



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي



BADJI MOKHTAR-ANNABA UNIVERSITY
UNIVERSITE BADJI MOKHTAR-ANNABA

جامعة باجي مختار عنابة
Année: 2019

Faculté des sciences de l'ingénierie
Département d'électrotechnique

THESE

Présentée en vue de l'obtention du diplôme de DOCTORAT 3^{ème} Cycle

Analyse de la compensation pour améliorer le comportement d'un réseau électrique

Option : Qualité et gestion de l'énergie électrique

Par : MERAH Ahmed

Directeur de thèse : ADJABI Mohamed

Devant le jury :

Président :	LABAR Hocine	Professeur	Université BADJI Mokhtar-Annaba
Rapporteur :	ADJABI Mohamed	Professeur	Université BADJI Mokhtar-Annaba
Examineurs :	OMEIRI Amar	Professeur	Université BADJI Mokhtar-Annaba
	AZZAG El-bahi	Professeur	Université BADJI Mokhtar-Annaba
	BOUNAYA Kamel	Professeur	Université 8 Mai 1945 Guelma
	LEMZADMI Ahcene	Professeur	Université 8 Mai 1945 Guelma

ملخص

تظل الطبيعة المصدر الرئيسي لإلهام الإنسان لحل المشاكل اليومية. في هذا العمل، نقدم خوارزمية السالب المستوحاة من حركة هذه الحيوانات الهلامية في قاع المحيط للبحث عن الطعام في محاولة لحل مشكلة التدفق الأمثل للطاقة في الشبكات الكهربائية. مشكلة التدفق الأمثل لها العديد من الأهداف، مثل التقليل من تكلفة الوقود والانبعاثات وفقدان الطاقة في مختلف خطوط النقل وغيرها. لذا فإن إيجاد حل يلبي جميع هذه الأهداف يشكل تحديًا كبيرًا للباحثين اليوم.

في هذا العمل، نسعى لتوفير حلول متعددة الأهداف لتشكيل جبهة باريتو باستخدام خوارزمية السالب متعددة الأهداف المقترحة. كما نهدف أيضًا إلى الاستفادة من أفضل ميزات وحدة التحكم في تدفق الطاقة الموحدة، والتي تعد الأفضل في عائلتها، ليس فقط لزيادة تدفق الطاقة وتحسين الجهد، بل لتحسين كفاءة الشبكة ككل.

قارنا النتائج التي حصلنا عليها مع نتائج خوارزميات ذكاء الأسراب من نفس عائلتها، كما تمت مقارنتها أيضًا مع الخوارزميات التطورية والخوارزميات الحتمية الكلاسيكية. قدمت طريقتنا المقترحة نتائج رائعة مقارنة مع باقي الخوارزميات المقترحة في العديد من المقالات البحثية. وكانت النتائج أفضل في وجود منظم الطاقة الأمثل الذي تم دمجه بنجاح في الطريقة الفعالة نيوتن-رافسون والذي ساهم بدوره في تحسين العديد من الأهداف.

كلمات مفتاحية:

تدفق الطاقة الأمثل، التحسين متعدد الأهداف، منظم تدفق الطاقة الأمثل، الخوارزميات التجريبية، خوارزمية السالب.

Résumé

La nature reste la principale source d'inspiration pour que l'homme résolve les problèmes quotidiens. Dans ce travail, nous présentons l'algorithme méta-heuristique des Salpidae SSA (*Salp Swarm Algorithm*) inspiré par le mouvement de ces animaux gélatineux dans le fond de l'océan pour rechercher de la nourriture, pour résoudre le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance OPF (*Optimal Power Flow*) dans les réseaux électriques. OPF a de nombreux objectifs, tels que la minimisation du coût du carburant, les émissions, les pertes ... etc. Donc, trouver une solution qui respecte tous ces objectifs est un grand défi aujourd'hui.

Nous cherchons à fournir des solutions sous la forme du front de Pareto (FP) pour résoudre des problèmes multi-objectifs en utilisant l'algorithme proposé MSSA (*Multi-objective Salp Swarm Algorithm*). Nous visons également à tirer parti des meilleures fonctionnalités de contrôleur de transit de puissance unifié UPFC (*Unified Power Flow Controller*) qui est le meilleur de sa famille système de transmission flexible en courant alternatif FACTS (*Flexible AC Transmission System*), non seulement pour améliorer le transit de puissance, maintien de la tension dans une plage sûre et stable, mais aussi pour améliorer le comportement du réseau dans son ensemble.

Nous avons également comparé nos résultats obtenus avec des algorithmes d'intelligence en essaim SI (*Swarm Intelligence*) de la même famille de SSA, des algorithmes évolutionnaires EA (*Evolutionary Algorithms*) et des algorithmes déterministes DA (*Deterministic Algorithm*). Notre méthode proposée a présenté des résultats très impressionnants par rapport aux résultats des SI, EA et DA publiés dans plusieurs articles. Les résultats étaient mieux dans l'existence d'UPFC qui contribue à l'amélioration des objectifs où il a été intégré avec succès à la méthode efficace de NR (*Newton-Raphson*).

Mots clés

Écoulement de puissance, Optimisation multi-objectifs, UPFC, Algorithmes Méta-heuristiques, MSSA.

Abstract

Nature remains the main source of inspiration for man to solve everyday problems. In this work, we present the meta-heuristic algorithm of Salpidae (SSA) inspired by the movement of these gelatinous animals in the bottom of the ocean to search for food. It is to try to solve the problem of the optimal power flow (OPF) in the electrical networks. OPF has many objectives, such as minimizing the fuel cost, emissions, losses, etc. So finding a solution that meets all of these goals is a big challenge for researchers today.

In this work, we seek to provide multi-objective solutions in the form of the Pareto front (FP) using the proposed algorithm MSSA. We also aim to take advantage of the best Unified Power Flow Controller (UPFC) features that are the best in its FACTS family, not only to increase power flow, improve voltage, but also to improve network behavior as a whole.

We also compared our obtained results with swarm intelligence algorithms (SI) of the same SSA family, Evolutionary Algorithms (EA) and Deterministic Algorithms (DA). Our proposed method presented very impressive results compared to SI, EA and DA, which were presented in many articles. In addition, the results were better in the existence of the UPFC that contributes to the improvement of the objectives where it has been successfully integrated with Newton-Raphson (NR) efficient method.

Key words

Power flow, multi-objective optimization, UPFC, meta-heuristic algorithm, MSSA.

Remerciements

Mes remerciements vont tout premièrement au bon DIEU le tout-puissant, de m'avoir donné la force, la patience, le courage et la volonté de parvenir à finir ce modeste travail dans des meilleures circonstances et en bon état.

J'adresse tout d'abord ma profonde reconnaissance à M^r *ADJABI Mohamed* directeur de thèse pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de rapporter cette thèse, et pour ses conseils et encouragements réguliers, ses qualités scientifiques et humaines ont toujours été une source de motivation.

J'adresse mes sincères remerciements à M^r *LABAR Hocine* Professeur à l'Université de Badji Mokhtar d'Annaba, pour m'avoir honoré avec sa présence en acceptant de présider le jury de soutenance de cette thèse. Qu'il soit assuré de ma profonde reconnaissance.

Mes vifs remerciements vont également à mes enseignants M^r *OMEIRI Amar* et M^r *AZZAG El-bahi* professeurs à l'Université de Badji Mokhtar-Annaba d'avoir accepté d'examiner ce travail et de faire partie de ce jury.

Je tiens à exprimer mon profond respect à M^r *BOUNAYA Kamel* et M^r *LEMZADMI Ahcene* Professeurs à Université 8 Mai 1945-Guelma, qui m'ont fait l'honneur de participer au jury de ma thèse.

Je remercie chaleureusement tous les professeurs du département d'électrotechnique de l'Université de Badji Mokhtar-Annaba. Je remercie également tous les professeurs qui m'ont enseigné au long de mes études. Je ne pourrai jamais oublier tout m'a encouragé par un bon mot, ma famille, mes proches et mes amis...

Table des matières

ملخص.....	ii
Résumé.....	iii
Abstract.....	iv
Remerciements.....	v
Table des matières.....	vi
Liste des abréviations.....	x
Liste des symboles.....	xi
Liste des tableaux.....	xiv
Liste des figures.....	xv
Introduction générale.....	1

CHAPITRE.I. PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT D'UPFC

1. Introduction.....	5
2. Schéma de principe et paramètre de contrôle des dispositifs FACTS.....	6
3. Architecture d'UPFC.....	7
4. Modes de fonctionnement d'UPFC.....	8
5. Modèle équivalent d'UPFC.....	9
6. Diagramme vectoriel de circuit équivalent d'UPFC.....	10
7. Avantage de contrôle de flux de puissance par UPFC.....	13
8. Analyse des fonctions des deux côtés d'UPFC.....	14
8.1. Fonction de contrôle du côté shunt.....	14
8.1.1. Contrôle de la puissance réactive.....	15
8.1.2. Contrôle de la tension de barre.....	15
8.2. Fonction de contrôle du côté série.....	16
8.2.1 Compensation série.....	17
8.2.2 Compensation de l'angle de transport.....	18
8.2.3. Régulation de la tension de barre.....	18
8.3. Fonctionnalité complète.....	19
9. Emplacement et capacité optimaux d'UPFC.....	20
10. Conclusion.....	21

CHAPITRE.II. INTEGRATION UPFC AVEC NR

1. Introduction.....	23
2. Solution d'un ensemble d'équations non-linéaires par NR.....	24
3. Pseudo-code d'algorithme NR.....	25
4. Application de NR au problème LF.....	25
5. Pseudo-code de NRLF.....	30
6. Formation d'éléments de la matrice jacobienne pour la technique NRLF.....	30
7. Pseudo-code de NRFP complet.....	31
8. Technique NRLF comprenant UPFC.....	32
8.1. Modèle d'UPFC pour le calcul LF.....	33

8.2. Nouvelles équations de flux de puissance	35
9. Mise en œuvre de l'algorithme NRLF comprenant UPFC	37
12. Conclusion	39

CHAPITRE.III. ECOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL COMPRENANT UPFC

1. Introduction	41
2. Classification des variables du problème OPF	42
2.1. Vecteur indépendant ou de contrôle	42
2.2. Vecteur dépendant ou d'état	42
2.3. Vecteur constant	42
3. Formulation générale du problème OPF	43
4. Contraintes.....	44
4.1. Contraintes d'égalité	44
4.2. Contraintes d'inégalité	44
4.2.1. Contraintes de production de puissance active.....	44
4.2.2. Contraintes de production d'énergie réactive	44
4.2.3. Contraintes d'amplitude de tension.....	44
4.2.4. Contraintes de capacité de source de puissance réactive.....	45
4.2.5. Contraintes des positions des prises de transformateur	45
4.2.6. Contraintes de capacité de transit de puissance.....	45
4.3. Contraintes d'UPFC	45
4.3.1. Limite d'échange de puissance active entre les deux côtés.....	45
4.3.2. Limite du courant à travers le côté série.....	46
4.3.3. Limite du courant du côté shunt	46
4.3.4. Limite d'amplitude de la tension injectée par le côté série	46
5. Différentes fonctions objectives pour OPF	47
5.1. Minimisation du coût total de carburant.....	47
5.2. Minimisation des pertes.....	48
5.2.1. Minimisation des pertes de puissances actives.....	48
5.2.2. Minimisation des pertes de puissances réactives.....	49
5.3. Minimisation d'indice d'émission	49
5.4. Maximisation d'indice de sécurité	50
5.5. Maximisation la réserve réactive.....	50
5.6. Minimisation les chutes de tension.....	50
6. Problème OPF multi-objectif.....	50
7. Difficultés d'optimisation.....	51
7.1. Différence entre les solutions mathématiques et réalistes	51
7.2. Problème de Minima	52
7.3. Régulation locale et contrôle global	52
7.4. Stratégie préventive ou curative	53
7.5. Classification les priorités de contrôle.....	54
7.6. Effet des zones externes sur les environnants	54
7.7. Atténuation des contraintes	55

7.8. Maximiser les variables de contrôle	55
7.9. Problème d'engagement des unités de production	56
7.10. Difficulté d'optimisation de la puissance réactive	56
7.11. Linéarisation autour de la solution optimale	56
7.12. Relation entre la valeur initiale et la solution optimale	57
8. Exigences à fournir dans les algorithmes d'optimisation	57
9. Conclusion	58

CHAPITRE.IV. TECHNIQUES META-HEURISTIQUES D'OPTIMISATION

1. Introduction	60
2. Classes dominantes des algorithmes méta-heuristiques	61
3. Algorithmes évolutifs	61
3.1. Origines de GA	61
3.2. Contexte de GA	61
3.3. Principes de GA	62
3.4. Opérateurs de GA	62
3.4.1. Opérateur de Sélection	62
3.4.2. Opérateur de croisement	63
3.4.3. Opérateur de mutation	63
3.4.5. Autres opérateurs	63
3.5. Pseudo-code de GA	63
3.6. Paramètres de GA	64
3.6.1. Exploitation et exploration	64
3.6.2. Taux de mutation	65
3.6.3. Taux de croisement	65
3.6.4. Taille de la population	65
3.7. Paramètres auto-adaptatifs	65
3.7.1. Croisement adaptatif	65
3.7.2. Mutation adaptative	66
3.8. Pseudo-code de GA auto-adaptatif	66
4. Techniques d'intelligence en essais	67
4.1. Origines de PSO	67
4.2. Contexte de PSO	67
4.3. Principes de PSO	68
4.4. Caractéristiques de calcul	69
4.5. Algorithme PSO dans l'hyperespace	69
4.6. Représentation vectorielle de la vitesse et la mise à jour	70
4.7. Pseudo-code de PSO	71
4.8. Paramètres de PSO	71
4.8.1. Vitesse maximale	71
4.8.2. Constantes d'accélération	72
4.8.3. Facteur de constriction	72
4.8.4. Constante d'inertie	72

- 5. Algorithme SSA 73
 - 5.1. Contexte de SSA..... 73
 - 5.2. Principe de SSA..... 74
 - 5.3. Processus d'optimisation de SSA..... 74
 - 5.4. Pseudo-code de SSA..... 75
- 6. Optimisation multi-objective par MSSA 75
 - 6.1. Front de Pareto 75
 - 6.2. Opérateur de domination 76
 - 6.3. Dépôt de solutions non-dominées 77
 - 6.4. Jeu de roulette..... 77
 - 6.5. Opérateur de maintenance 78
 - 6.6. Pseudo-code de MSSA 79
- 7. Conclusion 95

CHAPITRE.V. SIMULATION ET INTERPRETATION DES RESULTATS

- 1. Introduction 82
- 2. Ecoulement de puissance comprenant UPFC par NR 83
- 3. Comparaison entre GA et PSO 87
- 4. Optimisation multi-objectif par NSGA-III et MOPSO 90
- 5. Optimisation par SSA..... 98
- 6. Optimisation multi-objective par MSSA 101
- 7. Conclusion 107

- Conclusion générale..... 108**
- Perspective..... 110
- ANNEXE..... 111
- Bibliographie 115

Liste des abréviations

AC : Courant alternatif

CNV_{se} : Convertisseur série

CNV_{sh} : Convertisseur shunt

DA : Algorithme déterministe

DC : Courant continu

EA : Algorithme évolutionniste

FACTS : Système de transmission AC flexible

FP : Front de Pareto

GA: *Genetic Algorithm*

MATPOWER: *Open source MATLAB language M-files for solving steady state power system*

MOPSO: *Multi-Objective Particle Swarm Optimization*

MSSA : Algorithme de SSA multi-objective

NR: Newton-Raphson

NL : Equations non linéaire

NRLF : Ecoulement de puissance par la méthode NR

NSGA-III: *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm third edition*

OPF : Problème d'optimisation de l'écoulement de puissance (*Optimal Power Flow*)

PQ : Bus de charge

PSO : *Particle Swarm Optimization*

PST : Déphaseur

PV : Bus à tension contrôlée

SCCL : limiteur de courant de court-circuit

SI : Algorithmes d'intelligence en essaim

Slack : Bus de référence (bilan)

SSA : Algorithme méta-heuristique des Salpidae

SSSC : Compensateur statique synchrone série

STATCOM : Compensateur synchrone statique

SVC : Compensateur statique d'énergie réactive

TCSC : Compensation en série contrôlée par thyristors

UPFC : Contrôleur de transit de puissance unifié

Liste des symboles

b : Nombre connu

c_1 : Coefficient d'équilibrage entre exploration et exploitation de SSA

c_2 et c_3 : Nombres aléatoire entre 0 et 1

\mathbf{c} : Vecteur constant

\mathbf{C} : Matrice de puissance réactive fournie par tous les réacteurs shunt installés au réseau

D : Distance des solutions voisines

f : Fonction mathématique

\mathbf{f} : Fonction objective

\mathbf{g} : Contraintes d'égalité

G et B : Conductance et susceptance

\mathbf{h} : Contraintes d'inégalité

i, j, k, n, γ, m : Nombre naturel

I_c : Composante transversale du courant de la ligne

$I_{se} \angle \varphi_{se}$: Courant et angle du côté série d'UPFC

$I_{sh} \angle \varphi_{sh}$: Courant et angle du côté shunt d'UPFC

I_{se}^{lim} : Limite du courant de ligne ij qui travers le côté série d'UPFC

I_{sh}^{lim} : Limite du courant de côté shunt

\mathbf{J} : Matrice jacobienne

m : Nombre des générateurs

n : Nombre de Bus

ℓ : Coefficient supérieure à 1, dépend de l'augmentation de charge

PE^{lim} : Limite de puissance active transfert la liaison DC commune d'UPFC

P_i et Q_i : Puissance active et réactive de bus i

P_{ij} et Q_{ij} : Puissance active et réactive qui transit la ligne ij de bus i vers j

P_{ji} et Q_{ji} : Puissance active et réactive qui transit la ligne ji de bus j vers i

P_i^0 et Q_i^0 : Puissance active et réactive de bus i avant l'installation d'UPFC

P_{se} et Q_{se} : Puissance active et réactive du côté série d'UPFC

P_{sh} et Q_{sh} : Puissance active et réactive du côté shunt d'UPFC

- P_i^{sp} et Q_i^{sp} : Puissance active et réactive spécifiée au bus i
- P_{ij}^{sp} et Q_{ij}^{sp} : Puissance active et réactive spécifiée qui transit la ligne ij
- P_{Di} et Q_{Di} : Puissance active et réactive demandée au bus i
- \mathbf{P}^{cal} et \mathbf{Q}^{cal} : Vecteur de puissance active et réactive calculé par NR
- P_{Gi} et Q_{Gi} : Puissance active et réactive générée au bus i
- p_i : Position de la particule trouvée à l'itération i
- p_g : Position de l'essaim global
- Q_{ci} : Puissance réactive fournie par les batteries des condensateurs au bus i
- R_{se} et X_{se} : Résistance et réactance du côté série d'UPFC y compris les pertes de CNV_{se} et T_{se}
- R_{sh} et X_{sh} : Résistance et réactance du côté shunt d'UPFC y compris les pertes de CNV_{sh} et T_{sh}
- $rand_1$ et $rand_2$: Nombres aléatoire entre 0 et 1
- S_{Gi} et S_{Di} : Puissance apparente générée et demandée au bus i
- S : Différence entre la puissance réactive calculée avant et après l'installation d'UPFC
- \mathbf{T} : Matrice des rapports admissibles des transformateurs
- T_{se} et T_{sh} : Transformateur série et shunt
- \mathbf{u} : Vecteur indépendant (de contrôle)
- ub et lb : Les limites supérieure et inférieure (*upper and lower*)
- $V_i \angle \theta_i$: Tension et angle de bus i
- V_h : Tension au point h
- $V_i^{sp} \angle \theta_i^{sp}$: Tension et angle spécifiée de bus i
- $V_{se} \angle \theta_{se}$: Tension et angle du côté série d'UPFC
- V_{se_max} : Tension maximale de compensation du côté série d'UPFC que peut générer
- $V_{sh} \angle \theta_{sh}$: Tension et angle du côté shunt d'UPFC
- V_{se}^{lim} : Limite d'amplitude de la tension injectée par le côté série d'UPFC
- $\mathbf{V}^{(0)}$: Valeurs initiales des amplitudes de tension
- v_i : Vitesse de mouvement de la particule
- \mathbf{x} : Vecteur dépendant (d'état)
- \mathbf{X}^0 : Vecteur d'estimation initiale
- x_i : Position de chaque particule

Y_{ij} : Admittance de ligne ij

Y_{ii}^{nouv} : Nouvelle valeur de self admittance pour le bus i

Y_{ij} : Admittance de ligne ij

Z_{se} et Z_{sh} : Impédance du côté série et shunt

ΔP et ΔQ : Différence entre la Puissance spécifiée et calculée de puissance active et réactive

ΔV : Chute de tension

Δm : Vecteur de décalage

ΔX : Vecteur de correction

\Re : Partie réel d'un nombre complexe

α et β : Coefficient dépend de l'admittance de ligne ij et l'admittance du côté série d'UPFC

γ : Nombre d'UPFC dans un réseau

η : Nombre binaire égale 0 ou 1

ϵ : Tolérance

φ_1 et φ_2 : Constantes d'accélération

ω : Inertie de la particule

θ_{ij} : Angle de déphasage de tension entre bus i et j

$\theta^{(0)}$: Valeurs initiales des angles de tension

φ_{ij} : Angle de déphasage du courant entre bus i et j

Liste des tableaux

Tab.1.1. Comparaison des différents paramètres de contrôle des dispositifs FACTS	6
Tab.3.1. Classification des bus	27
Comparaison entre GA et PSO	
Tab.5.1. Comparaison des résultats pour le réseau IEEE 30-bus	88
Optimisation multi-objectif par NSGA-III et MOPSO	
Tab.5.2. Résultats obtenus dans les cas 1 et 2	92
Tab.5.3. Résultats obtenus dans le cas 3 par NSGA-III et MOPSO sans UPFC.....	96
Tab.5.4. Résultats obtenus dans le cas 4 par NSGA-III et SPEA-II avec UPFC	96
Tab.5.5. Résultats obtenus par NSGA-III sans et avec UPFC dans le cas 5	96
Optimisation par SSA	
Tab.5.6. Résultats obtenus dans le cas 1.....	100
Tab.5.7. Résultats obtenus dans le cas 2.....	100
Optimisation multi-objective par MSSA	
Tab.5.8. Résultats d'optimisation pour différents cas à l'aide de MATPOWER 6	103

Liste des figures

Fig.1.1. Schéma de principe et paramètres de contrôle de divers dispositifs FACTS.....	6
Fig.1.2. Architecture d'UPFC	7
Fig.1.3. Echange de puissance entre les côtés d'UPFC	8
Fig.1.4. Schéma équivalent d'UPFC	8
Fig.1.5. Modes de fonctionnement d'UPFC	9
Fig.1.6. Modèle de circuit équivalent d'UPFC	10
Fig.1.7. Diagramme vectoriel de circuit équivalent d'UPFC	10
Fig.1.8. Zones de contrôle de transit de puissance par UPFC	13
Fig.1.9. Modèle d'UPFC au mode de contrôle de la tension de barre.....	15
Fig.1.10. Chute de tension d'une ligne modélisée par une résistance et une inductance.....	16
Fig.1.11. Diagramme vectoriel de la compensation série selon le coefficient k	17
Fig.1.12. Diagramme vectoriel de la compensation de l'angle de transport.	18
Fig.1.13. Diagramme vectoriel montre la régulation de tension de barre	19
Fig.1.14. Diagramme vectoriel de contrôle complet	19
Fig.2.1. Bus à tension contrôlée PV	26
Fig.2.1. circuit équivalent d'une ligne électrique contrôlé par UPFC.....	33
Fig.3.1. Représentation graphique d'une fonction a deux variables	52
Fig.3.2. Contrôle global et régulation locale	53
Fig.3.3. Stratégie curative ou préventive.....	53
Fig.3.4. Classification des priorités de contrôle	54
Fig.3.5. Zones externes et les zones environnantes	54
Fig.3.6. Atténuation des contraintes aux cours d'optimisation.....	55
Fig.3.7. Linéarisation autour de la fonction au cours d'optimisation	56
Fig.4.1. Représentation d'une population avec un seul point de croisement	62
Fig.4.2. Contexte de processus d'optimisation d'après les actions d'essais de fourmis	68
Fig.4.3. Vitesse et mise à jour dans un espace à deux dimensions.....	70
Fig.4.4. Salp individuelle et chaîne de salps	73
Fig.4.5. Front de pareto d'un problème pour minimiser deux fonctions	76
Fig.4.6. Mise à jour du dépôt par l'opérateur de la roulette.	78
Ecoulement de puissance comprenant UPFC par NR	
Fig.5.1. Tensions obtenues à partir de NR dans les cas 1et 2.....	84
Fig.5.2. Angles de transports obtenus à partir de NR dans les cas 1et 2	84
Fig.5.3. Puissance active dans chaque branche obtenue à partir de NR dans les cas 1et 2	85
Fig.5.4. Puissance réactive dans chaque branche obtenue à partir de NR dans les cas 1et 2.	85
Fig.5.5. Différences des tensions et des angles dans les deux cas.....	86
Fig.5.6. Différence des puissances actives et réactive dans les deux cas	86
Comparaison entre GA et PSO	
Fig.5.7. Convergence de la méthode GA sur le réseau IEEE 30-bus	88

Fig.5.8. Convergence de la méthode PSO sur le réseau IEEE 30-bus 88
Fig.5.9. Profil de tension obtenu par GA du réseau IEEE 30-bus 89
Fig.5.10. Profil de tension obtenu par PSO du réseau IEEE 30-bus 89

Optimisation multi-objectif par NSGA-III et MOPSO

Fig.4.11. Profil de tension obtenu par NSGA-III dans les cas 1 et 2 91
Fig.5.12. Angle de transport obtenu par NSGA-III dans les cas 1 et 2 91
Fig.5.13. Optimisation Multi-Objective sans UPFC dans lecas 3 94
Fig.5.14. Optimisation Multi-Objective avec UPFC dans le cas 4 95
Fig.4.15. Optimisation multi-objective par NSGA-III sans et avec UPFC dans le cas 5 97

Optimisation multi-objective par MSSA

Fig.5.16. Front de pareto obtenu par MSSA (case6ww) 101
Fig.5.17. Zoom avant de FP obtenu par MSSA (case6ww) 102

Fig.A.1. Schéma unifilaire du réseau case6ww 102
Fig.A.2. Schéma unifilaire du réseau case9 102
Fig.A.3. Schéma unifilaire du réseau case14 103
Fig.A.4. Schéma unifilaire du réseau IEEE 30-bus 103
Fig.A.5. Schéma unifilaire du réseau case33bw 104
Fig.A.6. Schéma unifilaire du réseau case57 104
Fig.A.7. Schéma unifilaire du réseau case89pegase 105

Introduction générale

L'électricité est la forme d'énergie la plus utilisée dans l'industrie, les maisons, les entreprises et les transports, elle peut être facilement et efficacement transportée des centres de production au point de consommation, son utilisation est très flexible car elle peut être convertie en toute forme souhaitée : mécanique, thermique, chimique, éclairage ... etc [1]. Un réseau électrique est composé de nombreux composants connectés ensemble pour former un grand système complexe capable de générer, transport et distribuer de l'énergie électrique sur de grandes surfaces.

Les réseaux électriques ont été contraints de fonctionner à leur pleine capacité en raison des contraintes physiques, environnementales et économiques, notamment la construction des centrales électriques, des lignes de transport, des nouvelles villes et des zones industrielles. La quantité d'énergie électrique pouvant être acheminée entre deux sites sur le réseau de transport est limitée, de sorte que la capacité maximale doit être respectée pour tous les appareils connectés au réseau [2]. Le flux de puissance ne devrait pas être à atteindre un niveau qui peut mener à un effondrement du réseau[3].

Hingorani a présenté un système FACTS [4] afin de surmonter les problèmes mentionnés ci-dessus et de faire fonctionner efficacement le réseau électrique [5]. L'amplitude de la tension et l'angle de transport et l'impédance des lignes électriques peuvent être contrôlés à l'aide des dispositifs FACTS. Grâce aux dispositifs FACTS, le transit de puissance active dans les lignes de transport choisies est amélioré [6].

Le contrôleur UPFC est un des dispositifs FACTS qui contrôle indépendamment des flux de puissance, l'amplitude de tension et l'angle de transport [7], UPFC se compose de deux convertisseurs : un convertisseur série et un convertisseur shunt connectés entre eux à partir d'une liaison DC. Les convertisseurs sont connectés au réseau électrique via des transformateurs de couplage [4] [7], la structure et le principe de fonctionnement d'UPFC est décrite dans le chapitre I et son intégration dans la méthode de NR a été illustrée dans le chapitre II.

Même avec ces dispositifs flexibles le problème ne résoudra pas, alors le terme OPF est apparu. On peut dire que le problème OPF qui optimise une certaine fonction objective tout en

satisfaisant les contraintes opérationnelles et de sécurité est un problème très important dans la gestion des réseaux électriques. Nous lui consacrons une partie expliquant en détail dans le chapitre III. En général, OPF peut être défini comme un problème numérique non linéaire, multidimensionnel et à grande échelle en fonction des données des lignes et des bus, cela devient encore plus compliqué avec l'inclusion de contraintes variables et de paramètres de dispositifs UPFC.

Le plus gros problème est également d'avoir beaucoup d'objectifs à optimiser, nous l'avons présenté en détail au chapitre III. Chaque objectif visant à atteindre un point opérationnel optimal. Souvent, vous trouvez de nombreuses solutions, il est impossible de toutes les essayer, de se contredire, la solution donne un bon résultat dans un objectif particulier, mais donne un mauvais résultat dans un autre objectif dans le même réseau. Dans ce cas, l'application du principe de la domination est nécessaire pour former FP et de nombreuses solutions doivent être supprimées tout en maintenant les solutions non dominées pour les différentes fonctions objectives [8] [9].

De nombreuses techniques analytiques et méthodes d'optimisation classiques ont été utilisées pour gérer la convergence vers la solution optimale. En raison des inconvénients de divergence de ces méthodes classiques et du développement informatiques, Les algorithmes méta-heuristiques ont émergé ces dernières années et ont été divisés en deux grandes familles : SI et AE. Au chapitre IV, nous avons pris comme modèles : Algorithme génétique GA (*Genetic Algorithm*) [10] et algorithme d'optimisation par essais particuliers PSO (*Particle Swarm Optimization*) [11] parce qu'ils forment la base de tous les algorithmes qui ont suivi [9].

Nous avons également introduit un nouvel algorithme SSA apparu en 2017 inspiré par la nature, des résultats encourageants ont été montrés dans l'article de Mirjalili [8]. Dans ce travail, SSA a été adapté aux données de problème OPF. Nous avons choisi cet algorithme car il est différent des autres algorithmes par des coefficients d'exploitation et d'exploration. Nous avons présenté la version multi-objective MSSA dans le même chapitre pour former le FP [12].

Nous avons divisé le dernier chapitre en quatre parties. La première partie était consacrée à l'écoulement de puissance LF (*load flow*) par NR comprenant 2 UPFC sur le réseau européen 89pegase. La deuxième partie sur le réseau IEEE 30-bus [13], Nous avons comparé entre GA et PSO avec et sans UPFC. Troisième partie au même réseau, Nous avons comparé entre *Non-*

dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-III) [14] et *Multi-Objective Particle Swarm Optimization* (MOPSO) [15]. La dernière partie, Nous avons comparé entre SSA et MSSA avec plusieurs autres algorithmes méta-heuristiques et déterministe sur nombreux réseaux intégrés au MATPOWER 6 [16].

CHAPITRE I

PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT D'UPFC

1. Introduction

Les compagnies d'énergie électriques font face à beaucoup de problèmes entre autres le fonctionnement des réseaux près des limites de sécurité, la variation de la charge et le maintien de la qualité d'énergie fournie. A cet effet, des recherches sont entreprises dans différents pays pour trouver des moyens susceptibles d'améliorer la flexibilité et l'exploitation des réseaux.

Les FACTS rendent les réseaux électriques plus sûrs et plus stables, ces contrôleurs sont très répandus depuis la fin du dernier siècle [17]. Hingorani a présenté les FACTS pour améliorer le transit de puissance. Le contrôleur UPFC est un dispositif FACTS bien connu qui peut contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance : la tension, l'angle de phase et l'impédance de la ligne [6][18].

En tant que premier dispositif FACTS hybride (shunt et série), UPFC a suscité beaucoup d'attention de la part des chercheurs spécialisés dans le domaine de compensation de l'énergie. UPFC a été introduit à la fin du XX^{ème} siècle pour développer un prototype et d'étudier son modes de contrôle et ses caractéristiques dans un réseau électrique. Le premier contrôleur UPFC a été développé par AEP, Westinghouse et EPRI. Il a été installé au réseau de 138 kV dans la centrale électrique d'Inez à Kentucky aux états unis [2].

Ce chapitre traite le principe de fonctionnement d'UPFC, la modélisation et la contribution de ces contrôleurs dans les réseaux électriques et les bénéfices offerts par cette technologie.

2. Schéma de principe et paramètre de contrôle des dispositifs FACTS

Comme montre la Fig.1.1, le compensateur synchrone statique (STATCOM), compensateur statique d'énergie réactive (SVC), le déphaseur (PST), le compensateur en série contrôlé par thyristors (TCSC), le limiteur de courant de court-circuit (SCCL) et UPFC règlent les paramètres de la ligne [18]. Le contrôleur UPFC contrôle en temps réel le flux de puissance dans les lignes de transport en ajustant sur les paramètres de ligne, y compris la tension des bus, l'angle de transport[19].

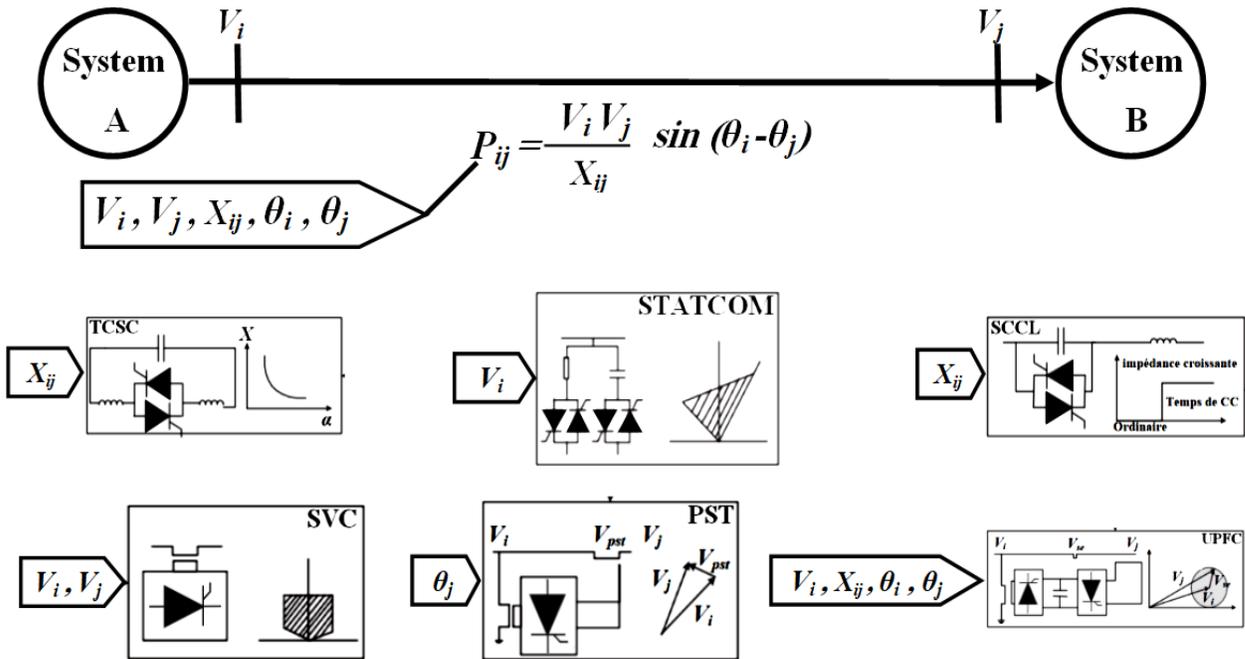


Fig.1.1. Schéma de principe et paramètres de contrôle de divers dispositifs FACTS

Les fonctions du STATCOM, SVC, PST, TCSC, SCCL et UPFC sont listées dans le Tab.1.1, dans ce chapitre, les fonctions et le principe d'UPFC seront introduits [6].

FACTS	Paramètre de contrôle	But du règlement
STATCOM	V_i, V_j	Tension de nœud
SVC	V_i, V_j	Tension de nœud
PST	θ_i, θ_j	Angle de phase
TCSC	X_{ij}	Impédance de ligne
SCCL	X_{ij}	Impédance de ligne
UPFC	$V_i, V_j, \theta_i, \theta_j, X_{ij}$	Tout

Tab.1.1 : Comparaison des différents paramètres de contrôle des dispositifs FACTS

3. Architecture d'UPFC

La Fig.1.2 représente l'architecture d'UPFC composé du circuit principal (unité en série et autre en parallèle) et d'une unité de contrôle [20][18]. Le circuit principal d'UPFC se compose de deux convertisseurs de tension (CNV) avec un condensateur DC commun, ces deux CNV se connectent aux réseaux via deux transformateurs respectivement : CNV_{sh} se connecte à la ligne de transport parallèlement via le transformateur T_{sh} , CNV_{se} se connecte à la ligne en série via le transformateur T_{se} . Le CNV_{sh} et le transformateur T_{sh} sont définis comme côté shunt [21], CNV_{se} et le transformateur T_{se} sont définis comme côté série. La tension de sortie des deux côtés peut être contrôlée séparément et indépendamment, fournissant ou absorbant la puissance réactive [2] [22].

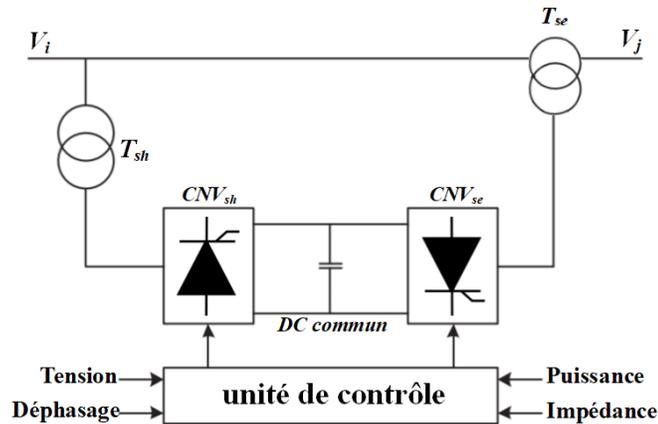


Fig.1.2. Architecture d'UPFC

A partir du point de connexion, la puissance active absorbée par le CNV_{sh} via le T_{sh} est transmise via la liaison DC vers le CNV_{se} où est finalement consommée. Par contre, il n'y a pas d'échange de puissance réactive entre les deux côtés comme montre la Fig.1.3[6]. Par conséquent, UPFC peut varier la capacité de transport de la ligne de transport permettant d'augmenter ou de diminuer la circulation de la puissance active et réactive dans cette ligne de transport [19] [21].

Selon cette architecture, UPFC peut être considéré comme étant composé d'un STATCOM (*Static synchronous compensator*) et d'un SSSC (*Static synchronous series compensator*) comme le montre la Fig.1.4 [2].

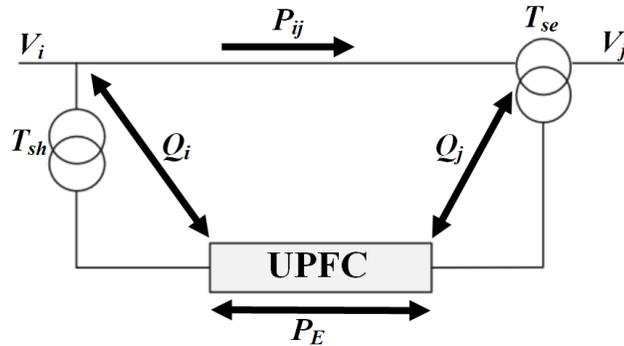


Fig.1.3. Echange de puissance entre les côtés d'UPFC

Le contrôleur UPFC présente non seulement les avantages du STATCOM et du SSSC Fig.1.4, mais possède aussi une capacité de contrôle de la tension, l'angle de phase et l'impédance de la ligne et une capacité de compensation de la puissance réactive. Aussi une capacité d'exploitation à quatre quadrants : absorber ou injecter la puissance réactive [21] et l'échange de la puissance active entre les deux côtés Fig.1.3. Ce qui signifie que l'UPFC a une capacité très forte à contrôler tous les paramètres de la ligne [2] [22].

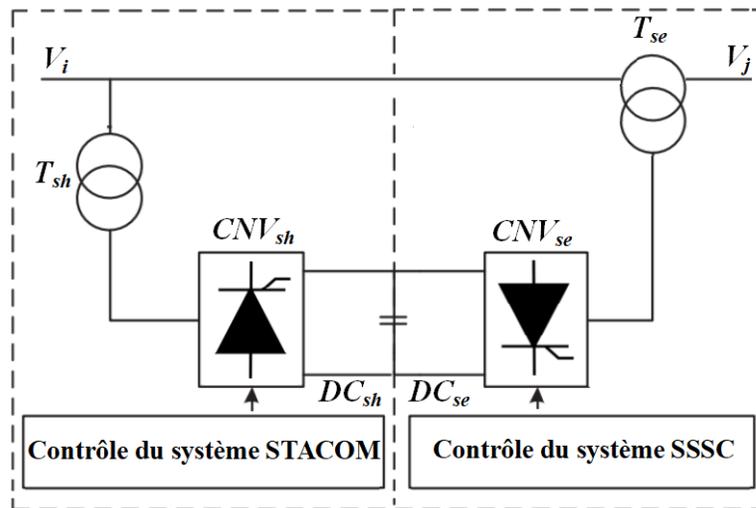


Fig.1.4. Schéma équivalent d'UPFC

4. Modes de fonctionnement d'UPFC

La Fig.1.5 illustre brièvement diverses fonctions de commande d'UPFC [2]. La fonction de régulation de tension de barre par UPFC est représentée sur la Fig.1.5.a, où la tension de compensation V_a du côté série d'UPFC ont la même phase que V_i ou son opposé, ce mode régulant uniquement l'amplitude de la tension sans modifier l'angle de tension. Donc grâce au contrôle

flexible des tensions injectée du côté série, UPFC peut facilement réaliser une régulation de tension de bus [19], on peut considérer que la compensation série par UPFC est la même que la compensation classique. Comme le montre la Fig.1.5.b, la tension de compensation V_b doit être perpendiculaire au courant de la ligne I_{ij} , de sorte que le côté série n'a pas d'échange de puissance active avec la ligne électrique dans ce mode de fonctionnement [23].

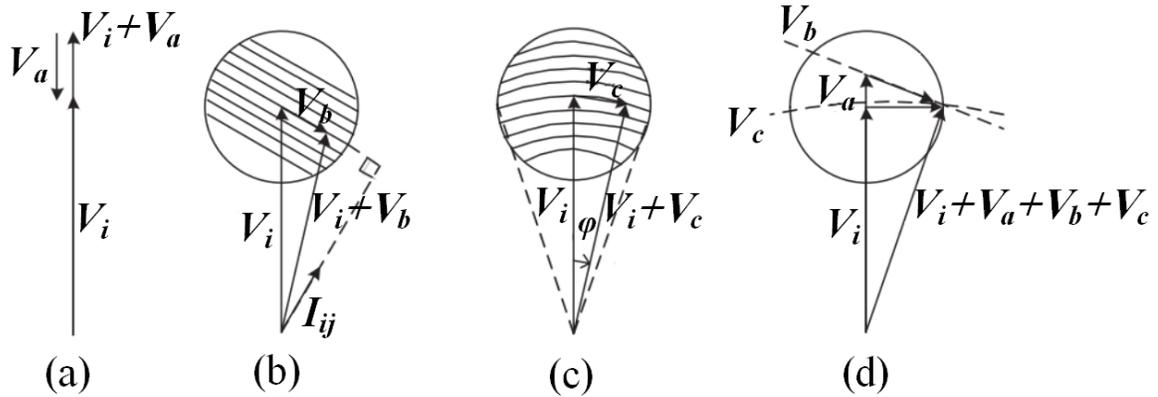


Fig.1.5. Modes de fonctionnement d'UPFC

- (a) Régulation de la tension (b) Compensation série
(c) Compensation d'angle de transport (d) Fonctionnalité complète.

La Fig.1.5.c représente un diagramme vectoriel de la compensation de l'angle de transport mais ne change pas l'amplitude de la tension. Le vecteur de tension de compensation dans ce mode est sur l'arc montré dans la figure, par conséquent, UPFC dans ce cas est équivalent à un déphaseur [12]. La Fig.1.5.d représente un diagramme vectorielle de la fonctionnalité complète d'UPFC, intégrant les trois premières fonctions qui modifie l'amplitude, l'impédance de la ligne et l'angle de transport [18].

5. Modèle équivalent d'UPFC

Le CNV_{sh} est équivalent à une source de courant et le CNV_{se} est équivalent à une source de tension, les deux sources sont contrôlables [23]. En ignorant l'impédance de la ligne, le circuit équivalent d'UPFC devient comme indiqué sur la Fig.1.6 [20]. La tension V_i est supposée comme référence où son angle θ_i est égale à zéro, le courant injecté du CNV_{sh} est $I_{sh} \angle \varphi_{sh}$ et la tension correspondante est $V_{sh} \angle \theta_{sh}$. La tension de compensation du CNV_{se} est $V_{se} \angle \theta_{se}$, et le courant traversant le côté série est $I_{se} \angle \varphi_{se}$.

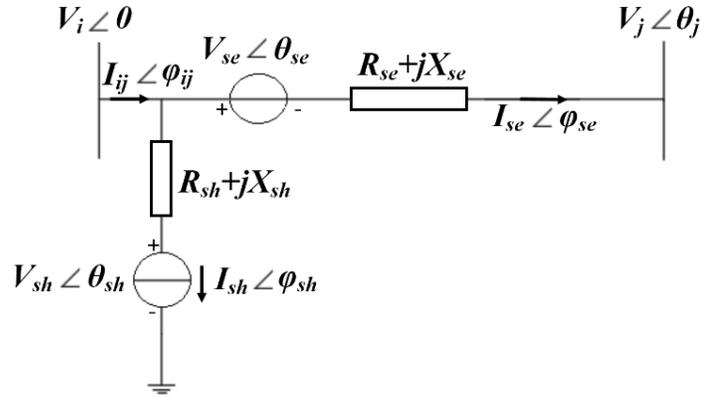


Fig.1.6. Modèle de circuit équivalent d'UPFC

X_{sh} et X_{se} sont les réactances de fuite du transformateur T_{sh} et T_{se} respectivement [3]. R_{sh} est la résistance équivalente qui représente les pertes actives de CNV_{sh} et les pertes dans le transformateur T_{sh} , de la même manière R_{se} représente les pertes actives du côté série [7] [4].

6. Diagramme vectoriel de circuit équivalent d'UPFC

La représentation vectorielle d'un circuit équivalent d'UPFC est montrée dans la Fig.1.7.

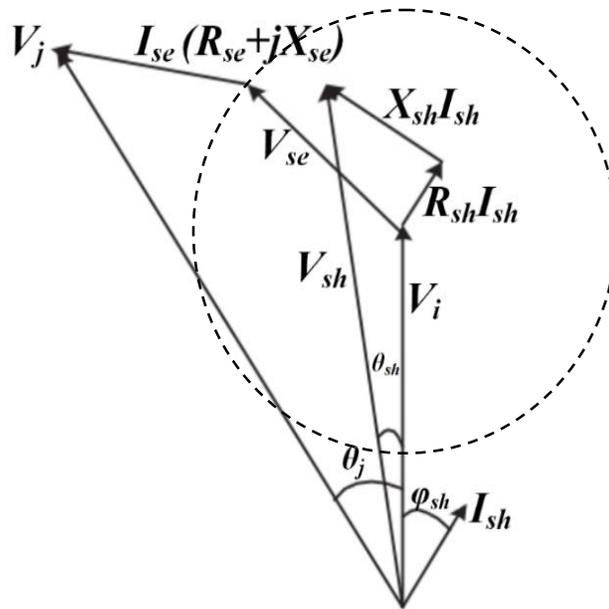


Fig.1.7. Diagramme vectoriel de circuit équivalent d'UPFC

Les caractéristiques d'UPFC de contrôle sont illustrées par le diagramme vectoriel à la Fig.1.7. Le vecteur de compensation $V_{se} \angle \theta_{se}$ généré par UPFC varie dans le cercle dont le centre se trouve sur la fin de vecteur V_i , cette variation augmente ou diminue le transit de puissances

active et réactive dans la ligne, l'amplitude de V_{se} est contrôlé dans un plage limité par des contraintes imposées par T_{se} et CNV_{se} .

Pour simplifier l'analyse, il est supposé qu'UPFC injecte une tension contrôlable V_{se} pour réguler le flux de puissance lorsque V_i est constante, Le but de CNV_{sh} est de garantir que la tension de la liaison DC reste constante [2] [19]. On peut écrire les tensions des bus i, j et la tension de compensation V_{se} comme suivante :

$$V_i = V_i \angle 0 \quad (1.1)$$

$$V_j = V_j \angle \theta_j = V_j (\cos \theta_j + j \sin \theta_j) \quad (1.2)$$

$$V_{se} = V_{se} \angle \theta_{se} = V_{se} (\cos \theta_{se} + j \sin \theta_{se}) \quad (1.3)$$

Si les pertes actives ne sont pas comptées, nous obtenons les expressions des puissances suivantes :

$$P_i - jQ_i = V_i \left(\frac{V_i - V_j - V_{se}}{jX_{se}} \right) = V_i \left(\frac{V_i - V_j}{jX_{se}} \right) - \frac{V_i V_{se}}{-jX_{se}} \quad (1.4)$$

$$P_j - jQ_j = V_j \left(\frac{V_i - V_j - V_{se}}{jX_{se}} \right) = V_j \left(\frac{V_i - V_j}{jX_{se}} \right) - \frac{V_i V_{se}}{-jX_{se}} \quad (1.5)$$

$$P_{se} - jQ_{se} = V_{se} \left(\frac{V_i - V_j - V_{se}}{jX_{se}} \right) = V_{se} \left(\frac{V_i - V_j}{jX_{se}} \right) - \frac{V_i V_{se}}{-jX_{se}} \quad (1.6)$$

Avant l'installation d'UPFC, les puissances des bus i et j sont les suivantes :

$$P_i^0 - jQ_i^0 = V_i \left(\frac{V_i - V_j}{jX_{se}} \right) \quad (1.7)$$

$$P_j^0 - jQ_j^0 = V_j \left(\frac{V_i - V_j}{jX_{se}} \right) \quad (1.8)$$

Les formules (1.1), (1.2) et (1.3) substituées aux formules (1.4) et (1.8), les puissances de bus j sont obtenues après l'installation d'un UPFC par :

$$P_j = \frac{V_i V_j}{X_{se}} \sin \theta_{se} - \frac{V_j V_{se}}{X_{se}} \sin(\theta_j - \theta_{se}) = P_j(\theta_j, \theta_{se}) \quad (1.9)$$

$$Q_j = \frac{V_j^2}{X_{se}} - \frac{V_i V_j}{X_{se}} \cos \theta_{se} + \frac{V_j V_{se}}{X_{se}} \cos(\theta_j - \theta_{se}) = Q_j(\theta_j, \theta_{se}) \quad (1.10)$$

De la même manière, les puissances de bus i deviennent :

$$P_i = -\frac{V_i V_{se}}{X_{se}} \sin \theta_{se} - \frac{V_i V_j}{X_{se}} \sin \theta_j = P_i(\theta_j, \theta_{se}) \quad (1.11)$$

$$Q_i = \frac{V_i V_j}{X_{se}} \cos \theta_j + \frac{V_i V_{se}}{X_{se}} \cos \theta_{se} - \frac{V_i^2}{X_{se}} = Q_i(\theta_j, \theta_{se}) \quad (1.12)$$

Les puissances de bus j avant l'installation d'UPFC sont :

$$P_j^0 = \frac{V_i V_j}{X_{se}} \sin \theta_j = P_j^0(\theta_j) \quad (1.13)$$

$$Q_j^0 = \frac{V_j^2}{X_{se}} - \frac{V_i V_j}{X_{se}} \cos \theta_j = Q_j^0(\theta_j) \quad (1.14)$$

De la même manière, les puissances de bus i sont :

$$P_i^0 = -\frac{V_i V_j}{X_{se}} \sin \theta_j = P_i^0(\theta_j) \quad (1.15)$$

$$Q_i^0 = \frac{V_i V_j}{X_{se}} \cos \theta_j - \frac{V_i^2}{X_{se}} = Q_i^0(\theta_j) \quad (1.16)$$

Ainsi, la puissance active et réactive de bus j avec le dispositif de compensation UPFC sont exprimées :

$$P_j(\theta_j, \theta_{se}) = P_j^0(\theta_j) + P_{se}(\theta_{se}) \quad (1.17)$$

$$Q_j(\theta_j, \theta_{se}) = Q_j^0(\theta_j) + Q_{se}(\theta_{se}) \quad (1.18)$$

Où les changements des puissances lorsque le dispositif de compensation UPFC est installé sont :

$$P_{se}(\theta_{se}) = \frac{V_j V_{se}}{X_{se}} \sin(\theta_{se} - \theta_j) \quad (1.19)$$

$$Q_{se}(\theta_{se}) = -\frac{V_j V_{se}}{X_{se}} \cos(\theta_j - \theta_{se}) \quad (1.20)$$

Les limites de transit des puissances active et réactive en fonction de V_{se_max} et θ_{se} sont :

$$|P_{se}(\theta_{se})| \leq \frac{V_j V_{se_max}}{X_{se}} \quad (1.21)$$

$$|Q_{se}(\theta_{se})| \leq \frac{V_j V_{se_max}}{X_{se}} \quad (1.22)$$

Finalement, les plages des variations de la puissance active et réactive au bus j de façon compacte incluant les paramètres d'UPFC sont [2]:

$$P_j^0(\theta_j) - \frac{V_j V_{se_max}}{X_{se}} \leq P_j(\theta_j, \theta_{se}) \leq P_j^0(\theta_j) + \frac{V_j V_{se_max}}{X_{se}} \quad (1.23)$$

$$Q_j^0(\theta_j) - \frac{V_j V_{se_max}}{X_{se}} \leq Q_j(\theta_j, \theta_{se}) \leq Q_j^0(\theta_j) + \frac{V_j V_{se_max}}{X_{se}} \quad (1.24)$$

7. Avantage de contrôle de flux de puissance par UPFC

Pour illustrer l'avantage de contrôle de flux de puissance par UPFC, les paramètres du réseau électrique sont supposés comme suit: $V_i = V_j = 1$, $\theta_j = -\pi/6$, $X_{se} = 0.5 [p.u]$, $V_{se_max} = 0.2 [p.u]$. Donc l'écoulement de puissance active et réactive pourrait être calculé lorsque l'angle V_{se} varie par pas de $\pi/4$ dans l'intervalle de 0 à 2π [2].

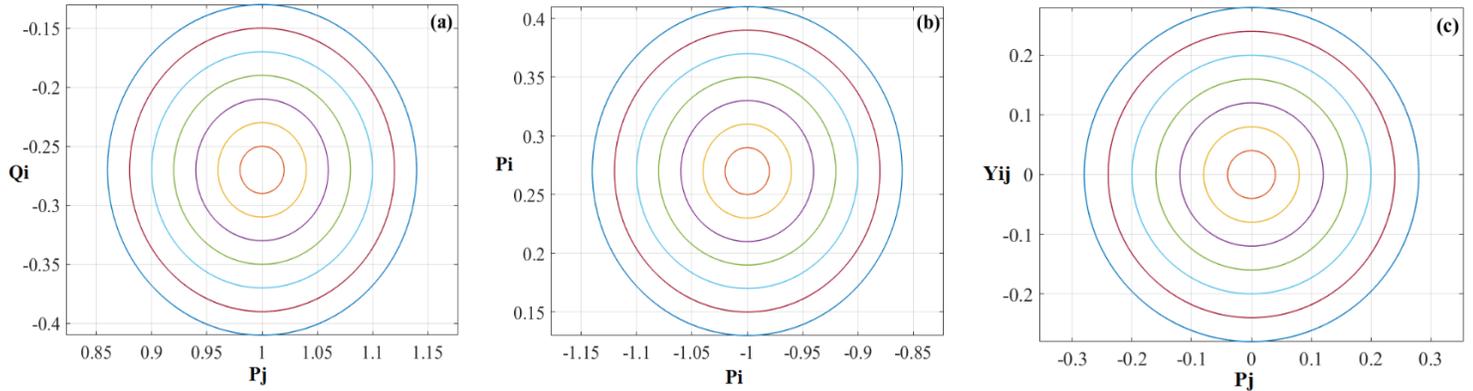


Fig.1.8. Zones de contrôle de transit de puissance par UPFC

Comme montre la Fig.1.8, UPFC contrôle efficacement la capacité de transit de puissance de la ligne même si les tensions V_i et V_j sont constantes. Si l'amplitude de V_{se} et l'angle θ_{se} étaient ajustés, les puissances des bus i et j pourraient changer dans une certaine plage qui couvre une zone circulaire [24]. Si l'amplitude V_{se} est constante et θ_{se} change entre 0 et 2π , les puissances des bus i et j varient sur une circonférence ronde. La capacité de contrôle maximale de flux de puissance par UPFC est inférieure à celle des Fig.1.8, cette limite est imposée par les contraintes

de T_{se} et CNV_{se} . En fait, le CNV_{se} absorbe la puissance active qui a fourni par le CNV_{sh} via la liaison DC pour équilibrer la puissance active PE à l'intérieur d'UPFC et assurer la fonction de contrôle.

8. Analyse des fonctions des deux côtés d'UPFC

8.1. Fonction de contrôle du côté shunt

Le CNV_{sh} échange de la puissance avec la ligne électrique via le transformateur T_{sh} , réalisant le transit de puissance active vers le CNV_{se} , même temps faire la compensation de la puissance réactive. Les objectifs de contrôle comprennent [2]:

- Absorption de la puissance active de la ligne pour compenser la puissance active demandée par le côté série et les pertes actives dans tout l'ensemble du contrôleur UPFC.
- Compenser la puissance réactive, à savoir stabiliser la tension de barres au point de connexion en absorbant ou en injectant la puissance réactive.
- Maintenir la tension aux bornes de la liaison DC commun constante, sinon le condensateur sera chargé ou déchargé, ce qui provoque une augmentation ou diminution de la tension de bus [20]. Donc, Le courant de CNV_{sh} se décompose en deux parties, un composant actif et un composant réactif [18].

8.1.1. Contrôle de la puissance réactive

l'objectif de contrôle de la puissance réactive du côté shunt est de convertir les valeurs de référence en courant inductif ou capacitif, en même temps comparé le courant injecté par le courant réactif qui transit dans la ligne [25]. La différence entre le courant mesurée et le courant de référence est calculée et ajustée par des correcteurs et transformé en signal de tension de référence, le signal obtenu est envoyé et utilisé pour la commande du contrôleur CNV_{sh} . Tous les processus de mesure et de calcul sont instantanément et se fait automatiquement par l'unité de control.

8.1.2. Contrôle de la tension de barre

Le côté shunt peut commander et maintenir la tension au point de connexion et fonctionne comme un STATCOM [17].

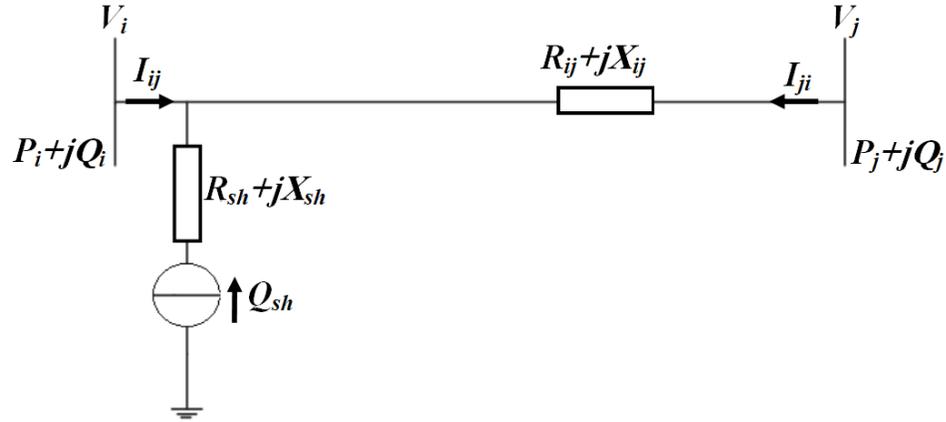


Fig.1.9. Modèle d'UPFC au mode de contrôle de la tension de barre

Sur la Fig.1.9, la branche l_{ij} est une ligne long qui assure le transit de puissance entre les deux bus i et j qui sont connectées à un réseau infini, dont $R_{ij} + jX_{ij}$ est l'impédance la ligne, V_i est la tension de barre de connexion du contrôleur UPFC, on suppose que la tension V_j de bus j est constante et sélectionnée comme référence, le flux de puissance est $P_{ij} + jQ_{ij}$ [2]. Lorsque le côté shunt d'UPFC ne fonctionne pas et le flux de puissance est fixe, la chute de tension dans la ligne sera :

$$\Delta V = (R_{ij} + jX_{ij}) \left(\frac{P_{ij} + jQ_{ij}}{V_i} \right) = \frac{R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij}}{V_i} + j \frac{X_{ij}P_{ij} - R_{ij}Q_{ij}}{V_i} \quad (1.25)$$

Où $\frac{R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij}}{V_i}$ est la partie réelle et $\frac{X_{ij}P_{ij} - R_{ij}Q_{ij}}{V_i}$ représente la partie imaginaire de la chute de tension. Le diagramme vectoriel des tensions qui montre la chute de tension ΔV est représentée dans la Fig.1.10. Pour une ligne électrique longue distance, la partie active de la chute de tension est très peu par rapport à la partie réactive, car la résistance R_{ij} est suffisamment faible par rapport à l'inductance X_{ij} [19] [20]. Donc, la partie réelle de la chute de tension est négligeable et le vecteur de chute de tension peut être simplifié comme suit :

$$\Delta V \approx \frac{X_{ij}Q_{ij}}{V_i} \quad (1.26)$$

L'équation (1.26) révèle que la chute de tension entre la barre i et j dépend principalement de la puissance réactive transportée par la ligne électrique. Lorsque le côté shunt d'UPFC est connecté, il injecte une puissance de compensation Q_{sh} , la puissance réactive transportée par la ligne

devient $Q_{ij} = Q_{ij} - Q_{sh}$. Selon l'équation (1.26), la chute de tension est diminuée et devient comme suite :

$$\Delta V = \frac{X_{ij}(Q_{ij} - Q_{sh})}{V_i} \quad (1.27)$$

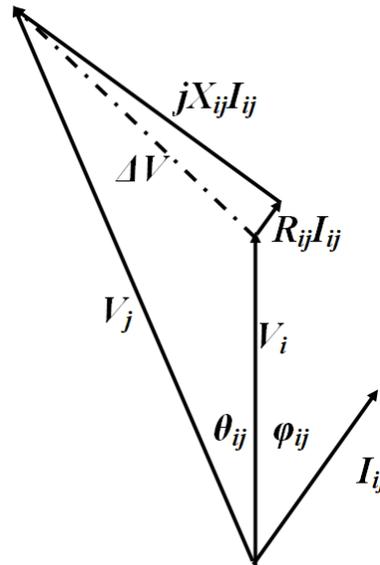


Fig.1.10. Chute de tension d'une ligne modélisée par une résistance et une inductance

Donc, un ajustement de la compensation réactive au niveau de bus i peut limiter le transport de la puissance réactive pour permettre le réseau d'utiliser au maximum de ses capacités de transport de la puissance active, en conséquence la perte réactive sera réduite. Si la capacité de compensation du côté shunt d'UPFC est suffisamment importante pour compenser la puissance réactive de la ligne, elle peut rendre les pertes réactive presque nulle [2].

8.2. Fonction de contrôle du côté série

L'objectif principal d'UPFC est d'ajuster et de contrôler le flux de puissance de la ligne, donc le côté série est le plus important, le principe de ce côté consiste à injecter une tension contrôlable en amplitude et en angle. En plus, il peut modifier la réactance de la ligne électrique, équivalant à l'ajout d'une capacité ou d'une inductance en série avec les composants longitudinaux de la ligne [20] [25]. Donc, UPFC a la capacité de contrôler le flux de puissance active transit une ligne électrique en changeant les trois paramètres de la relation angle de transport/puissance mentionnée dans la Fig.1.1 [18] [17].

D'après la Fig.1.6 et dans la suite, les pertes actives du contrôleur et de ligne seront négligées et seules les réactances X_{sh} et X_{se} seront considérées [2].

8.2.1 Compensation série

La compensation série se produit lorsque le CNV_{se} se connecte à la ligne via le transformateur T_{se} , le côté injecte une tension V_{se} perpendiculaire au courant I_{se} . Dans ce cas, le CNV_{se} est équivalent à une inductance ou un condensateur, fonctionnant comme un TCSC [7].

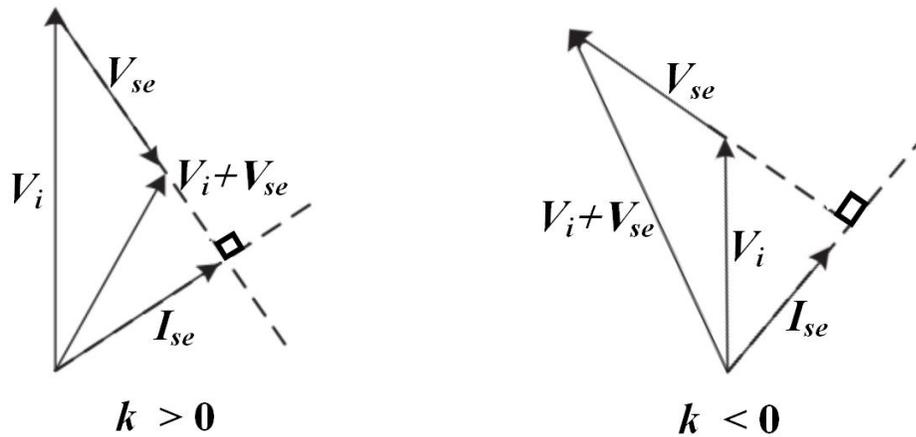


Fig.1.11. Diagramme vectoriel de la compensation série selon le coefficient k

Étant donné le coefficient de compensation k , la tension de compensation V_{se} est comme suivante :

$$V_{se} = -jX_{se}I_{se} \quad (1.28)$$

$$\text{Si : } V_{se} = V_{se} \angle \theta_{se} , \quad I_{se} = I_{se} \angle \varphi_{se} \quad (1.29)$$

$$\text{Ensuite : } V_{se} = kX_{se}I_{se} \angle (\varphi_{se} \pm \frac{\pi}{2}) \quad (1.30)$$

$$\text{Si la réactance est inductive : } k > 0 , \quad V_{se} = kX_{se}I_{se} \quad \text{avec } \theta_{se} = \varphi - \frac{\pi}{2}$$

$$\text{Si la réactance est capacitive : } k < 0 , \quad V_{se} = -kX_{se}I_{se} \quad \text{avec } \theta_{se} = \varphi + \frac{\pi}{2}$$

Avec un coefficient de compensation donné, l'amplitude de V_{se} et l'angle θ_{se} sont déterminés en tenant compte le courant qui travers la ligne et l'angle de transport [20]. Dans cette condition, UPFC et la ligne ont uniquement un échange de puissance réactive et pas d'échange de puissance active [4]. Le diagramme vectoriel correspondant est représenté sur la Fig.1.11.

8.2.2. Compensation de l'angle de transport

La compensation de l'angle de transport par le contrôleur UPFC est réalisée par le CNV_{se} injectant une tension V_{se} par l'intermédiaire T_{se} . $V_i + V_{se}$ est un vecteur de tension qui a la même amplitude que la tension spécifique de V_i avec un angle de phase θ donné comme représenté dans la Fig.1.12 [20].

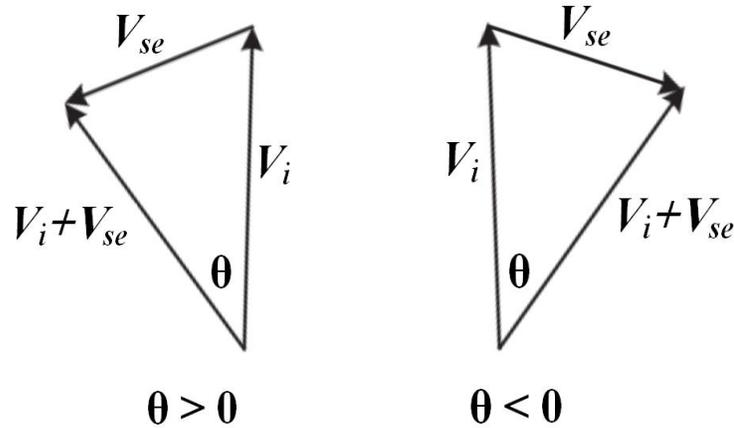


Fig.1.12. Diagramme vectoriel de la compensation de l'angle de transport

$$\text{Si : } V_i = V_i \angle \theta_i, \quad V_{se} = V_{se} \angle \theta_{se} \quad (1.31)$$

$$\text{Alors : } V_{se} = |V_j - V_i|, \quad \theta_{se} = \theta_i \pm \left(\frac{\pi + \theta}{2}\right) \quad (1.32)$$

Quand le déphasage est avancé : $\theta > 0$, $\theta_{se} = \theta_i + \frac{\pi + \theta}{2}$

Quand le déphasage est retardé : $\theta < 0$, $\theta_{se} = \theta_i - \frac{\pi + \theta}{2}$

Si l'angle de déphasage θ est donné, l'amplitude de V_{se} et l'angle θ_{se} peuvent être déterminés en fonction de l'amplitude V_i et de l'angle θ_i . A ce moment, puisque V_{se} n'est pas perpendiculaire par rapport à I_{se} , il y a un échange de puissance active entre le CNV_{se} et la ligne de transport qui est assuré par le CNV_{sh} .

8.2.3. Régulation de la tension de barre

La régulation de la tension de barre est réalisée lorsque le CNV_{se} injecte une tension V_{se} parallèlement à V_i via le transformateur série T_{se} .

$$\text{Si : } V_i = V_i \angle \theta_i, \quad V_{se} = V_{se} \angle \theta_{se} \quad (1.33)$$

$$\text{Alors : } V_{se} = kV_i, \quad \theta_{se} = \theta_i \pm \eta\pi \quad (1.34)$$

$$\text{Quand : } k > 0, \quad V_{se} = kV_i, \quad \theta_{se} = \theta_i,$$

$$\text{Quand : } k < 0, \quad V_{se} = -kV_i, \quad \theta_{se} = \theta_i + \pi;$$

Où $\eta = 0$ ou 1 , et k est le coefficient d'adaptation de la tension.

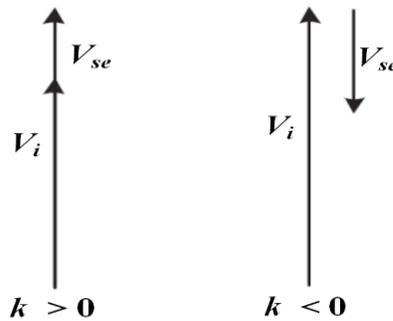


Fig.1.13. Diagramme vectoriel montre la régulation de tension de barre

Comme montre la Fig.1.13, si le coefficient d'adaptation est donné, l'amplitude et l'angle de la tension de compensation peuvent être déterminés en fonction de l'amplitude de la tension V_i et l'angle de transport. Dans ce cas aussi, il y a un échange de puissance active entre le CNV_{se} et la ligne [2].

8.3. Fonctionnalité complète

Le contrôleur UPFC peut également réaliser une combinaison des trois fonctions : compensation série, compensation de l'angle de transport et la régulation de la tension de bus par l'injection de tension contrôlable en amplitude et en angle comme montre la Fig.1.14.

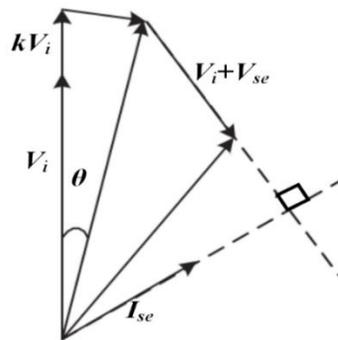


Fig.1.14. Diagramme vectoriel de contrôle complet

9. Emplacement et capacité optimaux d'UPFC

L'emplacement optimal et la capacité idéale de la liaison DC dans un réseau utilisant un algorithme d'optimisation est un grand défi dans les études modernes [28]. L'emplacement et la capacité sont déterminés par le calcul optimal afin de maximiser la capacité de transport et la stabilité du réseau de condition maximisant l'aptitude du côté série et shunt d'UPFC. De plus, la capacité d'UPFC est liée aux coûts de fabrication et d'installation [26]. Par exemple, un mauvais emplacement d'UPFC entraînera un gaspillage d'investissement, une capacité de contrôle limitée et d'autres problèmes [7] [27].

$$\left\{ \begin{array}{l} \max f_c = \sum_{i=1}^{n-m} \ell * P_{Di} \\ \text{Où : } \ell > 1 \\ C_{UPFC} = 0.0003S^2 - 0.2691S + 188.22 \\ S = |Q^0| - |Q| \end{array} \right. \quad (1.35)$$

Le coût à réduire d'installation d'UPFC est défini dans l'équation (1.35) selon la base de données Siemens, où ℓ est un paramètre dépend de l'augmentation de charge, S est la différence entre la puissance réactive calculée avant et après l'installation d'UPFC [28]. Le problème d'optimisation pour déterminer l'emplacement optimal d'UPFC et ses paramètres de contrôle consiste à minimiser le coût incluant les frais d'installation tout en maximisant la capacité de transport des lignes après avoir satisfait les contraintes de la zone de control [12].

10. Conclusion

Le contrôleur UPFC est un mélange de dispositifs FACTS avec une forte capacité à réguler le flux de puissance active et la compensation réactive. En modifiant les paramètres de contrôle, il peut réaliser simultanément et séparément la compensation parallèle et la compensation série d'une ligne ou d'une partie du réseau [26]. Donc, le contrôleur UPFC est l'un des plus complets et des plus polyvalents ouvrant de nouveaux horizons de contrôle de transit de puissance. Dans ses limites de fonctionnement, UPFC peut contrôler indépendamment les trois paramètres de réseau électrique la tension, l'impédance et l'angle de transport [2] [19]. En outre, UPFC joue un rôle important pour la compensation des réseaux électriques avec des longues lignes. Selon les différents modes de contrôle et de fonctionnement, le rôle d'UPFC varie selon l'endroit où il est installé [27].

Le contrôleur UPFC est modélisé par deux sources de tension, l'une représente le convertisseur sérié et l'autre le convertisseur shunt. Plusieurs modes de contrôle d'UPFC ont été proposés. La modélisation de ces modes de contrôle a été décrite dans ce chapitre, ils sont utiles pour bien comprendre les capacités de contrôle de l'UPFC. Les contributions de ces deux sources de tension nécessitent des modifications des équations de flux de puissance des lignes incorporant UPFC[29]. De plus, les nouvelles expressions de transit de puissance active gérée par UPFC doivent être écrites. Par conséquent, les nouvelles codes doivent être modifiés pour le calcul LF [18] [2]. À cet égard, Nous avons consacré le deuxième chapitre pour présenter l'algorithme NRLF utilisé efficacement pour résoudre des équations algébriques non-linéaires afin de résoudre le calcul LF comprenant UPFC.

CHAPITRE II

INTEGRATION UPFC AVEC NR

1. Introduction

L'analyse de LF implique la solution en régime permanent d'un réseau électrique pour déterminer les flux de puissance et les tensions nodales pour des conditions de production et de consommation spécifiées [30]. Ces calculs sont nécessaires et importants à l'étude de l'état et de la performance de réseau, ainsi que pour la détermination du meilleur fonctionnement du réseau [31].

Il existe plusieurs méthodes pour résoudre un ensemble d'équations non-linéaires liées au réseau électrique telles que : Gauss-Seidel, la méthode Fast-Decoupled...etc. La plus répandue pour le calcul LF est connue sous le nom Newton-Raphson (NR) [32]. Cette méthode commence par les estimations initiales de toutes les variables inconnues [33], elle est très sensible aux grandeurs initiales. Pour assurer la convergence, la bonne sélection de ces grandeurs de démarrage réduit considérablement le temps de calcul. NR n'a aucun facteur d'accélération et le choix du bus de référence n'a pas d'importance dans la majorité des cas [36]. Par conséquent, NR est utilisée pour maintenir un profil de tension acceptable mais avec un flux de puissance ne respecte pas les contraintes des lignes de transport [31] [34].

Dans ce chapitre, nous essayons d'intégrer le modèle d'UPFC ce que nous avons présenté dans le chapitre précédent avec NR. La méthode proposée ajoute au réseau deux bus fictifs représentent les deux côtés d'UPFC. Par conséquent, les formules mathématiques peuvent être réutilisées dans le modèle proposé, conjointement avec des codes ordinaires pour calculer la nouvelle matrice jacobienne [35].

2. Solution d'un ensemble d'équations non-linéaires par NR

Avant de discuter de l'application de la technique NR pour résoudre le problème LF (NRLF), examinons d'abord la procédure de base de la résolution d'un ensemble d'équations algébriques non linéaires au moyen de NR. Soit n équations contiennent n variables inconnues $x_1, x_2 \dots x_n$ comme indiqué ci-dessous :

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2 \dots x_n) = b_1 \\ f_2(x_1, x_2 \dots x_n) = b_2 \\ \vdots \\ f_3(x_1, x_2 \dots x_n) = b_3 \end{cases} \quad (2.1)$$

Dans l'équation (2.1), les grandeurs $b_1, b_2 \dots b_n$ ainsi que les fonctions $f_1, f_2 \dots f_n$ sont connues. Pour résoudre cette équation, nous prenons d'abord une estimation initiale de la solution, ces valeurs initiales notées : $x_1^0, x_2^0 \dots x_n^0$.

On applique le développement de Taylor du premier ordre [37] (en négligeant les termes d'ordre supérieur) pour l'équation (2.1).

$$\begin{cases} f_1(x_1^0, x_2^0 \dots x_n^0) + \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \Delta x_n = b_1 \\ f_2(x_1^0, x_2^0 \dots x_n^0) + \frac{\partial f_2}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \Delta x_n = b_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ f_n(x_1^0, x_2^0 \dots x_n^0) + \frac{\partial f_n}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial f_n}{\partial x_2} \Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \Delta x_n = b_n \end{cases} \quad (2.2)$$

Soit le vecteur des valeurs initiales notées $\mathbf{X}^0 = [x_1^0, x_2^0 \dots x_n^0]^T$. Maintenant l'équation (2.2) peut être écrite sous la forme matricielle comme suit :

$$\begin{bmatrix} f_1(\mathbf{X}^0) \\ f_2(\mathbf{X}^0) \\ \vdots \\ f_n(\mathbf{X}^0) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_n \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Dans l'équation (2.3), la matrice contenant les termes dérivés partiels est connue sous le nom de matrice jacobienne \mathbf{J} . Comme on peut le voir, c'est une matrice carrée [32]. Par conséquent, à partir de l'équation (2.3) :

$$\begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} = [\mathbf{J}]^{-1} \begin{bmatrix} b_1 - f_1(\mathbf{X}^0) \\ b_2 - f_2(\mathbf{X}^0) \\ \vdots \\ \vdots \\ b_n - f_n(\mathbf{X}^0) \end{bmatrix} = [\mathbf{J}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta m_1 \\ \Delta m_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta m_n \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

3. Pseudo-code d'algorithme NR

L'équation (2.4) est l'équation de base pour résoudre les n équations algébriques données dans l'équation (2.1). Les étapes de la solution sont les suivantes :

Étape 1 :	Supposons un vecteur d'estimation initiale \mathbf{X}^0 Définir le compteur d'itération $k=0$, Spécifier la tolérance ϵ
Étape 2 :	Calculer $f_1(\mathbf{X}^{(k)}), f_2(\mathbf{X}^{(k)}) \dots f_n(\mathbf{X}^{(k)})$
Étape 3 :	Calculer $\Delta m_1, \Delta m_2 \dots \Delta m_n$
Étape 4 :	Calculer l'erreur = $\max[\Delta m_1 , \Delta m_2 \dots \Delta m_n]$
Étape 5 :	Si l'erreur $\leq \epsilon$ donc le vecteur de la solution finale est $\mathbf{X}^{(k)}$ Imprimer les résultats. Sinon, passez à l'étape 6.
Étape 6 :	Former analytiquement la matrice jacobienne et l'évaluer en $\mathbf{X} = \mathbf{X}^{(k)}$
Étape 7 :	Calculer le vecteur de correction $\Delta \mathbf{X} = [\Delta x_1, \Delta x_2 \dots \Delta x_n]^T$ en utilisant l'équation (2.4)
Étape 8 :	Mettre à jour le vecteur de solution $\mathbf{X}^{(k+1)} = \mathbf{X}^{(k)} + \Delta \mathbf{X}$ Mettez à jour $k = k + 1$ et revenez à l'étape 2

Avec cette compréhension de base de la technique NR, nous allons maintenant discuter de l'application de la technique NR pour le calcul LF.

4. Application de NR au problème LF

Le calcul LF est la base de l'analyse et de la conception des réseaux électriques. Il est nécessaire pour le dimensionnement et le choix de plusieurs paramètres comme la section des câbles des lignes électriques [38]. En outre, LF est nécessaire pour de nombreuses autres analyses, telles que le régime futur et les régimes après avarie. Les grandeurs principales obtenues après une étude de LF sont les tensions nodales, les angles de transport et les puissances réactives générés. ces grandeurs nous permettent de calculer le flux de puissance dans chaque ligne [39].

Pour la techniques NR appliquée au problème LF, les équations de départ sont connues sous le nom : équations d'écoulement de puissance de base, qui sont reproduites ci-dessous :

$$\begin{cases} P_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) & (2.5) \\ Q_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) & (2.6) \end{cases}$$

On peut voir que pour chaque bus, il y a deux équations. Par conséquent, pour un réseau de n bus, il existe $2n$ des équations [36]. La pratique de NR dans le calcul LF est d'identifier premièrement les trois types de bus dans le réseau. En conséquence, chaque bus a deux grandeurs spécifiées des quatre (V_i , θ_i , P_i et Q_i) et les deux autres sont calculées. Les quantités spécifiées sont choisies selon les critères suivants [38]:

- **Bus PQ**

Ce bus est également appelé bus de charge. En général, les charges actives et réactives (P_{Di} et Q_{Di}) connectées à ces bus sont connues. Par conséquent, les tension nodale et les angles (V_i et θ_i) doivent être calculés. les puissance générées (P_{Gi} et Q_{Gi}) sont égaux à zéro [40].

- **Bus PV**

Ce bus est également appelé bus générateur. Généralement, la puissance active fournie par le générateur est connue et la tension V_i aux bornes du générateur est constante à condition que la puissance réactive générée ou absorbée par le générateur soit dans les limites. Par conséquent, Q_i et θ_i doivent être calculés. La Fig.2.1 montre un bus standard dans un réseau électrique [40].

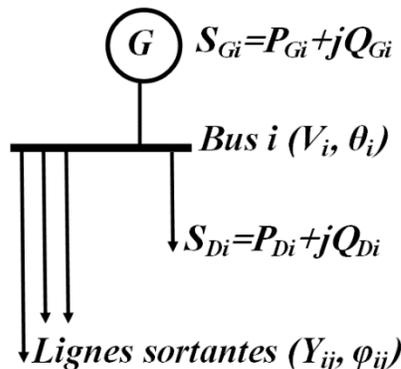


Fig.2.1. Bus à tension contrôlée PV

- **Bus de référence**

Ce bus est également appelé bus bilan. Généralement, l'angle de référence doit être égal à zéro de sorte que tous les autres angles de tension soient calculés par rapport à cet angle. La puissance totale générée doit être égale à la somme de la demande dans le réseau plus les pertes [34]. Cependant, comme les pertes ne peuvent pas être calculées avant que le problème LF ne soit résolu, la puissance active générée par tous les générateurs ne peut pas être pré-spécifiée. Il devrait y avoir au moins un générateur qui générerait au moins les pertes [38]. La tension V_i pour ce bus peut être spécifiée. Par conséquent, les puissances P_i et Q_i sont calculées. Habituellement, le générateur qui a la grande capacité de production est désigné comme le bus référence [41] [42].

On résume les détails des différents types de bus dans un réseau de n bus et de m générateurs dans le Tab.3.1.

Type	Nombre total des bus	Quantité spécifiée	Quantité de solution
PQ	$n - m$	P_i et Q_i	V_i et θ_i
PV	$m - 1$	P_i et V_i	Q_i et θ_i
Référence	1	V_i et θ_i	P_i et Q_i

Tab.3.1. *Classification des bus*

On suppose que dans un réseau de m générateur, les premiers bus m sont les bus du générateur, le bus 1 étant le bus bilan. Par conséquent, les quantités inconnues sont $\{V_{m+1}, V_{m+2} \dots V_n, \theta_2, \theta_3 \dots \theta_n\}$, Le totale d'inconnue pour les tensions nodales est $n - m$ et la quantité totale d'angle de déphasage est $n - 1$ ou $\theta_1 = 0$. Ainsi, le nombre total de quantités inconnues est $n - 1 + n - m$ ou $2n - m - 1$.

Les quantités spécifiées sont : $\begin{cases} P_2^{sp}, P_3^{sp} \dots P_n^{sp} \\ Q_{m+1}^{sp}, Q_{m+2}^{sp} \dots Q_n^{sp} \end{cases}$, donc le nombre total de quantités spécifiées est égal $2n - m + 1$.

Les vecteurs de quantités inconnues soient notés comme $\begin{cases} \boldsymbol{\theta} = [\theta_2, \theta_3 \dots \theta_n]^T \\ \mathbf{V} = [V_2, V_3 \dots V_n]^T \end{cases}$, De même, que le

vecteur des grandeurs spécifiées soit noté : $\begin{cases} \mathbf{P}^{sp} = [P_2^{sp}, P_3^{sp} \dots P_n^{sp}] \\ \mathbf{Q}^{sp} = [Q_{m+1}^{sp}, Q_{m+2}^{sp} \dots Q_n^{sp}] \end{cases}$ à partir des équations

(2.5) et (2.6), les puissances injectées active et réactive sont en fonctions de θ et V . Ainsi, ces

quantités peuvent être écrites comme : $\begin{cases} P_i = P_i(\theta, V) & i = 2, 3 \dots n \\ Q_i = Q_i(\theta, V) & i = (m + 1), (m + 2) \dots n \end{cases}$

Nous supposons les valeurs initiales des angles $\boldsymbol{\theta}^{(0)}$ et les amplitudes de tension de bus $\mathbf{V}^{(0)}$.
 Suivant la même procédure que dans la technique de base NR, le développement de Taylor des équations (2.5) et (2.6) donne [43]:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial V_{m+1}} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial V_n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial V_{m+1}} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_{m+1}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_{m+1}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_{m+1}}{\partial V_{m+1}} & \dots & \frac{\partial Q_{m+1}}{\partial V_n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_{m+1}} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta V_{m+1} \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_2^{sp} - P_2(\boldsymbol{\theta}^{(0)}, \mathbf{V}^{(0)}) \\ \vdots \\ P_n^{sp} - P_n(\boldsymbol{\theta}^{(0)}, \mathbf{V}^{(0)}) \\ Q_{m+1}^{sp} - Q_{m+1}(\boldsymbol{\theta}^{(0)}, \mathbf{V}^{(0)}) \\ \vdots \\ Q_n^{sp} - Q_n(\boldsymbol{\theta}^{(0)}, \mathbf{V}^{(0)}) \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Dans l'équation (2.7), la quantité $P_i(\boldsymbol{\theta}^{(0)}, \mathbf{V}^{(0)})$ n'est rien d'autre que la valeur calculée de P_i avec les vecteurs $\boldsymbol{\theta}^{(0)}, \mathbf{V}^{(0)}$. En conséquence, la quantité $P_i(\boldsymbol{\theta}^{(0)}, \mathbf{V}^{(0)})$ est notée P_i^{cal} . Avec ces notations, l'équation (2.7) peut être écrite comme :

$$\begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}^{sp} - \mathbf{P}^{cal} \\ \mathbf{Q}^{sp} - \mathbf{Q}^{cal} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Dans l'équation (2.8) les vecteurs \mathbf{P}^{cal} et \mathbf{Q}^{cal} sont définis comme :

$$\begin{cases} \mathbf{P}^{cal} = [P_2^{cal}, P_3^{cal} \dots P_n^{cal}] \\ \mathbf{Q}^{cal} = [Q_{m+1}^{cal}, Q_{m+2}^{cal} \dots Q_n^{cal}] \end{cases}$$

Notons également que les vecteurs $\boldsymbol{\theta}$ et \mathbf{P}^{sp} sont de dimension de $n - 1$ pour chacun et les vecteurs \mathbf{V} et \mathbf{Q}^{sp} sont de dimension $n - m$ pour chacun. Par conséquent, à partir des équations (2.7) et (2.8) on a [44]:

$$\mathbf{J}_1 = \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \boldsymbol{\theta}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_n} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \dots & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_3} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

$$\mathbf{J}_2 = \frac{\partial P}{\partial V} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial V_{m+1}} & \frac{\partial P_2}{\partial V_{m+2}} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial V_n} \\ \frac{\partial P_3}{\partial V_{m+1}} & \frac{\partial P_3}{\partial V_{m+2}} & \dots & \frac{\partial P_3}{\partial V_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial V_{m+1}} & \frac{\partial P_n}{\partial V_{m+2}} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

$$\mathbf{J}_3 = \frac{\partial Q}{\partial \theta} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_{m+1}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_{m+1}}{\partial \theta_3} & \dots & \frac{\partial Q_{m+1}}{\partial \theta_n} \\ \frac{\partial Q_{m+2}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_{m+2}}{\partial \theta_3} & \dots & \frac{\partial Q_{m+2}}{\partial \theta_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_3} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

$$\mathbf{J}_4 = \frac{\partial Q}{\partial V} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_{m+1}}{\partial V_{m+1}} & \frac{\partial Q_{m+1}}{\partial V_{m+2}} & \dots & \frac{\partial Q_{m+1}}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_{m+2}}{\partial V_{m+1}} & \frac{\partial Q_{m+2}}{\partial V_{m+2}} & \dots & \frac{\partial Q_{m+2}}{\partial V_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial V_{m+1}} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_{m+2}} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Dans les équations (2.9) à (2.12), les tailles des différentes matrices sont les suivantes :

$$\begin{cases} \mathbf{J}_1 \text{ avoir taille de } (n-1)^2 \\ \mathbf{J}_3 \text{ avoir taille de } (n-m) \times (n-1) \end{cases} \quad \text{et} \quad \begin{cases} \mathbf{J}_2 \text{ avoir taille de } (n-1) \times (n-m) \\ \mathbf{J}_4 \text{ avoir taille de } (n-m)^2 \end{cases}$$

Maintenant, l'équation (2.8) peut être écrite sous forme compacte comme :

$$[\mathbf{J}][\Delta \mathbf{X}] = [\Delta \mathbf{M}] \quad (2.13)$$

$$\text{Où } \mathbf{J} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix}, \quad \Delta \mathbf{X} = \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad \Delta \mathbf{M} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}^{sp} - \mathbf{P}^{cal} \\ \mathbf{Q}^{sp} - \mathbf{Q}^{cal} \end{bmatrix}$$

Nommer la matrice jacobienne, le vecteur de correction et le vecteur de décalage respectivement et les tailles de ces différentes matrices sont les suivantes :

$$\begin{cases} \mathbf{J} \text{ avoir taille de } (2n-m-1)^2 \\ \Delta \mathbf{X} \text{ et } \Delta \mathbf{M} \text{ avoir taille de } (2n-m-1) \end{cases}$$

L'équation (2.13) constitue la base d'algorithme NRLF. Noter bien qu'il est supposé qu'il n'y a pas de générateur qui dépasse sa limite de production de puissance active et réactive.

5. Pseudo-code de NRLF

Dans l'algorithme ci-dessus, la matrice jacobienne doit être évaluée à chaque itération. Par conséquent, l'élément de la matrice jacobienne doit être calculé analytiquement.

Étape 1 :	Initialiser $\begin{cases} V_j^{(0)} = V_j^{sp} \angle 0^\circ \text{ pour } j = 2,3 \dots m \\ V_j^{(0)} = 1 \angle 0^\circ \text{ pour } j = (m+1), (m+2) \dots n. \end{cases}$
	Supposons que les vecteurs des amplitudes et des angles de tension initiaux soient notés respectivement $V^{(0)}$ et $\theta^{(0)}$
Étape 2 :	Définissez le compteur d'itération $k=0$, Spécifier la tolérance ϵ
Étape 3 :	Calculer les vecteurs P^{cal} et Q^{cal} avec les vecteurs $V^{(k-1)}$ et $\theta^{(k-1)}$ formant ainsi le vecteur ΔM Que ce vecteur soit représenté par $\Delta M = [\Delta M_1, \Delta M_2 \dots \Delta M_{2n-m-1}]^T$
Étape 4 :	Calculer l'erreur = $\max(\Delta M_1 , \Delta M_2 \dots \Delta M_{2n-m-1})$
Étape 5 :	Si l'erreur $\leq \epsilon$ donc le vecteur de la solution finale est $V^{(k-1)}$ et $\theta^{(k-1)}$ Imprimer les résultats. Sinon, passez à l'étape 6.
Étape 6 :	évaluer la matrice jacobienne avec les vecteurs $V^{(k-1)}$ et $\theta^{(k-1)}$
Étape 7 :	Calculer le vecteur de correction ΔX en résolvant l'équation (2.13)
Étape 8 :	Mettre à jour les vecteurs de solution $\begin{cases} \theta^{(k)} = \theta^{(k-1)} + \Delta\theta \\ V^{(k)} = V^{(k-1)} + \Delta V \end{cases}$ Mettez à jour $k=k+1$ et revenez à l'étape 3.

6. Formation d'éléments de la matrice jacobienne pour la technique NRLF

Pour dériver les éléments de la matrice jacobienne, revenons aux équations (2.5) et (2.6)

$$\left\{ \begin{array}{l} P_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) = V_i^2 G_{ii} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) \end{array} \right. \quad (2.14)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) = -V_i^2 B_{ii} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) \end{array} \right. \quad (2.15)$$

A partir des expressions du P_i et du Q_i dans les équations (2.14) et (2.15) respectivement, les éléments de la matrice jacobienne peuvent être calculés comme suit :

Pour $i = 2, 3 \dots n$ et $j = 2, 3 \dots n$:

$$J_1 = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = \begin{cases} \text{Si } i = j & J_1 = - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n V_i V_k Y_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k - \varphi_{ik}) \end{cases} \quad (2.16)$$

$$\begin{cases} \text{Si } i \neq j & J_1 = V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) \end{cases} \quad (2.17)$$

Pour $i = 2, 3 \dots n$ et $j = (m + 1), (m + 2) \dots n$:

$$\mathbf{J}_2 = \frac{\partial P_i}{\partial V_i} = \begin{cases} \text{Si } i = j & \mathbf{J}_2 = 2V_i G_{ii} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n V_k Y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \varphi_{ik}) \\ \text{Si } i \neq j & \mathbf{J}_2 = V_i Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) \end{cases} \quad (2.18)$$

Pour $i = (m + 1), (m + 2) \dots n$ et $j = 2, 3 \dots n$:

$$\mathbf{J}_3 = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = \begin{cases} \text{Si } i = j & \mathbf{J}_3 = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n V_i V_k Y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \varphi_{ik}) \\ \text{Si } i \neq j & \mathbf{J}_3 = -V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) \end{cases} \quad (2.20)$$

Pour $i = (m + 1), (m + 2) \dots n$ et $j = (m + 1), (m + 2) \dots n$:

$$\mathbf{J}_4 = \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = \begin{cases} \text{Si } i = j & \mathbf{J}_4 = -2V_i B_{ii} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n V_k Y_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k - \varphi_{ik}) \\ \text{Si } i \neq j & \mathbf{J}_4 = V_i Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) \end{cases} \quad (2.22)$$

$$\text{Ou : } \begin{cases} G_{ii} = Y_{ii} \cos(\varphi_{ii}) \\ B_{ii} = Y_{ii} \sin(\varphi_{ii}) \end{cases}$$

La matrice jacobienne peut être calculée à chaque itération comme discuté précédemment les expressions d'éléments Jacobiennes données dans les équations (2.16) jusqu'à (2.23). Pour l'algorithme de base NRLF, les limites des puissances réactives des générateurs n'ont pas été prises en compte [31]. Pour tenir en compte les limites Q_G , au début de chaque itération, la puissance réactive absorbée ou produite par chaque générateur est calculée. Si la puissance réactive calculée est dans les limites admissibles, le générateur est conservé comme bus PV, sinon le bus PV est converti en bus PQ et la tension sur ce bus n'étant plus maintenue à la valeur spécifiée [43].

7. Pseudo-code de NRLF complet

A l'étape 3, dans les deux dernières cas, le bus PV est converti en bus PQ. Par conséquent, la tension devient inconnue pour l'itération actuelle introduisant ainsi une quantité inconnue supplémentaire. Pour résoudre cette quantité, une équation supplémentaire est requise qui est obtenue par la nouvelle valeur de Q_i^{sp} . Par conséquent, lorsque le bus i est converti en un bus PQ, les dimensions des vecteurs $\Delta \mathbf{V}$ et $\Delta \mathbf{Q}$ augmentent d'une unité.

- Étape 1 : Initialiser $\begin{cases} V_j^{(0)} = V_j^{sp} \angle 0^\circ \text{ pour } j = 2,3 \dots m \\ V_j^{(0)} = 1 \angle 0^\circ \text{ pour } j = (m+1), (m+2) \dots n. \end{cases}$
 Supposons que les vecteurs des amplitudes et des angles de tension initiaux soient notés respectivement $V^{(0)}$ et $\theta^{(0)}$
- Étape 2 : Définissez le compteur d'itération $k=0$, Spécifier la tolérance ϵ
- Étape 3 : pour $i=2,3 \dots m$ effectuer les opérations suivantes :
 Calculer $Q_i^{(k)} = \sum_{j=1}^n V_i^{(k-1)} V_j^{(k-1)} Y_{ij} \sin(\theta_i^{(k-1)} - \theta_j^{(k-1)} - \phi_{ij})$
 $\begin{cases} \text{Si } Q_i^{\min} \leq Q_i^{(k)} \leq Q_i^{\max} : \text{attribuer } |V_i^{(k)}| = V_i^{sp} \text{ et le bus } i \text{ est retenu comme bus PV} \\ \text{Si } Q_i^{(k)} > Q_i^{\max} : \text{attribuer } Q_i^{sp} = Q_i^{\max} \text{ et le bus } i \text{ est retenu comme bus PQ} \\ \text{Si } Q_i^{(k)} < Q_i^{\min} : \text{attribuer } Q_i^{sp} = Q_i^{\min} \text{ et le bus } i \text{ est retenu comme bus PQ} \end{cases}$
- Étape 4 : Calculer les vecteurs P^{cal} et Q^{cal} avec les vecteurs $V^{(k-1)}$ et $\theta^{(k-1)}$ formant ainsi le vecteur ΔM
 Ce vecteur soit représenté par la matrice $\Delta M = [\Delta M_1, \Delta M_2 \dots \Delta M_{2n-m-1}]^T$
- Étape 5 : Calculer l'erreur = $\max(|\Delta M_1|, |\Delta M_2| \dots |\Delta M_{2n-m-1}|)$
- Étape 6 : Si l'erreur $\leq \epsilon$ donc le vecteur de la solution finale est $V^{(k-1)}$ et $\theta^{(k-1)}$
 Imprimer les résultats. Sinon, passez à l'étape 7.
- Étape 7 : évaluer la matrice jacobienne avec les vecteurs $V^{(k-1)}$ et $\theta^{(k-1)}$
- Étape 8 : Calculer le vecteur de correction ΔX en résolvant l'équation (2.13)
- Étape 9 : Mettre à jour les vecteurs de solution $\begin{cases} \theta^{(k)} = \theta^{(k-1)} + \Delta \theta \\ V^{(k)} = V^{(k-1)} + \Delta V \end{cases}$
 Mettre à jour $k=k+1$ et revenez à l'étape 3.

En général, si k bus PV dépasse leurs limites de puissance réactive correspondantes ($k \leq (m-1)$) à l'étape 3, alors les dimensions des vecteurs ΔV et ΔQ augmentent de $(n-m)$ à $(n-m+k)$. Cependant, les dimensions des deux vecteurs ΔP et $\Delta \theta$ restent les mêmes. Par conséquent, la taille de la matrice J_2 devient $(n-1) \times (n-m+k)$, celle de la matrice J_3 devient $(n-m+1) \times (n-1)$ et la matrice J_4 devient de taille $(n-m+k)^2$. La taille de la matrice J_1 ne change pas. Ainsi, la taille de la matrice J devient $(2n-m-1-k)^2$ tandis que les tailles des deux vecteurs ΔX et ΔM représentées dans l'équation (2.13) deviennent $(2n-m-1-k)$. S'il n'y a pas de dépassement la limite de puissance réactive du générateur, alors $k = 0$ [45].

8. Technique NRLF comprenant UPFC

Parmi les contrôleurs FACTS, le régulateur UPFC est l'un des plus complets pour le contrôle de flux de puissance. Dans ses limites de fonctionnement, UPFC peut contrôler indépendamment les trois paramètres du réseau [28].

Pour une contrôle correcte d'UPFC, une solution intégrant UPFC est une exigence fondamentale [36]. A cet égard, de nombreux travaux ont été menés pour développer des algorithmes pour résoudre LF comprenant UPFC. Ces travaux montrent que les complexités des algorithmes sont augmentées quand UPFC est modélisé et intégré[46].

Le contrôleur UPFC se compose par deux sources de tension représentant les convertisseurs shunt et série [45]. Les contributions de ces deux sources de tension nécessitent des modifications dans les équations de flux de puissance transitant les lignes intégrant UPFC. En outre, une nouvelle expression gérée par UPFC doit être écrite. De plus, dans la matrice jacobienne, de multiples sous-matrices exclusivement liées aux sources de tension d'UPFC apparaissent. Par conséquent, des nouvelles formules doivent être écrites pour le calcul de chacun de ces sous-matrices. En raison de ces facteurs, Le problème est devenu plus compliqué [47][46].

Pour résoudre ce problème, une approche indirecte de la modélisation du flux de puissance avec UPFC est proposée. Grâce à cette approche de modélisation, un réseau contrôlé par UPFC est transformé en un réseau augmenté équivalent sans aucun UPFC. Ceci entraîne une réduction substantielle de la complexité du problème [44]:

8.1. Modèle d'UPFC pour le calcul LF

La Fig.2.1 montre une ligne de électrique ij dans lequel un model d'UPFC est connecté à l'extrémité de la ligne i entre les bus i et j . Le courant I_{se} qui travers le côté série se compose de deux parties : I_{ij} traversant l'impédance de ligne et I_c qui travers la réactance transversale [44].

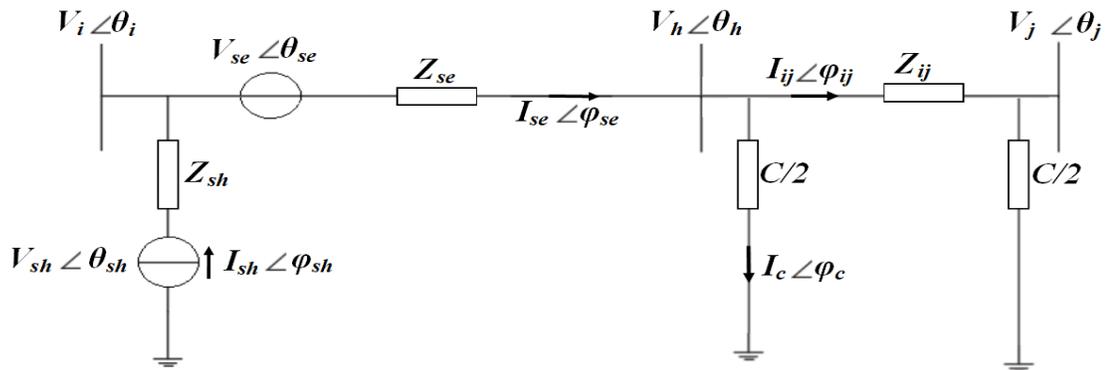


Fig.2.1. circuit équivalent d'une ligne électrique contrôlé par UPFC

$$\text{Où : } Z_{ij} = R_{ij} + jX_{ij} \ ; \ Y_{ij} = \frac{1}{Z_{ij}} \ ; \ Y_{se} = \frac{1}{Z_{se}} \ ; \ Y_{sh} = \frac{1}{Z_{sh}} \ \text{et} \ Y_{ij} = Y_{ji} \quad (2.24)$$

D'après la Fig.2.1 :

$$I_{se} = I_c + I_{ij} = Y_c V_h + Y_{ij}(V_h - V_j) = Y_{se}(V_i - V_h - V_{se}) \quad (2.25)$$

D'après les équations (2.24) et (2.25)

$$I_{se} = \alpha V_i - \beta V_j - \alpha V_{se} \quad \text{Où:} \quad \begin{cases} \alpha = \frac{Y_{se}(Y_{ij} + Y_c)}{Y_{ij} + Y_c + Y_{se}} \\ \beta = \frac{Y_{se}Y_{ij}}{Y_{ij} + Y_c + Y_{se}} \end{cases} \quad (2.26)$$

Le courant net injecté au bus i est :

$$I_i = V_i(Y_{ii} - Y_{ij} - Y_c) + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i \\ k \neq j}}^n Y_{ik} V_k + I_{se} + I_{sh} \quad (2.27)$$

Dans l'équation (2.27), Y_{ii} est la self-admittance du bus i pour un réseau de n bus. On substitue les équations (2.26) et (2.28) dans l'équation (2.27) on obtient :

$$I_{sh} = Y_{sh}(V_i - V_{sh}) \quad (2.28)$$

$$I_i = \sum_{k=1}^{n+2} Y_{ik} V_k \quad (2.29)$$

La nouvelle valeur de self admittance pour le bus i avec UPFC est :

$$Y_{ii}^{nouv} = Y_{ii} - Y_{ij} - Y_c + Y_{sh} + \alpha \quad \text{Où:} \quad \begin{cases} V_{se} = V_{(n+1)} \\ V_{sh} = V_{(n+2)} \\ \alpha = -Y_{i(n+1)} \\ \beta = -Y_{ij} \end{cases} \quad (2.30)$$

De même, le courant injecté au bus j peut-être écrit comme :

$$I_j = \sum_{k=1}^{n+2} Y_{jk} V_k \quad \text{à condition:} \quad \begin{cases} \beta = Y_{j(n+1)} \\ \beta = -Y_{ji} \\ Y_{j(n+2)} = 0 \end{cases} \quad (2.31)$$

D'après les équations (2.30) et (2.31) on peut observer que l'effet d'insérer un UPFC dans une ligne équivaut à l'ajout de deux bus supplémentaires ($n + 1$) et ($n + 2$) au réseau de n bus à condition

que les équations (2.7) et (2.8) soient satisfaites. Les bus $(n + 1)$ et $(n + 2)$ sont représentatifs les effets du côté série et shunt d'UPFC respectivement [44][46]. Par conséquent, les courants qui traversent le côté série d'UPFC représenté par le bus fictif $(n + 1)$,

$$I_{(n+1)} = -I_{se} = \alpha V_{se} - \alpha V_i + \beta V_j = \sum_{k=1}^{n+2} V_k Y_{(n+1)k} \quad \text{à condition:} \quad \begin{cases} \alpha = Y_{(n+1)(n+1)} \\ \alpha = -Y_{i(n+1)} \\ \beta = Y_{j(n+1)} \\ Y_{(n+1)(n+2)} = 0 \end{cases} \quad (2.32)$$

De la même manière, le courant qui traverse le côté shunt est :

$$I_{(n+2)} = -I_{sh} = Y_{sh}(V_{sh} - V_i) = \sum_{k=1}^{n+2} V_k Y_{(n+2)k} \quad \text{à condition:} \quad \begin{cases} Y_{i(n+2)} = -Y_{sh} \\ Y_{j(n+2)} = 0 \\ Y_{(n+1)(n+2)} = 0 \\ Y_{(n+2)(n+2)} = Y_{sh} \end{cases} \quad (2.33)$$

8.2. Nouvelles équations de flux de puissance

à partir des équations des courants des bus i et j dans les équations (2.5) et (2.6), l'expression de la puissance active injectée si UPFC est connecté peut-être écrite comme suit [48]:

$$P_i = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^n V_i \begin{bmatrix} V_k Y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \varphi_{ik}) \\ \beta V_{se} \cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_\beta) \\ -\beta V_j \cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_\beta) \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

On observe qu'avec le modèle UPFC, des termes supplémentaires sont apparus. Ceux-ci nécessitent des modifications dans les équations du flux de puissance existants. Dans le modèle proposé, il y aurait un total de $(n + 2\gamma)$ bus. L'effet d'un nombre de γ d'UPFC est représenté par $(n + 2\gamma - 1)$ et $(n + 2\gamma)$ [47]. L'expression de la puissance sur n'importe quel bus peut être écrite en utilisant les équations de base de LF (2.5) et (2.6) [35]:

$$\begin{cases} P_i = V_i \sum_{\substack{k=1 \\ i \leq n+2\gamma}}^{n+2\gamma} V_k Y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \varphi_{ik}) \\ Q_i = V_i \sum_{\substack{k=1 \\ i \leq n+2\gamma}}^{n+2\gamma} V_k Y_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k - \varphi_{ik}) \end{cases} \quad (2.35)$$

A partir l'équation (2.35), on peut observer que les puissances injectées sur n'importe quel bus peuvent être calculées en utilisant les expressions de flux de puissance existants. Maintenant, avec les modèles existants, l'expression de la puissance réelle par tous les γ d'UPFC est [44]:

$$P_{UPFC} = \Re[V_{se}(-I_{se}^*) + V_{sh}(-I_{sh}^*)] = \begin{bmatrix} V_{sh}^2 Y_{sh} \cos(\varphi_{sh}) + V_{se}^2 \alpha \cos(\varphi_{\mu}) \\ \beta V_{se} V_j \cos(\theta_{se} - \theta_j - \varphi_{\nu}) \\ -\alpha V_{se} V_i \cos(\theta_{se} - \theta_i - \varphi_{\mu}) \\ -V_{sh} V_i Y_{sh} \cos(\theta_{sh} - \theta_i - \varphi_{sh}) \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

D'après les équations (2.32) et (2.33), on trouve :

$$P_{UPFC} = P_{n+2c-1} + P_{n+2c} == \Re[V_{n+2\gamma-1}(-I_{n+2\gamma+1}^*) + V_{n+2\gamma}(-I_{n+2\gamma}^*)] \quad (2.37)$$

À partir de l'équation (2.37), on peut observer que dans le modèle proposé, la somme des puissances active injectées aux bus $(n + 2\gamma - 1)$ et $(n + 2\gamma)$ est calculé à partir de l'équation (2.35) par des expressions de flux de puissance existants [44][44]. Avec le modèle UPFC représenté et à l'aide de l'équation (2.26), l'expression de flux de puissance active et réactive contrôlé par UPFC est donnée en équations (2.38) et (2.39) respectivement [35].

$$P_{ij} = \Re(V_i I_{se}^*) = V_i \begin{bmatrix} \alpha V_i \cos(\varphi_{\alpha}) \\ -\beta V_j \cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_{\alpha}) \\ -\alpha V_{se} \cos(\theta_i - \theta_{se} - \varphi_{\mu}) \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

$$Q_{ij} = V_i \begin{bmatrix} -\alpha V_i \sin(\varphi_{\mu}) \\ \beta V_j \sin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{\nu}) \\ \alpha V_{se} \sin(\theta_i - \theta_{se} - \varphi_{\mu}) \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

Pour le modèle proposé, en utilisant les équations (2.32) et (2.33), l'expression de flux de puissance active et réactive devient [35]:

$$P_{ij} = -V_i \sum_{k=1}^{n+2\gamma} V_j Y_{(n+2\gamma-1)k} \cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_{(n+2\gamma-1)k}) \quad (2.40)$$

$$Q_{ij} = -V_i \sum_{k=1}^{n+2\gamma} V_j Y_{(n+2\gamma-1)k} \sin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{(n+2\gamma-1)k}) \quad (2.41)$$

A partir les équations (2.40) et (2.41), on observe que les flux de puissance active et réactive peuvent être évalués dans le modèle proposé en utilisant des modifications mineures dans les équations de flux de puissance existants [47].

9. Mise en œuvre de l'algorithme NRLF comprenant UPFC

Si le nombre de bus contrôlé en tension est m , le bus 1 étant le bus de référence, le calcul LF pour un réseau de n bus avec γ UPFC peut être formulé comme suit :

$$\text{Spécifié : } \begin{cases} \mathbf{P} = [P_2 \dots V_n]^T \\ \mathbf{Q} = [Q_{m+1} \dots \theta_n]^T \\ \mathbf{P}_u^{sp} = [P_i \dots P_\gamma]^T \\ \mathbf{V}_u^{sp} = [V_i \dots V_\gamma]^T \\ \mathbf{P}_l^{sp} = [P_{li}^s \dots P_{l\gamma}^s]^T \\ \mathbf{Q}_l^{sp} = [Q_{li}^s \dots Q_{l\gamma}^s]^T \end{cases} \quad \text{Résoudre : } \begin{cases} \mathbf{V} = [V_{m+1} \dots V_n]^T \\ \boldsymbol{\theta} = [\theta_2 \dots \theta_n]^T \\ \mathbf{V}_{se} = [V_{se\ i} \dots V_{se\ \gamma}]^T \\ \boldsymbol{\theta}_{se} = [\theta_{se\ i} \dots \theta_{se\ \gamma}]^T \\ \mathbf{V}_{sh} = [V_{sh\ i} \dots V_{sh\ \gamma}]^T \\ \boldsymbol{\theta}_{sh} = [\theta_{sh\ i} \dots \theta_{sh\ \gamma}]^T \end{cases} \quad (2.42)$$

Où :

\mathbf{P}_u^{sp} : Représente le vecteur des puissances actives spécifiées.

\mathbf{V}_u^{sp} : Les tensions de bus auxquelles les γ contrôleurs sont connectés.

\mathbf{P}_l^{sp} et \mathbf{Q}_l^{sp} : Les flux de puissance active et réactive dans les lignes incorporant les UPFC.

Si Les pertes de puissance aux niveaux des générateurs sont négligeables. La solution de LF par la technique NRLF comprenant γ UPFC installés représentée comme suit :

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial P}{\partial \theta_{se}} & \frac{\partial P}{\partial V_{se}} & \frac{\partial P}{\partial \theta_{sh}} & \frac{\partial P}{\partial V_{sh}} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial \theta_{se}} & \frac{\partial Q}{\partial V_{se}} & \frac{\partial Q}{\partial \theta_{sh}} & \frac{\partial Q}{\partial V_{sh}} \\ \frac{\partial P_u^{sp}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_u^{sp}}{\partial V} & \frac{\partial P_u^{sp}}{\partial \theta_{se}} & \frac{\partial P_u^{sp}}{\partial V_{se}} & \frac{\partial P_u^{sp}}{\partial \theta_{sh}} & \frac{\partial P_u^{sp}}{\partial V_{sh}} \\ \frac{\partial V_u^{sp}}{\partial \theta} & \frac{\partial V_u^{sp}}{\partial V} & \frac{\partial V_u^{sp}}{\partial \theta_{se}} & \frac{\partial V_u^{sp}}{\partial V_{se}} & \frac{\partial V_u^{sp}}{\partial \theta_{sh}} & \frac{\partial V_u^{sp}}{\partial V_{sh}} \\ \frac{\partial P_l^{sp}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_l^{sp}}{\partial V} & \frac{\partial P_l^{sp}}{\partial \theta_{se}} & \frac{\partial P_l^{sp}}{\partial V_{se}} & \frac{\partial P_l^{sp}}{\partial \theta_{sh}} & \frac{\partial P_l^{sp}}{\partial V_{sh}} \\ \frac{\partial Q_l^{sp}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_l^{sp}}{\partial V} & \frac{\partial Q_l^{sp}}{\partial \theta_{se}} & \frac{\partial Q_l^{sp}}{\partial V_{se}} & \frac{\partial Q_l^{sp}}{\partial \theta_{sh}} & \frac{\partial Q_l^{sp}}{\partial V_{sh}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \\ \Delta \boldsymbol{\theta}_{se} \\ \Delta \mathbf{V}_{se} \\ \Delta \boldsymbol{\theta}_{sh} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \\ \Delta \mathbf{P}_u^{sp} \\ \Delta \mathbf{V}_u^{sp} \\ \Delta \mathbf{P}_l^{sp} \\ \Delta \mathbf{Q}_l^{sp} \end{bmatrix} \quad (2.43)$$

Le premier et le deuxième élément de la première ligne plus la deuxième ligne représentent la matrice jacobienne ancienne dans l'équation (2.7) et (2.9) jusqu'à (2.12). Dans l'équation (2.43), il y a des $(n + 2\gamma)$ bus, y compris 2γ bus fictifs. l'équation compacte (2.13) devient [49][47]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \mathbf{J}[\Delta\mathbf{X}] = [\Delta\mathbf{M}] \\ \text{Où: } \mathbf{J} = [\mathbf{J}_1 \quad \mathbf{J}_2 \quad \mathbf{J}_3 \quad \mathbf{J}_4]^T \\ \text{avec } \Delta\mathbf{X} = \begin{bmatrix} \Delta\boldsymbol{\theta} \\ \Delta\mathbf{V} \end{bmatrix}, \text{ Où: } \begin{cases} \boldsymbol{\theta} = [\theta_2 \dots \theta_{n+2\gamma}]^T \\ \mathbf{V} = [V_{m+1} \dots V_{n+2\gamma}]^T \end{cases} \\ \text{et } \Delta\mathbf{M} = [\Delta\mathbf{PQ} \quad \Delta\mathbf{P}_u^{sp} \quad \Delta\mathbf{V}_u^{sp} \quad \Delta\mathbf{PQ}_l^{sp}]^T \text{ Où: } \begin{cases} \Delta\mathbf{PQ} = [\Delta\mathbf{P}^T \quad \Delta\mathbf{Q}^T]^T \\ \Delta\mathbf{PQ}_l^{sp} = [\Delta(\mathbf{P}_l^{sp})^T \quad \Delta(\mathbf{Q}_l^{sp})^T]^T \end{cases} \end{array} \right. \quad (2.44)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial P}{\partial \theta} = \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \quad \frac{\partial P_{n+1}}{\partial \theta} \quad \frac{\partial P_{n+2}}{\partial \theta} \quad \dots \quad \frac{\partial P_{n+2\gamma-1}}{\partial \theta} \quad \dots \quad \frac{\partial P_{n+2\gamma}}{\partial \theta} \right]^T \\ \frac{\partial P_{UPFC}}{\partial \theta} = \frac{\partial (P_{n+1} + P_{n+2})}{\partial \theta} \\ \mathbf{J}_4 = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_l^{sp}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_l^{sp}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_l^{sp}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_l^{sp}}{\partial V} \end{bmatrix} \end{array} \right. \quad (2.45)$$

D'après les équations (2.42) jusqu'à (2.45), on peut dire que Les matrices \mathbf{J}_1 et \mathbf{J}_2 peuvent être calculées en utilisant les équations Jacobiennes précédentes (2.9) et (2.10). Les éléments de la matrice \mathbf{J}_3 sont soit unitaires soit nuls et n'ont pas besoin d'être calculés. La matrice \mathbf{J}_4 peut être calculée en utilisant des modifications mineures des équations Jacobiennes précédentes [44] [46].

12. Conclusion

L'algorithme NR est présenté pour résoudre des équations non linéaires multi-variables est démontrée. Nous avons donné un aperçu au calcul LF comprenant γ d'UPFC. La matrice jacobienne a été décrite avec la forme générale. Le modèle de flux de puissance d'une ligne de transport contrôlée par UPFC est décrit. Donc, l'algorithme de NRLF comprenant UPFC est développé.

La méthode NR proposée transforme un réseau électrique à n bus existant avec γ UPFC qui se compose de deux convertisseurs cotés série et l'autre shunt en un réseau de $(n + 2\gamma)$ bus équivalent d'un réseau sans UPFC [36]. Par conséquent, les expressions de flux de puissance existants et les matrices jacobiens peuvent être réutilisés dans le modèle proposé, conjointement avec des formules simples pour l'extraction de la nouvelle matrice jacobienne [44]. En conséquence, une réduction substantielle de la complexité du problème peut être obtenue. La technique NRLF développée peut également respecter les contraintes pratiques de la limite de contrôle d'UPFC.

CHAPITRE III

**ÉCOULEMENT DE PUISSANCE
OPTIMAL COMPRENANT UPFC**

1. Introduction

Le problème d'optimisation a une longue histoire dans son développement depuis plus de 50 ans. Une formulation généralisée du problème de répartition économique, y compris les tensions nodales et d'autres contraintes de fonctionnement a été introduite et a été appelée plus tard le problème d'écoulement de puissance optimale (OPF) [50]. Le calcul LF concerne la résolution d'un ensemble d'équations non-linéaires décrivant les performances du réseau. LF est formulé sur la base des lois d'ohm et de Kirchhoff. Jusqu'à maintenant, LF est un outil essentiel pour la conception, la planification, l'évaluation de la stabilité et l'estimation de l'état du réseau [50][51].

Pour les réseaux avec des centrales thermiques à vapeur, la fonction économique est très importante. Contrairement au calcul LF où les puissances actives générées par les centrales de production sont spécifiées, au problème OPF, le profil optimal de puissance active généré est recherché pour minimiser le coût total de carburant [52][53]. Les algorithmes OPF mise en œuvre au début des années quatre-vingt [51]. Les solutions de problème OPF sont plus réalistes que les solutions de LF conventionnelle, qui ne tient pas en compte plusieurs objectifs [31][54].

Donc, OPF est un outil d'optimisation permettant d'ajuster les flux de puissance dans un réseau pour atteindre la valeur optimale d'un objectif prédéfini tel que le coût total de production, les pertes...etc. Bien qu'il existe de nombreux algorithmes d'optimisation pour trouver la solution optimale, les méthodes itératives sont la plateforme commune de tous ces algorithmes classique.

L'optimisation est devenue un outil commun mis à la disposition des chercheurs pour planifier et exploiter les réseaux électriques de façon économique, stable, sécurisé et d'autres objectifs en considération toutes les contraintes imposées par toutes les appareils connectés aux réseaux. L'application d'un outil d'optimisation avec compétence peut apporter de grands avantages. Dans ce chapitre, nous aborderons le problème OPF et les difficultés de trouver la solution optimale [50].

2. Classification des variables du problème OPF

2.1. Vecteur indépendant ou de contrôle

Le vecteur de contrôle \mathbf{u} est présenté dans l'équation (3.1), il comprend :

\mathbf{V} : Le profil des tensions nodales pour le bus de référence et tous les bus PV.

\mathbf{P} : La puissance active générée à partir de tous les Bus PV sauf le bus de référence.

\mathbf{C} : La puissance réactive fournie par tous les réacteurs shunt.

\mathbf{T} : Les rapports admissibles des transformateurs.

$$\mathbf{u} = [\mathbf{V} \quad \mathbf{P} \quad \mathbf{C} \quad \mathbf{T}]$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{où:} \\ \mathbf{V} = [V_2, V_3 \dots V_m]^T \\ \mathbf{P} = [P_2, P_3 \dots P_m]^T \\ \mathbf{C} = [C_1, C_2 \dots C_{nc}]^T \\ \mathbf{T} = [T_1, T_2 \dots T_{nt}]^T \end{array} \right. \quad (3.1)$$

2.2. Vecteur dépendant ou d'état

Le vecteur d'état \mathbf{x} est présenté dans l'équation (3.2), il comprend :

\mathbf{V} : Le profil de tension aux bornes des charges PQ.

$\boldsymbol{\theta}$: Les angles de tension de tous les bus sauf le bus de référence.

\mathbf{Q}_G : La puissance réactive générées par de tous les générateurs.

\mathbf{P}_{G1} : La puissance active générée au bus de référence.

$$\mathbf{x} = [\mathbf{V} \quad \boldsymbol{\theta} \quad \mathbf{Q}_G \quad \mathbf{P}_{G1}]$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{où:} \\ \mathbf{V} = [V_{m+1}, V_{m+2} \dots V_n]^T \\ \boldsymbol{\theta} = [\theta_2, \theta_3 \dots \theta_n]^T \\ \mathbf{Q}_G = [Q_{G1}, Q_{G2} \dots Q_{Gm}]^T \end{array} \right. \quad (3.2)$$

2.3. Vecteur constant

Cela contient les variables constantes ou spécifiées. Les équations de flux de puissance peuvent être écrites de manière compacte comme suit, où \mathbf{f} est une fonction multi-variable :

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{c}) = 0 \quad (3.3)$$

La formule du courant qui travers un bus est représentée dans l'équation (3.4).

$$I_i = \sum Y_{ij} V_j \angle(\theta_j + \varphi_{ij}) \quad (3.4)$$

La puissance apparente injectée peut être indiquée comme l'équation (3.5) :

$$\begin{cases} S_i = S_{Gi} - S_{Di} = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) = V_i I_i^* = V_i \sum Y_{ij} V_j \angle(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) \\ P_{Gi} - P_{Di} = P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) \\ Q_{Gi} - Q_{Di} = Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \varphi_{ij}) \end{cases} \quad (3.5)$$

Où S_{Di} et S_{Gi} sont la puissance apparente demandée et générée au bus i . Au cours de la résolution du problème, la puissance calculée ne correspond pas à la puissance spécifique, c-à-d que la puissance générée est dans un certain période supérieure à la puissance demandée. Par conséquent, la discordance peut être définie comme indiquée dans l'équation (3.6). A partir le bilan de puissance, ce discordance doivent être égales à zéro à la fin du processus [7].

$$\begin{cases} \Delta P_i = P_{Gi} - P_{Di} - P_i \\ \Delta Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} - Q_i \end{cases} \quad (3.6)$$

La technique NRLF est utilisée pour résoudre le problème OPF pour déterminer toutes les fonctions en respectant toutes les contraintes du réseau.

3. Formulation générale du problème OPF

En général, le problème OPF est définie comme une minimisation d'une certaine fonction objective dans laquelle il est soumis à diverses contraintes d'égalité et d'inégalité, l'ensemble des contraintes est ensuite présentée en détail [50]. Diverses fonctions objectives proposées sont présentées dans ce chapitre. Le choix de ces objectifs a été fait selon différents critères [56]. La formulation mathématique du problème OPF peut être formulé comme suite [55]:

$$\begin{cases} \min \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{c}) = 0 \\ \text{Sujet à : } \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{c}) = 0 \\ \text{et : } \mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{c}) \leq 0 \end{cases} \quad (3.7)$$

4. Contraintes

Les contraintes d'OPF sont divisées en contraintes d'égalité et d'inégalité. Les contraintes d'égalité sont définies par l'égalité entre la puissance générée et la puissance demandée. Les contraintes d'inégalité présentées dans ce chapitre incluent les contraintes d'UPFC [57].

4.1. Contraintes d'égalité

la production d'électricité totale doit couvrir la demande totale plus les pertes de puissance dans les lignes de transport comme indiqué dans l'équation (3.8) [54].

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^m P_{Gi} = \sum_{i=1}^n P_{Di} + \sum_{i=1}^{nl} P_{Li} \\ \sum_{i=1}^m Q_{Gi} + \sum_{i=1}^{nc} Q_{ci} = \sum_{i=1}^n Q_{Di} + \sum_{i=1}^{nl} Q_{Li} \end{cases} \quad (3.8)$$

4.2. Contraintes d'inégalité

Les contraintes d'inégalité d'OPF reflètent les limites des dispositifs installés. Ces limites créent pour assurer la sécurité du réseau. Les contraintes d'inégalité nécessaires à la mise en œuvre d'OPF sont les suivantes [58]:

4.2.1. Contraintes de production de puissance active

Chaque générateur installé au réseau est limitée par des contraintes de production inférieures et supérieures comme suit :

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad (3.9)$$

4.2.2. Contraintes de production d'énergie réactive

La puissance réactive produite par chaque générateur dans un réseau électrique est limitée par des limites inférieure et supérieure, comme indiqué dans l'équation (3.10).

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max} \quad (3.10)$$

4.2.3. Contraintes d'amplitude de tension

Les tensions des bus sont limitées par des limites inférieure et supérieure, comme suit :

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (3.11)$$

4.2.4. Contraintes de capacité de source de puissance réactive

Toutes les batteries des condensateurs sont utilisées comme fournisseurs d'énergie réactive. Ces Banks d'énergie sont limités par des limites inférieure et supérieure comme montré dans l'équation (3.12).

$$Q_{ci}^{min} \leq Q_{ci} \leq Q_{ci}^{max} \quad (3.12)$$

4.2.5. Contraintes des prises de transformateur

Les rapports des transformateurs ont des limites maximum et minimum comme indiqué dans l'équation (3.13). Le changement de position des prises de transformateur provoquent une variation discrète d'amplitude de tension sortant.

$$T_i^{min} \leq T_i \leq T_i^{max} \quad (3.13)$$

4.2.6. Contraintes de capacité de transit de puissance

La puissance transportée par une ligne ne doit pas dépasser une limite maximale spécifiée en raison de sécurité.

$$S_{li} \leq S_{li}^{max} \quad (3.14)$$

4.3. Contraintes d'UPFC

Les côtés série et shunt pour γ nombre d'UPFC sont transformés en bus fictifs, $n + 2\gamma - 1$ représente les côtés série et $n + 2\gamma$ représente les côtés shunt. Les contraintes d'UPFC considérées sont les suivantes : la limite de la puissance active transfert la liaison DC commune PE^{lim} , la limite d'amplitude de la tension injectée par le côté série V_{se}^{lim} , la limite du courant de la ligne qui travers le côté série I_{se}^{lim} et la limite du courant du côté shunt I_{sh}^{lim} [48] [44].

4.3.1. Limite d'échange de puissance active entre les deux côtés

En utilisant l'équation (2.26) et les équations (2.30) jusqu'à (2.33), l'échange de puissance active via la liaison DC commune est défini comme :

$$\begin{cases} PE \leq PE^{lim} \\ \Delta PE = PE^{lim} - PE \\ PE = \Re(V_{n+2\gamma-1} I_{n+2\gamma-1}^*) = V_{n+2\gamma-1} \begin{bmatrix} V_i Y_{(n+2\gamma-1)i} \cos(\theta_{n+2\gamma-1} - \theta_i - \varphi_{(n+2\gamma-1)i}) \\ V_j Y_{(n+2\gamma-1)j} \cos(\theta_{n+2\gamma-1} - \theta_j - \varphi_{(n+2\gamma-1)j}) \\ V_{n+2\gamma-1} Y_{(n+2\gamma-1)(n+2\gamma-1)} \cos \varphi_{(n+2\gamma-1)(n+2\gamma-1)} \end{bmatrix} \end{cases} \quad (3.15)$$

Si ΔPE est positif, UPFC fonctionne en régime normal et le courant qui travers la partie série est dans les limites admissibles. Si ΔPE est négatif signifié que le côté série absorbe une partie de la puissance active de la ligne qui travers la liaison DC commune et transmis au bus via le côté shunt. Dans ce cas UPFC devient conducteur non contrôleur [59] [44].

4.3.2. Limite du courant à travers le côté série

D'après l'équation (2.32), la limite de courant I_{se} qui travers le bus $V_{n+2\gamma-1}$ qui représente le côté sérié est I_{se}^{lim} . Si la limite de contrôle efficace est dépassée, ΔI_{se} devient négatif [48].

$$\begin{cases} I_{se} \leq I_{se}^{lim} \\ \Delta I_{se} = I_{se}^{lim} - I_{se} \end{cases} \quad (3.16)$$

4.3.3. Limite du courant du côté shunt

D'après l'équation (2.33), si la tension de bus contrôlée par UPFC est dépassée la limite de contrôle de ce dernier, ΔI_{sh} devient négative [44].

$$\begin{cases} I_{sh} \leq I_{sh}^{lim} \\ \Delta I_{sh} = I_{sh}^{lim} - I_{sh} \end{cases} \quad (3.17)$$

4.3.4. Limite d'amplitude de la tension injectée par le côté série

La limite de la tension V_{se} de bus $V_{n+2\gamma-1}$ qui représente la tension du côté sérié est V_{se}^{lim} . Dans le régime de contrôle normal ΔV_{se} est positif.

$$\begin{cases} V_{se} \leq V_{se}^{lim} \\ \Delta V_{se} = V_{se}^{lim} - V_{se} \end{cases} \quad (3.18)$$

Pour résumer les quatre contraintes PE^{lim} , I_{se}^{lim} , I_{sh}^{lim} et V_{se}^{lim} . Si les quatre limites sont dépassées, tous les objectifs deviens incontrôlés, c-à-d les deux objectifs de contrôle \mathbf{P}_l^{sp} et \mathbf{Q}_l^{sp} qui représentent les flux de puissance active et réactive dans les lignes incorporant les UPFC deviens incontrôlés et les éléments correspondants de la matrice jacobéenne \mathbf{J}_4 mentionnés dans l'équation (2.45) sont changés par ΔPE , ΔI_{se} et ΔI_{sh} respectivement. Pour le dernier cas, le dépassement de V_{se}^{lim} conduit a changé les éléments correspondants de la matrice \mathbf{J}_4 par des constantes [44][60].

5. Différentes fonctions objectives pour OPF

Le problème OPF est posé pour minimiser la fonction objective \mathbf{f} tout en satisfaisant les contraintes \mathbf{g} et \mathbf{h} . Les fonctions objectives considérées dans ce chapitre diffèrent par leurs aspects économiques, rentabilité, environnemental et côté protecteur [55]. Elles sont nombreuses, nous les mentionnons comme suit.

5.1. Minimisation du coût total de carburant

Ce problème est également appelé dispatching économique, dont le but est de générer une puissance active qui répond aux besoins des charges plus les pertes du réseau pour assurer le fonctionnement de l'ensemble, de sorte que le coût total du carburant soit minimisé en satisfaisant toutes les contraintes[55][51].

$$\left\{ \begin{array}{l} \min \mathbf{f}_{\text{coût}} = \sum_{i=1}^m f_i(P_{Gi}) \\ \text{où: } f_i(P_{Gi}) = c_i + b_i P_{Gi} + a_i P_{Gi}^2 \\ \mathbf{P}_G = [P_{G1}, P_{G2}, \dots, P_{Gm}] \end{array} \right. \quad (3.19)$$

La minimisation du coût total nécessite la connaissance des courbes de coût du carburant pour chacune générateur. Une représentation précise des courbes de coût peut nécessiter une forme polynomiale, ou peut-être approchée de plusieurs façons, les plus courantes étant : quadratique, cubique, linéaire ... etc [50]. En fait, L'approximation quadratique est utilisée dans la plupart des problème OPF [57]. Les hypothèses suivantes ont été prises en compte [50] :

- Les courbes de coût du carburant sont lisses et quadratiques.
- Les flux de puissance sont contrôlés en utilisant approximativement la tension et l'angle de transport.
- Seuls les générateurs sont contrôlés pour la minimisation des coûts. Les autres variables de contrôle sont maintenus à leurs valeurs nominales au cours d'optimisation.

5.2. Minimisation des pertes

5.2.1. Minimisation des pertes de puissances actives

L'objective est de minimiser les pertes de puissances actives comme indiqué dans l'équation (3.20), où g est la conductance série de la ligne de transport en *Siemens*. Les pertes actives ici en fonction des tensions et angles de transport [58].

$$\left\{ \begin{array}{l} \min \mathbf{f}_{\text{perte_ac}} = \sum_{i=1}^{nl} P_{li} \\ \text{où: } P_{li} = g_i [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j)] \\ \quad = g_i [\Re(V_i - V_j)^2 + \mathbf{I}(V_i - V_j)^2] \end{array} \right. \quad (3.20)$$

La minimisation des pertes actives est généralement requise lorsque $\mathbf{f}_{\text{coût}}$ est une fonction objective principale [55]. Lorsque la minimisation du coût est effectuée en utilisant uniquement les puissances actives générées comme variables de contrôle, la minimisation des pertes se fait deuxièmement utilisant un ensemble différent de variables de contrôle pour éviter les dépassements des contraintes de flux de puissance et pour obtenir un meilleur profil de tension et un courant plus faible pour minimiser les risques d'insécurité. L'application principale de la minimisation des pertes est liée à la minimisation des coûts. C-à-d fournissant des solutions optimales plus sûres [55].

D'après l'équation (3.20), la minimisation des pertes actives est basée sur l'approche de la somme des pertes dans les lignes individuelles, à savoir cette approche est la moins compliquée. Donc la fonction objective est linéaire dans ce cas et peut être manipulée par n'importe quelle algorithme d'optimisation [34]. L'inconvénient de cette approche est qu'elle ne peut que minimiser la perte totale du réseau. Il est parfois souhaitable de minimiser les pertes dans une zone spécifique seulement [40].

Les contraintes pour la minimisation des pertes actives sont similaires à l'optimisation du coût. Les hypothèses suivantes ont été prises en compte [55].

- La minimisation des pertes est effectuée après l'optimisation du coût, donc tous les générateurs sauf bilan sont maintenus à leurs valeurs optimales.
- Les tensions des générateurs et les rapports des transformateurs sont utilisés comme variables de contrôle.

- Les réactances shunt et les angles de déphasage sont maintenus à des valeurs nominales.
- Les rapports des transformateurs sont traités comme des variables continues pendant l'optimisation, après ils sont ajustés à la position de prise la plus proche.
- Les flux de puissances sont contrôlés approximativement, en utilisant des contraintes sur les composantes réelles et imaginaires de la tension.

5.2.2. Minimisation des pertes de puissances réactives

Les pertes réactives totales sont minimisées selon l'équation (3.21). La somme des pertes réactive n'est pas forcément positive [50].

$$\min f_{\text{perte}_r} = \sum_{i=1}^{nl} Q_{Gi} - \sum_{i=1}^n Q_{Di} \quad (3.21)$$

5.3. Minimisation d'indice d'émission

Les conventions sur les changements climatiques ont forcé les producteurs d'électricité à modifier leurs stratégies opérationnelles pour réduire la pollution et les émissions atmosphériques des centrales thermiques. Plusieurs stratégies visant à réduire les émissions atmosphériques ont été proposées. Ceux-ci comprennent l'installation d'équipement de nettoyage des polluants, le passage à des combustibles à faibles émissions, le remplacement des brûleurs à combustible par des brûleurs plus propres et la répartition des émissions [55].

$$\left\{ \begin{array}{l} \min f_{\text{émission}} = \sum_{i=1}^m e_i(P_{Gi}) \\ \text{Où: } e_i(P_{Gi}) = 10^{-2}(\alpha_i + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i P_{Gi}^2) + \zeta_i e^{(\lambda_i P_{Gi})} \end{array} \right. \quad (3.22)$$

Les trois premières stratégies nécessitent l'installation de nouveaux équipements ou la modification des équipements existants qui impliquent des dépenses en capital considérables. Par conséquent, la stratégie de répartition des émissions est intéressante parce que le taux d'émission est optimisé [55]. Selon l'équation (3.22), l'optimisation cherche à minimiser l'émission totale en fonction de la puissance active générée en [Ton/h], Où $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i, \zeta_i$ et λ_i sont les coefficients d'émission de chaque générateur.

5.4. Maximisation d'indice de sécurité

Les fournisseurs d'électricité cherchent à exploiter toutes les lignes de transport d'un réseau à leur capacité maximale mais l'objectif d'OPF est maximisé l'indice de sécurité en minimisant l'équation (3.23) [18].

$$\min \mathbf{f}_{\text{sécurité}} = \sum_{i=1}^{nl} (S_{li}^{\max} - S_{li}) \quad (3.23)$$

5.5. Maximisation la réserve réactive

La fonction objective dans ce cas consiste à maximiser la réserve de puissance réactive, l'objectif peut être obtenu en maximisant la fonction suivante [51] [57].

$$\max \mathbf{f}_{\text{réserve}} = \sum_{i=1}^{ng+nc} [Q_{Gi}^{\max} / Q_i^2] \quad (3.24)$$

5.6. Minimisation les chutes de tension

Il est souhaitable de maintenir les tensions nodales dans un intervalle admissible, la fonction objective pour la minimisation de chute de tension peut être définie comme suite [42][57]:

$$\min \mathbf{f}_{\text{déviation}} = \sum_{i=1}^{n-m} (V_i - V_i^{sp})^2 \quad (3.25)$$

6. Problème OPF multi-objectif

En raison du point de vue opérationnel complexe du réseau, il est évident qu'il y a des objectifs qui doivent être optimisés conjointement. Ici, l'importance d'OPF multi-objectif est apparu dans lequel deux ou plusieurs objectifs sont simultanément minimisés. OPF multi-objectif peut être exprimé dans l'équation (3.26)[55][57]. Où \mathbf{f}_i représente les fonctions objectives à minimiser, x_1, x_2, \dots, x_n sont les variables de contrôle, n est le nombre total d'objectifs, m est le nombre total des contraintes d'égalité, \mathbf{h}_n^{\min} et \mathbf{h}_n^{\max} sont respectivement les limites inférieure et supérieure des variables de contrôle [62].

$$\left\{ \begin{array}{l} \min \mathbf{f}_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \text{Sujet à: } \mathbf{g}_j(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \text{et: } \mathbf{h}_n^{\min} \leq x_n \leq \mathbf{h}_n^{\max} \\ \text{Où: } \begin{cases} i = 1, 2, \dots, n \\ j = 1, 2, \dots, m \end{cases} \end{array} \right. \quad (3.26)$$

Dans ce travail, nous cherchons à optimiser les trois objectifs : le coût, les pertes actives et l'émission. L'équation du problème multi-objectif est détaillée dans l'équation (3.27).

$$\left\{ \begin{array}{l} \min \left\{ \begin{array}{l} \mathbf{f}_{\text{coût}} = \sum_{i=1}^m (a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2) \\ \mathbf{f}_{\text{perte_ac}} = \sum_{i=1}^{nl} \mathbf{g}_i [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j)] \\ \mathbf{f}_{\text{émission}} = 10^{-2} \sum_{i=1}^m [(\alpha_i + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i P_{Gi}^2) + \zeta_i e^{(\lambda_i P_{Gi})}] \end{array} \right. \\ \text{Sujet à: } \left\{ \begin{array}{l} P_{Gi} - P_{Di} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)) = 0 \\ Q_{Gi} - Q_{Di} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)) = 0 \\ \text{et: } \begin{cases} V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \\ \theta_i^{\min} \leq \theta_i \leq \theta_i^{\max} \\ P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \\ Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} \\ S_{Li} \leq S_{Li}^{\max} \end{cases} \end{array} \right. \end{array} \right. \quad (3.27)$$

7. Difficultés d'optimisation

7.1. Différence entre les solutions mathématiques et réalistes

La solution obtenue qui est mathématiquement faisable dans un problème OPF n'est pas nécessairement significatif dans la réalité et ne représente pas nécessairement la solution optimale [7]. Ici nous parlons de solutions inutiles, irréalistes et particulières. Les caractéristiques de la solution optimale doivent être considérées en termes d'aspect mathématique, logique et réaliste [55][18].

7.2. Problème de Minima

Également appelé un minimum local ou relatif, ce piègeage est un problème courant pour les algorithmes d'optimisation [63]. Le problème est que la surface où nous cherchons la solution optimale dans l'hyperspace peut être très complexe, y compris les collines, les vallées, les plis et les ravins comme montre la Fig.3.1 qui représente graphiquement la fonction Hi .

Un minimum dans un local ne doit pas nécessairement être un minimum global. Parfois, on constate que des fois les algorithmes d'optimisation donnent une solution évidemment pas optimale. Une explication est que l'algorithme est tombé en minima dans un ensemble voisin de solutions candidates, mais pas la solution minimum globale [64][65].

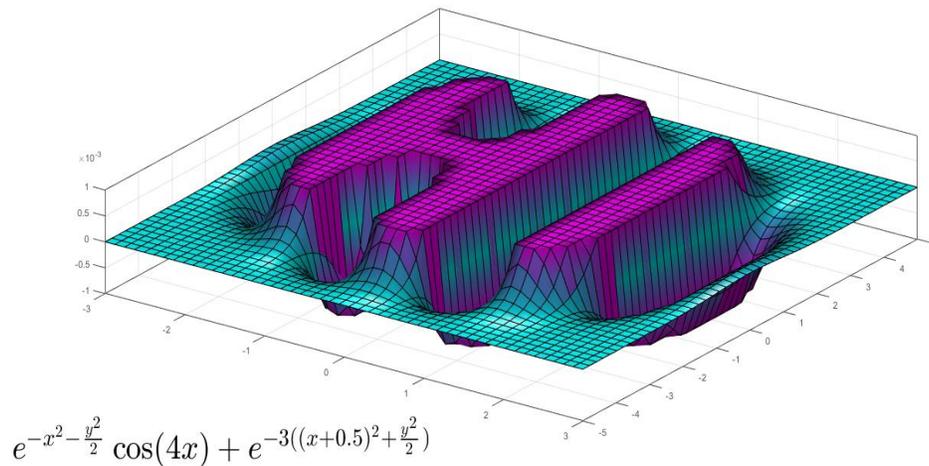


Fig.3.1. Représentation graphique d'une fonction a deux variables

Le processus d'optimisation peut être piégé dans l'un de nombreux minima locaux, alors que le minimum global doit être recherché ailleurs. Il existe de nombreuses études pour résoudre ce problème dans une spécialité mathématique appelée optimisation globale [66].

7.3. Régulation locale et contrôle global

Il est important de faire la distinction entre le contrôle global et le contrôle local [67]. Par exemple, pour optimiser les pertes dans la ligne, les prises de transformateur peuvent être choisies comme une variable de contrôle, Le contrôle classique est considéré local car il contribue à l'objectif de minimisation des pertes localement. En revanche, les algorithmes modernes est généralement considéré comme une variable de contrôle globale ou l'inverse [55].

Dans la Fig.3.2 et pour plus d'illustration, les mêmes prises de transformateur est ajusté à la fois pour l'optimisation globale et à la fois pour la régulation locale. Par conséquent, il est raisonnable que les objectifs en conflit parfois avec l'autre, l'algorithme d'optimisation ici peut désactiver un objectif, par exemple abandonner la régulation locale pour des raisons d'optimisation globale ou le contraire[55].

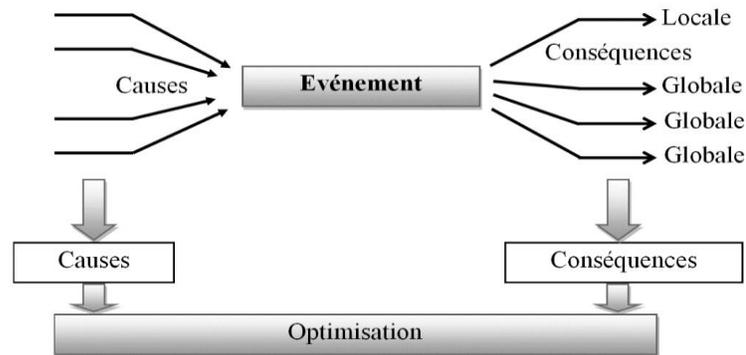


Fig.3.2. Contrôle global et régulation locale

7.4. Stratégie préventive ou curative

La stratégie de conduite d'un réseau peut être classée comme préventive ou curative comme montre la Fig.3.3. L'exigence selon laquelle il doit y avoir une solution réalisable en régime normal et après avarie. La stratégie préventive est une approche planifiée et conservatrice en général, elle permet d'éviter un défaut qui n'est pas encore apparu.

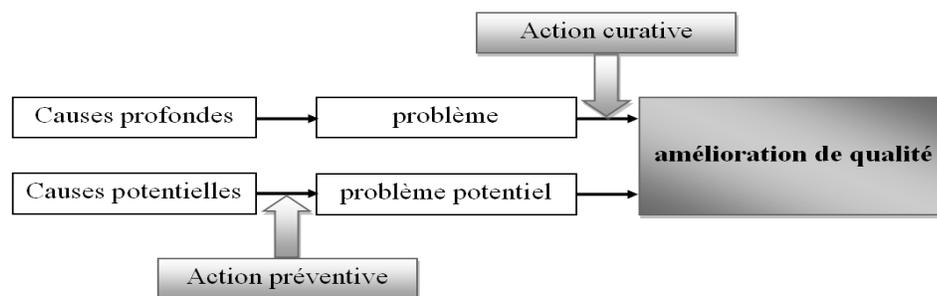


Fig.3.3. Stratégie curative ou préventive

Mais la stratégie curative ne peut pas être planifiée pour cette raison coûte plus cher, elle est toujours réservée aux équipements non-essentiels à la production d'électricité, elle permet d'agir sur les causes profondes et d'identifier alors des solutions plus pérennes possibles [55][68].

7.5. Classification des priorités de contrôle

Il est important de comprendre dans quel ordre les variables de contrôle dans un problème d'optimisation sont classifiés [50]. Par exemple, pour corriger un problème dans un réseau, une liste des priorités peut ressembler à ce qui suit : **1-** Les prises de transformateur. **2-** Les prises des batteries de compensation. **3-** Le courant d'excitation. **4-** Délestage.

Dans ce petit exemple montré dans la Fig.3.4, Le changement du rapport de transformateur sera le premier, car ne coûte rien. Donc il est clair que la solution la moins chère est préférée mais pas dans tous les cas d'optimisation [57]. Le délestage soit la dernière priorité car il est le plus détesté à faire du mal aux clients. Enfin, l'algorithme d'optimisation doit obtenir le classement des priorités de contrôle, cela garantit que l'algorithme produira une solution optimale et plausible [40].

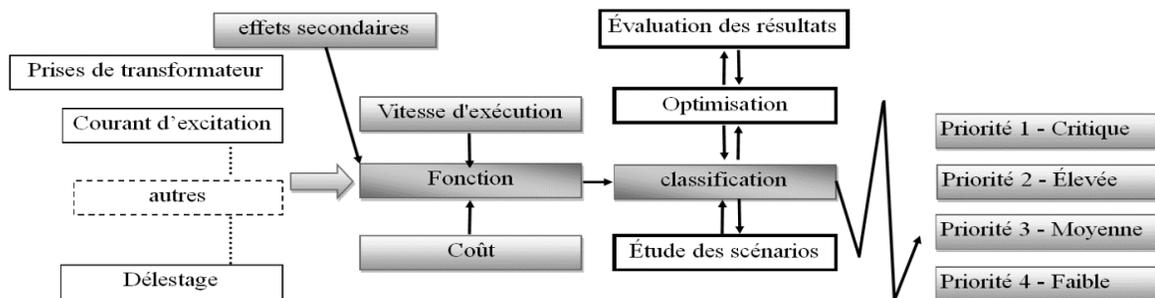


Fig.3.4. Classification des priorités de contrôle

7.6. Effet des zones externes sur les environnantes

L'algorithme d'optimisation peut complètement ignorer les zones externes. Donc c'est un problème facilement négligé aux études des réseaux de transport.

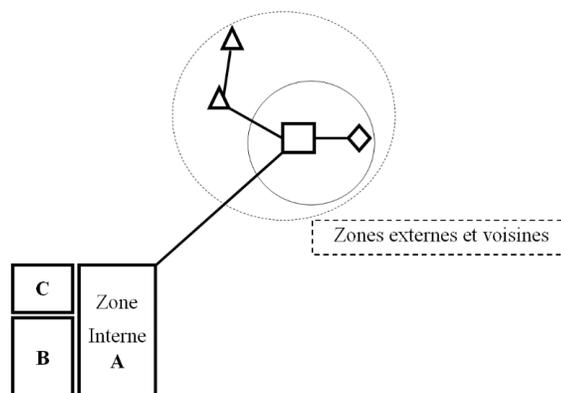


Fig.3.5. Zones externes et les zones environnantes

Mais en pratique, les zones externes montrées dans la Fig.3.5 peuvent avoir un effet important sur les zones internes. Car ces zones externes peuvent causer une surtension dans les bus environnants après une avarie [16][51]. D'autre part, les zones externes sont largement modélisées, mais les variables de contrôle ne sont pas prises en compte dans les zones externes. Un exemple, les résultats d'optimisation pour minimiser les pertes utilisant des variables de contrôle uniquement dans la zone interne montreraient des pertes disproportionnées dans les zones externes et donnent des solutions non acceptables [55].

7.7. Atténuation des contraintes

L'algorithme d'optimisation doit respecter toutes les contraintes qui sont normalement fournies pour la surveillance [55]. En revanche, beaucoup de contraintes peuvent facilement conduire à la divergence d'algorithme d'optimisation ou des solutions non-acceptables [7]. Dans ce cas, il faut négliger certaines contraintes pour aider l'algorithme à trouver la solution optimale. Une fois qu'une solution est obtenue, il y a des moyens d'étudier comment ces contraintes ont causé des difficultés de convergence [69]. Donc, l'algorithme doit se guider pour savoir quelles contraintes peuvent être négligées et dans quel ordre comme montre la Fig.3.6 [51].

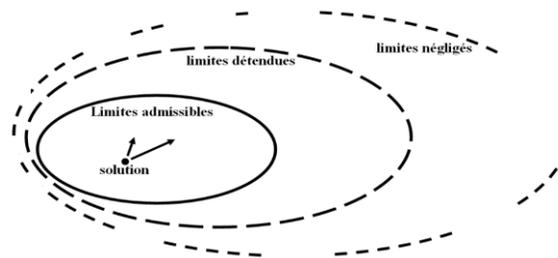


Fig.3.6. Atténuation des contraintes aux cours d'optimisation

7.8. Maximiser les variables de contrôle

L'algorithme d'optimisation a tendance à déplacer les variables de contrôle au maximum possible afin de maximiser les objectifs, de même manière lors de la minimisation des objectifs [61]. Il faut donc prendre que les valeurs extrêmes de contrôle sont définies avec expérience pour obtenir une solution fiable si le réseau change le régime de fonctionnement [51]. D'autre part, les solutions fournies par les algorithmes d'optimisation ne sont pas toujours fiables. Donc, le redémarrage d'algorithmes avec des modifications mineure dans le réseau pour assurer la fiabilité de ces solutions est essentiel [55].

7.9. Problème d'engagement des unités de production

Parfois, certains générateurs ne s'engagent pas à générer la puissance dans les solutions fournies par les algorithmes d'optimisation [16]. Par exemple, dans le cas de compensation réactive, il est très probable que l'algorithme installe une compensation plus réactive que nécessaire. En même temps certains générateurs installés ne sont pas engagés pour fournir la puissance réactive. En conséquence, plus de compensation est installée et l'algorithme d'optimisation n'a pas d'un outil d'engagement d'unité [52]. Pour résoudre ce problème, il faut s'assurer que tous les générateurs sont mis en marche en les réglant à la limite minimale de production comme données d'entrée avant que l'algorithme soit exécuté [57].

7.10. Difficulté d'optimisation de la puissance réactive

Dans certains cas, un générateur pas cher fournit une faible puissance alors qu'un autre coûteux fournit une puissance élevée. En conséquence, la solution devient mathématique pas économique [18]. Ce problème est souvent répété parce que l'algorithme optimise la puissance réactive seulement et n'a aucune indication sur l'objectif économique, sauf que toutes les contraintes sont respectées [50]. Pour éviter ce problème, l'optimisation multi-objective devient nécessaire composite de la fonction de minimisation du coût et minimiser les pertes réactive [55].

7.11. Linéarisation autour de la solution optimale

Il est important de savoir que les algorithmes d'optimisation ne garantissent pas nécessairement la solution optimale. Donc, il est nécessaire d'utiliser des stratégies différentes pour trouver des solutions plus proches.

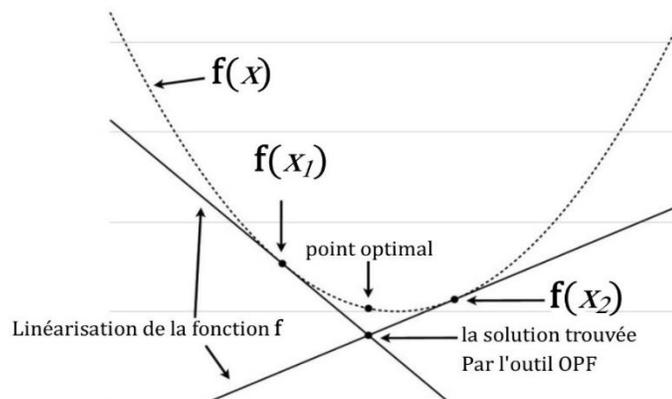


Fig.3.7. Linéarisation autour de la fonction au cours d'optimisation

Certains algorithmes d'optimisation utilisent des techniques d'optimisation linéaire. Leur stratégie peut être simplement résumée en linéarisation autour d'une solution optimale comme montré dans la Fig.3.7[70]. La difficulté est que l'algorithme d'optimisation linéaire ne peut pas continuer lorsqu'il ne produit aucune solution au démarrage. [71].

7.12. Relation entre la valeur initiale et la solution optimale

Il est évident que les valeurs initiales ont un effet sur les solutions finales et sur la durée d'exécution d'algorithme d'optimisation. [51]. Dans le cas où l'algorithme ne converge pas ou donne des solutions inacceptables, il est toujours utile d'essayer à nouveau de résoudre le problème en utilisant des autres valeurs initiales. Parfois, une nouvelle valeur initiale aide l'algorithme à trouver une solution optimale acceptable [55].

8. Exigences à fournir dans les algorithmes d'optimisation

Les exigences suivantes doivent être satisfaites par tous les algorithmes d'optimisation :

- **Rapidité**

L'optimisation implique le calcul de fonctions non-linéaires et de contraintes d'inégalité avec des centaines de variables. Cela nécessite donc des algorithmes qui convergent rapidement [54].

- **Fiabilité**

L'algorithme d'optimisation doit être fiable et capable de trouver des solutions optimales et acceptables pour tous les réseaux, dans tous les régimes de fonctionnement [7][69].

- **Flexibilité**

Toujours, de nouvelles exigences sont ajoutées en calcul lors de l'optimisation. Par conséquent, les algorithmes doivent s'adapter à un ensemble de modifications, d'objectifs et de contraintes [69].

- **Bien définie et facile d'entretien**

Le processus d'optimisation pour atteindre la solution optimale doit être clair et bien défini pour faciliter la maintenance de l'algorithme en cas de divergence [16][55].

9. Conclusion

Nous avons introduit une définition au problème OPF qui a des objectifs d'optimisation multi aspect tel que : la minimisation du coût total du carburant comme aspect économique, la minimisation des émissions comme environnemental et la réduction des pertes totales comme amélioration de la rentabilité....etc [31][53]. Le problème d'optimisation des réseaux électriques peut être classé comme simple ou multi-objectif. Ce problème a des nombreuses contraintes à respecter qui rendent souvent difficile d'atteindre la solution optimale[58].

Nous avons présenté un ensemble des problèmes pour les algorithmes d'optimisation. Également, Nous avons proposé certaines solutions en cas de divergence ou de solution inacceptable. Nous avons également donné les limites de contrôle d'UPFC, ce contrôleur aide le réseau à ajouter des nouvelles variables de contrôle pour atteindre la solution optimale du problème d'optimisation. Il est donc très important d'étudier le problème OPF avec ce contrôleur [12].

Enfin, pour résoudre le problème d'optimisation, les algorithmes doivent avoir certaines caractéristiques comme la rapidité, la fiabilité et la flexibilité.

CHAPITRE IV

ALGORITHMES META-HEURISTIQUES D'OPTIMISATION

1. Introduction

Plusieurs techniques ont évolué au cours des dernières décennies pour faciliter la résolution des problèmes d'optimisations difficiles. Les techniques méta-heuristiques sont devenues étonnamment très répandues pour plusieurs raisons principales [72].

Les algorithmes méta-heuristiques supposent que le problème d'optimisation est une boîte noire. Par conséquent, il n'est pas nécessaire des méthodes mathématiques classiques. Cela les rend très flexibles pour résoudre divers problèmes. Les méta-heuristiques appartiennent à la famille des techniques d'optimisation stochastique et bénéficient des opérateurs aléatoires qui aident à éviter les minima lors de la résolution de problèmes [8][56].

En raison de ces avantages, l'application des méta-heuristiques peut être trouvée dans différentes branches de la science et de l'industrie [14]. Ce chapitre donne un aperçu sur les techniques modernes d'optimisation, y compris les fondamentaux de ces algorithmes qui sont divisés en deux classes dominantes.

2. Classes dominantes des algorithmes méta-heuristiques

Les algorithmes méta-heuristiques sont classés en deux classes dominantes : les techniques évolutives EA (*Evolutionary Algorithm*) et l'intelligence en essaim SI (*Swarm Intelligence*) [8]. Ils seront présentés en détail dans les éléments suivants.

3. Algorithmes évolutifs

L'optimisation est lancée par EA avec un ensemble de solutions aléatoires pour un problème particulier. Après avoir évalué les solutions par la fonction objective, il modifie les variables des solutions en fonction de leur valeur d'aptitude. Etant donné que les meilleures populations ont plus de chances de participer à l'amélioration d'autres solutions, les solutions initiales aléatoires sont très susceptibles d'être améliorées. Il existe plusieurs algorithmes évolutifs, tels que l'évolution différentielle (DE), la stratégie évolutive (ES), la programmation évolutive (EP) et l'algorithme d'optimisation basée sur la biogéographie (BBO) ... etc [8][74].

3.1. Origines de GA

Beaucoup de problèmes d'optimisation dans le monde sont extrêmement difficiles et complexes en termes de nombre de variables, la fonction objective, nombreux de minima, espace de recherche, ingénierie, temps et ressources de calcul requis... etc. Les algorithmes évolutifs imitent les concepts de l'évolution dans la nature. GA est l'algorithme le plus répandu de cette classe. Cet algorithme simule les concepts de la théorie darwinienne [73]. GA a été introduit par *John Holland* en 1975, *David Goldberg* est l'un de ses étudiants a largement contribué à populariser cette méthode dans sa dissertation en résolvant un de ces problèmes complexes [73][75].

3.2. Contexte de GA

L'algorithme GA est une inspiration de processus de sélection de la nature, c-à-d les individus les plus forts survivront. Dans la nature, chaque membre d'une population est en concurrence pour la nourriture, l'eau et le territoire, aussi s'efforcer d'attirer un partenaire est un autre aspect de la nature [57]. Il est évident que les individus les plus forts ont de meilleures chances de se reproduire et de créer une progéniture, alors que les moins performants ont moins de descendants ou même pas [76]. Par conséquent, la génération des individus forts ou en forme augmentera dans la population. La progéniture créée par deux individus en forme (parents) a le potentiel d'avoir une meilleure forme physique par rapport aux deux parents appelés progéniture

super-fit. Selon ce principe, la population initiale évolue vers une population mieux adaptée à son environnement à chaque génération [77].

3.3. Principes de GA

L'algorithme GA est différent aux méthodes traditionnelles où une population de solution aléatoire est sélectionnée [57]. Chaque solution du problème est représentée par un ensemble de paramètres connus sous le nom de gènes Fig.4.1. Les gènes ont des jonctions qui créent une chaîne de valeurs binaires, désignant chaque membre de la population appelé chromosome. Un chromosome évolue à travers des itérations appelées génération [73]. Après la représentation, une fonction de *fitness* ou d'objectif est requise. Aussi pendant l'optimisation, une sélection de parents pour la reproduction et la recombinaison pour créer une progéniture est essentielle, ces aspects sont appelés opérateurs de GA [51].

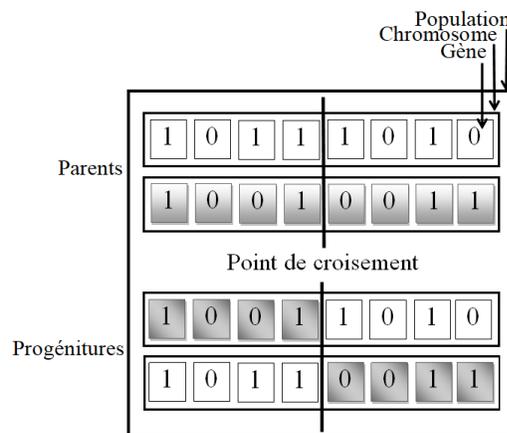


Fig.4.1 : Représentation d'une population avec un seul point de croisement

3.4. Opérateurs de GA

3.4.1. Opérateur de Sélection

Il est évident que cet opérateur ne peut pas créer de nouveaux chromosomes pour la population initiale, il ne fait que des copies de bonnes solutions. L'opérateur de sélection pendant la reproduction de GA sélectionne les parents pour laquelle ils créent une descendance par recombinaison comprenant la génération suivante [78]. L'objectif principal de l'opérateur de sélection est de conserver et de dupliquer les solutions adaptées et d'éliminer les chromosomes pauvres, tout en gardant la taille de la population constante. Pour atteindre les objectifs de sélection,

il existe plusieurs méthodes de sélection, Dans ce travail la sélection a été fait par la sélection par tournoi (*tournament selection*) [72][77].

3.4.2. Opérateur de croisement

Le croisement est un processus compliqué, qui consiste généralement à échanger des parties chromosomiques. Le résultat est qu'une grande variété de combinaisons génétiques sera produite [69]. Dans la plupart des algorithmes génétiques, la recombinaison est mise en œuvre par le biais d'un opérateur de croisement qui opère sur des paires de chromosomes pour produire une nouvelle progéniture en échangeant des segments du matériel génétique de celui du parent [72]. En d'autres termes, le croisement prend deux des chaînes génétiques les plus adaptées d'une population et les combine pour générer de nouvelles chaînes génétiques [54].

3.4.3. Opérateur de mutation

La mutation est un opérateur génétique qui modifie une ou plusieurs valeurs de gène dans un chromosome. La mutation est une partie importante de la recherche génétique, qui aide à empêcher la population en récession, quel que soit les nombres de minima. La mutation signifie que prenez un ou plusieurs chromosomes aléatoires et le modifier [77].

En résumé les trois opérateurs précédents, l'opérateur de sélection sélectionne et maintient les bonnes solutions ; tandis que le croisement recombine les solutions adaptées pour créer une progéniture en meilleure forme et l'opérateur de mutation modifie aléatoirement un ou plusieurs gènes dans une chaîne pour trouver une meilleure [79][72].

3.4.5. Autres opérateurs

Les opérateurs mentionnés ci-dessus sont les opérations les plus courantes dans GA. Il existe plusieurs opérateurs qui n'ont pas un grand impact sur l'algorithme génétique, mais qui peuvent être appliquées à certains problèmes pour générer une solution plus appropriée. Certains de ces opérateurs sont la reproduction sexuée, la duplication et la suppression ...etc [77].

3.5. Pseudo-code de GA

L'avantage de cette technique est qu'elle peut gérer un vaste espace de recherche, applicable à une fonction objective complexe et peut éviter d'être piégée dans un minima. La procédure

suivante peut être utilisée pour mettre en œuvre le Pseudo-code de GA. Dans les étapes 4 et 5, les opérateurs de croisement et de mutation sont les opérateurs les plus importants dans GA.

Étape 1 :	Démarrer : Initialiser aléatoirement une population après les avoir codées en chaînes binaires.
Étape 2 :	Evaluer la fonction de fitness pour chaque population.
Étape 3 :	Sélection : Sélectionnez une paire d'individus de la population en tant que parent. Généralement, l'individu avec un plus grand fitness a une plus grande probabilité d'être sélectionné
Étape 4 :	Croisement : Echanger pleinement des informations entre les individus. En sélectionnant au hasard le point de croisement pour former une nouvelle progéniture
Étape 5 :	Mutation : La bonne mutation sera conservée et la mauvaise mutation sera rejetée. Mutation nouvelle progéniture avec une probabilité de mutation.
Étape 6 :	Acceptation : Placer une nouvelle progéniture comme nouvelle population et utiliser cette population pour la prochaine ronde d'itération
Étape 7 :	Répétez les étapes 3 à 6 jusqu'à le nombre maximal d'itérations ou la solution d'optimisation est trouvée.

Généralement, l'individu avec une taille plus petite a une plus grande probabilité de mutation, comme pour le croisement. Le calcul sera arrêté si la condition de convergence est satisfaite. Sinon, retourner à l'étape 2.

3.6. Paramètres de GA

L'optimisation est l'un des domaines de recherche les plus populaires des GA. Une des raisons en est que les paramètres ne peuvent pas être optimisés un par un. La relation entre eux rend cela impossible. Les paramètres doivent également être optimisés pour le problème où il est utilisé. GA a les paramètres suivants : le max de générations, la taille de la population, le taux de croisement et le taux de mutation [57].

3.6.1. Exploitation et exploration

La meilleure façon de faire évoluer une population dépend de la recherche du compromis optimal entre l'exploitation et l'exploration du matériel génétique. L'extrême est de n'avoir aucune mutation et seulement de croisement, en conséquence, il n'y a pas d'exploration et il y a une grande chance que du bon matériel génétique soit manqué. L'autre côté, la mutation est la seule opération utilisée [77].

3.6.2. Taux de mutation

Pour estimer les taux de mutation, il faut voir comment se passe dans la nature. Des études ont montré que le croisement est la principale méthode de reproduction et que la mutation n'est utilisée que rarement. D'autres études soulignent que le taux de mutation a une relation étroite avec le seuil d'erreur qui est le point où un taux de mutation plus élevé détruira le matériel génétique plus fréquemment qu'il n'est construit [57].

3.6.3. Taux de croisement

Il est recommandé de régler le taux de croisement à 0,6 dans le test de *De Jong* [77]. Dans certains cas c'est le contraire, c'est à dire lorsque le taux de mutation est réglé trop bas, le taux de croisement être relativement grand.

3.6.4. Taille de la population

La taille de la population est l'un des paramètres les plus importants. S'il est trop bas, GA aura peu de solutions pour altérer le bon résultat, si elle est trop élevée, l'impact sur les performances peut être trop important, ce qui prend plus de temps de calcul [77].

3.7. Paramètres auto-adaptatifs

Généralement, le paramétrage de GA est effectué avant l'exécution et ce réglage reste inchangé pendant l'exécution. Le problème ici c'est l'ajustement des paramètres auto-adaptatifs d'un GA. Le contrôle des paramètres de GA peut être codé dans le chromosome de chaque individu. Les paramètres dépendent entièrement du mécanisme d'évolution et de la modélisation du problème d'optimisation [72]. GA est capable d'apprendre et d'évaluer les paramètres auto-adaptatifs en fonction de leur contribution à la résolution du problème [80]. Ces résultats sont révélateurs d'une approche prometteuse pour le développement de GA avec des paramètres auto-adaptatifs qui n'exigent pas de l'utilisateur de pré-ajuster les paramètres de départ. l'approche auto-adaptative est posée comme solution au problème de l'apprentissage des paramètres de GA [77].

3.7.1. Croisement adaptatif

Le seul paramètre qui reste c'est celui qui donne de bons individus. Le choix du bon paramètre de croisement empêche la convergence la plus rapide de l'algorithme[14]. Si la

convergence de l'algorithme est trop rapide, tous les individus tendent à avoir le même code génétique, situation qui doit être évitée en général [7][78].

3.6.2. Mutation adaptative

Les paramètres qui restent longtemps résultent de plusieurs mutations successives réussies. Seul progéniture avec les meilleurs paramètres peut survivre[14]. Un bon paramètre de mutation augmente la diversité génétique de la population [78].

3.8. Pseudo-code de GA auto-adaptatif

La structure de GA auto-adaptatif est comme suivante :

Étape 1 :	Démarrer : Générer une population aléatoire après les avoir codées en chaînes binaires.
Étape 2 :	Evaluer la fonction de fitness pour chaque individu dans la population.
Étape 3 :	Créer une nouvelle population en répétant les étapes suivantes jusqu'à la condition finale. 1. Renforcement : Apprentissage par renforcement est utilisé pour apprendre les meilleurs réglages des paramètres de chaque individu avec le contexte du problème. 2. Sélection 3. Meilleur croisement : Recherche dans l'espace du croisement génétique pour trouver le meilleur paramètre pour individu en fonction fitness et de la nature de problème 4. croisement 5. Meilleure mutation : Recherche dans l'espace de la mutation génétique pour trouver le meilleur paramètre pour l'individu. 6. Mutation. 7. Acceptation : Placer une nouvelle progéniture dans la nouvelle population 8. Evolution des paramètres : Créer un nouvel ensemble de paramètres pour chaque individu dans la population. A- Sélection B- Croisement C- Mutation D- Acceptation
Étape 4 :	Remplacer : Utiliser la nouvelle population générée pour une nouvelle exécution de l'algorithme.
Étape 5 :	Tester : Si la condition finale est satisfaite, arrêtez et renvoyez la meilleure solution dans la population actuelle. Sinon aller à l'étape 2.

4. Techniques d'intelligence en essaims

Les SI imitent l'intelligence de troupeaux ou de groupes de créatures dans la nature. Le principe de ces algorithmes provient du comportement collectif d'un groupe de créatures [80]. Par exemple, les fourmis peuvent collectivement garantir la survie d'une colonie sans unité de contrôle centralisée. En d'autres termes, aucun ne dit aux fourmis où et comment trouver une source d'aliments, mais elles trouvent ensemble des aliments même loin de leurs nid [11].

Les deux algorithmes les plus répandus dans cette classe sont l'optimisation de la colonie de fourmis (ACO) et PSO [8]. L'algorithme ACO imite le comportement social des fourmis pour trouver le chemin le plus court entre le nid et une source d'aliment. L'algorithme PSO simule le comportement collectif des oiseaux lors de la navigation. Parmi les autres techniques d'intelligence en essaim, on peut citer l'algorithme de la colonie d'abeilles artificielle (ABC), l'algorithme Cuckoo Search (CS), l'algorithme Firefly (FA) [13], l'algorithme Bat (BA), Gray Wolf Optimiseur (GWO), Dolphin Echolocation (DE), algorithme d'optimisation des baleines (WOA), algorithme d'optimisation des mouches du fruit (FOA) ...etc [72].

4.1. Origines de PSO

L'algorithme PSO inventé par l'ingénieur en électricité *Russel Eberhart* et le socio-psychologue *James Kennedy* en 1995. Il est basé sur un modèle inspiré de la nature permettant de simuler le comportement d'un groupe d'oiseaux développé par *Craig Reynolds* à la fin des années quatre-vingt. L'idée est qu'un groupe d'individus peut avoir une organisation complexe régie par un ensemble des règles simples. Ces essaims n'ont pas de base de contrôle centrale. Le mouvement de chaque individu est également guidé vers les meilleures positions connues dans l'espace de recherche qui sont mises à jour lorsque les meilleures positions sont trouvées par d'autres individus, ceci devrait diriger l'essaim vers la solution optimale [11].

4.2. Contexte de PSO

On sait que l'intelligence résulte de l'interaction sociale, L'évaluation, la comparaison et l'imitation des autres. Ainsi que l'apprentissage par l'expérience permettent aux humains de s'adapter à l'environnement et de déterminer les comportements optimaux. De plus, le deuxième contexte social fondamental indique que la culture et la cognition sont des conséquences inséparables de la socialité humaine [15][77]. La Fig.4.2 montre le contexte de l'idée. Donc, La

formulation de PSO est basée sur deux domaines fondamentaux : les sciences sociales et l'informatique. En outre, PSO utilise le concept d'intelligence d'individus dans lequel les comportements collectifs non sophistiqués qui interagissent localement avec leur environnement pour créent des modèles fonctionnels globaux cohérents [11].

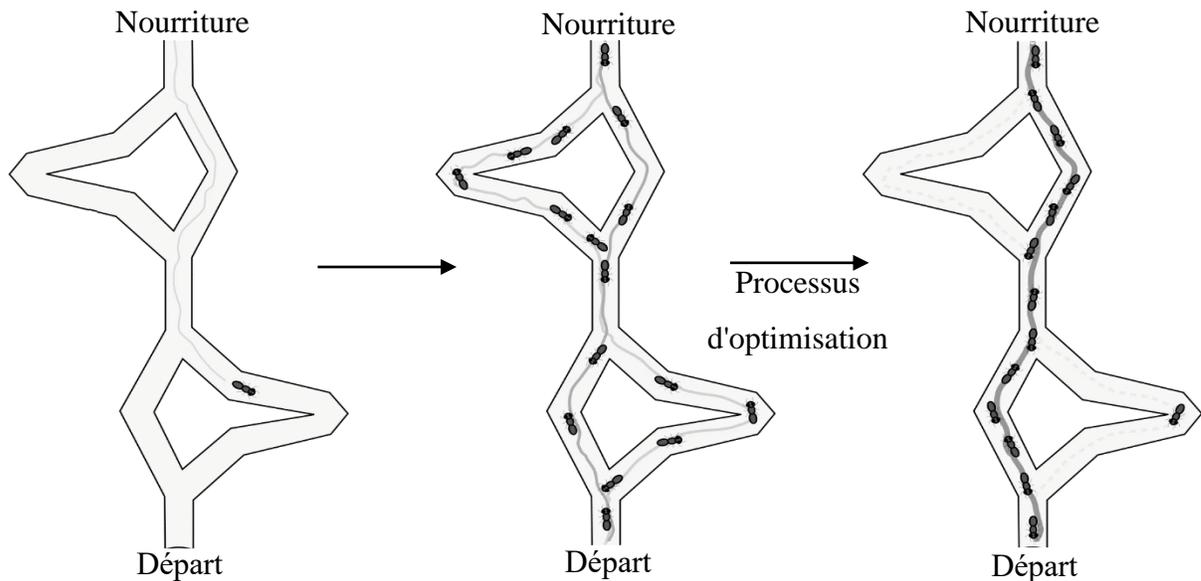


Fig.4.2 : Contexte de processus d'optimisation d'après les actions d'essaims de fourmis

4.3. Principes de PSO

L'algorithme PSO peut être décrit en considérant cinq principes fondamentaux :

- le principe de proximité : la population devrait être capable de réaliser de simples calculs spatiaux et temporels,
- le principe de qualité : la population devrait être capable de répondre aux facteurs de qualité dans l'environnement,
- un principe de réponse diversifié : la population ne doit pas engager à son activité dans des canaux trop étroits.
- le principe de stabilité : la population ne doit pas changer le comportement à chaque fois que l'environnement change.
- le principe d'adaptabilité : la population devrait être capable de changer le mode de comportement quand il est dû.

4.4. Caractéristiques de calcul

L'algorithme PSO fournit un paradigme utile pour la mise en œuvre de systèmes adaptatifs. C'est une extension du calcul évolutif et inclut les opérateurs logiques tels qu'AND, OR et NOT. PSO peut être conceptualisé en tant que cellules dans l'automate cellulaire, dont les états changent dans de nombreuses dimensions simultanément [11]. PSO et l'automate cellulaire partagent les caractéristiques des calculs suivants :

- Les particules individuelles ou cellules sont mises à jour en parallèle.
- Chaque nouvelle valeur dépend uniquement de la valeur précédente de la particule ou cellule ou de ses voisins.
- Les mises à jour sont effectuées selon les mêmes règles.

4.5. Algorithme PSO dans l'hyperm espace

Dans l'hyperm espace d'un problème, chaque solution possible individuelle peut être modélisée comme une particule qui se déplace. La position de chaque particule est déterminée par le vecteur x_i et son mouvement par la vitesse v_i comme indiqué en équation (4.1).

$$x_i^{t+1} = x_i^t + v_i^{t+1} \quad (4.1)$$

Les informations disponibles pour chaque individu sont basées sur sa propre expérience et la connaissance de la performance des autres individus puisque l'importance de ces deux facteurs peut varier d'une décision à l'autre, il est raisonnable d'appliquer des poids aléatoires à chaque facteur, donc la vitesse sera déterminée par l'équation (4.2).

$$v_i^{t+1} = \omega^t v_i^t + \varphi_1 \cdot rand_1 (p_i^t - x_i^t) + \varphi_2 \cdot rand_2 (p_g^t - x_i^t) \quad (4.2)$$

Où : φ_1 , φ_2 sont deux nombres positifs appelés constantes d'accélération, $rand_1$ et $rand_2$ sont deux nombres aléatoires dans l'intervalle $[0, 1]$. p_i est la meilleure position que la particule correspondante a trouvée jusqu'à présent et p_g est la meilleure position de l'essaim.

L'équation de mise à jour de la vitesse dans l'équation (4.2) a trois composantes principales :

- Inertie ($\omega^t v_i^t$): parfois appelé impulsion ou habitude. Il modélise la tendance de la particule à continuer dans la même direction qu'elle a parcourue. Ce composant peut être mis à l'échelle par une constante.

- Connaissance de soi [$\varphi_1 \cdot rand_1 (p_i^t - x_i^t)$]: appeler aussi mémoire, nostalgie ou souvenir. c'est une attraction linéaire vers la meilleure position jamais trouvée par la particule.
- Informations partagées [$\varphi_2 \cdot rand_2 (p_g^t - x_i^t)$]: appeler aussi coopération, connaissances sociales ou connaissances de groupe. c'est une attraction linéaire vers la meilleure position trouvée par n'importe quelle particule.

4.6. Représentation vectorielle de la vitesse et la mise à jour

La Fig.4.3. Représente vectoriellement de la vitesse de la particule et des mises à jour de sa position dans un espace à deux dimensions. À chaque itération t , une particule $\bar{x}_i(t)$ met à jour sa vitesse et sa position en utilisant les équations (4.1) et (4.2).

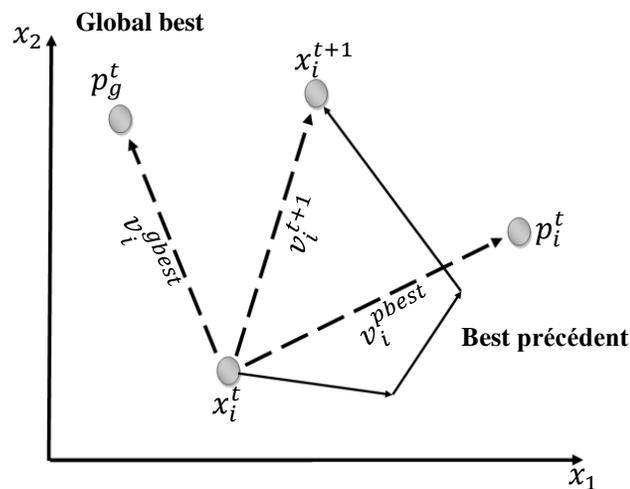


Fig.4.3 : Vitesse et mise à jour dans un espace à deux dimensions

Ce processus permet à toutes les particules de mettre à jour leurs valeurs de \bar{p}_i et \bar{p}_g . Le vecteur de position de l'essaim \bar{p}_g donne l'ensemble des valeurs optimales pour les paramètres φ_1 , φ_2 et l'inertie ω .

4.7. Pseudo-code de PSO

Le pseudo-code suivant peut être utilisé pour mettre en œuvre l'algorithme PSO

Étape 1 :	Initialiser l'essaim en attribuant une position aléatoire dans l'hyperespace du problème à chaque particule.
Étape 2 :	Evaluer la fonction de fitness pour chaque particule
Étape 3 :	Comparer chaque particule individuelle à la valeur d'aptitude de la particule avec son pbest. Si la valeur actuelle est meilleure que la valeur pbest, alors définissez cette valeur comme pbest et la position de la particule actuelle x_i , comme p_i
Étape 4 :	Identifiez la particule qui a la meilleure valeur de fitness. La valeur de sa fonction de fitness est identifiée comme gbest et sa position comme p_g
Étape 5 :	Mettre à jour les vitesses et les positions de toutes les particules en utilisant les équations (4.1) et (4.2)
Étape 6 :	Répétez les étapes 2 à 5 jusqu'à le nombre maximal d'itérations ou une valeur de mise en forme suffisamment bonne.

4.8. Paramètres de PSO

Lors de la mise en œuvre de l'algorithme PSO, plusieurs paramètres doivent être pris en compte pour faciliter la convergence et éviter une explosion de l'essaim. Ces considérations comprennent la limitation de la vitesse maximale, la sélection des constantes d'accélération et l'inertie.

4.8.1. Vitesse maximale

À chaque itération, l'algorithme procède en ajustant sur la vitesse que chaque particule qui se déplace dans l'hyperespace. La vitesse de la particule est une variable stochastique, donc elle sujette à créer une trajectoire incontrôlée, amenant la particule à suivre des trajectoires plus longues dans l'hyperespace. Pour amortir ce problème, les limites supérieure et inférieure peuvent être définies pour la vitesse v_i .

La vitesse maximale v_{\max} est choisie souvent aléatoirement en fonction des caractéristiques du problème. Généralement, si la valeur de ce paramètre est trop élevée provoquant une explosion de l'essaim. l'autre côté, si v_{\max} est trop petit, le mouvement de la particule est limité et la solution optimale ne peut pas être atteinte [11].

4.8.2. Constantes d'accélération

Les constantes d'accélération φ_1 et φ_2 contrôlent le mouvement de chaque particule vers la meilleure position individuelle et globale respectivement. Les petites valeurs d'accélération limitent le mouvement des particules, tandis qu'une grande valeur cause une augmentation de la fréquence des oscillations autour de la solution optimale et peut provoquer une divergence des particules. Dans ce cas particulier, les deux constantes d'accélération ont été considérées comme une seule constante d'accélération $\varphi = \varphi_1 + \varphi_2$, puisque les meilleures positions individuelles et globales sont les mêmes.

En général, la valeur maximale pour cette constante devrait être $\varphi = 4$, en conséquence $\varphi_1 + \varphi_2 = 4$. Une bonne valeur de départ a été proposée pour être $\varphi_1 = \varphi_2 = 2$. Il est important de noter que φ_1 et φ_2 ne doivent pas nécessairement être égaux puisque pour l'expérience individuelle et globale peuvent varier en fonction de la nature du problème.

4.8.3. Facteur de constriction

La méthode de *Clerc* conduit à la règle suivante de mise à jour de coefficient de constriction χ [81]:

$$\chi = \frac{2}{|2 - \varphi - \sqrt{\varphi^2 - 4\varphi}|} \quad \text{Où : } \varphi_1 + \varphi_2 = \varphi \quad \text{et} \quad \varphi > 4 \quad (4.3)$$

En général, une fois que la particule est focalisée sur la meilleure solution dans une région optimale, le facteur de constriction améliore le temps de la convergence de la particule en amortissant les oscillations. L'inconvénient de cette méthode est que les particules peuvent suivre des cycles plus longs et ne peuvent pas converger lorsque la meilleure performance individuelle p_i est loin de la meilleure performance p_g des voisins, en conséquence, créer deux régions différentes.

4.8.4. Constante d'inertie

La constante d'inertie ω peut-être implémentée comme une valeur fixe ou peut changer dynamiquement. Ce paramètre contrôle l'exploration de l'espace de recherche, donc une valeur initialement plus élevée typiquement égale à 0,9 permet aux particules de se déplacer librement pour trouver rapidement la région optimale globale. Une fois la région optimale trouvée, la valeur de la constante d'inertie peut être diminuée à 0,4 pour améliorer et affiner la recherche, passée d'un

mode exploratoire à un mode exploitation [81]. Généralement, une constante d'inertie décroissante linéairement a donné des bons résultats. Cependant, le principal inconvénient de cette méthode est que une fois la constante d'inertie diminuée, l'essaim perd sa capacité de recherche de nouvelles zones car il ne peut pas récupérer son mode d'exploration ce qui n'arrive pas avec le coefficient de constriction [11].

5. Algorithme SSA

Mirjalili en 2017 a présenté dans son article [8] un algorithme très simple inspiré des animaux de salps. L'algorithme SSA a fourni des résultats remarquables dans les problèmes mathématiques présentés. Dans ce travail, SSA inspiré par la nature est présenté et utilisé pour résoudre le problème OPF simple et multi-objective avec le contrôleur UPFC.

5.1. Contexte de SSA

Le comportement des essaims d'animaux dans leur mode de déplacement et de nourriture reste une source majeure d'inspiration humaine. Au fond de la sombre et lointaine des océans vit la Salp. Les recherches biologiques sur cette créature en sont à ses débuts. Ce corps translucide, qui ressemble à un tonneau, existe seul ou en colonie [82]. En outre, il se déplace par constriction et pompe l'eau à travers le corps du gel, afin d'obtenir le phytoplancton, qui se nourrit après la liquidation de l'eau [83]. C'est intéressant, et bien que simple, c'est complexe parce qu'il bouge et se nourrit en même temps. Ces animaux sont une grande curiosité pour les scientifiques malgré les difficultés d'accès à leur environnement et la difficulté de les garder en laboratoire. La formation de la chaîne salps est illustrée à la Fig.4.4. Son mouvement coordonné est très vague, il reste encore beaucoup de questions à répondre. Un nouvel algorithme a été conçu sur la base du comportement de ces créatures, dans lequel nous cherchons à l'adapter aux problèmes OPF[8][84].

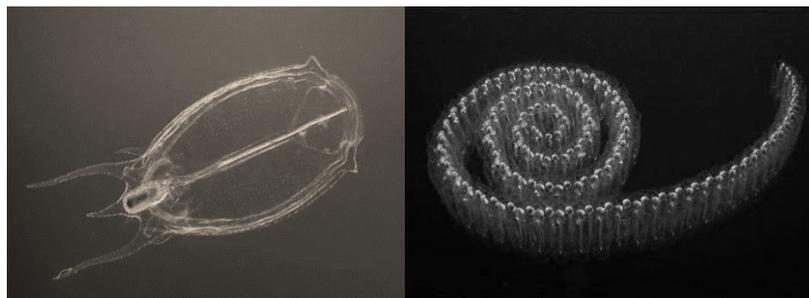


Fig.4.4 : *Salp individuelle et chaîne de salps*

5.2. Principe de SSA

Les mouvements les plus intéressants des salps qui présente un intérêt dans la configuration de SSA est leur comportement d'essaimage [82]. Dans les océans profonds, les salpes forment souvent une chaîne de salps. Cette chaîne est illustrée à la Fig.4.4. La raison principale de ce comportement n'est pas encore très claire, mais certains chercheurs pensent que cela est fait pour améliorer la locomotion en utilisant des changements rapides coordonnés par l'utilisation des courants d'eau au maximum. Cette chaîne des salps est divisée en leader et les autres sont des suiveurs [85]. Leader de salps change sa place en fonction de la source de nourriture, suivi des suiveurs. Cette chaîne est capable de suivre les sources de nourriture statiques et mobiles [8].

5.3. Processus d'optimisation par SSA

En chemin à la recherche de la source de nourriture F , le leader marche en tête de la chaîne suivi par ses suiveurs. Les mouvements du groupe sont stockés dans une matrice appelée x de n dimensions représentant le nombre de variables du problème à optimiser. Les changements de mouvements du leader sont effectués selon l'équation suivante [8]:

$$x_j^1 = \begin{cases} F_j + c_1 \left((ub_j - lb_j)c_2 + lb_j \right) & c_3 \geq 0 \\ F_j - c_1 \left((ub_j - lb_j)c_2 + lb_j \right) & c_3 < 0 \end{cases} \quad (4.4)$$

Selon la lois du mouvement de *Newton*, la mise à jour de la position des suiveurs est donnée comme suite [8]:

$$x_j^i = \frac{1}{2}(x_j^i + x_j^{i-1}) \quad (4.5)$$

Où x_j^1 indique la position du leader dans la $j^{\text{ième}}$ dimension. c_2 et c_3 sont des nombres aléatoires générés uniformément dans l'intervalle $[0,1]$. ub et lb indiquent les limites supérieure et inférieure du variable de contrôle. i est un nombre positif complètement supérieur à 1 est représenté le nombre de suiveurs. Le coefficient le plus important de cette équation est c_1 car il établit un équilibre entre l'exploration et l'exploitation, calculé comme suit [8]:

$$c_1 = 2 e^{-\left(\frac{4 \text{ iter}}{\text{iter.max}}\right)^2} \quad (4.6)$$

À partir des équations (4.4) jusqu'à (4.6), la chaîne de Salps illustrée à la Fig.4.4 peut être mise en œuvre et son comportement dans sa recherche de nourriture peut être simulé dans un espace de recherche.

5.4. Pseudo-code de SSA

Le pseudo-code de SSA basée principalement sur l'exploration de l'espace de recherche puis l'exploitation, ceci à partir d'un ensemble de valeurs aléatoires est comme suit :

```
Étape 1 : initialisation
Étape 2 : Considérer ub et lb
Étape 3 : Calculer l'aptitude de chaque salp de recherche
Étape 4 : Identify the food source [F]
Étape 5 : Mise à jour  $c_1$  par équation (4.6)
Étape 6 : Mettre à jour la position de leader équation (4.4)
Étape 7 : Mettre à jour la position des suiveurs équation (4.5)
Étape 8 : Identifier une nouvelle source de nourriture [Fi]
Étape 9 : Comparer : si  $F_i < F$  aller à l'étape 5
           Si non aller à l'étape 10
Étape 10 : Gardez l'ancienne source de nourriture [F]
Étape 11 : vérifier les conditions finales, si non aller à l'étape 3
           Si oui aller à l'étape 12
Étape 12 : Sortir des données
```

6. Optimisation multi-objective par MSSA

Plusieurs fonctions objectives ont été introduites dans ce travail, les valeurs de fonction associées à chaque solution dans l'espace sont appelées front de Pareto (FP) [76]. Le principal avantage est que l'ensemble optimum de Pareto peut être déterminé en une seule fois. En outre, tout type de FP peut être approché et aucun poids n'est défini à la fonction. Avec cette approche, il y aurait beaucoup de solutions différentes par rapport aux autres méthodes [79].

6.1. Front de Pareto

En générale, FP est un ensemble de solutions non dominantes choisies comme optimales si aucun objectif ne peut être amélioré sans sacrifier au moins un autre objectif. D'autre part, une solution X_1 est considérée comme dominée par une autre solution X_2 si, et seulement si, X_2 est également bon ou meilleur que X_1 par rapport à tous les objectifs. Le concept de domination est utilisé pour comparer les solutions et former le FP [14] [76].

La Fig.4.5 illustre un FP d'un problème d'optimisation de type minimisation de deux objectifs. Puisque le concept de domination permet de comparer des solutions par rapport à

plusieurs objectifs, la plupart des algorithmes d'optimisation multi-objectifs pratiquent ce concept pour obtenir l'ensemble de solutions non-dominées de FP [8][76].

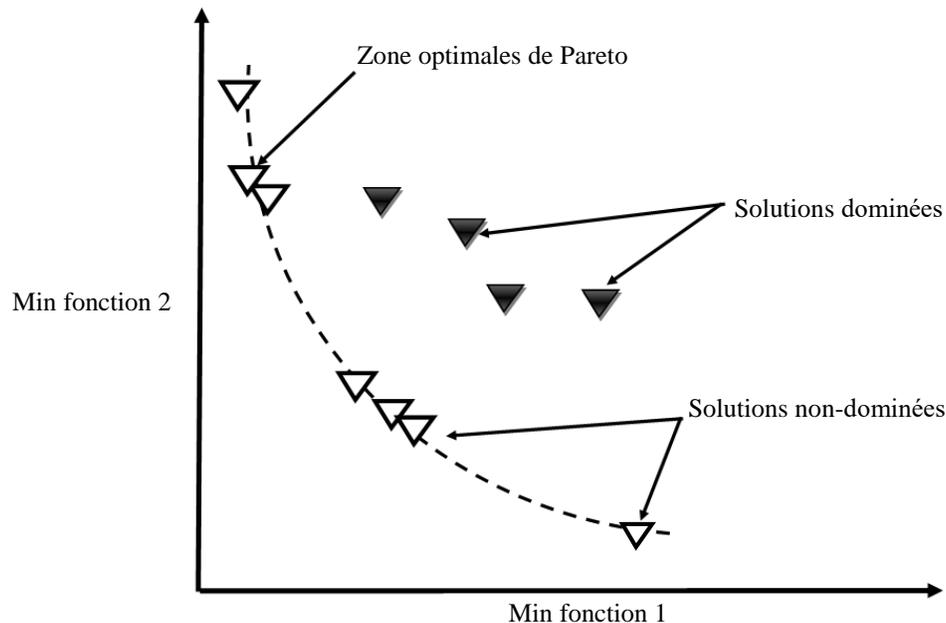


Fig.4.5 : *Front de pareto d'un problème pour minimiser deux fonctions*

6.2. Opérateur de domination

L'opérateur de domination comprend des instructions simples suivantes : Si toutes les solutions X_1 ne sont pas plus mauvaises que toutes les solutions X_2 dans tous les objectifs, ou si toutes les solutions X_1 sont égales à X_2 mais seulement dans un cas où X_1 vaut mieux que X_2 , on peut dire que X_1 dominera X_2 . L'expression mathématique du concept de domination est la suivante [76]:

$$x_1 \text{ dominera } x_2 \text{ si: } \begin{cases} f(x_1) \not\geq f(x_2) \\ f(x_1) \triangleleft f(x_2) \end{cases} \quad (4.7)$$

C-à-d on dit qu'une solution X_1 domine l'autre solution X_2 ; si les deux conditions sont vraies : La solution X_1 n'est pas pire que X_2 dans tous les objectifs pour la première condition et La solution X_1 est strictement meilleure que X_2 dans au moins un objectif pour la deuxième condition. Les différentes propriétés d'opérateur de dominance sont :

- Si la solution X_1 ne domine pas la solution X_2 , cela n'implique pas que X_2 domine X_1 .
- Transitif, asymétrique et n'est pas bijection.

Les trois relations entre deux solutions X_1 et X_2 sont : La solution X_1 domine la solution X_2 , la solution X_1 est dominée par la solution X_2 ou les solutions X_1 et X_2 ne se dominent pas l'un par l'autre, ces solutions non-dominantes forment finalement FP [79].

6.3. Dépôt de solutions non-dominantes

Le problème multi-objectif accepte un ensemble de solutions non-dominantes appelé FP. L'algorithme introduit SSA n'est pas capable de résoudre ces problèmes, Donc, il doit être fourni avec un dépôt de sources de nourriture. Ce dépôt conserve les meilleures solutions non-dominées obtenues jusqu'à présent lors de l'optimisation, il est très similaire aux archives de MOPSO qui appartiennent à la même famille [8].

Le dépôt a une taille maximale pour stocker un nombre limité de solutions non-dominées. Lors de l'optimisation, chaque salp est comparée à tous les résidents du dépôt à l'aide des opérateurs de dominance. Si une salp domine une solution dans le dépôt, elle doit être remplacée. Si une salp domine un ensemble de solutions dans le dépôt, elles doivent toutes être supprimées du dépôt et la salp doit être ajoutée dans le dépôt [85]. Si au moins un des résidents du dépôt domine une salp dans la nouvelle population, celle-ci doit être immédiatement rejetée. Si une salp n'est pas dominée par rapport à tous les résidents du dépôt, elle doit être ajoutée aux archives. Ces règles peuvent garantir que le dépôt stocke toujours les solutions non-dominées obtenues par l'algorithme MSSA [8].

Cependant, il existe un cas particulier dans lequel le dépôt devient plein et où une salp n'est pas dominée par rapport aux résidents du dépôt. Bien sûr, le moyen le plus simple est de supprimer au hasard une des solutions de l'archive et de la remplacer par le salp non-dominé, c'est une méthode plus judicieuse dit opérateur de la roulette consiste à supprimer l'une des solutions non-dominées du dépôt pour assurer une bonne répartition des solutions sur FP [85].

6.4. Jeu de roulette

Comme montré dans la Fig.4.6, Le meilleur candidat à supprimer dans le dépôt est celui qui se trouve dans la région la plus peuplée. Cette approche améliore la distribution des solutions au cours des itérations.

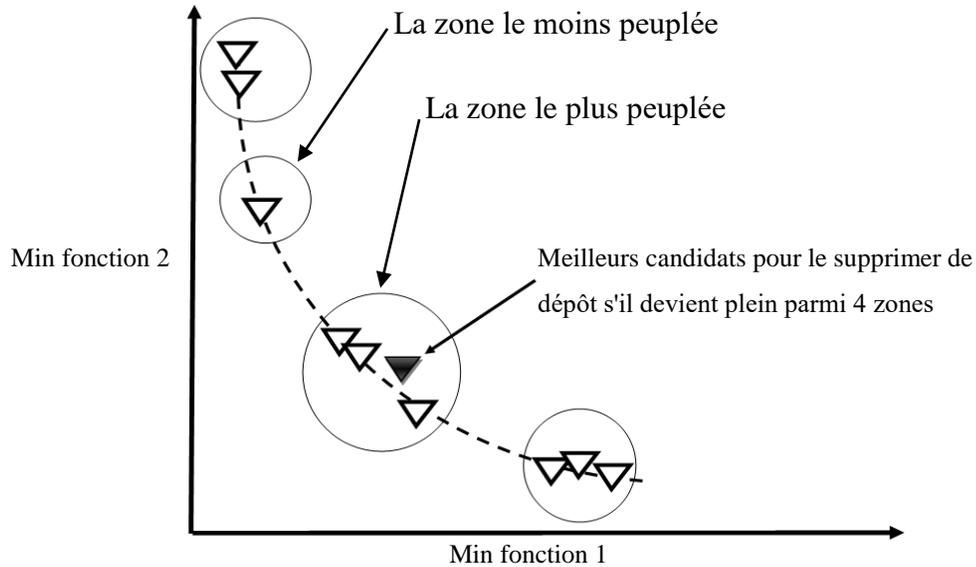


Fig.4.6 : Mise à jour du dépôt par l'opérateur de la roulette

Pour trouver les solutions non-dominées des résidents du dépôt, le nombre de solutions voisines avec une certaine distance maximale est compté et supposé. Cette distance est définie par l'équation suivant :

$$\vec{D} = \frac{\overline{max} - \overline{min}}{T} \quad (4.8)$$

Où \overline{max} et \overline{min} sont deux vecteurs permettant de stocker les valeurs maximales et minimales pour chaque objectif respectivement, T représente la taille du dépôt. Après avoir attribué un rang à chaque résident du dépôt en fonction du nombre de solutions voisines, l'opérateur de la roulette est utilisé pour en choisir un pour le supprimer. Plus le nombre de solutions voisines est élevé, plus le rang est élevé, plus la probabilité de la retirer du dépôt est élevée [8].

6.5. Opérateur de maintenance

Le problème lors de la résolution de problèmes multi-objectifs à l'aide de MSSA est le choix de la source de nourriture [F] car il existe plus d'une solution optimale dans un espace de recherche. De nouveau, la source de nourriture peut être choisie au hasard dans le dépôt. Cependant, une méthode plus appropriée consiste à le sélectionner parmi les solutions de dépôt dans les zones les moins peuplées. Cela peut être fait en utilisant l'opérateur de maintenance [7][69].

La différence entre la roulette est que l'opérateur de maintenance est utilisé pour en choisir un résident comme source de nourriture. Plus le nombre de solutions voisines est bas, plus de rang est bas, plus la probabilité de le choisir comme une source de nourriture est élevée [8].

6.6. Pseudo-code de MSSA

L'algorithme MSSA est montré dans le pseudo-code suivant [84][8]:

```
Étape 1 : initialisation
Étape 2 : Considérer  $ub$  et  $lb$ 
Étape 3 : Calculer l'aptitude de chaque salp de recherche
Étape 4 : Déterminer les salps non dominés
Étape 5 : Mettre à jour le dépôt en considérant les salps obtenus non-dominés
Étape 6 : Maintenir du dépôt pour supprimer un résident du dépôt
Étape 7 : Ajouter la salp non-dominée au dépôt. Si non aller à l'étape 6
           Si le dépôt devient complet aller à l'étape 8
Étape 8 : Choisissez une source de nourriture [F] dans le dépôt.
Étape 9 : Mise à jour  $c_1$  par l'équation (4.6)
Étape 10: Mettre à jour la position de leader par l'équation (4.4)
Étape 11: Mettre à jour la position des suiveurs équation (4.5)
Étape 12: Modifier les salps en fonction des limites  $ub$  et  $lb$ 
Étape 13: Vérifier les conditions finales, si NON aller à l'étape 3
           Si OUI aller à l'étape 14
Étape 14: sortir des données
```

7. Conclusion

Après cette présentation, on conclut que l'algorithme SSA est simple et facile à mettre en œuvre car il n'a que deux paramètres de contrôle principaux (c_1 et la taille de dépôt). Les solutions non-dominées obtenues sont stockées dans un dépôt, elles ne sont donc jamais perdues, même si l'ensemble de la population se détériore au cours d'optimisation. La source de nourriture est sélectionnée dans la liste des solutions non-dominées avec le moins de solutions voisines, ce qui conduit la recherche vers les régions les moins peuplées du FP et améliore la diversité des solutions trouvées [8][84].

Les solutions dans les zones surpeuplées sont ignorées chaque fois que la maintenance du dépôt est appelée, ce qui permet d'améliorer la couverture des solutions non-dominées sur tout le FP. L'algorithme MSSA n'augmente que par des opérateurs mentionnés par rapport au SSA. Donc, MSSA est logiquement capable de trouver des solutions précises qui forment FP avec une meilleure distribution.

CHAPITRE V

SIMULATION ET INTERPRETATION DES RESULTATS

1. Introduction

Les simulations ont été effectuées sur un ordinateur LIFEBOOK A555 de FUJITSU dans l'environnement MATLAB R2017a. Nos essais ont été organisés et divisés en quatre parties. Dans la première partie, nous avons sélectionné le réseau européen 89Pegase [16] pour tester l'algorithme NR comprenant 2 UPFC dans le calcul LF. Nous surveillons les performances d'UPFC en termes d'amélioration de la tension, les angles et le flux de puissance qui travers les lignes de transport et nous surveillerons en même temps les performances de l'algorithme NR. Dans la deuxième partie, nous comparons GA [10] et PSO [11] les plus répandus dans le problème OPF simple objective en termes de vitesse de convergence et la meilleure solution dans un réseau à IEEE-30 bus [13]. Dans le même réseau, nous présentons la troisième partie où nous comparons les deux algorithmes NSGA-III [14] et MOPSO [15] les plus répandus construits sur les deux algorithmes précédents GA et PSO dans le problème OPF multi-objectif, tout cela avec l'incorporation d'UPFC. Dans la dernière partie, nous comparons l'algorithme MSSA [8] proposé dans avec de nombreux autres algorithmes simple et multi- objectifs, algorithmes méta-heuristiques [72] et méthodes déterministes [16] [57], avec et sans UPFC dans de nombreux réseaux. À la fin de chaque essai, les résultats sont commentés en essayant de les interpréter électrotechniquement.

2. Ecoulement de puissance comprenant UPFC par NR

L'essai de l'algorithme de NR avec l'incorporation d'UPFC se fait sur le réseau européen 89pegase [16] qui se compose de 89 bus, 210 lignes, 12 génératrices, 32 transformateurs, 44 batteries de compensation, tout ça est classé dans une seule zone. Dans ce problème, nous ne prenons pas en compte les contraintes que nous avons discutées dans le problème d'optimisation au chapitre III. Dans ce réseau, deux UPFC sont incorporés entre les bus 13-6 (UPFC-1), Les variables spécifiés de contrôle UPFC-1 choisies sont $V_{13}^{sp} = 1.05 [pu]$, $P_{13-6}^{sp} = 120 [MW]$, $Q_{13-6}^{sp} = 30 [MVAR]$. Le deuxième contrôleur est installé entre les bus 55-57 (UPFC-2) où les variables de spécifiés sont $V_{55}^{sp} = 1.02 [pu]$, $P_{55-57}^{sp} = 350 [MW]$, $Q_{55-57}^{sp} = 80 [MVAR]$, les puissances des deux contrôleurs UPFC-1 et UPFC-2 sont égaux et atteint $\pm 200 [MVAR]$. Nous avons divisé l'essai en deux parties :

Cas 1 : sans UPFC

Cas 2 : avec les deux UPFC.

Les tensions nodales des bus 13 et 55 auxquels les deux UPFC sont connectées dans le cas 2 sont maintenues à des valeurs supérieures à celles du cas 1 et sont respectivement 1,05 et 1,02 à la place de 1,0343 et 0,9773, les profils de tension dans ces cas sont illustrés à la Fig.5.1. À partir de cette figure, on constate qu'en présence des deux UPFC, le profil de la tension est amélioré non seulement au niveau de ces bus mais aussi aux bus à proximité, les angles de transport changent très peu comme montré la fig.5.2. Le contrôleur UPFC-2 était capable de fixer l'angle du bus 55 à (-1°) et cela est dans les limites de ses capacités de contrôle, l'illustration de la différence entre ces cas 1 et 2 est dans la Fig.5.5.

La Fig.5.3 montre également qu'en présence d'UPFC dans le cas 2, les flux de puissance actifs des lignes sont améliorés par rapport à leurs valeurs correspondantes dans le cas 1, ceci est montré plus clairement dans la Fig.5.4 où nous avons vu une diminution du flux de puissance réactive dans les lignes. Cela est dû à la production de la puissance réactive localement au niveau des bus 13 et 55 par les deux UPFC permettant d'augmenter le flux de puissance active. Les deux UPFC ont pu stabiliser les flux de puissance active à 120 et à 350 [MW] qui transitent les lignes 13-6 et 55-57 respectivement à la place de 94 et 320 [MW].

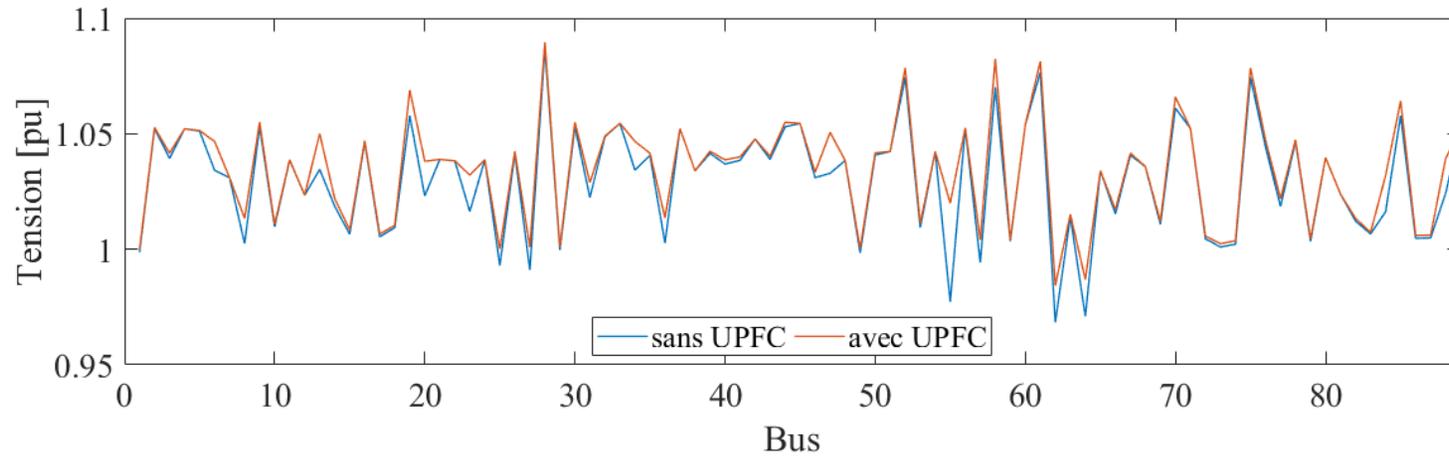


Fig.5.1. Tensions obtenues à partir de NR dans les cas 1 et 2

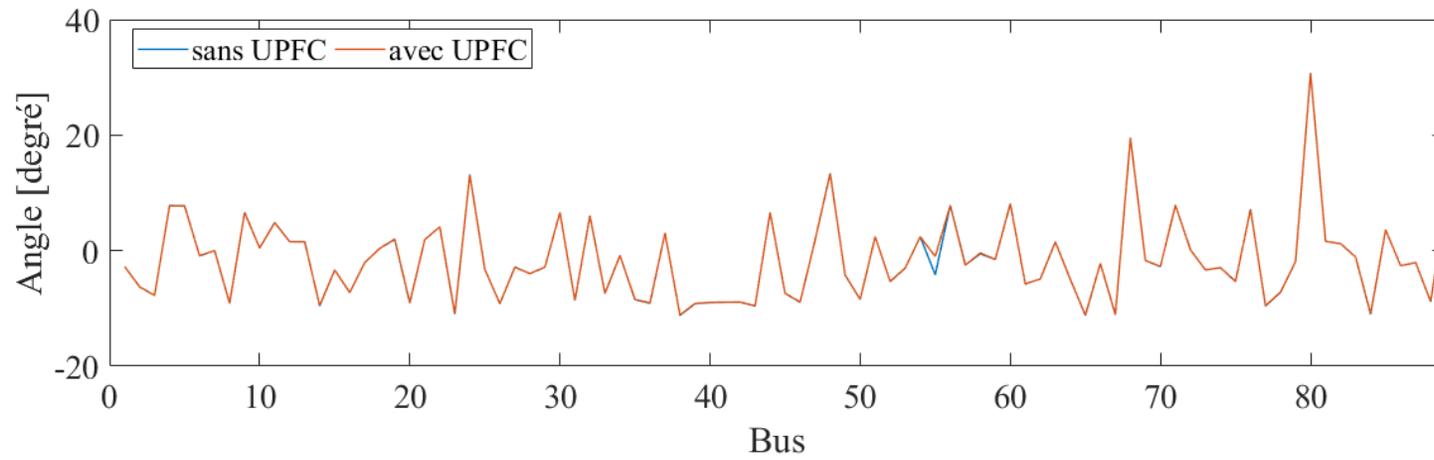


Fig.5.2. Angles de transports obtenus à partir de NR dans les cas 1 et 2

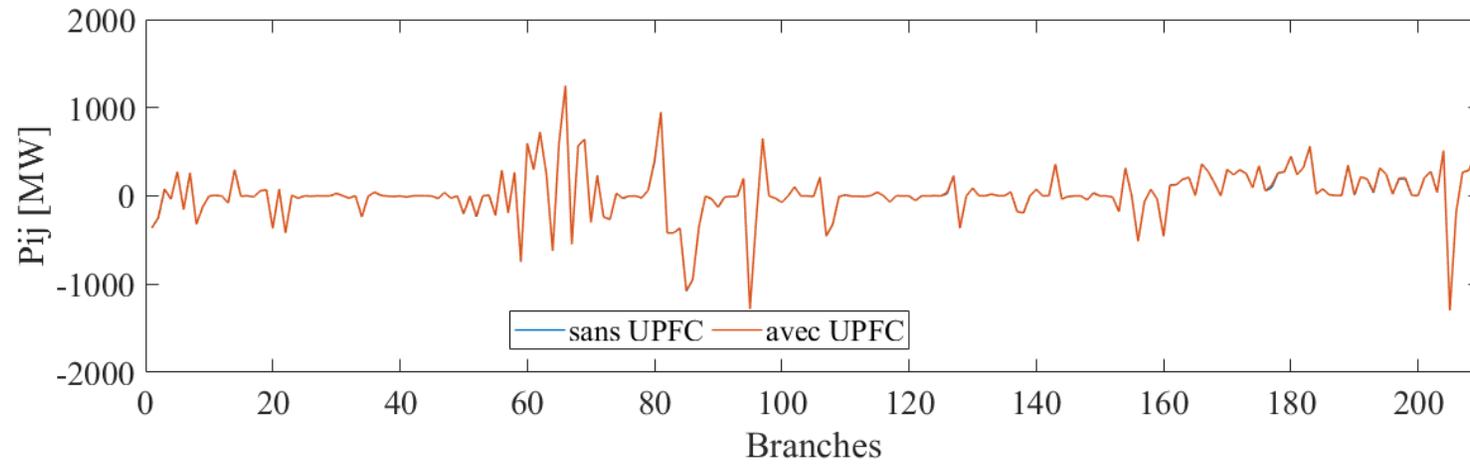


Fig.5.3. Puissance active dans chaque branche obtenue à partir de NR dans les cas 1et 2

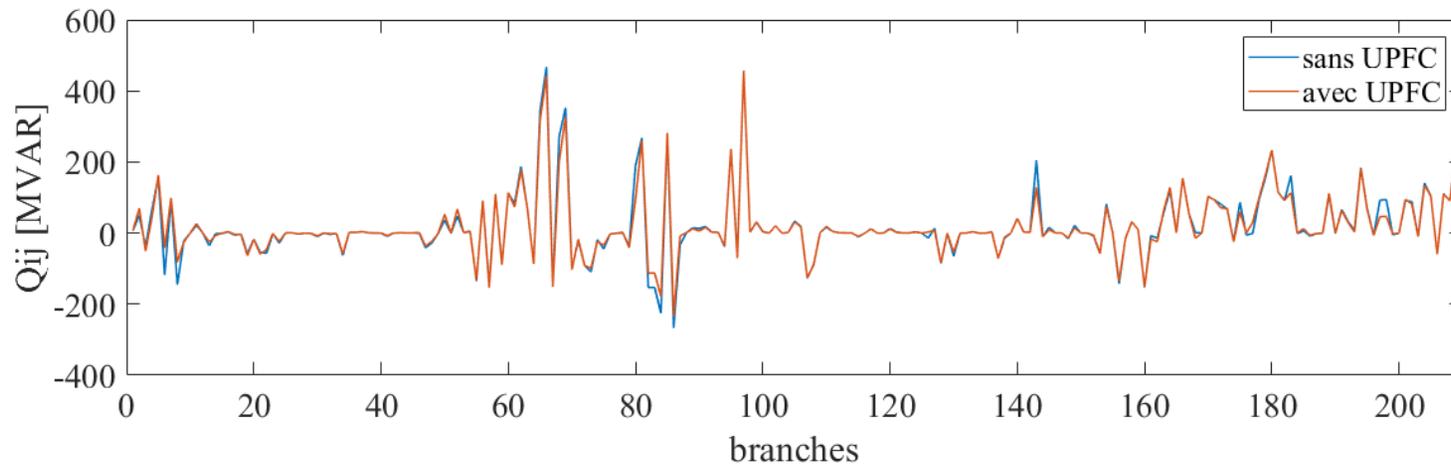


Fig.5.4. Puissance réactive dans chaque branche obtenue à partir de NR dans les cas 1et 2

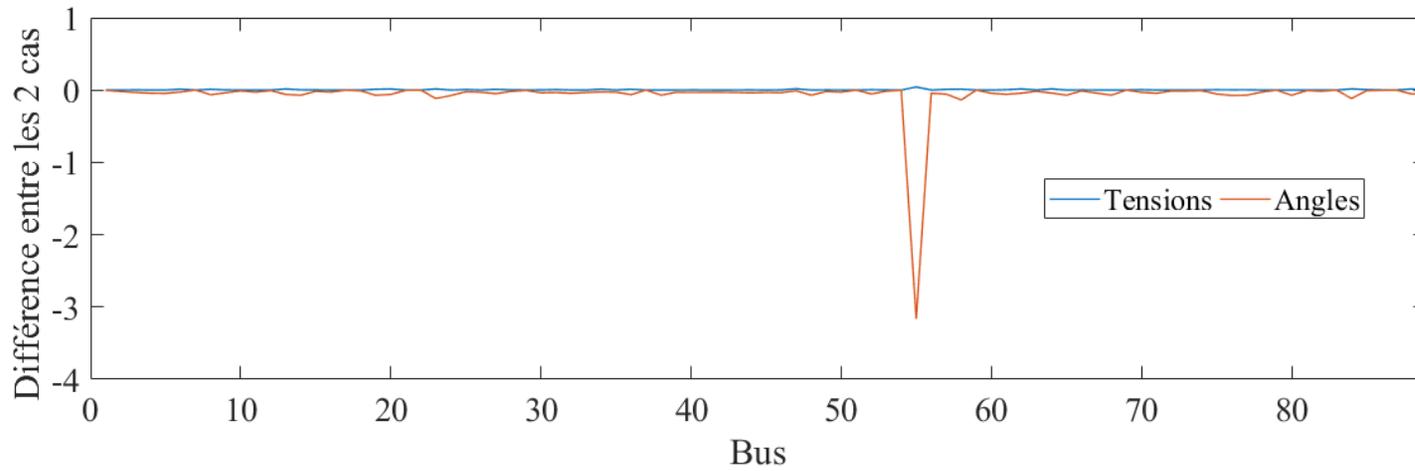


Fig.5.5. Différences des tensions et des angles dans les deux cas

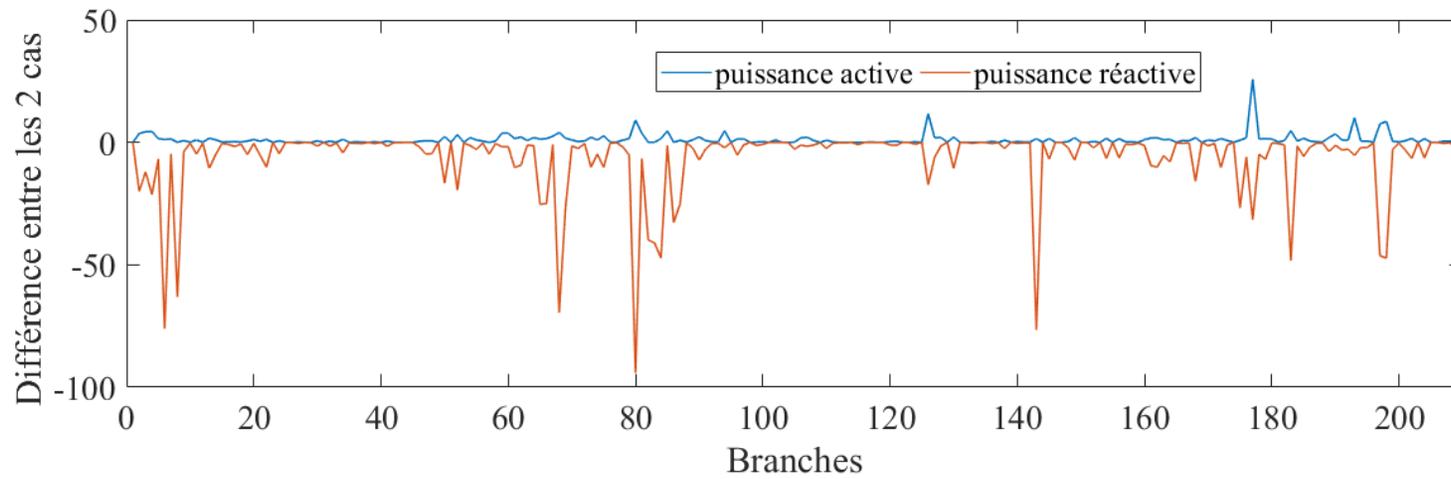


Fig.5.6. Différence des puissances actives et réactive dans les deux cas

De même, les UPFC peuvent réduire le flux puissance réactive et fixer à 30 et 80 [MVAR] à la place de -1 et 144 [MVAR]. Dans ce contexte, il est important de noter que les valeurs des flux de puissance active en ligne choisies sont entièrement supérieures aux valeurs du cas 1 et vice versa pour la puissance réactive. Pour illustrer davantage, nous avons présenté la différence entre les résultats des deux cas dans la Fig.5.6.

Enfin, l'algorithme NR a pu atteindre la solution à 1,5455 [s] en 5 itérations dans le cas 1 et pour le cas 2 a présenté la solution en 12 itérations sur une période de 2.8687 [s] à l'aide de MATPOWER 6 [16]. Nous disons ici que NR a effectué une performance merveilleuse pour atteindre la convergence dans le problème LF.

3. Comparaison entre GA et PSO

Les performances de GA et PSO ont été testées et vérifiées sur le réseau IEEE 30-bus [13] en les comparant entre les deux et avec autres méthodes d'optimisation. En outre, GA et PSO sont utilisés non seulement pour optimiser le coût total de production et les pertes de puissance active, mais aussi pour améliorer le profil de la tension. Nos résultats illustrent que GA et PSO peuvent être utilisés avec succès pour résoudre des problèmes non linéaires liés aux réseaux électriques. Pour montrer les capacités du modèle UPFC, 3 cas ont été étudiés :

Cas 0 : ceci est le réseau IEEE 30-bus sans UPFC.

Cas 1 : UPFC est installé sur la ligne 27-30 en mode contrôle la tension de bus 30 où la tension de référence est $V_{30}^{sp} = 1.05 [p.u]$

Cas 2 : UPFC est installé sur la ligne 29-30 en mode contrôle la tension de bus 30 où la tension de référence est $V_{30}^{sp} = 1.05 [p.u]$.

Pour tous les cas les rapports de transformateurs T_{11} , T_{12} , T_{15} et T_{36} sont égaux à 0.9618. Pour montrer les performances de GA et PSO, la solution optimale est proposée par les deux algorithmes à l'aide de NR. Dix tests ont été effectués pour chaque cas examiné. Le Tab.5.1. présente les meilleurs résultats. Les résultats de convergence sont donnés dans les Fig.5.7 et 5.8., le profil de tension obtenu pour les différents scénarios est présenté dans les Fig.5.9 et 5.10.

	ACO [86]	LP [87]	GA			PSO		
			Cas 0	Cas 1	Cas 2	Cas 0	Cas 1	Cas 2
P_{G1}	177.863	175.25	180.24	176.39	177.18	176.70	176.43	176.38
P_{G2}	43.836	48.34	45.85	48.69	47.64	48.82	48.747	48.75
P_{G5}	20.893	21.21	21.24	21.24	22.22	21.50	21.42	21.42
P_{G8}	23.123	23.60	22.0142	21.11	22.55	21.61	21.58	21.54
P_{G11}	14.025	12.25	11.19	12.61	10.50	12.09	11.99	12.07
P_{G13}	13.119	12.33	12.32	12.13	12.03	12	12	12
Coût [\$/h]	803.123	803.08	801.95	799.86	799.94	801.71	799.84	799.81
Pertes de puissance [MW]			9.47	9.29	9.25	9.33	9.29	9.28

Tab.5.1. Comparaison des résultats pour le réseau IEEE 30-bus

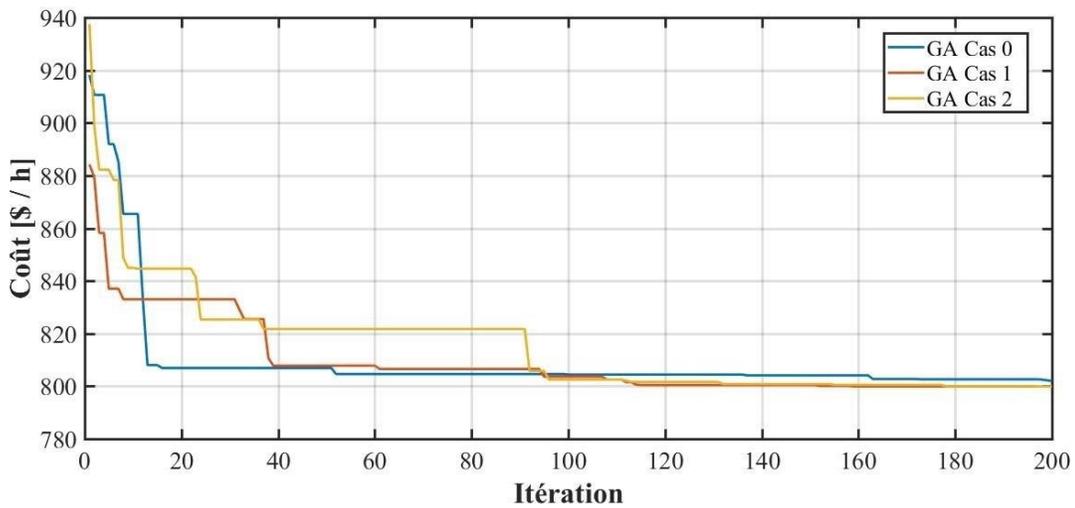


Fig.5.7. Convergence de la méthode GA sur le réseau IEEE 30-bus

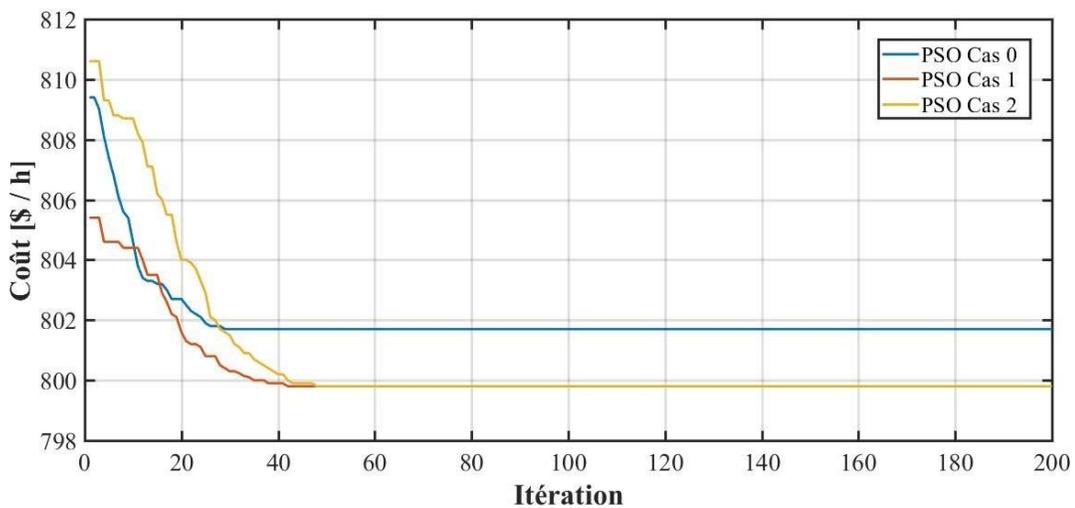


Figure 5.8. Convergence de la méthode PSO sur le réseau IEEE 30-bus

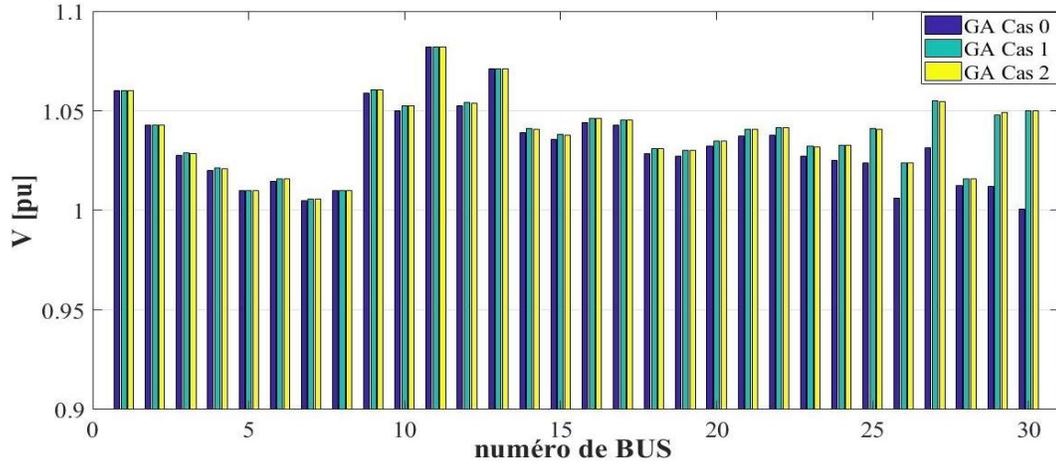


Figure 5.9. Profil de tension obtenu par GA du réseau IEEE 30-bus

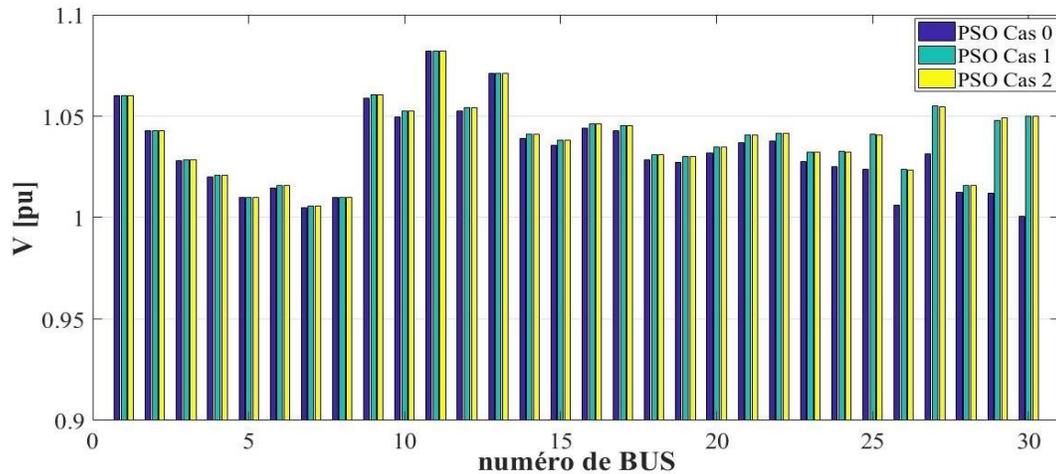


Fig.5.10. Profil de tension obtenu par PSO du réseau IEEE 30-bus

La fonction objective est minimisée dans les cas 1 et 2 où UPFC est installé par rapport au cas 0 et ceci est montré dans les Fig.5.7 et 5.8 et validé par les deux méthodes où UPFC est capable de fixer la tension au bus 30 à 1.05 [pu] Fig.5.9 et 5.10.

Il existe également une diminution des pertes de puissance dans les cas 1 et 2 où UPFC est installé par rapport au cas 0, qui est due aux avantages de ce contrôleur en améliorant le flux de puissance et le profil de tension donc provoque une légère diminution des pertes. Comme le montre le Tab.5.1. La diminution des pertes de puissance est directement proportionnelle à la réduction de la puissance générée et donc réduisant ainsi le coût total du carburant. La comparaison entre les deux méthodes GA et PSO montre une préférence de PSO dans les cas 0 et 1.

Les cycles de convergence vers les solutions optimales basées sur GA et PSO pour le réseau IEEE 30-bus ont également été étudiés. Les résultats donnés dans les Fig.5.7 et 5.8. Ils montrent que PSO converge en 31 itérations dans le cas 0, 48 itérations dans le cas 1 et 56 itérations dans le

cas 2, alors que GA converge dans 199, 159 et 197 itérations dans les cas 0, 1 et 2 respectivement pour obtenir la meilleure solution.

Finalement, Les approches proposées GA et PSO ont été testées sur un réseau de test IEEE 30-bus. En utilisant le contrôleur UPFC, la valeur d'amplitude de la tension de bus 30 a été fixée à 1.05 pu. Les performances réalisées ont été évaluées en les comparant à celles d'autres méthodes d'optimisation. GA et PSO peuvent être utilisés efficacement pour résoudre les problèmes non linéaires difficiles liés aux réseaux électriques en raison de sa supériorité et convergence rapide dans un court temps d'exécution, noté que PSO a fourni les meilleurs résultats dans un quart d'itération par rapport à GA.

4. Optimisation multi-objectif par NSGA-III et MOPSO

Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-the Third Version (NSGA-III) [14] , *Multi-objective particle swarm optimization* (MOPSO) [15] et *Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2* (SPEA2) [88] sont utilisés pour résoudre le problème OPF multi-objectif avec UPFC. Le coût total de production, l'émission et la perte active dans un réseau électrique avec UPFC qui contrôle la tension du bus de charge et le transit de puissance dans la ligne de transport sont minimisés et validés de manière optimale avec l'utilisation des algorithmes méta-heuristiques proposés.

Historiquement, L'algorithme NSGA-III est une extension de NSGA-I et II qui est basé sur GA. Il a été proposé récemment. Les performances de la NSGA-III ont été testées et vérifiées sur le réseau IEEE 30-bus [13] en les comparant à plusieurs autres méthodes. De plus, NSGA-III sont utilisés non seulement pour optimiser les objectifs contradictoires tels que le coût total de la production, les émissions et les pertes de puissance active, mais aussi d'améliorer le profil de tension. Nos résultats montrent que NSGA-III peut être utilisé avec succès pour résoudre les problèmes d'optimisation en présence du dispositif UPFC.

Trois fonctions objectives coût, émission et pertes active ont été étudiées à l'aide d'un réseau IEEE 30-bus prenant en compte toutes les contraintes imposées. Les capacités minimales et maximales des générateurs, les coefficients d'émission, les paramètres des méthodes NSGA-III, MOPSO et SPEA II utilisées sont présentés en [53].

Cas 1 : Optimisation simple-objective de coût du carburant (a), des émissions (b) et de la perte de puissance (c) par NSGA-III. Le Tab.5.2 présente la meilleure solution pour chaque fonction objective, les deux autres fonctions ont été surveillées et placées dans le même tableau

avec le contrôle des tensions et les angles, ainsi que le contrôle de la puissance active et réactive généré par les 6 générateurs installés. Comme indiqué dans ce tableau, il est clair que la réduction d'un objectif entraîne une augmentation d'un autre objectif ou les deux.

Cas 2 : Optimisation simple-objective de coût du carburant (a), des émissions (b) et de la perte de puissance (c) avec UPFC installée sur la ligne de transport 27-30 avec $V_{30}^{SP} = 1.01$ et $P_{27-30}^{SP} = 7.5$ MW avec NSGA-III. Suivi de deux diagrammes sur les Fig.5.11 et 5.12 illustrant les tensions nodales et les angles, ceci pour les deux cas 1 et 2. Une légère amélioration du coût du carburant est indiquée dans le Tab.5.2. Il existe également une diminution de la perte de puissance, qui est due aux avantages d'UPFC en améliorant le flux de puissance et donc à une légère diminution des pertes. Comme le montre la Fig.5.11, la capacité d'UPFC à régler la tension du bus 30 est l'un de ses principaux avantages. La Fig.5.12 montre également une amélioration des angles de tension non seulement dans le bus 30, mais également des bus voisins. Cela est dû à la dynamique de la production de puissance réactive par UPFC.

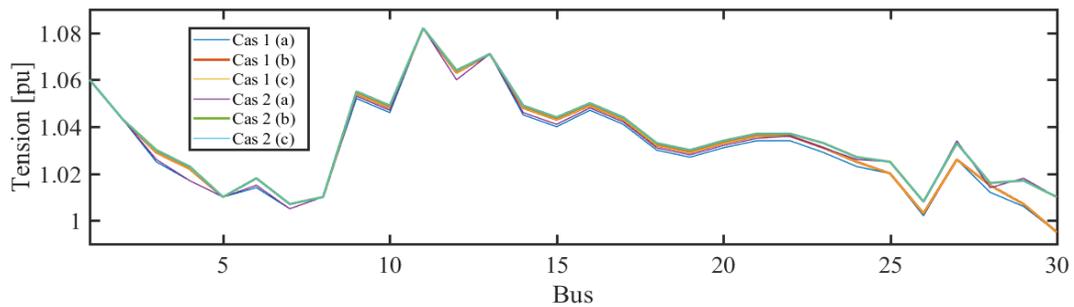


Fig.5.11. Profil de tension obtenu par NSGA-III dans les cas 1 et 2

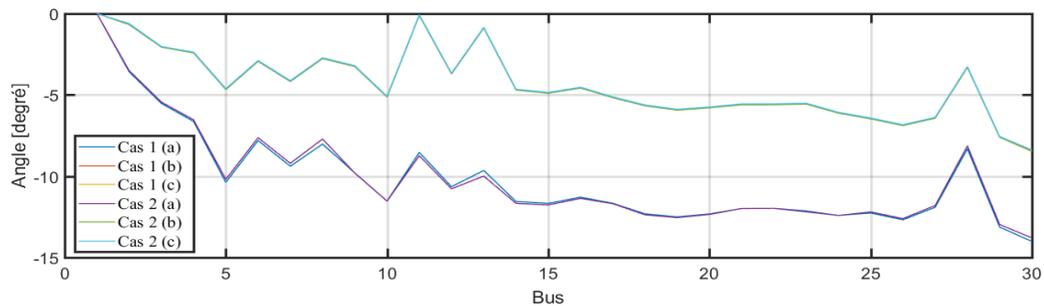


Fig.5.12. Angle de transport obtenu par NSGA-III dans les cas 1 et 2

	Cas 1 : Sans UPFC			Cas 2 : Avec UPFC		
	Coût	Emission	Pertes	Coût	Emission	Pertes
V ₁	1,060	1.060	1.060	1.060	1.060	1.060
V ₂	1,043	1.043	1.043	1.043	1.043	1.043
V ₅	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010
V ₈	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010
V ₁₁	1.082	1.082	1.082	1.082	1.082	1.082
V ₁₃	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071
θ ₁	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
θ ₂	-3,579	-0,623	-0.620	-3.505	-0.682	-0.614
θ ₅	-10,381	-4,630	-4.627	-10.195	-4.679	-4.618
θ ₈	-8,026	-2,730	-2.728	-7.714	-2.770	-2.717
θ ₁₁	-8,541	-0,092	-0.090	-8.746	-0.124	-0.072
θ ₁₃	-9,652	-0,874	-0.872	-9.998	-0.896	-0.846
P _{G1}	176.905	52.020	51.897	173.768	54.091	51.650
P _{G2}	49.475	79.878	80.000	49.456	77.576	80.000
P _{G5}	20.141	50.000	50.000	21.187	50.000	50.000
P _{G8}	20.228	35.000	35.000	26.658	35.000	35.000
P _{G11}	12.031	30.000	30.000	10.203	30.000	30.000
P _{G13}	14.096	40.000	40.000	11.054	40.000	40.000
Q _{G1}	-1.647	28.770	28.808	-0.882	28.013	28.758
Q _{G2}	29.254	4.019	3.979	28.777	4.433	3.625
Q _{G5}	26.584	14.484	14.484	26.148	14.323	14.320
Q _{G8}	16.757	3.996	3.996	14.296	2.742	2.751
Q _{G11}	15.196	15.281	15.281	14.960	15.030	2.751
Q _{G13}	8.266	6.873	6.873	8.243	6.555	6.558
Coût [\$/h]	802.182	968.302	968.562	801.328	962.895	967.972
Emission [ton/h]	0.336	0.197	0.197	0.331	0.197	0.197
Pertes [MW]	9.476	3.498	3.497	9.126	3.467	3.450

Tab.5.2. Résultats obtenus dans les cas 1 et 2

Cas 3 : Les résultats d'optimisation à deux objectifs sans UPFC de coût et émission en tant que deux objectifs principaux sont représentés à la Fig.5.13.a, coût et pertes en tant que deux objectifs principaux sont représentés à la Fig.5.13.b, émission et pertes sont dessinées sur la Fig.5.13.c. Notez que dans les trois figures, l'algorithme fournissait des solutions bien distribuées sur tout le FP. Il n'est pas possible d'améliorer un objectif sans dégrader les autres. Les objectifs sont donc contradictoires. Sur la Fig.5.13.a, la solution maximale horizontalement (912.748, 0,201) contredit verticalement à la solution maximale (802.509, 0,325). La même chose à la Fig.5.13.b, la solution (963.291, 3,517) va à l'encontre de la solution (803.167, 9,021). Pour les deux solutions de Fig.5.13.c, (0,197, 3,497) et (0,197, 3,537), il existe une contradiction. L'algorithme propose

également des solutions appartenant à la zone optimale de Pareto. Ces solutions sont les meilleures en tenant compte des deux objectifs, elles sont plus proches des points idéaux (800, 0,2), (800,3) et (0,197, 3,490) des trois points de repère, respectivement. Les résultats présentés numériquement dans le Tab.5.3. Les résultats ont été comparés à la méthode MOPSO avec les paramètres présentés en [53]. Les résultats étaient très proches, mais la méthode MOPSO n'a pas permis de déterminer le FP avec les paramètres fournis dans le troisième cas d'optimisation émission et pertes et le front obtenu est présentée à la Fig.5.13.f.

Cas 4 : Nous appliquons le même cas précédent, mais en présence d'UPFC. Malgré la complexité croissante du réseau et l'opposition d'objectifs et de modifications de la matrice jacobienne en présence d'UPFC. Cependant, l'algorithme était capable de fournir des solutions bien distribuées sur le FP montées dans la Fig.5.14. Les résultats montrent clairement, en comparant les Tab.5.3 et 5.4, qu'en présence d'UPFC tous les objectifs sont minimisés.

Cas 5 : L'optimisation est effectuée ici en tenant compte les trois objectifs en même temps, sans et avec UPFC, dans les Fig.5.15.a et b respectivement. Dans de nombreux articles de recherche, les objectifs sont combinés, regroupés ou soustractifs en les multipliant par des coefficients spéciaux limités entre 0 et 1 en fonction de l'importance de l'objectif à améliorer, cette méthode ne reflète pas l'optimisation réelle. L'algorithme propose ici des solutions représentant le FP. L'optimisation multi-objective avec l'installation d'UPFC avec les mêmes paramètres donne de meilleures solutions plus près du point idéal (800, 0,200, 3), comme indiqué dans le Tab.5.5.

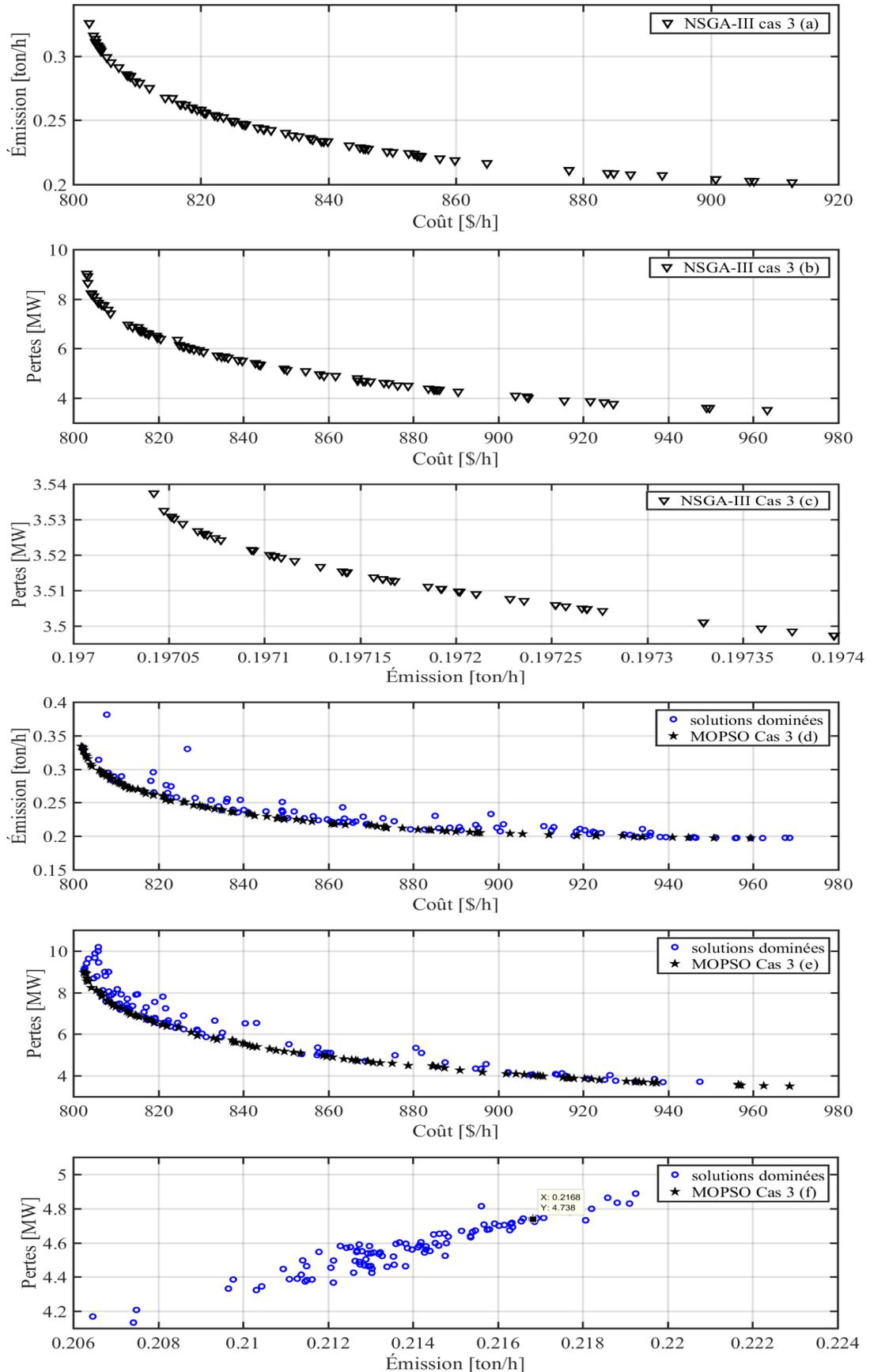


Fig.5.13. Optimisation Multi-Objective sans UPFC par NSGA-III et MOPSO dans le cas 3

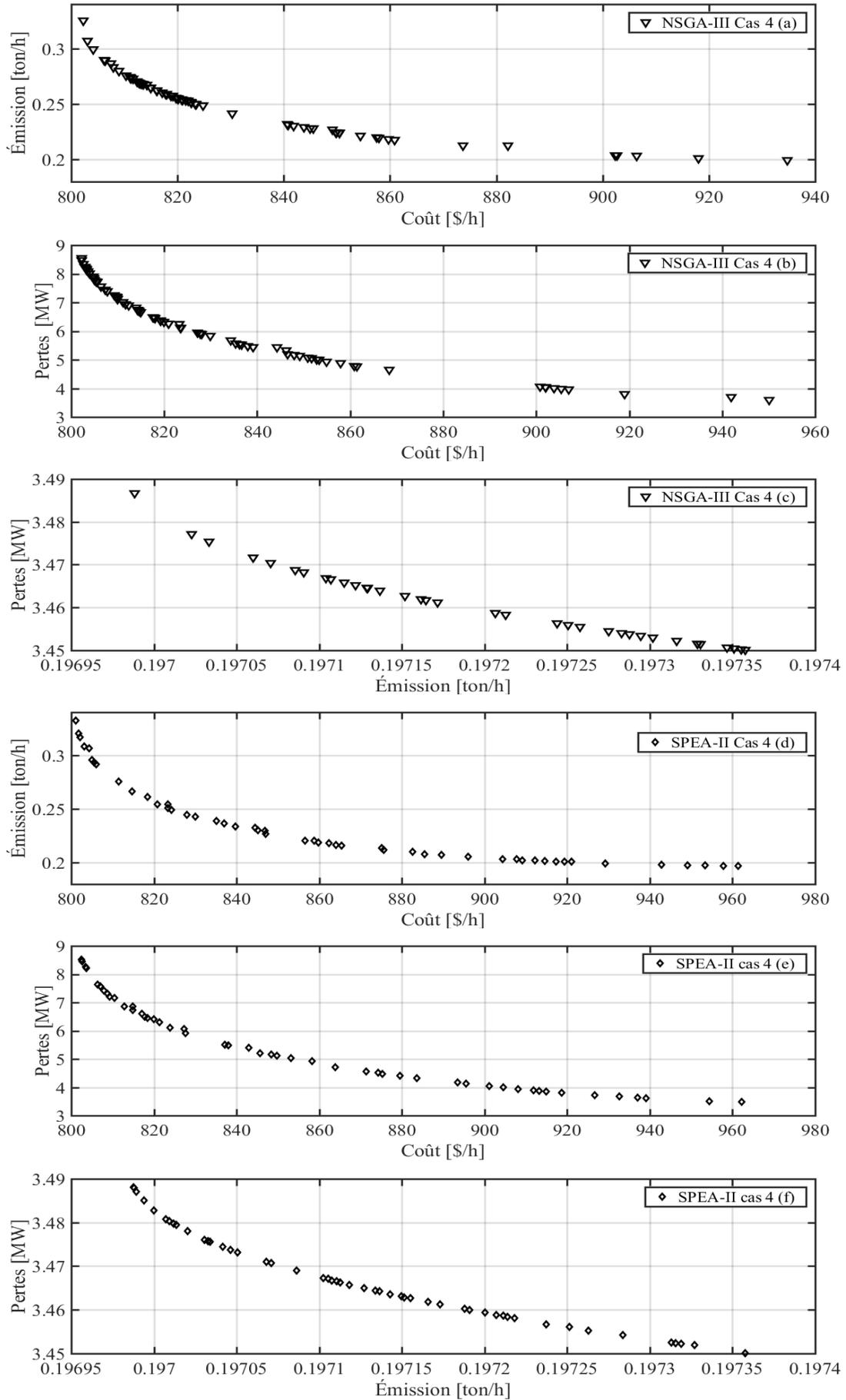


Fig.5.14. Optimisation Multi-Objective avec UPFC par NSGA-III et SPEA-II dans le cas 4

	NSGA-III						MOPSO					
	Cas 3 (a)		Cas 3 (b)		Cas 3 (c)		Cas 3 (d)		Cas 3 (e)		Cas 3 (f)	
	Coût	Emission	Coût	Pertes	Emission	Pertes	Coût	Emission	Coût	Pertes	Emission	Pertes
Min	802.509	0.201	803.167	3.517	0.197	3.497	802.301	0.197	802.553	3.691	0.206	4.132
Max	912.748	0.325	963.291	9.021	0.197	3.537	968.562	0.381	947.434	10.181	0.223	5.010
Range	110.238	0.124	160.124	5.504	0.00035577	0.040	166.261	0.184	144.881	6.49	0.016651	0.877
Std	30.7734	0.033	41.596	1.450	0.00012963	0.012	48.006	0.034418	41.787	1.771	0.002613	0.153
Mean	836.520	0.250	849.581	5.753	0.197	3.512	878.083	0.231	841.547	6.563	0.21402	4.573

Tab.5.3. Résultats obtenus au cas 3 par NSGA-III et MOPSO sans UPFC

	NSGA-III						SPEA-II					
	Cas 4 (a)		Cas 4 (b)		Cas 4 (a)		Cas 4 (b)		Cas 4 (a)		Cas 4 (b)	
	Coût	Emission	Coût	Pertes	Emission	Pertes	Coût	Emission	Coût	Pertes	Emission	Pertes
Min	802.275	0.199	802.237	3.596	0.196	3.450	801.135	0.197	802.497	3.474	0.196	3.450
Max	934.764	0.325	950.104	8.548	0.197	3.486	961.429	0.332	962.289	8.509	0.197	3.488
Range	132.489	0.125	147.866	4.951	0.00036939	0.036588	160.293	0.135	159.791	5.034	0.00037004	0.038021
Std	32.666	0.028	34.532	1.346	0.00010413	0.00757	48.569	0.038	47.791	1.53	0.00010423	0.01044
Mean	836.454	0.247	834.247	6.195	0.197	3.454	863.801	0.235	858.271	5.493	0.197	3.467

Tab.5.4. Résultats obtenus dans le cas 4 par NSGA-III et SPEA-II avec UPFC

	Cas 5 (a)			Cas 5 (b)		
	Coût	Emission	Pertes	Coût	Emission	Pertes
Min	803.102	0.200	3.710	802.490	0.198	3.628
Max	936.742	0.319	8.621	942.480	0.311	8.436
Range	133.64	0.119	4.910	139.989	0.113	4.807
Std	36.924	0.0316	1.33	35.169	0.028	1.199
Mean	851.088	0.246	5.912	840.350	0.239	5.628

Tab.5.5. Résultats obtenus par NSGA-III sans et avec UPFC dans le cas 5

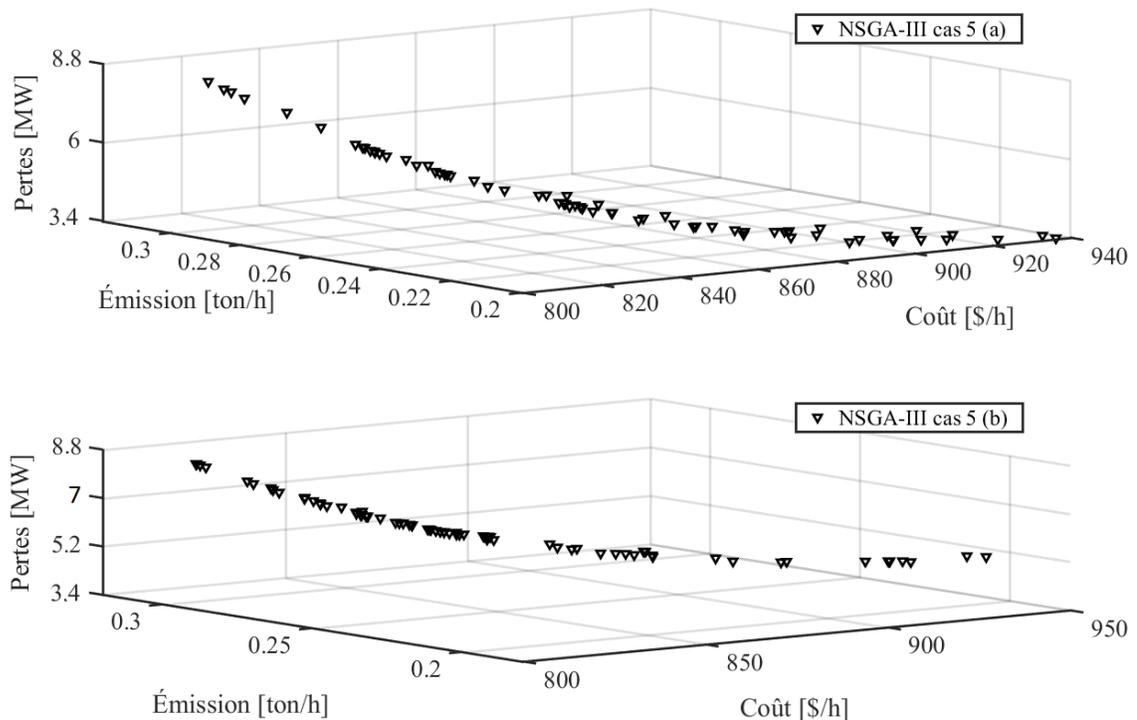


Fig.5.15. Optimisation multi-objective par NSGA-III sans et avec UPFC dans le cas 5

Le problème d'optimisation a été résolu en tant que problème d'optimisation à multi-contraintes, dans lequel le coût du carburant, les émissions et les pertes de puissance sont minimisés. Les solutions bien distribuées sur le FP en raison des points et lignes de référence [14]. L'algorithme NSGA-III multi-objectif avec un dispositif FACTS le plus compliqué a été mis en œuvre avec succès en testant sur le réseau IEEE 30-bus pour résoudre le problème simple, double et multi-objective. UPFC contrôle le flux de puissance en temps réel dans les lignes en ajustant les paramètres de la ligne, y compris la tension du nœud, l'angle et l'impédance de la ligne. Il contribue également à la réduction des trois objectifs comme en témoignent les résultats de cette partie. Comparés aux résultats obtenus fréquemment par MOPSO et SPEA-II, les résultats montrent que NSGA-III peut être très compétitive dans certains cas. Par conséquent, il est raisonnable de supposer que l'algorithme NSGA-III est une méthode efficace pour résoudre les problèmes d'optimisation multi-objectifs, y compris les dispositifs FACTS.

5. Optimisation par SSA

Les performances de SSA ont été testées et vérifiées avec une optimisation à objectif unique sur le réseau IEEE 30-bus [13] avec un UPFC. L'algorithme a montré de bons résultats et une grande capacité de résoudre les problèmes non linéaires liés aux réseaux électriques.

Cas 1 : Pour démontrer les capacités, les performances et les avantages de SSA, nous avons appliqué l'algorithme pour résoudre le problème OPF simple objective, qui consiste à réduire les coûts de carburant dans le réseau IEEE-30. Les résultats obtenus ont été comparés à ceux d'autres algorithmes publiés dans plusieurs articles scientifiques récentes, ils sont : *Evolutionary Programming* (EP) [89], *Tabu Search* (TP) [90], *Improved Evolutionary Programming* (IEP) [91], *Stochastic search algorithms* (SGA) [92], *modified shuffle frog leaping algorithm* (MSFLA) [93]. Nous avons résolu le problème par l'insertion d'UPFC dans la ligne de transport 27-30 avec $V_{30}^{sp} = 1.05$ [pu] et $P_{27-30}^{sp} = 9$ [MW], la capacité d'UPFC est égale à ± 10 [MVAR]. Les résultats obtenus ont été comparés aux résultats d'autres méthodes bien connues utilisant nos codes, à savoir PSO [94], GA [75] intégré à MATLAB R2017a. Tous les résultats de ce cas sont regroupés dans le Tab.5.6. Rappelons ici que les valeurs des batteries de compensation sont 19 et 4 [MVAR] installés aux bus 10 et 24 respectivement, elles sont constantes et ne changent pas dans tous les tests de cette partie. Nous avons pris les meilleurs résultats en cinq tentatives pour chaque méthode, le nombre maximal d'itérations est 200 pour le SSA comme pour toutes les autres méthodes.

Cas 2 : L'optimisation a pour objectif de réduire les pertes de puissance actives dans le réseau IEEE 30-bus en tenant compte de toutes les contraintes imposées. Nous avons de nouveau essayé d'améliorer la fonction de perte en installant UPFC dans la même position que dans le cas précédent. Les tensions de bus bilan et PQ, les rapports de transformateur, la tension série et shunt des deux côtés d'UPFC sont sélectionnés comme variables de contrôle. Nous avons comparé les résultats avec les résultats d'autres méthodes récentes comme suit : *Gaussian Bare-bones multi-objective Imperialist Competitive Algorithm* (GBICA) [95]. *Modified version of GBICA* (MGBICA) [95]. *Jumping Gene Genetic Algorithm* (JGGA) [95]. *hybrid modified imperialist competitive algorithm* (MICA) et *invasive weed optimization* (IWO) [96], *real coded genetic algorithms* (RGA) [97], *Covariance Matrix Adaption - Evolution Strategy* (CMA-ES) [97], les résultat du PSO d'article [98] Nous avons rassemblé les résultats et les avons présentés au Tab.5.7.

Dans le Tab.5.6., tous les algorithmes apportaient des solutions. Cependant, MSFLA (11,95 MW) et GA (7 2264 MW) ne respectaient pas les limites imposées à la puissance minimale générée par G_{13} . Nous les surmontons en essayant à plusieurs fois jusqu'aux résultats souhaités ou en modifiant les paramètres aléatoires. C'est un problème courant lors de l'application d'algorithmes méta-heuristiques. Nous rejetons donc ces solutions. L'algorithme proposé SSA fournit des solutions qui respectent toutes les contraintes et constituent la meilleure solution pour le reste des algorithmes du Tab.5.6 en cinq tentatives avec et sans UPFC. Ce dernier n'aide pas à augmenter le flux de puissance dans la ligne de transport, surveiller et améliorer la tension du bus, mais aussi réduire les coûts de carburant en réduisant les pertes de puissance et en compensant la puissance réactive, Comme nous l'avons vu dans les parties précédentes. SSA a également fourni la meilleure solution (801.8422 \$ / h) sans UPFC et (801.3379 \$ / h) donné par PSO appartenant à la même famille SI. D'autres solutions d'algorithmes sont acceptables, mais pas les meilleures.

Commentant les résultats du Tab.5.7, GBICA et PSO ont présenté des résultats avec des pertes de puissance plus importantes que les résultats d'autres algorithmes. Compte tenu de la puissance des batteries de compensation installées sur les bus 10 et 24, on constate une différence significative entre elles. JGGA donne 0 et 1,7 MVAR et PSO donne respectivement 3 et 1 MVAR, même observation pour JGGA : 26 et 14 MVAR, la dernière prévoit une augmentation de la compensation réactive et l'autre l'inverse. Dans les réseaux électriques, il existe un intervalle idéal pour les valeurs de puissance réactive générées par ces batteries. Sinon, le réseau souffre d'un manque de compensation réactive ou d'une surcompensation excessive, ce qui affecte de nombreuses pertes en général, en particulier les pertes réactives. Généralement, les algorithmes ne comprennent pas encore cela. Lors de notre cas, nous n'avons pas saisi les valeurs de puissance produites par les batteries de compensation dans la matrice de variables de contrôle, nous lui avons laissé les valeurs constantes 19 et 4 MVAR.

	Sans UPFC						avec UPFC		
	SSA	EP [89]	TS [90]	IEP [91]	SGA [92]	MSFLA [93]	SSA	PSO [94]	GA [75]
G ₁	176,7177	173.85	176.04	176.24	179.37	179.19	176,7018	176,6321	175,9847
G ₂	48,8311	50	48.76	49.01	44.24	48.98	48,7958	48,8633	50,3045
G ₅	21,4932	21.39	21.56	21.5	24.61	20.45	21,4944	21,4664	21,6849
G ₈	21,6404	22.63	22.05	21.81	19.9	20.92	21,5839	21,6076	25,5522
G ₁₁	12,0920	12.93	12.44	12.34	10.71	11.58	12,0555	12,0610	11,8196
G ₁₃	12	12	12	12.01	14.09	11.95	12	12	7,2264
Coût	801.8422	802.62	802.29	802.47	803.7	802.287	801.3379	801.3380	801,9026

Tab.5.6. Résultats obtenus dans le cas 1

	Sans UPFC								avec UPFC
	SSA	GBICA [95]	MGBICA [95]	JGGA [95]	MICA-IWO [96]	RGA [97]	CMA-ES [97]	PSO [98]	SSA
V ₁	1,0600	1.0861	1.0789	1.0854	1.07	1.0695	1.07167	1.05	1,0600
V ₂	1.0437	1.0768	1.0670	1.0787	1.06136	1.06138	1.06253	0.9679	1.0436
V ₅	1.0113	1.0541	1.042	1.0636	1.04406	1.04038	1.04026	1.0262	1.0100
V ₈	1.0108	1.0544	1.0417	1.0585	1.04595	1.04056	1.04041	1.0267	1.0111
V ₁₁	1.0833	1.0265	1.0941	1.0298	1.1	1.03695	1.03658	1.1	1.0785
V ₁₃	1.0712	0.9957	1.0597	1.0873	1.1	1.06025	1.06026	1.1	1.0433
V ₃₀	0.9977	-	-	-	-	-	-	-	1.0500
V _{se}	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1942
V _{sh}	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0491
T ₆₋₉	0.9786	1.02	1.01	0.98	1.0	0.99	1.0	0.97	0.9666
T ₆₋₁₀	0.9692	1.09	1.05	1.04	0.91	0.98	0.92	1.1	0.9770
T ₄₋₁₂	0.9329	1.07	0.98	1.04	1.0	0.98	0.98	1.06	0.9421
T ₂₈₋₂₇	0.9699	1.05	0.96	1.06	0.95	0.99	0.99	0.92	0.9201
Q _{c10}	19	0	17	26	6	18	19	3	19
Q _{c24}	4	1.7	8	14	5	6	1	1	4
Pertes [MW]	3.5419	5.044	4.937	4.9789	4.9178	4.951	4.945	5.116	3.4973

Tab.5.7. Résultats obtenus dans le cas 2

Comparaison entre les deux cas du Tab.5.7, il y a une légère amélioration avec UPFC des pertes de puissance actives puisque la première valeur sans UPFC est optimisée. Généralement. L'algorithme SSA a réussi dans ce cas et a fourni des résultats très excellents et très proches à la solution optimale de ce problème.

6. Optimisation multi-objective par MSSA

L'algorithme MSSA était également associée avec MATPOWER 6 [16] et était appliquée à de nombreux réseaux. Les résultats ont été comparés à plusieurs autres méthodes. L'optimisation multi-objective MSSA a été réalisée en tenant compte des deux objectifs. Le principe non-dominant a été utilisé pour former FP. Il a été suggéré de comparer avec plusieurs algorithmes qui sont les suivants : NSGA-III [14], NSGA-II [99], MOPSO [15], PESA-II [100] et *Multi-Objective Evolutionary Algorithm based on Decomposition* (MOEA / D) [101]. Nous comparons également les résultats de l'algorithme proposé avec les approches déterministes représentées ici par MATPOWER 6, qui basé sur une programmation avancée pour résoudre les problèmes d'OPF à grande échelle par les approches AC et DC [16]. Grâce à l'utilisation de ceux-ci, nous pouvons choisir parmi de nombreux algorithmes déterministes pour trouver la meilleure solution optimale à notre problème. Nous avons choisi le meilleur offert par ses méthodes et sélectionné la meilleure solution pour notre algorithme proposé dans cinq essais.

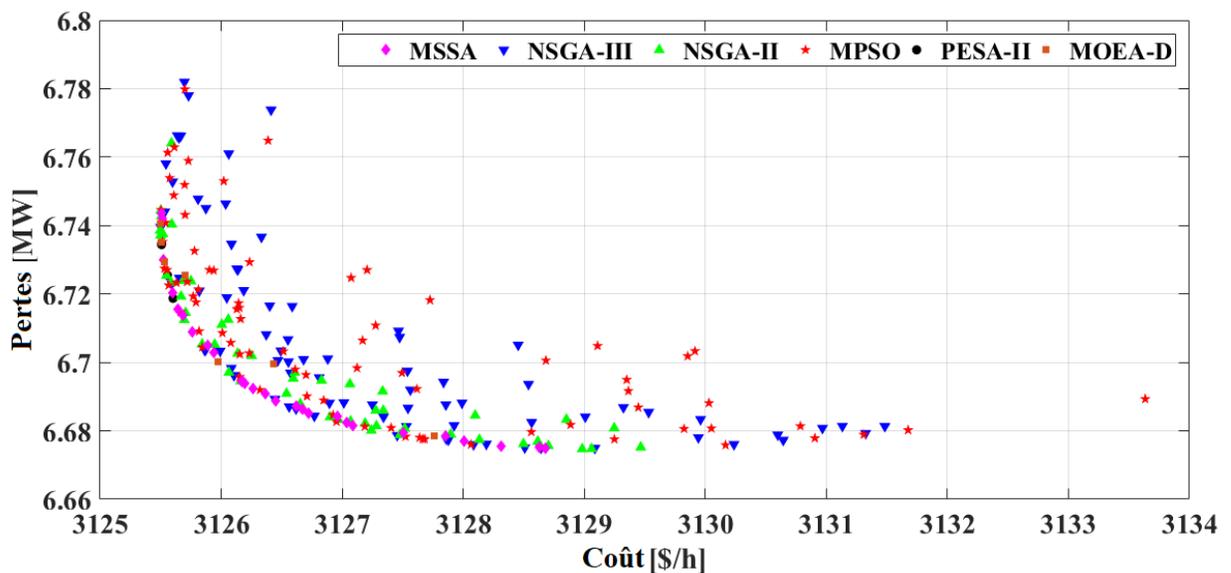


Fig.5.16. Front de pareto obtenu par MSSA (case6ww)

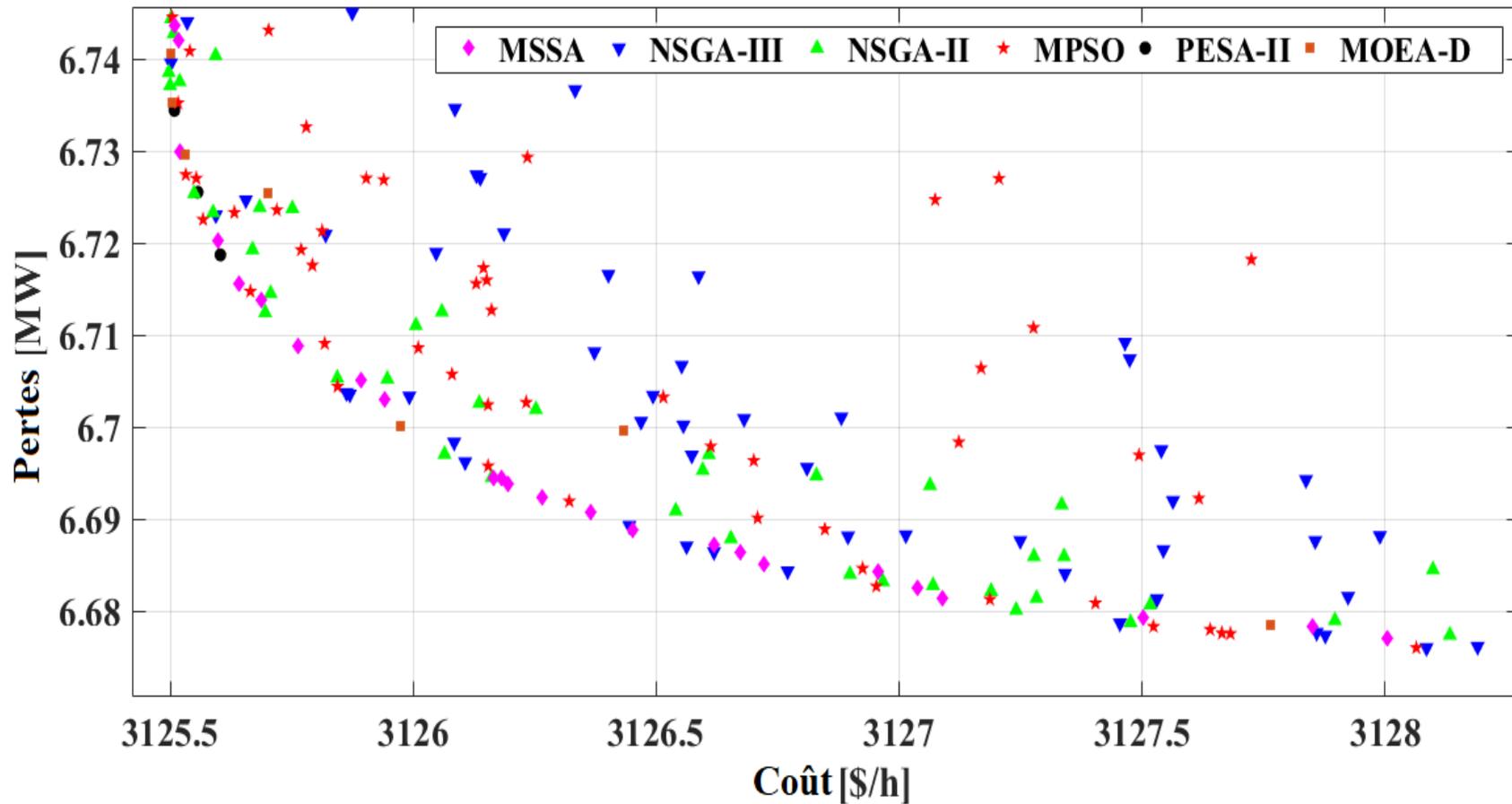


Fig.5.17. Zoom avant de FP obtenu par MSSA (case6ww)

		MSSA [8]	NSGA-III [14]	NSGA-II [99]	MOPSO [15]	PESA-II [100]	MOEA/D [101]	MATPOWER 6 [16]
Case6ww	Coût							
	min	3125.4965	3125.5001	3125.5081	3125.5038	3125.5082	3125.5000	3143,9746
	max	3125.6027	3131.4835	3129.4667	3133.6342	3128.683	3127.7642	-
	range	0.1062	5.9834	3.9586	8.1304	3.1748	2.2642	-
	Std	0.0291	1.5901	1.1881	1.8057	0.9798	0.4629	-
	mean	3125.5292	3127.301	3126.8452	3127.26	3126.6215	3125.7091	-
	Pertes							
	min	6.7187	6.6750	6.6747	6.6754	6.675	6.6785	6.9080
	max	6.7347	6.7820	6.7641	6.7798	6.7436	6.7406	-
	range	0.0159	0.1070	0.0894	0.1044	0.0685	0.0621	-
	Std	0.0052	0.0291	0.0231	0.0260	0.0198	0.0157	-
mean	6.7207	6.7062	6.7002	6.7087	6.6964	6.7266	-	
Case9	Coût							
	min	5314.9369	5315.0809	5315.4282	5322.4532	5315.8436	5314.9652	5296.6865
	max	5422.7597	5460.4741	5451.5166	5414.539	5384.7415	5398.2821	-
	range	107.8228	145.3932	136.0884	92.0858	68.8979	83.3169	-
	Std	34.8744	44.973	37.9484	28.2811	36.5399	23.5861	-
	mean	5378.4973	5380.0666	5401.5976	5397.0439	5354.4219	5376.9693	-
	Pertes							
	min	2.8618	2.8619	2.8632	2.8699	2.8634	3.5837	3.3070
	max	4.2166	4.0218	3.9946	4.8511	4.0562	4.0016	-
	range	1.3548	1.1599	1.1314	1.9812	1.1928	0.4179	-
	Std	0.3966	0.3456	0.3348	0.5832	0.3146	0.1340	-
mean	3.2809	3.2537	3.2469	4.2786	3.2672	3.8972	-	
Case14	Coût							
	min	8083.1917	8090.4939	8093.3901	8088.7623	8094.1081	8081.0256	8081,5251
	max	8262.8281	8283.3025	8229.5277	8227.3641	8299.7020	8246.1973	-
	range	179.6364	192.8086	136.1376	138.6018	205.5939	165.1717	-
	Std	50.471	53.1086	40.8988	43.9762	43.5699	44.7672	-
	mean	8218.6602	8143.6637	8182.4776	8145.9538	8211.593	8132.7163	-

	Pertes							
	min	9.8292	9.8003	9.8027	9.0815	9.9406	9.2690	9.2870
	max	10.8443	10.6195	10.952	11.4926	11.9856	10.0141	-
	range	1.0151	0.8192	1.1493	2.4111	2.0450	0.7451	-
	Std	0.2903	0.2363	0.3538	0.6607	0.5647	0.2256	-
	mean	9.9993	10.3606	10.4219	10.1870	11.1006	9.9181	-
Case33bw	Coût							
	min	74.3100	74.3100	74.3100	74.3100	74.3100	74.3100	78,3535
	max	74.3100	74.3100	74.3100	74.3100	74.3100	74.3100	-
	range	2.8422e-12	0	0	0	0	0	-
	Std	2.0097e-12	0	0	0	0	0	-
	mean	74.3100	74.3100	74.3100	74.3100	74.3100	74.3100	-
	Pertes							
	min	0.4997	0.4997	0.4991	0.4997	0.4997	0.4997	0.2030
	max	0.4997	0.4997	0.4991	0.4997	0.4997	0.4997	-
	range	0.0860	0	0	0	0	0	-
	std	0.0608	3.27e-19	3.25e-19	0	3.28e-19	3.28e-19	-
mean	0.4997	0.4997	0.4991	0.4997	0.4997	0.4997	-	
	MSSA [8]	MOEA-D [101]	ICBO [102]	SSO [103]	NISSO [103]	MOMICA [104]	MATPOWER 6 [16]	
Case57	Coût							
	min	41691.1285	41704.4174	41697.3324	41734.3373	41665.54037	41738.4352	41737.7861
	max	42992.1017	43986.9173	-	-	-	-	-
	range	1300.9732	2282.4999	-	-	-	-	-
	Std	76.2552	97.7784	-	-	-	-	-
	mean	41984.7537	42367.8083	-	-	-	-	-
	Pertes							
	min	12.5126	13.5330	15.5470	10.614414	9.98433	15.3667	16.5130
	max	19.2144	21.923	-	-	-	-	-
	range	6.7018	8.3900	-	-	-	-	-
	Std	1.7744	2.9656	-	-	-	-	-
mean	17.7885	18.4539	-	-	-	-	-	

Tab.5.8. Résultats d'optimisation pour différents cas à l'aide de MATPOWER 6

Dans la case6ww, MSSA proposait 49 solutions, tandis que NSGA-II et NSGA-III fournissaient respectivement 54 et 80 solutions. MOPSO a fourni 78 solutions. PESA-II et MOEA/D ont présenté respectivement 27 et 49 solutions. Tous ces résultats ont été montrés à l'aide de la fonction de `scatter` [105] intégrée à MATLAB qui constitue le FP sur la Fig.5.16. Dans l'ensemble, les solutions sont bien réparties sur tout le FP. Ces solutions seront éliminées selon le principe de non-domination en augmentant le nombre d'itérations dans ces algorithmes. La grande majorité des solutions d'algorithmes MOEA/D appartiennent à la ligne de front, alors que toutes les solutions de l'algorithme PESA-II appartiennent à la zone optimale de front et qu'il n'y a pas de solution à l'extérieur. Dans l'algorithme proposé, la majorité des solutions étaient confinée à la zone optimale du FP, limitée entre 3125 et 3126 [\$/h] et entre 6,7 et 6,74 [MW]. Par conséquent, c'est la meilleure caractéristique proposée par l'algorithme MSSA.

Au vu des résultats numériques présentés dans le Tab.5.8, à la case6ww, la différence semble trop grande. Où tous les algorithmes ont fourni d'excellents résultats par rapport aux MATPOWER. Il montre également que la valeur minimale et maximale du coût et des pertes est inférieure au résultat inévitable de MATPOWER 3143,9746 [\$/h] et de 6,9080 [MW]. Par conséquent, la valeur moyenne de tous les résultats de l'algorithme est très acceptable. Les taux (std) montrent l'ampleur de la dispersion des solutions sur le FP, en particulier les NSGA-II et III et MOPSO respectivement 1,881, 1,5901 et 1,8057. le std de l'algorithme proposé prend en charge ce que montre la Fig.5.16, car il confirme la mise en commun des solutions dans la zone optimale où il a atteint 0,1062. Les mêmes observations concernent le std de perte. MSSA a montré une supériorité avec les résultats proposés des méthodes où il a atteint 3 125,4965 [\$/h] et 6,7187 [MW] légèrement différent de MOEA/D. Comme nous le concluons ici, les algorithmes modernes ne donnent pas toujours des résultats supérieurs en OPF malgré sa supériorité par rapport aux problèmes rencontrés dans d'autres domaines. Cela est dû à la nature mathématique des fonctions à optimiser.

D'autres cas, MATPOWER a donné les meilleurs résultats dans la case9, avec des résultats de 5296,6865 [\$/h] et de 3,3070 [MW]. Dans le cas où il n'y avait qu'un seul générateur, les algorithmes fournissaient une solution unique, mais l'algorithme proposé fournissait 3 solutions. Les résultats de tous les algorithmes surpassent les résultats de MATPOWER en termes de coût, mais ont fait plus de pertes que lui. Dans le dernier réseau à 57 bus, les résultats des algorithmes

ICBO, SSO, NISSO et MOMICA publiés dans les articles [102], [103] et [104] proviennent d'une optimisation à objectif unique, chacune seule. Habituellement, les meilleurs résultats sont obtenus en ne négligeant pas les autres fonctions. Ce n'est pas une comparaison juste ici mais une vue comparative. Notre algorithme a montré des résultats très encourageants comparant aux restes des résultats.

7. Conclusion

Nous disons que les résultats montrent clairement que le contrôleur UPFC contribue non seulement à améliorer le flux de puissance, le profil de tension, les angles de transport et l'impédance de la ligne, mais a également un effet positif sur la réduction des coûts, des pertes et des émissions. L'accès aux solutions a été fait par l'aide de NRLF qui reste des moyens qui peuvent résoudre les problèmes les plus complexes à grande échelle avec précision. Aussi PSO a surperformé à AG en termes de rapidité et de qualité de la solution fournie, mais NSGA-III a surperformé MOPSO en optimisation multi-objectifs. Cela est dû aux lignes de référence qui distribuent les solutions sur tout le FP. Mais finalement MSSA a surperformé NSGA-III et tous les autres algorithmes méta-heuristiques et déterministes cités dans ce travail.

Nous pouvons dire ici que les algorithmes SI, malgré leur sortie relativement tardive des algorithmes EA, ont fait de grands progrès dans le domaine d'optimisation, comme le montrent nos résultats, où nous avons adaptés SSA et MSSA avec succès au problème d'optimisation dans les réseaux électriques.

Conclusion générale

Le contrôleur UPFC est une version récente des contrôleurs FACTS pour les applications des réseaux électriques où son modèle peut être intégré au programme NRLF de flux de puissance sans augmenter de manière significative sa complexité où cet algorithme reste l'un des algorithmes les plus importants pour résoudre le problème LF.

Le contrôleur UPFC fournit un contrôle complet du transit de puissance active et réactive, la tension, l'angle et l'impédance de la ligne en même temps. Donc il est compétent pour améliorer les performances d'un réseau, cela a été confirmé par les résultats de ce travail. Il est démontré aussi qu'un UPFC a la capacité de réguler le flux de puissance et de minimiser le coût, les pertes et l'émission simultanément.

L'optimisation simple objective n'est plus acceptable pour les réseaux électriques ayant plusieurs objectifs contradictoires. Donc l'opération nécessite des optimisations multi-objectives. Comme nous l'avons vu, la réduction des coûts, la réduction des émissions et la minimisation des pertes sont quelques-uns des objectifs qui peuvent être regroupés pour créer un problème multi-objectif. Comparés aux problèmes simples objectifs, les problèmes multi-objectifs sont plus difficiles à résoudre car il n'existe pas de solution unique. Dans ce type de problème, de nombreuses solutions doivent être organisées pour former le FP à l'aide de principe de domination, cela se fait toujours en respectant les contraintes imposées par le réseau.

Donc la solution préférée et la plus souhaitable dans l'optimisation multi-objectif pour l'opérateur est sélectionnée dans le jeu de Pareto contrairement aux techniques classiques basées sur la collecte de tous les objectifs dans une fonction unique et offre une seule solution. Ici les algorithmes méta-heuristiques ont surperformé car ils sont orientés vers la génération directe du FP en optimisant simultanément tous les objectifs individuels.

Les techniques méta-heuristiques solvant avec succès le problème d'optimisation dans les réseaux électriques. Elles permettent une exploration simultanée de différents points du FP, elles peuvent générer plusieurs solutions en une seule fois. L'optimisation avec eux peut-être réalisée sans information a priori sur l'importance relative des objectifs qui sont choisis dans ce travail (coût, émission et pertes).

Les algorithmes méta-heuristiques ont été regroupés en deux classes EA et SI. L'algorithme SSA proposé a fourni des résultats impressionnants et encourageants. Il a montré la supériorité de la deuxième classe sur le premier malgré leur nouveauté, cela avec les deux côtés SSA et MSSA, sans et avec UPFC. Cette supériorité est due à des coefficients d'exploitation et d'exploration où ils sont différents du reste des algorithmes.

Enfin, la complexité des réseaux électriques modernes nécessite la génération d'un ensemble de solutions acceptables au lieu d'une solution unique permettant à l'opérateur de choisir. Les techniques méta-heuristiques inspirées de la nature permettent la résolution simultanée des différents objectifs et la génération du FP. Aussi les appareils FACTS aident également à se rapprocher vers les solutions idéales.

Travaux perspective

Ces résultats nous encouragent à l'avenir à exploiter cet algorithme, nous chercherons à améliorer et hybrider MSSA avec d'autres algorithmes qui sont également donnés de bons résultats dans ce travail et dans d'autres articles pour résoudre de nombreux problèmes dans les réseaux électriques. Nous tenterons également d'adapter nos algorithmes améliorés ou hybridés pour résoudre les problèmes d'énergie renouvelable fluctuant dans la production d'énergie en raison de leur association avec des facteurs instables de la nature. Tout cela est d'essayer de trouver les meilleures solutions aux problèmes énergétiques mondiaux.

ANNEXE

SCHEMAS ET REFERENCES DES RESEAUX ETUDIES

case6ww : Les données du réseau case6ww sont obtenues à partir des pages 104, 112, 119, 123,124, 549 du livre : Generation, Power. "Operation, and Control by Allen J." Wood, Bruce F. Wollenberg (Contributor) 2nd Bk&Dk edition (January 1996) John Wiley & Sons (1996).

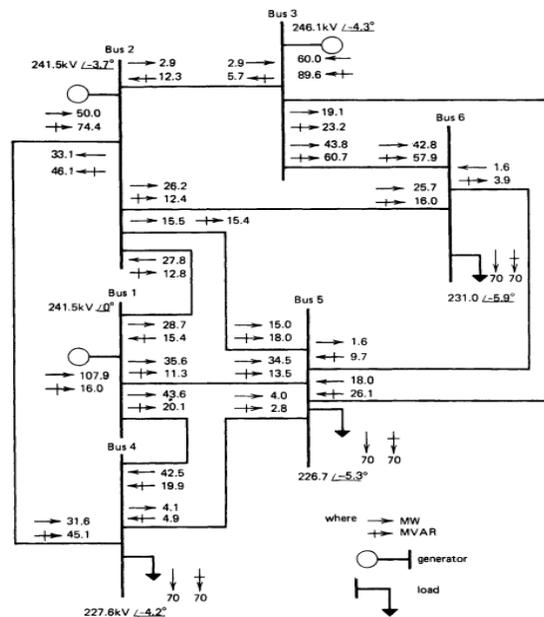


Fig.A.1. Schéma unifilaire du réseau case6ww

Case9 : Les données du réseau case9 sont obtenues à partir de page 70 du livre : Peponides, G., et al. Time-scale modeling of dynamic networks with applications to power systems. Ed. Joe H. Chow. Vol. 46. New York: Springer-Verlag, 1982.

<https://link.springer.com/book/10.1007%2F978-1-4939-9044-3>

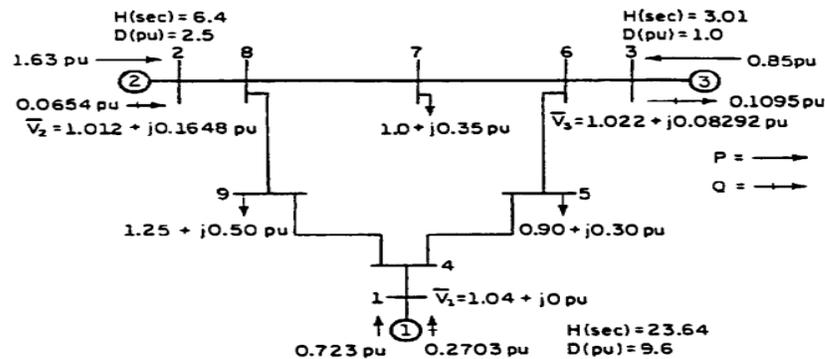


Fig.A.2. Schéma unifilaire du réseau case9

Case14 : Les données du réseau case14 sont obtenues à partir du site web de l'Université de Washington sur le lien : http://labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm

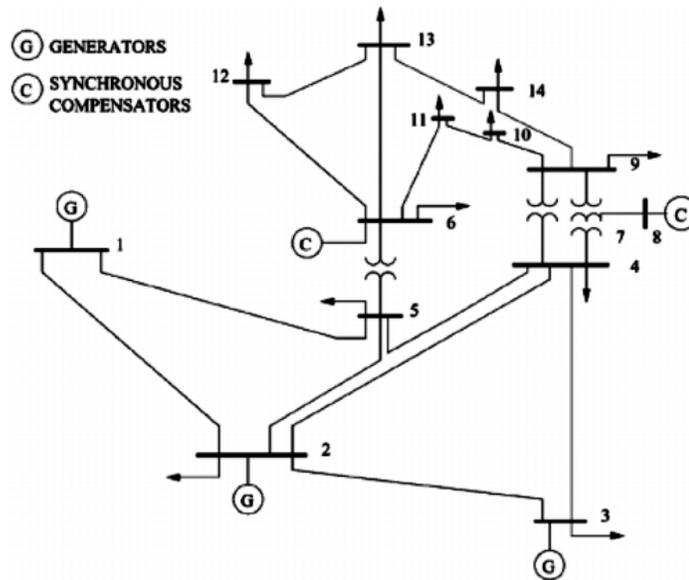


Fig.A.3. Schéma unifilaire du réseau case14

IEEE 30-bus : Les données du réseau IEEE 30-bus sont obtenues à partir du site web de l'Université de Washington sur le lien : http://labs.ece.uw.edu/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm

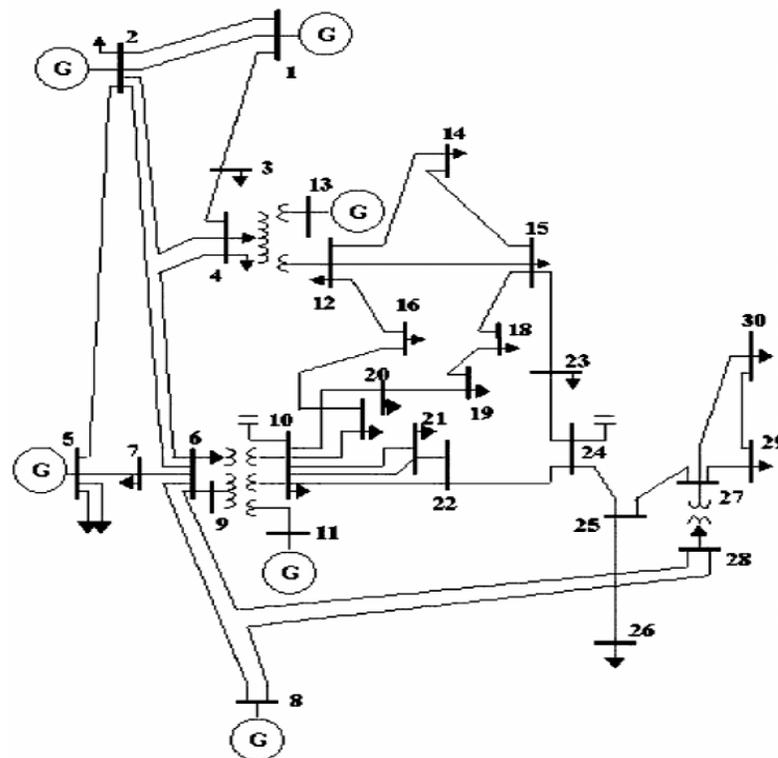


Fig.A.4. Schéma unifilaire du réseau IEEE 30-bus

case33bw : Les données du réseau case33bw sont obtenues à partir d'article : Baran, Mesut E., and Felix F. Wu. "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing." IEEE Transactions on Power delivery 4.2 (1989): 1401-1407. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/25627>

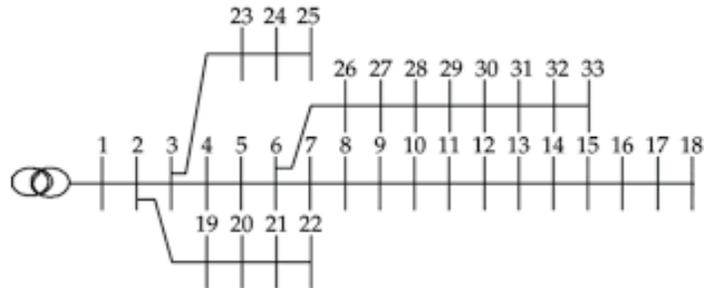


Fig.A.5. Schéma unifilaire du réseau case33bw

case57 : Les données du réseau case57 sont obtenues à partir le site web de l'Université de Washington sur le lien : http://labs.ece.uw.edu/pstca/pf57/pg_tca57bus.htm

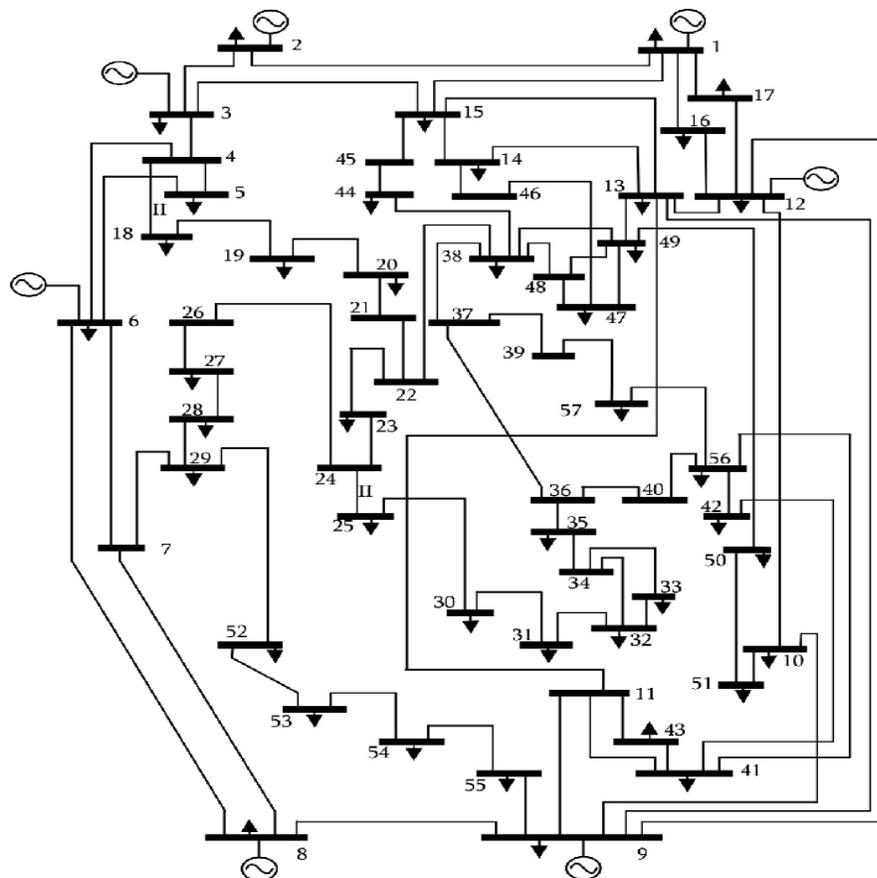


Fig.A.6. Schéma unifilaire du réseau case57

Case89pegase : Les données du réseau européen haut tension case89pegase sont obtenues à partir du site web : https://matpower.org/docs/ref/matpower6.0/case89pegase.html#_top

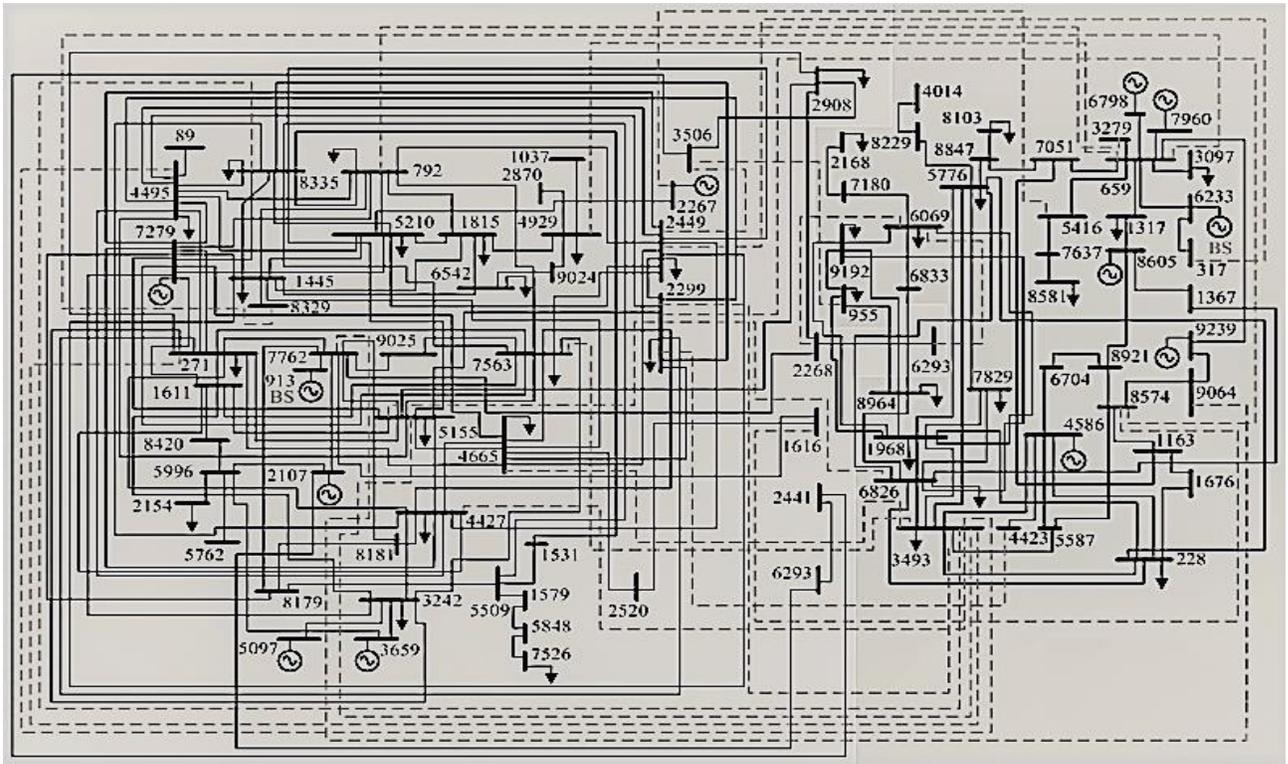


Fig.A.7. Schéma unifilaire du réseau case89pegase

Bibliographie

- [1] D. Saheb-Koussa, M. Belhame, and K. Benferhat, “Contribution à l’étude théorique du comportement d’un système hybride (éolien- photovoltaïque- diesel) de production d’électricité sans interruption,” *Afrique Science: Revue Internationale des Sciences et Technologie*, vol. 5, no. 1, Jan. 2009.
- [2] J. Yin, *Unified power flow controller technology and application*. Academic Press, 2017.
- [3] L. Li, Z. Lu, and A. Qiu, “Optimal Allocation of UPFC Based on a New Load Curtailments Model,” *Automation of Electric Power Systems*, vol. 13, 2010.
- [4] N. G. Hingorani, L. Gyugyi, and M. El-Hawary, *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*, vol. 1. IEEE press New York, 2000.
- [5] C.-M. Huang and Y.-C. Huang, “Hybrid optimisation method for optimal power flow using flexible AC transmission system devices,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 8, no. 12, pp. 2036–2045, 2014.
- [6] Y.-H. Song and A. Johns, *Flexible ac transmission systems (FACTS)*. IET, 1999.
- [7] N. Bizon, H. Shayeghi, and N. M. Tabatabaei, Eds., *Analysis, Control and Optimal Operations in Hybrid Power Systems: Advanced Techniques and Applications for Linear and Nonlinear Systems*. London: Springer-Verlag, 2013.
- [8] S. Mirjalili, A. H. Gandomi, S. Z. Mirjalili, S. Saremi, H. Faris, and S. M. Mirjalili, “Salp Swarm Algorithm: A bio-inspired optimizer for engineering design problems,” *Advances in Engineering Software*, vol. 114, pp. 163–191, 2017.
- [9] W. ZHANG, X. Tiejuan, and C. Hongkun, “Multi-type flexible AC transmission system optimization placement based on nesting multi-objective particle swarm optimization algorithm,” *High Voltage Engineering*, vol. 40, no. 5, pp. 1590–1598, 2014.
- [10] J. H. Holland, “Genetic algorithms,” *Scientific american*, vol. 267, no. 1, pp. 66–73, 1992.
- [11] M. Clerc, *Particle Swarm Optimization*. John Wiley & Sons, 2013.
- [12] Y. Zhang, X. MAO, and Z. Xu, “UPFC MODELS FOR POWER SYSTEM STEADY-STATE AND DYNAMIC ANALYSIS [J],” *Power System Technology*, vol. 7, 2002.
- [13] O. Alsac and B. Stott, “Optimal load flow with steady-state security,” *IEEE transactions on power apparatus and systems*, no. 3, pp. 745–751, 1974.
- [14] K. Deb and H. Jain, “An evolutionary many-objective optimization algorithm using reference-point-based nondominated sorting approach, part I: Solving problems with box constraints,” *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 18, no. 4, pp. 577–601, 2014.
- [15] M. S. Lechuga and G. T. Pulido, *Multi-objective particle swarm optimization (MOPSO)*. .
- [16] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, “MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education,” *IEEE Transactions on power systems*, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, 2011.
- [17] K. R. Padiyar, *FACTS controllers in power transmission and distribution*. New Age International, 2007.
- [18] X.-F. Wang, Y. Song, and M. Irving, *Modern power systems analysis*. Springer Science & Business Media, 2010.
- [19] X. Xiaorong and J. Qirong, “Principle and application flexible AC transmission system [M],” 2006.
- [20] X.-P. Zhang, C. Rehtanz, and B. Pal, *Flexible AC transmission systems: modelling and control*. Springer Science & Business Media, 2012.

- [21] Z. Huang, Y. Ni, C. M. Shen, F. F. Wu, S. Chen, and B. Zhang, "Application of unified power flow controller in interconnected power systems-modeling, interface, control strategy, and case study," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 2, pp. 817–824, 2000.
- [22] M. Pinard, *Convertisseurs et électronique de puissance: Commande, description, mise en oeuvre-Applications avec Labview*. Dunod, 2007.
- [23] E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Perez, and C. Angeles-Camacho, *FACTS: modelling and simulation in power networks*. John Wiley & Sons, 2004.
- [24] S.-J. Yao, X.-Y. Song, and Y. Wang, "Power flow modeling of unified power flow controller based on power system analysis software package(PSASP)," *Journal of North China Electric Power University*, vol. 38, no. 5, pp. 11–16, 2011.
- [25] P. C. Stefanov and A. M. Stankovic, "Modeling of UPFC operation under unbalanced conditions with dynamic phasors," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 2, pp. 395–403, 2002.
- [26] Y. Zhao, X. Yang, and K. Xie, "Parameter sensitivity and optimal allocation of UPFCs in bulk power systems reliability assessment," *Automation of Electric Power Systems*, vol. 36, no. 1, pp. 55–60, 2012.
- [27] S. Dutta, P. K. Roy, and D. Nandi, "Optimal location of UPFC controller in transmission network using hybrid chemical reaction optimization algorithm," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 64, pp. 194–211, 2015.
- [28] E. Ghahremani and I. Kamwa, "Optimal placement of multiple-type FACTS devices to maximize power system loadability using a generic graphical user interface," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 764–778, 2013.
- [29] S. A. Taher and M. K. Amooshahi, "New approach for optimal UPFC placement using hybrid immune algorithm in electric power systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 43, no. 1, pp. 899–909, 2012.
- [30] D. Das, *Electrical power systems*. New Age International, 2007.
- [31] M. L. Crow, *Computational methods for electric power systems*. Crc Press, 2015.
- [32] O. I. Elgerd, "Electric energy systems theory: an introduction," 1982.
- [33] M. L. Crow, *Computational methods for electric power systems*. Crc Press, 2015.
- [34] C. W. Taylor, N. Balu, and D. Maratukulam, *Power system voltage stability (Electric power research institute power system engineering)*. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [35] C. R. Fuerte-Esquivel and E. Acha, "Newton–Raphson algorithm for the reliable solution of large power networks with embedded FACTS devices," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 143, no. 5, pp. 447–454, 1996.
- [36] C. R. Fuerte-Esquivel, E. Acha, and H. Ambriz-Perez, "A comprehensive Newton-Raphson UPFC model for the quadratic power flow solution of practical power networks," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 15, no. 1, pp. 102–109, 2000.
- [37] G. T. Heydt, "Computer analysis methods for power systems," 1986.
- [38] F. Milano, *Power system modelling and scripting*. Springer Science & Business Media, 2010.
- [39] V. M. da Costa, N. Martins, and J. L. R. Pereira, "Developments in the Newton Raphson power flow formulation based on current injections," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 14, no. 4, pp. 1320–1326, 1999.
- [40] L. Powell, *Power System Load Flow Analysis (Professional Engineering)*. McGraw-Hill Professional, 2004.
- [41] L. L. Grigsby, *Power System (The Electric Power Engineering,)*. CRC Press, Boca Raton, 2007.

- [42] J. L. Blackburn, *Symmetrical components for power systems engineering*. CRC Press, 1993.
- [43] C. R. Fuerte-Esquivel and E. Acha, “Unified power flow controller: a critical comparison of Newton–Raphson UPFC algorithms in power flow studies,” *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 144, no. 5, pp. 437–444, 1997.
- [44] S. Bhowmick, *Flexible AC Transmission Systems (FACTS): Newton Power-Flow Modeling of Voltage-Sourced Converter-Based Controllers*. CRC Press, 2016.
- [45] N. M. Santos, V. M. Pires, and R. M. Castro, “A new model to incorporate unified power flow controllers in power flow studies,” in *Proc. IEEE PES Transmission and Distribution Conf. and Exhibition*, 2006, pp. 133–140.
- [46] X.-P. Zhang, “Advanced modeling of the multicontrol functional static synchronous series compensator (SSSC) in Newton power flow,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 4, pp. 1410–1416, 2003.
- [47] H. Ambriz-Perez, E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, and A. De la Torre, “Incorporation of a UPFC model in an optimal power flow using Newton’s method,” *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 145, no. 3, pp. 336–344, 1998.
- [48] J. Bian, D. G. Ramey, R. J. Nelson, and A. Edris, “A study of equipment sizes and constraints for a unified power flow controller,” in *Proceedings of 1996 Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 1996, pp. 332–338.
- [49] K. K. Sen and E. J. Stacey, “UPFC-unified power flow controller: theory, modeling, and applications,” *IEEE transactions on Power Delivery*, vol. 13, no. 4, pp. 1453–1460, 1998.
- [50] J. Zhu, *Optimization of power system operation*, vol. 47. John Wiley & Sons, 2015.
- [51] W. Ongsakul and V. N. Dieu, *Artificial intelligence in power system optimization*. Crc Press, 2016.
- [52] B. F. Hobbs, M. H. Rothkopf, R. P. O’Neill, and H. Chao, *The next generation of electric power unit commitment models*, vol. 36. Springer Science & Business Media, 2006.
- [53] A. Merah and M. Adjabi, “Multi-objective Optimization in Power Systems Including UPFC Controller with NSGA III,” *International Journal of Modeling and Optimization*, vol. 8, no. 6, 2018.
- [54] H. Seifi and M. S. Sepasian, *Electric power system planning: issues, algorithms and solutions*. Springer Science & Business Media, 2011.
- [55] S. A.-H. Soliman and A.-A. H. Mantawy, *Modern optimization techniques with applications in electric power systems*. Springer Science & Business Media, 2011.
- [56] A. Soroudi, *Power system optimization modeling in GAMS*. Springer, 2017.
- [57] J. A. Momoh, *Electric power system applications of optimization*. CRC press, 2008.
- [58] H. Boucekara, A. E. Chaib, and M. A. Abido, “Multiobjective optimal power flow using a fuzzy based grenade explosion method,” *Energy Systems*, vol. 7, no. 4, pp. 699–721, 2016.
- [59] J. Yuryevich and K. P. Wong, “MVA constraint handling method for unified power flow controller in loadflow evaluation,” *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 147, no. 3, pp. 190–194, 2000.
- [60] J. Z. Bebic, P. W. Lehn, and M. R. Iravani, “P-/spl delta/characteristics for the unified power flow controller-analysis inclusive of equipment ratings and line limits,” *IEEE transactions on power delivery*, vol. 18, no. 3, pp. 1066–1072, 2003.
- [61] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power generation, operation, and control*. John Wiley & Sons, 2013.
- [62] S. S. Ahmed, “Solving Multi-objective Optimization Problems in Power Systems Based on Extended Goal Programming Method,” PhD Thesis, University of Calgary, 2013.

- [63] J. O. Deasy, "Multiple local minima in radiotherapy optimization problems with dose-volume constraints," *Medical physics*, vol. 24, no. 7, pp. 1157–1161, 1997.
- [64] D. Cvijović and J. Klinowski, "Taboo search: an approach to the multiple minima problem," *Science*, vol. 267, no. 5198, pp. 664–666, 1995.
- [65] A. I. Selvakumar and K. Thanushkodi, "Optimization using civilized swarm: solution to economic dispatch with multiple minima," *Electric Power Systems Research*, vol. 79, no. 1, pp. 8–16, 2009.
- [66] M. Gaviano, D. E. Kvasov, D. Lera, and Y. D. Sergeyev, "Algorithm 829: Software for generation of classes of test functions with known local and global minima for global optimization," *ACM Transactions on Mathematical Software (TOMS)*, vol. 29, no. 4, pp. 469–480, 2003.
- [67] H. Liu, Z. Hu, and Y. Song, "Lyapunov-based decentralized excitation control for global asymptotic stability and voltage regulation of multi-machine power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2262–2270, 2012.
- [68] I. Genc, R. Diao, V. Vittal, S. Kolluri, and S. Mandal, "Decision tree-based preventive and corrective control applications for dynamic security enhancement in power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 3, pp. 1611–1619, 2010.
- [69] K. Deb, *Optimization for engineering design: Algorithms and examples*. PHI Learning Pvt. Ltd., 2012.
- [70] M. Serpas, G. Hackebeil, C. Laird, and J. Hahn, "Sensor location for nonlinear dynamic systems via observability analysis and MAX-DET optimization," *Computers & Chemical Engineering*, vol. 48, pp. 105–112, 2013.
- [71] E. A. Feinberg and D. Genethliou, *Applied Mathematics for Restructured Electric Power Systems: Optimization, Control, and Computational Intelligence: Load Forecasting*. New York: Springer, 2005.
- [72] K. Y. Lee and M. A. El-Sharkawi, *Modern heuristic optimization techniques: theory and applications to power systems*, vol. 39. John Wiley & Sons, 2008.
- [73] S. Koziel and X.-S. Yang, *Computational optimization, methods and algorithms*, vol. 356. Springer, 2011.
- [74] S. Mirjalili and A. Lewis, "The Whale Optimization Algorithm," *Advances in Engineering Software*, vol. 95, pp. 51–67, May 2016.
- [75] J. H. Holland, "Genetic algorithms," *Scientific american*, vol. 267, no. 1, pp. 66–73, 1992.
- [76] D. Kalyanmoy, *Multi objective optimization using evolutionary algorithms*. John Wiley and Sons, 2001.
- [77] C. Johansson and G. Evertsson, *Optimizing genetic algorithms for time critical problems*. 2003.
- [78] M. C. Bhuvaneswari, *Application of evolutionary algorithms for multi-objective optimization in VLSI and embedded systems*. Springer, 2014.
- [79] H. Seada and K. Deb, "U-NSGA-III: A unified evolutionary algorithm for single, multiple, and many-objective optimization," *COIN report*, vol. 2014022, 2014.
- [80] J. A. Momoh, *Adaptive stochastic optimization techniques with applications*. CRC Press, 2015.
- [81] Y. E. Del Valle, "Optimization of power system performance using facts devices," PhD Thesis, Georgia Institute of Technology, 2009.
- [82] J. Zhang, Z. Wang, and X. Luo, "Parameter Estimation for Soil Water Retention Curve Using the Salp Swarm Algorithm," *Water*, vol. 10, no. 6, p. 815, 2018.

- [83] D. Sakai, H. Kakiuchida, J. Nishikawa, and E. Hirose, "Physical properties of the tunic in the pinkish-brown salp *Pegea confoederata* (Tunicata: Thaliacea)," *Zoological letters*, vol. 4, no. 1, p. 7, 2018.
- [84] H. Faris *et al.*, "An efficient binary salp swarm algorithm with crossover scheme for feature selection problems," *Knowledge-Based Systems*, vol. 154, pp. 43–67, 2018.
- [85] G. I. Sayed, G. Khoriba, and M. H. Haggag, "A novel chaotic salp swarm algorithm for global optimization and feature selection," *Applied Intelligence*, vol. 48, no. 10, pp. 3462–3481, 2018.
- [86] B. Allaoua and A. Laoufi, "Optimal power flow solution using ant manners for electrical network," *Advances in Electrical and Computer Engineering*, vol. 9, no. 1, pp. 34–40, 2009.
- [87] S. Sayah, K. Zehar, and N. Bellaouel, "A successive linear programming based method for solving the optimal power flow problem," in *Proceedings of the first international meeting on Electronics & Electrical Science and Engineering, IMESE*, 2006, vol. 6, pp. 4–6.
- [88] E. Zitzler, M. Laumanns, and L. Thiele, "SPEA2: Improving the strength Pareto evolutionary algorithm," *TIK-report*, vol. 103, 2001.
- [89] J. Yuryevich and K. P. Wong, "Evolutionary programming based optimal power flow algorithm," *IEEE transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 4, pp. 1245–1250, 1999.
- [90] M. A. Abido, "Optimal power flow using tabu search algorithm," *Electric power components and systems*, vol. 30, no. 5, pp. 469–483, 2002.
- [91] W. Ongsakul and T. Tantimaporn, "Optimal power flow by improved evolutionary programming," *Electric power components and systems*, vol. 34, no. 1, pp. 79–95, 2006.
- [92] T. Bouktir, L. Slimani, and B. Mahdad, "Optimal power dispatch for large scale power system using stochastic search algorithms," *International Journal of Power and Energy Systems*, vol. 28, no. 2, p. 118, 2008.
- [93] T. Niknam, M. rasoul Narimani, M. Jabbari, and A. R. Malekpour, "A modified shuffle frog leaping algorithm for multi-objective optimal power flow," *Energy*, vol. 36, no. 11, pp. 6420–6432, 2011.
- [94] R. Eberhart and J. Kennedy, "A new optimizer using particle swarm theory," in *MHS'95. Proceedings of the Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science*, 1995, pp. 39–43.
- [95] M. Ghasemi, S. Ghavidel, M. M. Ghanbarian, and M. Gitizadeh, "Multi-objective optimal electric power planning in the power system using Gaussian bare-bones imperialist competitive algorithm," *Information Sciences*, vol. 294, pp. 286–304, 2015.
- [96] M. Ghasemi, S. Ghavidel, M. M. Ghanbarian, and A. Habibi, "A new hybrid algorithm for optimal reactive power dispatch problem with discrete and continuous control variables," *Applied soft computing*, vol. 22, pp. 126–140, 2014.
- [97] S. Jeyadevi, S. Baskar, C. K. Babulal, and M. W. Iruthayarajan, "Solving multiobjective optimal reactive power dispatch using modified NSGA-II," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 219–228, 2011.
- [98] M. Varadarajan and K. S. Swarup, "Differential evolution approach for optimal reactive power dispatch," *Applied soft computing*, vol. 8, no. 4, pp. 1549–1561, 2008.
- [99] K. Deb, A. Pratap, S. Agarwal, T. Meyarivan, and A. Fast, "Nsga-ii," *IEEE transactions on evolutionary computation*, vol. 6, no. 2, pp. 182–197, 2002.
- [100] D. W. Corne, N. R. Jerram, J. D. Knowles, and M. J. Oates, "PESA-II: Region-based selection in evolutionary multiobjective optimization," in *Proceedings of the 3rd Annual Conference on Genetic and Evolutionary Computation*, 2001, pp. 283–290.

- [101] Q. Zhang and H. Li, “MOEA/D: A multiobjective evolutionary algorithm based on decomposition,” *IEEE Transactions on evolutionary computation*, vol. 11, no. 6, pp. 712–731, 2007.
- [102] H. R. Bouchekara, A. E. Chaib, M. A. Abido, and R. A. El-Sehiemy, “Optimal power flow using an Improved Colliding Bodies Optimization algorithm,” *Applied Soft Computing*, vol. 42, pp. 119–131, 2016.
- [103] T. T. Nguyen, “A high performance social spider optimization algorithm for optimal power flow solution with single objective optimization,” *Energy*, vol. 171, pp. 218–240, 2019.
- [104] J. Radosavljević, D. Klimenta, M. Jevtić, and N. Arsić, “Optimal power flow using a hybrid optimization algorithm of particle swarm optimization and gravitational search algorithm,” *Electric Power Components and Systems*, vol. 43, no. 17, pp. 1958–1970, 2015.
- [105] “Scatter plot - MATLAB scatter.” [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/matlab/ref/scatter.html>. [Accessed: 01-Mar-2019].

ahmed.merah@gmail.com