

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 الألكتروتقنى
Département d'Automatique & Électrotechnique



Mémoire de Master

Filière : Électrotechnique
Spécialité : Machines électriques

Présenté par

ALI SIDICK BAHAR

&

MIDIRGUE VOUNSOUMA MBASSA

Répartition économique des puissances dans les réseaux de transport de l'énergie électrique

Proposé par : Dr. CHANANE Abdallah

Année Universitaire 2021-2022

Remerciements

Avant tout, nous remercions Dieu, le tout puissant de nous avoir donné la patience et la force nécessaire pour mener à terme de ce travail.

*Ensuite, nous voudrions exprimer notre profonde gratitude et reconnaissance envers notre promoteur **Dr. CHANANE ABDALLAH**, enseignant à la faculté de Technologie de l'université de Blida 1, pour la confiance qu'il nous a témoignée tout au long de ce travail, sa disponibilité, son dynamisme, ses conseils judicieux et ses suggestions, qui nous ont beaucoup inspirés, Qu'il trouve ici nos sincères remerciements.*

*Nous voudrions également exprimer nos remerciements à **Dr. Messaoud BELAZZOUG**, Chef d'option machines électriques-GE, Maitre de conférences A à l'université de Blida 1, pour sa disponibilité, ses orientations ponctuelles, et son engagement à l'égard de notre étude scientifique. Il nous a enseigné avec efficacité, clairvoyance et beaucoup de patience en Licence et en Master. Qu'il trouve ici notre profonde gratitude.*

*Sans oublier, nous tenons également à exprimer nos sincères remerciements à **Dr. Kherfane Naas**, pour sa motivation depuis le cycle licence, étant notre encadreur du projet de fin de cycle licence et qu'il ne cesse de nous inspirer par ses orientations et conseils afin d'aboutir à un travail réalisable.*

Qu'il nous soit permis d'exprimer ici nos meilleures salutations, aux membres de Jury, qui nous feront le plaisir et l'honneur, d'avoir accepté d'évaluer notre travail. Nous les remercions d'avance pour leurs remarques et suggestions.

Nous remercions très chaleureusement les enseignants de la faculté de Technologie, particulièrement nos enseignants de département d'électronique, automatique & électrotechnique. Pour la pédagogie que nous avons reçue.

Nous tenons à remercier vivement les membres de notre famille qui nous ont toujours encouragés et plus particulièrement, nos parents pour leurs dévouements et leurs soutiens inconditionnels tout au long de ces longues années d'étude.

*Enfin, il serait particulièrement ingrat de ne pas remercier tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire, et précisément à notre cher **Sebaa Sid Ahmed**, ainsi de même que ceux qui ont participé à notre formation, qu'ils trouvent ici, l'expression de notre profonde gratitude.*

Dédicaces

A celle pour qui mon cœur, depuis ma naissance, n'a pu éprouver qu'amour et reconnaissance, à celle qui a donné un sens à mon existence en m'offrant une éducation digne de confiance, A ma très chère mère.

A mon cher père, pour son amour et son affection et pour bien plus que je ne saurai dire, Merci beaucoup père. Que Dieu vous protège.

A ceux qui n'ont jamais cessé de me soutenir et m'encourager. A ceux qui leur amour m'a donné la volonté d'aller toujours de l'avant.

A ma grand-mère.

A mes très chers frères, à mes très chères sœurs.

A tous mes chers oncles, à toutes mes chères tantes.

A toute ma famille.

A tous mes amis.

A tous mes collègues.

A tous mes enseignants.

A mon binôme Midirgue Vounsouma, et à toute ma promotion d'étude 2021/2022

Je dédie ce travail.

Ali Sidick

Dédicaces

A MES CHERS PARENTS AVEC TOUT MON AMOUR.

*Je dédie ce travail en premier lieu à mon père VOUNSOUMA MBASSA.
Tous mes mots ne sauraient exprimer ma gratitude et ma reconnaissance pour tes sacrifices.
Je te dédie ce mémoire comme une preuve de ton affection en vers moi.*

*Je tiens aussi à dédier cet effort à la mémoire de ma mère feu TCHENDA NOMIE,
J'aurais souhaité ta présence en ce moment pour partager ma joie. Tu m'avais toujours fait
preuve d'amour et d'affection, tes conseils me sont toujours utiles, présents dans mon esprit
et dans mon cœur. Que ton âme repose en paix.*

*Particulièrement à ma très chère tante BOYO BEGUEDOGO FATI,
Tous les mots ne pourraient témoigner de ma gratitude, aussi je te dédie ce travail comme fruit
de mon affection, d'amour et du dévouement le plus profond de mon cœur.*

*A mes oncles et tantes, de la famille ADOUMBI,
Je dédie ce mémoire pour vous témoigner ma reconnaissance pour vos conseils et votre soutien
envers moi.*

*A toute la grande famille LES RACHETES DE L'ETERNEL Algérie,
Ce travail est le témoignage de vos divers soutiens et affections en vers moi, retrouvés ici dans
ce travail toute ma reconnaissance.*

*Ensuite, je dédie ce travail à mon binôme Ali SIDICK BAHAR, pour sa motivation et sa
persévérance qui ont permis l'accomplissement de ce mémoire.*

*Enfin je dédie ce travail à mes frères et ses sœurs biologique ainsi à la grande famille lointaine,
tout en espérant que ce mémoire sera la réponse de leurs confiances en vers moi.*

MIDIRGUE VOUNSOUMA MBASSA

ملخص:

تعالج هذه المذكرة مشكلة التوزيع الاقتصادي للقوى في شبكات نقل الطاقة الكهربائية. تتمثل المساهمة الرئيسية لهذه الأطروحة في تحسين تشغيل الشبكات الكهربائية الحديثة، والتي تهدف إلى حل مشكلة التدفق الأمثل للطاقة أحادية الهدف من خلال تحسين وظيفتين موضوعيين، وهما: وظيفة تكلفة الوقود وفقدان الطاقة النشطة. عندما نتحدث عن تحسين الوظيفة، فهذا يعني تقليل هذه الوظيفة. لذلك لتقليل تكاليف الوقود أو فقدان الطاقة في الشبكة، من الضروري بالتالي تخطيط القوى النشطة والتفاعلية لكل محطة طاقة، بحيث تكون التكلفة الإجمالية لتشغيل الشبكة قليلة. بطريقة أخرى، من الضروري تغيير القوى النشطة للمولدات ضمن حدود معينة من أجل تلبية الطلب الخاص للحمل بأقل تكلفة. تسمى هذه العملية التدفق الأمثل.

يستخدم تطبيق التوزيع الأمثل للطاقة على مستوى الشبكة الكهربائية تقنيات البرمجة الرياضية القياسية. في بعض الأحيان لا تكون هذه التقنيات مناسبة للتعامل مع بعض الاعتبارات العملية التي يتم مواجهتها في أنظمة الطاقة، لهذا العمل قمنا بتطوير تطبيق خوارزمية التطور التفاضلي (DE) تم تقييم هذه الخوارزمية من خلال عدد من استراتيجيات التطور، والتي تم تجميعها في فئتين رئيسيتين، وهما الاستراتيجيات العشوائية (راند / 1 و راند / 2) والاستراتيجيات الأمثل (الأفضل / 1، والأفضل / 2، والحديث إلى الأفضل / 1). الهدف من استخدام هذه الاستراتيجية هو أخذ المعلومات من الأفراد الأدنى كاتجاه نحو إيجاد حلول جديدة وأفضل. تؤكد نتائج البرمجة فعالية هذه الخوارزمية في حل مشاكل التحسين. تم التحقق من صحة الخوارزمية على شبكة اختبار شبكة كهرباء عالمية من نوع IEEE-14

كلمات المفاتيح:

التوزيع الاقتصادي للطاقة، التدفق الأمثل، خوارزمية DE، شبكة اختبار.

Résumé :

Ce mémoire traite le problème de la répartition économique des puissances dans les réseaux de transport d'énergie électrique. L'apport principal de ce mémoire est l'amélioration de fonctionnement des réseaux électriques modernes, qui a pour l'objectif de résoudre le problème de l'écoulement de puissance optimal mono-objectif en optimisant deux fonctions objectifs, à savoir : la fonction de coût du combustible et les pertes de puissance active. Lorsqu'on parle d'optimiser la fonction, c'est-à-dire revient à minimiser cette fonction. Alors pour minimiser les coûts du combustible ou les pertes de puissance dans le réseau il faut donc planifier les puissances actives et réactives de chaque centrale

électrique, de telle sorte que le coût total de fonctionnement du réseau soit minimal. D'une autre façon, il faut varier les puissances actives des générateurs dans certaines limites afin de satisfaire la demande particulière de la charge avec un coût minimal du combustible et minimiser les pertes de puissances actives. Ce processus est appelé l'écoulement de puissance optimal(OPF).

L'application de la répartition optimale de la puissance au niveau d'un réseau électrique, utilise des techniques de programmation mathématique standard. Parfois ces techniques ne sont pas convenables pour traiter certaines considérations pratiques rencontrées dans les systèmes de puissance, pour ce travail, nous avons élaboré l'application de l'algorithme évolution différentielle(DE). Cet algorithme a été évalué par un certain nombre des stratégies d'évolution, qui sont regroupées en deux classes principales, à savoir les stratégies aléatoires (rand/1 et rand/2) et les stratégies gourmandes (best/1, best/2 et current-to-best/1). L'objectif derrière l'utilisation de cette stratégie est de considérer les informations des individus inférieurs comme une direction vers la recherche de nouvelles solutions meilleures. Les résultats de programmation confirment l'efficacité de cet algorithme à résoudre les problèmes d'optimisation. L'algorithme a été validé sur un réseau test IEEE-14 Bus

Mots clés : répartition économique des puissances, l'écoulement de puissance optimal (OPF), algorithme DE, réseau test IEEE-14 Bus.

Abstract :

This memory treats the problem of the economic dispatch of the power in the electrical network. The main contribution of this work is the improvement of the operation of modern electrical networks, which aims to solve the problem of the optimal mono-objective power flow by optimizing two objective functions, namely: the fuel cost and the active power losses. it is therefore necessary to plan the active and reactive powers of each power plant. Alternatively, it is necessary to vary the active powers of the generators within certain limits in order to satisfy the particular demand of the load with a minimum cost of fuel and to minimize the losses of active powers. This process is called Optimal Power Flow (OPF).

The application of the optimal distribution of power at the level of an electrical network, uses standard mathematical programming techniques. Sometimes these techniques are not suitable for dealing with some practical considerations encountered in power systems, for this work we have developed the application of the differential evolution (DE) algorithm. This algorithm has been evaluated by a number of evolution strategies, which are grouped into two main classes, namely random strategies (rand/1 and rand/2) and greedy strategies (best/1, best/2 and current-to-best/1). The objective behind using this strategy is to take the information from lower individuals as a direction towards finding new and better solutions. Programming results confirm the effectiveness of this algorithm in solving optimization problems. The algorithm has been validated on an IEEE-14 Bus test network.

Keywords : Economic power distribution, optimal power flow (OPF), DE algorithm, IEEE-14 Bus test network.

Liste des acronymes et abréviations

Liste des acronymes et abréviations

PF : Ecoulement de puissance

OPF : Ecoulement de Puissance Optimal (Optimal Power Flow)

ODE : Optimisation par évolution différentielle (Differential evolution Optimization)

ORPD : répartition optimale de la puissance réactive

GRTE : Gestionnaire de Réseau de Transport d'Electricité

GRD : Gestionnaire de Réseau de Distribution

P.U : Système d'unité relative pour l'analyse des réseaux électriques.

PQ : jeux des barres de charge (load bus)

PV : jeux des barres de contrôle (control bus)

P: Puissance active injectée

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

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

$PG1_{slack}$: La puissance active générée de jeu de barre de référence.

$PG2, \dots, PGn$: Puissances actives générées sauf celle du jeu de barres de référence.

$P_{Gi.min}$ et $P_{Gi.max}$: Limites minimale et maximale de puissance active du générateur i .

Q : Puissance réactive injectée

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

Q_{Di} : Puissance réactive demandée au jeu de barres i

$Q_{Gi.min}$ et $Q_{Gi.max}$: Limites minimale et maximale de puissance réactive du générateur i .

S_i : Puissance apparente d'entrée du transformateur ;

S_{Gi} : Puissance apparente délivrée par le générateur au nœud i

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

S_{ij} : Transit de puissance apparente du jeu de barres i vers le jeu de barres j

S_{min} et S_{max} : Limites minimale et maximale de la puissance apparente injectée au nœud i .

V_i : Tension d'entrée d'un transformateur ;

V_j : Tension de sortie d'un transformateur ;

Liste des acronymes et abréviations

- V_{BUS} : Vecteur des tensions complexes des jeux de barres.
- VG_1, \dots, VG_n : Les tensions de tous les jeux de barres de générateurs.
- $V_{i.min}$ et $V_{i.max}$: Limites minimale et maximale de la tension au nœud i .
- V : Module de la tension
- T_1, \dots, T_n : Les prises des transformateurs variables.
- $T_{ij.min}$ et $T_{ij.max}$: Limites minimale et maximale sur la variable du rapport de transformation.
- R_{ij} : Résistance du transformateur aux nœuds i et j ;
- X_{ij} : L'inductance du transformateur aux nœuds i et j .
- DE : Evolution Différentielle
- DEA : Algorithme Evolution Différentielle
- AG : Algorithmes Génétique
- SE : Stratégies d'Evolution
- PE : Programmation Evolutionnaire
- RS : Recuit Simulé (SIMULATED ANNEALING)
- RT : Recherché Taboue (TABU SEARCH)
- AE : Algorithmes évolutionnaires
- GP : Programmation génétique
- rand/1 et rand/2 : les stratégies aléatoires
- best/1, best/2 et current-to-best/1 : les stratégies gourmandes
- $X_{best,g}$: Le meilleur individu des stratégies gourmandes
- $F_{i,g}$: Coefficient de mutation,
- I_{BUS} : Vecteur des courants complexes injectés à chaque jeu de barres.
- y_t : Admittance du transformateur ;
- y_{ij} : Admittance du transformateur entre le nœud i et j ;
- Y_{BUS} : La matrice admittance nodale du système.
- Y_{ij} : Matrice admittance de la branche ij .
- δ_j : Déphasage de la tension au nœud j
- θ_{ij} : L'argument de l'élément ij de la matrice admittance.
- α_{ij} : Angle de phase du transformateur entre deux jeux de barres i et j

Liste des acronymes et abréviations

$\alpha_{ij \min}$ et $\alpha_{ij \max}$: Limites minimale et maximale de l'angle de phase de transformation.

G_{ij} : Conductance entre le JB_i et JB_j .

G_k : Conductance de la branche k qui se trouve entre les deux jeux de barres $ietj$.

g : La conductance.

B_{ij} : Susceptance entre le JB_i et JB_j .

FACTS : Système de transmission des courants alternatifs flexibles (Flexibles Alternating Current Transmission System)

F_C : Fonction objective de coût

F_P : Fonction objective des pertes.

A_i , B_i et C_i : Coefficients de la fonction objective du coût.

p : les nombres de parents et m : nombres d'enfants

G^{\max} : Nombre maximum de génération.

N : nombre total des jeux de barres de réseau.

n : Nombre des itérations

ng : nombre des générateurs de production.

nb : nombre de branches du réseau électrique,

N_p : Taille de la population

JB : Jeu de barres.

$h(x, u)$: Contrainte d'égalités.

$g(x, u)$: Contrainte d'inégalités.

Table des matières

REMERCIEMENTS

DEDICACE

RESUME

LISTES DES ACRONYMES ET ABREVIATIONS

TABLE DES MATIERES

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

Introduction générale 1

Chapitre 1 : Généralités sur les réseaux électriques

1.1 Introduction 4

1.2 Etude historique des réseaux électriques 4

1.3 Organisation générale des réseaux électriques 5

1.4 Structure des réseaux électriques 7

1.4.1 Les réseaux de transport et d'interconnexion 7

1.4.2 Réseaux de répartition 8

1.4.3 Les réseaux de distribution 9

a) Réseaux de distribution à moyenne tension 9

b) Réseaux de distribution à basse tension 9

1.5 Topologies architecturales des réseaux électriques 9

1.5.1 Structure maillée 10

1.5.2 Structure radiale ou bouclée 10

Table des matières

1.5.3	Structure arborescente	10
1.6	Analyse paramétrique des réseaux électriques	11
1.6.1	Schéma unifilaire	11
1.6.2	Analyse par phase ou circuit monophasé équivalent	12
1.6.3	Système d'unité relative PU	12
1.7	Modélisation des éléments du réseau électrique	13
1.7.1	Modélisation de générateur	13
1.7.2	Modélisation de ligne moyenne électrique	14
1.7.3	Transformateur de puissance	16
1.7.4	Charges électriques	17
1.7.5	Éléments shunt	19
1.8	Modèle des nœuds du réseau	19
1.8.1	Nœud de charge (PQ)	19
1.8.2	Nœud générateur(PV)	19
1.8.3	Nœud de référence (slack bus)	19
1.9	Protection d'un réseau électrique	20
1.10	Notions de sélectivités pour la protection des réseaux électriques	21
1.10.1	Sélectivité ampère métrique	22
1.10.2	Sélectivité chronométrique	22
1.10.3	Sélectivité logique	22
1.11	Conclusion	22

Table des matières

Chapitre 2 : ECOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL – OPF

2.1	Introduction	23
2.2	Objectif de l'étude de l'écoulement de puissance dans le réseau électrique	24
2.3	Formulation des équations de l'écoulement de puissance	24
2.4	Écoulement de puissance optimale	27
2.5	Problème de l'écoulement de puissance optimal	27
2.6	Domaine de l'écoulement de puissance optimale dans les réseaux électriques.	28
2.6.1	Application de l'écoulement de puissance optimal	28
a)	Amélioration du profil de tension	28
b)	Amélioration de la stabilité de tension	28
c)	Maximisation de la puissance transmissible	328
d)	Minimisation du coût de production	29
e)	Minimisation des pertes	29
2.7	L'acheminement de la puissance dans le réseau électrique	30
2.8	Classification des jeux de barres	30
a.	Jeux de barres de charge (LOAD BUS)	30
b.	Jeux de barres de contrôle (generation BUS)	30
c.	Jeu de barres de référence (SLACK BUS)	31
2.9	Classification des variables de l'écoulement de puissance	31
a)	Variables d'état	31

Table des matières

b)	Variables de décision (contrôle)	32
2.10	Formulation du problème de l'écoulement de puissance optimal	32
a)	Fonction objective	34
b)	Contraintes d'égalité	34
c)	Contraintes d'inégalité	35
d)	Recherche de l'optimum locale et globale	36
2.11	Méthodes itératives dans l'écoulement de puissance	37
❖	Méthode de Gauss-Seidel	37
❖	Méthode de Newton-Raphson	39
2.12	Conclusion	39
Chapitre 3 : Méthodes d'optimisation Méta-heuristique		
3.1	Introduction	41
3.2	Définition de l'optimisation	41
3.3	Les Méthodes Méta-heuristiques	42
3.4	Classification des Méthodes Méta-heuristiques	42
3.4.1	Méthodes Méta-heuristiques à solution unique (Parcours)	43
a)	Recuit Simulé (SIMULATED ANNEALING)	43
b)	Recherche taboue (TABU SEARCH)	44
3.4.2	Méthodes Méta-heuristiques à Population	44
3.4.2.1	Les Algorithmes Evolutionnaires	45
a)	Algorithmes génétiques (GA)	45

Table des matières

b)	Stratégies d'évolution	46
c)	Programmation évolutive	47
d)	Programmation génétique (GP)	47
3.5	OPF par l'algorithme à évolution différentielle (DE)	48
3.5.1	Algorithme à évolution différentielle DE	48
3.5.2	Evolution différentielle appliquée à l'OPF	53
3.6	Conclusion	53
Chapitre 4 : Résultats, Discussions et Interprétations		
4.1	Introduction	55
4.2	Fonction objective	55
4.3	Les contraintes	56
4.4	Application : Optimisation par l'algorithme évolution différentielle dans le réseau de 14-Bus.	56
4.4.1	La minimisation de coût de production à la charge nominale	58
a)	Discussions et comparaisons des résultats obtenus	63
4.4.2	La minimisation des pertes actives à la charge nominale	65
a)	Discussions et comparaisons des résultats obtenus dans le cas de minimisation des pertes	70
4.5	Conclusion	71
	Conclusion générale	73
	ANNEXES	
	BIBLIOGRAPHIE	

Liste des

figures

Liste des figures

Chapitre1 : Généralités sur les réseaux électriques

Figure 1.1	Schéma générale de production, transport et distribution de l'énergie électrique	6
Figure1.2	Schéma d'une structure maillée	10
Figure1.3	Schéma d'une structure radiale	10
Figure1.4	Schéma d'une structure arborescente	10
Figure 1.5	Schéma unifilaire de réseau électrique IEEE 14-bus	12
Figure 1.6	Modèle du générateur	13
Figure 1.7	Modèle d'une ligne moyenne électrique	15
Figure 1.8	Modèle de transformateur de puissance	17
Figure 1.9	Modèle d'une charge	18
Figure 1.10	Modèles des éléments shunt	19

Chapitre3 : Méthodes d'optimisation Méta-heuristique

Figure 3.1	Classification des Méthodes Méta-heuristiques	42
Figure 3.2	Principales catégories de l'Algorithmes Evolutionnaires	45
Figure 3.3.	Etapas principales de l'algorithme de DE	49

Chapitre4 : Résultats, Discussions et Interprétations

Figure 4.1	Le schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 14-Bus	57
------------	---	----

Liste des figures

Figure4.2	Convergence de coût de production par la méthode DE-OPF de réseau 14JB de stratégie1	59
Figure4.3	Convergence de coût de production par la méthode DE-OPF de réseau 14JB de stratégie2.	60
Figure 4.4	Convergence de coût de production par la méthode DE-OPF de réseau 14JB de stratégie3.	61
Figure 4.5	Puissances générées du coût dans les nœuds du réseau 14-JB.	62
Figure 4.6	Les tensions générées du coût dans les nœuds du réseau 14 JB	62
Figure 4.7	Les différentes valeurs de rapport des transformateurs du coût dans le réseau 14JB.	63
Figure 4.8	La convergence de la courbe des pertes de 14 JB de la stratégie 1.	66
Figure 4.9	Convergence de la courbe des pertes de 14 JB de la stratégie2.	66
Figure 4.10	Convergence du courbe des pertes dans le réseau 14 JB de la stratégie 3	67
Figure 4.11	Puissances générées des pertes dans les nœuds du réseau 14JB	68
Figure 4.12	Les tensions générées des pertes dans les nœuds.	69
Figure 4.13	Les rapports des transformateurs des pertes dans les nœuds de réseau 14JB	70

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Tableau 2.1	Les types de nœuds des réseaux éclectiques	31
Tableau 4.1	les résultats des coûts obtenus par DE sur le réseau de 14JB et leurs écarts	58
Tableau 4.2	les résultats des pertes obtenus par DE sur le réseau 14JB et leurs écarts	65

Introduction

générale

L'énergie électrique est un élément clé pour le développement du pays, du point de vue général, nous ne pouvons pas parler de la nouvelle technologie sans avoir une source d'énergie électrique. L'énergie électrique occupe de nos jours une place très importante pour la croissance d'un pays, car l'électricité de notre temps d'aujourd'hui est considéré comme le plié du développement dans le monde.

La répartition économique de l'énergie électrique, ou autrement dite dispatching économique qui est un domaine d'étude essentiel dans les réseaux électriques, où on produire moins d'énergie pour la même demande, avec une bonne gestion et une distribution pré-calculée des paquets d'énergie avec le moindre coût possible, en diminuant les pertes d'énergie de la production totale. c'est-à-dire moins de combustible consommé cela apporte des gains économiques énormes avec une baisse du prix du kWh et une bonne contribution à la préservation de l'environnement[1].

Le système électrique est un réseau-source alimentant un très grand nombre de clients à partir d'un petit nombre de centrales de production. L'énergie produite par les centrales transite sur les lignes de haute et très haute tensions du réseau de transport maillé sur une zone couvrant un ou plusieurs Etats, puis est acheminée sur des réseaux de distribution de moyennes et basses tensions dont l'arborescence permet d'atteindre les clients finals. L'énergie électrique est produite en même temps qu'elle est consommée ; donc, en permanence, la production doit s'adapter à la consommation. Il faut, donc, ajuster les puissances active et réactive des générateurs interconnectés dans un réseau électrique en tenant compte de leurs limites admissibles afin de satisfaire la charge électrique fluctuante avec un coût minimal[2].

Les réseaux électriques ont connu une croissance suite au développement de l'informatique et des logiciels de commande, cela nous conduire actuellement aux 'smart grids' ou réseaux intelligents. C'est-à-dire l'automatisation et le contrôle d'informatique de la production de l'énergie électrique, de toutes les opérations du réseau de transport, de distribution et la gestion de comptage pour les différents types de charges électriques sur tous les niveaux de tensions et pour d'éventuelle productions décentralisées. [3]

Le but du réseau de transport est d'acheminer l'énergie électrique à partir des centrales situées à différents endroits du territoire jusqu'au réseau de distribution qui, en

Introduction générale

dernier lieu alimente les charges. Les lignes de transport assurent aussi l'interconnexion des réseaux régionaux, ce qui permet, non seulement d'assurer une répartition économique de l'énergie électrique dans les régions elles-mêmes dans les conditions normales d'exploitation, mais aussi, un transfert inter-régional de l'énergie dans les situations d'urgence[4].

D'une façon particulière, le réseau de transport doit être utilisé dans les limites de fonctionnement autorisées. Ces contraintes (limites) sont déclarées par les maximums ou minimums sur certaines variables du réseau (transformateurs ou écoulement de puissance sur les lignes, fréquences, niveau de tension, etc.) Si ces limites sont dépassées, le réseau risque de devenir instable.

Les lignes de transport aboutissent aux sources sont aussi dites de répartition. Ces dernières permettent d'assurer la commutation des lignes d'une part, et d'abaisser la tension à des niveaux permettent la répartition de l'énergie électrique d'autre part. Il est alors à noter que des très grands centres de consommation industriels sont directement alimentés à partir du réseau de transport.

L'évolution du réseau électrique est liée à divers facteurs, parmi lesquels on peut citer : les préoccupations environnementales de nos sociétés modernes, les tensions sur les énergies primaires et les conséquences sur la sécurité d'approvisionnement, le vieillissement des infrastructures, l'ouverture des marchés de l'énergie, la multiplication d'acteurs conjuguée à l'accès non-discriminatoire au réseau, Ces facteurs se sont renforcés ces dernières années en devenant de plus en plus des éléments de levier des changements de l'avenir dans le système électrique[4].

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

La complexité des problèmes d'optimisation de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique surtout avec la dérégulation du marché d'électricité et le développement de

Introduction générale

la production décentralisée fait en sorte qu'il est souvent difficile d'utiliser des méthodes exactes d'optimisation compte tenu du manque de flexibilité des méthodes classiques pour intégrer diverses contraintes spécifiques. Les méta-heuristiques constituent alors une stratégie de résolution de plus en plus privilégiée. [5]

L'objectif principal de ce travail est l'étude et l'analyse de la répartition optimale de puissance. La fonction objective qu'on veut minimiser est la fonction coût de production des puissances actives des générateurs. L'optimisation par évolution différentielle (ODE) (Differential Evolution Optimization) a été appliquée pour la résolution de ce nouveau problème d'optimisation. Les méthodes proposées ont été simulées dans l'environnement Matlab, et testées sur quelques réseaux standards. Ainsi en évaluant la performance de cette dernière étudiée par la variation des variables de commande de cette méthode et la présentation des recommandations concernant la performance de celle comparée aux résultats obtenus par la méthode ODE avec d'autres méthodes classiques et méta-heuristiques, tout en tenant compte de la minimisation des pertes de puissance active des réseaux électriques.

Ce travail commence par une introduction générale sur le problème de la répartition optimale de la puissance. Le premier chapitre présentera la généralité sur les réseaux électriques. Le deuxième chapitre sera consacré sur la formulation du problème de l'écoulement de puissance, ainsi le problème de l'optimisation de l'écoulement de puissance. Dans le troisième chapitre nous allons présenter la méthode d'optimisation, ainsi l'algorithme évolution différentielle (DE) appliqué au problème de l'écoulement de puissance optimal. Le quatrième chapitre, nous serons basé sur les résultats de l'algorithme évolution différentielle (DE) appliqué sur le réseau IEEE-14 bus. Les résultats obtenus seront interprétés, discutés et puis comparés avec l'OPF. Pour finir, ce mémoire terminera par une conclusion générale.

Chapitre 1 :

Généralité sur

les réseaux

électriques

1.1. Introduction

Quand on parle du développement de ce monde, on fait l'allusion à la croissance du domaine de l'énergie électrique, car de nos jours, le progrès de la technologie évolue en pair avec l'énergie électrique. L'utilisation des réseaux électrique de notre temps, nous permet d'envisagé que la vie quotidienne serait difficilement à pratiquer sans l'électricité. Alors, il est donc nécessaire de savoir la produire de manière efficace et continue. Pour répondre à la consommation croissante d'électricité, il a fallu inventer et construire des usines (centrales électriques) capables de produire de l'électricité en grande quantité. Une fois le courant produit, il doit être amené jusqu'au consommateur. Dans un pays, le transport et la distribution publique assurent le transit de l'énergie électrique entre les points de production et les points de consommation. Le but premier d'un réseau d'énergie électrique est de pouvoir alimenter la demande des consommateurs.[6]

Thomas Edison fut le premier fondateur du réseau électrique, il développa un réseau électrique à courant continu alimenté par des générateurs à courant continu entraînés par des moteurs à vapeur. Les systèmes de production d'électricité en courant alternatif sont devenus répandus un peu plus tard. La principale raison de la conversion en courant alternatif est l'emploi des transformateurs utilisés pour augmenter ou diminuer les niveaux de tension alternative pour le transport et la distribution de l'énergie électrique. Actuellement, presque tout l'appareillage du réseau électrique produit et distribue le courant alternatif triphasé. Les transformateurs augmentent la tension produite par les alternateurs tout en diminuant le courant électrique, cela permet de réduire les pertes de puissance active par effet Joule.

L'expansion de la consommation d'énergie électrique a engendré une forte demande sur le système de distribution, ou les préoccupations sont non seulement asservir plus de clients, mais fournir l'équipement qui exige plus d'attention aux variations de la tension et moins d'interruptions de service[3].

1.2. Etude historique des réseaux électriques :

Le concept de réseaux électriques a été introduit par Thomas Edison en 1878 qui cherchait à générer de l'énergie électrique et à la distribuer par un réseau d'éclairage.

L'industrie de réseau électrique a commencé réellement en 1882 où Thomas Edison inaugurerait sa centrale Pearl Street à New York. Cette première centrale fonctionne avec des machines à vapeur qui entraînent des génératrices à courant continu pour fournir une puissance électrique de 30 KW à une tension de 110 V pour l'éclairage (avec lampes incandescentes) de 59 maisons.

Et depuis le réseau électrique ne cesse pas de se développer :

- ✓ 1882 : installation d'un générateur CC entraîné par roue hydraulique à Appleton, Wisconsin et installation de la première ligne de transport (2400 VCC, 59 KM) en Allemagne ;
- ✓ 1884 : Frank J. Sprague produit des moteurs CC pour les utiliser dans les réseaux CC d'Edison et développement des systèmes CC à trois fils 220 V ;
- ✓ 1885 : Développement par William Stanley d'un transformateur pratique permettant le transport à courant alternatif à des tensions plus élevées et à plus grandes distances ;
- ✓ 1888 : Nikola Tesla présente un article sur les moteurs d'induction et synchrones biphasés mettant en évidence les avantages des systèmes polyphasés par rapport au monophasé ;
- ✓ 1889 : Installation de la première ligne monophasée au E.U à Oregon (4 KV, 21 Km) ;
- ✓ 1891 : Installation de la première ligne triphasée en Allemagne (12 KV, 179 Km) ;
- ✓ 1893 : Installation de la première ligne triphasée aux E.U en Californie (2.3 KV, 12 Km).[7]

En 1962, une formulation généralisée de la programmation non linéaire a été proposée par Carpentier pour traiter le problème du dispatching économique en tenant compte de la tension et d'autres contraintes d'exploitation. Des progrès conceptuels et remarquables ont été accomplis par Dommel et Tinney en 1968. Ils ont formulé les conditions exactes d'optimalité pour un OPF qui a permis l'utilisation de la solution d'un écoulement ordinaire de puissance. Le domaine de l'OPF devient, alors, un secteur actif de recherche.

Généralement, la minimisation des pertes de transmission a été considérée comme étant la formulation du problème de la répartition optimale de la puissance réactive (ORPD)[8].

1.3. Organisation générale des réseaux électriques

Le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Ainsi, les passages de puissances circulent de l'amont depuis les productions d'énergie électrique de type grosses centrales thermiques, hydraulique ou nucléaire, vers l'aval représenté par les consommateurs, ils desservent les postes de distribution publique, alimentant les réseaux en basse tension, et les postes clients. La fonction principale des réseaux de distribution et de transport est d'assurer la mise en commun de tous les moyens de production pour fournir l'énergie électrique aux différents utilisateurs [9].

Le système électrique est structuré en plusieurs niveaux, assurant des fonctions spécifiques propres, et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions. Il est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières étant définies par les postes sources et les transformateurs (voir Figure 1.1)[10].

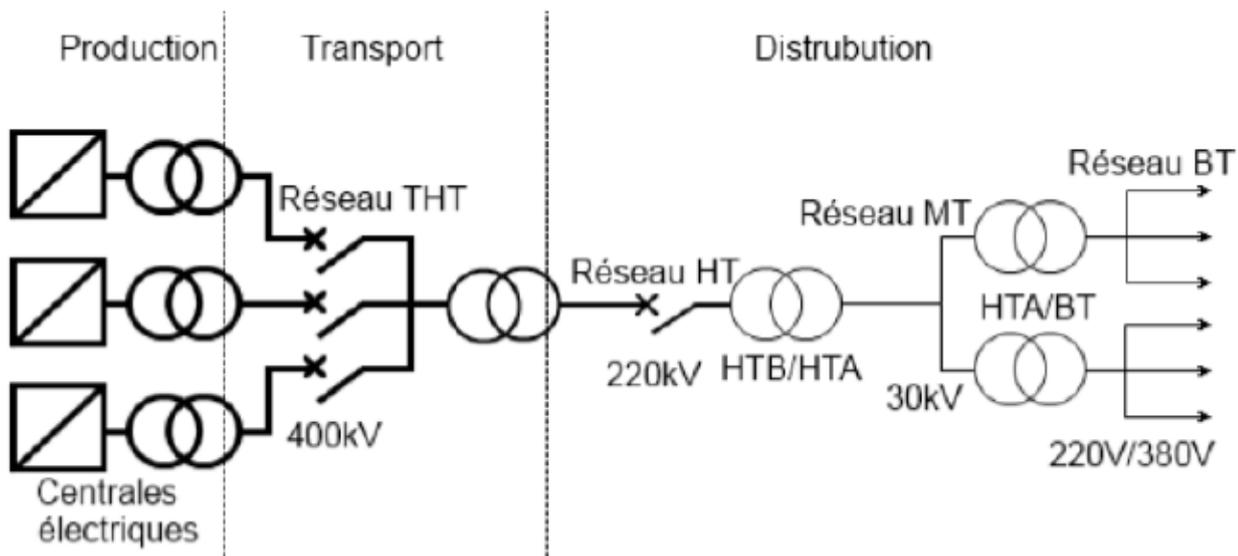


Figure 1.1 : Schéma générale de production, transport et distribution de l'énergie électrique[10]

Nous distinguons alors trois types de réseaux électriques[9], [10] :

- Les réseaux de transport et d'interconnexion à très haute tension (THT, 400 kV). C'est à ce niveau de tension que sont assurées les interconnexions entre régions au niveau

national et les échanges (importation/exportation) d'énergie électrique au niveau international.

- Les réseaux de répartition à haute tension (HT, de 60 kV à 220 kV) assurent, à l'échelle régionale, le transport de l'électricité vers les zones de consommations et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci.
- Les réseaux de distribution sont les réseaux qui assurent l'alimentation de l'ensemble de la clientèle. On distingue deux sous niveaux : les réseaux à moyenne tension (MT, de 5,5 kV à 30 kV) et les réseaux à basse tension (BT, de 220V/380V). Les réseaux de distribution moyenne tension transportent l'énergie vers les réseaux à basse tension. Les réseaux basse tension sont destinés à alimenter des clients à faible demande d'énergie[10].

Pour que l'énergie électrique soit utilisable, le réseau doit satisfaire les exigences suivantes :

- Assurer au client la puissance dont il a besoin ;
- Fournir une tension stable dont les variations n'excèdent pas $\pm 10\%$ de la tension nominale ;
- Fournir une fréquence stable dont les variations n'excèdent pas $\pm 0,1\%$ Hz ;
- Fournir l'énergie à un prix acceptable ;
- Maintenir les normes de sécurité rigoureuses ;
- Veillez à la protection de l'environnement.

1.4. Structure des réseaux électriques

Un réseau électrique est généralement hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs[10].

1.4.1. Les réseaux de transport et d'interconnexion

Les réseaux de transport et d'interconnexion (en Algérie 225kV, 400kV) ou réseau de haute tension de niveau B (HTB). Sur ces réseaux sont connectées les centrales de production classique comme les centrales nucléaires, thermiques, hydrauliques de l'ordre du millier de

mégawatts. Ces réseaux ont une architecture maillée, ainsi les productions ne sont pas isolées mais toutes reliées entre elles, en suite, lors de l'ouverture d'une ligne, le fait d'avoir cette structure maillée permet au flux de puissance de trouver un nouveau chemin pour contourner cette ligne en défaut et donc de garantir la continuité de l'alimentation en aval du problème. C'est à ce niveau de tension que sont assurées les interconnexions entre régions au niveau nationale et les échanges (importation/exportation) d'énergie électrique au niveau internationale[10].

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement pour mission :

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport),
- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion),
- La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 400kV,[10]
- Neutre directement mis à la terre,
- Réseau maillé.

1.4.2. Réseaux de répartition

Les réseaux de répartition ce sont les réseaux qui assurent le transport des réserves en électricité composées de l'énergie puisée aux réseaux de transport et de productions de plus petites échelles vers les zones de consommations et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci. Ces réseaux de répartitions tendent sur le point de disparaître et les niveaux des tensions sont généralement englobées dans le mot "transport". En Algérie, l'opérateur en charge du bon fonctionnement de ces réseaux est le gestionnaire du réseau de transport appelé GRTE (Gestionnaire de Réseau de Transport d'Electricité)[10].

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.

- La tension est 90 kV ou 63 kV,
- Neutre à la terre par réactance ou transformateur de point neutre,
- Limitation courant neutre à 1500 A pour le 90 kV,
- Limitation courant neutre à 1000 A pour le 63 kV,

- Réseaux en boucle ouverte ou fermée.[11]

1.4.3. Les réseaux de distribution

Les réseaux de distributions ont pour fonction d'alimenter l'ensemble de la clientèle principalement connectée à ces réseaux. L'exploitation de ce réseau est gérée par un Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD). Les réseaux de distribution ont principalement une structure radiale[10].

Cette dernière subdivision a des niveaux des tensions qui sont entre 20kV à 400V. Ces réseaux sont répartis en deux catégories, comme suit :

a) Réseaux de distribution à moyenne tension :

- HTA (30 et 10 kV le plus répandu),
- Neutre à la terre par une résistance,
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens,
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- Réseaux souterrains en boucle ouverte.[11]

b) Réseaux de distribution à basse tension :

- BTA (230 / 400 V),
- Neutre directement à la terre,
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés.

1.5. Topologies architecturales des réseaux électriques

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types de structures exposées ci-dessous :

1.5.1. Structure maillée :

Cette structure permet une sûreté de fonctionnement accrue par rapport à une structure de réseau dite radiale puisqu'elle assure la continuité du service ou d'alimentation en cas d'aléas comme la perte d'une ligne, d'une production, etc. C'est à ce niveau de tension que sont assurées les interconnexions entre régions au niveau nationale et les échanges

(importation/exportation) d'énergie électrique au niveau internationale. Les postes électriques sont reliés entre eux par de nombreuses lignes électriques, apportant une grande sécurité d'alimentation[10] [11].

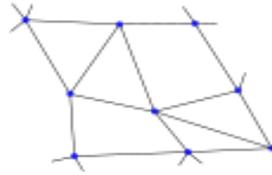


Figure1.2 : Schéma d'une structure maillée.

1.5.2. Structure radiale ou bouclée

Cette structure est donc parfaitement adaptée à un système verticalement intégré dans lequel la production est centralisée et la consommation distribuée. A la différence d'une structure maillée une structure radiale est une structure arborescente[10].

La sécurité d'alimentation, de cette structure est bien qu'inférieure à celle de la structure maillée.

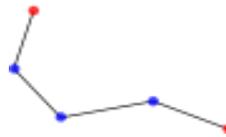


Figure1.3 : Schéma d'une structure radiale

1.5.3. Structure arborescente

Cette structure arborescente simplifie considérablement le système de protections puisque le transit de puissance se fait de manière unilatérale du poste source (HTB/HTA) vers les postes HTA/BT et les consommateurs finaux[10].

La sécurité d'alimentation est faible puisqu'un défaut sur la ligne ou sur le poste rouge coupe l'ensemble des clients en aval.

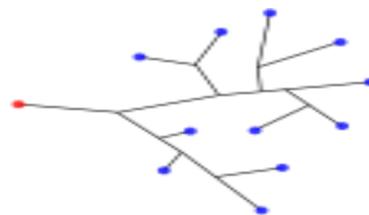


Figure1.4 : Schéma d'une structure arborescente

1.6. Analyse paramétrique des réseaux électriques

L'analyse des réseaux électriques peut être effectuée à l'aide des modèles de circuits. Cependant, ces modèles sont complexes, car les réseaux électriques sont en général multi phases et contiennent un nombre élevé de composants. Un autre facteur qui complique davantage l'analyse est la présentation des transformateurs qui séparent le réseau en plusieurs secteurs de tension différente[7].

Pour faciliter l'analyse des réseaux électriques, on peut utiliser des outils, principalement le diagramme unifilaire, l'analyse par phase (en utilisant le circuit monophasé équivalent), et le système d'unité relative PU[7].

1.6.1. Schéma unifilaire

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[7].

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[7].

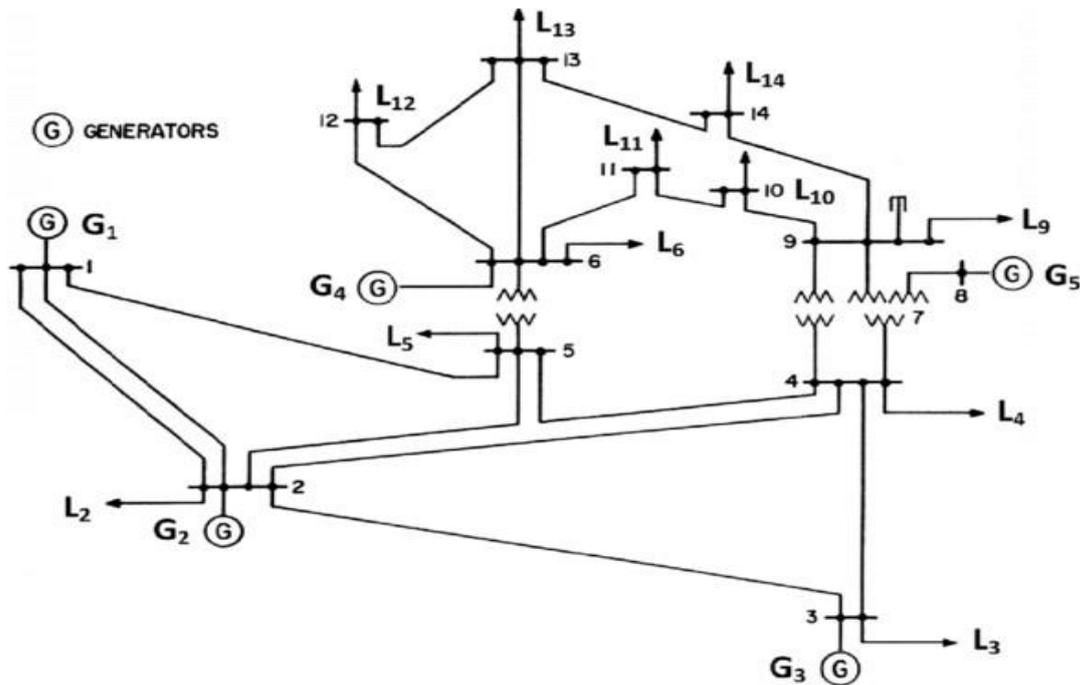


Figure 1.5 : Schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 14-bus.

1.6.2. Analyse par phase ou circuit monophasé équivalent

L'analyse d'un système triphasé équilibré peut être effectuée de façon simple par la transformation d'un système en Y et en considérant seulement le circuit monophasé équivalent qui représente la phase A uniquement [7].

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

1.6.3. 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 qu'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 S_{base10} et les autres valeurs de base sont déduites à partir de ces deux valeurs [7]:

$$\text{Courant de base } I_{base} = \frac{S_{base10}}{V_{baseLN}} \quad (1.1)$$

$$\text{Impédance de base } Z_{base} = R_{base} = X_{base} = \frac{V_{baseLN}}{I_{base}} = \frac{(V_{baseLN})^2}{S_{base10}} \quad (1.2)$$

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

$$\text{Valeur en PU} = \frac{\text{Valeur réelle}}{\text{Valeur de base}} \quad (1.3)$$

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.

1.7. Modélisation des éléments du réseau électrique

Un réseau de transport ou de distribution électrique contient un ensemble de composants qu'on doit modéliser afin d'établir les équations qui gouvernent le système électrique. Dans les sections qui suivent, on s'intéressera à quelques modèles algébriques de base relatifs aux composants du réseau qui sont nécessaires pour le calcul de l'écoulement de puissance[12].

L'ensemble des systèmes électriques comporte en gros trois sous-systèmes :

- Production (génératrice) ;
- Transport, répartition et distribution (lignes) ;
- Utilisation (consommateur).

Quand 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[13].

1.7.1. Modélisation de générateur

Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les générateurs sont modélisés comme des injecteurs de courants. La puissance active délivrée par le générateur est réglée à travers le

contrôle de la turbine, qui doit être dans les limites de la capacité du système turbine-générateur. La tension est liée principalement à l'injection de la puissance réactive au jeu de barres de production, et comme le générateur doit fonctionner dans les limites de sa courbe de capacité réactive, il n'est pas possible de régler la tension en dehors de certaines limites admissibles. Avec condition de certain facteur comme la limite thermique du rotor, du stator et la limite de stabilité au régime permanent, le fonctionnement d'un générateur est limité en puissance active ainsi qu'en puissance réactive, donc un générateur peut être modélisé comme selon le schéma de la figure 1.4[12].

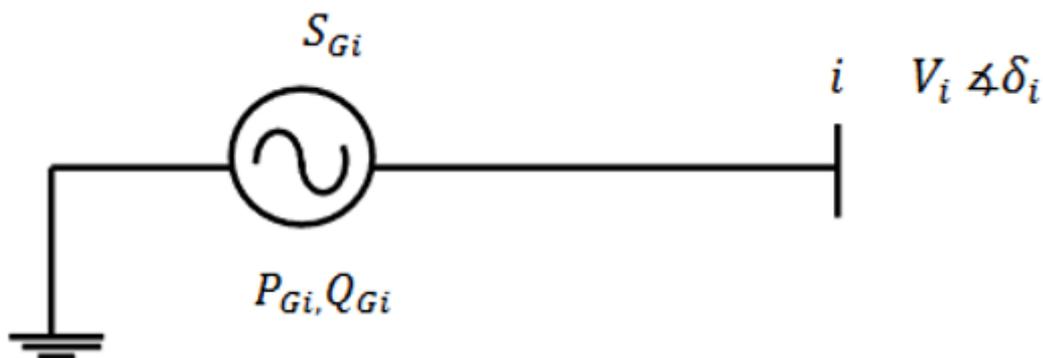


Figure 1.6 : Modèle du générateur [12]

Avec :

S_{Gi} : Puissance apparente délivrée par le générateur au nœud i

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

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

V_i : Tension au nœud i

δ_j : Déphasage de la tension au nœud i

1.7.2. Modélisation de ligne moyenne électrique

A mesure que la longueur de la ligne augmente, le courant de charge devient important, dans ce cas, la capacité doit être prise en considération. La figure ci-dessous présente un modèle d'une ligne moyenne par phase, il s'agit d'un modèle en π .

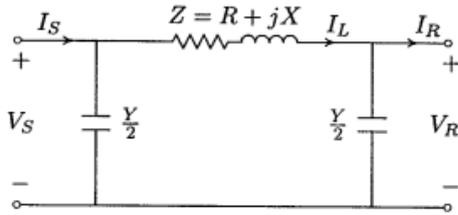


Figure 1.7 : Modèle d'une ligne moyenne électrique

Dans cette figure, Z et Y représentent respectivement l'impédance série et l'admittance shunt total de la ligne.

$$Y = (g + jC\omega)l \quad (1.4)$$

Avec :

g : la conductance, elle est due au courant de fuite sur les isolants et de l'effet couronne (effet couronne : Pertes et perturbations radioélectriques engendrées par les lignes de transport d'énergie électrique, une décharge de corona se produit lorsqu'un courant, continu ou alternatif, se crée entre deux électrodes portées à un haut potentiel et séparées par un fluide neutre, en général l'air, par ionisation de ce fluide).

Le courant dans l'impédance série s'écrit comme suit :

$$I_L = I_R + \frac{Y}{2}V_R \quad (1.5)$$

La tension de source s'écrit comme suit :

$$V_S = V_R + ZI_L \quad (1.6)$$

$$V_S = V_R + ZI_R + V_R \frac{ZY}{2} \quad (1.7)$$

$$V_S = V_R \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) + ZI_R \quad (1.8)$$

Le courant de source s'écrit comme suit :

$$I_S = I_L + \frac{Y}{2}V_S \quad (1.9)$$

En utilisant l'expression de I_L et de V_S on obtient :

$$I_S = I_R + \frac{Y}{2}V_R + \frac{Y}{2}V_R + \frac{ZY^2}{4}V_R + \frac{Y}{2}ZI_R \quad (1.10)$$

$$I_S = I_R \left(1 + \frac{YZ}{2}\right) + V_R Y \left(1 + \frac{YZ}{4}\right) \quad (1.11)$$

$$I_S = V_R Y \left(1 + \frac{YZ}{4}\right) + I_R \left(1 + \frac{YZ}{2}\right) \quad (1.12)$$

Avec l'expression de V_S et I_S on peut construire une matrice global comme suit :

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (1.13)$$

$$I_S = CV_R + DI_R \quad (1.14)$$

Sous forme matricielle ont peut écrire ce qui suit,

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (1.15)$$

Avec :

$$A = 1 + \frac{ZY}{2} ; B = Z ; C = Y(1 + \frac{YZ}{4}) ; D = 1 + \frac{YZ}{2} \quad (1.16)$$

En général, les constantes A, B, C et D sont complexe et vue le modèle de cette ligne (π) est symétrique puisque $A = D$.

Alors,

$$AD - BC = 1 \quad (1.17)$$

Finalement :

$$\begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D & -B \\ -C & A \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} \quad (1.18)$$

Note :

$$\text{Soit une matrice : } A = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \Rightarrow A^{-1} = \frac{1}{AD-BC} \begin{bmatrix} D & -B \\ -C & A \end{bmatrix} \quad (1.19)$$

1.7.3. Transformateur de puissance

Il y a deux types de transformateur à modéliser : le transformateur régulateur de tension à changeur de prises de charges et le transformateur déphaseur. Dans la modélisation des systèmes électriques, les rapports de déviations et les décalages de phase sont typiquement représentés comme des modifications à la matrice admittance[13].

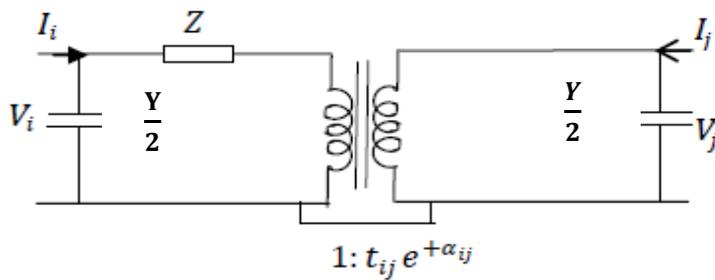


Figure 1.8 : Modèle de transformateur de puissance

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

:

$$y_t = \begin{bmatrix} \frac{y_{ij}}{\alpha_{ij}^2} & \frac{-y_{ij}}{\alpha_{ij}} \\ \frac{-y_{ij}}{\alpha_{ij}} & y_{ij} \end{bmatrix} \quad (1.20)$$

Avec y_t : est l'admittance du transformateur ;

y_{ij} : Admittance du transformateur entre le nœud i et j ;

α_{ij} : Angle de phase de transformateur entre les deux jeux de barres i et j

S_i : Puissance apparente d'entrée du transformateur ;

V_i : Tension d'entrée d'un transformateur ;

V_j : Tension de sortie d'un transformateur ;

1.7.4. Charges électriques :

Les charges représentent les consommateurs connectés au réseau. Elles correspondent à des injections négatives aux nœuds.

La plupart des charges représentent une sous-station (système de distribution). Ces charges sont connectées au réseau électrique à travers un transformateur à prises de charges variables, où le niveau de tension de la charge est maintenu pratiquement constant.

Dans ce cas, les puissances actives et réactives de la charge peuvent être représentées par des valeurs constantes[12].

Les charges sont modélisées par des puissances constantes indépendantes de la tension nodale :

$$S_{Di} = P_{Di} + jQ_{Di} \quad (1.21)$$

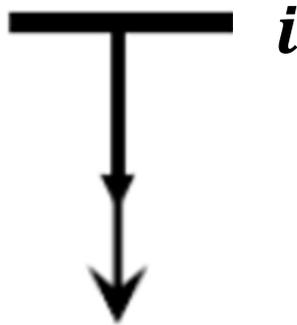


Figure 1.9 : Modèle d'une charge[12].

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

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

Q_{Di} : Puissance réactive.

1.7.5. Éléments shunt

Parmi la majorité des cas, les éléments shunt sont des dispositifs destinés à la compensation de l'énergie réactive et les réactances qui sont utilisés pour fournir ou absorber la puissance réactive afin d'obtenir un meilleur profil de tension, sont modélisés par des admittances y_i de la forme[13] :

$$y_i = g_i + jb_i \quad (1.22)$$

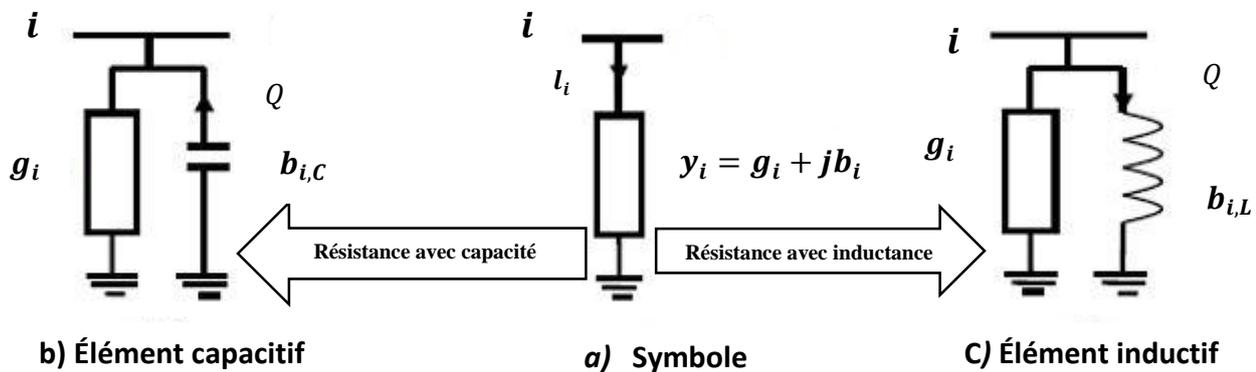


Figure 1.10 : Modèles des éléments shunt.

1.8. Modèles des nœuds du réseau

Chaque nœud d'un réseau est caractérisé par quatre variables, P_i , Q_i , V_i et δ_i . Si on connaît deux des quatre variables on pourra déterminer les deux autres à partir des équations dans un réseau électrique on distingue trois types de nœud :

1.8.1. Nœud de charge (PQ)

C'est un nœud connecté directement avec la charge, il ne possède aucune source d'énergie. Les puissances active et réactive sont considérées connues.

1.8.2. Nœud générateur(PV)

C'est un nœud connecté directement avec un générateur ou une source d'énergie réactive. La puissance active et la tension sont considérées connues.

1.8.3. Nœud de référence (slack bus)

C'est un nœud connecté avec un générateur relativement puissant il est considéré dans le calcul d'écoulement de puissance afin de compenser les pertes actives et assurer l'égalité entre la demande et la génération de la puissance active. Dans un nœud référence, l'amplitude et l'angle de la tension sont supposés

connus[12].

1.9. Protection d'un réseau électrique

Quand on parle de la protection des réseaux électriques c'est un choix total des appareils de surveillance et de protection qui défendent la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipement précieux et pour assurer une alimentation électrique permanente.

Un réseau électrique comporte trois parties :

- Les unités de production, qui sont chargées d'apporter l'énergie au réseau ;
- Le réseau de transport à haute tension, chargé de transporter massivement l'énergie sur de longues distances et d'assurer l'interconnexion entre les centrales de production ;
- Les réseaux de distribution à moyenne et basse tension, chargés de livrer l'énergie aux utilisateurs.

Dans l'une ou l'autre de ces parties, chaque ouvrage peut être l'objet d'incidents, tels que panne, fonctionnement aberrant, fuite ou court-circuit dû à une cause externe. C'est pourquoi toute une collection d'appareils est installée pour éviter que ces incidents ne détruisent l'ouvrage, ou ne risquent la qualité de fourniture d'énergie. Parmi eux, nous distinguons 3 catégories qui sont :

- Les relais de protection (ou simplement protections) chargés de mettre hors tension la partie malade de l'ouvrage ou du réseau ;
- Les automates chargés d'effectuer les manœuvres automatiquement et en particulier sans délais ;
- Les équipements de surveillance chargés de collecter des informations et de les envoyer aux personnes chargées de conduire le dispositif.

La capacité de fonctionnement de ces appareils et surtout des protections, est toujours indispensable. Elle peut cependant être appréciée de manière différente suivant qu'on s'intéresse à l'une ou l'autre des trois parties du dispositif.

Dans une centrale de production, les protections ont pour but d'éviter le dommage des alternateurs ou transformateurs en cas de fonctionnement dans de mauvaises conditions,

généralités par des défaillances internes, telles que défauts d'isolement ou panne de régulation. De telles défaillances sont rares sur des matériels correctement conçus, fabriqués, installés, entretenus et exploités, les protections n'ont à fonctionner que particulièrement exceptionnellement[14].

Par contre si une protection est défaillante lors d'un incident, les dommages causés à l'alternateur ou au transformateur peuvent avoir des conséquences financières importantes. Ces dernières restent internes à la compagnie de production d'électricité : perte de production, qui devra être compensée par des moyens de production moins économiques, sous réserve que la compagnie dispose de moyens de production disponibles, déjà synchronisés au réseau ; et bien entendu la réparation de l'appareillage endommagé.

Sur un réseau de transport, le problème se pose de manière complètement différente : Initialement, une ligne aérienne, qui passe sur le domaine public, est périodiquement susceptible à des court-circuit, dus aux coups de foudre, aux arbres mal élagués, aux grues et engins de grande hauteur œuvrant au voisinage, au vent, à la pollution, ... Une bonne conception de la ligne et une bonne maintenance peuvent les minimiser, mais jamais ne les éliminer.

Le fonctionnement défectueux d'une protection peut par conséquent avoir pour conséquence la coupure d'un ou plusieurs clients, ou alors d'une ville entière, clients prioritaires compris. Or, l'impact de la coupure d'un client industriel ne se limite pas à l'énergie non vendue au cours de la coupure, ainsi qu'aux pertes de production pour l'industriel. Pour minimiser l'occurrence de telles situations, l'étude du fonctionnement des protections, normal et en secours, fait l'objet d'un plan d'ensemble.

Sur un réseau de distribution, les mêmes considérations peuvent s'appliquer, mais les conséquences d'un dysfonctionnement sont à une échelle moindre. C'est généralement au niveau du réseau de distribution qu'on implante un plan de délestage électrique.

1.10. Notions de sélectivités pour la protection des réseaux électriques.

La totalité des protections d'un réseau forme un dispositif. La sélectivité a pour but d'isoler le plus rapidement envisageable la branche en défaut, et d'éviter de couper injustement des branches saines. On peut distinguer trois types de sélectivité [14]:

1.10.1. Sélectivité ampère métrique

La sélectivité ampère métrique repose sur des réglages de courant de déclenchement décroissant vers l'aval du réseau. Plus on est près du consommateur, plus le courant réglé sera faible. C'est la sélectivité ampère métrique qui est par exemple utilisée dans les tableaux résidentiels (un disjoncteur général 40 ou 63 A différentiel en tête, et des disjoncteurs 10 à 32A pour les différents équipements de la maison)[14].

1.10.2. Sélectivité chronométrique

La sélectivité chronométrique agit indépendamment du courant. On augmente la temporisation (généralement 300 ms) par étage de réseau. Ainsi, on attend à chaque niveau que les niveaux avals aient le temps de couper le défaut, avant de couper une plus grande partie du réseau[14].

1.10.3. Sélectivité logique

La sélectivité logique requiert un échange d'informations entre les différents organes de protection. En effet, la première protection détectant un défaut envoie un ordre de « blocage » aux autres protections, les empêchant ainsi de déclencher.

Généralement, on utilise au moins deux des trois types de sélectivité sur les réseaux de distribution, afin d'avoir un dispositif de protection sûr, efficace et fiable[14].

1.11. Conclusion

Ce premier chapitre nous a conduit à présenter les différentes topologies et structures du réseau électrique, ainsi que les historiques de réseaux et les architectures de chaque structure. Ensuite nous avons modélisé les différents composants à savoir les transformateurs, les charges et les lignes de transport. Puis en fin nous avons introduit la notion de la protection des réseaux électriques qui nous a permis de connaître la notion de sélectivité pour une bonne protection des réseaux électriques.

Chapitre 2 :

Ecoulement de

puissance

optimal -OPF

2.1. Introduction :

L'écoulement de puissance (ou power flow) ou l'écoulement de charge, est la solution pour les conditions de fonctionnement normal d'un réseau électrique triphasé équilibré en régime permanent. En d'autres termes, c'est la recherche d'un point de fonctionnement stable d'un réseau électrique à un moment donné à travers une information complète de tensions, courants et puissances mises en jeu dans le système de puissance. En général, les calculs d'écoulement de puissance sont exécutés dans le cadre de la planification d'un réseau électrique, de son fonctionnement et de son contrôle[4].

Les résultats de ce calcul sont utilisés comme données de base dans les études de fonctionnement normal d'un réseau électrique, d'analyse de perte importante d'un ouvrage. Tels que ligne de transport ou générateur, d'évaluation de la stabilité, de répartition optimal de charge, de répartition des puissances actives et réactives, les tensions (amplitudes et phases) du réseau pour les extrémités spécifiques et des conditions données aux jeux de barres, et les pertes de puissance active et réactive dans les lignes de transport. Ce calcul doit être à l'état normal ou dans des conditions d'exploitation critiques.

Les informations obtenues de l'écoulement de puissance sont utilisées d'une part, pour tester la capacité du système à transférer l'énergie électrique des unités de génération vers les charges sans surcharger les lignes de transport, et d'autre part, pour déterminer le réglage adéquat des tensions des compensateurs shunts et les transformateurs menus de prises de charges[4].

La répartition optimale de la puissance réactive (ORPD) joue un rôle principal pour un fonctionnement sûr et économique d'un système d'énergie. En réalité, le problème de l'écoulement de puissance optimal (OPF) est un problème de la répartition optimale de la puissance réactive dont le but est de : Contrôler les tensions dans des gammes acceptables ; Minimiser les pertes totales de la puissance en considérant d'autres contraintes des variables ; Eviter l'utilisation non-économique des transformateurs réglables et des sources de puissance réactive[8].

Ce chapitre résout le fonctionnement optimal du système énergétique et la résolution du problème de l'écoulement de puissance optimal, qui se base sur le problème économique en

minimisant les pertes et le coût de la production d'énergie électrique. Quelques méthodes d'optimisation telles que la Méthode de Gauss-Seidel et la Méthode de Newton-Raphson seront utilisées pour l'optimisation de l'écoulement de puissance.

2.2. Objectif de l'étude de l'écoulement de puissance dans le réseau électrique

L'étude de l'écoulement de puissance permet d'avoir la solution des grandeurs d'un réseau électrique en fonctionnement normal équilibré en régime permanent. Enfin de déduire les pertes active et réactive et les courants qui circulent dans les lignes de transport. Ces grandeurs sont les tensions aux nœuds, les puissances injectées aux nœuds et celles qui transitent dans les lignes. Ces études permettent de planifier la construction et l'extension des réseaux électriques ainsi que la conduite et le contrôle de ces réseaux.

L'objectif de l'étude d'écoulement de puissance est de minimiser le coût total de la production de la puissance active et réactive d'un réseau électrique et de déterminer, en régime triphasé permanent (en général équilibré), les tensions en module et en phase en tout point du réseau et les puissances actives et réactives transitant sur toutes les lignes du réseau électrique[15].

2.3. Formulation des équations de l'écoulement de puissance

L'étude de l'écoulement de puissance consiste à calculer les tensions du réseau électrique pour des extrémités spécifiées, et des conditions données aux jeux de barres, telles que les charges capacitatives ou inductives qui doivent être alimentées, les puissances générées et les modules de tensions dans tous les jeux de barres, qui à partir desquelles les courant dans les lignes de transport, les puissances et les pertes de puissances peuvent être obtenus. Les équations des tensions nodales d'un réseau électrique de N jeux de barres sont écrites sous la forme matricielle suivante [13]:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \vdots \\ \bar{I}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{12} & \dots & \bar{Y}_{1N} \\ \bar{Y}_{21} & \bar{Y}_{22} & \dots & \bar{Y}_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{N1} & \bar{Y}_{N2} & \dots & \bar{Y}_{NN} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \vdots \\ \bar{V}_N \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Ou bien sous cette forme d'équation :

$$I_{BUS} = Y_{bus} * V_{bus} \quad (2.2)$$

Avec :

$I_{BUS} = [\bar{I}_1, \bar{I}_2 \dots \bar{I}_N]^T$: Le vecteur des courants complexes injectés à chaque jeu de barres ($N \times 1$)

$V_{BUS} = [\bar{V}_1, \bar{V}_2 \dots \bar{V}_N]^T$: Le vecteur des tensions complexes de chaque jeu de barres.

Y_{BUS} : La matrice admittance nodale du système ($N \times N$).

Le courant injecté à un jeu de barres i , peut s'écrire :

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^N \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \quad i = 1.2 \dots N \quad (2.3)$$

-Les grandeurs complexes \bar{V}_j et \bar{Y}_{ij} sont représentées sous la forme suivante :

$$\bar{V}_j = V_j \cos \delta_j + jV_j \sin \delta_j = e_j + jf_j \quad (2.4)$$

$$\bar{Y}_{ij} = Y_{ij} \cos \theta_{ij} + jY_{ij} \sin \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (2.5)$$

- Y_{ij} : Matrice admittance de la branche ij .
- V_j : La tension du jeu de barres j .
- δ_j : La phase de la tension au jeu de barres j .
- θ_{ij} : La phase (ou l'argument) de l'élément ij de la matrice admittance.
- G_{ij}, B_{ij} : Sont respectivement la partie réelle (la conductance) et la partie imaginaire (la susceptance) de Y_{ij} .
- e_j, f_j : Sont respectivement la partie réelle et la partie imaginaire de V_j .

-L'expression de la puissance apparente S_i injectée à un jeu de barres i est exprimée par :

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i = \bar{V}_i \cdot \bar{I}_i^* = \bar{V}_i \sum_{j=1}^N \bar{Y}_{ij}^* \bar{V}_j^* \quad (2.6)$$

Où : P_i et Q_i sont respectivement des puissances active et réactive injectée au jeu de barresi. En remplaçant (2.1) et (2.2) dans (2.3), on a :

$$P_i = \sum_{j=1}^N V_i V_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}). \quad i = 1.2 \dots N \quad (2.7)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^N V_i V_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}). \quad i = 1.2 \dots N \quad (2.8)$$

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

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} \quad i = 1.2 \dots N \quad (2.9)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} \quad i = 1.2 \dots N \quad (2.10)$$

Où :

$P_{Gi}, P_{Di}, Q_{Gi}, Q_{Di}$ sont respectivement, la puissance active générée, la puissance active demandée, la puissance réactive générée et la puissance réactive demandée au jeu de barresi.

Finalement, les équations d'équilibre de puissance sont de la forme :

$$P_{Gi} = P_{Di} + \sum_{j=1}^N V_i V_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}). \quad i = 1.2 \dots N \quad (2.11)$$

$$Q_{Gi} = Q_{Di} + \sum_{j=1}^N V_i V_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}). \quad i = 1.2 \dots N \quad (2.12)$$

2.4. Ecoulement de puissance optimale

L'écoulement de puissance Optimale a pour objectif d'atteindre une valeur maximale ou minimale d'une fonction objective.

L'objectif de la fonction peut-être :

- ✓ Maximiser la puissance générer.
- ✓ Minimiser les coûts de production électrique.
- ✓ Minimiser les pertes en puissance actives, tout en s'assurant que le réseau opère de façon sécuritaire :

- $S_{min} < \text{Puissances transitées dans les lignes} < S_{max}$
- $V_{min} < \text{tensions des générateurs} < V_{max}$.

Pour atteindre cet objectif, on utilise les contrôles suivants :

- ✓ Compensation shunt.
- ✓ Consigne de tension des générateurs.
- ✓ Position des prises des transformateurs, etc.[7].

2.5. Problème de l'écoulement de puissance optimal

Le problème de l'écoulement de puissance optimal est un sujet de recherche très étudié depuis les années soixante. Il est introduit la première fois par Carpentier en 1962, l'OPF consiste à minimiser le coût total des puissances électriques générées par les centrales interconnectées dans le réseau électrique ainsi que les pertes de puissance sous des contraintes d'égalités et d'inégalités.

L'étude de l'optimisation de l'écoulement de puissance (OPF) nécessite la connaissance des transits des puissances dans un réseau électrique ainsi que les tensions aux différents jeux de barres du réseau. Ces grandeurs sont nécessaires pour le fonctionnement des réseaux et pour déterminer l'évolution du réseau en cas de changement de configuration, telles que, l'adjonction de nouveaux générateurs (énergies renouvelables), la croissance de la demande d'énergie, et l'implantation de nouvelles lignes[16].

2.6. Domaine de l'écoulement de puissance optimale dans les réseaux électriques.

2.6.1. Application 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 le quel les plus courantes sont :

a. Amélioration du profil de tension

En général, les tensions sont bornées entre des limites supérieures et inférieures dans les contraintes d'inégalité. 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 générateurs[17].

b. Amélioration de la stabilité de tension

La stabilité de la tension est définie comme la capacité d'un réseau électrique à maintenir des tensions acceptables en chaque point dans le réseau suite à une perturbation. Plusieurs phénomènes tel que, un surcharge d'une ligne, une défaillance d'un générateur, variations de charges, modification de la configuration du système peuvent engendrer une chute progressive et incontrôlable de la tension, aboutissant en un effondrement généralisé de la tension[16].

c. Maximisation de la puissance transmissible

Maximiser le transfert de puissance est un objectif appréciable pour les systèmes interconnectés. Il peut aider à minimiser les coûts d'exploitation des systèmes électriques en plus d'autres avantages tel que l'amélioration de la fiabilité. Cet objectif est mieux géré par un ajustement optimal des sources de puissance réactives[15].

Cependant, l'intégration des dispositifs à base de semi-conducteurs (FACTS) dans la procédure de l'OPF, peut apporter une amélioration considérable de la capacité de transfert de puissance[18].

d. Minimisation du coût de combustible

Le point de départ de l'OPF est la minimisation des coûts d'exploitation des réseaux électriques. La minimisation du coût de combustible est le principal objectif dans cette catégorie. Le but est de trouver les puissances optimales à générer par les centrales avec un coût minimal du combustible[19].

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_C est formulée comme suit :

$$F_C = \sum_{i=1}^{ng} (A_i + B_i P_{Gi} + C_i P_{Gi}^2) \quad (2.13)$$

Où A_i, B_i, 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 , ng est le nombre des générateurs de production[16].

e. Minimisation des pertes

La minimisation des pertes de transmission est considérée aussi comme l'un des objectifs qui permet une réduction des coûts. Cet objectif ainsi que la minimisation du coût de combustible est l'un des objectifs les plus utilisés [15].

La fonction objective 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 :

$$F_p = P_G - P_D = \sum_{i=1}^{nb} (G_k (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \delta_{ij})) \quad (2.14)$$

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 [16].

2.7. L'acheminement de la puissance dans le réseau électrique

En général, il existe une multitude de plans de production qui permettent de faire face à la demande. Toutefois, certains de ces plans ne sont pas adaptés pour acheminer la puissance sur les lieux de consommation en respectant les contraintes technico-économiques d'exploitation (minimiser les coûts de production et le coût des pertes, respecter les limites thermiques des ouvrages, maintenir la tension dans certaines plages en chaque nœud du réseau, être capable de faire face le plus rapidement possible à certains types de défaillance...). Le problème général de la production et de la répartition optimale et en sécurité de la puissance dans un système production-transport-consommation alternatif maillé est donc fort complexe.

Le fonctionnement d'un système électrique est gouverné, à chaque instant, par l'équilibre nécessaire entre les puissances actives et réactives produites et consommées. Lorsque cette condition nécessaire de fonctionnement est respectée, l'état du système est caractérisé, en régime stationnaire, par la fréquence f et les tensions. La fréquence f est fixée par la vitesse de rotation de toutes les machines qui doivent rester synchrones (en régime permanent)[20].

2.8. Classification des jeux de barres

À chaque jeu de barre (nœud), sont définis par 4 paramètres :

P : puissance active injectée; Q : puissance réactive injectée ; V : module de la tension ;
 δ : Déphasage de la tension.

Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les jeux de barres du système sont classés en trois catégories :

a) Jeux de barres de charge (LOAD BUS)

Appelés aussi les jeux de barres (P Q), pour ce type de jeux de barre, 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.

b) Jeux de barres de contrôle (GENERATION BUS)

Appelés aussi les jeux de barres (P V), pour ce type de jeux de barre, 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.

c) *Jeu de barres de référence (SLACK BUS)*

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.

Type de nœuds	Variables connues	Variables inconnues
PQ	Les puissances active et réactive (P, Q)	Tension amplitude et angle de phase (V, δ)
PV	Puissances active et Tension amplitude (P, V)	Angle de phase de tension et la puissance réactive (δ , Q)
Référence	Tension amplitude et angle de phase (V, δ)	Le courant, les puissances actives et réactive (P, Q)

Tableau 2.1 : Les types des jeux de barres des réseaux éclectiques.

2.9. 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 δ_i . La distinction entre ces différentes variables est due à leur nature.

a) *Variables d'état*

Les variables d'états sont essentiellement les modules des tensions des jeux de barres de charges, les puissances actives références (Slack-bus) et les rapports des transformateurs. Et les phases des tensions de tous les jeux de barres (sauf le jeu de barres de référence). Ce sont les variables du problème qui dépendent des variables de contrôle. L'état de fonctionnement

d'un système électrique est complètement déterminé par les variables de contrôle et les variables d'état[19].

$$X = \begin{bmatrix} P_1 & P_2 & \cdots & \cdots & P_n \\ V_1 & V_2 & \cdots & \cdots & V_n \\ T_1 & T_2 & \cdots & \cdots & T_n \end{bmatrix}$$

b) Variables de décision (contrôle)

L'ensemble des variables de décision est l'ensemble des variables sur lesquelles il est possible d'agir pour modifier l'état du système. Ces variables peuvent être discrètes ou continues. Dans le cas du problème d'optimiser la fonction objective et satisfaire les contraintes. Ces variables seront :

- Les puissances actives générées sauf la référence (Slack-bus) ;
- les modules des tensions des jeux de barres ;
- les rapports de des transformateurs.

Les puissances générées actives PG sont des variables de contrôles représentées par le vecteur de contrôle U [19].

$$U = \begin{bmatrix} P_2 & P_3 & \cdots & \cdots & P_n \\ V_1 & V_2 & \cdots & \cdots & V_n \\ T_1 & T_2 & \cdots & \cdots & T_n \end{bmatrix}$$

2.10. Formulation du problème de l'écoulement de puissance optimal

L'optimisation du plan de tension d'un réseau électrique, suppose donc, de maîtriser les transits d'énergie réactive et de minimiser les pertes dans le réseau. Cela n'est possible que par un ajustement optimal d'un nombre de moyens de contrôle, tels que les sources de puissance réactive (switching VAr sources), les générateurs de tension (en agissant sur leurs tensions) et les transformateurs réglables.

Il est évident que le problème du contrôle tension/ puissance réactive dans les réseaux électriques est devenu un sujet stratégique.

Alors résoudre ce problème revient à résoudre un problème d'optimisation (minimisation) avec contraintes.

La première étape du processus d'optimisation est la phase de modélisation du système considéré. Cette première étape est très importante : de la qualité de la modélisation dépendra la qualité des résultats obtenus vis à vis du problème initial :

- Un modèle trop simpliste ne permettra pas d'obtenir de résultats significatifs par rapport à la réalité du problème ;
- Tandis qu'un modèle trop complexe pourra être trop difficile à résoudre, impliquant par exemple des temps de traitement trop longs.

Pour chaque problème d'optimisation, la phase de modélisation nécessite 3 sous - étapes :

- La définition des variables de décision ;
- La définition de la fonction objective ;
- La définition des contraintes.

Le problème de la répartition économique des puissances est un problème d'optimisation dont l'objectif est de minimiser le coût total de la production de la puissance d'un réseau électrique. Si on prend en considération seulement la fonction objective, on parle alors d'une optimisation sans contraintes. Mais si on prend en considération les équations de l'écoulement de puissance, on est donc devant un problème d'optimisation avec contraintes d'égalités. Si on prend de plus les limites min et max des puissances générées par les alternateurs, la surcharge des lignes de transports et les niveaux de tensions admissibles pour les jeux de barres de charges, on est alors devant un problème d'optimisation avec contraintes d'égalités et d'inégalités.

Le problème de l'écoulement de puissance optimal est donné sous une forme standard d'optimisation avec contraintes d'égalités et d'inégalités comme suit [21]:

$$\text{Min. } f(x, u) \quad (\text{fonction objective})$$

Sous les contraintes d'égalité et d'inégalités :

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

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

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

- ✓ X : Est le vecteur des variables d'état.
- ✓ U : Est le vecteur des variables de contrôle.

Le but est d'optimiser une fonction objective avec une solution satisfaisant.

Deux types principaux de contraintes peuvent être décrits : contraintes d'égalité et contraintes d'inégalités[8].

a) Fonction objective :

La fonction objective est la mesure du système considéré. C'est la fonction que l'algorithme cherche à minimiser. La façon de la définir est importante car, de sa nature (linéaire, non linéaire, simple variable, multi-variables, ...etc.), liée à la nature des variables de décision et des contraintes, dépend le type d'algorithme d'optimisation utilisé[8].

Dans notre travail cette fonction reflète le besoin de minimiser le coût total de la production des puissances active. On suppose que le coût individuel de chaque centre de production dépende uniquement de la génération de la puissance active[22].

$$F_C = \sum_{i=1}^{ng} (A_i + B_i P_{Gi} + C_i P_{Gi}^2) \quad (2.15)$$

b) Contraintes d'égalité

Les contraintes d'égalités présentent les équations non-linéaires de l'écoulement de puissance dans toutes les branches, où la somme des puissances active et réactive injectées dans chaque jeu de barres soit égale à zéro. Cet équilibre énergétique est décrit par les équations suivantes :

$$g_i(x_1, \dots, x_n) = 0 \quad i = 1, \dots, n$$

$$P_{Gi} - P_{Di} = V_i \sum_{j=1}^N V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + Z_{ij} \sin \delta_{ij}) \quad (2.16)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} = V_i \sum_{j=1}^N V_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - Z_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (2.17)$$

Où : P_{Gi} , Q_{Gi} sont les puissance active et réactive générées, P_{Di} , Q_{Di} sont les puissances demandées active et réactive, G_{ij} , Z_{ij} représentent les valeurs réelles et imaginaires de la matrice admittance (Y_{ij}), δ_{ij} est différence entre les angles de phases des tensions des jeux de barres i et j , N est le nombre total des jeux de barres de réseau.

c) Contraintes d'inégalité

Le rôle des contraintes d'inégalités est de maintenir la sécurité du système électrique. Les lignes de transport et les transformateurs de puissances ont des limites sur le transit de puissance total qui circule dans le réseau électrique. Cependant, des pertes des puissances actives peuvent être mises en jeu, ces dernières sont dues aux pertes thermiques dans les conducteurs, et/ou la stabilité du système[22].

Les contraintes des inégalités représentent les limites de fonctionnement des équipements électriques d'un réseau électrique. Habituellement, elles peuvent inclure des limites sur les tensions, les puissances actives, les puissances réactives, les rapports des prises des transformateurs avec régleur en charge, les puissances apparentes transitées dans les lignes et des limites sur les puissances réactives de compensation[16].

- Les limites exigées sur les tensions électriques au niveau de chaque jeu de barres peuvent garder la qualité de service électrique et la sécurité du système :

$$V_{i.min} \leq V_i \leq V_{i.max}$$

Pour garder la qualité de service électrique et la sécurité du système, les niveaux de tension des jeux de barres doivent toujours être entre leurs limites maximum et minimum, ces limites exigent encore l'addition des contraintes d'inégalités.

- Les limites min et max des puissances active et réactive générées sont présentés comme suit :

$$P_{Gi.min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi.max} \quad \text{Avec : } i = 1, \dots, ng$$

$$Q_{Gi.min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi.max} \quad \text{Avec : } i = 1, \dots, ng$$

- Les limites admissibles des transformateurs à prises en charge T_{ij} et à angles de phase α_{ij} sont :

$$T_{ij \min} \leq T_{ij} \leq T_{ij \max}$$

$$\alpha_{ij \min} \leq \alpha_{ij} \leq \alpha_{ij \max}$$

Les transformateurs à prises de charge ont des déviations maximum et minimum du niveau de tension par rapport à la tension nominale. De même les transformateurs à angles de phase ont des décalages maximum et minimum des phases des tensions.

- Les limites sur le transit de puissance apparente S_{ij} au niveau des lignes de transport sont :

$$|S_{ij}|^2 - |S_{ij \max}|^2 \leq 0$$

Pour maintenir la sécurité du système électrique, les lignes de transport et les transformateurs de puissances ont des limites sur le transit de puissance apparente. Ces limites sont dues aux pertes thermiques dans les conducteurs, et/ou la stabilité du système. Elles sont représentées par une contrainte d'inégalité, qui limitera le carré de puissance en MVA d'un transformateur ou d'une ligne de transport.

Donc il y'a n contraintes d'égalités et m contraintes d'inégalités et le nombre des variables du problème est égal à la taille du vecteur des variables de contrôle (y compris puissances actives et réactives générées, niveaux de tension des jeux de barres, prises des transformateurs, etc...)[21].

Dans le cas de pratique, nous avons des limites des éléments physiques du réseau électrique à ne pas dépasser, qui sont entre autres : les puissances et les tensions générées, ainsi que les rapports des transformateurs à prises de charge.

d) Recherche de l'optimum locale et globale

Les méthodes de recherche d'un extremum sont typiquement employées pour résoudre les problèmes non-linéaires complexes d'optimisation en explorant très largement le domaine pour assurer une bonne solution. Cependant, éviter les optimums locaux et ainsi

localiser l'optimum global est un défi.

Les méthodes globales sont moins dépendantes des conditions initiales mais ces techniques ne peuvent pas profiter des caractéristiques locales de l'espace de solution comme les méthodes de type gradient, et leur convergence sera plus lente.

2.11. Méthodes itératives dans l'écoulement de puissance :

La méthode initialement utilisée était la méthode de Gauss-Seidel, qui a l'inconvénient de converger en un nombre d'itérations proportionnel à la taille du réseau. Actuellement, la méthode universellement adoptée est la méthode de Newton – Raphson ou la méthode découplée rapide, dont le nombre d'itérations requis pour obtenir une solution est indépendant de la taille du réseau étudié.

La résolution du problème de l'écoulement de puissance est basée sur un processus itératif. On utilise des valeurs estimées des tensions des jeux de barres pour calculer un ensemble de nouvelles valeurs, qui sont fonctions des valeurs estimées des tensions, des puissances actives et réactives spécifiées et des admittances du réseau. Chaque fois qu'un ensemble des valeurs de tensions est obtenue, le nombre d'itérations augmente d'une unité. Depuis longtemps plusieurs méthodes ont été proposées par différents chercheurs pour la résolution des systèmes d'équations modélisant le fonctionnement en régime permanent du Système électrique. Pour calculer les tensions des jeux de barres des réseaux électriques on utilise l'une des méthodes suivantes :

❖ Méthode de Gauss-Seidel

La méthode de Gauss-Seidel permet la résolution du problème de l'écoulement de puissances, en utilisant la matrice admittance on détermine les tensions des nœuds.

Dans un réseau à n nœuds, les tensions et les courants ont chacun n composantes réelles et n composantes imaginaires et la matrice Y_{ij} , est une matrice de $n * n$ dont les éléments sont calculés à partir des caractéristiques des composants du réseau.

Cette méthode dérivant de la méthode itérative de Gauss permet de résoudre un système d'équations non linéaires en utilisant la matrice admittance.

On calcul initialement des tensions pour tous les nœuds excepte le nœud de bilan (nœud pris comme nœud de référence ou slack bus) où la tension est maintenue constante.

On peut écrire pour chaque nœud l'expression du courant :

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.18)$$

Où :

n : Le nombre de nœuds dans le réseau ;

S_i^* : le conjugué de la puissance apparente injectée au nœud i ;

V_i^* : le conjugué de la tension au nœud i .

P_i : la puissance active injectée au nœud i .

Q_i : la puissance réactive injectée au nœud i .

En remplaçant l'équation (2.18) dans (2.19), on aura :

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = Y_{ii} V_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij} V_j \quad i \neq s \quad (2.19)$$

Où :

s : Le numéro du nœud de référence.

L'expression de la tension pour chaque nœud est :

$$V_i^{K+1} = \frac{1}{Y_{ii}} \left(\frac{P_i - jQ_i}{(V_i^*)^K} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{K+1} - \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} V_j^K \right) \quad (2.20)$$

Cette dernière équation est la basée sur un calcul itératif qui se fait de la manière suivante :

La tension du nœud de bilan et les tensions estimées pour tous les autres nœuds sont substitués dans l'équation (2.20) pour obtenir des nouvelles valeurs de tensions.

Ces nouvelles valeurs sont encore utilisées dans l'équation (2.20) pour calculer les autres nouvelles tensions et ainsi de suite. Le processus se poursuit jusqu'à ce que la différence entre la tension trouvée et celle qui la précède pour chaque nœud soit inférieure à une certaine valeur imposée au début du calcul.

Pour des raisons de simplifications des calculs, on utilise les notations suivantes :

$$\begin{cases} KL_i = \frac{P_i - jQ_i}{Y_{ii}} \\ YL_{ij} = \frac{Y_{ij}}{Y_{ii}} \end{cases} \quad (2.21)$$

L'expression pour chaque itération s'écrit :

$$V_i^{k+1} = \frac{KL_i}{(V_i^*)^k} - \sum_{j=1}^{i-1} YL_{ij} V_j^{k+1} - \sum_{j=i+1}^n YL_{ij} V_j^k \quad i \neq s \quad (2.22)$$

❖ Méthode de Newton-Raphson

La méthode de Newton Raphson permet la résolution du problème de l'écoulement de puissances. Soit une fonction scalaire. Si elle est continue et dérivable au voisinage de x_n , alors son développement en série de TAYLOR au voisinage $x_n = \bar{x}$ est :

$$f(\bar{x}) = f(x_n) + \frac{(\bar{x}-x_n)}{1!} f'(x_n) + \frac{(\bar{x}-x_n)^2}{2!} f''(x_n) + \dots \quad (2.23)$$

Si x_n est un estimé proche de \bar{x} , alors le carré de l'erreur $\varepsilon_{n=\bar{x}-x_n}$ et les termes de degrés supérieurs sont négligeable.

Sachant que $f(\bar{x}) = 0$ qu'on obtient la relation approximative :

$$f(x) + (\bar{x} - x_n) f'(x_n) \approx 0 \quad (2.24)$$

Donc

$$\bar{x} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (2.25)$$

En générale :

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (n=0,1,2,\dots) \quad (2.26)$$

n : Nombre des itérations

On peut donc écrire :

$$x_{n+1} = x_n + \varepsilon_n \quad (2.27)$$

Et

$$\varepsilon_n = - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (2.28)$$

2.12. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les équations de l'écoulement de puissance, le problème de l'écoulement de puissance optimal (OPF) relative aux différentes techniques et méthodes d'optimisation. La formulation de ce problème du point de vu physique et mathématique, les objectifs et les contributions souhaitées du présent travail sont, eux aussi, évoqués.

Suite à ce chapitre nous présenterons les Méthodes d'optimisation méta-heuristique et une classification de ses méthodes de résolution. Il ne s'agit pas de décrire en profondeur chacune de ces modèles, mais simplement de faire une synthèse.

Chapitre 3 :

Méthodes

d'optimisation

méta-heuristique

3.1. Introduction

Une méthode d'optimisation est une technique de résolution d'un problème d'optimisation mathématique désignant : la transformation du problème d'origine en un problème équivalent (modèle). Le choix d'une technique appropriée dépend de : la nature de la fonction objective, de sa régularité (continuité, dérivabilité), de propriétés spécifiques (parité, convexité), de la connaissance de voisinages de ses extrema, des contraintes caractérisant l'ensemble D des points admissibles (réalisables).

Les algorithmes méta heuristiques permettent de s'approcher d'une ou de plusieurs solutions à des problèmes dits "difficiles" qui s'apprennent à des problèmes d'optimisations. Le principe d'un méta heuristique est de minimiser ou de maximiser une fonction objective. L'avantage des métras heuristiques est de trouver un minimum global à un problème de minimisation et de ne pas rester bloqué sur un minimum local.

Dans ce chapitre, on va étudier et tester l'application de l'écoulement de puissance optimal (OPF) par algorithme évolution différentielle (DEA) sur le réseau électrique de 14 bus[2].

3.2. Définition de l'optimisation :

Un problème d'optimisation se définit comme la recherche du minimum ou du maximum (de l'optimum) d'une fonction donnée. On peut aussi trouver des problèmes d'optimisation pour lesquelles les variables de la fonction à optimiser sont contraintes d'évoluer dans une certaine partie de l'espace de recherche. Dans ce cas, on a une forme particulière de ce que l'on appelle un problème d'optimisation sous contraintes.

Donc optimiser, revient à minimiser ou maximiser une fonction en respectant certaine condition préalable. Cette fonction dite « Objectif » peut être un cout (minimiser), profit (maximiser), production (maximiser). Les fonctions objectives sont diverses ainsi que les contraintes (conductions) selon le problème à optimiser.

Dans l'analyse de réseaux électrique plusieurs fonctions peuvent être optimisées (coût de production, l'émission des gazes toxique, les pertes de transmission...etc.) avec considération les contraintes d'égalité et d'inégalité pour obtient des solutions optimales acceptable[5].

3.3. Les Méthodes Méta-heuristiques :

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

Ces techniques méta-heuristiques peuvent être classées en deux groupes : les méthodes à population de solutions connues sous le nom d'algorithmes évolutionnaires comme les algorithmes génétiques...etc., ainsi que les méthodes à solution unique comme le recuit simulé. Les méthodes méta heuristiques ont prouvé leurs efficacités dans le domaine de l'optimisation mono-objectif. Actuellement les recherches qui utilisent ces algorithmes sont développées pour la résolution des problèmes d'optimisation multi objectif, en tenant compte de plusieurs contraintes et de nouvelles configurations des réseaux électriques surtout à l'associations de sources des énergies renouvelables où la résolution de ce system complexe est un défi[5].

3.4. Classification des Méthodes Méta-heuristiques :

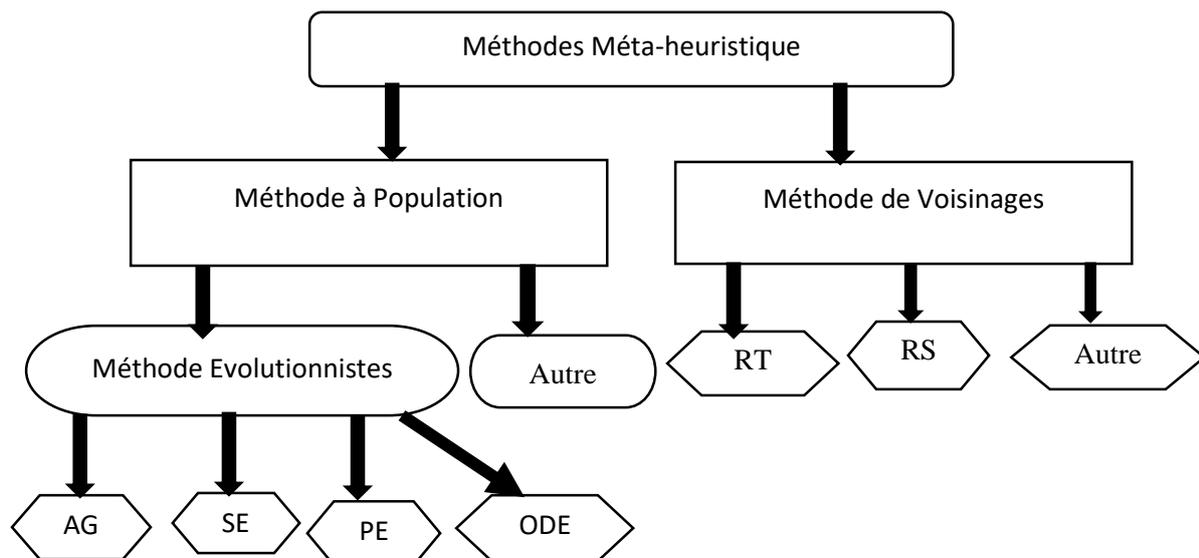


Figure 3.1 : Classification des Méthodes Méta-heuristiques

Avec :

AG : Algorithmes Génétique

SE : Stratégies d'Evolution

PE : Programmation Evolutionnaire

ODE : Optimisation par Evolution Différentielle

RS : Recuit Simulé

RT : Recherche Taboue.

3.4.1. Méthodes Méta-heuristiques à solution unique (Parcours) :

Pour ce type de méta-heuristiques, on utilise un parcours pour avoir un optimum. A partir d'une solution unique x_0 , considérée comme point de départ (calculée par exemple par une heuristique constructive), la recherche consiste à passer d'une solution à une solution voisine par déplacements successifs. L'ensemble des solutions que l'on peut atteindre à partir d'une solution x est appelé voisinage $N(x)$ de cette solution. Déterminer une solution voisine de x dépend bien entendu du problème traité. Ce type regroupe par exemple le Recuit Simulé (RS), la Recherche Taboue (RT) et bien d'autres méthodes de calcul[5].

a) Recuit Simulé (SIMULATED ANNEALING)[8]

Une nouvelle technique de résolution des problèmes d'optimisation est nommée recuit simulé (RS), proposée en 1983 par Kirkpatrick, C. Daniel Gelatt et Mario P Vecchi. 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[13].

b) Recherche taboue (TABU SEARCH)[8]

La méthode taboue qui fait partie des méthodes de voisinage, a été proposée par F.Glover durant les années 1980. 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[13].

3.4.2. Méthodes Méta-heuristiques à Population :

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

- Les méthodes évolutionnistes qui engendrent les algorithmes génétiques (GA), Stratégies d'évolution (SE), la programmation évolutionnaire (PE).
- L'optimisation par l'évolution différentielle (OED ou ODE).

3.4.2.1. Les Algorithmes Evolutionnaires :

Les algorithmes évolutionnistes sont basés sur des principes simples. En effet, peu de connaissances sur la manière de résoudre ces problèmes sont nécessaires, même si certaines peuvent être exploitées afin de rendre plus efficace l'évolution. C'est pourquoi, dans de nombreux domaines, les chercheurs ont été amenés à s'y intéresser. Les algorithmes évolutionnistes sont une classe d'algorithmes d'optimisation par recherche probabiliste basés sur le modèle de l'évolution naturelle. Ils modélisent une population d'individus par des points dans un espace. Ils ont montré leur capacité à éviter la convergence des solutions vers des optimaux locaux. Il existe plusieurs autres algorithmes évolutifs dans la littérature tels que l'évolution différentielle (DE), la stratégie évolutive (ES) et la programmation évolutive (EP).

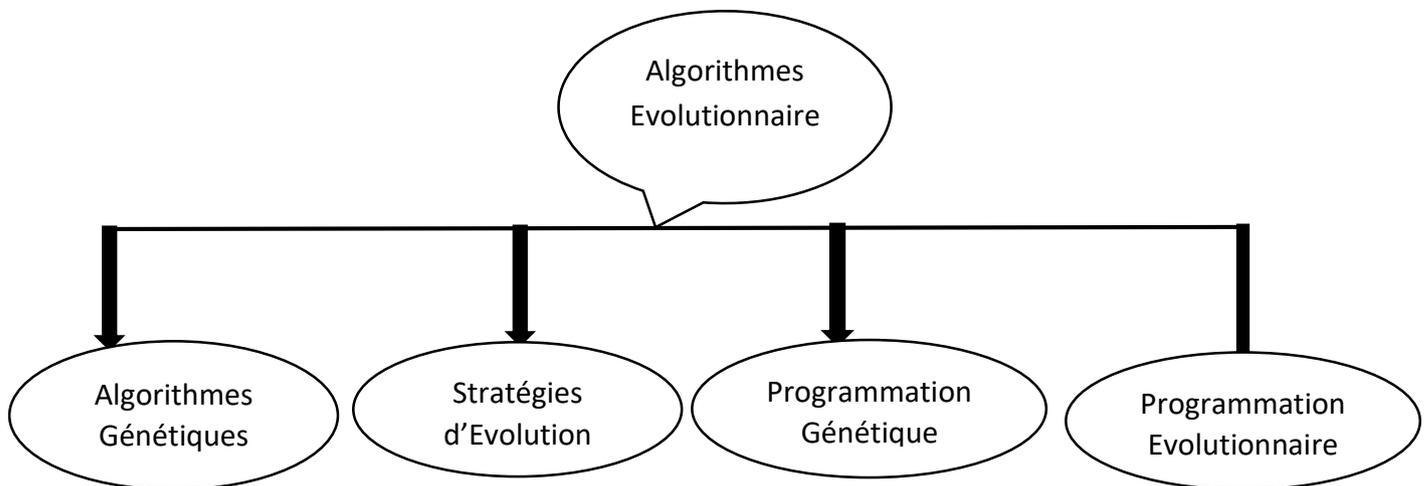


Figure 3.2 : Principales catégories des Algorithmes Evolutionnaires.

a) Algorithmes génétiques (GA) :

Le concept de la sélection naturelle développé par Charles Darwin dans son livre « the origin of species » en 1859 allait un siècle plus tard inspirer de nombreux scientifiques comme John Holland pour l'élaboration des algorithmes évolutionnaires (AE). Actuellement désignés sous le terme générique anglo-saxon « Evolutionary computation », les AE sont à l'origine de trois types : les algorithmes génétiques (AG), les stratégies d'évolution et la programmation

évolutionnaire. Actuellement, ils trouvent leurs applications dans tous les domaines de technologie ou même encore de l'économie.

Les algorithmes génétiques sont des méthodes d'optimisation stochastiques maintenant bien connues, ils sont inspirés des mécanismes de la sélection naturelle et de la génétique. Ils utilisent les principes de survie des individus les mieux adaptés. C'est J. Holland, qui a posé les fondements théoriques des algorithmes génétiques, passant du paradigme darwinien de l'évolution naturelle à celui de l'évolution artificielle. Une nouvelle étape est franchie lorsque les travaux de G. Goldberg, vers le milieu des années quatre-vingt, donnent aux algorithmes génétiques leurs lettres de noblesse en tant que méthode d'optimisation viable, efficace et non spécifique[15].

Les GA sont utilisés dans le but de découvrir une solution à un problème donné, sans information ou peu d'informations a priori sur l'espace de recherche. Le mécanisme des GA consiste à faire évoluer, à partir d'un tirage initial, un ensemble de points de l'espace de recherche vers l'optimum du problème. Au cours de l'évolution, on utilise des opérateurs inspirés de l'évolution naturelle (croisement, mutation et sélection) pour en former de nouvelles solutions en essayant d'hériter des bonnes caractéristiques des solutions parentes. Un critère de qualité est nécessaire pour discriminer différentes solutions, cette fonction s'appelle fitness ou fonction objective[8].

Il est nécessaire de définir quelque terme de base rencontré dans la littérature :

- Individu : solution potentielle du problème.
- Chromosome : solution potentielle du problème sous une forme codée (forme de chaîne de caractères).
- Population : ensemble fini d'individus (de solution).
- Gène : partie élémentaire (caractère) non divisible d'un chromosome[15].

b) Stratégies d'évolution :

Les stratégies d'évolution (SE) sont conçues au départ pour résoudre des problèmes d'optimisation définis sur des espaces continus. Dans un algorithme de type (SE), les individus sont des vecteurs de réels. Comme la programmation évolutive, les stratégies d'évolution n'utilisent que la mutation et la sélection. L'algorithme le plus simple, noté (1+1)-SE, manipule

un seul individu. A chaque génération (itération), l'algorithme génère par mutation un individu enfant à partir de l'individu parent et sélectionne l'un ou l'autre pour le conserver dans la population (selon l'adaptation ou la performance de chaque individu). Le processus s'arrête quand la condition d'arrêt est vérifiée, définie souvent par le nombre d'itérations, le temps de calcul et/ou l'écart entre la performance des deux individus meilleurs de deux itérations successives. La mutation dans un tel algorithme est aléatoirement appliquée à tous les composants de l'individu pour produire un enfant de telle sorte qu'un enfant ressemble plus au moins à ses parents. Cet algorithme (1+1)-SE se généralise en un algorithme (p+m)-SE qui signifie que p parents génèrent, m enfants à chaque génération et qu'une sélection ramène ensuite la population de p+m individus à p individus. Avec p : les nombres de parents et m : nombres d'enfants[23].

c) Programmation évolutive :

La programmation évolutive a été initialement introduite pour simuler l'intelligence qui est définie sur l'hypothèse suivante : la caractéristique principale de l'intelligence est la capacité d'adaptation comportementale d'un organisme à son environnement. Elle s'appuie sur un codage approprié du problème à résoudre et sur les opérations de mutation adaptées au codage. Le codage d'un tel algorithme dépend du problème à résoudre. Dans le cas d'un problème d'optimisation dans le domaine des réels par exemple, les individus d'une population seraient des vecteurs de réels. A partir d'un codage donné des paramètres à optimiser d'un problème, une mutation (ou un opérateur d'évolution spécifique) sera définie. Ainsi, l'analogie est forte avec les méthodes de voisinage : une mutation correspond à un mouvement dans un algorithme de voisinage. Un cycle d'évolution typique d'une programmation évolutive est le suivant : chaque configuration de la population courante est copiée dans une nouvelle population ; les configurations sont ensuite mutées, conduisant à de nouvelles configurations. L'ensemble des configurations entre ensuite dans une étape de compétition pour survivre dans la génération suivante [23].

d) Programmation génétique (GP) :

John Koza a été le premier à exprimer formellement le concept de la programmation génétique GP au début des années 1990 en s'appuyant sur les techniques des algorithmes génétiques. Cette technique est une extension du modèle d'apprentissage des GA à l'espace des programmes informatiques. Les individus formant une population sont donc des programmes candidats à la résolution d'un problème. Ces programmes sont exprimés sous la forme d'arbres sur lesquels les opérateurs génétiques produisent des transformations en vue d'obtenir un programme qui satisfait la résolution du problème choisi[8].

Pour ce faire le problème choisi dans notre travail nous conduire vers la résolution de l'optimisation de puissance optimal par l'algorithme DE, dont nous allons brièvement présenter ses principes de fonctionnement et ses applications dans les lignes qui suivent.

3.5. OPF par l'algorithme évolution différentielle(DE)

3.5.1 Algorithme évolution différentielle

L'algorithme à évolution différentielle DE (Differential Evolution) a été proposé par Storn et Price en 1995 afin de résoudre le problème d'ajustement par polynômes de Tchebychev. L'évolution différentielle est un algorithme d'optimisation qui a connu énormément de succès depuis son apparition et qui fut initialement créé pour résoudre des problèmes continus. C'est un algorithme efficace et évolutif, qui facilite le processus de résoudre efficacement les divers problèmes d'optimisation. Il est inspiré par les algorithmes génétiques et les stratégies évolutionnistes, combinées avec une technique géométrique de recherche. Sa stratégie consiste à biaiser un opérateur de mutation, appliqué à un individu, en fonction des différences calculées entre d'autres individus sélectionnés aléatoirement.

Dans cette méthode, chaque variable de décision est représentée dans le chromosome (l'individu) par un nombre réel. Comme tout algorithme évolutionnaire, la population initiale de DE est générée aléatoirement, puis évaluée. Elle est évoluée à travers des opérations de mutation, de croisement et de sélection, mais par contre notre travail dans cette méthode est évoluée par les mêmes opérations mais en absence de croisement.

Les étapes principales de l'algorithme de DE sont résumés dans l'organigramme suivant :

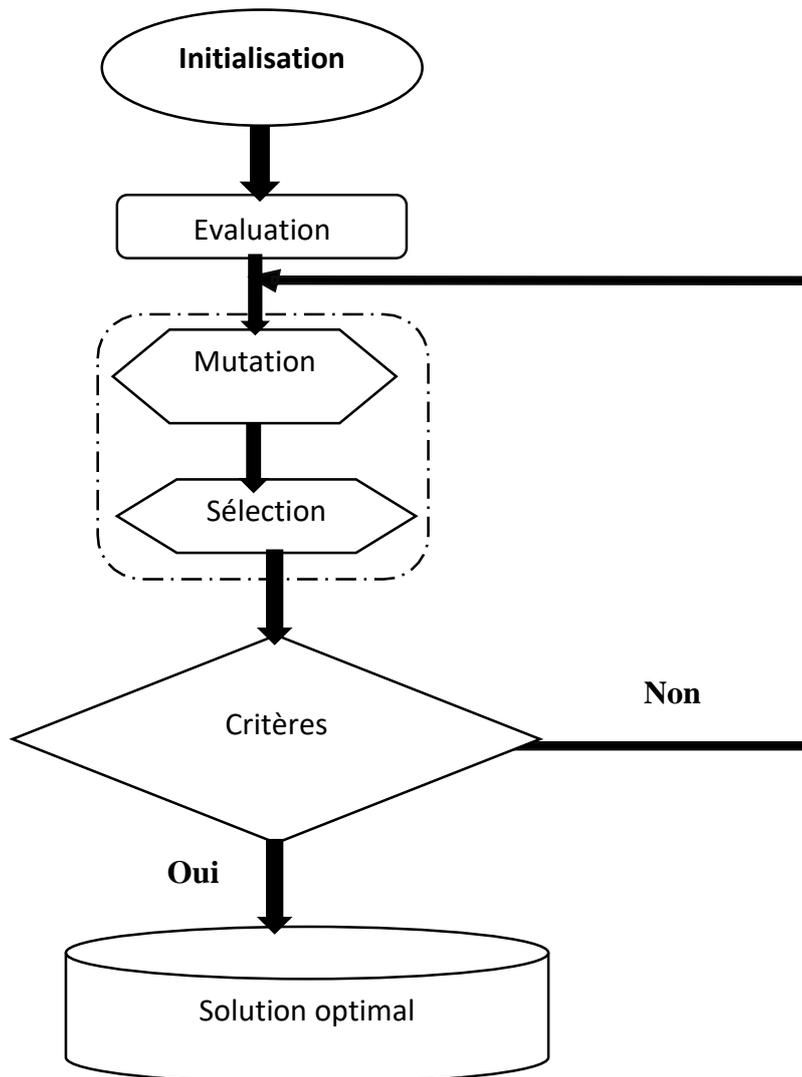


Figure 3.3. Etapes principales de l'algorithme de DE[16].

- **Initialisation**

L'algorithme DE génère aléatoirement une population de NP individus, Chaque individu est représenté par un vecteur de variables de D dimension. La notation suivante représente le $j^{\text{ème}}$ individu de $x_{i,go}^j$ de la population initiale :

$$x_{i,go}^j = x_{\min}^j + \text{rand} * (x_{\max}^j - x_{\min}^j) \quad i = 1, 2, \dots, Np \ \& \ j = 1, 2, \dots, D \quad (1)$$

Où l'individu X_i est composé de paramètres D qui sont uniformément créés dans la plage de recherche qui sont représentés comme :

$X_{\min} = (x_{\min}^1, \dots, x_{\min}^D)$ et $X_{\max} = (x_{\max}^1, \dots, x_{\max}^D)$, avec x_{\max}^j , x_{\min}^j sont les limites maximale et minimale du $j^{\text{ème}}$ paramètre de décision et le *rand* désigne un nombre aléatoire de distribution uniforme dans l'intervalle $[0, 1]$.

Ensuite, la valeur de la fonction pour chaque individu de la population initiale est calculée. La boucle d'optimisation est alors lancée pour évoluer les individus et générer de nouvelles valeurs de progéniture en utilisant : la mutation et sélection[24].

- **Evaluation**

L'évaluation est une étape clé dans l'algorithme à étudier, car c'est sur la base de l'évaluation de chaque individu que se joue la décision de maintenir ou d'éliminer la génération. L'évaluation dépend principalement du problème en cours de résolution. Dans notre cas, la qualité d'un individu est jugée sur la base des fonctions objectives et des manquements sur les contraintes. Les valeurs des fonctions objectives et des contraintes sont données par la procédure d'écoulement de puissance, basée sur la configuration de compensation introduite par chaque individu. Par souci d'efficacité, nous utilisons une procédure d'écoulement de puissance avec adaptation de paramètres. Cette méthode permet d'éviter l'introduction de contraintes paramétriques comme contraintes supplémentaires.

Il existe plus de trois méthodes d'évaluation les plus utilisées dans le problème d'optimisation, mais dans ce travail nous allons nous intéresser à une seule qui est la méthode d'optimisation vectorielle au sens de Pareto, pour résoudre notre problème d'optimisation mono-objectif.

Dans cette méthode la notion de dominance est utilisée pour pouvoir comparer les individus. Cette méthode suppose qu'il n'y a pas une seule solution optimale mais un ensemble de solutions définissant le front de Pareto ou l'ensemble des solutions non dominées. Pour pouvoir stabiliser les solutions sur le front de Pareto, le concept des niches est introduit par l'utilisation du Crowding.

Pour assurer la satisfaction des contraintes, nous utilisons, en plus des fonctions objectives, des fonctions de qualité considérées comme objectifs supplémentaires. Ces

fonctions ont pour but de limiter le front de Pareto aux seules solutions faisables et aux régions jugées intéressantes.

- **Mutation**

L'opération de mutation agit comme une perturbation ou un changement avec un élément aléatoire pour générer un nouveau vecteur appelé vecteur mutant, $V_{i,g} = (v_{i,g}^1, v_{i,g}^2, \dots, v_{i,g}^D)$. Il existe plusieurs stratégies de mutation comme montre dans les équations (2) – (4) qui peuvent être utilisées pour générer $V_{i,g}$ à chaque génération g . Chacun d'eux utilise le vecteur parent noté comme $X_{i,g}$ de la génération actuelle avec une ou plusieurs différences vecteurs, où $F_{i,g}$ est le coefficient de mutation qui permet de contrôler l'amplitude des mutations, et r_1, r_2, r_3, r_4, r_5 sont les indices d'individus aléatoires mutuels qui sont choisis parmi la population actuelle, tels que $r_1, r_2, r_3, r_4, r_5 \in \{1, 2, \dots, Np\}$ et $r_1 \neq r_2 \neq r_3 \neq r_4 \neq r_5 \neq i$. Il convient de noter que les nouveaux index aléatoires de r_1, r_2, r_3, r_4 et r_5 doivent être générés pour chaque valeur de i . Les stratégies de mutation suivantes peuvent être classées en deux classes principales : les stratégies aléatoires (rand/1 et rand/2) et les stratégies gourmandes (best/1, best/2 et current-to-best/1).

Dans les stratégies gourmandes, le meilleur individu noté $X_{best,g}$ est utilisé pour guider la recherche évolutive.

Dans l'article [24] utilisé dans notre travail présent six (06) équations responsables de la résolution de l'OPF par l'algorithme à évolution différentielle DE (Differential Evolution). Parmi ces dernières, trois (03) d'entre elles ont permis d'avoir le meilleur individu après une succession de mutation, parmi lesquelles : l'équation (2), (3) et (4) ci-dessous :

$$V_{i,g} = X_{best,g} + F_{i,g} * (X_{r1,g} - X_{r2,g}) \left(\frac{DE}{best} \right) \quad (2)$$

$$V_{i,g} = X_{i,g} + F_{i,g} * (X_{best,g} - X_{i,g}) + F_{i,g} * (X_{r1,g} - X_{r2,g}) \left(\frac{DE}{current-to-best} \right) \quad (3)$$

$$V_{i,g} = X_{r1,g} + F_{i,g} * (X_{r2,g} - X_{r3,g}) + F_{i,g} * (X_{r4,g} - X_{r5,g}) \left(\frac{DE}{\text{rand}} \right) \quad (4)$$

- **Sélection**

Le choix de la méthode de sélection à utiliser dépend essentiellement de la nature du problème à résoudre et du type de l'Algorithme Evolutionnaire choisi. Généralement, ce choix, ainsi que les paramètres de la méthode choisie, sont basés sur le comportement de l'Algorithme et sa convergence. Une convergence rapide peut être synonyme d'une convergence prématurée.

Dans ce cas il y a des différentes méthodes d'optimisation, suivant l'Algorithme Evolutionnaire à utiliser, ont été évoquées, parmi lesquelles nous avons :

- Une sélection par tournoi, est utilisée, dans le cadre des Stratégies d'Evolution.
- Une compétition par tournoi, est utilisée, dans le cadre de la Programmation Evolutionnaire.
- Une Sélection déterministe, est utilisée, dans le cadre du Crowding.

Cette dernière, celle de la sélection déterministe est sollicitée pour l'application à notre problème d'optimisation.

Les paramètres de chaque sélection sont choisis d'une manière à assurer un comportement optimal à l'Algorithme[25].

Comme décrit ci-après l'équation (5) de sélection lors que l'opération a eu lieu pour déterminer les meilleurs individus pour survivre jusqu'à la génération suivante pour faire partie de la nouvelle évolution. Où $X_{i,g}$ est remplacé par la nouvelle progéniture $U_{i,g}$ si ce dernier a une meilleure valeur de fonction.

$$X_{i,g+1} = \begin{cases} U_{i,g}, & \text{si } f(U_{i,g}) \leq f(X_{i,g}) \\ X_{i,g}, & \text{Sinon} \end{cases} \quad i = 1, 2, \dots, Np \quad (5)$$

Les meilleurs individus survivront à la génération suivante pour évoluer à nouveau en utilisant les mêmes opérations jusqu'à ce que le critère de terminaison soit satisfait[24].

Ce processus d'optimisation est répété pour chaque individu de la population initiale, et mène donc à la création d'une nouvelle population de taille identique.

3.5.2. Evolution Différentielle(DE) 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 : Initialiser les paramètres de DE tels que la taille de la population NP , le coefficient de mutation $F_{i,g}$, la constante de croisement Cr , le nombre maximum de génération G^{max} .

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 opérateurs de mutation et de croisement pour générer un vecteur d'essai, mais pour ce mémoire, on applique uniquement l'opérateur de mutation.

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

Etape 6 : Le processus du calcul continu jusqu'à ce que le nombre de générations atteigne la valeur maximale prédéterminée G^{max} ou que les valeurs optimales des variables de contrôle sont trouvées, sinon on retourne à l'étape 3, qui est l'exécution de l'écoulement de puissance et l'évaluation de la performance de la solution initiale [16].

3.6. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les aspects les plus fondamentaux de la méthode méta-heuristique liée, principalement, aux Stratégies d'Evolution et à la Programmation Evolutionnaire. Ainsi, les Algorithmes de bases proposées pour les différents opérateurs en se basant, toujours, sur les méthodes utilisées dans l'optimisation de l'écoulement de puissance.

En fin l'application des Algorithmes à Evolution Différentielle (DEA), était le centre d'intérêt de ce chapitre, dont nous avons brièvement expliqué quelques de ses étapes

principales de fonctionnement et ses applications à l'OPF, qui sont nécessaires pour l'optimisation des fonctions mono-objectives.

Ces étapes nous conduiront vers le chapitre suivant qui sera objet des résultats, discussions et interprétations, en appliquant l'algorithme D.E avec ses méthodes d'évaluation, pour la résolution du problème de l'optimisation de puissance.

Chapitre 4 :

Résultats,

discussions et

interprétations

4.1. Introduction :

Dans ce chapitre nous porterons un intérêt de présenter les résultats numériques et graphiques, les discussions et les interprétations relatifs à l'application de l'algorithme évolution différentielle pour la résolution du problème mono-objectif de l'écoulement de puissance optimal.

La méthode procédée pour ce travail nous conduire vers quelques stratégies à évaluer, parmi lesquelles nous avons maintenir trois stratégies de l'algorithme DE, qui sont nécessaires pour l'optimisation des fonctions objectives utilisées précédemment dans le chapitre 2.

Les résultats d'application pour les trois stratégies de l'approche proposée seront comparés à des résultats de l'écoulement de puissance optimal pour le même réseau test. Afin de bien illustrer l'efficacité et le pouvoir de cette nouvelle approche.

La simulation est adoptée sous l'environnement de MATLAB 2015 et MATLAB 2016 sont implémenté sur deux PC suivants :

- AMD PRO A10-8700B R6, 10 Compute Cores 4C+6G 1.80 GHz ; HP de RAM : 4 Go, Système d'exploitation 64 bits, processeur x64.
- PC : DESKTOP-4U3RL1Q ; Processeur : Intel(R) Core(TM) i3-4010U CPU @ 1.70GHz, RAM : 6,00 Go ; Système d'exploitation 64 bits, processeur x64.

4.2. Fonction objective

Les fonctions objectives à minimiser sont :

- ✓ Le coût de production.
- ✓ Les pertes de puissance active.

$$F_C = \sum_{i=1}^{ng} (A_i + B_i P_{Gi} + C_i P_{Gi}^2) \quad (4.1)$$

$$F_p = P_G - P_D = \sum_{i=1}^{nb} (G_k (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \delta_{ij})) \quad (4.2)$$

Où A_i, B_i, 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, F_C est la fonction coût.

Où, F_p est la fonction des pertes active, P_D est puissance active demandé, n_b 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 ;

4.3. Les contraintes

Pour un bon fonctionnement des réseaux électriques, il est important et nécessaire de bien respecter les intervalles donnés des paramètres utilisés dans ces réseaux, d'où nous faisons recours aux contraintes des sécurités. Ces contraintes dans ce travail sont classées selon les limites des modules et des phases de tension, ainsi que les puissances actives et réactives des générateurs de production.

Dans cette classification, on note que les variables de contrôle sont classées selon trois types, qui sont entre autres :

Le premier type est défini par les puissances générées actives, limitées par les intervalles des bornes inférieure et supérieure selon la capacité des centrales électriques.

Le deuxième type est un type défini aux tensions au niveau des jeux de barres PV dont la valeur est limitée par les intervalles des tensions entre 0.94 pu et 1.09 pu.

Le troisième type est réservé qu'aux rapports de transformation des transformateurs à prises de réglage dont la valeur est limitée entre 0.9 et 1.1.

4.4. Application : Optimisation par l'algorithme évolution différentielle dans le réseau de 14-Bus

Le modèle mathématique est appliqué sur le réseau IEEE14 JB qui contient 05 générateurs de production (installés aux nœuds 1, 2, 3, 6, et 8), 20 lignes et 03 transformateurs situés entre les jeux de barres (5-6), (4-7), (4-9) et 11 charges et un seul élément shunt.

Le schéma unifilaire du réseau IEEE14JB test est présenté dans la figure 4.1.

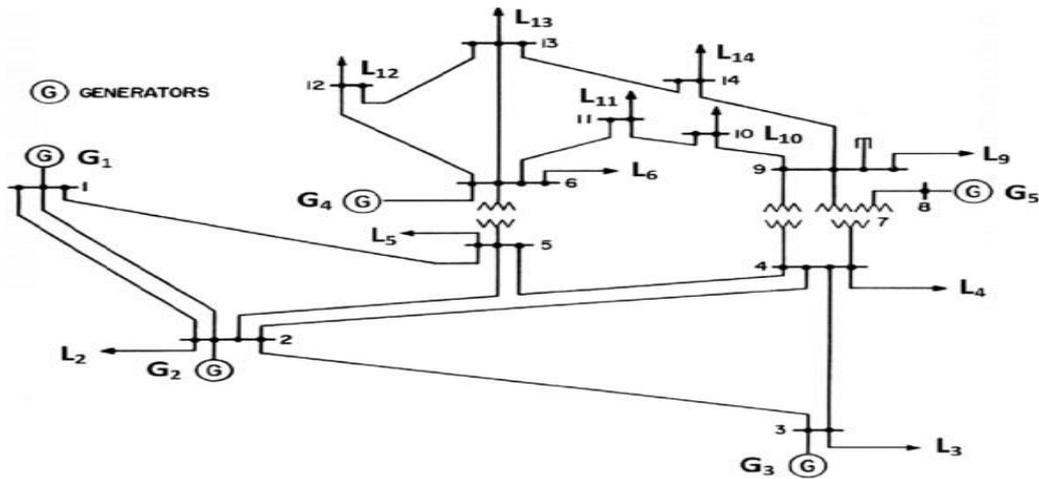


Figure 4.1 : le schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 14-Bus.

Paramètres de l’algorithme :

Dans cette application de l’algorithme évolution différentielle est utilisé pour résoudre le problème d’optimisation.

Les paramètres que nous avons utilisés sont présentés comme suit :

La population = 50 ;

Critère d’arrêt : maximum nombre d’itérations ;

Omega initial (initial standard déviation) = 0.9 ;

Omega final (final standard déviation) = 0.4 ;

4.4.1. La minimisation du coût de production à la charge nominale

✓ Le tableau du coût de la production des puissances actives :

Variable	Supérieure	Inférieure	PF	OPF	1 ^{ère} stratégie	2 ^{ème} stratégie	3 ^{ème} Stratégie	Ecart1	Ecart2	Ecart3
PG1(MW)	332.4	0	232.4	232.4	232.4	232.4	232.4	0	0	0
PG2(MW)	140	0	40	36.73	36.84	38.16	33.28	0.3099	3.895	3.8959

PG3(MW)	100	0	0	28.61	30.21	32.53	38.46	5.5941	13.723	13.727	
PG6(MW)	100	0	0	0	0.23	1.70	0	-	-	-	
PG8(MW)	100	0	0	8.55	5.98	0.28	0	29.997	96.672	96.673	
VG1(P.U)	1.06	0.94	1.060	1.06	1.06	1.06	0.99	0	0.0001	0.0001	
VG2(P.U)	1.06	0.94	1.045	1.044	1.046	1.048	0.98	0.2420	0.384	0.3843963	
VG3(P.U)	1.06	0.94	1.010	1.019	1.02	1.029	0.96	0.3961	1.055	1.055098	
VG6(P.U)	1.06	0.94	1.070	1.06	1.05	1.06	1.01	0.2295	0.000248	0.00024	
VG8(P.U)	1.06	0.94	1.090	1.06	1.05	1.05	0.99	0.0404	0.0031	0.0031984	
T1 (4-7)	1.1	0.9	0.978	0.978	1.02	1.01	1.01	4.7500	3.3627	3.3627969	
T2 (4-9)	1.1	0.9	0.969	0.969	0.90	0.9	0.91	6.8947	7.120	7.1207408	
T3 (5-6)	1.1	0.9	0.932	0.932	0.97	0.96	0.9	5.058	3.208	3.2081697	
Coûts (\$/h)	-	-	-	8081. 19	8077. 5772	8081. 1107	8138. 924	0,0447	0.0009	0.0009813	
Sommes des PG(MW)	-	-	272,4	306,2 9	305,6 7	305,0 8	304,1 4	35,90	114,29	114,29	
Ecart1= (Sratégie1-OPF)/OPF *100				Ecart2= (Sratégie2- OPF)/OPF *100				Ecart3= (Sratégie3- OPF)/OPF *100			

Tableau 4.1 : les résultats des coûts de production obtenus par DE sur le réseau de 14JB et leurs écarts.

- ✓ La figure du coût de production de la 1^{ère} stratégie :

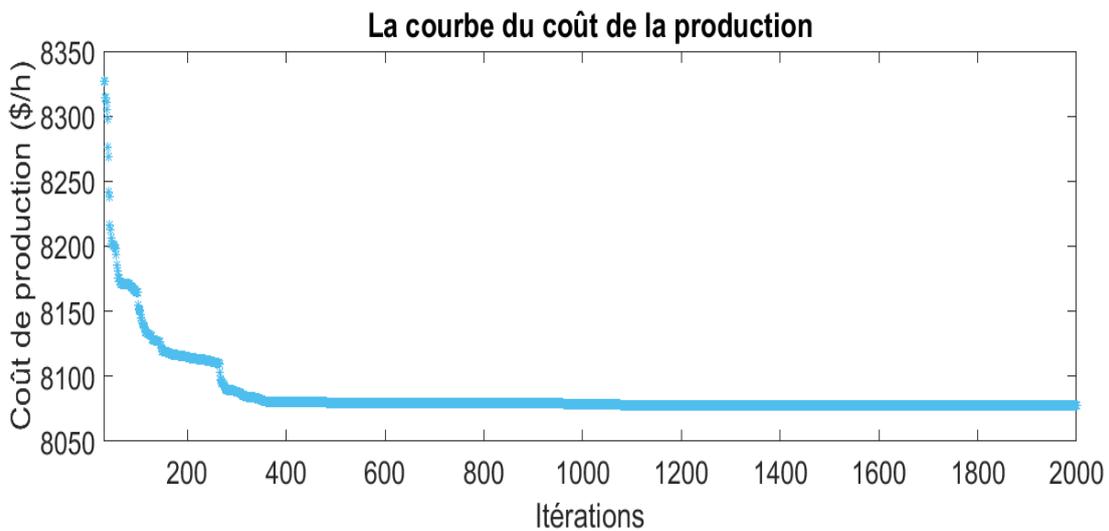


Figure 4.2 : Convergence de coût de production par la méthode DE-OPF de réseau 14JB de stratégie1.

On remarque que la courbe du coût de la production de la 1^{ère} stratégie est bien convergée après 1200 itérations avec un coût optimal de 8077.5772\$/h, qui est inférieur à l'OPF=8081,19 \$/h, cette convergence de la 1^{ère} stratégie de DE est dit à $X_{best,g}$ qui est le meilleur individu dans les stratégies gourmandes, cet individu est utilisé pour guider la recherche évolutive. Cette 1^{ère} stratégie de DE donne le meilleur résultat pour la minimisation du coût de production. Ce résultat et comparé avec le résultat de l'OPF est les deux autres stratégies.

- ✓ La figure du coût de production de la 2^{ème} stratégie :

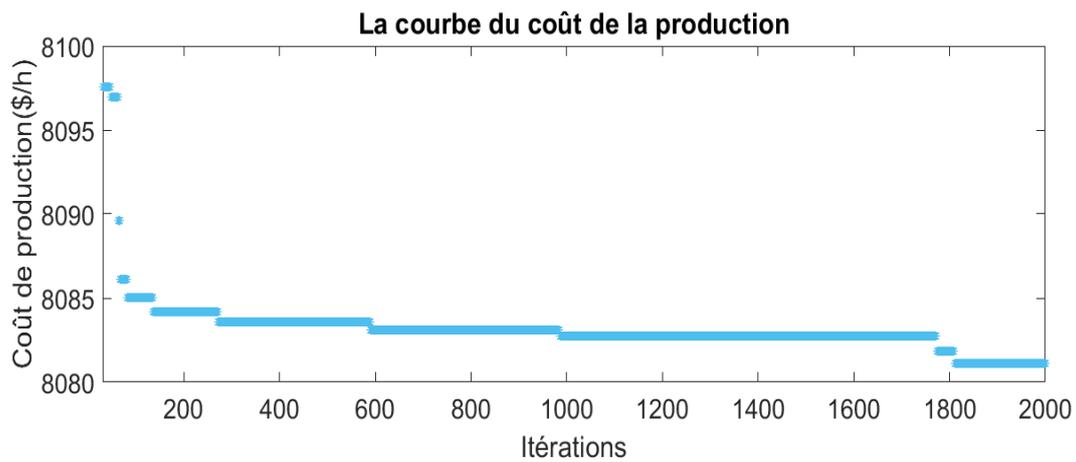


Figure4.3 : Convergence de coût de production par la méthode DE-OPF de réseau 14JB de stratégie2.

On remarque aussi la courbe du coût de production de la 2^{ème} stratégie est bien convergée à partir 1800 itérations avec un coût optimal de 8081,11\$/h, qui est inférieur à l'OPF=8081,19 \$/h. Cette stratégie est un résultat obtenu à base du vecteur parent $X_{i,g}$ de la génération actuelle qui est dite aléatoire et est mutée avec le meilleur individu de la stratégie gourmande $X_{best,g}$. C'est ainsi que cette stratégie a donné un résultat un peu supérieur à la 1^{ère} stratégie. Cette augmentation de coût est dû peut être à la dominance des caractères des individus parentaux qui sont $X_{i,g}$. Mais elle est meilleure par rapport au coût de l'OPF.

D'après ces deux stratégies de DE, nous pouvons confirmer que l'objectif de minimisation de coût de production est atteint et avec un bon résultat.

✓ **La figure du coût de production de la 3^{ème} stratégie :**

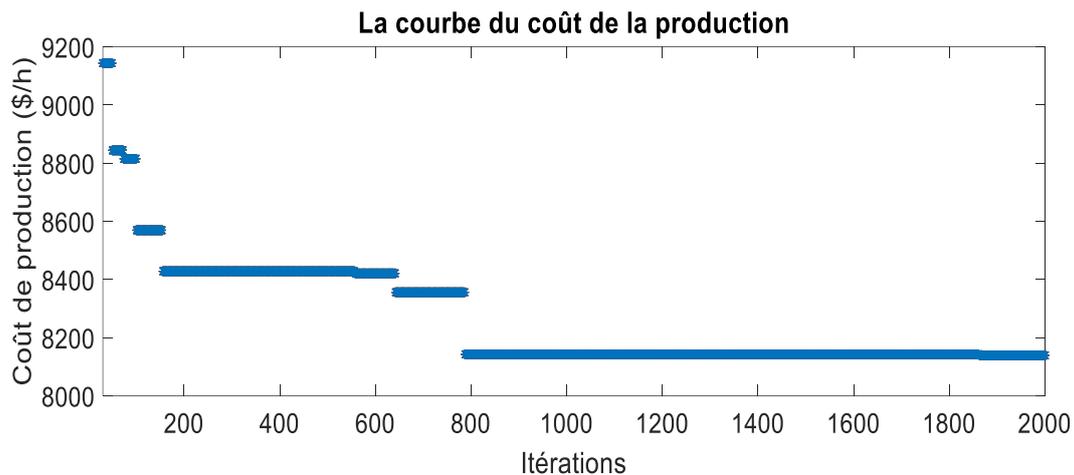


Figure 4.4 : Convergence de coût de production par la méthode DE-OPF de réseau 14JB de stratégie3.

En fin, on porte toujours la même remarque que la courbe du coût de production de la 3^{ème} stratégie est bien convergée à 1900 itérations avec un coût optimal de 8138.924\$/h, qui est supérieure à la 1^{ère} stratégie et 2^{ème} stratégie et aussi à l'OPF=8081,19 \$/h. On peut interpréter que le résultat obtenu de cette stratégie est le résultat obtenu à base de rand/2, qui est le nombre aléatoire des individus mutés. L'augmentation de coût qui est plus élevé dans cette 3^{ème} stratégie, nous indique l'absence des individus meilleurs et les individus parentaux. On peut noter que dans cette 3^{ème} stratégie, l'objectif de minimisation de coût de production ne pas atteint, car le coût de la production est très élevé par rapport au coût de l'OPF=8081,19 \$/h. Cela nous permet de dire à ce propos dans cette stratégie, que les individus des caractères aléatoires mutés sont les plus dominants. Donc l'évaluation de cette mutation nous permet de dire que la 3^{ème} stratégie ne pas utilisable dans notre cas pour la minimisation de coût de production, mais par contre elle est applicable dans un autre cas que le nôtre.

- ✓ **Les différents histogrammes du coût de la production :**

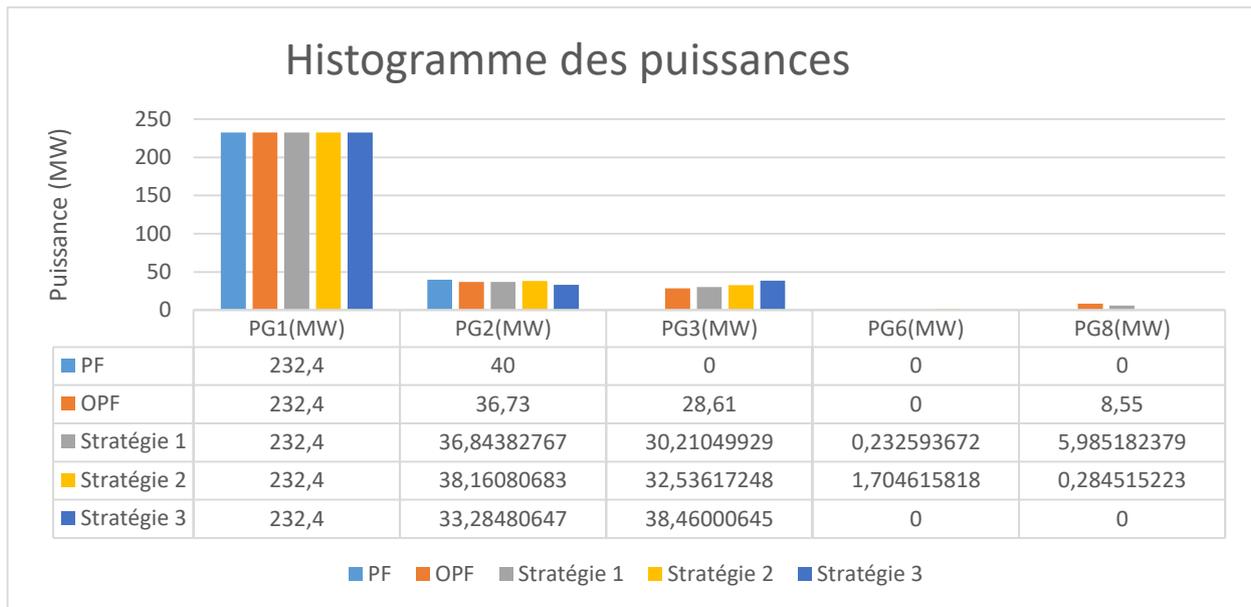


Figure 4.5 : Puissances générées du coût dans les nœuds du réseau 14-JB.

Dans cet histogramme des puissances, on remarque les valeurs de PG1 sont identique, par contre les PG2, PG3, PG6 et PG8 n'est sont pas identique il y'a une variation entre eux. Donc on confirme que les variables d'état sont fixes, on agit seulement que sur les variables des contrôles.

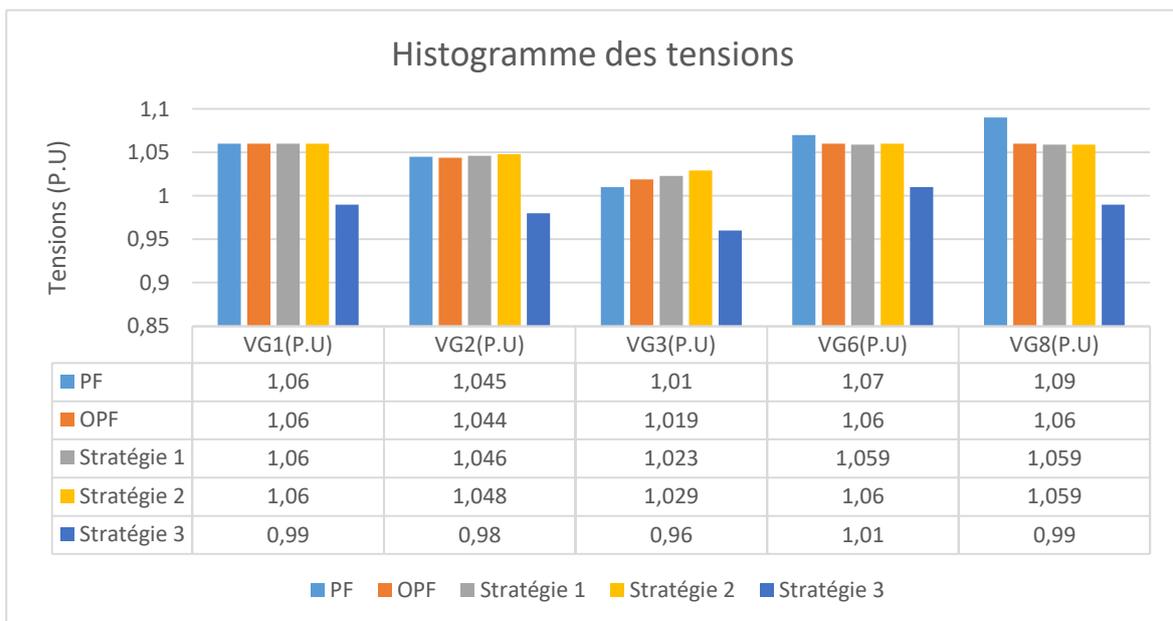


Figure 4.6 : Les tensions générées du coût dans les nœuds du réseau 14 JB.

Cet histogramme nous décrit les caractéristiques et les niveaux des tensions du coût de production pour les trois (3) stratégies de l'algorithme proposé par rapport à PF et l'OPF.

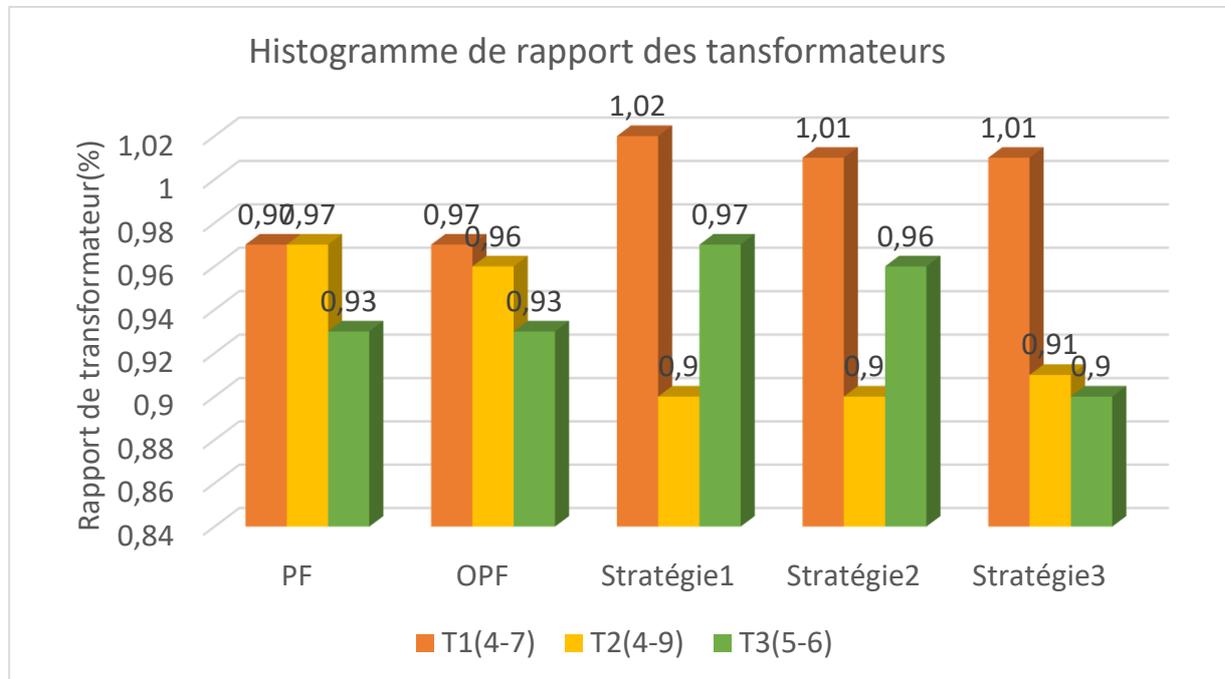


Figure 4.7 : Les différentes valeurs de rapport des transformateurs du coût dans le réseau 14JB.

Cette figure 4.7 nous montre que les valeurs de rapport des transformateurs sont dans leurs limites inférieure et supérieure. On voit la variation de rapport de transformateur sur les trois (3) stratégies par rapport à PF et OPF. Mais DEA elle est toujours bornée par ces limites.

a) Discussions et comparaisons des résultats obtenus

Les discussions sont portées sur les réseaux simulés dans le tableau 4.1 et les comparaisons seront examinées par rapport aux trois stratégies évoquées avec le même type de réseau, qui est dit réseau standard choisi.

En commençant par les valeurs optimales des variables de contrôle (PG_i , VG_i et T_i), on peut dire qu'ils sont dans leurs limites admissibles. Les profils des tensions quant à eux aussi sont dans leurs limites d'intervalles entre [0.94 p.u à 1.09 p.u] d'amplitudes.

En suite comme montré dans la figure 4.2 et figure 4.3, ces courbes nous indiquent bien la convergence des coûts des productions en comparaison de celui de coût de l'OPF avec 1^{ère} et 2^{ème} stratégies d'évolution dans le cas de minimisation comme suit : la 1^{ère} stratégie, le coût est minimisé de 8077.5772 \$/h. Par contre la 2^{ème} stratégie, est de 8081.1107 \$/h, en comparaison de celui de l'OPF qui est de 8081.19 \$/h, qui sont respectivement bien convergées après leurs nombres d'itérations qui sont 1200 itérations pour la 1^{ère} et après 1800 itérations pour la 2^{ème}. On peut dire par la remarque que le temps de convergence du processus d'optimisation est bien acceptable, et aussi que la comparaison par rapport à la 1^{ère} et 2^{ème} stratégie nous prouve que l'algorithme DE donne de bons résultats en comparaison avec d'autres.

Dans la figure 4.4, la courbe montre bien la convergence de coût de production en minimisant ce coût qui s'élève avec un coût optimal de 8138.924 \$/h de la 3^{ème} stratégie en comparaison de 8081.19 \$/h de coût de production de l'OPF. On peut dire par ce point aussi que la convergence de coût de production de cette 3^{ème} stratégie respecte bien le temps de convergence du processus d'optimisation comme celles de 1^{ère} et 2^{ème}, mais à la différence du coût qui est plus élevé que celui de l'OPF. La remarque par cette stratégie est que l'algorithme DE donne toujours de bons résultats en comparaison avec d'autres. On peut bien noter que l'élévation du coût de production de la 3^{ème} stratégie ne confirme pas que l'algorithme ne pas bon mais simplement cette stratégie est applicable dans un autre cas différent que cette approche utilisée pour ce réseau.

4.4.2 La minimisation des pertes actives à la charge nominale

✓ Le tableau de minimisation des pertes :

Variables	Supérieure	Inférieure	PF	OPF	1 ^{ère} stratégie	2 ^{ème} stratégie	3 ^{ème} stratégie	Ecart 1	Ecart 2	Ecart 3
PG1(MW)	332,4	0	232,4	232.4	232.40	232.40	232.4	0	0	0
PG2(MW)	140	0	40	36.73	21.79	19.60	0	40,657	46,6246	100
PG3(MW)	100	0	0	28.61	94.40	95.82	95,99	229,974	234,938	235,513
PG6(MW)	100	0	0	0	46.75	48.93	55,29	-	-	-

PG8(MW)	100	0	0	8.55	96.65	96.12	90,18	1030,489	1024,227	954,777	
VG1(P.U)	1,06	0.94	1.060	1.06	1,06	1.059	1,06	0	0,059	0	
VG2(P.U)	1,06	0.94	1.045	1.044	1.059	1.059	1,06	1,532	1,496	1,532	
VG3(P.U)	1,06	0.94	1.010	1.019	1.059	1.059	1,06	4,023	4,007	4,023	
VG6(P.U)	1,06	0.94	1.070	1.06	1,06	1.036	1,06	0	2,175	0	
VG8(P.U)	1,06	0.94	1.090	1.06	1.059	1.059	1,06	0,001	0,010	0	
T1 (4-7)	1.1	0.9	0.978	0.978	1.04	0.95	1,08	6,775	1,923	11,361	
T2 (4-9)	1.1	0.9	0.969	0.969	0.90	1.09	0,9	7,095	13,518	7,120	
T3 (5-6)	1.1	0.9	0.932	0.932	1.002	1,02	0,99	7,557	10,178	6,602	
Pertes (MW)	-	-	-	9,28	0.488	0.526	0.578				
Ecart1= (Stratégie1-OPF)/OPF *100				Ecart2= (Stratégie2-OPF)/OPF *100				Ecart3= (Stratégie3-OPF)/OPF *100			

Tableau 4.2 : les résultats des pertes obtenus par DE sur le réseau 14JB et leurs écarts.

Les pertes des puissances actives sont minimisées comme montre dans le tableau 4.2.

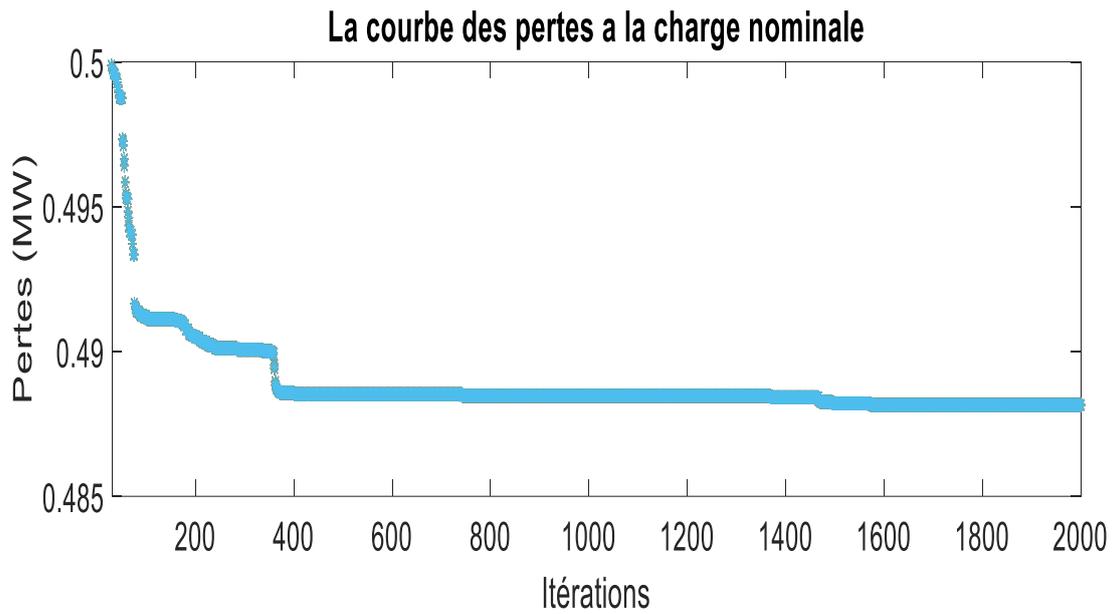


Figure 4.8 : La convergence de la courbe des pertes de 14 JB de la stratégie 1.

On constat que la courbe des pertes de 1ère stratégie a été bien convergée après 1500 itérations, avec un minimum des pertes 0.488 MW qui sont inférieur aux pertes de l’écoulement de puissance optimale de Mat power qui sont 9,28 MW. Donc cela veut dire qu’on a minimise les pertes dans le réseau de 14 JB. Ceci revient à la précision de l’algorithme DE.

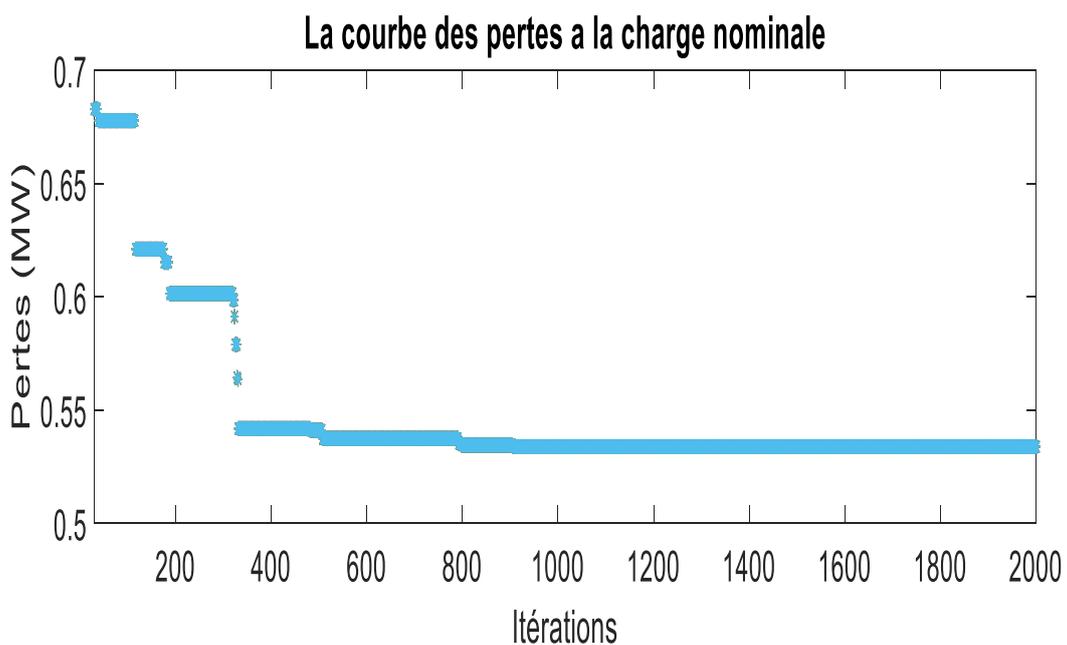
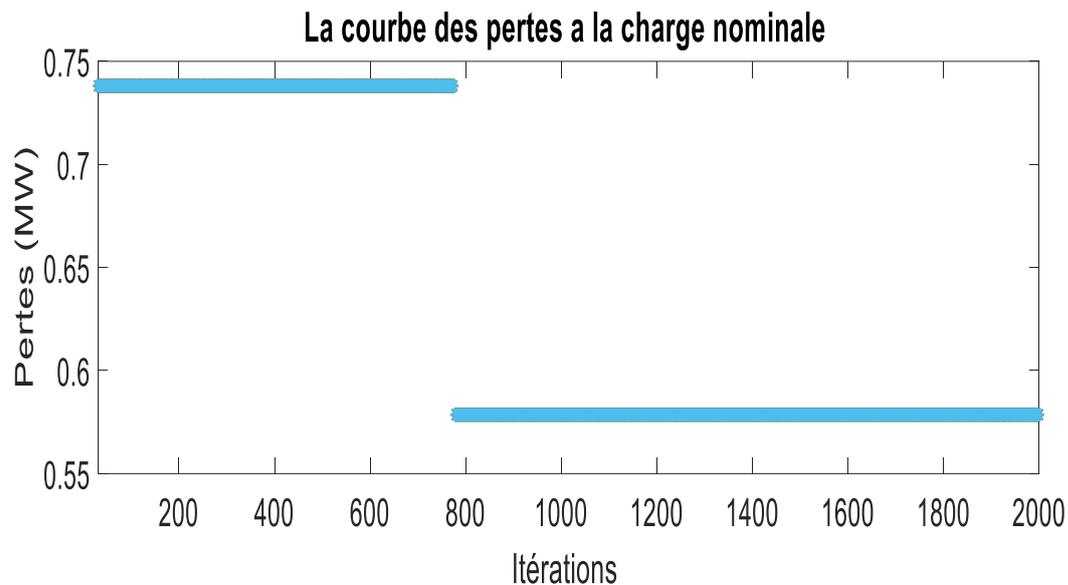


Figure 4.9 : Convergence de la courbe des pertes de 14 JB de la stratégie 2.

On voit que la convergence de la courbe des pertes du 2^{ème} stratégie a été bien stabilisée après 900 itérations, avec 0.526 MW des pertes qui sont inférieures aux pertes de l'OPF de Mat power.

**Figure 4.10** : Convergence du courbe des pertes dans le réseau 14 JB de la stratégie 3.

La figure ci-dessus nous montre la convergence des pertes de la 3^{ème} stratégies, la courbe de cette stratégie a été convergée à partir de 800 itérations, avec 0.578MW des pertes qui sont toujours inférieures aux cas normal de l'OPF.

D'après les résultats des pertes des trois (3) stratégies de l'algorithme évolution différentielle et en comparaison avec le résultat de l'OPF, nous montre que l'algorithme évolution différentielle(DEA) elle est efficace pour la minimisation des pertes.

✓ **Les différents histogrammes des pertes :**

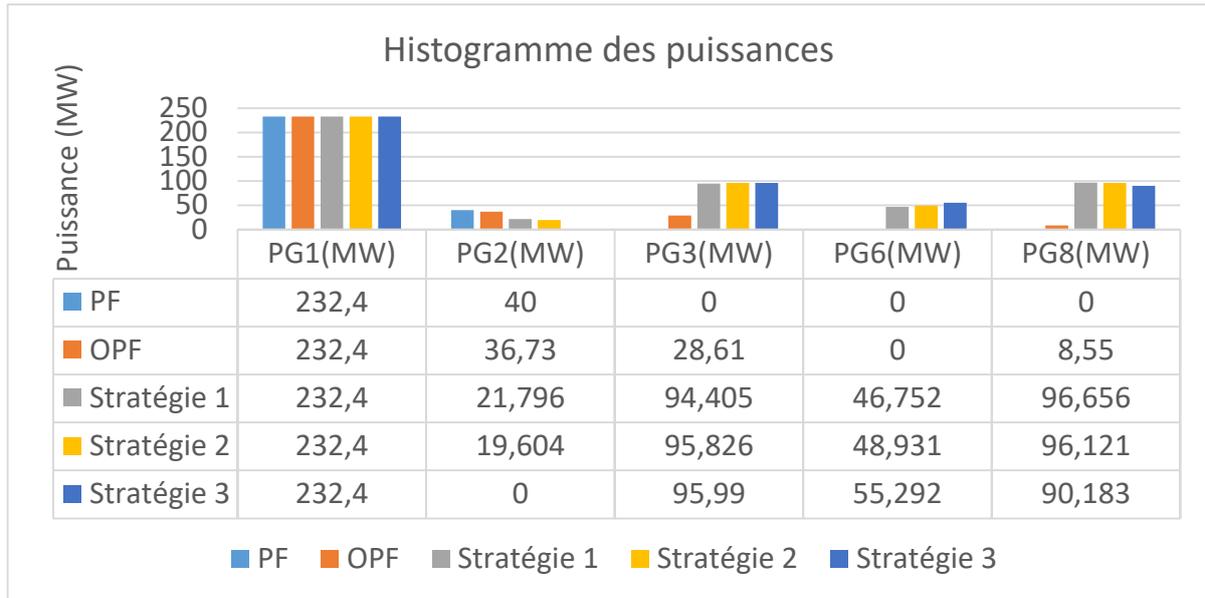


Figure 4.11 : Puissances générées des pertes dans les nœuds du réseau 14JB.

Cet histogramme des puissances, on remarque les valeurs de PG1 sont identique, par contre les PG2, PG3, PG6 et PG8 n'est sont pas identique il y'a une variation entre eux. Donc on confirme que les variables d'état sont fixes, on agit seulement que sur les variables des contrôles.

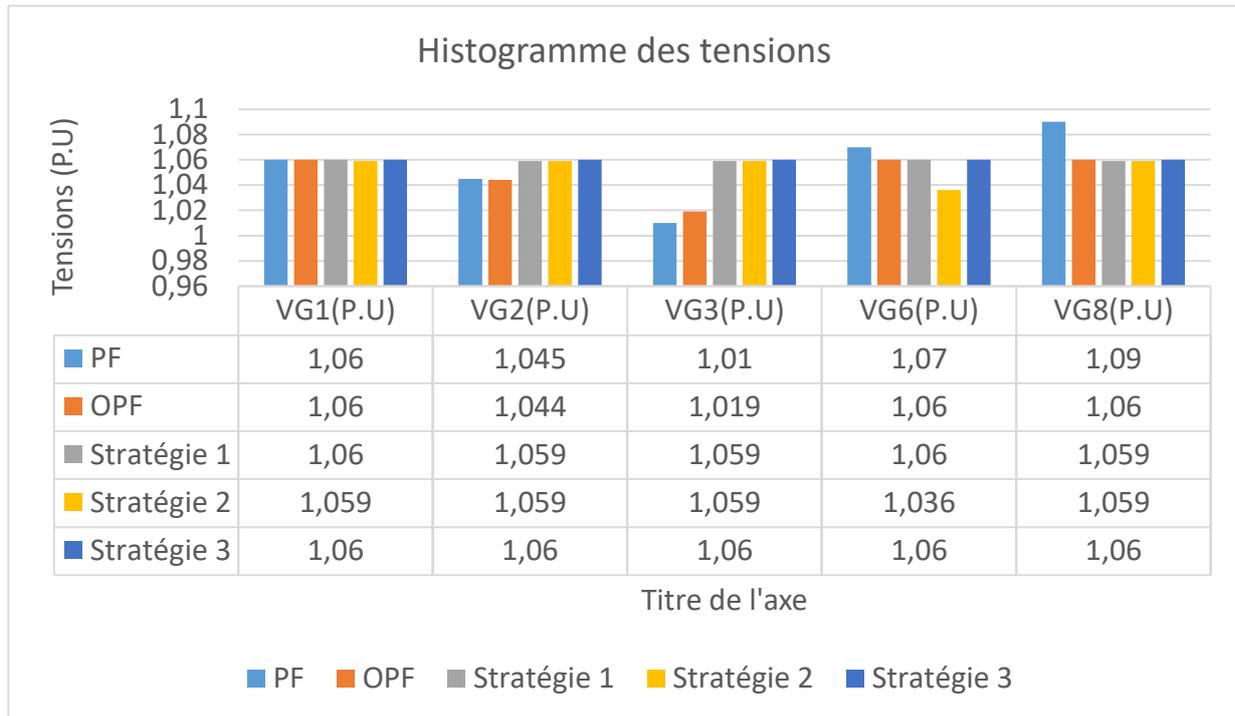


Figure 4.12 : Les tensions générées des pertes dans les nœuds.

Cet histogramme de tension nous décrit les caractéristiques des niveaux des tensions dans le cas de minimisation des pertes du réseau 14JB, pour les trois (3) stratégies de l'algorithme proposé par rapport à PF et l'OPF.

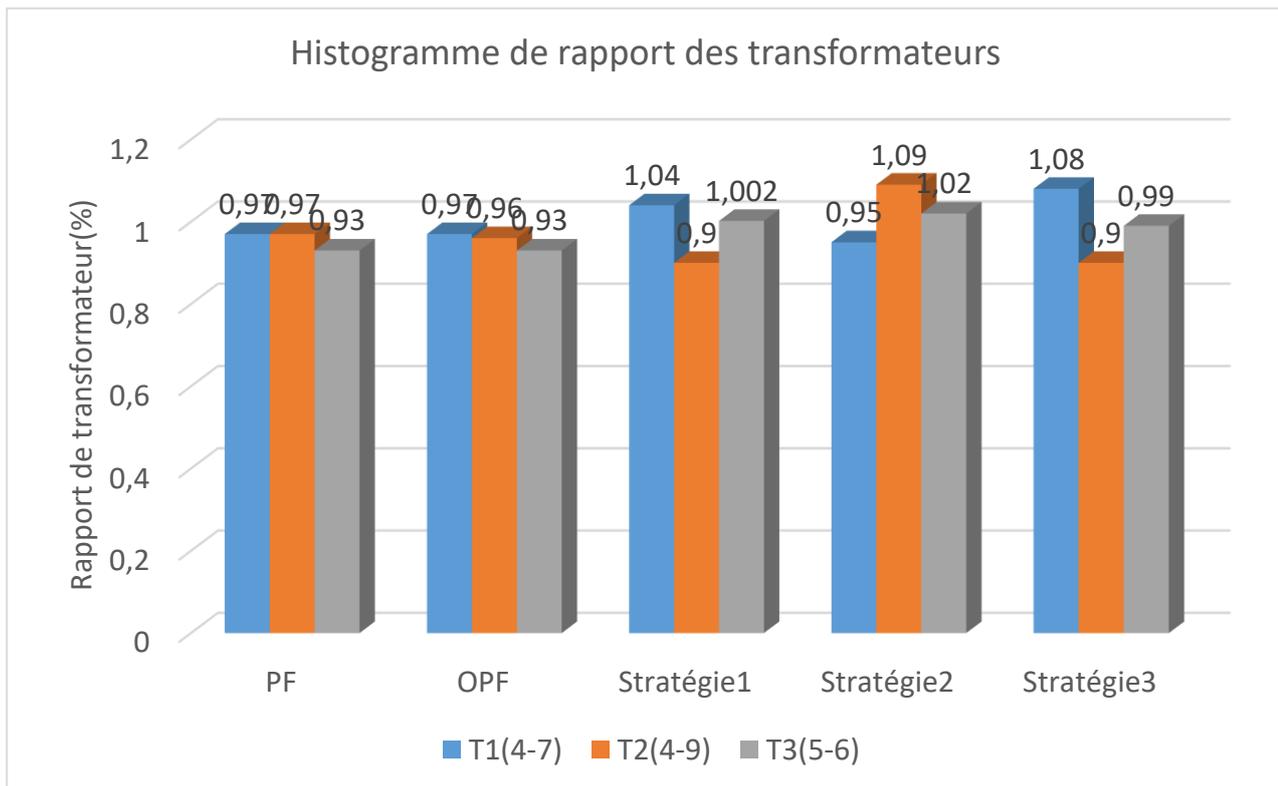


Figure 4.13 : Les rapports des transformateurs des pertes dans les nœuds de réseau 14JB.

Cet histogramme nous montre les niveaux de rapport des transformateurs pour le cas de minimisation des pertes. Elles sont dans leurs limites inférieure et supérieure. On remarque la variation de rapport de transformateur dans les trois (3) stratégies de DE sont un peu élevée par rapport à PF et à l'OPF. Mais l'algorithme évolution différentielle (DEA) n'a pas dépassé les limites supérieures.

a) Discussions et comparaisons des résultats obtenus dans le cas de minimisation des pertes :

Selon le tableau de minimisation des pertes des charges nominales (tableau 4.2), on peut dire que les pertes selon les trois stratégies sont comparables par rapport à l'OPF étudié dans le Mat-power non optimisé, qui sont de 9,28 MW, indiquant sur le tableau 4.2 comme suit :

- La 1^{ère} stratégie minimise les pertes à 0,48814MW comparables à l'OPF de 9,28MW avec une minimisation des pertes de 8,79186MW. Cette différence

est due à la stratégie gourmande qui est entrée en mutation dans notre 2^{ème} équation de fonctions objectives définies plus haut dans le chapitre précédent. Cette stratégie nous décrit dans ce cas que, la stratégie gourmande entre après évaluation pour diriger la recherche des meilleurs individus qui peuvent nous aider à être sélectionnés pour atteindre à des solutions satisfaisantes à notre problème de minimisation des pertes. Alors on peut déduire que les contraintes de convergence des processus d'optimisation sont bien respectées, et aussi que la comparaison par rapport à la 1^{ère} stratégie. A ce point nous pouvons affirmer que l'algorithme DE fonctionne efficacement avec de bons résultats en comparaison par rapport à l'OPF étudié.

- La 2^{ème} et 3^{ème} stratégie minimise aussi les pertes respectivement à 0.52687MW et 0.57MW comparables à 9,28MW, avec des minimisations des pertes respectives de 8,75313MW et 8,71MW. Ces derniers nous permet les bons fonctionnements de l'algorithme DE, on remarque que la convergence de processus d'optimisation est bien respectée. Alors on peut conclut par-là que l'algorithme DE donne des approches très importants pour les minimisations des pertes. On dit que l'objectif de minimisation est atteint.

4.5. Conclusion :

Ce dernier chapitre, nous avons présenté les résultats de l'application de l'algorithme évolution différentielle avec ses diverses générations de vecteurs d'essai stratégies (stratégies de mutation) basées sur OPF qui est proposé pour étudier la répartition de la puissance active et qui nous permet de contrôler la tension dans la planification d'exploitation du système électrique. L'approche proposée des stratégies DE a été examiné et testé sur les réseaux IEEE 14 bus, et les résultats ont été comparés à ceux obtenus par l'OPF.

Les résultats de la simulation montrent les hautes performances du système proposé de la technique de stratégie DE qui minimisent les pertes de puissance active plus que les autres méthodes comparées. De plus, la comparaison étudiée entre les stratégies DE démontre le potentiel de cette technique et montre son efficacité et sa dominance pour résoudre les problèmes d'OPF. Alors les analyses de cette approche nous permettent de

conclure que l'algorithme évolution différentielle est efficace dans la minimisation du coût des productions et des pertes des puissances actives.

Conclusion

générale

Ce mémoire est les œuvres basées sur le problème de la répartition économique des puissances dans les réseaux de transport de l'énergie électrique. C'est ce qui veut dire, de traiter le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques. Pour cela, nous avons exploré et testé ce travail par les méthodes méta-heuristiques, à savoir l'algorithme de « l'évolution différentielle »

La résolution des problèmes de distribution de puissance active optimale est un sujet bénéfique en raison de son importance dans le fonctionnement sûr et économique des systèmes électriques. Selon l'article[24] présente un nouvel outil d'optimisation pour résoudre les problèmes basés sur le flux de puissance optimal stochastique (OPF) qui, récemment développés en considérant trois types de générateurs renouvelables qui sont les générateurs éoliens, solaires et les petits générateurs hydroélectriques.

L'algorithme DE proposé dans ce mémoire, utilise un algorithme d'évolution différentielle amélioré pour résoudre efficacement l'OPF. Trois nouvelles stratégies d'évolution sont évoquées dans ce travail pour l'opération de mutation qui sont « DE/best/1 », « DE/current-to-best/1 » et « DE/rand/2 » sont introduites, et qui stockent les individus inférieurs pour profiter de leur différence de la population actuelle en exploitant de nouvelles régions qui sont agréables pour les bons fonctionnements. Cette opération de mutation est classée en deux classes principales qui sont : les stratégies aléatoires (rand/2) et les stratégies gourmandes (best/1, best/2 et current-to-best/1). En outre, l'opération de sélection, effectuée le processus d'optimisation et répète pour chaque individu de la population initiale, et mène donc à la création d'une nouvelle population de taille identique. Ce processus permet aux meilleurs individus de survivre à la génération suivante pour évoluer à nouveau en utilisant les mêmes opérations jusqu'à ce que le critère de terminaison soit satisfait.

Comme l'OPF est un problème contraint, une méthode efficace de gestion des contraintes est utilisée, basée sur deux fonctions objectives qui sont fonction coût et fonction des pertes qui sont mis à jour à chaque génération. Le système de bus IEEE 14 est utilisé pour effectuer les simulations pour trois stratégies différentes. L'algorithme proposé est comparé aux algorithmes les plus récents et les plus performants utilisés pour résoudre OPF dans la littérature. Les résultats de la simulation révèlent que DE est capable de résoudre l'OPF actuel de manière efficace et est capable de générer des solutions de haute qualité. Au cours de

Conclusion générale

notre recherche, il y a eu des différentes méthodes mathématiques qui ont été utilisées pour effectuer les calculs de l'écoulement de puissance optimal et évaluer les performances de l'algorithme proposé.

De plus, la simulation des résultats, nous a montré à la fin que le DE-stratégie 3 réduit davantage les pertes de puissance avec un temps plus court par rapport aux autres stratégies DE. Cela nous permet de tirer une remarque que cette stratégie est plus robuste dans le cas de recherche globale. Enfin, la comparaison étudiée entre les stratégies DE démontre le potentiel de cette technique et montre son efficacité et sa dominance par rapport à la résolution des problèmes de la répartition économique de puissance. Les analyses des résultats sont très agréables puisque les principaux objectifs de la technique proposée ont été atteints : les variables d'état et de contrôle ont été amenées à leurs limites de gamme avec le minimum de pertes de puissance.

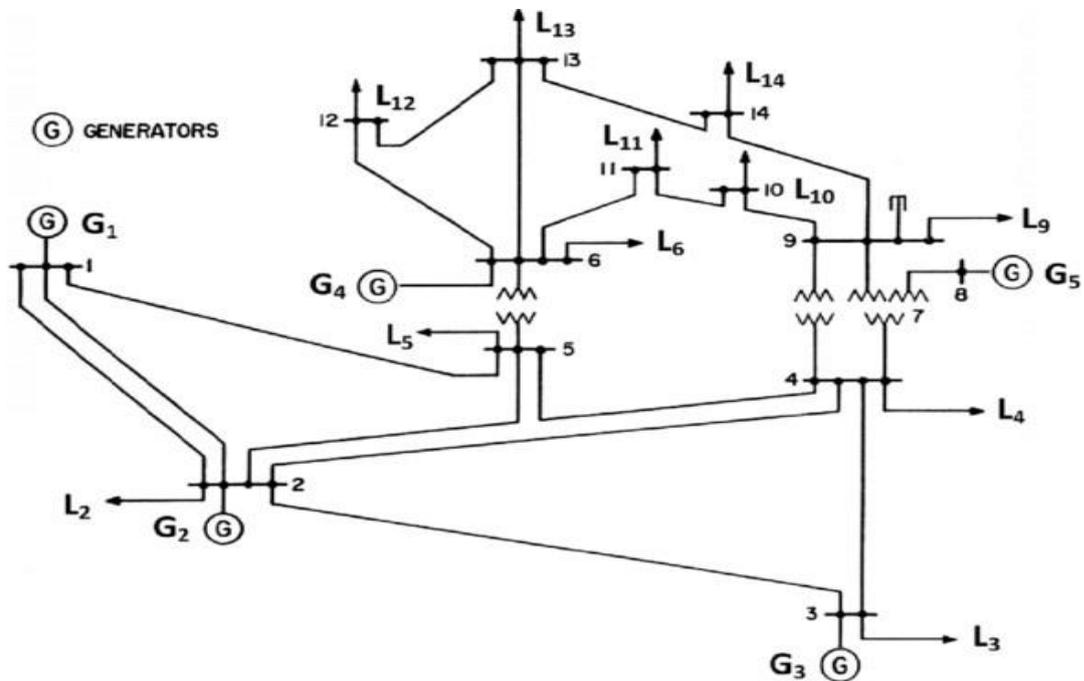


Figure : le schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 14-Bus.

Bus_i	type	Pd	Qd	Gs	Bs	Area	Vm	Va	BaseKV	Zone	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	0.06	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

Annexes

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	-15.1	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 : Données des jeux de barres du système test à 14 jeux de barres.

- [1] Y. Amrane, M. Boudour, A. A. Ladjici, et A. Elmaouhab, « Optimal VAR control for real power loss minimization using differential evolution algorithm », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 66, p. 262-271, mars 2015
- [2] M. Kadjoudj, T. Bouktir, A. Golea, A. Betka, A. Chaghi, et K. Chikhi, « Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes métaheuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé. », p. 186.
- [3] M. Draïdi Abdellah, « Répartition économique de l'énergie électrique utilisant les techniques d'intelligence artificielle », Thèse Présentée pour l'obtention du Titre de Magistère en Électrotechnique, Université Mentouri de Constantine, 2010.
- [4] Pr.Abdelhafid hellal et Pr.Mohamed Boudour, *Réseaux électriques Fondamentaux et Concepts de base*.
- [5] Abdelmalek Gacem, « Utilisation des méthodes d'optimisations métaheuristiques pour la résolution du problème de répartition optimale de la puissance dans les réseaux électriques », Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université Mohamed Khider – Biskra, 2010.
- [6] Abdelhay A. Sallam et OM P. Malik, « Electric Distribution System ». Printed in Singapore, TK3001.S325 2010.
- [7] Wael AMOR, « Écoulement de puissance pour les réseaux de grande dimension et mal-conditionnés », mémoire de l'obtention de la maîtrise en génie électrique, université du québec, Montréal, 2018.
- [8] 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 diplôme de doctorat en sciences, Université 20 Août 1955 -Skikda, Skikda, 2019.
- [9] CHEKKAL Samira, « Evaluation des Performances de l'Aérogénérateur à base de la Machine Asynchrone Double Etoile Connecté au Réseau Electrique », mémoire de magister en vue de l'obtention du diplôme de magister en électrotechnique, Université A.MIRA-BEJAIA, BEJAIA, 2011.

Bibliographie

- [10] D. Mida, D. Benattous, M. Dris, et B. Djilani, « Liste de publications relatives à la thèse » : p. 202.
- [11] Dr. Aouzellag Lahaçani narimen, « Réseaux Électriques », Université A.MIRA-BEJAIA, Polycopié de cours UEF 3111 (3ème Année Licence ELT).
- [12] N. Mancer, B. Mahdad, et K. Srairi, « Publication Internationals », p. 136.
- [13] D. Saad, D. Tarek, D. Abdellatif, et D. Ahmed, « Optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode méta heuristique (technique des abeilles) en présence d'une source renouvelable (éolienne) et des dispositifs FACTS. », p. 106.
- [14] Théodore WILDI et Gilbert SIBILL, *Électrotechnique (réseaux électriques)*, 4ème édition. éd.DEBCECK, 2005.Disponible sur :
http://www.electrosup.com/protection_des_reseaux_electriques.php
- [15] Zeroual Mokhtaria, « Optimisation et contrôle de l'écoulement des puissances actives par système FACT », mémoire pour l'obtention du diplôme de : Magister en Électrotechnique, universite des sciences et de la technologie d'oran- mohamed boudiaf-,2014. Disponible sur :
http://www.univ-usto.dz/theses_en_ligne/doc_num.php?explnum_id=2156
- [16] O. Herbadji, L. Slimani, et T. Bouktir, « Optimal Power Flow With Four Conflicting Objective Functions Using Multiobjective Ant Lion Algorithm : A Case Study of the Algerian Electrical Network », *Iran. J. Electr. Electron. Eng.*, vol. 15, n° 1, mars 2019, doi: 10.22068/IJEEE.15.1.94.
- [17] M. A. Abido, « Optimal Power Flow Using Tabu Search Algorithm », *Electr. Power Compon. Syst.*, vol. 30, n° 5, p. 469-483, mai 2002, doi : 10.1080/15325000252888425.
- [18] M. Venkateswara Rao, S. Sivanagaraju, et C. V. Suresh, « Available transfer capability evaluation and enhancement using various FACTS controllers : Special focus on system security », *Ain Shams Eng. J.*, vol. 7, n° 1, p. 191-207, mars 2016, doi : 10.1016/j.asej.2015.11.006.
- [19] E. E. Elattar et S. K. ElSayed, « Modified JAYA algorithm for optimal power flow incorporating renewable energy sources considering the cost, emission, power loss and voltage profile improvement », *Energy*, vol. 178, p. 598-609, juill. 2019, doi : 10.1016/j.energy.2019.04.159.

Bibliographie

- [20] Delendi LOUARDI, « contrôle de l'écoulement de puissance active par système FACTS », mémoire pour obtenir le diplôme de Magister en Electrotechnique, université de Batna, 2009. Disponible sur :
<http://eprints.univ-batna2.dz/1344/1/inj%20DELENDI%20LOUARDI.pdf>
- [21] H. Dommel et W. Tinney, « Optimal Power Flow Solutions », *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-87, n° 10, p. 1866-1876, oct. 1968, doi : 10.1109/TPAS.1968.292150.
- [22] I. C. on C. Annual IEEE Computer Conference et C. Décision and Information Technologies, *International Conférence on Control, décision and Information Technologies (CoDIT), 2013 Hammamet, Tunisia, 6-8 May 2013*. 2013. Disponible sur :
<http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=6678896>
- [23] Mr Mokrani Lakhdar, « Contribution à la cao optimsee des machines électriques, application au moteur lineaire à induction », Thèse de Doctorat d'Etat En Electrotechnique, Université de Batna, 2005. Disponible sur :
<http://eprints.univ-batna2.dz/1274/>
- [24] N. H. Awad, M. Z. Ali, R. Mallipeddi, et P. N. Suganthan, « An efficient Differential Evolution algorithm for stochastic OPF based active–reactive power dispatch problem considering renewable generators », *Appl. Soft Comput.*, vol. 76, p. 445-458, mars 2019, doi: 10.1016/j.asoc.2018.12.025.
- [25] Ladjici Ahmed Amine, « Calcul Evolutionnaire Application sur l'Optimisation de la Planification de la Puissance Réactive », 2005, doit : 10.13140/RG.2.1.4623.1524.