سعد دحلب البلدية 1  
Université SAAD DAHLAB de BLIDA 1

كلية التكنولوجيا  
Faculté de Technologie

قسم الآلية و الالكتروتقني  
Département d'Automatique & Électrotechnique



## Mémoire de Master

Filière : Électrotechnique  
Spécialité : Machines électriques

Présenté par

Alaouache riadh

&

Belkass chouaib

# Contribution à l'écoulement de puissance optimale dans un environnement dérégulé

Proposé par : Dr. CHANANE Abdallah

Année Universitaire 2021-2022

## Remerciement

Nous remercions en premier lieu « Allah » pour nous avoir donné la force, le courage et la volonté Nécessaire pour réaliser ce travail.

On tient à exprimer toute nos reconnaissances à notre promoteur de mémoire, monsieur <Chanane Abdallah> pour sa direction avisée et exigeante, sa qualité humaine et scientifique et son soutien constant tout au long de cette mémoire et surtout d'avoir encadré, orienté, aidé et conseillé.

Nous remercions particulièrement M. Belazoug Messaoud de nous avoir orienté, écouté durant la préparation de cette mémoire et d'accepter de présider le jury de cette mémoire, à tous les membres de jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre travail.

Enfin, un grand merci à nos parents qui nous ont apporté soutien et encouragement durant toutes ces années.

## Dédicaces

C'est tout plein de joie que je dédie ce travail à ceux qui m'ont été une source d'inspiration et de volonté A ma mère et mon père pour leurs encouragements et ces conseils durant la période de mes études

Je le dédie à mes très chers frères ; Yacine, Islem et Meriem ainsi leurs petites familles et surtout Sara et Mehdi.

A toute ma grande famille Alaouache et Belahouane ;

Une dédicace spéciale à Yasser et Farés et à tous mes amis ET pour tous ceux qui me connaissent

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme.

## Dédicaces

C'est tout plein de joie que je dédie ce travail à ceux qui m'ont été une source d'inspiration et de volonté A ma mère et mon père pour leurs encouragements et ces conseils durant la période de mes études

Je le dédie à mon très chers frère Djalil et ma sœur et leurs petites familles et surtout mon petit neveu ACIL, A toute ma grande famille Belkass et Bouchachia ;

Une dédicace spéciale à tous mes amis ET pour tous ceux qui me connaissent

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme.

## Résumé :

Dans ce mémoire on a traité un large problème dans le secteur des réseaux électriques et c'est bien l'optimisation de l'écoulement de puissance, on a utilisé deux méthodes Meta heuristiques pour résoudre ce problème pour atteindre des objectifs comme la minimisation des coûts, pertes et émissions. Notre travail consiste à l'application de deux méthodes d'optimisation globales et ce par utilisation de l'algorithme DIFFERENTIAL EVOLUTION DE et l'algorithme JAYA, nous avons eu des résultats acceptables concernant la minimisation du coût de production, la minimisation des pertes de transmission et de réduction des émissions. Les deux algorithmes ont été validés sur un réseau test IEEE 14JDB. Des tests ont été validés sur ce réseaux, on remarque qu'avec ces méthodes on trouve un vecteur de solution optimal en utilisant seulement des informations sur les fonctions objectives.

**Mots clés :** OPF (écoulement de puissance optimal), JAYA algorithme, DE algorithme, IEEE14JDB

ملخص: في هذه المذكرة تعاملنا مع مشكلة كبيرة في قطاع الشبكات الكهربائية وهي تحسين تدفق الطاقة، استخدمنا طريقتين ميتاهوريست لحل هذه المشكلة لتحقيق أهداف مثل تقليل التكلفة والخسائر والانبعاثات. يتكون عملنا من تطبيق طريقتين للتحسين العالمي وهذا من خلال استخدام خوارزمية DE وخوارزمية JAYA، حصلنا على نتائج مقبولة فيما يتعلق بتقليل تكلفة الإنتاج وتقليل خسائر الإرسال وتقليل الانبعاثات الغازية تم التحقق من صحة الخوارزميتين على شبكة اختبار IEEE 14 عقدة

تم التحقق من صحة الاختبارات على هذه الشبكة، ونلاحظ أنه من خلال هذه الطرق، نجد متجهًا للحلول الأمثل باستخدام المعلومات الخاصة بالوظائف الموضوعية فقط.

كلمات المفاتيح: التدفق الأمثل للقدرة الكهربائية؛ خوارزمية DE؛ خوارزمية JAYA

**Abstract:** In this dissertation we have dealt with a large problem in the power system sector and that is the optimization of the power flow, we have used two metaheuristic methods to solve this problem to achieve objectives such as the minimization of costs, losses and emissions. Our work consists in the application of two global optimization methods and this by using the algorithm DIFFERENTIAL EVOLUTION DE and the algorithm JAYA, we had acceptable results concerning the minimization of the production cost, the minimization of the transmission losses and the reduction of the emissions. Both algorithms have been validated on an IEEE 14JDB test network. Tests have been validated on this network, we notice

that with these methods we find an optimal solution vector using only information about the objective functions.

**KEY-WORDS:** OPF (optimal power flow), Jaya algorithm, De algorithm, IEEE14JDB.

## Liste des abréviations et acronymes :

HTB	pour une tension composée supérieure à 50 kV.
HTA	pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV.
BTB	pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV.
BTA	pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V.
TBT	pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V.
OPF	Optimisation de l'écoulement de puissance.
JDB	Jeu de barres.
$P_i, Q_i$	Puissance active et réactive triphasée injectée au nœud $i$ .
$PG_i, QG_i$	Puissance active et réactive de génération triphasée injectée au nœud $i$ .
$PD_i, QD_i$	Puissance active et réactive demandée au jeu de barres $i$ .
$S_{ij}$	La puissance apparente complexe triphasée injectée au nœud $ij$ .
$V_i$	Tension complexe au nœud $i$ .
$\delta_i$	Déphasage de la tension au nœud $i$ .
$V_S, I_S$	Tension et courant à la source respectivement.
$V_R, I_R$	Tension et courant de charge respectivement.
A, B, C et D	Les paramètres constantes de la ligne de transmission.
Z	Impédance de la ligne.
R, X	Résistance et réactance de la ligne respectivement.
Y	Admittance shunt de la ligne.
IBUS	Vecteur des courants complexes injectés à chaque jeu de barres.
Vbus	Vecteur des tensions complexes des jeux de barres.
Ybus	Matrice admittance nodale.
h	Contrainte d'égalités.
g	Contrainte d'inégalités.
X	Le vecteur des variables d'état.
U	Le vecteur des variables de contrôle.

$F$	Fonction objective.
$a_i, b_i$ et $c_i$	Coefficient du coût.
$PG_i \min$ et $PG_i \max$	Limites min et max de puissance active du générateur $i$ .
$QG_i \min$ et $QG_i \max$	Limites min et max de puissance réactive du générateur $i$ .
$Z_{ij}$	impédance
$Y_{ij}$	admittance
$Y_{bus}$	matrice d'admittance
GL BL	admittances statique
$V_{max}$ et $V_{min}$	Limites max et min de la tension au nœud $i$
$S_{max}$ et $S_{min}$	Limites max et min de la puissance apparente injectée au nœud $i$ .
$P$ $Q$	vecteur de perturbation
$P_g$	puissance générer
$P_{g1}$	La puissance active de jeu de barre de référence.
PQ	Jeu de barres de charge
PV	Jeu de barres de contrôle
J	fonction
$\Delta P_i$	Différence (écarts) entre $P_i$ calculée et $P_i$ spécifiée.
$\Delta Q_i$	Différence (écarts) entre $Q_i$ calculée et $Q_i$ spécifiée.
$T_i \min$ et $\max$	Limites minimale et maximale sur la variable du rapport de transformation.
DE	algorithme différentiel évolution
JAYA	algorithme
GA	algorithme génétique
$P_{best}$	la meilleure solution
Rand	nombre aléatoire [1-0]
$X_{worst}$	la mauvaise solution
$X_j$	vecteur courant
$X$	vecteur mutant

# **SOMMAIRE**

Remerciement

Dédicaces

Résumé

Liste des abréviations et acronymes

Sommaire

Listes des figures

Listes des tableaux

Introduction générale



## **Chapitre 01 : Généralités sur les réseaux électriques**

1.1	Introduction	2
1.2	Historique des réseaux électriques	4
1.3	Architecture des réseaux électriques	5
1.3.1	Le réseau de transport	5
1.3.2	Le réseau de répartition	6
1.3.3	Le réseau de distribution	6
1.4	Structure des réseaux électriques	7
1.4.1	Réseau maillé	7
1.4.2	Réseau bouclé	8
1.4.3	Réseau radial	8
1.4.4	Réseau arborescent	9
1.5	Représentation et analyse des réseaux électriques	9
1.5.1	Schéma unifilaire	9
1.5.2	Analyse par phase ou circuit monophasé équivalent	10
1.5.3	Système d'unité relative PU	10
1.6	Modélisation des éléments du réseau électrique	11
1.6.1	Générateurs	11
1.6.2	Lignes de transmission	12
1.6.3	Transformateur de puissance	13
1.6.4	Charges électriques	13
1.6.5	Eléments shunts	14
1.7	Modèles des nœuds du réseau	14
1.8	Conclusion	15

## **Chapitre 02 : Ecoulement de puissance optimale**

2.1	Introduction	17
2.2	Le but de l'écoulement de puissance	17
2.3	L'écoulement de puissance optimal	17
2.4	L'utilisation de l'écoulement de puissance optimal	17
2.4.1	Minimisation du cout de combustible	19
2.4.2	Minimisation des pertes	19
2.4.3	Amélioration du profil de tension	19
2.4.4	Minimisation d'émission des gaz	20
2.4.5	Amélioration de la stabilité de tension	20
2.5	Classification des variables de l'écoulement de puissance	20
2.5.1	Variables de perturbation	21
2.5.2	Variables d'état	21
2.5.3	Variables de contrôle	21

2.6	Classification des jeux de barres	21
2.6.1	Jeu de barres de charge (PQ)	22
2.6.2	Jeu de barres de contrôle (PV)	22
2.6.3	Jeu de barres de référence	22
2.7	Formulation de l'écoulement de puissance optimal OPF	22
2.7.1	Contraintes d'égalités	23
2.7.2	Contraintes d'inégalités	24
2.7.3	Fonction objective de l'OPF	25
2.8	Méthodes itératives dans l'écoulement de puissance	26
2.8.1	Méthode itérative de GAUSS-Seidel	26
2.8.2	Méthode de Newton-Raphson	27
2.9	Résolution de l'écoulement de puissance par des méthodes d'optimisation intelligentes et méta heuristiques	28
2.10	conclusion	29

### **Chapitre 03 : Méthodes métaheuristiques appliqué à l'OPF**

3.1	Introduction	30
3.2	Les Méthodes métaheuristiques	31
3.2.1	Définition	31
3.2.2	Principe de voisinage	32
3.2.3	Recuit Simulé –(RS)	32
3.2.4	Recherche taboue	32
3.3	Optimisation par algorithme évolution différentielle DE	33
3.	Introduction	33
3.3.1	Les étapes principales de l'évolution différentielle	33
3.3.2	Les stratégies de l'algorithme DE	34
3.3.3	Evolution différentielle appliqué à l'OPF	35
3.3.4	Avantages et inconvénients	36
3.4	Optimisation par algorithme JAYA	36
3.4.1	Introduction	36
3.4.2	Les stratégies de l'algorithme JAYA	37
3.4.3	Les étapes de la méthode JAYA appliqué à l'OPF	37
3.4.4	Organigramme de l'application de l'algorithme JAYA pour le problème de l'OPF	38
3.5	Conclusion	39

### **Chapitre 04 : Résultats et discussion**

4.1	Introduction	41
4.2	Application 01 : Optimisation par l'algorithme DE	41
4.2.1	Les Stratégies utilisées	41
4.2.2	Le cout	44
A	simple	44
B	Surcharge	45
4.2.3	Les pertes de puissance active	48
A	les pertes simples	48

B	les pertes surchargent	49
4.2.4	Charge à point maximal : effet valve point	50
4.2.5	Minimisations des gaz polluants	52
4.3	Application 02 : Optimisation par l'algorithme JAYA	54
4.3.1	Les Stratégies utilisées	54
4.3.2	Le cout	57
A	A) simple	57
B	B) Surcharge	57
4.3.3	Les pertes de puissance active	60
A	les pertes simples	61
B	les pertes surchargent	62
4.3.4	Charge à point maximal : effet valve point	63
4.3.5	Minimisations des gaz polluants	64
4.4	La comparaison entre les deux algorithmes utiliser (DE et JAYA)	67
A	le cout simple	67
B	le cout surcharge	68
C	les pertes simples	69
D	les pertes surchargent	70
E	Charge à point maximal : effet valve point	71
F	gaz polluants	72
4.5	Conclusion	74
4.6	Conclusion générale	76

Annexes

Bibliographie

## Liste des figures :

### Chapitre 01 :

Figure 1.1	Appellations normalisées des différents niveaux de tension.	6
Figure 1.2	Schéma simplifié d'un réseau électrique.	7
Figure 1.3	Schéma simplifié d'un réseau maillé.	8
Figure 1.4	Schéma simplifié d'un réseau bouclé.	8
Figure 1.5	schéma simplifié d'un réseau radial.	9
Figure 1.6	Schéma unifilaire du réseau IEEE 14 barres	10
Figure 1.7	modèle de générateur.	11
Figure 1.8	modèle en $\pi$ de la ligne	12
Figure 1.9	modèle en $\pi$ d'un transformateur idéal.	13
Figure 1.10	Modèle d'une charge	14
Figure 1.11	modèle de l'élément shunt 'inductif - capacitif'	14

### Chapitre 03 :

Figure 3.1	Organigramme de la méthode DE	34
Figure 3.2	Organigramme de l'application de l'algorithme JAYA pour le problème de OPF	39

### Chapitre 04 :

Figure 4.1	Représentation graphique de la 2em stratégie (DE)	41
Figure 4.2	Représentation graphique de la 3em stratégie (DE)	42
Figure 4.3	Représentation graphique de la 4em stratégie (DE)	42
Figure 4.4	Représentation graphique de la 5em stratégie (DE)	43
Figure 4.5	Représentation graphique de la 6em stratégie (DE)	43
Figure 4.6	Représentation graphique de la 2em stratégie (DE)	45
Figure 4.7	Représentation graphique de la 3em stratégie (DE)	45
Figure 4.8	Représentation graphique de la 5em stratégie (DE)	46
Figure 4.9	Représentation graphique de la 5em stratégie (DE)	47
Figure 4.10	Représentation graphique de la 5em stratégie (DE)	48
Figure 4.11	La convergence de la courbe du coût de la production 14JDB à la charge maximale (DE)	50
Figure 4.12	La convergence de la courbe du gaz polluants 14JDB à la charge maximale (DE)	51
Figure 4.13	La convergence de la courbe du gaz polluants 14JDB à la charge maximale (DE)	51

Figure 4.14	La convergence de la courbe du gaz polluants 14JDB à la charge maximale (DE)	52
Figure 4.15	Représentation graphique de la 2ém stratégie (JAYA)	53
Figure 4.16	Représentation graphique de la 3ém stratégie (JAYA)	53
Figure 4.17	Représentation graphique de la 4ém stratégie (JAYA)	54
Figure 4.18	Représentation graphique de la 5ém stratégie (JAYA)	54
Figure 4.19	Représentation graphique de la 2ém stratégie (JAYA)	56
Figure 4.20	Représentation graphique de la 3ém stratégie (JAYA)	56
Figure 4.21	Représentation graphique de la 5ém stratégie (JAYA)	57
Figure 4.22	Représentation graphique de la 5ém stratégie (JAYA)	58
Figure 4.23	Représentation graphique de la 4ém stratégie (JAYA)	59
Figure 4.24	La convergence de la courbe du cout de la production 14JDB à la charge maximale (JAYA)	61
Figure 4.25	La convergence de la courbe du cout de la production 14JDB à la charge maximale (JAYA)	62
Figure 4.26	La convergence de la courbe du cout de la production 14JDB à la charge maximale (JAYA)	62
Figure 4.27	La convergence de la courbe du cout de la production 14JDB à la charge maximale (JAYA)	63
Figure 4.28	les tensions de générateur pour le réseau de 14JDB (le cout simple)	65
Figure 4.29	les tensions de générateur pour le réseau de 14JDB (le cout surcharge)	66
Figure 4.30	les tensions de générateur pour le réseau de 14JDB (les pertes simples)	67
Figure 4.31	les tensions de générateur pour le réseau de 14JDB (les pertes surcharges)	68
Figure 4.32	les tensions de générateur pour le réseau de 14JDB (valve point)	69
Figure 4.33	les tensions de générateur pour le réseau de 14JDB (gaz polluant)	70

## **Liste des tableaux :**

### **Chapitre 02 :**

Tableau 2.1	type de jeu de barres	22
-------------	-----------------------	----

### **Chapitre 04 :**

Tableau 4.1	les valeurs optimales obtenues des couts simples (DE) pour un réseau 14JDB et leurs écarts.	43
-------------	---	----

Tableau 4.2	les valeurs optimales obtenues des couts surchargent (DE) pour un réseau 14JDB et leurs écarts.	46
Tableau 4.3	les valeurs optimales obtenues des pertes simples (DE) pour un réseau 14JDB et leurs écarts.	47
Tableau 4.4	les valeurs optimales obtenues des pertes surchargent (DE) pour un réseau 14JDB et leurs écarts.	48
Tableau 4.5	les valeurs obtenues à la charge maximale (DE) pour un réseau de 14JDB.	49
Tableau 4.6	les valeurs obtenues de la minimisation des gaz polluants (DE) pour un réseau de 14JDB.	52
Tableau 4.7	les valeurs optimales obtenues des couts simples (JAYA) pour un réseau 14JDB et leurs écarts.	55
Tableau 4.8	les valeurs optimales obtenues des couts surchargent (JAYA) pour un réseau 14JDB et leurs écarts.	57
Tableau 4.9	les valeurs optimales obtenues des pertes simples (JAYA) pour un réseau 14JDB et leurs écarts.	58
Tableau 4.10	les valeurs optimales obtenues des pertes surchargent (JAYA) pour un réseau 14JDB et leurs écarts.	60
Tableau 4.11	les valeurs obtenues à la charge maximale (JAYA) pour un réseau de 14JDB.	60
Tableau 4.12	les valeurs obtenues de la minimisation des gaz polluants (JAYA) pour un réseau de 14JDB.	63
Tableau 4.13	tableau des résultats de cout simple entre DE et JAYA	64
Tableau 4.14	tableau des résultats de cout surcharge entre DE et JAYA	65
Tableau 4.15	tableau des résultats des pertes simples entre DE et JAYA	66
Tableau 4.16	tableau des résultats des pertes surchargent entre DE et JAYA	67
Tableau 4.17	tableau des résultats de valve point entre DE et JAYA	68
Tableau 4.18	tableau des résultats de gaz polluant entre DE et JAYA	69

**Annexes :**

Tableau A.1 : Données des jeux de barres du système test à 14 jeux de barres

Tableau A.2 : Données des générateurs du système test à 14 jeux de barres

# **Introduction Générale**

L'industrie de l'électricité est l'industrie de capital la plus importante. Son produit, l'électricité, est très essentiel à la société d'aujourd'hui. Elle fait partie intégrante de notre vie quotidienne. Elle répond à nos besoins quotidiens tels que l'alimentation des appareils ménagers, éclaire nos cités, nos villes et aussi elle est considérée comme l'un des piliers dans de nombreuses grandes entreprises, industries, les systèmes de communication et d'autres domaines.

On sait bien que l'énergie électrique ne se stocke que dans des volumes limités et que les moyens de stockage sont peu performants et coûteux, il faut donc la consommer dès qu'elle est produite. En conséquence, toutes les entreprises de production et de distribution d'énergie électrique sont responsables de l'équilibre entre la production et la demande d'électricité.

Pour assumer cette mission, il faut ajuster les puissances actives et réactives des générateurs interconnectés dans un réseau électrique dans leurs limites admissibles afin de satisfaire la charge électrique fluctuante avec un coût de production minimal en utilisant l'écoulement de puissance optimal (OPF) 2. [13]

L'écoulement de puissance optimal (OPF) est un secteur d'étude essentiel dans les réseaux électriques, où on doit minimiser le coût de production total, diminuer les pertes de puissance, et minimisation des gaz polluants toutes en respectant les contraintes parmi lesquelles les limites de production des centrales, les transformateurs et surtout les consignes de la sécurité.

L'objectif de l'optimisation est de trouver des solutions optimales nommé <fonction objectif> Et pour résoudre ces problèmes de l'OPF, il existe deux méthodes, méthodes itératives (classiques) et méta heuristiques (modernes).

Dans cette mémoire on a mis 4 chapitres pour parler du problème de l'écoulement de puissance optimal.

Le premier chapitre présente les généralités sur les réseaux électriques avec ces différents Architecture, structures et modélisation.

Concernant le deuxième chapitre, on a discuté sur l'écoulement de puissance active Dans le réseau électrique ainsi leur utilisation et les méthodes itératives de résolutions à ce problème tels que la méthode de Gauss-Seidel et la méthode de Newton-Raphson.

Le chapitre trois, présente les méthodes méta heuristiques et on a bien détaillé sur les deux algorithmes de l'intelligence artificielle utilisés (Différentiel évolution DE) et JAYA avec leur différente stratégie.

Dans le dernier chapitre contient la partie pratique de notre travail, on a affiché et critiqué les résultats obtenus après l'exécution de ces deux algorithmes sur un réseau de 14 JDB sur le cas nominal et le cas surcharge, après on a fait la comparaison entre ces deux algorithmes et voir les meilleures solutions optimales qu'on peut avoir sur l'OPF.



# **Chapitre 1 :**

# **Généralité sur**

# **les réseaux**

# **électriques**

## **1.1 Introduction :**

Les réseaux électriques sont constitués des lignes aériennes et des câbles souterrains, ils sont dessinés à la disposition des usages selon la puissance demandée.

Pour que l'énergie électrique soit utilisable, le réseau de transport et de distribution doit assurer au client la puissance dont il a besoin et lui fournir une tension stable dont les variations restent dans les limites d'exploitation acceptables, pour assurer un bon fonctionnement du réseau.

Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production - transport - consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

## **1.2 Historique des réseaux électriques :**

Un réseau électrique étant composé de machines de production et de consommation, ainsi que de structures (lignes, transformateurs) pour les relier, les réseaux électriques ne sont apparus que vers la fin de 19<sup>ème</sup> siècle, lorsque chaque élément avait atteint une maturité technologique suffisante.

Lors de la première moitié du 19<sup>ème</sup> siècle, les inventeurs mettent au point de nombreux types de machines électriques à courant continu, mais leur utilisation de manière industrielle ne se développe qu'après l'invention de la dynamo (génératrice de courant continu) par Zénobie Gramme en 1869 (présentée à l'Académie des sciences, à Paris, en 1871), qui est rapidement améliorée.

À l'Exposition internationale d'Électricité de Paris de 1881, Marcel Deprez présente pour la première fois une installation de distribution d'énergie électrique alimentée par deux dynamos. À l'automne 1882, les premiers réseaux électriques apparaissent simultanément à New York et Bellegarde, en France. Ils sont très locaux et utilisent le courant continu.

Thomas Edison a joué un rôle déterminant dans le développement de l'électricité : il fonde en 1878 l'Edison Electric Light Co (qui devient en 1892 General Electric), dépose le brevet de l'ampoule électrique en 1879, puis crée le réseau électrique de New York.

Ce dernier, qui avait essentiellement pour but l'éclairage, se développe rapidement : de 1 200 ampoules en 1882, il passe à 10 000 ampoules l'année suivante.

Ce réseau, qui souffre de nombreuses pannes, est constitué de petites centrales électriques (30 kW) et d'un réseau de distribution à 110 V.

Il est cependant très limité car l'acheminement de l'électricité n'est possible que sur quelques kilomètres. À cette époque, les premières expérimentations de transport de l'énergie électrique se développent et sont menées notamment par Marcel Deprez, qui utilise le courant continu.

Ce sont cependant des échecs relatifs car elles ne permettent pas le transport de puissances industrielles (Deprez réussit en 1882 à transporter 400 W sur 57 km de distance, mais avec un rendement global de seulement 30 %. Les ingénieurs Lucien Gaulard et John Gibbs travaillent quant à eux sur le courant alternatif.

Bien que le transformateur soit connu depuis 1837, ils mettent au point en 1884 un transformateur de forte puissance utilisant du courant triphasé, ce qui permet de changer facilement le niveau de tension. La même année ils démontrent l'intérêt du transformateur en mettant en service une ligne de 80 km de long alimenté en courant alternatif sous une tension de 2000 V.

Les niveaux de tensions des réseaux Les tensions normalisées selon la CEI (Commission électrotechnique internationale) : La nouvelle norme CEI (ainsi que les textes législatifs en vigueur en Algérie depuis juin 2002) définisse les niveaux de tension alternative comme suit :

- HTB : pour une tension composée supérieure à 50 kV.
- HTA : pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV.
- BTB : pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV.
- BTA : pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V.
- TBT : pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V.

### **1.3 Architecture des réseaux électriques :**

Dans un système électrique, il existe trois types de réseau : le réseau de transport, le réseau de répartition et le réseau de distribution.

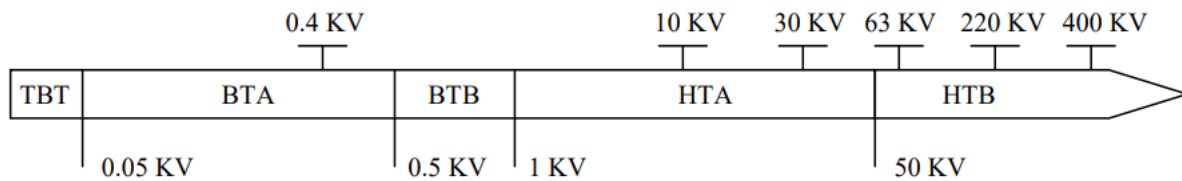
**1.3.1 Le réseau de transport** est constitué de deux types de lignes : les lignes haute tension (HTB) HTA

Les réseaux de transport assurent le transport de l'énergie électrique sur de grandes distances. Afin de minimiser, entre autre, les pertes joules sur les lignes ces réseaux sont à très haute tension (de 63 kV à 400 kV). [1]

Du point de vue topographique, pour des raisons de sécurité de fonctionnement, les réseaux de transport sont des réseaux maillés ou interconnectés afin de collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport), et de permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion).

La structure de ces réseaux est essentiellement de type aérien. Les protections de ces réseaux doivent être très performantes car ces lignes sont vitales pour la stabilité et la sécurité du système tout entier. Les flux de puissance peuvent ainsi être répartis entre toutes les lignes du réseau. Leur gestion est par contre complexe : les transferts de puissance entre zones de production et zones de consommation sont très importants et variables. Ils rendent l'optimisation technicoéconomique des réseaux difficiles [1].

Par conséquent, de manière générale, les réseaux de transport, comparativement aux réseaux de distribution, sont très supervisés afin de pouvoir effectuer des contrôles de la tension, de la fréquence, la répartition des flux de puissance et des coûts de production, etc.



**Figure 1.1 :** Appellations normalisées des différents niveaux de tension.

### 1.3.2 Le Réseau de répartition

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 60 kV selon les régions.

Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres.

Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation.

En zone urbaine dense, ces réseaux doivent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres [2].

Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et, d'autre part, les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 60 MVA) nécessite un raccordement à cette tension.

### 1.3.3 Le réseau de distribution

Les réseaux de distribution constituent l'architecture la plus importante du système électrique. Ils assurent la distribution de l'énergie électrique au niveau local. Leur tension est inférieure ou égale à 50 kV (HTA).

Ils sont constitués de deux types de réseaux : le réseau moyenne tension (MT) avec un niveau de 10 kV et 30 kV connecté au réseau de transport, et le réseau basse tension (BT) de tension de 0.4 kV.

Le réseau BT constitue le dernier maillon du système électrique. Ses tronçons sont raccordés au réseau MT dans des postes de transformation HTA/BT.

Ces niveaux de tension offrent un compromis technico-économique qui permet à la fois, de diminuer les chutes de tension, de minimiser le nombre de postes source (poste de connexion HTB/HTA) mais également de limiter les contraintes techniques et économiques inhérentes aux hautes tensions [1].

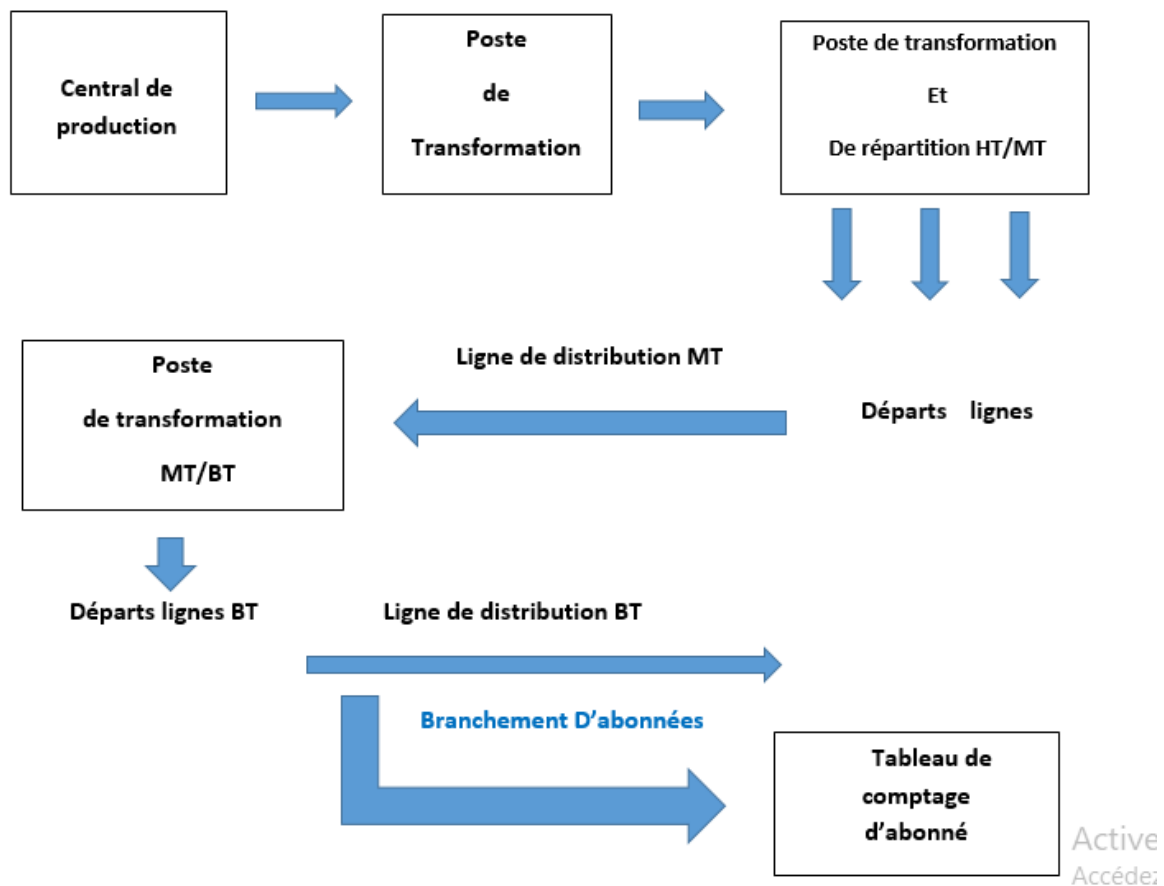
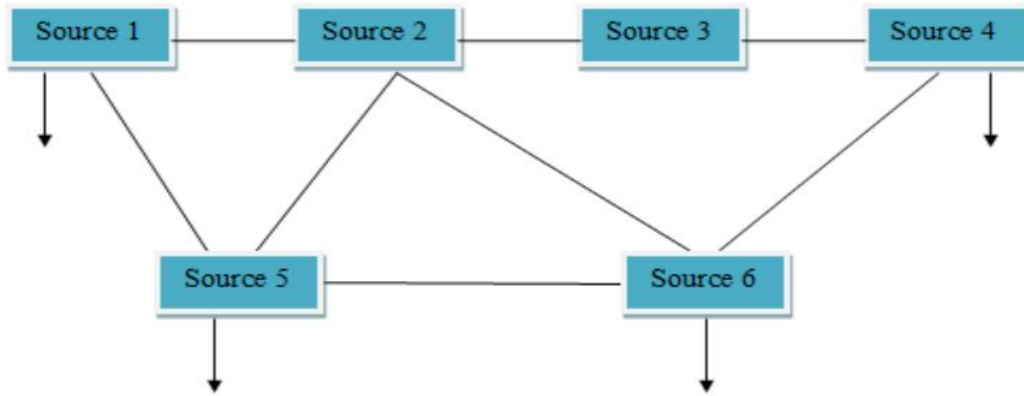


Figure 1.2 : Un Schéma simplifié d'un réseau électrique

## 1.4 Structure des réseaux électriques :

### 1.4.1 Réseau maillé :

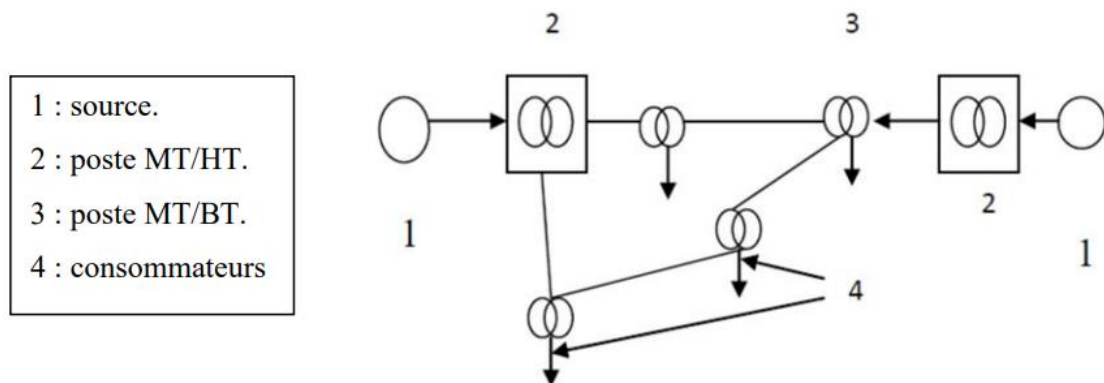
Cette topologie est presque la norme pour les réseaux de transport [3]. Tous les centres de production sont liés entre eux par des lignes THT au niveau des postes d'interconnexion, ce qui forme un maillage. Cette structure permet une meilleure fiabilité mais nécessite une surveillance à l'échelle nationale voire continentale.



**Figure 1.3 :** Schéma simplifié d'un réseau maillé.

#### 1.4.2 Réseau bouclé :

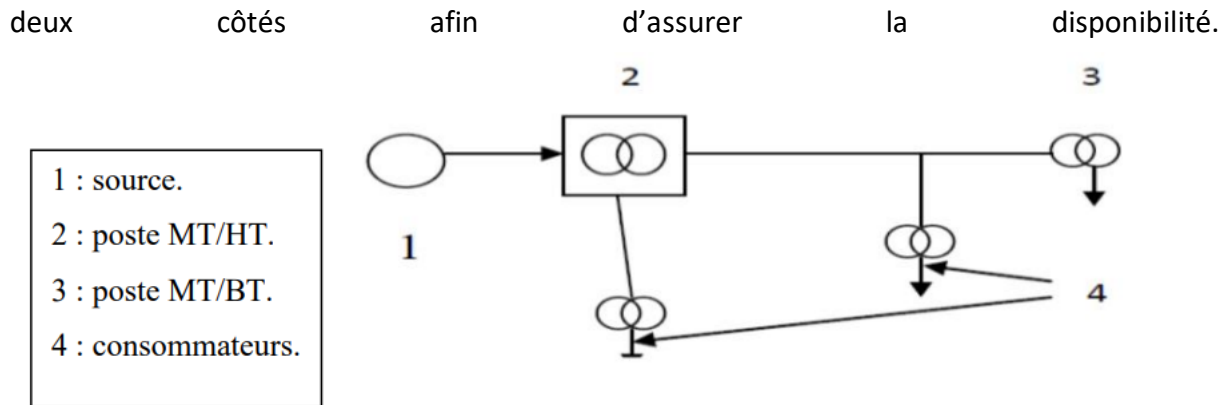
Cette topologie est surtout utilisée dans les réseaux de répartition et distribution MT. Les postes de répartition HT ou MT alimentés à partir du réseau THT sont reliés entre eux pour former des boucles, ceci dans le but d'augmenter la disponibilité [3]. Cependant, il faut noter que les réseaux MT ne sont pas forcément bouclés.



**Figure 1.4 :** Schéma simplifié d'un réseau bouclé.

#### 1.4.3 Réseau radial :

C'est une topologie simple qu'on trouve usuellement dans la distribution MT et BT [3]. Elle est composée d'une ligne alimentée par des postes de distribution MT ou BT alimentés au départ par un poste source HT ou MT. En moyenne tension cette structure est souvent alimentée des



**Figure 1.5 :** schéma simplifié d'un réseau radial.

#### 1.4.4 Réseau arborescent :

Cette structure est très utilisée en milieu rural et quelque fois en milieu urbain où la charge n'est pas très sensible aux interruptions [3]. Elle est constituée d'un poste de répartition qui alimente plusieurs postes de distribution (BT) grâce à des piquages à différents niveaux des lignes alimentant les postes MT/BT.

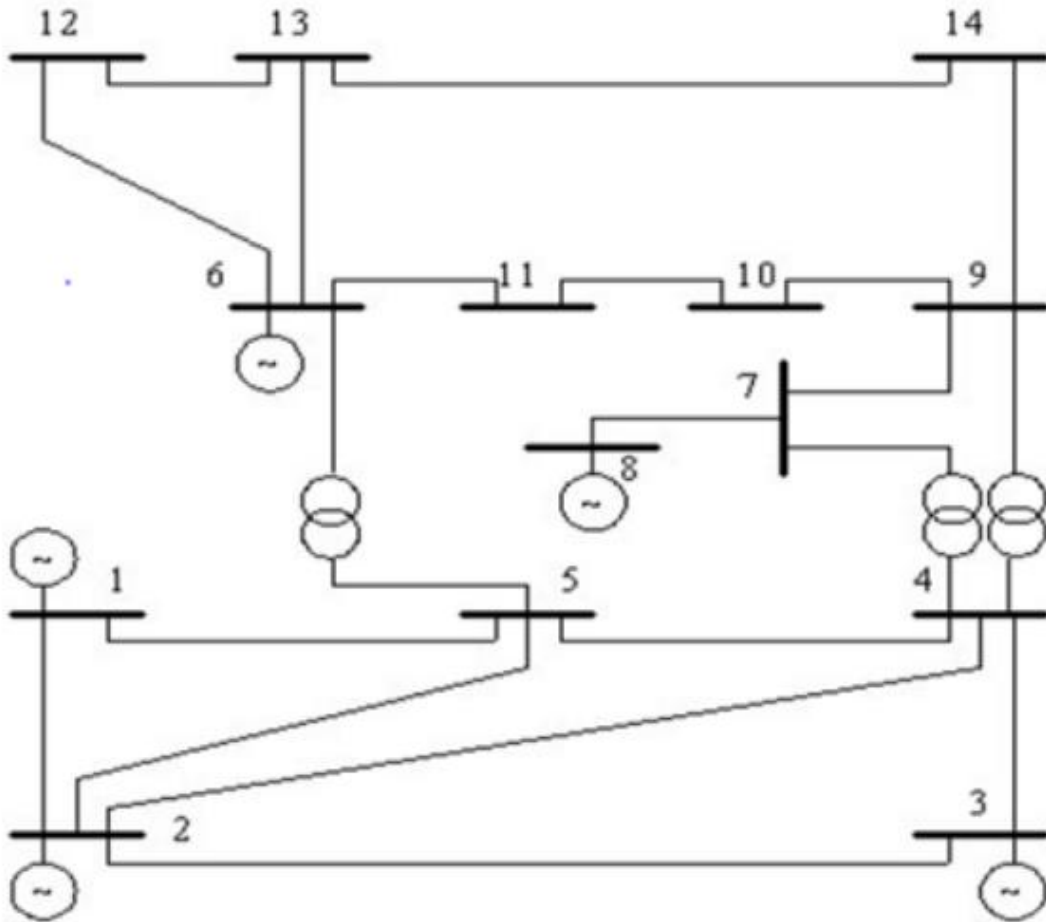
### 1.5 Représentation et analyse des réseaux électriques :

La complexité des réseaux électriques rend leur représentation par les schémas classiques impraticables.

Pour représenter de façon efficace un réseau électrique, on utilise un schéma unifilaire dans lequel les interconnexions des différents équipements sont indiquées par une seule ligne. Les connexions électriques réelles n'y sont pas représentées.

#### 1.5.1 Schéma unifilaire :

Le schéma unifilaire sert seulement à indiquer tous les détails du réseau. L'analyse du réseau est faite à l'aide du circuit monophasé équivalent. À la fin, les valeurs triphasées réelles sont déduites à partir des valeurs monophasées par les relations du système triphasé équilibré.



**Figure 1.6 :** Schéma unifilaire du réseau IEEE 14 barres

### 1.5.2 Analyse par phase ou circuit monophasé équivalent :

L'analyse d'un système triphasé équilibré peut être effectuée de façon simple en le transformant en un système Y et en considérant seulement le circuit monophasé équivalent qui représente la phase A uniquement.

Les tensions et les courants des autres phases sont déduits à partir des tensions et courants de la phase A en ajoutant les déphasages.

### 1.5.3 Système d'unité relative PU :

Les calculs en électrotechnique peuvent être simplifiés en utilisant le système d'unité relative (système per-unit PU).

Dans ce système, les quantités (tension, courant, impédance, puissance) sont exprimées en fonction des valeurs de base choisies. Pour utiliser le système d'unité relative, on commence par choisir des valeurs de bases pour deux quantités. Dans la plupart des cas, on choisit une tension  $V_{baseLN}$  et une puissance apparente de base et les autres valeurs de base sont déduites à partir de ces deux valeurs :



$$\text{courant de base } I_{base} = \frac{S_{base10}}{V_{baseLN}}$$

$$\text{impédance de base } Z_{base} = R_{base} = X_{base} = \frac{V_{baseLN}}{I_{base}} = \frac{(V_{baseLN})^2}{S_{base10}}$$

Les variables dans le système électrique considéré seront exprimées comme des fractions sans unité des valeurs de bases :

$$\text{Valeur en PU} = \frac{\text{Valeur réelle}}{\text{Valeur de base}}$$

Ainsi, les calculs peuvent être effectués en PU. Les valeurs réelles sont obtenues en multipliant les valeurs en PU par les valeurs de base. Les principaux avantages du système PU sont :

- Les chiffres sont plus petits (autour de 1.0)
- La comparaison des caractéristiques des systèmes de puissance différentes est plus facile.

### 1.6 Modélisation des éléments du réseau électrique :

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

#### 1.6.1 Générateurs :

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

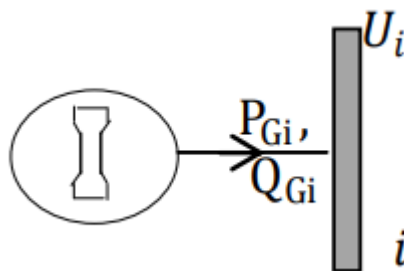


Figure 1.7 : Modèle du générateur

Avec :

$P_{Gi}$ : Puissance active délivrée par le générateur au nœud  $i$

$Q_{Gi}$ : Puissance réactive délivrée par le générateur au nœud  $i$

$U_i$ : Tension au nœud  $i$

### 1.6.2 Lignes de transmission :

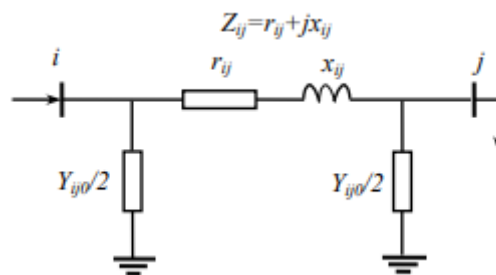
Une ligne est généralement représentée par son schéma électrique équivalent en «  $\pi$  », par son impédance série et par son admittance shunt, soit, respectivement,

$$Z_{ij} = r_{ij} + jx_{ij} \quad (1.1)$$

Et 
$$Y_{ij0} = g_{ij0} + jb_{ij0} \quad (1.2)$$

Généralement  $g \ll b$  et l'on peut considérer que

$g \approx 0$  et  $Y_{ij0} = jb_{ij0}$  susceptance de la ligne, [6]



**Figure 1.8** : modèle en  $\pi$  de la ligne

Le nœud  $i$  de la ligne est en lien direct avec le nœud 0 (de potentiel nul) et le nœud  $j$  (de potentiel  $V_j$ ) par l'admittance,

$$Y_{ii} = \frac{1}{z_{ij}} + \frac{Y_{ij0}}{2} = Y_{ij} + \frac{Y_{ij0}}{2} \quad (1.3)$$

Les deux nœuds sont en interaction mutuelle à travers l'admittance,

$$Y_{ij} = \frac{1}{z_{ij}} = Y_{ji} \quad (1.4)$$

Analogiquement pour le nœud  $j$ ,

$$Y_{jj} = \frac{1}{z_{ji}} + \frac{Y_{ji0}}{2} = Y_{ij} + \frac{Y_{ij0}}{2} \quad (1.5)$$

La matrice d'admittance nodale de liaison des nœuds  $i$  et  $j$  est donc donnée par :

$$Y_{bus} = \begin{pmatrix} Y_{ij} + \frac{Y_{ij0}}{2} & -Y_{ij} \\ -Y_{ij} & Y_{ij} + \frac{Y_{ij0}}{2} \end{pmatrix} \quad (1.6)$$

### 1.6.3 Transformateur de puissance :

Les transformateurs jouent un rôle important pour le contrôle de la puissance active et réactive dans la ligne de transmission. Le principe de base de fonctionnement consiste à faire varier le module ou le déphasage de la tension, ce qui permet de contrôler la puissance active et réactive dans la ligne de transmission. [7]

Donc, il y a deux types de transformateurs : le transformateur régulateur de tension à changeur de prises de charges et le transformateur déphaseur.

Le schéma équivalent en  $\pi$  d'un transformateur idéal à prise de réglage est représenté par la figure 1.9 :

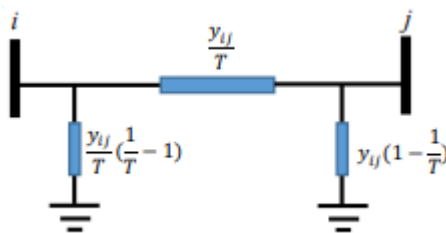


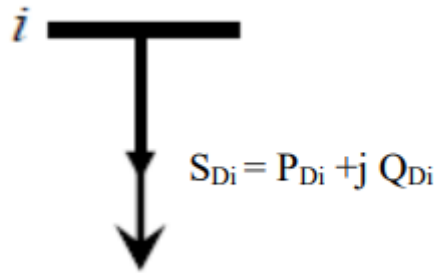
Figure 1.9 : modèle en  $\pi$  d'un transformateur idéal

La matrice d'admittance d'un transformateur inséré entre un nœud  $i$  et un nœud  $j$  s'écrit :

$$y_t = \begin{bmatrix} \frac{y_{ij}}{T^2} & \frac{-y_{ij}}{T} \\ \frac{-y_{ij}}{T} & y_{ij} \end{bmatrix} \quad (1.7)$$

### 1.6.4 Charges électriques :

Les caractéristiques des charges ont une influence importante sur la stabilité et la dynamique du système. En raison de la complexité et la variation continue des charges et de la difficulté d'obtenir des données précises sur leurs caractéristiques, une modélisation précise des charges est très difficile. Ainsi, des simplifications sont indispensables selon le but de l'étude demandée. Pour les études de stabilité dans lesquelles la gamme de temps considérée est de l'ordre de 10 secondes après la perturbation, les modèles de charges les plus utilisés sont généralement des modèles statiques [8]. Le caractère statique est lié à la description de la charge par des équations purement algébriques.



**Figure 1.10** : Modèle d'une charge

En effet, on peut écrire pour un nœud de tension connectée par une charge consommant une puissance :

$$S_{Di} = P_{Di} + jQ_{Di} \quad (1.8)$$

$S_{Di}$  : puissance apparente demandée au jeu de barres  $i$

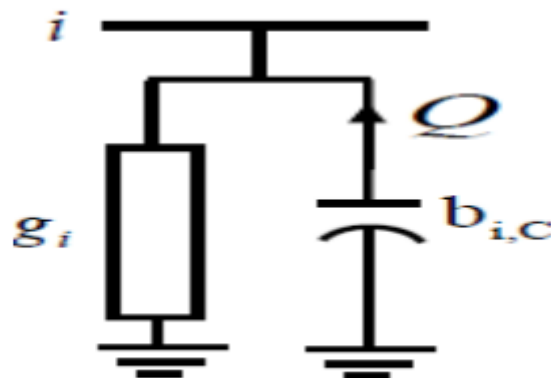
$P_{Di}$  : puissance active demandée au jeu de barres  $i$

$Q_{Di}$  : puissance réactive

#### 1.6.5 Eléments shunts :

Les dispositifs shunt sont généralement utilisés pour la compensation de la puissance réactive et le maintien de la tension, sont modélisés par des admittances  $y_i$  de la forme [9] :

$$y_i = g_i + jb_i \quad (1.9)$$



**Figure 1.11** : modèle de l'élément shunt 'inductif - capacitif'

#### 1.7 Modèles des nœuds du réseau :

Il faut classer les nœuds du système comme suit [10] :

- **Nœud générateur P-V** : Pour ce type de nœuds, on associe les centrales de production. On spécifie la puissance active et le module de la tension. Les variables à déterminer sont la phase de la tension et la puissance réactive.

- **Nœud de charge P-Q** : Pour ce type de nœuds, on associe généralement les charges. Ces dernières sont caractérisées par la consommation des puissances active et réactive. On peut aussi associer des générateurs avec des puissances active et réactive fixées. Les variables à déterminer sont le module et la phase de la tension.

- **Nœud bilan (Slack bus) V-  $\theta$**  : Pour ce type de nœud on associe la centrale de production la plus puissante. Dans un nœud  $i$  (nœud de référence ou Slack bus), on spécifie la phase et le module de la tension. Les valeurs à déterminer sont les puissances active et réactive.

### **1.8 Conclusion :**

Dans ce chapitre on a parlé sur les différents types du réseau électrique et aussi on a détaillé leur structure par ces architectures et aussi nous avons vu ces avantages et inconvénients de chaque structure.

Après on a passé à la modélisation des différents composants tels que la ligne, les charges, les nœuds et le transformateur.

Au finale on a parlé sur une partie très essentiels de ce domaine, c'est la protection du réseau électrique avec ces dispositifs et les systèmes de protection.

## **Chapitre 2 :**

# **Ecoulement de puissance optimal**

## **2.1 Introduction :**

La production et la distribution de l'énergie électrique accompli à coût minimal et avec une efficacité maximale. Ce qui nécessite l'amélioration de la gestion de l'énergie électrique en réduisant d'une part le coût de production et d'autre part en gardant l'équilibre entre la production et la consommation.

Il faut donc, planifier les puissances actif et réactive des centrales électriques interconnectés de telle sorte à minimiser le coût total du fonctionnement du réseau entier. En d'autres termes il faut varier les puissances active et réactive des générateurs dans la limite admissible afin de satisfaire la demande particulière de la charge avec un coût minimal de combustible.

Cela est appelé l'écoulement de puissance optimale (OPF) et parfois connu comme le problème de dispatching économique l'écoulement de puissance.

## **2.2 Le but l'écoulement de puissance :**

L'analyse de la répartition des puissances dans un réseau électrique composé d'un nombre de générateurs, lignes de transmission et des charges est très importante pour les études, la planification et l'exploitation d'un réseau électrique.

Cela permet de connaître les conditions de production et de charge et les niveaux des tensions du réseau. Les calculs permettant d'obtenir ces informations sont connus sous le nom (écoulement des puissances ou load flow ou encore power flow) [11]

## **2.3 L'écoulement de puissance optimal :**

L'écoulement de puissance optimale et l'un des outils les plus importants dans la planification et le contrôle de fonctionnement des réseaux électriques moderne [5]. Cette procédure consiste à planifier les variables de contrôle d'un système électrique afin d'optimiser une fonction objectif sujet est un ensemble d'exigence physique est opérationnel.

L'OPF peut aider à résoudre de nombreux problèmes. Il existe quelques scénarios d'OPF contribution à l'analyse des systèmes électriques [12] :

-Dans la description standard du problème OPF, si un ensemble vide est spécifié pour les contrôles, l'algorithme se réduit directement à un problème typique de flux de puissance. Dans ce cas, les procédures dépendent des équations d'inadéquation des bus et fournissent la même solution d'état que le flux de puissance classique, y compris les tensions de bus et les flux de branche.

-L'OPF peut être associé à la répartition économique sous contrainte pour définir l'allocation optimale des charges entre les générateurs en spécifiant les caractéristiques des coûts de production, le modèle de réseau et le profil de charge.

-L'OPF peut également être utilisé pour minimiser la perte totale de puissance réelle par le biais de la répartition de la puissance réactive. Dans ce cas, seules les commandes réactives telles que position des prises de transformateurs, condensateurs et réacteurs shunt, et systèmes d'excitation sont utilisés pour minimiser les pertes totales dans l'ensemble du réseau, ou dans un sous-ensemble du réseau.

-L'OPF peut être utilisée pour définir des solutions réalisables ou indiquer si une solution existe en utilisant la stratégie dite du minimum de mouvements de contrôle.

Selon cette stratégie, l'objectif du processus d'optimisation est de minimiser la fonction de coût basée sur les déviations de la commande par rapport au cas de base.

Dans cela on peut dire que l'objectif est de minimiser le coût total de la production de la puissance d'un réseau électrique et aussi minimiser les pertes en puissance actives et maximiser la puissance générée du réseau.

Toutes en respectant les façons sécuritaires :

$$V_{min} < \textit{Tension de générateurs} < V_{max}$$

$$S_{min} < \textit{Puissances transitées dans les lignes} < S_{max}$$

Pour atteindre cet objectif, on utilise les contrôles suivants :



- ▶ Consigne de tension des générateurs
- ▶ Compensation shunt
- ▶ Position des prises des transformateurs, etc.

## 2.4 L'utilisation de l'écoulement de puissance optimal :

Les applications de la fonction « écoulement de puissance optimal » peuvent être classées en applications d'exploitation et celles de planification. Dans le domaine d'exploitation, on distingue les applications d'ordre économiques et celles d'ordre technique.

Dans chaque catégorie on trouve plusieurs applications, dont les plus courantes sont :

### 2.4.1 Minimisation du coût de combustible :

L'un des fonctions objectives les plus importantes est de réduire au maximum le coût total de la puissance générée par l'ensemble des centrales électriques interconnectées dans le réseau électrique. Mathématiquement, la fonction la plus simple qui représente le coût total du combustible  $F_1$  est formulée comme suit [13] :

$$F_1(x) = \sum_{i=1}^{n_g} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2) \quad (2.1)$$

Où  $a_i$ ,  $b_i$  et  $c_i$  sont les coefficients de la fonction de coût de chaque générateur  $i$ ,  $P_{gi}$  est la puissance active générée par le générateurs  $i$ ,  $n_g$  est le nombre des générateurs de production.

### 2.4.2 Minimisation des pertes :

La fonction objectif à minimiser est la somme des pertes actives dans tous les lignes de transport et les transformateurs de puissance d'un réseau électrique, elle est donnée par l'équation suivante [14]:

$$F_2(x) = \sum_{i=1}^{nb} (G_K (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij})) \quad (2.2)$$

Où, nb est le nombre de branches du réseau électrique,  $G_K$  est la conductance de la branche  $K$  qui se trouve entre les deux jeux de barres  $i$  et  $j$ .

#### **2.4.3 Amélioration du profil de tension :**

En général, les tensions sont bornées entre des limites supérieures et inférieures dans les contraintes d'inégalité [14]. Cependant, il existe d'autres formulations où le but est de déterminer les paramètres de contrôle pour minimiser la somme des déviations de tension au niveau des jeux de barres de charge.

#### **2.4.4 Minimisation d'émission des gaz :**

Le but principal est de minimiser le coût de fonctionnement du système d'alimentation tout en satisfaisant les contraintes d'équilibre de puissance. Plusieurs techniques ont été adoptées pour la réduction des émissions comme l'installation d'un filtre à gaz, le passage de l'essence ordinaire à un carburant à faible teneur en soufre ...etc. La minimisation des émissions en dehors de la minimisation des coûts a reçu une large attention comme une technique efficace à court terme. Les principales préoccupations environnementales comprennent SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> et les émissions de CO<sub>2</sub> [15, 16].

Les techniques de traitement des émissions adoptent deux approches distinctes. Dans la première, les émissions sont traitées comme des contraintes. Dans l'autre, en raison de la nature contradictoire et non commensurable des coûts d'exploitation et les émissions, la fonction objective, intègre la minimisation de l'émission dans le problème global de minimisation des coûts d'exploitation. La fonction des émissions comprend deux termes, un terme polynomial et un terme exponentiel [17].

L'expression analytique de cette fonction pour l'unité  $i$  est la suivante :

$$F_3(x) = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2 + d_i \exp(e_i P_{gi})) \quad (2.3)$$

Où  $a_i$   $b_i$   $c_i$   $d_i$  et  $e_i$  représentent les coefficients de la fonction d'émission pour chaque générateur  $i$

#### **2.4.5 Amélioration de la stabilité de tension**

L'amélioration du profil de tension ne garantit pas une sécurité optimale du système. En effet, des problèmes d'instabilité de tension ont été rencontrés dans des systèmes ayant un profil de tension acceptable.

La sécurité de tension est assurée si un système est capable de maintenir constamment une tension acceptable au niveau de tous les jeux de barre du système, dans les conditions de fonctionnement normale [18], après une augmentation de charge, après un changement de configuration ou lorsque le système est soumis à une perturbation.

Cet objectif a fait l'objet de plusieurs travaux de recherches où il a été formulé de différentes manières.

## **2.5 Classification des variables de l'écoulement de puissance :**

On peut résumer toutes les grandeurs électriques qui participent dans le calcul de l'écoulement de puissance électrique de réseau en quatre variables : la puissance active (P), la puissance réactive (Q), le module de tension  $|V|$  et l'angle  $\theta$  [19]. La distinction entre ces différentes variables est due à leur nature.

### **2.5.1 Variables de perturbation :**

Parmi les variables des équations de l'écoulement de puissance, les variables de la demande (charge)  $Pd, Qd$  qu'elles ne sont pas contrôlables car elles dépendent seulement de la puissance des abonnés. Les variables de perturbation avec cette définition constituent les composantes du vecteur de perturbation P et du vecteur de perturbation Q.

$$P = [Pd1 Pd2 Pd3 \dots Pd_n]$$

$$Q = [Qd1 Qd2 Qd3 \dots Qd_n]$$

### **2.5.2 Variables d'état :**

Ce sont l'amplitude et l'angle de la tension au niveau de jeux de barres, ils sont qualifiés d'état suite à leur valeur qu'elles peuvent déterminer l'état de réseau. Elles sont représentées par le vecteur d'état X.

$$X = [PG1; VL1; QG1]$$

### **2.5.3 Variables de contrôle :**

Les puissances générées actives  $P_g$  sont des variables de contrôles représentées par le vecteur de contrôle  $U$ .

$$U = [PG2; \dots; PGNG; VG1; \dots; VGNG; QC1; \dots; QCNC; TS1; \dots; TSN]$$

## 2.6 Classification des jeux de barres :

Les jeux de barres sont classés suivant les deux variables connues parmi les quatre variables  $P_i, Q_i, V_i, \delta_i$ . Généralement, on les classe sous trois types [20].

### 2.6.1 Jeu de barres de charge (PQ) :

Ce sont les jeux de barres de la demande de la clientèle, pour ce genre, les puissances actives et réactives sont données, mais l'amplitude et l'argument de la tension sont à déterminer.

### 2.6.2 Jeu de barres de contrôle (PV) :

Ce sont les jeux de barres où sont liés les générateurs de réseau, les grandeurs de la puissance active et du module de la tension sont connues, puisqu'elles sont contrôlables ; par contre, les grandeurs de la puissance réactive et l'argument de la tension sont inconnues.

### 2.6.3 Jeu de barre de référence :

C'est un jeu de barre connecté à une source de tension considérée constante, et son angle de phase est pris comme référence de calcul. Ses puissances actives et réactives, doivent être calculées d'après le calcul de la puissance pour s'adapter aux exigences des jeux de barres de contrôle. Il faut noter que les variables concernées dans le tableau suivant sont celles injectées dans le réseau à partir du jeu de barre concerné.

Type de Jeux de barre (JB)	Variables connues	Abondance dans le réseau (%)
Charge (P, Q)	P, Q	$\geq 80$
Contrôle (P, V)	P, V	$\leq 20$
Référence (slack/swing bus)	$V, \theta_i$	1

“Tableau 2.1 : type de jeu de barres”

## 2.7 Formulation de l'écoulement de puissance optimal OPF :

La répartition économique de puissance ou l'écoulement de puissance optimal (Optimal Power Flow OPF) est parmi les outils utilisés dans l'exploitation et la planification des systèmes d'énergie. Introduit par Carpentier en 1962, l'OPF est progressivement reconnue et devenu l'outil le plus utilisé par les opérateurs des systèmes énergétiques.

Pour un système énergétique reliant un ensemble de consommateurs à un ensemble de centrales électriques par l'intermédiaire d'un réseau de transport, l'OPF est un problème d'écoulement de puissance qui consiste à obtenir les valeurs optimales des variables de commande pour des valeurs données de la charge. Pour cela, on réduit généralement au minimum une fonction objectif prédéfinie en respectant les limites de fonctionnement du système.

Un problème de l'OPF peut être alors formulé comme un problème d'optimisation basé sur la minimisation d'une fonction objective avec des contraintes linéaire (d'égalités)  $Q$  et non-linéaire (inégalités) [21]

$$\text{Min } j(x,u)$$

$$G(x,u) = 0 \quad \text{Contraintes d'égalités}$$

$$H(x,u) \leq 0 \quad \text{Contraintes d'inégalités}$$

Dans cette formulation, la fonction  $J(x, u)$  est la fonction objective, elle doit être minimisée tout en assurant la validité des fonctions de contraintes,  $G(x, u)$  représente l'ensemble de contraintes non linéaires d'égalité,  $H(x, u)$  représente l'ensemble de Contraintes non linéaires d'inégalité.

$X$  est le vecteur des variables d'état (variables dépendants) et  $u$  est le vecteur des variables de contrôle (variables indépendants).

Le but de cette formulation est d'optimiser une fonction objective avec un bon résultat pour satisfaire un certain nombre de toutes les contraintes d'égalités et d'inégalités.

### **1. Contraintes d'égalités :**

Les contraintes d'égalités de l'OPF reflètent à des lois physiques gouvernant le système électrique. Elles sont représentées par les équations non-linéaires de l'écoulement de

puissance qui exigent que la somme de l'injection nette des puissances actives et réactives dans chaque jeu de barres soit nulle [22] [23].

$$\Delta P_i = 0 = V_i \sum_{k=1}^N [V_k [G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)]] - P_{Gi} + P_{Di} \quad (2.4)$$

$$\Delta Q_i = 0 = V_i \sum_{k=1}^N [V_k [G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)]] - Q_{Gi} + Q_{Di} \quad (2.5)$$

## 2. Contraintes d'inégalités :

Les contraintes d'inégalités habituelles peuvent inclure les limites sur les dispositifs physiques dans le système électrique tels que, les générateurs, les transformateurs à prises de charge, et les transformateurs déphaseurs, ainsi que les limites créées pour assurer la sécurité de système, en plus d'autres contraintes d'inégalités comme les limites des puissances réactives de compensations.

Les limites sur les générateurs concernent les limites des puissances actives et réactives qui doivent être maintenues dans les limites admissibles :

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

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

Les transformateurs à prises de charge ont des commutateurs max et min, du niveau de tension par rapport à la tension nominale pour le réglage des modules de tensions et la régulation des flux de puissances réactives.

De même, les transformateurs à angles de phase ont des décalages max. et min. Pour le réglage des phases de tensions et la régulation des flux de puissances actives. Les deux types de transformateurs forment les contraintes d'inégalités suivantes :

$$T_{ik}(\min) \leq T_{ik} \leq T_{ik}(\max)$$

$$\theta_{ki}(\min) \leq \theta_{ki} \leq \theta_{ki}(\max)$$

Les batteries, les bobines et les compensateurs statiques de la puissance réactive sont cernés par des valeurs minimales et maximales comme suit:

$$Q_{ci}(\mathbf{min}) \leq Q_{ci} \leq Q_{ci}(\mathbf{max})$$

Les limites sur le transit de puissance apparente au niveau des lignes de transport et des transformateurs de puissance sont créées pour assurer la sécurité de système contre les pertes thermiques dans les conducteurs, et/ou la stabilité du réseau :

$$|S_{ik}|^2 \leq |S_{ik}(\mathbf{max})|^2$$

Pour garder la qualité de service électrique et la sécurité du système, il faut limiter les violations sur les contraintes de tension qui doivent être dans leurs limites admissibles.

$$V_i(\mathbf{min}) \leq V_i \leq V_i(\mathbf{max})$$

Dans toutes les discussions jusqu'ici, on a assumé que toutes les variables sont continues, par exemple la contrainte sur les tensions, mais certaines variables de contrôle sont de nature discrètes telles que les prises de réglage de transformateur, les phases de transformateur de réglage en phase et les tailles des batteries des condensateurs.

Généralement la plupart des approches de résolution de l'OPF prennent toutes les variables de nature continues, et une fois que la solution optimale est obtenue chaque variable continue est arrondie à une valeur discrète, mais cela ne garantit pas que la solution arrondie soit une solution optimale car quelques contraintes peuvent être violées [5].

Une solution possible pour remédier à ce problème reflète l'arrondissement des valeurs continues avant l'intégration dans le calcul de l'écoulement de puissance, cela veut dire que la solution trouvée est une valeur discrète.

### **3.Fonction objective de l'OPF :**

La fonction du coût d'un générateur  $i$ , peut être approximée par une forme quadratique, comme suit [24] :

$$C_i(P_g) = \alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2 \quad (2.6)$$

Où :  $\alpha_i$ ,  $\beta_i$  et  $\gamma_i$  Sont des coefficients constants propres au générateur i.

## 2.8 Méthodes itératives dans l'écoulement de puissance :

Les méthodes utilisées pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance sont des méthodes itératives appliquées à un système d'équations algébriques [25], non linéaires de grande dimension. L'évolution des méthodes itératives doit tenir compte des paramètres suivants :

1. Le temps nécessaire pour la saisie des données du système et l'obtention des paramètres de calcul itératif.
2. L'allocation de mémoire nécessaire pour le programme.
3. Le temps de calcul itératif qui dépend de :
  - . Nombre d'opérations logiques et arithmétiques nécessaires pour compléter une itération.
  - . La vitesse de convergence pour obtenir la solution.
  - . Les dimensions et les caractéristiques du système énergétique.
4. le temps nécessaire pour la mise à jour des données du réseau et effectuer les différents changements des opérations des réseaux.

Les deux méthodes les plus utilisées dans le domaine d'écoulement de puissance sont la méthode de Newton-Raphson et celle de Gauss-Seidel.

### 2.8.1 Méthode itérative de Gauss-Seidel :

La méthode de Gauss-Seidel est l'une des plus simples méthodes itératives utilisées pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance et pour résoudre un ensemble très large d'équations algébriques non linéaires [25].

#### Principe de la méthode :



Soit l'équation à résoudre:  $f(x) = 0$

Cette méthode est basée sur le changement de l'équation  $f(x) = 0$  à la forme  $x = g(x)$ . Pour une fonction  $f(x) = 0$ , il est toujours possible de trouver une fonction  $g(x)$ , tel que  $x = g(x)$

(  $g(x)$  n'est pas unique).

On estime une valeur initiale  $x^0$  :

$$x^1 = g(x^0) \quad (2.7)$$

$$x^2 = g(x^1) \quad (2.8)$$

.

.

$$x^{k+1} = g(x^k) \quad (2.9)$$

Où  $k$  : numéro d'itération

Le processus itératif se termine si la différence entre deux valeurs successives vérifie le test de convergence :

$$|x^{k+1} - x^k| \leq \varepsilon \quad (2.10)$$

### 2.8.2 Méthode de Newton-Raphson :

Le principe de la méthode de Newton-Raphson réside dans le développement de Taylor de la fonction  $f(x)$  autour d'une valeur estimée [26], elle s'écrit alors :

$$f(x) = f(x_0) + f'(x_0)(x - x_0) + f''(x_0)\frac{(x-x_0)^2}{2!} + \dots + f^{(n)}(x_0)\frac{(x-x_0)^n}{n!} + R''(x) \quad (2.11)$$

On néglige les termes supérieurs ou égaux à deux on obtient :

$$f(x) = f(x_0) + f'(x_0)\Delta x \quad (2.12)$$

Pour résoudre l'équation  $f(x) = 0$  l'égalité précédente devient :

$$\Delta \mathbf{x} = \mathbf{x} - \mathbf{x}_0 = -f(\mathbf{x}_0)/f'(\mathbf{x}_0) \quad (2.13)$$

La procédure de résolution est obtenue par la recherche itérative à partir d'une valeur initiale  $x_0$

$$x_1 - x_0 = -f(x_0)/f'(x_0) \quad (2.14)$$

$$x_2 - x_1 = -f(x_1)/f'(x_1) \quad (2.15)$$

.....

.....

$$x_{k+1} - x_k = -f(x_k)/f'(x_k) \quad (2.16)$$

On arrête dès que  $\Delta x_k = x_{k+1} - x_k \leq \xi$  tolérance.

Pour un système à plusieurs variables,  $x$  devient un vecteur et  $f(x)$  un système de fonctions non linéaires.

## 2.9 Résolution de l'écoulement de puissance par des méthodes d'optimisation intelligentes et méta heuristiques :

Le développement technologique a contribué à une augmentation de la complexité des problèmes liés aux réseaux électriques. A cause de cette complexité, la résolution du problème d'OPF par les méthodes d'optimisation classiques est plus difficile [13]. Par conséquent, des nouvelles techniques d'optimisation intelligentes ont été proposées pour résoudre ce problème. Les principaux avantages de ces méthodes sont :

- L'habilité de gérer efficacement diverses contraintes qualitatives.
- La possibilité de traiter des problèmes d'optimisation multi-objectifs.
- L'aptitude de traiter plusieurs solutions en parallèle dans une seule simulation, à la recherche d'un optimum global.

Récemment, plusieurs tendances d'algorithmes intelligents ont été appliqués au problème de l'OPF, Parmi d'eux, les algorithmes génétiques GA, l'évolution différentielle DE et le JAYA algorithme.

### **2.10 Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons détaillé la formulation de problème de l'écoulement de puissance optimal et aussi des différents fonctions d'objectifs qui ont été présenter à savoir la fonction de minimisation de cout combustible, minimisations des pertes et minimisation des gaz polluants ainsi on a parlé sur l'amélioration du profil et la stabilité de tension.

Ensuite On a aussi exposé les méthodes itératives utilisés dans l'écoulement de puissance comme newton-raphson et gauss Seidel qui donne des résultats acceptables mais il y aura des risques de ne peut pas avoir une convergence satisfaisante vue les limitations des méthodes conventionnelles.

Donc on a proposé de faire l'optimisation avec des méthodes Meta heuristiques modernes qui sont capables à résoudre plein de problème d'optimisation et cela il est dans le chapitre suivant.

# **CHAPITRE 3 :**

## **LES METHODES METAHEURISTIQUE APPLIQUEES A L'OPF**

### **3.1 Introduction :**

Un problème d'optimisation est un problème dont on peut distinguer une ou plusieurs fonctions coût qui permettent de différencier une bonne solution d'une mauvaise. Lorsqu'un nouveau problème d'optimisation se pose en ingénierie, il faut parfois définir de nouvelles méthodes de résolution car les techniques existantes ne sont pas précisément adaptées au cas traité. La source d'inspiration de ces méthodes peut être issue de la modélisation des systèmes complexes naturels. Il s'agit de copier et d'adapter les concepts mis en œuvre par le monde du vivant pour la résolution de problèmes d'optimisation. Les recherches sur les comportements collectifs des insectes sociaux fournissent aux chercheurs des méthodes puissantes pour la conception d'algorithmes d'optimisation combinatoire. L'étude menée par des chercheurs éthologiste montre que ces techniques s'appliquent aujourd'hui à tout un ensemble de problèmes scientifiques et techniques.

Les algorithmes métaheuristiques permettent de s'approcher d'une ou de plusieurs solutions à des problèmes dits "difficiles" qui s'apparentent à des problèmes d'optimisations. Le principe d'une métaheuristique est de minimiser ou de maximiser une fonction objective. L'avantage des métaheuristiques est de trouver un minimum global à un problème de minimisation et de ne pas rester bloqué sur un minimum local [27].

### **3.2 LES METHODES METAHEURISTIQUE :**

#### **3.2.1 Définition :**

Les techniques d'optimisation métaheuristiques sont des algorithmes heuristiques généraux applicables à une grande variété de problèmes, adaptées à la résolution de problèmes pour lesquels il est difficile de trouver un optimum global ou de bons optimums locaux par des méthodes classiques [28] [29].

Les métaheuristiques sont apparues à partir des années 80, le mot « métaheuristique » est composé de deux mots grecs, le premier est signifié : « au-delà ou dans un niveau supérieur » et le deuxième signifie : « trouver ou découvrir ».

Les méthodes d'optimisation métaheuristiques disposent des caractéristiques communes suivantes :

- Elles sont généralement non-déterministes et elles peuvent ne pas trouver la solution optimale, et encore moins prouver l'optimalité de la solution trouvée.
- Elles sont inspirées par des analogies avec la physique (recuit simulé), avec la biologie (algorithmes évolutionnaires) ou encore l'éthologie (l'intelligence en essaim).
- Elles sont stochastiques, ce qui permet de faire face à l'explosion combinatoire des possibilités et ce qui limite le piégeage dans les optima locaux.
- Elles sont à l'origine dédiées aux problèmes combinatoires, où les paramètres ne peuvent prendre que des valeurs discrètes.

Cependant, elles ont l'inconvénient d'avoir plusieurs paramètres à régler, et le temps de calcul est élevé.

Généralement, Les méthodes métaheuristiques sont classifiées en deux catégories :

- Les méthodes de trajectoire qui construisent une trajectoire dans l'espace des solutions et qui ne manipulent qu'une seule solution à chaque génération comme le recuit Simulé, la recherche taboue et la recherche à voisinage variable.
- Les méthodes basées sur une population de solutions comme les algorithmes évolutionnaires (les algorithmes génétiques GA, l'évolution différentielle DE ...) et l'intelligence en essaim (l'optimisation par essaim de particules PSO, l'optimisation basée sur la biogéographie BBO ...).

### **3.2.2 Principe de voisinage :**

Sans conteste, le principe général le plus largement utilisé dans l'élaboration des métaheuristiques est celui de voisinage. À chaque solution  $s$  du problème, on associe un sous-ensemble  $V(S)$  de solutions. [30] Une méthode de voisinage débute généralement avec une configuration initiale  $s$  à laquelle un processus itératif est appliqué. Il cherche à améliorer la configuration courante en la remplaçant par une de ses voisines en tenant compte de la fonction objective. Ce processus s'arrête et retourne à la meilleure solution trouvée lorsque le critère d'arrêt est atteint. Cette condition d'arrêt concerne généralement une limite sur le nombre d'itérations ou sur l'objectif à réaliser. Les méthodes de voisinage diffèrent principalement entre elles par le voisinage utilisé et la stratégie de parcours d'une solution voisine [31].

Dans la section qui suit, on essaiera de donner un bref aperçu sur les méthodes métaheuristiques de base les plus populaires.

### **3.2.3 Recuit Simulé -(RS) :**

Une nouvelle technique de résolution des problèmes d'optimisation est nommée recuit(RS) simulé, proposée en 1983 par Kirkpatrick, C.Daniel Gelatt et Mario P Vecchi [6]. Elle est testée sur plusieurs problèmes d'optimisation et prouve qu'elle possède une grande capacité

pour éviter le minimum local. (RS) est une méthode basée sur la recherche locale dans laquelle chaque mouvement est accepté s'il améliore la fonction objective. Autres solutions possibles sont également acceptées selon un critère de probabilité. Cette méthode est inspirée du processus de recuit utilisé en métallurgie pour améliorer la qualité d'un solide en cherchant un état d'énergie minimum. La méthode du recuit simulé, appliquée aux problèmes d'optimisation, considère une solution initiale et cherche dans son voisinage une autre solution de façon aléatoire [32].

#### **3.2.4 Recherche taboue :**

La méthode taboue qui fait partie des méthodes de voisinage, a été proposée par F. Glover durant les années 1980 [32]. Elle utilise la notion de mémoire pour éviter un optimum local. Le principe de l'algorithme est le suivant ; à chaque itération, le voisinage de la solution est sélectionné en appliquant le principe de voisinage. La méthode autorise de remonter vers des solutions qui semblent moins intéressantes mais qui ont peut-être un meilleur voisinage. Des fois, ce principe engendre des phénomènes de cyclage entre deux solutions, tandis que la méthode taboue a l'interdiction de visiter une solution récemment visitée. Pour cela, une liste taboue contenant les attributs des dernières solutions considérées est tenue à jour. Chaque nouvelle solution considérée enlève de cette liste la solution la plus anciennement visitée. Ainsi, la recherche de la solution suivante se fait dans le voisinage de la solution actuelle sans considérer les solutions appartenant à la liste taboue.

### **3.3 Optimisation par Algorithme évolution différentielle DE :**

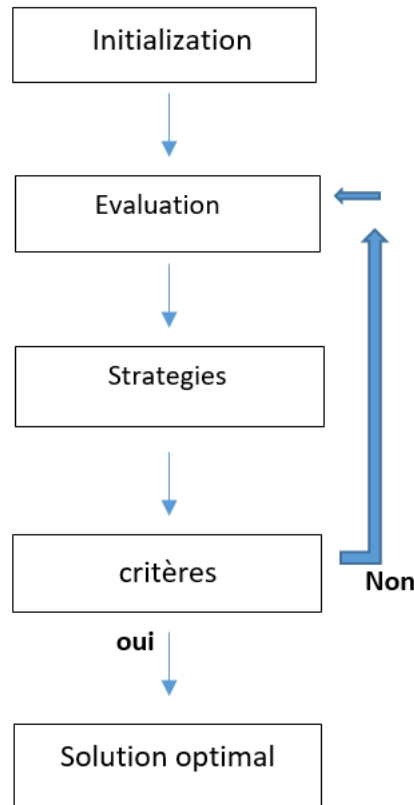
#### **3.3.1 Introduction :**

L'optimisation est la technique qui consiste à choisir la meilleure solution dans certaines circonstances. L'un de ces circonstances c'est là DE :

L'algorithme à évolution différentielle DE (Différentiel Evolution) a été proposé par Storn et Price en 1995 afin de résoudre le problème d'ajustement par polynômes de Tchebychev. [13] C'est un algorithme d'optimisation qui a connu énormément de succès depuis son apparition et qui fut initialement créé pour résoudre des problèmes continus elle est utilisée pour résoudre des problèmes d'optimisation persistants qui peuvent être contraints ou non. Il s'agit d'une technique permettant de résoudre des problèmes complexes de manière itérative. L'algorithme d'évolution différentielle (DE) est l'un des plus simples à ce jour.

Elle est inspirée par les algorithmes génétiques et les stratégies évolutionnistes, combinées avec une technique géométrique de recherche. Algorithmes efficaces et évolutifs, qui ont facilité le processus de résoudre efficacement divers problèmes d'optimisation. Sa stratégie consiste à biaiser un opérateur de mutation, appliqué à un individu, en fonction des différences calculées entre d'autres individus sélectionnés aléatoirement.

#### **3.3.2 Les étapes principales de l'évolution différentiel :**



**Figure 3.1** : Organigramme de la méthode DE

L'algorithme commence par une population de NP individus aléatoires qui est initialisée dans la plage de recherche prédéfinie, comme indiqué ci-dessous :

$$X = x_j + rand * (x_j - x_j) \quad (3.1)$$

Avec :  $j = 1, 2, \dots, D$

'Rand' est un nombre aléatoire compris entre 0 et 1.

Ensuite, la valeur de la fonction pour chaque individu de la population initiale est calculée. La boucle d'optimisation est ensuite lancée pour faire évoluer les individus et générer de nouvelles valeurs de descendance en utilisant : la mutation et la sélection. Différent de l'algorithme génétique, il existe plusieurs stratégies de mutation. Chacune d'entre elles utilise le vecteur parent noté  $\mathbf{X}$ , de la génération actuelle, avec un ou plusieurs vecteurs ou  $X_1, X_2, X_3, X_4, X_5$  sont les indices d'individus aléatoires mutuels qui sont choisis dans l'ensemble de la population, ces stratégies sont ci-dessous : Pour chaque vecteur courant  $\mathbf{X}_j$

### 3.3.3 Les stratégies de l'algorithme DE :

On génère un vecteur mutant  $\mathbf{X}$  qui peut être créé en utilisant une des stratégies de mutation suivantes :

**DE/Rand/1 :**



Cette notation indique que le vecteur à perturber est aléatoirement choisi et que la perturbation se compose sur une seule différence. L'individu muté est généré par :

$$X = x1 + rand * (x1 - x2) \quad (3.2)$$

**DE/Best/1 :**

Comme la stratégie précédente compte que l'individu de la prochaine génération est produit par le meilleur membre de la population :

$$X = xgbest + rand * (x1 - x2) \quad (3.3)$$

**DE/Current to best/1 :**

$$X = X + rand * (xgbest - X) + (x1 - x2) \quad (3.4)$$

**DE/Best/2 :**

Cette stratégie emploie deux vecteurs de différence comme perturbation :

$$X = xgbest + rand * (x1 - x2) + rand * (x3 - x4) \quad (3.5)$$

**DE/Rand/2 :**

$$X = x1 + rand * (x2 - x3) + rand * (x4 - x5) \quad (3.6)$$

**3.3.4 évolution différentielle appliquée à l'OPF :**

La procédure de calcul de l'écoulement de puissance optimal en utilisant la méthode de l'évolution différentielle (DE) est résumée dans les étapes suivantes :

**Etape 1 :** Initialisation des paramètres de l'algorithme.

**Etape 2 :** Initialiser les vecteurs des solutions candidates.

**Etape 3 :** Exécuter l'écoulement de puissance et évaluer la performance de la solution initiale.

**Etape 4 :** Appliquer les Stratégies de mutation pour générer un vecteur d'essai.

**Etape 5** : Exécuter l'écoulement de puissance et évaluer la performance de la nouvelle solution.

**Etape 6** : continuation de l'opération de calculs jusqu'au ou les valeurs optimales des variables de contrôle sont trouvées, sinon on revient à l'étape 3.

### **3.3.5 Avantages et inconvénients :**

- L'évolution différentielle est une technique d'optimisation globale puissante, simple et facile à utiliser. Elle est caractérisée par son aptitude à la parallélisations.
- Les inconvénients du DE peuvent être résumés dans le risque de la convergence prématurée lorsque la population perdra complètement sa diversité, elle contiendra des éléments identiques, et elle reste inchangée par la perturbation créée par l'algorithme de l'évolution différentielle. [33]

### **3.4 Optimisation par Algorithme JAYA :**

#### **3.4.1 Introduction :**

**JAYA** est un nouvel algorithme d'optimisation basé sur la population introduit par Rao [22] pour produire des solutions optimales pour des problèmes d'optimisation avec ou sans contraintes. Contrairement aux autres algorithmes heuristiques population, Contrairement aux autres algorithmes heuristiques Jaya n'a pas de paramètre de contrôle spécifique à l'algorithme. Et ne fait intervenir que les deux paramètres de contrôle ordinaires : la taille de la population ( $m$ ) (c'est-à-dire le nombre de solutions candidates) et le nombre de générations ( $G_n$ ) (c'est-à-dire le nombre total d'itérations). [34]

Le processus d'optimisation de cette technique repose sur l'idée que la solution déterminée pour un problème spécifique doit se diriger vers la solution optimale et éviter les solutions inférieures.

A la base L'algorithme de Jaya n'a une seule phase selon le concept susmentionné, ce qui en fait une technique d'optimisation simple.

L'algorithme commence par une population de NP individus aléatoires qui est initialisée dans la plage de recherche prédéfinie, comme indiqué ci-dessous [35]

$$X = x_j + rand.1 * (x_{best} - |x_j|) - rand.2 * (x_{worst} - |x_j|) \quad (3.7)$$

Avec  $j = (1 \ 2 \dots n)$

### 3.4.2 Les stratégies de l'algorithme JAYA :

Durant le calcul de l'écoulement de puissance par l'algorithme Jaya, on a utilisé 4 stratégies pour avoir une solution optimale. [35]

#### 2<sup>em</sup> stratégies:

$$X = x + omega * (rho_{1.*} (x_{gbest} - |x|)) - rho_{2.*} ((x_{worst} - |x|)) \quad (3.8)$$

#### 3<sup>em</sup> strategies:

$$X = x + (rho_{1.*} (X_{worst} - (x)) - omega * (rho_{2.*} ((x) - (X_{gbest})))) \quad (3.9)$$

#### 4<sup>em</sup> strategies:

$$X = x + (rho_{1.*} (x_{worst} - (x.* x)) - (rho_{2.*} ((x) - (x_{gbest}.* x_{gbest})))) \quad (3.10)$$

#### 5<sup>em</sup>Strategies:

$$X = x + (rho_{.1} * (x_{gbest} - (x))) \quad (3.11)$$

### 3.4.3 Les étapes de la méthode JAYA appliquée à l'OPF :

Les étapes suivantes décrivent le processus proposé pour appliquer l'algorithme JAYA

Pour résoudre le problème OPF :

#### 1<sup>er</sup> étape :

Exécuter la répartition des charges de l'état initial. Calculer les valeurs des fonctions d'objectif pour l'état initial.

#### 2<sup>em</sup> étape :

Définir la fonction objective à optimiser et initialiser le nombre de variables de contrôle et la taille de la population.

#### 3<sup>em</sup> étape :

Créer une population initiale aléatoire basée sur les paramètres de contrôle définis dans les limites des variables de conception pré-spécifiées.

**4<sup>em</sup> étape :**

Exécuter L'écoulement de puissance pour chaque solution candidate et calculer la valeur de la fonction de but qui correspond à chaque solution.

**5<sup>em</sup> étape :**

Identifier les meilleures et les pires solutions parmi les solutions candidates

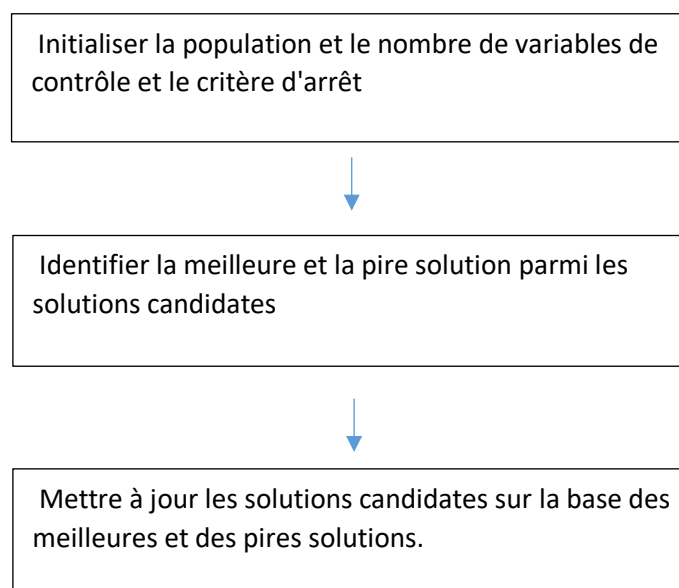
**6<sup>em</sup> étape :**

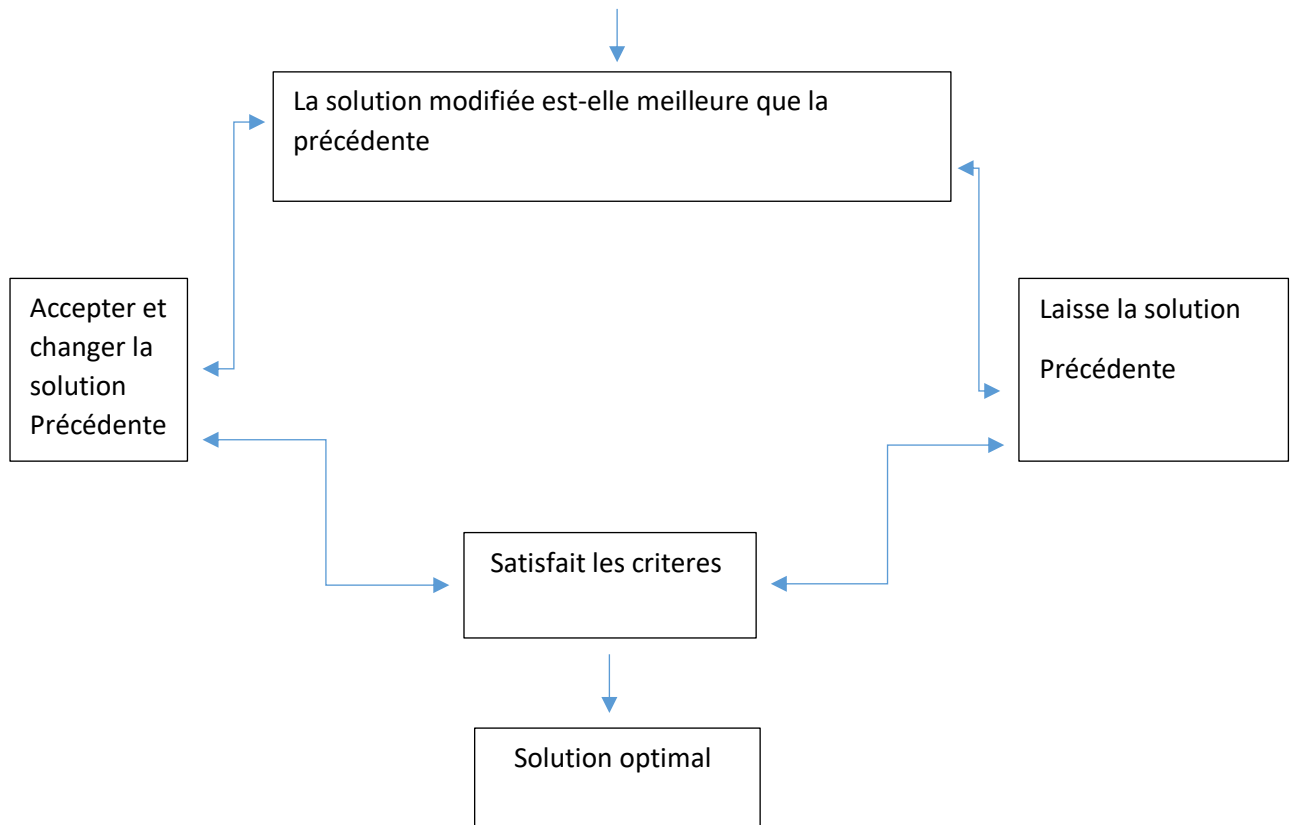
Pour chaque solution candidate, comparez les valeurs de la fonction objective pour la solution précédente et la solution mise à jour. Accepter la solution mise à jour si elle est supérieure à la solution précédente. Sinon, conserver la solution précédente.

**7<sup>em</sup> étape :**

S'arrêter et signaler la solution optimale si le critère d'arrêt est atteint. Dans le cas contraire, Retourner à l'étape 5.

**3.4.4 Organigramme de l'application de l'algorithme JAYA pour le problème de l'OPF :**





**Figure 3.2 :** Organigramme de l'application de l'algorithme JAYA pour le problème de OPF

### 3.5 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté en détail les mécanismes des méthodes méta heuristiques.

Il nous a permis de mieux saisir les concepts et les notions utilisés par les algorithmes méta heuristiques et leurs utilisations possibles.

On a détaillé le calcul de l'écoulement de puissance optimal en utilisant les méta heuristiques suivantes : Différentiel évolution DE et JAYA pour résoudre le problème D'OPF dans les réseaux électriques.

# **Chapitre 04 :**

## **Résultats et discussion**

## 4.1 Introduction :

Ce chapitre présente les résultats numériques et graphiques, les discussions et les interprétations relatifs à l'application de deux algorithmes DE ET JAYA pour résoudre le problème mono-objectif de l'écoulement de puissance optimal.

On a appliqué les deux algorithmes dans un réseau de 14JDB (**figure1.6**) et Les résultats obtenus seront comparés entre eux pour bien voir la fiabilité et l'efficacité des algorithmes dans le domaine de optimisations.

La simulation est adoptée sous l'environnement MATLAB 2016 et implémenté sur un PC DELL avec un i7 CPU et 16 Go de RAM.

## 4.2 Application 01 : Optimisation par l'algorithme DE

### 4.2.1 Les Stratégies utilisées :

Dans notre cas on a utilisé différentes stratégies de l'algorithme DE, voici donc les figures du coût de la production qu'on a eu :

**2em stratégies : 8146\$/h**

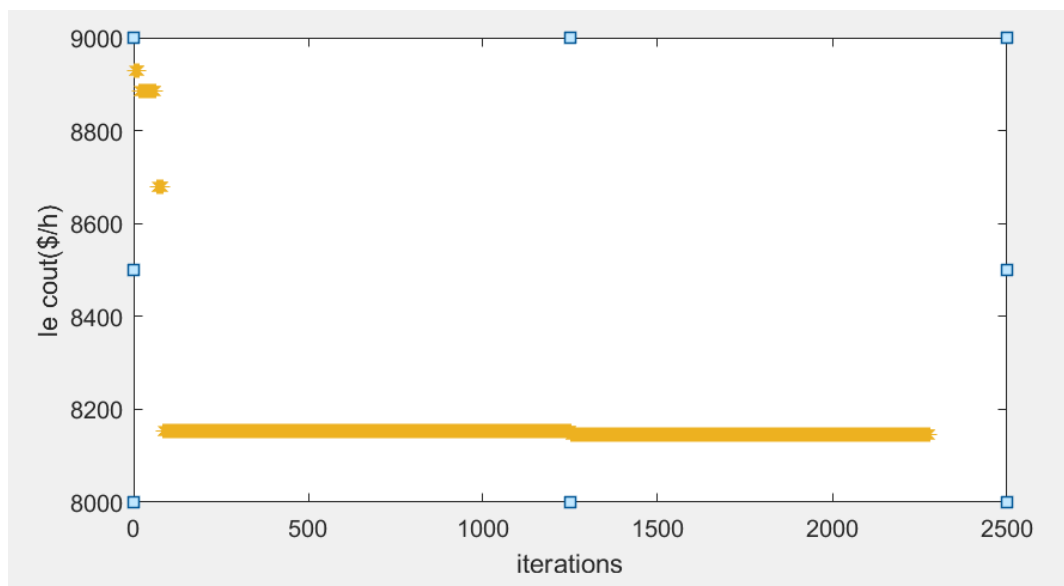
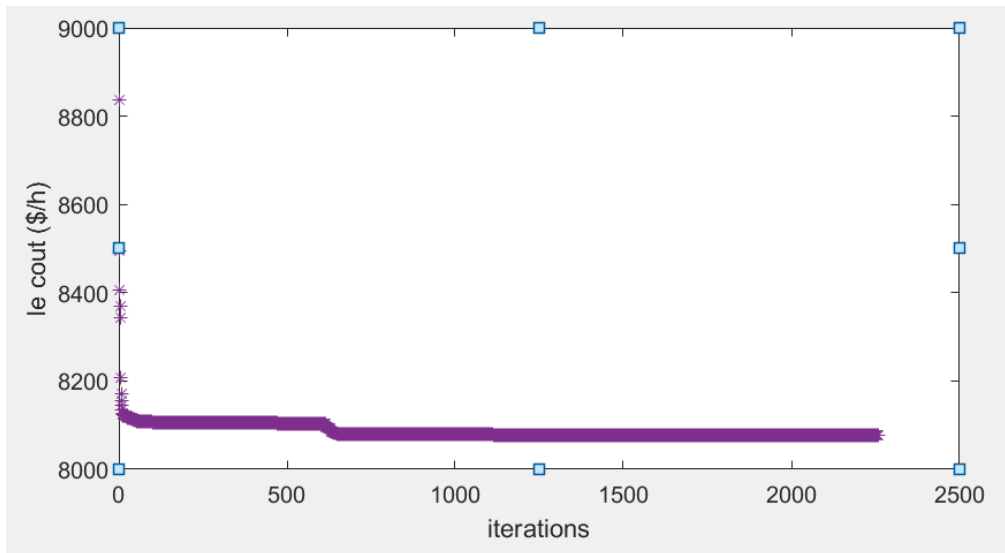


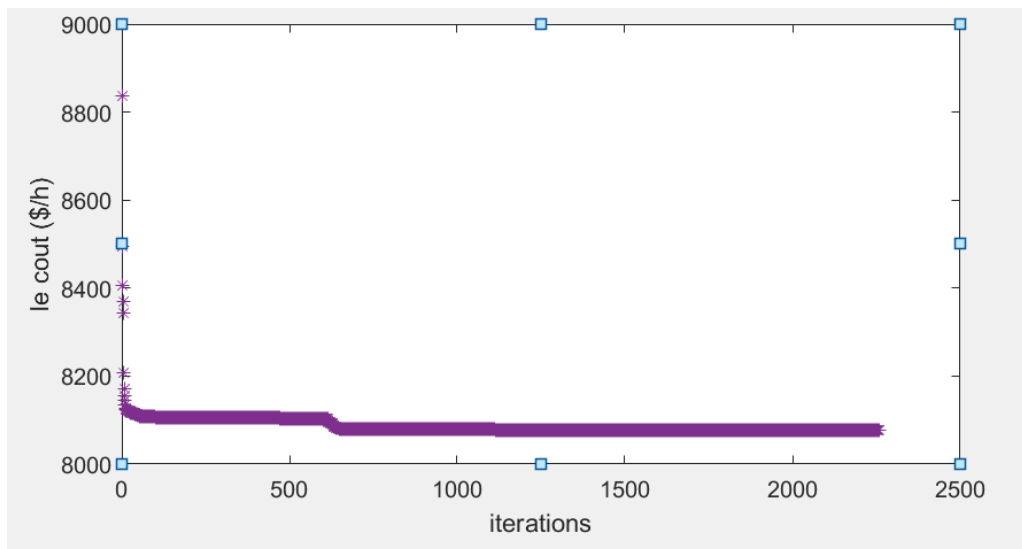
Figure 4.1 : Représentation graphique de la 2em stratégie (DE)

**3em stratégies : 8077.6\$/h**



**Figure 4.2 : Représentation graphique de la 3em stratégie (DE)**

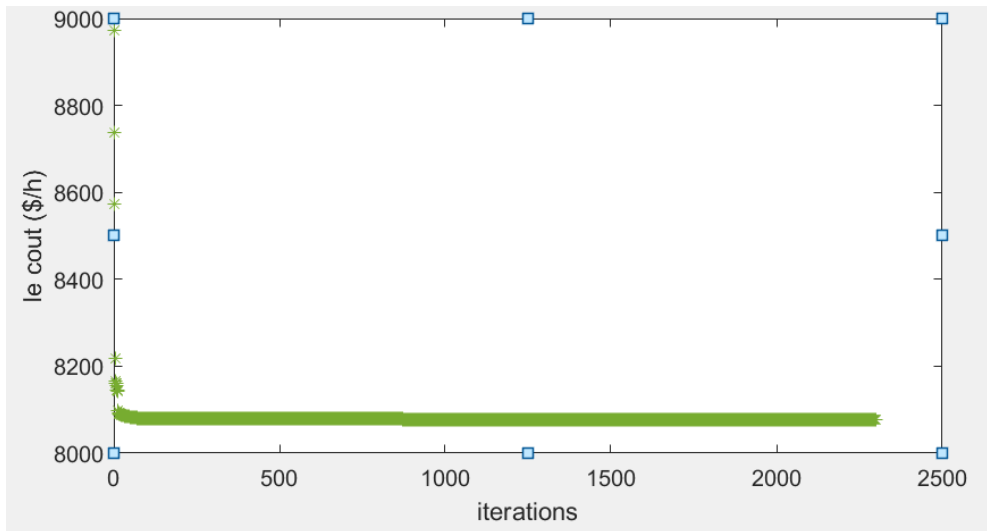
**4em stratégies : 8144 \$/h**



**Figure 4.3 : Représentation graphique de la 4em stratégie (DE)**

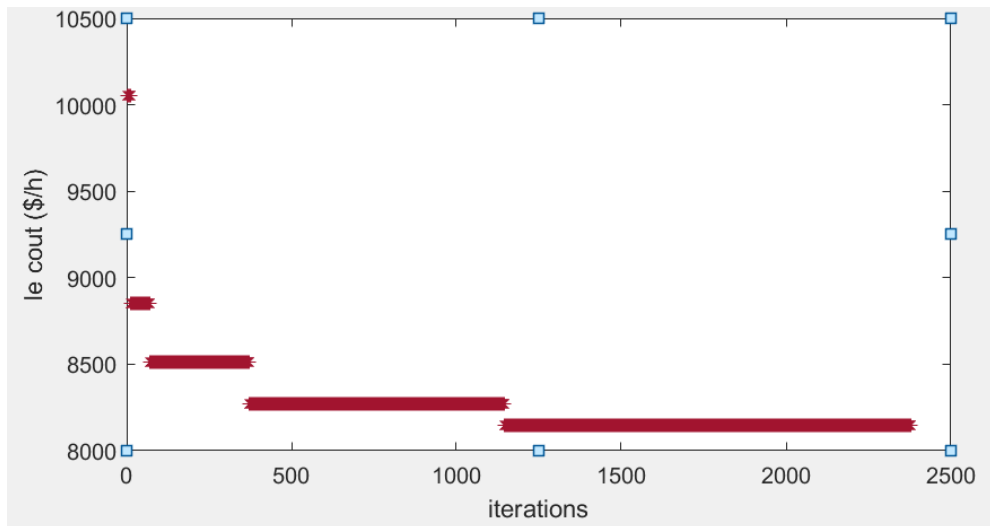
**5em strategies : 8078,4\$/h**





**Figure 4.4 : Représentation graphique de la 5em stratégie (DE)**

**6em stratégies : 8144\$/h**



**Figure 4.5 : Représentation graphique de la 6em stratégie (DE)**

D'après ces figures, on remarque qu'il y a une convergence de la courbe du coût de la production 14JDB à la charge nominale après certaines itérations. Cela veut dire que les stratégies de l'algorithme DE satisfont les besoins de l'optimisation.

Après les résultats qu'on a eus, on a choisi 3 stratégies pour poursuivre notre objectif voulu.

#### 4.2.2 Le cout :

##### A) simple :

► Le tableau du coût de la production :

variables	inférieur	supérieure	Etat optimal	Stratégie 02	Stratégie 03	Stratégie 05	Ecart 02(%)	Ecart 03(%)	Ecart 05(%)
PG1(MW)	0	332,4	232.4	232.4	232.4	232.4	0	0	0
PG2(MW)	0	140	36.73	47,85	36.77	36.7461	30.27	0.10	0.04
PG3(MW)	0	100	28.61	10,76	28.66	28.7560	62.39	0.17	0.51
PG6(MW)	0	100	0	0	0.00345	0	0	0	0
PG8(MW)	0	100	8.55	14,7	8.201	8.7134	71.92	4.08	1.91
VG1(p.u)	0.94	1.06	1.060	1,057	1.060	1.060	0.28	0	0
VG2(p.u)	0.94	1.06	1.044	1,02	1.046	1.046	2.35	0.19	0.19
VG3(p.u)	0.94	1.06	1.019	1,00	1.022	1.021	1.86	0.29	0.91
VG6(p.u)	0.94	1.06	1.060	1,058	1.050	1.055	0.19	0.94	0.47
VG8(p.u)	0.94	1.06	1.060	1,023	1.060	1.060	3.49	0	0
T1(4-7)	0.9	1.1	0.978	0,98	1.0069	0.961	0.20	2.95	1.73
T2(4-9)	0.9	1.1	0.969	1,10	0.9367	0.988	13.51	3.33	1.96
T3(5-6)	0.9	1.1	0.932	0,90	0.9874	0.9754	3.43	5.9	4.65
<b>Le cout (\$/h)</b>			<b>8081.19</b>	<b>8146</b>	<b>8077.6</b>	<b>8078.4</b>			

Tableau 4.1 : les valeurs optimales obtenues des couts simples (DE) pour un réseau 14JDB et leurs écarts.

$$Ecart = \left| \frac{strategie - OPF}{OPF} \right| * 100$$

Pour ce cas le coût optimal obtenu est de **8077.6 \$/h** qui est inférieur au cas ordinaire, c'est-à-dire on a atteint notre objectif qui est la minimisation du coût de production.

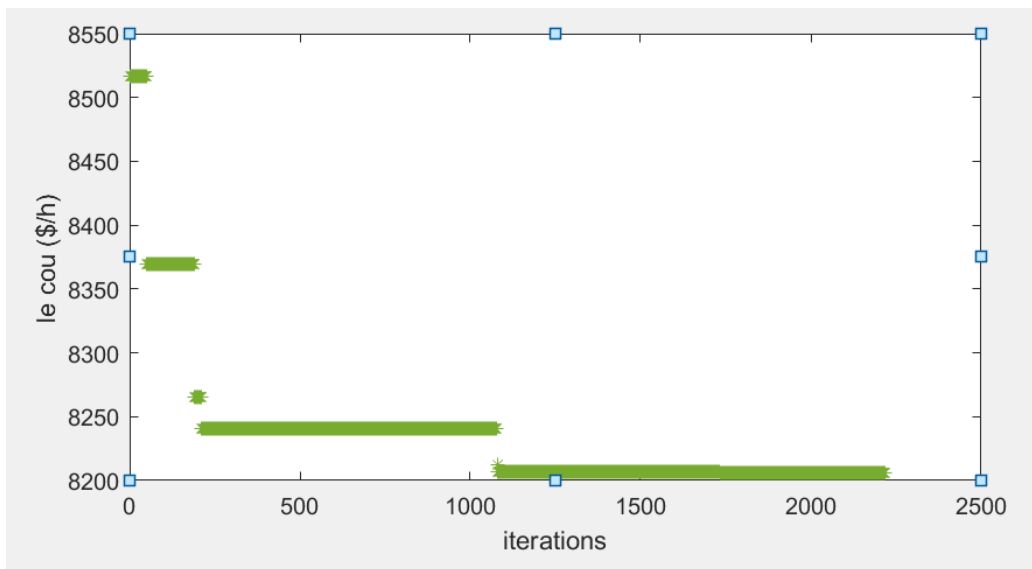
Bien que on a bien vérifier les contraintes de sécurité considérées dans notre optimisation sont les limites des modules et phases de tensions ainsi que les puissances actives et réactives des générateurs de production.

##### B) surcharge :

Dans la surcharge on augmente la charge a un pourcentage de 120% par rapport à la charge nominale c'est-à-dire entre (1 – 1.2 en PU) pour les puissances, les tensions et le cout.

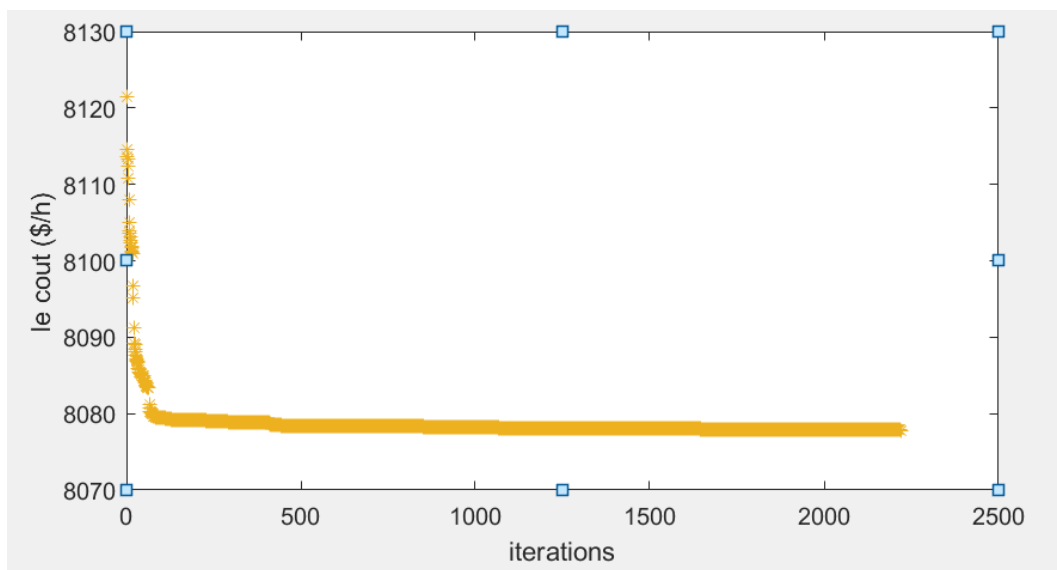
On a utilisé les mêmes 3 stratégies qu'on a utilisées précédemment.

**2<sup>em</sup> stratégies : 10391.7\$/h**



**Figure 4.6 : Représentation graphique de la 2<sup>em</sup> stratégie (DE)**

**3<sup>em</sup> stratégies : 10179.04\$/h**



**Figure 4.7 : Représentation graphique de la 3<sup>em</sup> stratégie (DE)**

**5<sup>em</sup> stratégies : 10176,65\$/h**

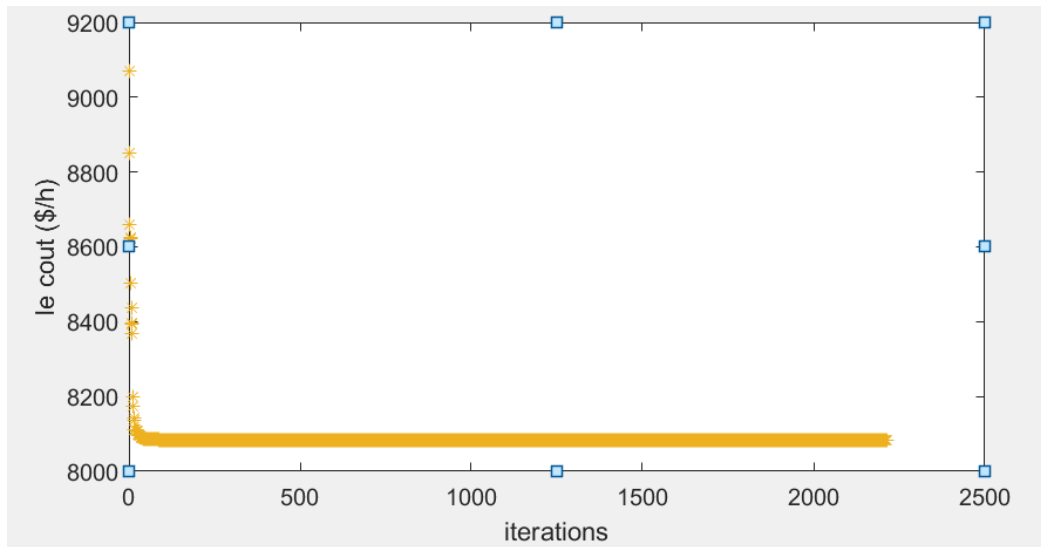


Figure 4.8 : Représentation graphique de la 5em stratégie (DE)

► Le tableau du coût de la production :

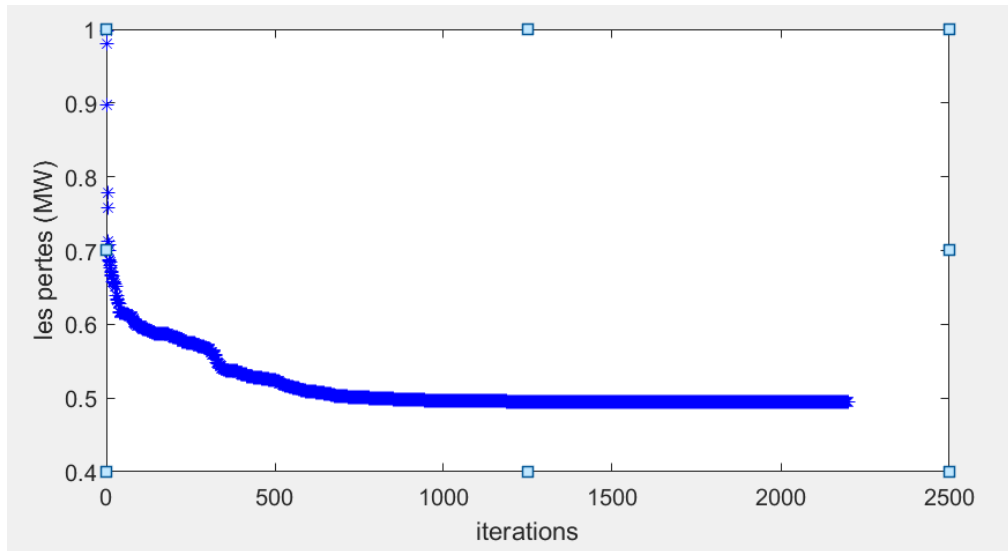
variables	inférieur	supérieure	Etat optimal	Stratégie 02	Stratégie 03	Stratégie 05	Ecart 02(%)	Ecart 03(%)	Ecart 05(%)
PG1(MW)	0	332,4	232.4	232.4	232.4	232.4	0	0	0
PG2(MW)	0	140	36.73	43.709	37.394	37.366	19	1.807	1.73
PG3(MW)	0	100	28.61	92.603	48.238	48.203	223	68.60	68.48
PG6(MW)	0	100	0	0	9.200	7.961	0	0	0
PG8(MW)	0	100	8.55	37.8070	27.4651	28.899	342.18	221.22	238
VG1(p.u)	0.94	1.06	1.060	1.600	1.059	1.060	50.94	0.0904	0
VG2(p.u)	0.94	1.06	1.044	1.0350	1.045	1.040	0.862	0.095	0.383
VG3(p.u)	0.94	1.06	1.019	1.0326	1.0230	1.021	1.334	0.392	0.196
VG6(p.u)	0.94	1.06	1.060	1.0383	1.004	1.041	2.047	5.283	1.792
VG8(p.u)	0.94	1.06	1.060	1.0600	1.054	1.058	0	0.566	0.188
T1(4-7)	0.9	1.1	0.978	1.0455	1.0025	0.987	6.90	2.50	0.92
T2(4-9)	0.9	1.1	0.969	0.900	1.0375	0.967	7.120	7.069	0.206
T3(5-6)	0.9	1.1	0.932	0.9414	1.022	0.978	0.100	9.65	4.93
<b>Le cout (\$/h)</b>			8081.19	10391.79	10179.04	10176,65			

**Tableau 4.2 : les valeurs optimales obtenues des couts surcharges (DE) pour un réseau 14JDB et leurs écarts.**

Dans le cas surcharge, après l'augmentation de la charge, on remarque que la 5em stratégie a obtenu le meilleur résultat par rapport aux autres stratégies appliquer. Donc l'objectif de la minimisation est atteint.

#### 4.2.3 Les pertes de puissance active :

On a appliqué les 3 stratégies, on a pris la meilleure entre eux.



**Figure 4.9 : représentation graphique de la 5em stratégie (DE)**

#### A) Les pertes simples :

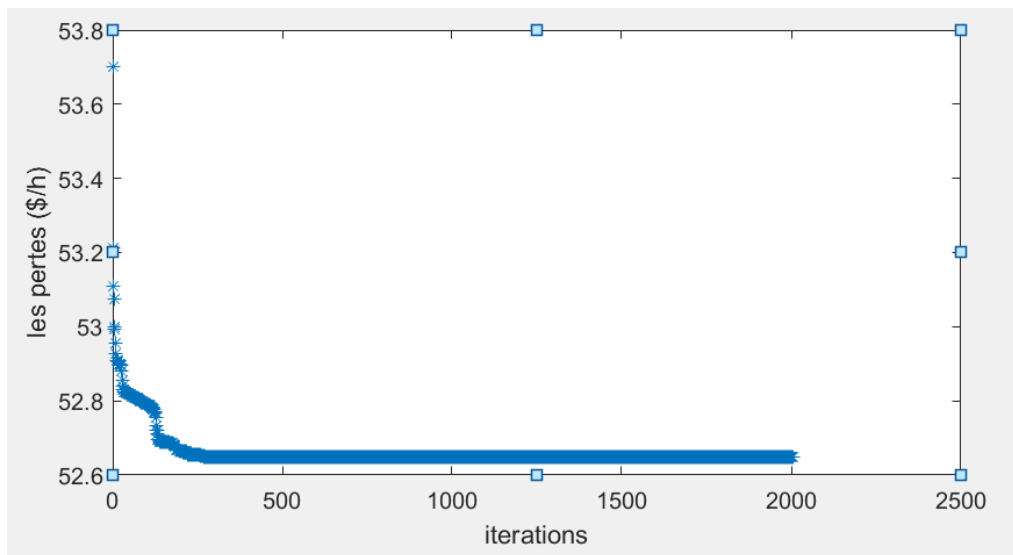
variables	inférieur	supérieure	Etat optimal	Stratégie 02	Stratégie 03	Stratégie 05	Ecart 02(%)	Ecart 03(%)	Ecart 05(%)
PG1(MW)	0	332,4	232.4	232.4	232.4	232.4	0	0	0
PG2(MW)	0	140	36.73	24.797	17.8800	21.4873	32.488	51.320	41,49
PG3(MW)	0	100	28.61	82.964	100	94.5124	189.982	249.52	230.34
PG6(MW)	0	100	0	76.692	48.268	46.6641	0	0	0
PG8(MW)	0	100	8.55	93.447	93.4767	96.6878	992.94	993.29	1030.8
VG1(p.u)	0.94	1.06	1.060	0.9529	0.9400	1.0010	10.103	11.32	5.566
VG2(p.u)	0.94	1.06	1.044	0.9619	0.9400	1.0009	7.863	9.96	4.128
VG3(p.u)	0.94	1.06	1.019	0.9519	0.9400	1.0005	6.584	7.75	1.815
VG6(p.u)	0.94	1.06	1.060	0.9988	1.0600	1.0574	5.773	0	0.245
VG8(p.u)	0.94	1.06	1.060	0.9632	1.0600	1.0600	9.132	0	0
T1(4-7)	0.9	1.1	0.978	1.0792	0.9000	0.9517	10.34	7.975	2.689
T2(4-9)	0.9	1.1	0.969	0.9198	0.9000	0.9002	5.077	7.120	7.100

<b>T3(5-6)</b>	0.9	1.1	0.932	0.9088	0.9000	0.9513	2.489	3.433	2.078
<b>Ploss (MW)</b>			2.64	1.2086	0.5596	0.4948			

**Tableau 4.3 : les valeurs optimales obtenues des pertes simples (DE) pour un réseau 14JDB et leurs écarts.**

Dans les calculs des pertes, on voit que les 3 stratégies du DE algorithme qu'on a appliqué ont fait leur propre travail concernant la minimisation des pertes (2,64>1.20>0.55>0.49) MW et on remarque que la 5em stratégies était le bon choix pour ces calculs.

**B) Les pertes surchargent :** on a pris la meilleure stratégie qui contient une bonne convergence.



**Figure 4.10 : représentation graphique de la 5em stratégie (DE)**

On voit qu'il y a une convergence après 300 itérations, cela nous montrent que l'algorithme fait toujours son devoir, c'est la minimisation.

variables	inférieur	supérieure	Etat optimal	Stratégie 02	Stratégie 03	Stratégie 05	Ecart 02(%)	Ecart 03(%)	Ecart 05(%)
PG1(MW)	0	332,4	232.4	232.4	232.4	232.4	0	0	0
PG2(MW)	0	140	36.73	21.71	45.90	45.88	40.893	24.965	24.938
PG3(MW)	0	100	28.61	100	100	100	249.52	249.52	249.52
PG6(MW)	0	100	0	76.476	62.33	62.29	0	0	0
PG8(MW)	0	100	8.55	100	100	100	1096.55	1096.5	1096.5
VG1(p.u)	0.94	1.06	1.060	1.060	1.060	1.060	0	0	0
VG2(p.u)	0.94	1.06	1.044	1.060	1.060	1.060	1.532	1.532	1.532
VG3(p.u)	0.94	1.06	1.019	1.060	1.055	1.055	4.023	3.532	3.532
VG6(p.u)	0.94	1.06	1.060	0.954	1.059	1.060	10	0.094	0
VG8(p.u)	0.94	1.06	1.060	1.036	1.060	1.060	2.264	0	0
T1(4-7)	0.9	1.1	0.978	1.10	1.035	1.033	12.474	5.828	5.623
T2(4-9)	0.9	1.1	0.969	1.10	0.90	0.900	13.519	7.120	7.120
T3(5-6)	0.9	1.1	0.932	1.10	1.009	1.008	18.025	8.261	8.154
<b>P loss (MW)</b>			2.64	52,946	52.648	52,647			

Tableau 4.4 : les valeurs optimales obtenues des pertes surcharges (DE) pour un réseau 14JDB et leurs écarts.

#### 4.2.4 Charge à point maximal : effet valve point

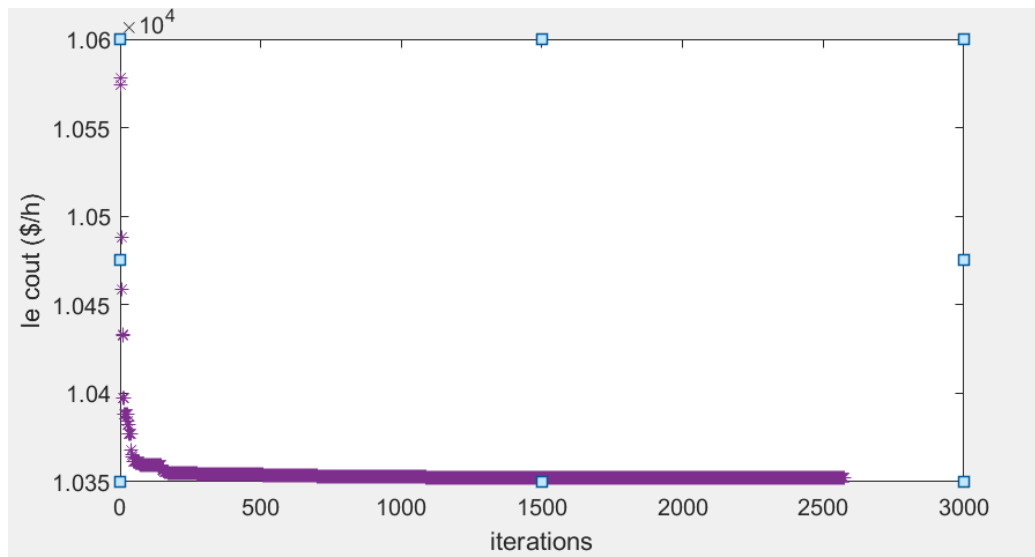
variables	inférieur	supérieure	Stratégie 02	Stratégie 03	Stratégie 05
PG1(MW)	0	332,4	232.4	232.4	232.4
PG2(MW)	0	140	39.88	39.948	39.93
PG3(MW)	0	100	67.92	78.539	78.54
PG6(MW)	0	100	0	0	0
PG8(MW)	0	100	0	0	0
VG1(p.u)	0.94	1.06	1.060	1.060	1.060
VG2(p.u)	0.94	1.06	1.050	1.048	1.045
VG3(p.u)	0.94	1.06	1.060	1.034	1.026
VG6(p.u)	0.94	1.06	1.0015	1.060	1.047
VG8(p.u)	0.94	1.06	1.060	1.060	1.060
T1(4-7)	0.9	1.1	1.10	1.100	0.90
T2(4-9)	0.9	1.1	1.10	0.900	1.099
T3(5-6)	0.9	1.1	1.10	1.002	1.057
<b>Valve point effect (\$/h)</b>			<b>10402.04</b>	<b>10353.04</b>	<b>10352.04</b>

**Tableau 4.5 : les valeurs obtenues à la charge maximale (DE) pour un réseau de 14JDB.**

**Remarque :** on note bien que dans ce cas le coût de la production total de la production est plus grand que le cout optimal.

**La courbe de cout de production a la charge maximale :**





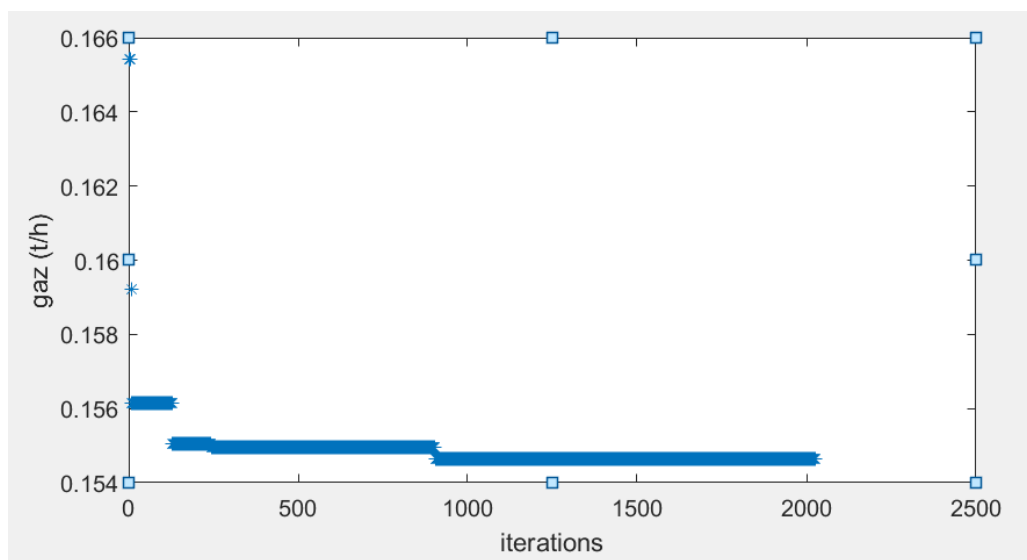
**Figure 4.11 : La convergence de la courbe du coût de la production 14JDB à la charge maximale (DE)**

On voit qu'il y a une bonne convergence après un certain nombre d'itérations, cela veut dire que l'algorithme est toujours efficace et répond toujours à nos besoins.

#### 4.2.5 Minimisations des gaz polluants :

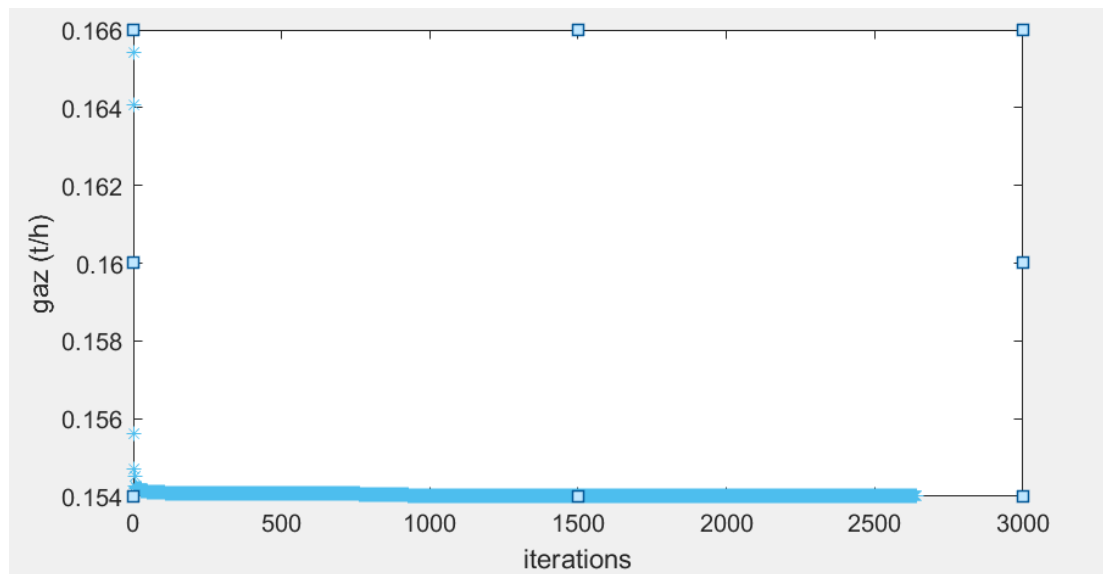
Dans les calculs des gaz polluants, on a utilisé les 3 stratégies de l'algorithme DE et on voit qu'il y a une convergence avec un résultat satisfaisant, cela veut dire que l'algorithme a réussi aussi à minimiser les gaz polluants.

##### 2em stratégies :



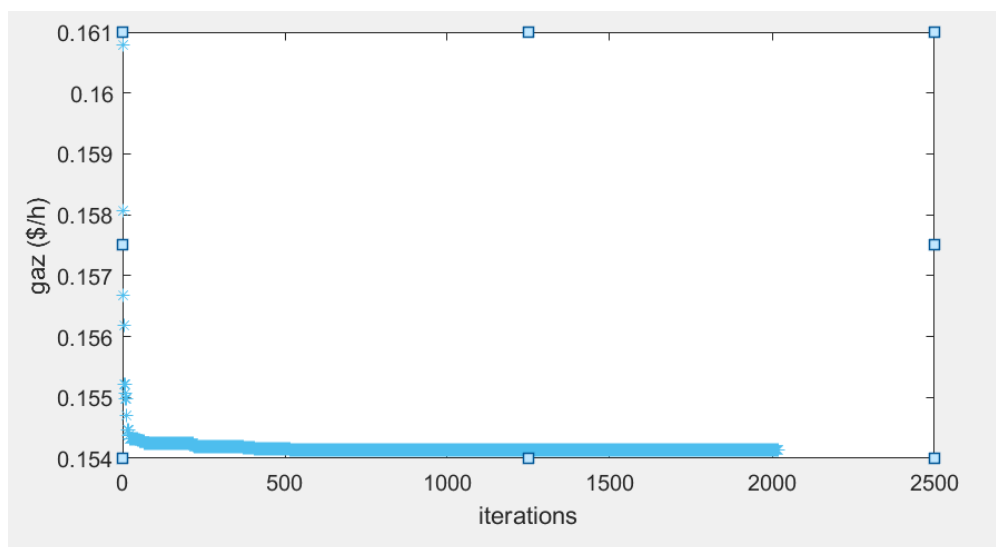
**Figure 4.12 : La convergence de la courbe du gaz polluants 14JDB à la charge maximale (DE)**

##### 3em stratégies :



**Figure 4.13 : La convergence de la courbe du gaz polluants 14JDB à la charge maximale (DE)**

**5em stratégies :**



**Figure 4.14 : La convergence de la courbe du gaz polluants 14JDB à la charge maximale (DE)**

On remarque d'après les 3 figures qu'il y a une convergence donc y a une minimisation des gaz après un certain nombre d'itérations.

variables	inférieur	supérieure	Stratégie 02	Stratégie 03	Stratégie 05
PG1(MW)	0	332,4	232.4	232.4	232.4
PG2(MW)	0	140	61.787	56.246	56.547
PG3(MW)	0	100	39.485	43.255	43.187
PG6(MW)	0	100	70.182	70.5000	70.708
PG8(MW)	0	100	44.133	43.237	43.115
VG1(p.u)	0.94	1.06	1.007	1.036	1.030
VG2(p.u)	0.94	1.06	0.993	1.031	1.011
VG3(p.u)	0.94	1.06	1.033	1.007	0.989
VG6(p.u)	0.94	1.06	0.990	1.060	0.941
VG8(p.u)	0.94	1.06	1.006	1.060	0.997
T1(4-7)	0.9	1.1	0.990	0.944	1.000
T2(4-9)	0.9	1.1	1.006	0.986	1.054
T3(5-6)	0.9	1.1	0.988	0.987	0.930
<b>Emission cost (TN/h)</b>			<b>0.1546</b>	<b>0.1540</b>	<b>0.1541</b>

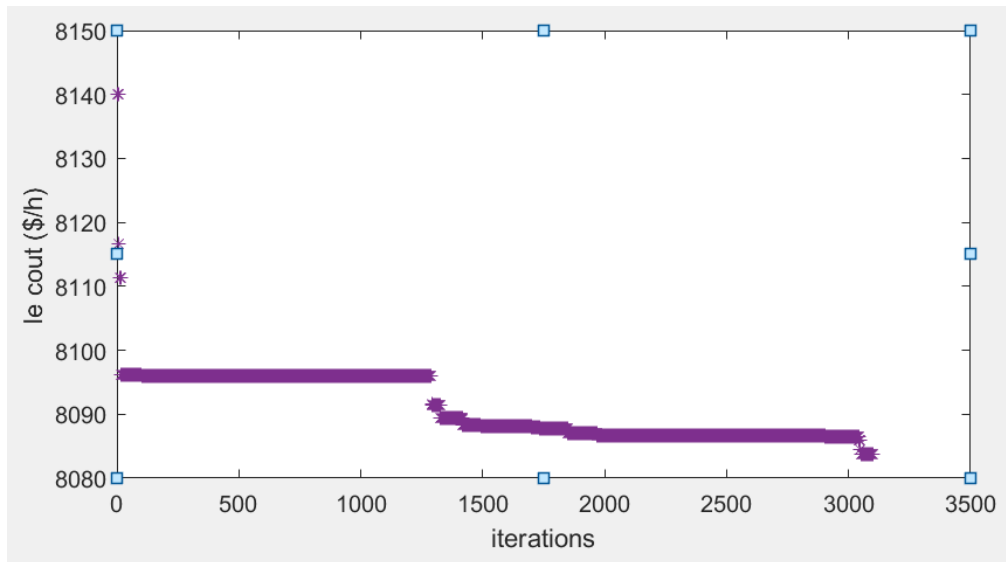
**Tableau 4.6 : les valeurs obtenues de la minimisation des gaz polluants (DE) pour un réseau de 14JDB.**

#### **4.3 Application 02 : Optimisation par l'algorithme JAYA**

##### **4.3.1 Les Stratégies utilisées :**

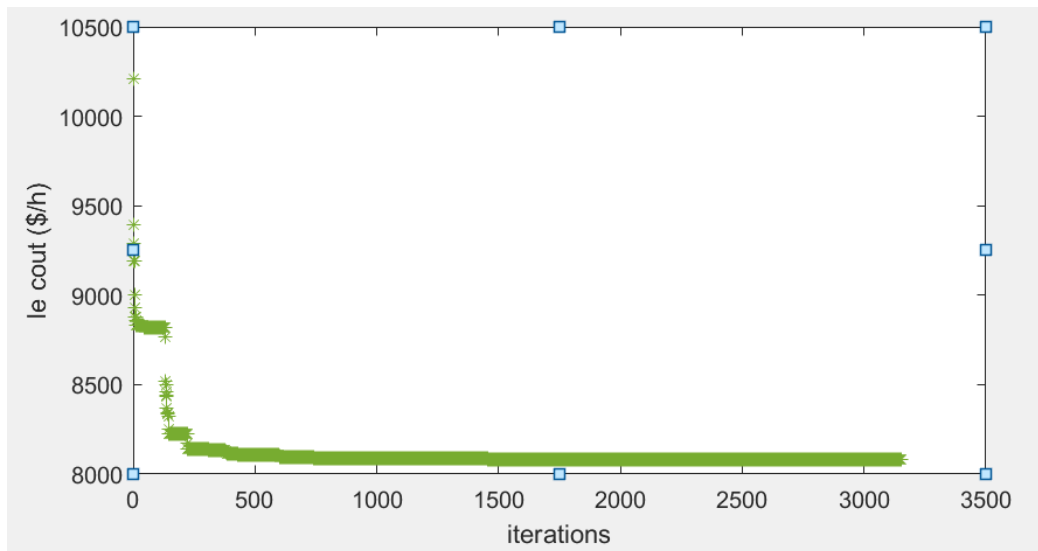
Dans l'autre cas on a utilisé différentes stratégies du l'algorithmes JAYA, voici donc les figures du cout de la production qu'on a eu :

**Stratégie 02 : 8083.8 \$/h**



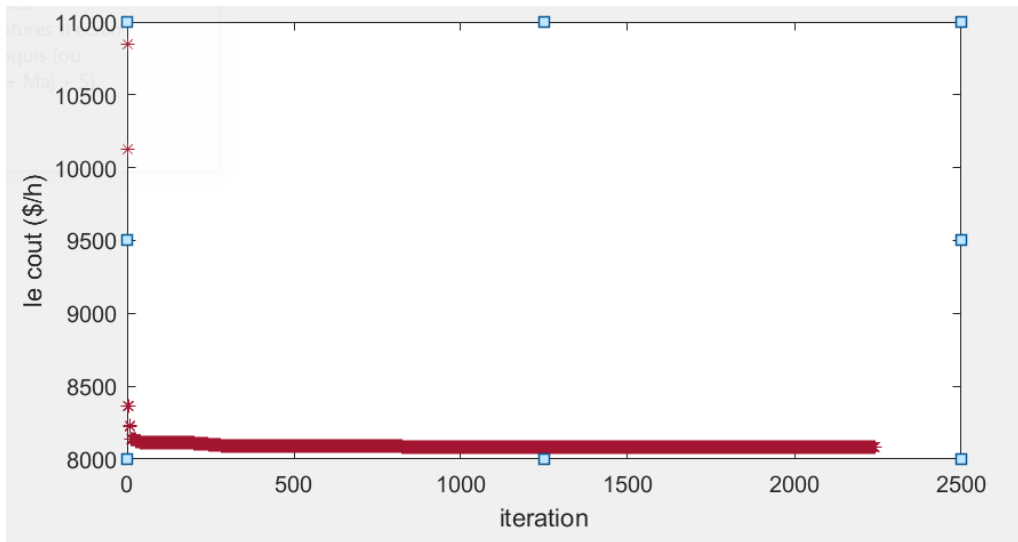
**Figure 4.15 : Représentation graphique de la 2<sup>ém</sup> stratégie (JAYA)**

**Stratégie 03 : 8083.1 \$/h**



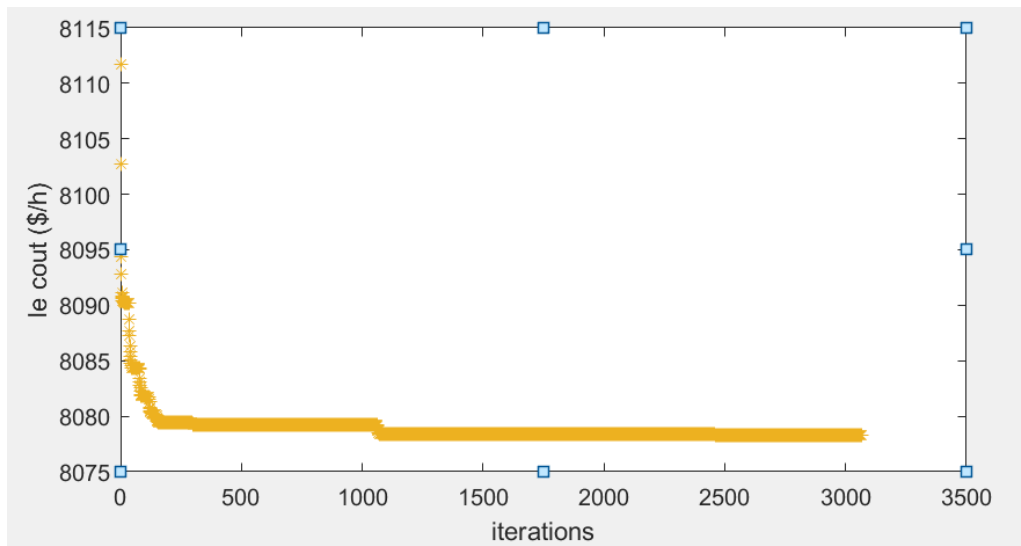
**Figure 4.16 : Représentation graphique de la 3<sup>ém</sup> stratégie (JAYA)**

**Stratégie 04 : 8177.8 \$/h**



**Figure 4.17 : Représentation graphique de la 4ém stratégie (JAYA)**

Stratégie 05 : **8078.3 \$/h**



**Figure 4.18 : Représentation graphique de la 5ém stratégie (JAYA)**

D'après ces figures, on remarque qu'il y a une convergence de la courbe du coût de la production 14JDB à la charge nominale après certaines itérations. Cela veut dire que les stratégies de l'algorithme JAYA satisfont les besoins de l'optimisation aussi.

Après les résultats qu'on a eus, on a choisi 3 stratégies pour poursuivre notre objectif voulu.

#### 4.3.2 Le cout :

A) simple :

Les coûts de production pour chaque stratégie sont représentés dans ce tableau :

variables	inférieur	supérieure	Etat optimal	Stratégie 02	Stratégie 03	Stratégie 05	Ecart 02(%)	Ecart 03(%)	Ecart 05(%)
PG1(MW)	0	332.4	232.40	232.40	232.40	232.40	0	0	0
PG2(MW)	0	140	36.73	36.471	36.807	36.76	0.707	0.209	0.081
PG3(MW)	0	100	28.61	28.476	27.287	28.80	0.46	4.62	0.664
PG6(MW)	0	100	0	0	0	0	0	0	0
PG8(MW)	0	100	8.55	0	8.567	8.267	100	0.116	3.391
VG1(p.u)	0.94	1.06	1.060	1.06	1.06	1.06	0	0	0
VG2(p.u)	0.94	1.06	1.044	1.046	1.039	1.04	0.191	0.478	0.383
VG3(p.u)	0.94	1.06	1.019	1.016	1.015	1.021	0.294	0.392	0.196
VG6(p.u)	0.94	1.06	1.060	1.06	1.012	1.058	0	4.528	0.188
VG8(p.u)	0.94	1.06	1.060	1.06	1.036	1.06	0	2.264	0
T1(4-7)	0.9	1.1	0.978	0.977	0.981	0.952	0.102	0.306	2.658
T2(4-9)	0.9	1.1	0.969	0.911	1.024	0.988	5.985	97.52	1.96
T3(5-6)	0.9	1.1	0.932	0.975	0.981	0.972	4.613	5.257	4.291
<b>Le cout (\$/h)</b>			<b>8081.19</b>	<b>8083.8</b>	<b>8083.1</b>	<b>8078.3</b>			

**Tableau 4.7 : les valeurs optimales obtenues des couts simples (JAYA) pour un réseau 14JDB et leurs écarts**

D'après ces résultats nous pouvons conclure que :

Nous avons atteint notre objectif qui est la minimisation du coût de production

**(8078,3 < Etat optimal = 8081,19)**

Bien que on a bien vérifier les contraintes de sécurité considérées dans notre optimisation sont les limites des modules et phases de tensions ainsi que les puissances actives et réactives des générateurs de production.

#### **B) surcharge :**

Dans la surcharge on augmente la charge a un pourcentage de 120% par rapport à la charge nominale c'est-à-dire entre (1 – 1.2 en PU) pour les puissances, les tensions et le cout.

On a utilisé les mêmes 3 stratégies qu'on a utilisées précédemment.

Stratégie 02 : **10417 \$/h**

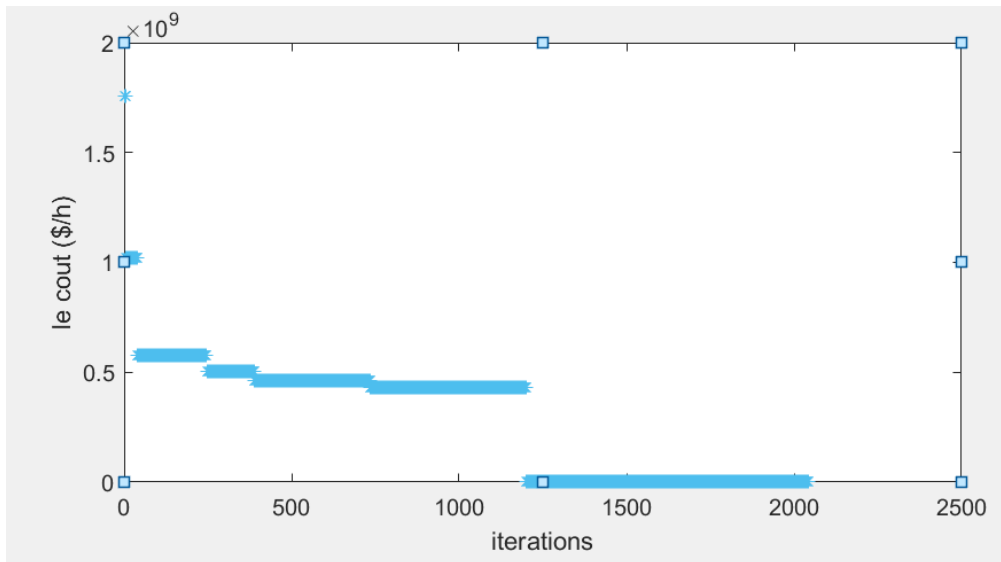


Figure 4.19 : Représentation graphique de la 2ém stratégie (JAYA)

Stratégie 03 : 10204 \$/h

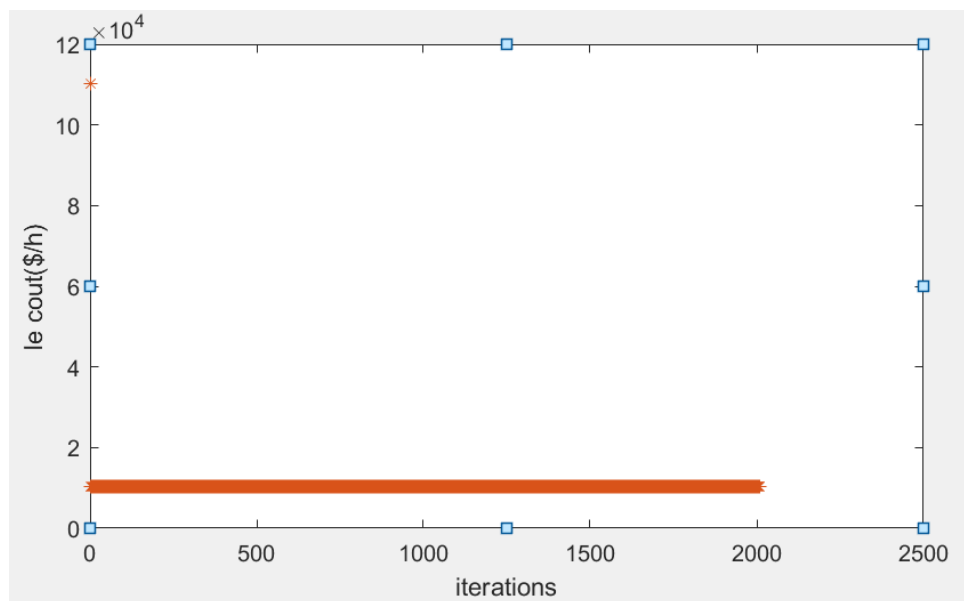
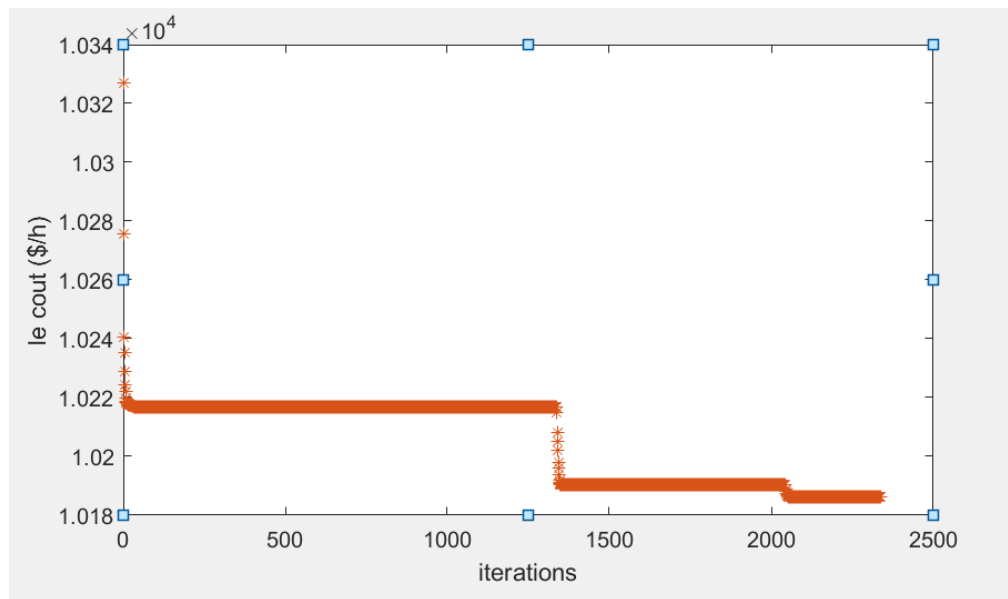


Figure 4.20 : Représentation graphique de la 3ém stratégie (JAYA)

Stratégie 05 : 10186 \$/h



**Figure 4.21 : Représentation graphique de la 5<sup>ème</sup> stratégie (JAYA)**

Le tableau du cout de la production :

variables	inférieur	supérieure	Etat optimal	Stratégie 03	Stratégie 02	Stratégie 05	Ecart 03(%)	Ecart 02(%)	Ecart 05(%)
PG1(MW)	0	332.40	232.40	232.40	232.40	232.40	0	0	0
PG2(MW)	0	140	36.73	37.11	38.58	38.378	1.03	5.03	4.48
PG3(MW)	0	100	28.61	26.47	30.05	44.85	7.47	5.03	56.76
PG6(MW)	0	100	0	32.5	0	16.88	0	0	0
PG8(MW)	0	100	8.55	25.21	0	24.42	194.85	100	185.61
VG1(p.u)	0.94	1.06	1.060	1.06	1.06	1.06	0	0	0
VG2(p.u)	0.94	1.06	1.044	1.03	1.021	1.043	1.34	2.20	0.095
VG3(p.u)	0.94	1.06	1.019	0.99	0.95	1.055	2.84	6.77	3.53
VG6(p.u)	0.94	1.06	1.060	1.06	1.06	0.987	0	0	6.886
VG8(p.u)	0.94	1.06	1.060	1.06	1.06	1.014	0	0	4.15
T1(4-7)	0.9	1.1	0.978	0.96	0.9	1.091	1.84	7.97	11.55
T2(4-9)	0.9	1.1	0.969	0.94	0.998	0.963	2.99	2.16	0.619
T3(5-6)	0.9	1.1	0.932	0.93	0.9	1	0.21	3.43	7.296
<b>Le cout (\$/h)</b>			<b>8081.19</b>	<b>10204</b>	<b>13417</b>	<b>10186.4</b>			

**Tableau 4.8 : les valeurs optimales obtenues des couts surcharges (JAYA) pour un réseau 14JDB et leurs écarts**

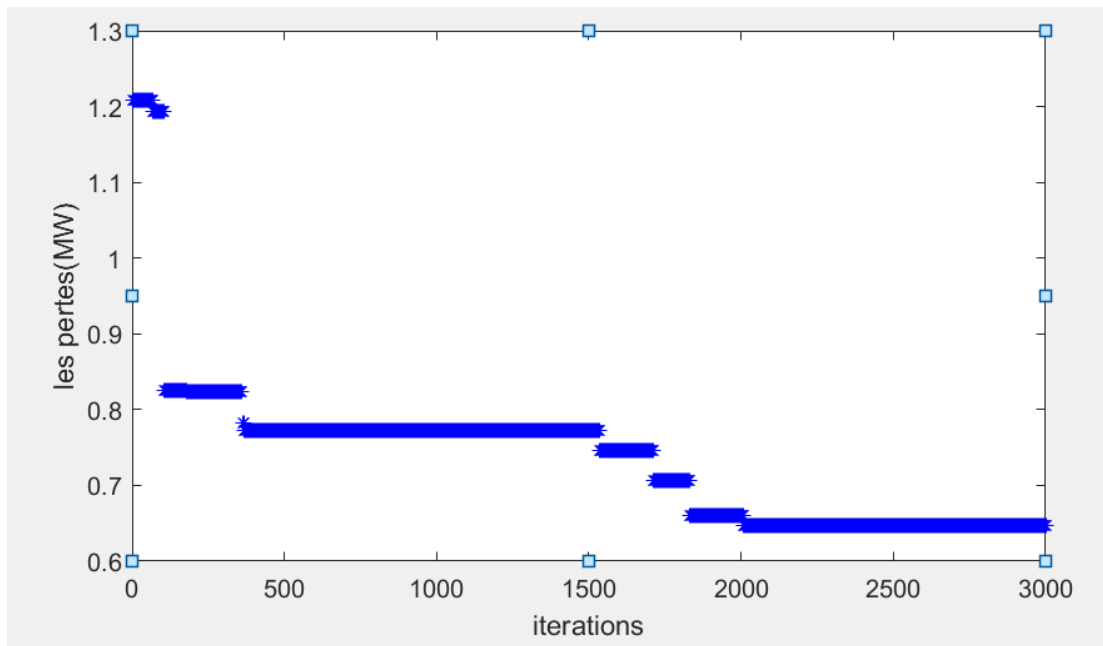


Dans le cas surcharge, après l'augmentation de la charge, on remarque que la 5em stratégie a obtenu le meilleur résultat par rapport aux autres stratégies appliquer. Donc l'objectif de la minimisation est atteint.

#### 4.3.3 Les pertes de puissance active :

On a appliqué les 3 stratégies, on a pris la meilleure entre eux.

##### Stratégie 04 :



variables	inférieur	supérieure	OPF	Stratégie 03	Stratégie 04	Stratégie 05	Ecart 02(%)	Ecart 03(%)	Ecart 04(%)
PG15(MW)	0	332.40	232.40	232.40	232.40	232.40	0	0	0
PG2(MW)	0	140	36.73	17.132	11.759	36.08	53.356	67.985	1.769
PG3(MW)	0	100	28.61	98.316	100	82.57	243.642	249.52	188.605
PG6(MW)	0	100	0	46.864	43.125	59.26	0	0	0
PG8(MW)	0	100	8.55	94.42	100	80.09	1004.327	1069.59	836.76
VG1(p.u)	0.94	1.06	1.060	0.945	0.982	1.005	10.84	7.358	5.188
VG2(p.u)	0.94	1.06	1.044	0.948	0.985	1.003	9.195	5.6513	3.92
VG3(p.u)	0.94	1.06	1.019	0.955	0.976	0.986	6.28	4.21	3.23
VG6(p.u)	0.94	1.06	1.060	0.972	0.977	1.033	8.301	7.83	2.54
VG8(p.u)	0.94	1.06	1.060	0.974	0.99	0.96	8.113	6.603	9.43
T1(4-7)	0.9	1.1	0.978	1.092	0.993	0.9	11.65	1.533	7.975
T2(4-9)	0.9	1.1	0.969	0.9	0.959	1.007	7.1207	1.031	3.921
T3(5-6)	0.9	1.1	0.932	0.936	1.023	1.017	0.429	9.763	9.12
<b>P loss (MW)</b>			<b>2.64</b>	<b>0.7476</b>	<b>0.6476</b>	<b>0.9305</b>			

**Figure 4.22 : Représentation graphique de la 4<sup>ém</sup> stratégie (JAYA)**

**A) Les pertes simples :**

Les pertes de puissance active sont minimisées comme illustré dans le tableau suivant :

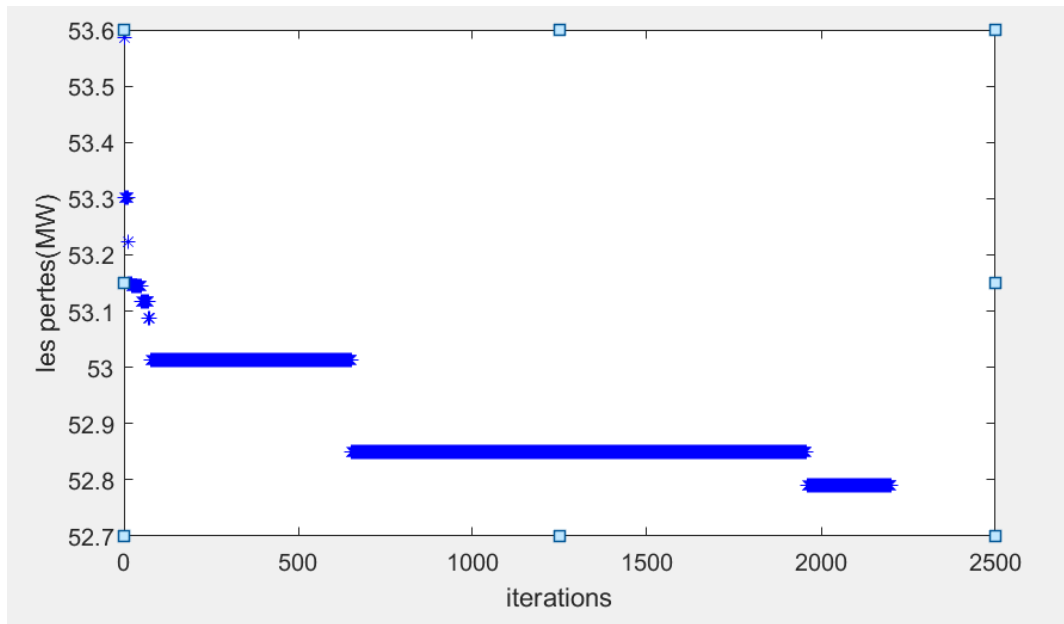
**Tableau 4.9 : les valeurs optimales obtenues des pertes simples (JAYA) pour un réseau 14JDB et leurs écarts.**

Dans les calculs des pertes, on voit que les 3 stratégies du JAYA algorithme qu'on a appliqué ont fait leur propre travail concernant la minimisation des pertes (2,64>0.93>0.74>0.64) MW et on remarque que la 3<sup>em</sup> stratégies était le bon choix pour ces calculs.

**B) Les pertes surchargent :**

On a pris la meilleure stratégie qui contient une bonne convergence.

**Stratégie 04 :**



**Figure 4.23 : Représentation graphique de la 4<sup>ém</sup> stratégie (JAYA)**

**Remarque :** On voit qu'il y a une convergence après 100 itérations, cela nous montrent que l'algorithme fait toujours son devoir, c'est la minimisation.

Le tableau des pertes surcharge :

variables	inférieur	supérieure	Etat optimal	Stratégie 02	Stratégie 04	Stratégie 05	Ecart 02(%)	Ecart 04(%)	Ecart 05(%)
PG1(MW)	0	332.40	232.40	232.40	232.40	232.40	0	0	0
PG2(MW)	0	140	36.73	87.421	55.41	39.68	69.42	50.857	8.03
PG3(MW)	0	100	28.61	249.52	100	100	249.52	249.52	249.52
PG6(MW)	0	100	0	0	66.32	67.68	0	0	0
PG8(MW)	0	100	8.55	1076.47	100	100	1069.59	1069.59	1069.59
VG1(p.u)	0.94	1.06	1.060	2.735	0.94	0.94	10.84	11.32	11.32
VG2(p.u)	0.94	1.06	1.044	1.724	0.9404	0.94	8.94	9.92	9.961
VG3(p.u)	0.94	1.06	1.019	0.196	0.9401	0.94	6.18	7.74	7.752
VG6(p.u)	0.94	1.06	1.060	6.792	1.0597	0.969	6.509	0.094	8.584
VG8(p.u)	0.94	1.06	1.060	1.132	1.0599	0.985	10.28	0.009	7.07
T1(4-7)	0.9	1.1	0.978	2.556	0.9005	1.1	11.04	7.92	12.474
T2(4-9)	0.9	1.1	0.969	1.547	0.9006	0.9	5.572	7.058	7.1207
T3(5-6)	0.9	1.1	0.932	8.261	0.9004	0.9	0.64	3.39	3.433
<b>Les pertes (MW)</b>			<b>2.64</b>	<b>52.862</b>	<b>52.78</b>	<b>53.09</b>			

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

**Tableau 4.10 : les valeurs optimales obtenues des pertes surcharges (JAYA) pour un réseau 14JDB et leurs écarts.**

#### 4.3.4 Charge à point maximal : effet valve point

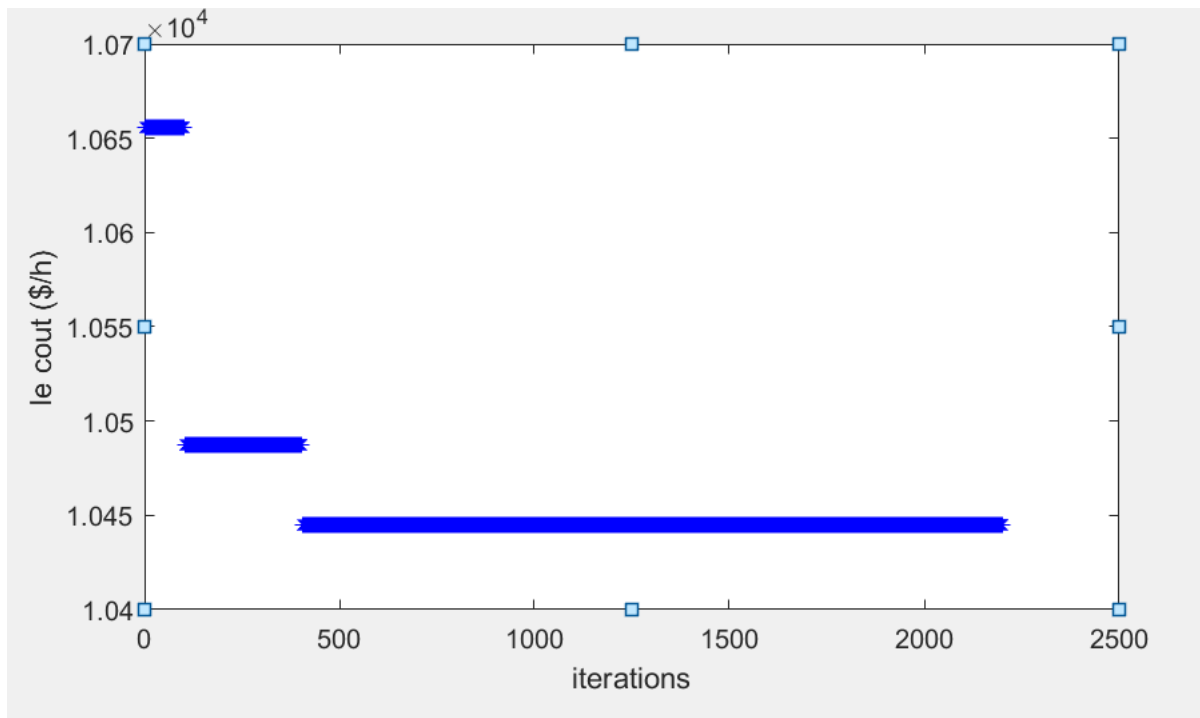
variables	inférieur	supérieure	Stratégie 02	Stratégie 04	Stratégie 0
PG1(MW)	0	332,4	232.4	232.4	232.4
PG2(MW)	0	140	41.79	47.43	39.5
PG3(MW)	0	100	80.80	80.80	78.60
PG6(MW)	0	100	0	0	0
PG8(MW)	0	100	0	0	0
VG1(p.u)	0.94	1.06	0.94	1.002	1.06
VG2(p.u)	0.94	1.06	0.94	0.996	1.051
VG3(p.u)	0.94	1.06	0.94	1.027	1.011
VG6(p.u)	0.94	1.06	0.941	0.989	0.965
VG8(p.u)	0.94	1.06	1.06	1.017	1.003
T1(4-7)	0.9	1.1	0.958	1.05	0.09
T2(4-9)	0.9	1.1	1.091	1.022	0.946
T3(5-6)	0.9	1.1	0.948	1.01	1.04
<b>Valve point effet (\$/h)</b>			<b>10479</b>	<b>10445</b>	<b>10365</b>

**Tableau 4.11 : les valeurs obtenues à la charge maximale (JAYA) pour un réseau de 14JDB.**

#### Remarque :

On note bien que dans ce cas le coût de la production total de la production est plus grand que le cout optimal.

**La courbe de cout de production à la charge maximale :**

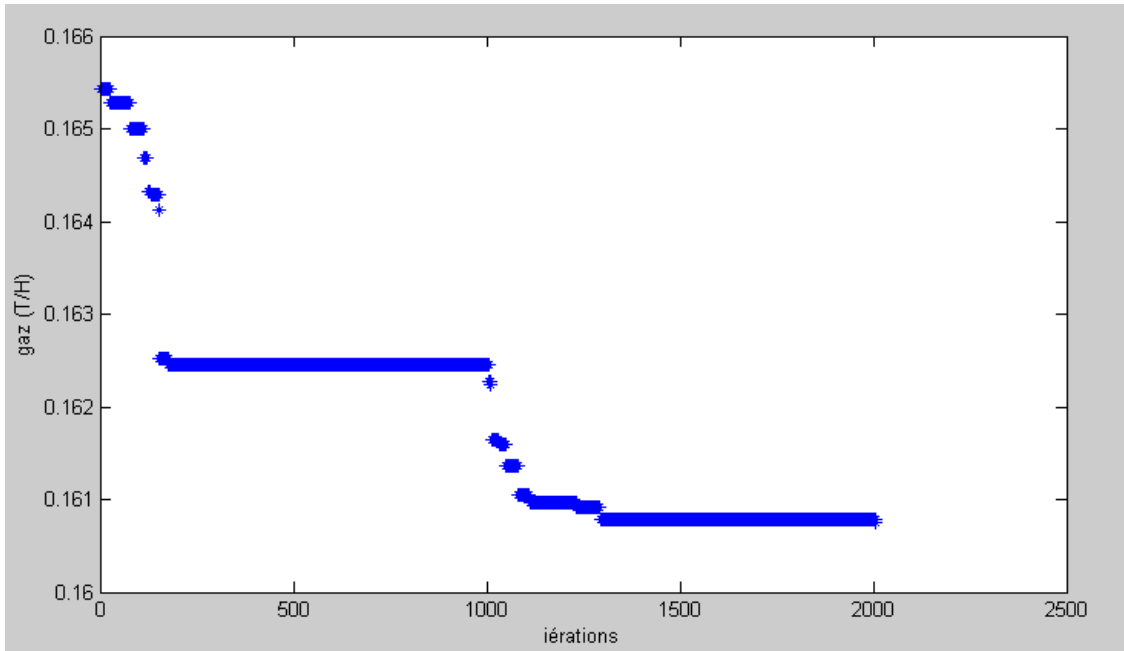


**Figure 4.24 : La convergence de la courbe du cout de la production 14JDB à la charge maximale (JAYA)**

#### **4.3.5 Minimisations des gaz polluants :**

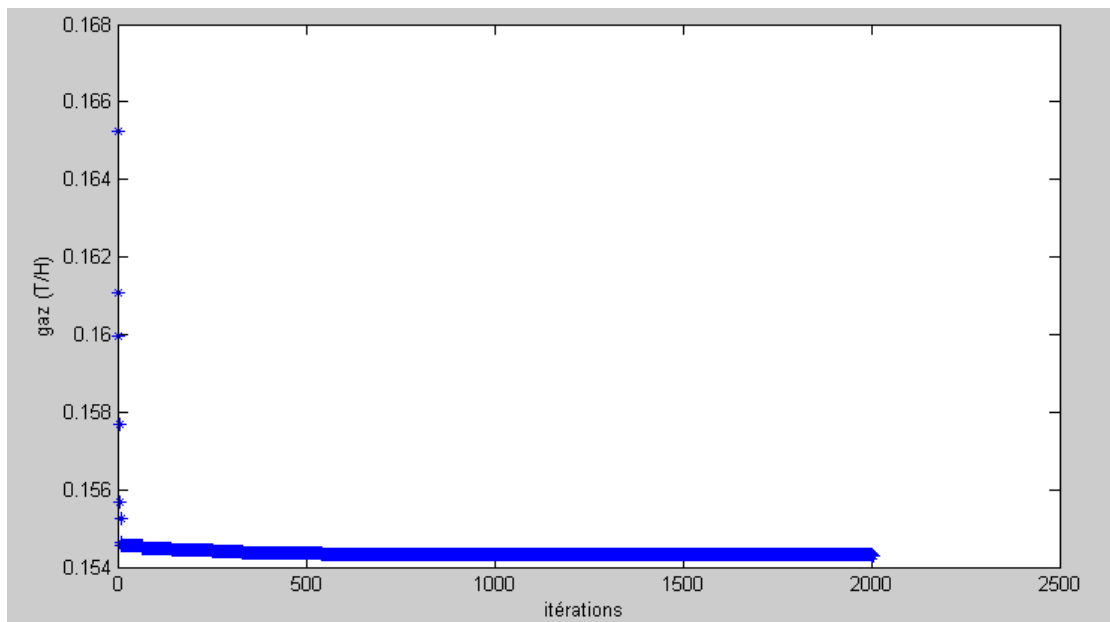
Dans les calculs des gaz polluants, on a utilisé les 3 stratégies de l'algorithme JAYA et on voit qu'il Ya une convergence avec un résultats satisfait cela veut dire que l'algorithme a réussi aussi à minimiser les gaz polluants.

#### **Stratégie 02 :**



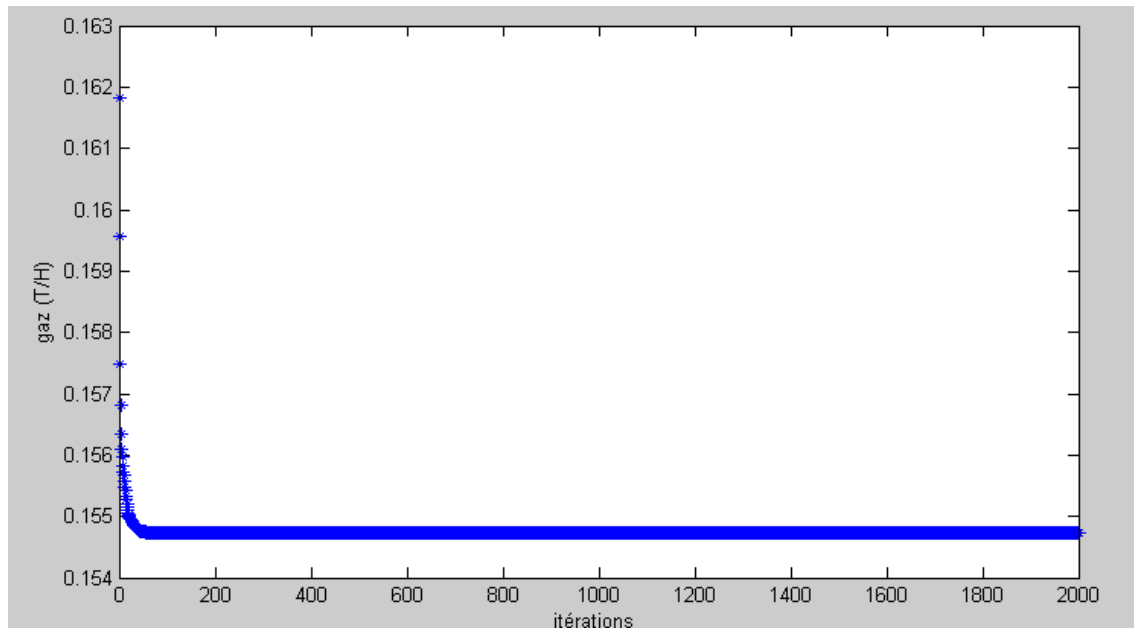
**Figure 4.25 : La convergence de la courbe du gaz polluants 14JDB à la charge maximale (JAYA)**

**Stratégie 03 :**



**Figure 4.26 : La convergence de la courbe du gaz polluants 14JDB à la charge maximale (JAYA)**

**Stratégie 05 :**



**Figure 4.27 : La convergence de la courbe du gaz polluants 14JDB à la charge maximale (JAYA)**

**Remarque :**

On remarque d'après les 3 figures qu'il y a une convergence donc y a une minimisation des gaz après un certain nombre d'itérations.

variables	inférieur	supérieure	Stratégie 02	Stratégie 03	Stratégie 05
<b>PG1(MW)</b>	<b>0</b>	<b>332,4</b>	<b>232.4</b>	232.4	232.4
<b>PG2(MW)</b>	0	140	75.85	56.28	59.1053
<b>PG3(MW)</b>	0	100	45.55	40.77	47.87
<b>PG6(MW)</b>	0	100	41.97	71.12	63.041
<b>PG8(MW)</b>	0	100	42.09	45.96	44.25
<b>VG1(p.u)</b>	0.94	1.06	0.997	0.99	0.997
<b>VG2(p.u)</b>	0.94	1.06	0.993	1.0129	1.008
<b>VG3(p.u)</b>	0.94	1.06	1.03	0.97	1.022
<b>VG6(p.u)</b>	0.94	1.06	1.025	1.012	1.037
<b>VG8(p.u)</b>	0.94	1.06	1.017	1.023	0.992
<b>T1(4-7)</b>	0.9	1.1	0.988	1.033	0.987
<b>T2(4-9)</b>	0.9	1.1	1.065	1.006	1.06

T3(5-6)	0.9	1.1	1.044	1..059	0.993
<b>Emission cost (TN/h)</b>			<b>0.1608</b>	<b>0.1543</b>	<b>0.1547</b>

**Tableau 4.12 : Les valeurs obtenues de la minimisation des gaz polluants (JAYA) pour un réseau de 14JDB**

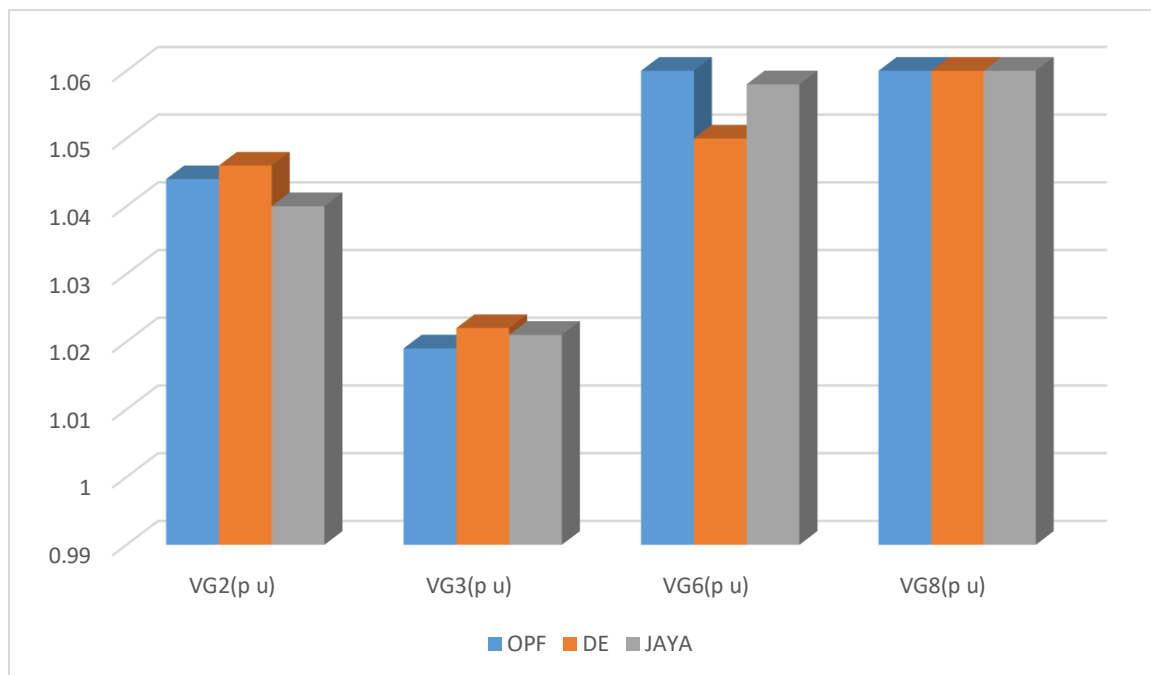
#### 4.4 La comparaison entre les deux algorithmes utiliser (DE et JAYA) :

##### a. Le cout simple :

variables	OPF	DE	JAYA
PG2(MW)	36.73	36.77	36.76
PG3(MW)	28.61	28.66	28.80
PG6(MW)	0	0.00345	0
PG8(MW)	8.55	8.201	8.267
VG1(p.u)	1.060	1.060	1.06
VG2(p.u)	1.044	1.046	1.04
VG3(p.u)	1.019	1.022	1.021
VG6(p.u)	1.060	1.050	1.058
VG8(p.u)	1.060	1.060	1.06
T1(4-7)	0.978	1.0069	0.952
T2(4-9)	0.969	0.9367	0.988
T3(5-6)	0.932	0.9874	0.972
<b>Le cout (\$/h)</b>		<b>8077.6</b>	<b>8078.3</b>

**Tableau 4.13 : tableau des résultats de cout simple entre DE et JAYA**





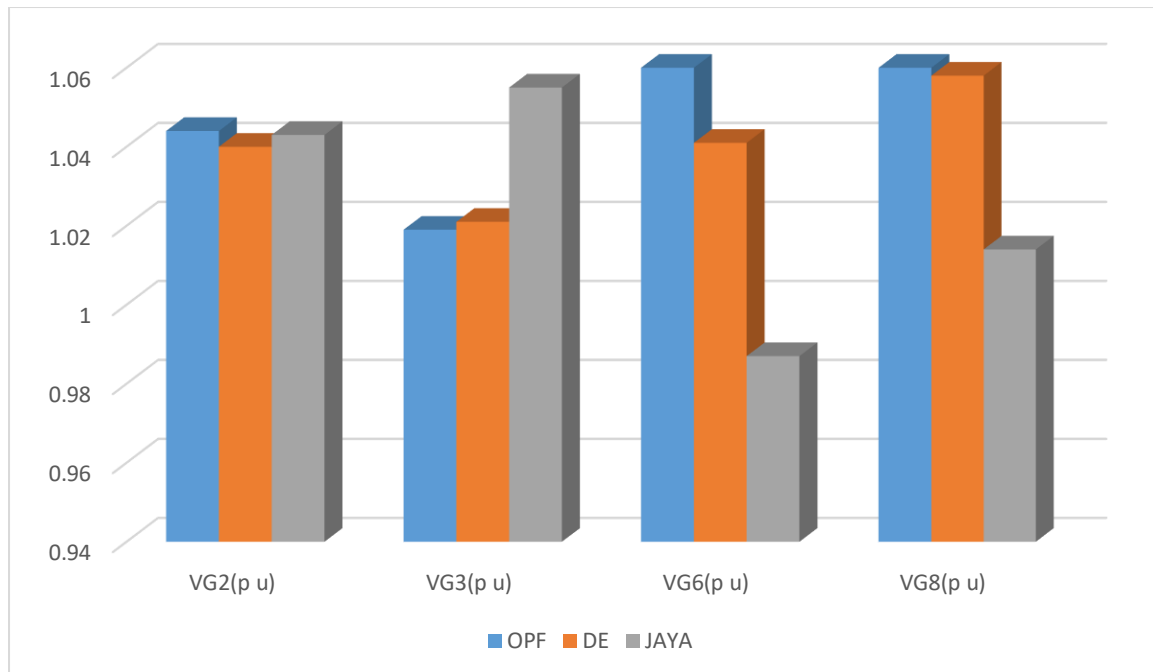
**Figure 4.28 : les tensions de générateur pour le réseau de 14JDB (le cout simple)**

D'après cette illustration on remarque que les tensions du DE sont supérieur aux tension jaya.

**b. Le cout surcharge :**

variables	OPF	DE	JAYA
PG2(MW)	36.73	37.366	38.378
PG3(MW)	28.61	48.203	44.85
PG6(MW)	0	7.961	16.88
PG8(MW)	8.55	28.899	24.42
VG1(p.u)	1.060	1.060	1.06
VG2(p.u)	1.044	1.040	1.043
VG3(p.u)	1.019	1.021	1.055
VG6(p.u)	1.060	1.041	0.987
VG8(p.u)	1.060	1.058	1.014
T1(4-7)	0.978	0.987	1.091
T2(4-9)	0.969	0.967	0.963
T3(5-6)	0.932	0.978	1
<b>Le cout (\$/h)</b>		<b>10176,65</b>	<b>10186.4</b>

**Tableau 4.14 : tableau des résultats de cout surcharge entre DE et JAYA**



**Figure 4.29 : les tensions de générateur pour le réseau de 14JDB (le cout surcharge)**

Les tensions jaya 2 et 3 sont supérieur mais les tension 6 et 8 de est supérieur

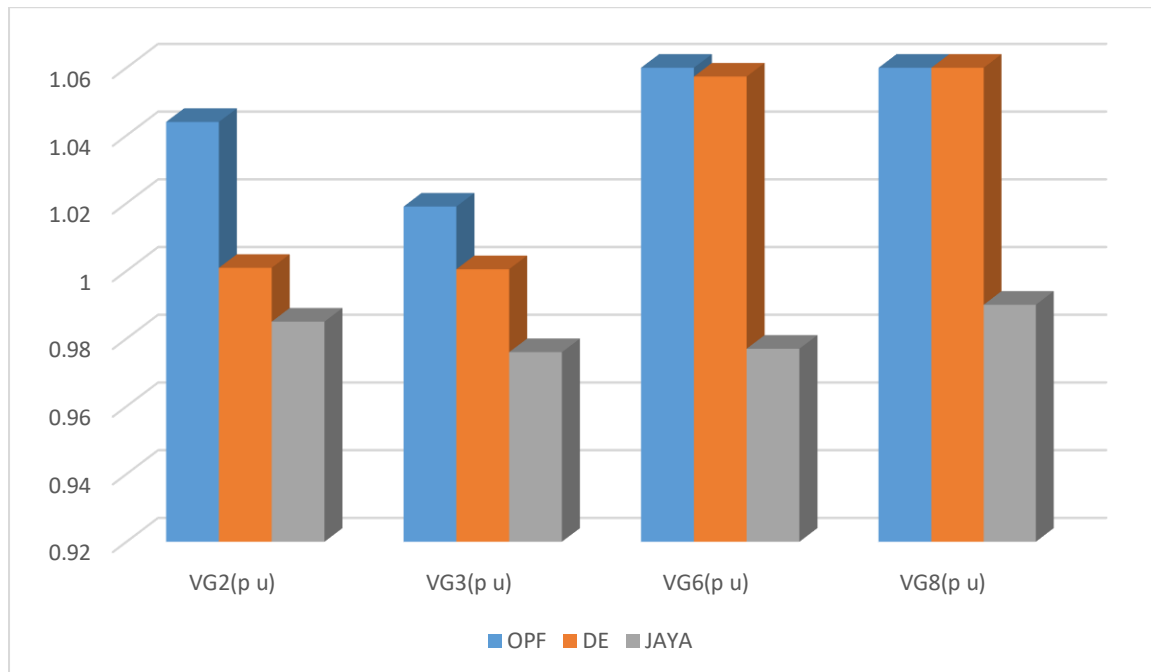
**c. Les pertes simples :**

variables	OPF	DE	JAYA
PG2(MW)	36.73	21.4873	11.759
PG3(MW)	28.61	94.5124	100
PG6(MW)	0	46.6641	43.125
PG8(MW)	8.55	96.6878	100
VG1(p.u)	1.060	1.0010	0.982
VG2(p.u)	1.044	1.0009	0.985
VG3(p.u)	1.019	1.0005	0.976
VG6(p.u)	1.060	1.0574	0.977
VG8(p.u)	1.060	1.0600	0.99
T1(4-7)	0.978	0.9517	0.993
T2(4-9)	0.969	0.9002	0.959

<b>T3(5-6)</b>	0.932	0.9513	1.023
<b>Ploss (MW)</b>		0.4948	0.6476

**Tableau 4.15:**

**tableau des résultats des pertes simples entre DE et JAYA**



**Figure 4.30 : les tensions de générateur pour le réseau de 14JDB (les pertes simples)**

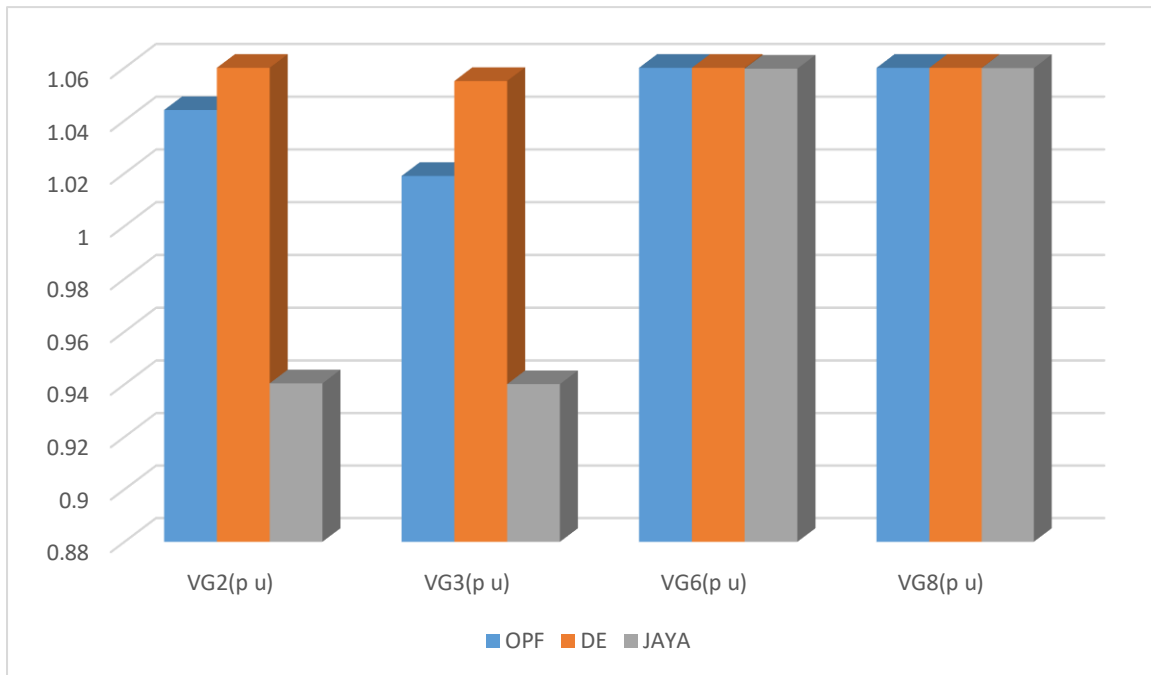
La supériorité de l'algorithme DE par rapport aux jaya au niveaux de tensions

**d. Les pertes surchargent :**

variables	OPF	DE	JAYA
<b>PG2(MW)</b>	36.73	45.88	55.41
<b>PG3(MW)</b>	28.61	100	100
<b>PG6(MW)</b>	0	62.29	66.32
<b>PG8(MW)</b>	8.55	100	100
<b>VG1(p.u)</b>	1.060	1.060	0.94
<b>VG2(p.u)</b>	1.044	1.060	0.9404
<b>VG3(p.u)</b>	1.019	1.055	0.9401
<b>VG6(p.u)</b>	1.060	1.060	1.0597
<b>VG8(p.u)</b>	1.060	1.060	1.0599
<b>T1(4-7)</b>	0.978	1.033	0.9005

T2(4-9)	0.969	0.900	0.9006
T3(5-6)	0.932	1.008	0.9004
<b>Ploss (MW)</b>		<b>52,647</b>	<b>52.78</b>

**Tableau 4.16 : tableau des résultats des pertes surcharges entre DE et JAYA**



**Figure 4.31 : les tensions de générateur pour le réseau de 14JDB (les pertes surcharges)**

La supériorité de l’algorithme DE par rapport aux jaya au niveau de tension

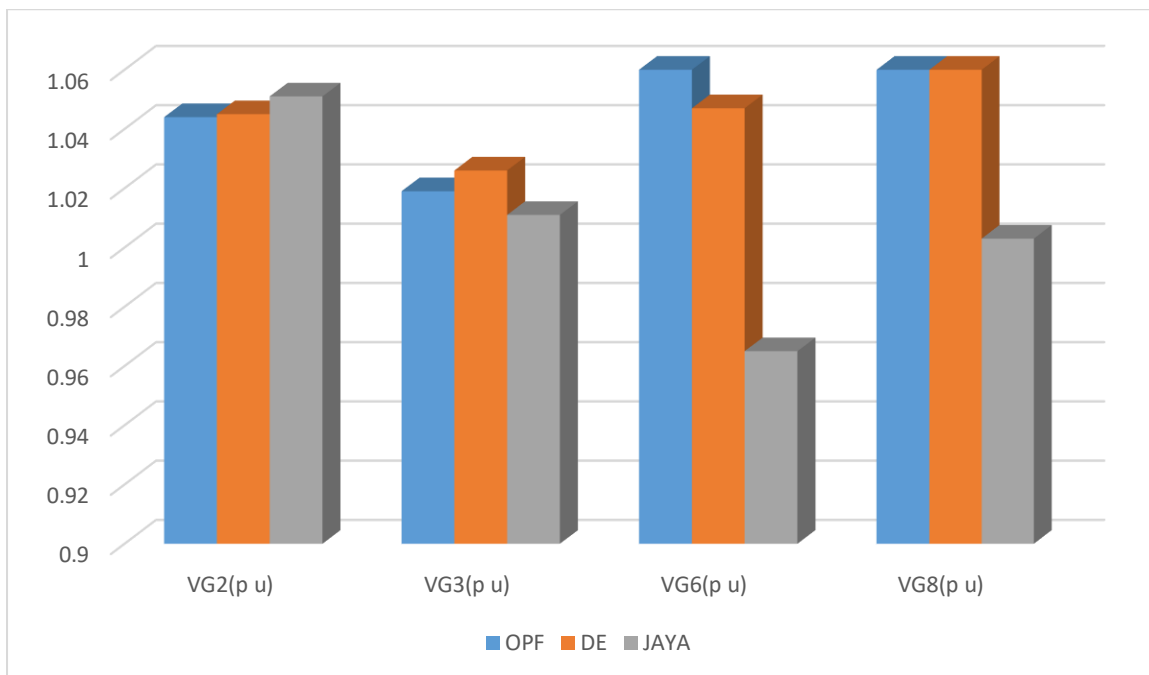
**e. Charge à point maximal : effet valve point**

variables	OPF	DE	JAYA
PG2(MW)	36.73	39.93	39.5
PG3(MW)	28.61	78.54	78.60
PG6(MW)	0	0	0
PG8(MW)	8.55	0	0
VG1(p.u)	1.060	1.060	1.06
VG2(p.u)	1.044	1.045	1.051
VG3(p.u)	1.019	1.026	1.011
VG6(p.u)	1.060	1.047	0.965
VG8(p.u)	1.060	1.060	1.003

T1(4-7)	0.978	0.90	0.09
T2(4-9)	0.969	1.099	0.946
T3(5-6)	0.932	1.057	1.04
<b>Cout (\$/H)</b>		<b>10352.04</b>	<b>10365</b>

**Tableau 4.17 :  
tableau des  
résultats de  
valve point**

**entre DE et JAYA**



**Figure 4.32 : les tensions de générateur pour le réseau de 14JDB (valve point)**

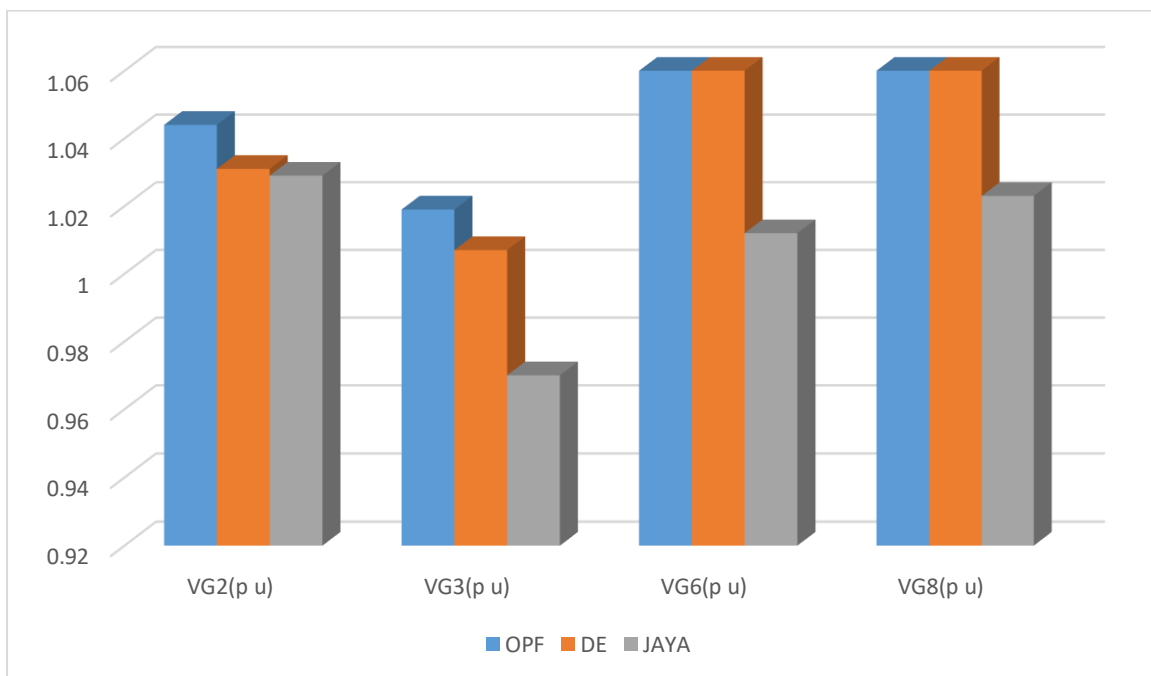
Au niveau de la tension le DE est beaucoup mieux que le jaya

#### **f. Gaz polluants :**

variables	OPF	DE	JAYA
PG2(MW)	36.73	56.246	56.28
PG3(MW)	28.61	43.255	40.77
PG6(MW)	0	70.5000	71.12
PG8(MW)	8.55	43.237	45.96
VG1(p.u)	1.060	1.036	0.99
VG2(p.u)	1.044	1.031	1.029
VG3(p.u)	1.019	1.007	0.97

<b>VG6(p.u)</b>	1.060	1.060	1.012
<b>VG8(p.u)</b>	1.060	1.060	1.023
<b>T1(4-7)</b>	0.978	0.944	1.0.33
<b>T2(4-9)</b>	0.969	0.986	1.006
<b>T3(5-6)</b>	0.932	0.987	0.159
<b>Emission (T/h)</b>		0.154	0.1543

**Tableau 4.18 : tableau des résultats de gaz polluant entre DE et JAYA**



**Figure 4.33 : les tensions de générateur pour le réseau de 14JDB (gaz polluant)**

Les tensions de l’algorithme DE sont supérieures par rapport au JAYA.

#### **La comparaison :**

D’après toutes les résultats qu’on a eu de cette comparaison de minimisation de coût de production, les pertes et les gaz polluants des deux méthodes métaheuristique JAYA et DE qui nécessitent plusieurs itérations pour avoir une solution optimale. Qui révèlent l’excellent taux de convergence de DE et JAYA.

La comparaison est présentée dans des tableaux qui montrent la supériorité de l’algorithme DE par rapport au JAYA concernant le coût, les pertes, et les gaz polluants dans les deux cas. Aussi même le temps de convergence pour le JAYA est un peu long par rapport au temps de réponse du JAYA.

Ce que on peut conclure de cette comparaison c'est que l'algorithme DE à plus d'avantage par rapport au JAYA pour résoudre le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance.

#### **4.5 Conclusion :**

Dans ce dernier chapitre, on a appliqué deux algorithmes qui dépendent sur l'intelligence artificielle sur un réseau IEEE de 14 jeux de barres pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance optimal.

Les résultats de simulation obtenus ont montré la faisabilité des méthodes proposées pour résoudre le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance.

La minimisation du coût de production, les pertes actives, les gaz polluants et le voltage ont été les fonctions objectives considérées dans ce problème.

Au final, les performances des algorithmes DE ont été comparées avec l'algorithme Jaya, la supériorité de l'algorithme .... A été révélée en termes d'optimalité et de solution faisabilité.

# Conclusion générale



Dans ce mémoire nous avons présentés l'application de deux méthodes globales pour l'optimisation de l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques en appliquant deux différents algorithmes (Différentiel évolution DE) ET JAYA.

Pour préciser l'optimisation envisagée on a traité le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance en minimisant trois importantes fonctions objectifs qui ont une influence sur la gestion optimale des réseaux électriques.

La première fonction objective Notamment en minimisant la fonction de coût de production, la second fonction objective prend en compte la minimisation des pertes active tandis que la troisième implique la minimisation des émissions de gaz, dans le cas nominal et le cas surcharge.

Les deux algorithmes à savoir DE et JAYA ont été appliqués au réseau test IEEE 30jeux de barres, Les résultats de la simulation ont obtenu la preuve de l'efficacité de ces méthodes dans la résolution de problèmes d'optimisation courant.

La comparaison entre les résultats trouvés par les algorithmes de base montre une excellente performance de convergence et une diminution dans le coût de production totale dans tous les cas traités ainsi que la minimisation des pertes et les gaz polluants.

Au final, les méthodes Meta heuristiques sont des bonnes solutions pour résoudre les problèmes d'OPF dans les réseaux électriques modernes.

## Annexes

Bus- i	Type	Pd	Qd	Gs	Bs	Area	Vm	Va	baseKV	Zon e	Vmax	vmin
1	3	0	0	0	0	1	1.06	0	0	1	1.06	0.94
2	2	21.7	12.7	0	0	1	1.045	-4.98	0	1	1.06	0.94
3	2	94.2	19	0	0	1	1.01	-12.72	0	1	1.06	0.94
4	1	47.8	-3.9	0	0	1	1.019	-10.33	0	1	1.06	0.94
5	1	7.6	1.6	0	0	1	1.02	-8.78	0	1	1.06	0.94
6	2	11.2	7.5	0	0	1	1.07	-14.22	0	1	1.06	0.94
7	1	0	0	0	0	1	1.062	-13.37	0	1	1.06	0.94
8	2	0	0	0	0	1	1.09	-13.36	0	1	1.06	0.94
9	1	29.5	16.6	0	19	1	1.056	-14.94	0	1	1.06	0.94
10	1	9	5.8	0	0	1	1.051	-15.01	0	1	1.06	0.94
11	1	3.5	1.8	0	0	1	1.057	-14.79	0	1	1.06	0.94
12	1	6.1	1.6	0	0	1	1.055	-15.07	0	1	1.06	0.94
13	1	13.5	5.8	0	0	1	1.05	-15.16	0	1	1.06	0.94
14	1	14.9	5	0	0	1	1.036	-16.04	0	1	1.06	0.94

**Tableau A.1 : Données des jeux de barres du système test à 14 jeux de barres**

Bus	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mBase	Status	Pmax	Pmin
1	232.4	-16.9	40	-20	1.06	100	1	332.4	0
2	40	42.4	50	-40	1.045	100	1	140	0
3	0	23.4	40	0	1.01	100	1	100	0
6	0	12.2	24	-6	1.07	100	1	100	0
8	0	17.4	24	-6	1.09	100	1	100	0

**Tableau A.2 : Données des générateurs du système test à 14 jeux de barres**

## Références bibliographiques

- [1] Ketfi nadhir THEME Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée, Magister en Electrotechnique - Option : Réseaux Electriques Université de Batna, année 2014
- [2] Naidji mourad ETUDE D'IMPACT DE L'INTEGRATION DES SOURCES PV DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION D'ENERGIE ELECTRIQUE, magister en électrotechnique, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene, année 2015
- [3] Farid hamoudi Maître de conférences classe B Laboratoire de maitrise des énergies renouvelables, RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION ÉLECTRIQUE, Université A/Mira-Bejaia
- [4] L.Slimani , "optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode de colonie de fourmis," Université de Sétif, mémoire de Magister, 2006.
- [5] S.Sayah , "Application de l'intelligence artificiel pour le fonctionnement optimal des systèmes électriques," Université de Sétif Thèse de Doctorat , 2010.
- [6] Stéphane Gerbex. „métaheuristiques appliquées au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique“, thèse de doctorat n° 2742 Ecole polytechnique fédérale de Lausanne (2003).
- [7] Hadji Boubakeur “Contribution à l'Amélioration de l'Efficacité des Réseaux Electriques par l'Intégration et le Contrôle Flexible de l'Energie Eolienne et des Systèmes FACTS”, thèse de doctorat en électrotechnique, université Mohamed Khider BISKRA, année 2017
- [8] Kamel Saoudi “Stabilisateurs intelligents des systèmes électro-énergétiques” Doctorat en Science en Electrotechnique, UNIVERSITE FERHAT ABBAS —SETIF1 UFAS (ALGERIE) 2014
- [9] Zeroual Mokhtaria, << Optimisation et contrôle de l'écoulement des puissances actives par système FACT >>, Magister en Électrotechnique, année 2014-2015, UNIVERSITE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE D'ORAN- MOHAMED BOUDIAF
- [10] O. Mammeri. « Différentes méthodes de calcul de la puissance réactive dans un nœud a charge non linéaire en présence d'un système de compensation de l'énergie », mémoire de magister 2012, Université de Batna.
- [11] Delendi Louardi, Magister en Electrotechnique, <<CONTROLE DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE ACTIVE PAR SYSTEME FACTS >>, UNIVERSITE DE BATNA, année 2009
- [12] Virginijus Radziukynas and Ingrida Radziukyniene, Optimization Methods Application to Optimal Power Flow in Electric Power Systems
- [13] Herbadji Ouafa << Contribution à l'optimisation des réseaux électriques en présence des Multi-FACTS par des méthodes méta heuristiques hybrides >> , Thèse de doctorat , UNIVERSITÉ FERHAT ABBAS - SETIF 1, année 2019

- [14] M.A. Abido, << Optimal power flow using tabu search algorithm » International Journal of Electric Power Components and Systems >>, Vol. 30, No. 5, 2002, pp. 469-483.
- [15] Momoh JA, Zhu JZ (1999) Improved interior point method for OPF problems. IEEE Trans on Power Syst 14:1114–1120
- [16] Fesanghary M, Mahdavi M, Minary-Jolandan M, Alizadeh Y (2008) Hybridizing harmony search algorithm with sequential quadratic programming for engineering optimization problems. Comput Methods Appl Mech Eng 197:3080–3091
- [17] Alsac O, Stott B (1974) Optimal load flow with steady state security. IEEE Trans Power Apparatus Syst 93:745–751
- [18] T.J. Overbye, C.L. Demarco, << Voltage security enhancement using energy-based sensitivities >> IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 6, No. 3, August 1991, pp. 1196-1202.
- [19] B.M. Weedy, "Electric Power Systems", 3rd Ed., John Wiley & Sons Ltd., London, 1979.
- [20] W.D. Stevenson, "Elements of Power System Analysis", 4th Ed., McGraw-Hill Book 1982.
- [21] Chaib ala eddine, ETUDE DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL PAR LES METHODES D'OPTIMISATION METAHEURISTIQUES, Magister en Electrotechnique Université des Frères Mentouri de Constantine 1
- [22] Y. Himri, Arif S. Malik, A. Boudghene Stambouli, S. Himri, B. Draoui, "Review and use of the Algerian renewable energy for sustainable development," Elsevier Renewable and Sustainable Energy Reviews, p. 1584–1591, Sep. 2009.
- [23] J. A. Momoh, R. J. Koessler, M. S. Bond, B. Stott, D. Sun, A. D. Papalexopoulos and P. Ristanovic, "Challenges to Optimal Power Flow," Power Systems, IEEE Transactions, vol. 12, no. 1, pp. 444-455, Feb. 1997.
- [24] C. Raphaël « Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution » Thèse de doctorat Institut national polytechnique de Grenoble, France.2004
- [25] Boudab Smail, «APPLICATION DES RESEAUX DE NEURONNES DYNAMIQUES A L'OPTIMISATION DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE DANS UN RESEAU ELECTRIQUE », Magister en Electrotechnique, Université Larbi BEN M'HIDI Oum El Bouaghi, année 2011

- [26] A .Messaoudi « Dispatching économique des réseaux électriques par les méthodes numériques ». Mémoire de Magister, Université de Batna ,2001.
- [27] Dorigo M., Caro G. D., « The Ant Colony Optimization Meta-Heuristic », in D. Corne, M. Dorigo, F. Glover (eds), *New Ideas in Optimization*, McGraw-Hill, London, pp. 11-32, 1999
- [28] P. Siarry, « Métaheuristiques », Editions Eyrolles, 2014.
- [29] P. Feyel, « Optimisation de la Commande Robuste par les Métaheuristiques », ISTE Group, 2017.
- [30] L.Slimani, "Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes métaheuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé," Université de SETIF Thèse de Doctorat, 2009.
- [31] Stéphane gerbex, "Métaheuristique appliquées au placement optimal des dispositif FACTS dans un réseau électrique," Ecole Polytechnique Federal de Laussane Thèse de Doctorat Es Sciences Technique 2742, 2003.
- [32] R. Benabid , "Optimisation Multi-objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques," Université de Laghouat mémoire de Magister, 2007.
- [33] Laouafi farida, « Optimisation du plan de tension et de la répartition de la puissance réactive par les techniques intelligentes hybrides améliorées », THÈSE EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE DOCTORAT EN SCIENCES, Université 20 Août 1955 – Skikda, année 2019.
- [34] Warid warid, hashim hizma, norman maruin, noor izzri abdul wahab, (optimal power flow using the jaya algorithm), département of electrical and electronics engineering, faculty of engineering, university putra malaysia 25 aout 2016.
- [35] Ehab E. Elattar, Modified JAYA algorithm for optimal power flow incorporating renewable energy sources considering the cost, emission, power loss and voltage profile improvement, Department of Electrical Engineering, College of Engineering, Taif University, Taif, Saudi Arabia.

