

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 8 Mai 1945 Guelma



Faculté : Sciences et Technologie
Département : Génie Electrotechnique et Automatique
Laboratoire de domiciliation : Laboratoire de génie électrique de Guelma - LGEG

THÈSE

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE DOCTORAT

Domaine : **Sciences et Technologie** Filière : **Génie Electrique**
Spécialité : **ELECTROTECHNIQUE**

Présentée par

BERROUK Fateh

Intitulée

**REPARTITION OPTIMALE DES FLUX ENERGETIQUES ET IMPACT
SURLA PERFORMANCE D'UN SYSTEME ELETRIQUE HT**

Soutenue le 02/05/2019

devant le Jury composé de :

Nom et Prénom Grade

Mr Lemzadmi A.	Professeur	Université 8 Mai 1945 Guelma	Président
Mr Bounaya K	Professeur	Université 8 Mai 1945 Guelma	Encadreur
Mr Labar H	Professeur	Université Badji Mokhtar Annaba	Examineur
Mr Omeiri A	Professeur	Université Badji Mokhtar Annaba	Examineur
Mr Moussaoui A	Professeur	Université 8 Mai 1945 Guelma	Examineur

Année : 2018/2019

Remerciements

Je tiens à remercier tout premièrement Dieu le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience, qu'il m'a données durant toutes ces longues années.

Je veux remercier mon Directeur de thèse le Professeur BOUNAYA Kamel pour son encouragement et sa disponibilité le long de ce travail. Aussi pour son support technique et ces conseils pour la rédaction de cette thèse.

J'exprime également toute ma gratitude et ma reconnaissance au Docteur BOUCHEKARA housseem rafik el hana, de l'Université de Hafr Al Batin pour m'avoir accueilli, aidé et soutenu durant mes années de thèse.

Je remercie Professeur LEMZADMI Ahcène pour avoir accepté de présider mon jury. Je remercie également les Professeurs: LABAR Hocine, OMEIRI Amar et MOUSSAOUI Abdelkrim, membres du jury d'avoir accepté d'examiner et d'évaluer ce travail. Je suis pleinement reconnaissant pour leur participation à ce jury.

Je remercie aussi tout le personnel du laboratoire LGEG et spécialement mes collègues doctorants, pour la bonne ambiance et pour leur bonne amitié.

Mes sincères gratitudes s'adressent aux membres de ma famille, petits et grands, qui m'ont toujours offert la possibilité d'effectuer mes études dans les meilleures conditions qui soient.

Finalement, Je tiens à remercier tous ceux qui ont aidé à rendre ce travail possible, ceux qui m'ont apporté un soutien moral de près ou de loin.

Résumé. La thèse présentée traite de l'application de trois techniques méta heuristiques : l'optimisation par essaims de particules (PSO), l'algorithme hybride PSO avec la méthode de recherche par motifs : Pattern search (PS), et l'algorithme Multi-objectifs Jaya (MOJaya) pour la résolution des problèmes d'optimisation de la répartition et de l'écoulement des puissances dans les réseaux électriques.

Pour se faire, le problème de la répartition et de l'écoulement de puissance a été formulé comme étant un problème d'optimisation combinatoire avec contraintes d'égalité et d'inégalité où une méthode de pénalité est utilisée pour manipuler la violation des contraintes durant la procédure d'optimisation. Deux cas d'optimisation sont considérés: l'optimisation mono-objective et multi-objective.

Différents types de fonctions objectives ont été adoptées: minimisation du coût de combustible, amélioration du profil de tension, amélioration de la stabilité de tension, minimisation des pertes actives et réactives de transmission, maximisation de la sécurité du système.

D'autre part, afin de montrer l'impact très déterminant de la technologie FACTS dans le domaine de l'écoulement optimal des puissances, deux dispositifs FACTS, les plus usités, sont considérés dans ce travail. A cet effet, le compensateur statique de puissance réactive (SVC) et le compensateur série commandé par thyristors (TCSC) sont insérés par le modèle à modification de la matrice d'admittance nodale et intégrés dans les équations de l'écoulement de puissance.

Les méthodes proposées ont été validées sur des réseaux test IEEE-30 bus et les résultats obtenus sont comparés à ceux obtenus par d'autres méthodes et publiés récemment dans diverses références. Le traitement et l'analyse comparative des divers résultats montrent, en termes de qualité et de quantité, nettement et effectivement, la robustesse des méthodes proposées.

Mots clé : Optimisation de l'écoulement de puissance (OPF), optimisation par essaims de particules (PSO), Pattern search (PS), PSO-PS, algorithme MOJaya, optimisation mono-objectif, optimisation multi-objectif, FACTS, SVC, TCSC, réseaux électriques.

Abstract. This thesis represents the application of three metaheuristic techniques: particle swarm optimization (PSO), hybrid particle swarm optimization and pattern search (PS) algorithms, and A Multi-objective Jaya (MOJaya) algorithm for solving optimal power flow (OPF) problem in power system.

In this work, the optimal power flow problem has been formulated as a combinatorial optimization problem with equality and inequality constraints or a penalty method is used to manipulate the constraint violation during the optimization procedure. Two optimization cases are considered: mono-objective and multi-objective optimization.

Different types of objective functions have been adapted namely: minimization of fuel cost, minimization of voltage magnitude deviation, voltage stability enhancement, minimization of real and reactive power losses, and maximization of power system security.

On other hand, in order to demonstrate the impact of FACTS devices in the optimal power flow domain, two most popular kinds of FACTS devices are considered in this work. Thyristor controlled series compensator (TCSC) and static var compensator (SVC) are modeled by the nodal admittance matrix modification model and integrated into the power flow equations.

The proposed methods are carried out on the standard IEEE 30-bus system, and obtained results are compared to other methods reported in the literature. The comparison demonstrates the superiority of the proposed methods in terms of solution quality.

Keywords: optimal power flow problem, particle swarm optimization (PSO), pattern search algorithms (PS), PSO-PS, Multi-objective Jaya (MOJaya) algorithm, mono-objective optimization, multi-objective optimization, FACTS, SVC, TCSC, power system.

ملخص:

تعرض هذه الأطروحة تطبيق ثلاثة تقنيات استكشافية: خوارزمية سرب الجسيمات (PSO) ، خوارزمية هجينة تجمع طريقة سرب الجسيمات وخوارزمية البحث النمطية (PS) ، وخوارزمية جايا المتعددة الأهداف (MOJaya) لحل مشكلة التدفق الأمثل للطاقة (OPF) في الشبكات الكهربائية.

في هذا العمل، تمت صياغة مشكلة تدفق الطاقة المثلى كمسألة تحسين توافقي مع قيود المساواة وعدم المساواة وذلك مع استخدام طريقة العقوبة لمعالجة مشكلة انتهاك القيد أثناء إجراء التحسين. في هذا العمل يتم أيضا النظر في حالتين للتحسين: تحسين أحادي الهدف وتحسين متعدد الأهداف.

يهدف حل مشكلة التدفق الأمثل للطاقة الكهربائية الى تقليل دالة الهدف، أنواع مختلفة من دالة الهدف قد تم صياغتها رياضيا و هي : تخفيض تكلفة إنتاج الطاقة ، التقليل من انحرافات قيم التوتر ، تعزيز استقرار التوتر ، التقليل من الضياعات الطاقوية الفعالة و غير الفعالة و تعزيز أمن الشبكة الكهربائية.

من ناحية أخرى، لبيان مدى فعالية أجهزة FACTS في مجال التدفق الأمثل للطاقة الكهربائية، تم التطرق، في هذا العمل إلى النوعان الأكثر شيوعاً من أجهزة FACTS وهما TCSC و SVC حيث تم دمجهما في معادلات تدفق الطاقة بطريقة مصفوفة المسامحة الكهربائية.

تم التحقق من صحة وفعالية الطرق المقترحة على الشبكة الكهربائية النموذجية 30 عقدة وتمت مقارنة النتائج التي تم الحصول عليها مع تقنيات أخرى تعنى بحساب التدفق الأمثل للقدرة الكهربائية التي تم نشرها مؤخرا في مراجع مختلفة. توضح المقارنة لمختلف النتائج تفوق الطرق المقترحة خاصة من حيث جودة الحل.

الكلمات المفتاحية:

مشكلة التدفق الأمثل للقدرة الكهربائية (OPF) ، خوارزمية سرب الجسيمات (PSO) ، خوارزمية البحث النمطية (PS) ، PSO-PS ، خوارزمية جايا المتعددة الأهداف (MOJaya) ، تحسين أحادي الهدف ، تحسين متعدد الأهداف ، SVC، TCSC ، FACTS ، الشبكة الكهربائية.

TABLE DE MATIERE

Introduction.....	1
CHAPITRE 1. PROBLEMATIQUE DE L'OPTIMISATION PAR LES FLUX DE PUISSANCE.	
1.1. Introduction.....	4
1.2. Contrôle par le flux de la puissance active.....	4
1.2.1. Répartition entre centrales.....	4
1.2.2. Répartition dans le réseau maillé.....	8
1.3. Contrôle par le flux de la puissance réactive.....	11
1.4. Le concept technico-économique.....	15
1.5. Graphique de charge.....	20
CHAPITRE 2: LES DISPOSITIFS FACTS.	
2.1. Définition et concept FACTS.....	25
2.2. Classification des dispositifs FACTS.....	25
2.2.1. Dispositifs shunts.....	26
2.2.2. Dispositifs série.....	26
2.2.3. Dispositifs hybrides.....	26
2.3. Compensateur statique de puissance réactive (SVC).....	27
2.3.1. Réactance contrôlée par thyristors (TCR).....	28
2.3.2. Condensateur commuté par thyristors (TSC).....	29
2.4. Compensateur série commandé par thyristors (TCSC).....	30
2.5. Compensateur statique synchrone (STATCOM).....	31
2.6. Compensateur statique série synchrone (SSSC).....	34
2.7. Contrôleur de transit de puissance universel (UPFC).....	35
2.8. Avantages et applications des FACTS.....	36
CHAPITRE 3: REPARTITION OPTIMALE DES FLUX DE PUISSANCE EN PRESENCE DES FACTS.	
3.1. Introduction.....	37
3.2. Description analytique de l'écoulement de puissance.....	37
3.3. Résolution des équations de l'écoulement de puissance.....	41
3.4. Modèles des éléments du réseau.....	43
3.4.1. Générateurs.....	43
3.4.2. Lignes.....	45
3.4.3. Transformateurs.....	46
3.4.4. Charges.....	50
3.4.5. Eléments shunts.....	50
3.5. Modèles des dispositifs FACTS.....	51

3.5.1. Modèles du SVC à modification de la matrice d'admittance nodale..	53
3.5.2. Modèles du TCSC à modification de la matrice d'admittance nodale.	54
3.6. Centrales Thermiques.....	55
3.7. Modélisation des caractéristiques entrée-sortie des centrales thermiques.....	57
3.8. Problème de l'écoulement optimal de puissance.....	58
3.8.1. Formulation du problème.....	58
3.8.2. Variables.....	58
3.8.3. Les Contraintes.....	59
3.8.4. Manipulation des Contraintes.....	61
3.8.5. Fonctions Objectives.....	63
3.9. Résumé sur la formulation de l'OPF (problème complet).....	67

CHAPITRE 4 : METHODES D'OPTIMISATION ET PROPOSITION.

4.1. Problématique et définitions.....	69
4.2. Optimisation multi-objective ; Résolutions et stratégies.....	71
4.2.1. Méthodes de transformation : multi-objectif en mono-objectif.....	72
4.2.2. Méthodes de pondération, (Weighting method).....	72
4.3. Notions de dominance et d'optimalité de Pareto.....	73
4.4. Méthodes d'optimisation.....	74
4.4.1. Méthodes déterministes.....	75
4.4.2. Méthodes stochastiques.....	75
4.5. Méthodes d'optimisation proposées.....	77
4.5.1. Optimisation par essaim de particules (PSO).....	77
4.5.2. Méthode de recherche par motifs ; Pattern search (PS).....	81
4.5.3. Hybridation d'algorithme PSO avec le PS.....	84
4.5.4. Algorithme Jaya.....	86
4.6. Technique de la logique floue pour l'extraction de la solution de compromis...	90

CHAPITRE 5 : SIMULATIONS ET RESULTATS.

5.1. Réseau test IEEE 30-bus.....	92
5.2. Optimisation Multi objectif de l'écoulement de puissance par L'algorithme.... hybride PSO-PS avec intégration des dispositifs FACTS.	94
5.3. Optimisation Multi objectif de l'écoulement de puissance par l'algorithme.... Multi-objectifs Jaya (MOJaya)	108
5.3.1. Problème Mono-objectif.....	108
5.3.2. Problème Multi-objectif.....	113
5.3.3. Commentaire.....	117
CONCLUSION	119
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	121

Introduction.

L'énergie électrique, produit devenu désormais vital, représente un enjeu déterminant dans toutes les formes de la dynamique pluridimensionnelle des sociétés. Cet enjeu pose une problématique sur, essentiellement, trois plans; les ressources énergétiques primaires et leur traitement, les processus de conversion et de production, les structures de transport et de distribution... Les lieux d'implantation des centres de charge, de fait très dispersés et les lieux d'installation des sources d'énergie qui doivent se conformer, en même temps, au site des sources énergétiques primaires et à celui des centres de charge, impliquent des structures d'interconnexion et de distribution très déployées et très complexes. Cette complexité est encore plus annoncée par l'envergure du territoire et par la démultiplication des centres de charge. En effet, pour répondre à l'appel en énergie des centres de charge ainsi dispersés et encore plus diversifiés, les réseaux électriques doivent, dans ces conditions, se conformer à des critères pluridimensionnels ; structurels, fonctionnels, hiérarchiques, technico-économiques... On cite, par exemple et respectivement, les réseaux à structure maillée, magistrale, radiale ; les réseaux d'interconnexion interterritoriale, de transport territorial, d'alimentation régionale, de distribution locale, les réseaux hiérarchisés en niveau potentiel... En règle générale, les systèmes électriques sont soumis à l'effet des variations dynamiques et aléatoires des charges ainsi qu'à des diverses perturbations. Ainsi, le souci d'atteindre et de réaliser des relations structuro-fonctionnelles rationnelles justifie la recherche des états de régime optimaux. Les régimes optimaux des systèmes électriques sont, essentiellement, tributaires de la performance des éléments qui le composent ; tels, par exemple, les centrales, les réseaux électriques, les lignes d'interconnexion, les diverses sous stations, les divers postes d'interconnexion... Les éléments qui composent les systèmes électriques sont des supports physiques à des processus d'écoulement électro énergétique complexes. Dans la recherche des états de régime optimaux, il est nécessaire de tenir compte de deux aspects essentiels de la problématique ;

- Le choix rationnel adéquat des éléments qui composent le système électrique ; lequel choix a lieu en temps différé par rapport à leur fonctionnement,
- La contrainte (gestion) optimale de leur régime ; lequel contrôle a lieu en temps réel par rapport à leur fonctionnement.

Le traitement de la problématique sur le plan du premier aspect permet d'installer la plateforme de base pour l'optimisation des régimes de fonctionnement du système ; soumis, alors, à diverses contraintes et perturbations. En effet, dans une optique prévisionnelle, le choix d'une structure convenable, d'une configuration de ligne adéquate, d'un poste de transformation à nombre d'éléments optimal, d'un niveau potentiel conforme..., permet de résoudre, dans une profondeur respectable et en temps différé (déjà pendant l'élaboration du système), une partie de la problématique de l'optimisation, posée dans un cadre général. Le traitement du deuxième aspect cité exigera ensuite des moyens complémentaires pour le suivi et le contrôle des régimes ; lesquels régimes porteront alors, à ce stade, un caractère complexe, aléatoire, non linéaire,... Le thème traité dans ce travail s'inscrit dans ce cadre global et concerne particulièrement l'optimisation des régimes par le contrôle de la répartition des flux de l'énergie électrique dans les systèmes. En fait, par le contrôle de la répartition des puissances active et réactive, respectivement, au niveau des centrales et sur le plan du réseau ; en utilisant les sources complémentaires (compensateurs FACTS) de la puissance réactive.

Le travail réalisé est hiérarchisé en cinq (5) chapitres ;

Dans le premier chapitre, on pose de manière consistante et très descriptive la problématique de l'optimisation des régimes par le contrôle de la répartition des puissances active et réactive dans les systèmes. On y trouve décrit le concept technico-économique utilisé, en règle générale, comme critère de base d'optimisation.

Dans le deuxième chapitre on traite des moyens classiques de base utilisés pour la réalisation des régimes requis. Notamment, les compensateurs statiques ; leurs propriétés, leurs caractéristiques, leurs divers impacts... On y insère, exclusivement, la description des modèles des FACTS, utilisés actuellement dans les systèmes électriques. Leur utilisation est dictée par leurs propriétés caractéristiques et de là par les performances de leur contrôle.

Dans le troisième chapitre, on présente le formalisme mathématique descriptif des mises en équation des diverses fonctions et systèmes à optimiser ; ainsi que les diverses contraintes, leur sens et les conditions de leur utilisation.

Le quatrième chapitre décrit les méthodes et les procédures algorithmiques d'optimisation utilisées pour le contrôle des flux énergétiques (écoulement des puissances). On y trouve la proposition et l'application propre à ce travail.

Dans le cinquième chapitre, on présente les résultats de simulations de l'approche et la procédure propres à ce travail. La mise en évidence des résultats correspondants par

rapport à ceux obtenus par d'autres approches (méthodes) dévoile, à travers une analyse comparative bien référée, le bien fondé et la robustesse de la proposition engagée.

En conclusion, on donne le déduit essentiel du travail réalisé.

CHAPITRE 1. PROBLEMATIQUE DE L'OPTIMISATION PAR LES FLUX DE PUISSANCE.

1.1. Introduction.

Les états de régime des systèmes électriques sont fondamentalement tributaires de la variabilité de leurs charges et de leur déploiement. Cette variabilité implique celle des flux de puissance de ligne ; lesquels, par leur impact déterminant justifient fortement la recherche des états optimaux de distribution. Les orientations dans ce sens portent, en fait et essentiellement, sur l'optimisation des flux de puissance, respectivement, active et réactive ; dont la nature physique et les diverses propriétés déterminent les lieux respectifs de l'application.

Le traitement de ces processus dépend de la complexité du système considéré, aussi bien dans la structure et le déploiement que dans la hiérarchie et la fonction. Tel ou tel objectif à atteindre est soumis à telle ou telle condition (contrainte). Ce domaine est largement investi par des recherches diverses ; puisque la portée de son impact sur les aspects économiques est très importante.

1.2. Contrôle par le flux de la puissance active.

1.2.1. Répartition entre centrales.

Dans la problématique globale de la recherche des régimes optimaux des systèmes d'énergie électrique et de leur performance, l'optimisation par la puissance active utile, à transmettre aux consommateurs, s'avère un élément important dans les solutions requises. L'objectif, dans ce cas, est la répartition optimale de la puissance active générée sommaire sur les centrales de production sous le critère du minimum de la fonction coût de leur énergie primaire (coût de production de l'énergie électrique). En fait, la question est soumise à un traitement technico-économique au bout duquel on doit atteindre la solution la plus rationnelle. Ce concept est très connu, largement appliqué, puisque de base, donc général et pluri paramétrique.

Les méthodes de base de traitement analytique des ces questions sont diverses (multiplicateur indéterminé de Lagrange, méthode du gradient...) [1, 2, 3, 4, 5, 6].

On reprend ici quelques considérations descriptives sous le concept de Lagrange.

La fonction coût, dans ce cas, est introduite dans l'équilibre de la fonction de Lagrange, sous forme suivante,

$$F = D + \lambda \theta \quad (1.1)$$

où ; F - Fonction de Lagrange, D – Fonction coût de l'énergie primaire du système, λ – Facteur indéterminé de Lagrange, θ – Contrainte d'optimisation.

Dans l'expression (1.1), la grandeur D représente la somme des fonctions coût de l'énergie primaire de toutes les centrales considérées (soit m). Ces fonctions dépendent évidemment de la puissance active générée ($P_{G,k}$) correspondante ;

$$D = \sum_{k=1}^m D_k(P_{Gk}) \quad (1.2)$$

En règle générale, le coût D_k est introduit par le coût spécifique d'une tonne (T) de l'énergie primaire (EP) et le débit horaire de cette dernière, tel que,

$$D = \sum_{k=1}^m D_k(P_{Gk}) = \sum_{k=1}^m c_k B_k \quad (1.2)'$$

où ; c_k – Prix spécifique d'une tonne de EP, B_k – Débit de EP par heure, $B_k = f(P_{Gk})$.

La fonction θ représente la condition d'optimisation ; laquelle condition stipule que toutes les variables P_{Gk} doivent satisfaire l'équilibre du régime permanent par la balance des puissances actives et s'exprime,

$$\theta = \sum_{k=1}^m P_{G,k} - \sum_{k=1}^{m+1} P_{Ch,k} - \Delta P_{\Sigma} \quad (1.3)$$

où ; $P_{Ch,k}$ – Puissance active de charge dans le nœud « k » du système, ΔP_{Σ} – Pertes actives sommaires dans le système.

La fonction de Lagrange prend, alors, la forme

$$F = \sum_{k=1}^m D_k(P_{G,k}) + \lambda \left(\sum_{k=1}^m P_{G,k} - \sum_{k=1}^{m+1} P_{Ch,k} - \Delta P_{\Sigma} \right) \quad (1.4)$$

L'optimisation dans ce cas consiste à déterminer les variables $P_{G,k}$ et λ pour lesquelles les dérivées partielles de la fonction « F » s'annulent. La recherche des solutions prend, ensuite, pour des spécifiques complémentaires différentes et de divers objectifs à atteindre, des formes différentes. Si on suppose que les pertes actives dans le système et la puissance sommaires active des charges ne dépendent pas de la variation des puissances générées (c.-à.-d constantes), alors les dérivées partielles de « F » posées nulles, donnent

$$\frac{\partial D_1}{\partial P_{G,1}} = \frac{\partial D_2}{\partial P_{G,2}} = \dots + \frac{\partial D_k}{\partial P_{G,k}} = -\lambda = Cte \quad (1.5)$$

Cette dernière expression, adjointe à (1.3), définit, avec, un système de « $m+1$ » équations à « $m+1$ » inconnues ($P_{G,k}, \lambda ; k = 1 \div m$).

La dérivée partielle $\partial D_k / \partial P_{G,k} = \varepsilon_k$, dite accroissement relatif du coût de l'EP, représente une caractéristique spécifique importante des centrales. Elle est fonction de la puissance générée et diffère pour différents types de centrale.

La recherche expérimentale dans ce domaine a donné lieu à la forme

$$\varepsilon_k = a_{0,k} + a_{1,k} P_{G,k} + a_{2,k} P_{G,k}^2 \quad (1.6)$$

où, les facteurs dépendent du type de la centrale considérée.

Les pertes de la puissance actives dans le système varient en fonction de l'écoulement des puissances de ligne ; lequel écoulement est fondamentalement déterminé par la variation des puissances de charge. Si, pour l'intérêt d'une analyse quelconque, on suppose que la charge des nœuds du système est invariable ; alors les pertes actives ne dépendront plus que de la répartition des puissances actives générées des centrales. En fait, elles ne dépendent que des puissances de « $m-1$ » centrales ; puisqu'une des centrales représente un nœud de base ; où la puissance générée est la somme algébrique de toutes les

autres. C'est-à-dire, toutes les variations des puissances des « $m-1$ » centrales sont contenues algébriquement dans celle de base ($P_b = P_{G.m}$), tel que ;

$$\frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial P_b} = 0$$

Ces considérations permettent de déduire, à partir de la fonction de Lagrange,

$$\begin{aligned} \frac{\partial D_k}{\partial P_{G.k}} + \lambda \left(1 - \frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial P_{G.k}} \right) &= 0 \quad k = (1 \div m) \\ \frac{\partial D_b}{\partial P_b} + \lambda &= 0 \end{aligned} \quad (1.7)$$

où, la dérivée partielle $\partial \Delta P_{\Sigma} / \partial P_{G.k}$ est dite accroissement relatif des pertes, suite à la variation de $P_{G.k}$.

En posant,

$$\frac{\partial D_k}{\partial P_{G.k}} = \varepsilon_k; \quad \frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial P_{G.k}} = \sigma_k; \quad \frac{\partial D_b}{\partial P_b} = \varepsilon_b$$

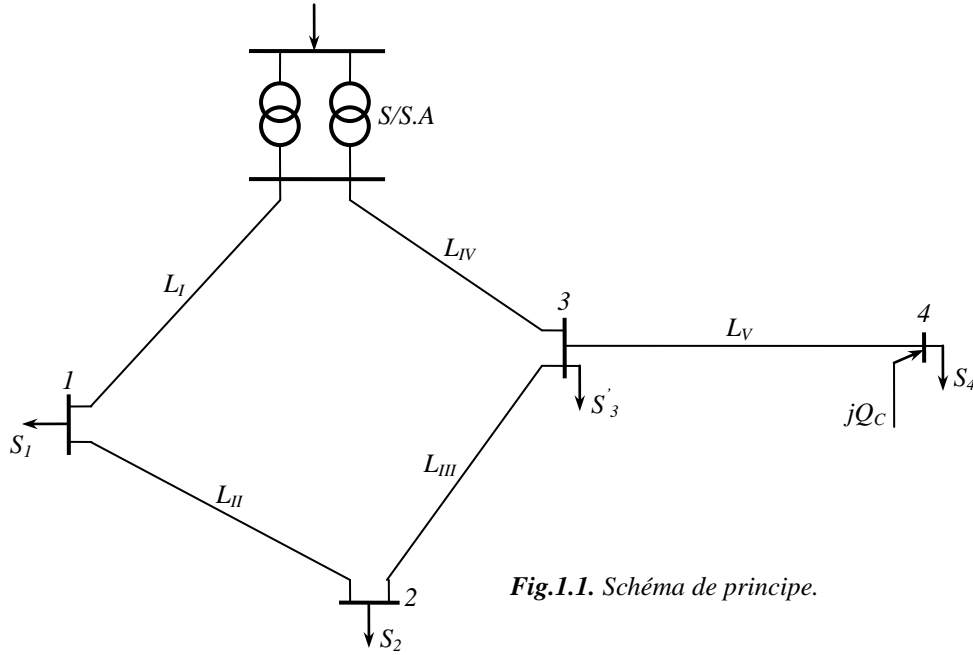
On réécrit, à partir des conditions d'optimalité,

$$\begin{aligned} \frac{\varepsilon_k}{1 - \sigma_k} &= -\lambda = Cte \quad (k = 1 \div m-1) \\ \varepsilon_b &= -\lambda = cte \quad (b = m) \end{aligned} \quad (1.8)$$

Ces dernières équations, adjointes à la condition (1.3), donnent un système de « $m+1$ » équations non linéaires à « $2m$ » inconnues : « m » puissances $P_{G.k}$ ($k=1 \div m$) ; un facteur de Lagrange λ et « $m-1$ » valeurs σ_k ($k=1 \div m-1$). Pour résoudre ce système, il est nécessaire d'exprimer les pertes actives en fonction des puissances générées $P_{G.k}$. Une des procédures largement utilisée de résolution du système aux dérivées partielles (1.8), (1.3) consiste à introduire σ_k ($k=1 \div m-1$) comme fonction linéaire des puissances générées. Dans ce cas, le système en question se réduit à celui à « $m+1$ » variables.

1.2.2. Répartition dans le réseau maillé.

L'optimisation par les flux de la puissance active peut être posée pas uniquement dans leur répartition entre centrales ; mais également au niveau des réseaux électriques avals. Supposons qu'il s'agisse de minimiser les pertes actives dans une ligne (L_V) radiale, (Fig.1.1).



Les pertes actives de puissance s'expriment,

$$\Delta P_V = \frac{P_V^2 + Q_V^2}{U_4^2} r_V$$

Pour raison de maintien de la tension dans les limites admissibles, on installe un compensateur de puissance jQ_C au niveau du nœud « 4 » de charge. Les pertes actives se ré expriment, alors,

$$\Delta P'_V = \frac{P_V^2 + (Q_4 - Q_C)^2}{U_4'^2} r_V .$$

La variation de Q_C permet d'atteindre des valeurs de $\Delta P'_V$ plus ou moins grandes, voire minimales quand $Q_C = Q_4$.

$$\Delta P'_{V,\min} = \frac{P_V^2}{U_4'^2} r_V$$

Dans ce cas le facteur de puissance est égal à l'unité $\cos\phi_V = 1$ (compensation totale). La minimisation des pertes actives exige un investissement en moyen de compensation qui se traduit par des dépenses. En règle générale, les régimes les plus rationnels des systèmes électriques sont ceux qui obéissent à la minimisation des dépenses rapportées annuelles ; ces dernières sont traitées conformément à des critères technico-économiques déterminés. Le cas simple de la ligne L_V radiale considérée ne contient pas l'effet mutuel d'autres lignes, comme c'est le cas des réseaux électriques maillés, où le problème de la minimisation devient plus complexe.

Considérons, pour l'exemple, le cas de la ligne L_{IV} dans la boucle, (**Fig.1.2**). Le courant (puissance) de la ligne L_{IV} dépend des paramètres de la boucle. Autrement dit, toute variation des paramètres de la boucle implique une nouvelle répartition des puissances de ligne, donc de pertes actives.

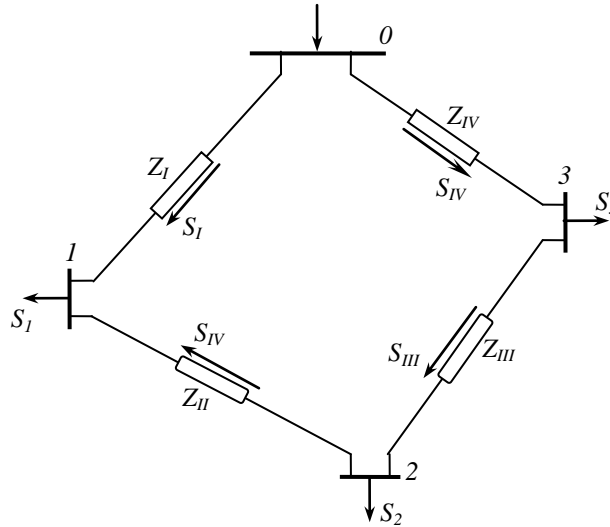


Fig.1.2. Répartition à minimum de pertes

Les pertes actives sommaires dans une boucle fermée s'expriment

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_I^N \Delta P_k = 3 \sum_I^N I_k^2 r_k \approx \frac{1}{U_N^2} \sum_I^N (P_k^2 + Q_k^2) r_k$$

où ; P_k, Q_k – Puissance, respectivement, active et réactive de ligne, k – Numéro d la branche, r_k – Résistance active de la branche, U_N – Tension nominale du schéma rapporté (réduit) à un niveau choisi.

Il s'agit de déterminer les puissances, respectivement, active P_I et réactive Q_I correspondantes au minimum des pertes actives sommaires dans la boucle ; c'est-à-dire de définir un état de distribution optimale des puissances de ligne du point de vue pertes actives.

La circulation des flux de puissance de ligne provoque les pertes,

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{1}{U_N^2} \left[(P_I^2 + Q_I^2) r_I + (P_{II}^2 + Q_{II}^2) r_{II} + (P_{III}^2 + Q_{III}^2) r_{III} + (P_{IV}^2 + Q_{IV}^2) r_{IV} \right].$$

La dérivée par rapport à P_I donne, pour le régime extrémal,

$$\frac{d\Delta P_{\Sigma}}{dP_I} = \frac{1}{U_N^2} \left[2P_I r_I + \frac{dP_{II}^2}{dP_I} r_{II} + \frac{dP_{III}^2}{dP_I} r_{III} + \frac{dP_{IV}^2}{dP_I} r_{IV} \right] = 0$$

où ; $P_{II}, P_{III}, P_{IV} = f(P_I)$:

$$P_{II} = P_1 - P_I$$

$$P_{III} = P_2 + P_{II} = P_1 + P_2 - P_I$$

$$P_{IV} = P_3 + P_{III} = P_1 + P_2 + P_3 - P_I$$

On réécrit, donc,

$$2P_I r_I - 2(P_1 - P_I) r_{II} - 2(P_1 + P_2 - P_I) r_{III} - 2(P_1 + P_2 + P_3 - P_I) r_{IV} = 0$$

ce qui donne,

$$P_I (r_I + r_{II} + r_{III} + r_{IV}) - P_1 (r_{II} + r_{III} + r_{IV}) - P_2 (r_{III} + r_{IV}) - P_3 r_{IV} = 0$$

ou bien,

$$P_I r_{00'} - P_1 r_{10'} - P_2 r_{20'} - P_3 r_{30'} = 0$$

donc,

$$P_{I(\Delta P = \min)} = \frac{P_1 r_{10'} + P_2 r_{20'} + P_3 r_{30'}}{r_{00'}}.$$

Analogiquement pour la puissance réactive,

$$Q_{I(\Delta P=\min)} = \frac{Q_1 r_{10'} + Q_2 r_{20'} + Q_3 r_{30'}}{r_{00'}}$$

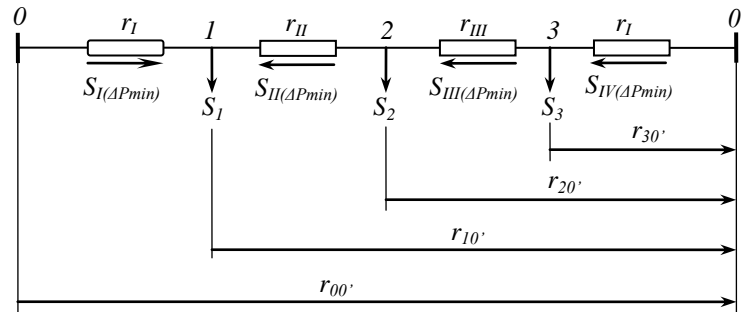


Fig.1.3. Puissances optimales de ligne

et, respectivement, pour une boucle quelconque à « n » charges avec $U_A = U_B$, (**Fig.1.4**) ;

$$P_{I(\Delta P=\min)} = \frac{\sum_1^n P_i r_{iB}}{r_{AB}} = \frac{\sum_1^n P_i r_{iB}}{\sum_1^N r_k}$$

$$Q_{I(\Delta P=\min)} = \frac{\sum_1^n Q_i r_{iB}}{r_{AB}} = \frac{\sum_1^n Q_i r_{iB}}{\sum_1^N r_k}$$

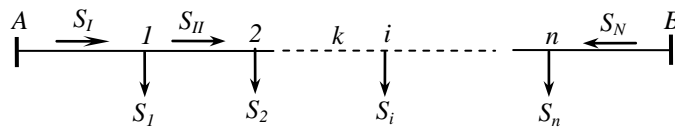


Fig.1.4. Cas général.

1.3. Contrôle par le flux de la puissance réactive.

Chaque régime requis optimal, en fonction des diverses variations, exige une répartition de puissance réactive de ligne déterminée ; c.-à.-d, exige une balance de puissance réactive conforme. En règle générale, cette balance diffère de celle exigée par les consommateurs. De ce fait, le différend entre la puissance réactive de charge et celle de

ligne aboutissant au nœud correspondant est nécessairement comblé par l'installation de sources complémentaires de puissance réactive (compensateurs).

Le traitement des régimes optimaux par le flux de puissance réactive a plusieurs orientations. Dans les réseaux de distribution, on recherche plutôt à améliorer certains indices de qualité de l'énergie électrique, tel que « $\cos\phi$ », pertes de tension, pertes de puissance ; dans ceux d'alimentation, on s'applique plutôt à la régulation de la tension, à minimiser les pertes... Dans les réseaux de transport, on s'oriente à atteindre (réaliser) une balance énergétique conforme à un plan de tension requis. Dans cette diversité d'objectifs, le critère de base reste, dans sa forme générale et essentielle, l'« adéquation entre les quantités de puissance (énergie) réactive de contrôle à installer et leurs lieux d'installation conformes au coût minimal.

Deux cas peuvent se présenter;

- La valeur sommaire nécessaire de la puissance réactive de contrôle est connue ; il s'agit alors de déterminer les quantités à distribuer dans tel ou tel nœud conformément à un critère donné,
- La valeur sommaire de la puissance réactive nécessaire est inconnue ; il s'agit, dans ce cas, de rechercher une répartition optimale conforme également à un critère défini ; la valeur sommaire introduite définit, ensuite, la balance énergétique.

La structure maillée et déployée des systèmes électriques, les processus énergétiques non linéaires, dont ils sont le siège, la nature aléatoire des charges et leurs diverses caractéristiques,..., font que les procédures de traitement des questions de répartition optimale sont complexes. Mais, pour seulement poser la problématique, il nous paraît suffisant de rapporter un cas simple.

La *figure 1.5* représente un réseau constitué par trois lignes radiales alimentées à partir d'une sous station S/S.A de tension déterminée. Il s'agit de déterminer la distribution optimale des puissances réactives sur les compensateurs à installer aux bornes des trois charges, sachant que la puissance sommaire de compensation, définie par la balance requise du système d'ensemble, est constante ($Q_k = Cte$).

Pour ce problème, on pose donc

$$Q_{k\Sigma} = Q_{k1} + Q_{k2} + Q_{k3} = \sum_1^n Q_{ki}$$

Le problème est posé ainsi : Quelle est la répartition de la puissance réactive sur les sources installées aux nœuds de charge à laquelle répond le minimum des dépenses rapportées ?

Toute répartition de puissance réactive sur les sources « Q_{ki} », implique des flux d'écoulement correspondants différents dans les lignes du réseau. Mais, à chaque flux d'écoulement différent correspondent des pertes actives différentes.

Les dépenses réduites impliquées par le seul effet de la répartition du réactif de compensation, s'expriment,

$$D_r(Q_k) = D_I(Q_k) + D_p(Q_k)$$

où ; la composante « $D_I(Q_k)$ » représente le coût (investissement) des équipements relatif à l'ensemble des compensateurs. Puisque la puissance sommaire de compensation installée est constante, alors cette composante ne dépend plus de sa répartition ; sa variation est nulle (sa dérivée est nulle). On peut donc ne pas en tenir compte dans le traitement considéré.

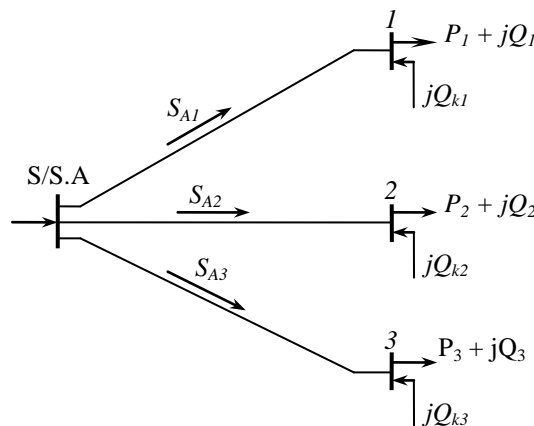


Fig.1.5. Répartition du réactif à minimum de pertes.

La composante « $D_p(Q_k)$ » dépend de la répartition de $Q_{k\Sigma}$ sur les compensateurs ; puisque les pertes actives dans le réseau dépendent de cette dernière.

Ainsi, pour le réseau donné, on écrit ;

$$D_r = \frac{(Q_1 - Q_{k1})^2}{U_N^2} r_1 \tau_1 b + \frac{(Q_2 - Q_{k2})^2}{U_N^2} r_2 \tau_2 b + \frac{(Q_3 - Q_{k3})^2}{U_N^2} r_3 \tau_3 b + \dots = \frac{b}{U_N^2} \sum_1^n r_i \tau_i (Q_i - Q_{ki})^2$$

où ; r_i – Résistance active des ligne, τ_i – Temps de pertes maximales, relatif au temps d'utilisation de la charge maximale, b – Prix du kW.h.

En introduisant le multiplicateur indéterminé de Lagrange, on écrit ;

$$V = D_r + \lambda \theta$$

avec,

$$\theta = Q_{k\Sigma} - (Q_{k1} + Q_{k2} + Q_{k3}) \quad (1.9)$$

Ensuite,

$$\frac{\partial V}{\partial Q_{ki}} = -2(Q_i - Q_{ki}) \frac{r_i \tau_i b}{U_N^2} + \lambda \frac{\partial \theta}{\partial Q_{ki}} = 0; \quad i = 1, 2, 3.$$

Ces dernières égalités permettent d'obtenir ;

$$\begin{aligned} (Q_1 - Q_{k1}) r_1 \tau_1 &= (Q_2 - Q_{k2}) r_2 \tau_2 \\ (Q_1 - Q_{k1}) r_1 \tau_1 &= (Q_3 - Q_{k3}) r_3 \tau_3 \end{aligned}$$

D'où, on peut tirer ;

$$\begin{aligned} Q_{k2} &= Q_2 - (Q_1 - Q_{k1}) \frac{r_1 \tau_1}{r_2 \tau_2} \\ Q_{k3} &= Q_3 - (Q_1 - Q_{k1}) \frac{r_1 \tau_1}{r_3 \tau_3} \end{aligned}$$

L'égalité (1.9), donne, ensuite ;

$$Q_{k\Sigma} = Q_{k1} r_1 \tau_1 \left(\frac{1}{r_1 \tau_1} + \frac{1}{r_2 \tau_2} + \frac{1}{r_3 \tau_3} \right) + Q_2 + Q_3 - Q_1 r_1 \tau_1 \left(\frac{1}{r_2 \tau_2} + \frac{1}{r_3 \tau_3} \right),$$

ce qui permet d'obtenir ;

$$Q_{k1} = \frac{Q_{k\Sigma} + Q_1 r_1 \tau_1 \left(\frac{1}{r_2 \tau_2} + \frac{1}{r_3 \tau_3} \right) - Q_2 - Q_3}{r_1 \tau_1 \left(\frac{1}{r_1 \tau_1} + \frac{1}{r_2 \tau_2} + \frac{1}{r_3 \tau_3} \right)}$$

et, analogiquement ;

$$Q_{k2} = \frac{Q_{k\Sigma} + Q_2 r_2 \tau_2 \left(\frac{1}{r_1 \tau_1} + \frac{1}{r_3 \tau_3} \right) - Q_1 - Q_3}{r_2 \tau_2 \left(\frac{1}{r_1 \tau_1} + \frac{1}{r_2 \tau_2} + \frac{1}{r_3 \tau_3} \right)}$$

$$Q_{k3} = \frac{Q_{k\Sigma} + Q_3 r_3 \tau_3 \left(\frac{1}{r_1 \tau_1} + \frac{1}{r_2 \tau_2} \right) - Q_1 - Q_2}{r_3 \tau_3 \left(\frac{1}{r_1 \tau_1} + \frac{1}{r_2 \tau_2} + \frac{1}{r_3 \tau_3} \right)} .$$

1.4. Le concept technico-économique.

En électro énergétique, le concept technico-économique représente un moyen procédural fondamental pour le traitement des projets d'élaboration et de réalisation des systèmes d'énergie électrique et pour la recherche des états optimaux de leurs régimes. En utilise, en fait, le concept de fonction « dépenses rapportées » (fonction coût) à un temps unitaire de réalisation. Cette fonction intègre tous les éléments et les paramètres descriptifs des divers aspects technique et économique des projets (investissement, pertes d'énergie, type du système, niveau de tension, investissement complémentaire, variation des graphiques de charge, entretien, personnel...), porte, de ce fait, un caractère général et est pluridimensionnelle.

Généralement, pour simplifier le traitement, on considère que l'investissement initial est fait en un temps déterminé, généralement une année, représentant un temps de réalisation et on suppose que les diverses dépenses après réalisation restent constantes pour chaque année d'exploitation.

L'expression de la fonction coût, utilisée dans ce cas, a la forme générale suivante ;

$$D_r = \frac{I_0}{T_a} + D_{\text{exp}} + D_d = p_n I_0 + D_{\text{exp}} + D_d \quad (1.10)$$

où ; I_0 – Investissement initial, T_a – Temps d’amortissement de l’investissement de départ, $p_n = 1/T_a$ – Coefficient normatif, D_{exp} – Dépenses d’exploitation annuelles, D_d – Dépenses dues à divers dommages causés par interruption d’alimentation.

Les dépenses d’exploitation peuvent être représentées par deux composantes,

$$D_{\text{exp}} = D_{\text{in}} + D_p \quad (1.11)$$

où ; D_{in} – Dépenses d’exploitation liées à divers renouvellement d’équipement, à divers entretiens, au traitement du personnel, au transport... ; estimées comme pondération de l’investissement initial, D_p – Dépenses d’exploitation liées au coût de l’énergie perdue annuellement.

En tenant compte de (1.11), (1.10) se réécrit,

$$D_r = D_I + D_p + D_d \quad (1.12)$$

D_I – Dépenses sommaires relatives à toute forme d’investissement.

L’expérience dans la réalisation des projets des systèmes électriques et dans leur exploitation montre que les solutions optimales requises ne peuvent être atteintes par, simplement, le traitement de (1.12) ; puisqu’on n’y tient pas compte de certains facteurs déterminants impliqués par la variation en fonction du temps des graphiques de charge, qui s’expriment par divers apports complémentaires en éléments du système, en niveau de tension...

Pour rendre ces traitements plus objectifs, les projets de réalisation des systèmes électriques sont revus dans le concept de distribution de l’acte de réalisation sur plusieurs étapes. En règle générale, chaque étape est caractérisée par son investissement propre et implique ses propres dépenses. Le concept d’investissement progressif sur des étapes successives est très justifié par celui de la planification générale de l’économie nationale qui détermine pour chaque année la limite de son du financier.

Les investissements et dépenses à consentir sur les différentes étapes pour la réalisation des projets peuvent être déterminés à partir (par l'évaluation) de l'impact nuisant des dommages économiques relatifs impliqués en cas de leur manquement, [5, 6].

Chaque manquement à un investissement I ; c.-à.-d, un investissement n'ayant par été utilisé une année, implique un impact à deux composantes ;

- Une composante D' mesurant le dommage propre de l'investissement raté (non utilisé) dite « dommage direct »,
- Une composante D'' mesurant le dommage (mutuel) induit par l'investissement raté dans les autres domaines qui auraient pu bénéficier de son utilisation ; dite « dommage indirect ».

Ainsi, la composante directe D' étant mesuré par l'investissement I et la composante D'' - par une pondération E_{n1} sur I , on peut écrire, pour l'année numéro « I » ;

$$D_1 = I + E_{n1}I = I(1 + E_{n1})$$

où ; E_{n1} – Coefficient normatif d'efficacité de l'investissement de l'année « une » de la période considérée.

Si ce même investissement n'est pas utilisé deux ans, alors le dommage impliqué sera constitué par celui sommaire de la première année et celui indirect de la deuxième année ;

$$D_2 = I(1 + E_{n1}) + E_{n2}I(1 + E_{n1})$$

En supposant que $E_{n1} = E_{n2} = \dots = E_n$, on réécrit ;

$$\begin{aligned} D_1 &= I(1 + E_n) \\ D_2 &= I(1 + E_n)^2 \end{aligned}$$

Ainsi peut-on généraliser si l'investissement I n'a pas été utilisé toute la période « T » de réalisation ;

$$D_T = I(1 + E_n)^T \tag{1.13}$$

Cette égalité exprime, en fait, la nécessité du concept de la distribution de l'investissement dans le temps.

On écrit, donc analogiquement, respectivement, pour les années « 2 », « 3 », ... ;

$$D_{T-1} = I(1 + E_n)^{T-1}$$

$$D_{T-2} = I(1 + E_n)^{T-2}$$

où ; $I/(1+E_n)^T$ – Facteur de rapport des dépenses sommaires (dommages) à l'année de référence.

Pour atteindre une forme généralisée des dépenses rapportées (fonction coût ou fonction objective), correspondante à un manquement étendu à toutes les années de réalisation, on procède dans [1] par raisonnement plus simple.

En effet, pour des dépenses réalisées sur t- années à partir de l'année initiale de référence, on exprime, conformément à la formule des pourcentages complexes (1.13), les dépenses rapportées comme ;

$$D_r = \frac{D_t}{(1 + p_n)^t} = p_n D_t$$

où ; $I/(1+p_n)^t = p$ – Coefficient de rapport des dépenses à l'année de référence, t – Temps de réalisation des dépenses.

Pour la commodité du raisonnement, supposons que les étapes sont égales chacune à une année ($t=1$) et que l'investissement se fait au début de l'année et le compte à sa fin. Si on suppose également que les dépenses de la première année restent constantes pendant toutes les autres, alors, les dépenses sommaires sur un nombre infini d'étapes d'exploitation, réduites à la fin de l'année initiale seront ;

$$D_{1\Sigma} = \frac{D_1}{(1 + p_n)^1} + \frac{D_2}{(1 + p_n)^2} + \dots + \frac{D_\infty}{(1 + p_n)^\infty} = pD_1 + p^2D_2 + p^3D_3 + \dots \quad (1.14),$$

ou, alors, en supposant que $D_1 = D_2 = D_3 = \dots = D_\infty$;

$$D_{1\Sigma} = pD_1 + p^2D_2 + p^3D_3 + \dots = pD_1(1 + p + p^2 + \dots) = \frac{p}{1-p}D_1 = dpD_1$$

où ; $p = 1/(1+p_n)$ – Coefficient de rapport des dépenses pour une année.

Dans les projets réels, les dépenses au cours de leur exploitation ne restent pas constantes ; mais augmentent, en fait, en fonction de la charge et du déploiement du réseau ; ce dont on doit, nécessairement, tenir compte. En effet, si à partir de la deuxième année, les dépenses augmentent d'un écart ΔD_2 (par rapport à D_1) et restent, par exemple, constantes le long des années suivantes, c.-à.-d. ;

$$\begin{aligned} D_2 &= D_1 + \Delta D_2 \\ D_3 &= D_1 + \Delta D_3 = D_1 + \Delta D_2 = D_2 \\ D_4 &= D_1 + \Delta D_4 = D_1 + \Delta D_2 = D_2 \dots \end{aligned}$$

alors, les dépenses rapportées sommaires augmentent par rapport à (1.14) de

$$D_{2\Sigma} = p^2D_2(1 + p + p^2 + \dots) = dp^2\Delta D_2$$

De même, s'il y a un écart de variation à partir de la troisième année ;

$$D_{3\Sigma} = dp_3\Delta D_3$$

et ainsi de suite sur le délai infini d'exploitation ; ce qui permet, donc, d'écrire pour ce dernier ;

$$D_{\Sigma} = d \sum_{t=1}^{\infty} p^t \Delta D_t$$

où ; ΔD_t – Différence (écart) entre dépenses, respectivement, relatives deux années qui se suivent, t et $t-1$; c'est une fonction pluri paramétrique.

Si la période d'exploitation est limitée au temps T , alors ;

$$D_{\Sigma} = d \sum_{t=1}^T p^t \Delta D_t$$

1.5. Graphique de charge.

Les graphiques de charge représentent une donnée fondamentale pour le traitement des problèmes de pronostique, de planification et de diverses questions d'optimisation des systèmes d'énergie électrique. Relativement aux différents cas à traiter et à leurs caractéristiques spécifiques, on en distingue les graphiques de charge, respectivement, journaliers, hebdomadaires, mensuels, trimestriels, semestriels et annuels. En règle générale, ces graphiques portent un caractère complexe (aléatoires, non linéaires,...) ; ce qui rend difficile leur utilisation immédiate dans les traitements analytiques. Pour contourner ces difficultés, on recourt souvent à des ajustements adéquats à rendre plus simple leur introduction, en tant que donnée, pour diverses descriptions et quantifications des régimes. Ces graphiques sont, en fait, habituellement définis par leur valeur, respectivement, maximale (valeur de pic), minimale (valeur de base), moyenne (S_{moy}), (*Fig.1.6*).

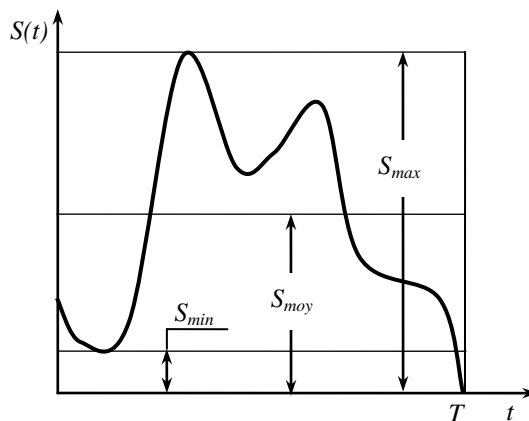


Fig.1.6. Caractéristiques descriptives du graphique de charge

Pour les analyses descriptives et estimatives, on utilise également les grandeurs comme ;

- Le temps d'utilisation de la charge annuelle maximale,

$$T_{\max} = \frac{A}{S_{\max}} = \frac{\int_0^T S(t)dt}{S_{\max}}$$

- Le temps de pertes maximales annuelles,

$$\tau = \frac{\int_0^T S^2(t)dt}{S_{\max}^2}$$

- Le rapport,

$$\frac{S_{\text{moy}}}{S_{\max}} = \frac{\frac{\int_0^T S(t)dt}{T}}{\frac{\int_0^T S(t)dt}{T_{\max}}} = \frac{T_{\max}}{T}$$

- La relation,

$$\tau = f(T_{\max}),$$

où ; $A = \int S(t)dt$ - Energie annuelle, définie par le graphique de charge correspondant.

Par la valeur de T_{\max} , on peut distinguer trois (3) groupes de systèmes électriques ;

- A faible densité de charge, $T_{\max} \leq 4000$ h,
- A moyenne densité de charge, $4000 \text{ h} \leq T_{\max} \leq 6000$ h,
- A forte densité de charge, $T_{\max} \geq 6000$ h

Ces subdivisions permettent ensuite d'ajuster les graphiques typiques adéquats.

Dans le traitement des graphiques de charge, on doit nécessairement distinguer les puissances produites (consommées) de celles installées.

Les processus interactifs dans les systèmes d'énergie électrique d'ensemble s'expriment par la balance énergétique entre les centres de production et ceux de

consommation, moyennant les pertes d'énergie dans les réseaux de transport et de distribution.

On en distingue, ainsi, la balance de la puissance active ;

$$\sum_i P_{G,i} = \sum_i P_{C,i} + \sum_i \Delta P_i$$

et celle de la puissance réactive ;

$$\sum_i Q_{G,i} + \sum_i Q_{com,i} + \sum_i Q_{L,i} = \sum_i Q_{C,i} + \sum_i \Delta Q_i$$

où ; $\Sigma P_{G,i}$, $\Sigma Q_{G,i}$ – Puissance sommaire, respectivement, active et réactive des générateurs ; $\Sigma P_{C,i}$, $\Sigma Q_{C,i}$ – Celles correspondantes des consommateurs ; $\Sigma \Delta P_i$, $\Sigma \Delta Q_i$ – Respectivement, pertes sommairess actives et réactives de puissance dans les réseaux ; $\Sigma P_{com,i}$, $\Sigma Q_{L,i}$ – Puissances réactives sommairess des compensateurs et des lignes.

La différence dans le sens physique entre les ces deux grandeurs implique une différence d'impact de leur écoulement dans le système électrique ; autrement dit, dans la stratégie de contrôle des régimes par leur répartition respective. Par exemple, la balance de la puissance réactive diffère de celle de la puissance active, essentiellement, par le fait qu'un surplus de puissance réactive dans un quelconque rayon (une partie) du système ne peut toujours compenser un déficit dans un autre rayon. Ceci s'explique par le fait que le transfert de la puissance réactive sur des grandes distances n'est pas toujours rationnel et n'est pas toujours possible ; puisqu'il implique des variations de la tension aux bornes du système récepteur.

Pour le contrôle des flux de puissance réactive, il est nécessaire donc de prévoir des réserves correspondantes ; lesquelles réserves sont représentées par des sources complémentaires, installées principalement dans les nœuds de charge exigeant un haut niveau de qualité de l'énergie électrique. Ces sources sont aussi prévues pour relever le facteur d puissance des turbogénérateurs et pour réduire les pertes de puissance active et réactive des lignes et des transformateurs.

En règle générale, chaque « *kw.h* » nouvellement installé exige « *0,9÷1,2 kvar* » ($\Delta Q_{comp} = 90 \div 120 \%P$) de puissance réactive de compensation (de source complémentaire). Ce rapport d'implication entre puissances est très significatif quand il

s'agit de traiter la problématique du transport de l'énergie électrique sur des grandes portées. En effet, les réseaux ou les lignes de transport de l'énergie électrique et d'interconnexion régionale et interterritoriale entre de grands systèmes électriques sont caractérisés par des flux de grande puissance réactive, conduits sous très haute tension ; la puissance réactive de compensation est ainsi considérable. L'aspect, ainsi déterminant de ces relations dans les lignes de grandes longueur, pose un sérieux problème quant au positionnement optimal dans la gestion de leur régime.

Cet aspect de la problématique posée peut faire l'objet d'une perspective et d'un approfondissement, orientés vers la recherche des conditions à réaliser pour atteindre une meilleure performance des liaisons d'interconnexion de grande portée électrique. Précisément, les conditions à installer doivent s'exprimer par des relations optimales requises entre les paramètres de configuration de la ligne et les paramètres du régime, conformément aux indices (critères) requis des états de régime ; tel que plan de tension, capacité de transport, stabilité, rendement, réserve de puissance...

Dans tout problème d'optimisation, les systèmes à traiter sont introduits par des modèles à divers paramètres d'entrée et divers paramètres de sortie telle une boîte noire, (**Fig.1.7**). Conformément à la nature du système (objet) traité, aux conditions de fonctionnement, aux critères d'optimisation..., les paramètres d'entrée et de sortie peuvent être de différents types : contrôlables, non contrôlables, mesurables, non mesurables. La recherche de la solution à partir des équations de liaison est ensuite soumise à des conditions d'optimisation, introduites par des limites de type « égalité » (balance) ou de type « inégalité ».

Sur la **figure 1.7**, on donne un exemple de modèle de principe d'un système d'énergie électrique constitué par « n » centrales C_i électriques où, B_i – représente le débit par centrale de l'énergie primaire, P_i – la puissance active de chaque centrale, P_Σ – Puissance active sommaire de sortie du système d'ensemble.

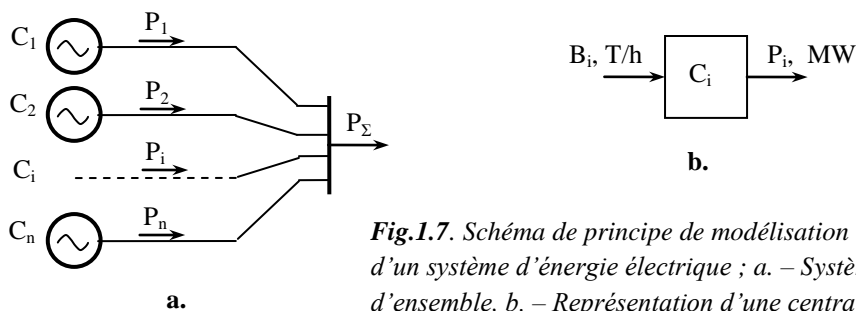


Fig.1.7. Schéma de principe de modélisation d'un système d'énergie électrique ; a. – Système d'ensemble, b. – Représentation d'une centrale.

En règle générale, le système à traiter peut renfermer des centrales thermiques uniquement ou un certain nombre de centrales de sources énergétiques primaires différentes. Dans ce cas, le mode de traitement de l'optimisation peut différer en fonction de la nature de la ressource primaire.

Les centrales thermiques, fonctionnant dans des conditions normales, n'éprouvent pas de limites en réserve d'énergie primaire. Si la centrale dispose d'une réserve requise normalisée en carburant, elle peut fonctionner à pleine charge. Pour ce système, la période d'optimisation peut correspondre à n'importe quel intervalle de temps.

Les systèmes d'énergie mixtes, contenant les centrales hydrauliques, sont caractérisés par le fait que ces dernières éprouvent une limite quant à l'utilisation de la réserve en énergie des réservoirs d'eau. L'utilisation de la ressource hydraulique est limitée au courant de la journée, de la semaine, du mois et de l'année en fonction de la période de réglage du stock de la centrale. De ce fait, il est exigé de tenir compte de la limite du stock sur la période du traitement.

CHAPITRE 2: LES DISPOSITIFS FACTS.

2.1. Définition et concept FACTS.

Les FACTS (Flexible Alternating Control Transmission Systems) sont des systèmes de transmission du courant alternatif incorporant des contrôleurs à base d'électronique de puissance et d'autres contrôleurs statiques à des fins de contrôle des réseaux électriques en améliorant la capacité de transport des lignes, la stabilité du plan du potentiel, en optimisant ses régimes... [11].

Le concept FACTS a été introduit dans les systèmes électriques vers les années 1988. Actuellement, ils sont devenus un outil incontournable pour l'amélioration de l'exploitation des systèmes et pour la flexibilité de leur régime ; laquelle flexibilité est une propriété importante pour la maîtrise de leur contrôle à même d'atteindre une bonne performance.

Ils sont caractérisés par une commande rapide et une durée de vie respectable. Avec les avancées récentes dans la technologie des semi-conducteurs, le temps de réponse de ces dispositifs a diminué jusqu'à quelques millisecondes ; ce que les rend capables de réaliser des performances très appropriées pour tout état de fonctionnement du réseau, [12].

2.2. Classification des dispositifs FACTS

Depuis les premiers compensateurs, trois générations de dispositifs FACTS ont vu le jour. Elles se distinguent par la technologie des semi-conducteurs et des éléments de puissance utilisés [13, 14].

1. La première génération est basée sur les thyristors classiques. Ceux-ci sont généralement utilisés pour enclencher ou déclencher des composants afin de fournir ou absorber de la puissance réactive. Ils servent également au remplacement du changeur de prises en charge mécanique dans les transformateurs de réglage.
2. La deuxième génération, dite avancée, est née avec l'avènement des semi-conducteurs de puissance réglables à la fermeture et à l'ouverture, comme le thyristor GTO. Ces éléments sont assemblés pour former des convertisseurs de tension ou de courant afin d'injecter des tensions contrôlables dans le réseau.

3. Une troisième génération de FACTS utilisant des composants hybrides et qui est adaptée à chaque cas. Contrairement aux deux premières générations, celle-ci n'utilise pas de dispositifs auxiliaires encombrants tels que des transformateurs pour le couplage avec le réseau.

Les dispositifs FACTS peuvent être classés, selon leur mode de couplage ; parallèle, série et hybrides (série-parallèle), en trois catégories présentées ci-après :

2.2.1. Dispositifs shunts.

a. À thyristors, [12, 13, 14, 15].

- TCR (Thyristor Controlled Reactor).
- TSC (Thyristor Switched Capacitor).
- SVC (Static Var Compensator).
- TCBR (Thyristor Control Breaking Resistor).

b. À thyristors GTO, [13, 15, 16].

- STATCOM (Static Synchronous Compensator)].
- SSG (Static Synchronous Generator).

2.2.2. Dispositifs série.

a. À thyristors, [13].

- TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor).
- TCSC (Condensateur série commandé par thyristors).
- TSSR (Thyristor Switched Series Reactor).
- TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor).

b. À thyristors GTO [13, 16].

- SSSC (Static Synchronous Series Compensator).
- GCSC (GTO Thyristor-Cotrolled Series Capacitors)

2.2.3. Dispositifs hybrides.

- TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator).
- TCPST (Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer).
- TCVR (Thyristor Controlled Voltage Regulator).

- IPFC (Interline Power Flow Controller) [15].
- UPFC (Unified Power Flow Controller) [13].

2.3. Compensateur statique de puissance réactive (SVC).

Le SVC est une installation shunt destinée à la production ou à l'absorption de l'énergie réactive, pour des objectifs de contrôle des paramètres spécifiques du réseau électrique, essentiellement la tension, [11].

D'un point de vue opérationnel, le SVC se comporte comme une réactance variable qui génère ou absorbe une puissance réactive afin de réguler la tension. La répartition adéquate des SVC sur le plan du réseau peut, dans une mesure importante, contribuer à l'amélioration de la capacité de transit et réduire les pertes de transmission [17].

Généralement, un SVC est constitué d'un ou plusieurs batteries de condensateurs fixes (FC) commutables soit par disjoncteur, ou bien par thyristors (Thyristor Switched Capacitor TSC) et d'un banc de réactances contrôlables par thyristors (Thyristor controlled Reactor TCR) et des filtres d'harmoniques. Le SVC est relié au réseau à travers un transformateur de couplage, [14], (Fig. 2.1.a).

Les caractéristiques tension-courant d'un SVC sont montrées sur la *figure 2.1, b*. On y distingue trois zones de fonctionnement, [18] ;

- L'intervalle $V_1 < V_S < V_2$ définit une zone de réglage où l'énergie réactive est une résultante interactive entre le TCR et le TSC. La tension du nœud de connexion est,

$$V_S = V_{ref} + X_{SL} \cdot I \quad (2.1)$$

La gamme de régulation du SVC est déterminée, alors, par les limites,

$$-B_{Cmax} < B < B_{Lmax}$$

- Pour $V < V_1(V_{min})$ on définit une zone où le fonctionnement du SVC est purement capacitif,

$$V_S = -\frac{I}{B_{Cmax}} \quad (2.2)$$

- Pour $V > V_1(V_{max})$ la zone définie correspond au fonctionnement purement inductif du SVC est complètement inductif, le TCR est alors caractérisé par son énergie maximale ; les condensateurs état déconnectés.

$$V_S = -\frac{I}{B_{L\max}} \quad (2.3)$$

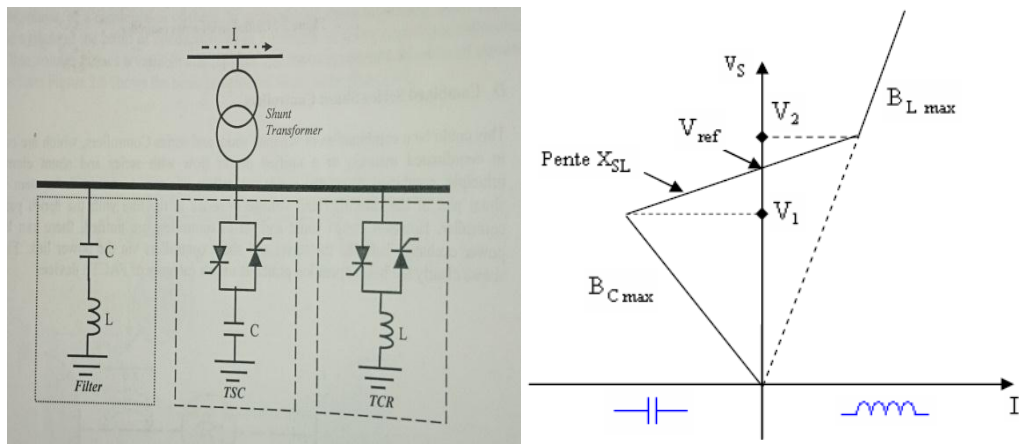


Fig.2.1, a. Structure de base d'un SVC, **b.** Caractéristiques tension-courant, [19].

2.3.1. Réactance contrôlée par thyristors (TCR).

Le TCR est composé d'une inductance en série avec deux thyristors tête-bêche (**Fig. 2.2, a**). Les thyristors conduisent alternativement dans des intervalles dépendant de l'angle d'amorçage " α ". On définit l'angle d'allumage " α " à partir du passage par zéro dans le sens positif de la tension aux bornes du thyristor à allumer ; l'angle " σ " étant l'angle de conduction des thyristors.

Le système de contrôle les impulsions de gâchette des thyristors mesure soit la tension au point de connexion soit la puissance réactive dans la charge associée et calcule l'instant d'amorçage des valves.

La pleine conduction des thyristors est obtenue pour un angle d'amorçage de 90° . Le courant est alors réactif et sinusoïdal, en retard de 90° par rapport à la tension du réseau. Lorsque $\alpha = 180^\circ$, on est en conduction nulle. La conduction partielle est obtenue pour un angle d'amorçage compris entre 90° et 180° , (**Fig.2.2, b**) [18, 20].

L'angle d'amorçage et l'angle de conduction s'expriment, dans leur relation, par,

$$\sigma = 2 (\pi - \alpha) \quad (2.4)$$

L'augmentation de l'angle d'amorçage entraîne la diminution de l'amplitude du fondamental du courant. Cela se traduit par l'augmentation de la valeur de l'inductance du compensateur vue du réseau.

L'augmentation de l'angle d'amorçage rend la pollution harmonique du courant plus intense ; ce qui nécessite l'installation des filtres d'harmoniques.

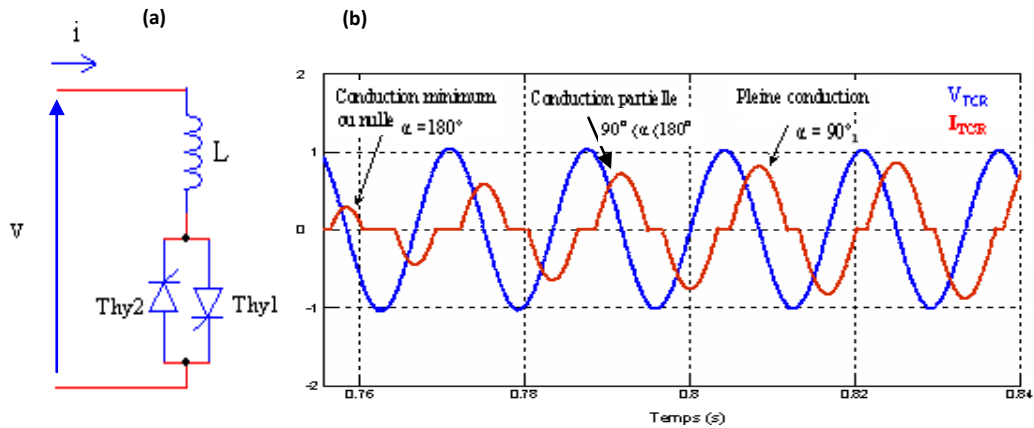


Fig.2. 2. Schéma d'une réactance contrôlée par thyristors.
a. Schéma de principe, b. Tension et courant instantanés, [19].

2.3.2. Condensateur commuté par thyristors (TSC).

Le TSC est composé d'un condensateur " C " fixe branché en série avec une valve bidirectionnelle à thyristors (gradateur) et une bobine d'inductance d'atténuation " L_ℓ " (**Fig.2.3, a**). La commande envoie des impulsions sur les deux thyristors tant qu'il existe une demande de courant capacitif, donc de puissance réactive, (**Fig.2.3, b**). Le TSC fonctionne alors en pleine conduction durant cet intervalle de temps et il est bloqué si la demande en énergie réactive est nulle. Les thyristors sont utilisés comme des disjoncteurs électroniques et le condensateur n'est ainsi pas commandé en phase ; mais simplement enclenché et déclenché. L'inductance d'atténuation " L_ℓ " sert à limiter le courant en cas de fonctionnement anormal et à éviter la résonance avec le réseau.

Pour avoir un minimum de perturbations transitoires, les instants de commutation sont choisis de façon à ce que la tension aux bornes des thyristors soit minimale. L'enclenchement est donc réalisé lorsque la tension résiduelle du condensateur est égale à la tension instantanée du réseau.

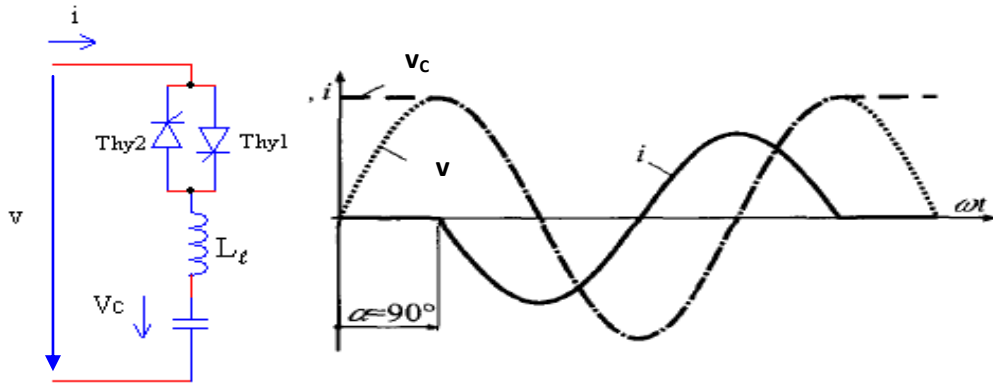


Fig.2.3. Schéma d'un Condensateur commuté par Thyristors.
a. Schéma de principe, b. Courant et tension du condensateur [19].

2.4. Compensateur série commandé par thyristors (TCSC).

Le TCSC est constitué d'une inductance en série avec un gradateur à thyristor, le tout en parallèle avec un condensateur (**Fig.2.4, a**). Le TCSC, placé en série dans une ligne de transport, permet de contrôler le flux de puissance et d'élever la capacité de transfert des lignes en agissant sur son impédance X_{TCSC} .

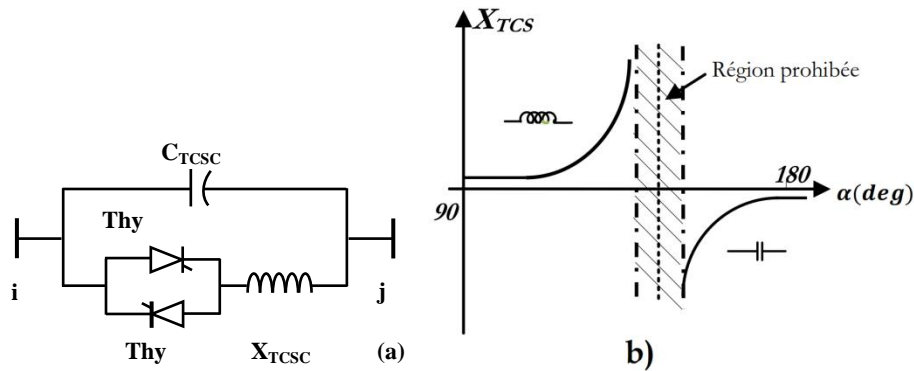


Fig.2.4, a. Structure de base d'un TCSC, b. Impédance du TCSC en fonction de l'angle d'amorçage (zone de fonctionnement, [19]).

Si les thyristors sont bloqués " $\alpha = 180^\circ$ ", le TCSC a une impédance fixe qui est celle du condensateur. Si les thyristors sont commandés en interrupteur électronique et en pleine conduction " $\alpha = 90^\circ$ ", l'impédance du TCSC est encore fixe et vaut l'impédance équivalente du condensateur en parallèle avec l'inductance. Si les thyristors sont partiellement ouverts " $90^\circ < \alpha < 180^\circ$ " (**Fig.2.5**), l'impédance du TCSC s'exprime, en fonction de l'angle d'amorçage " α ", comme suit,

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{X_C X_L(\alpha)}{X_L(\alpha) + X_C} \quad (2.5)$$

ou bien,

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{jL\omega}{\frac{2}{\pi} \left(\pi - \alpha + \frac{\sin(2\alpha)}{2} \right) - LC\omega^2} \quad (2.6)$$

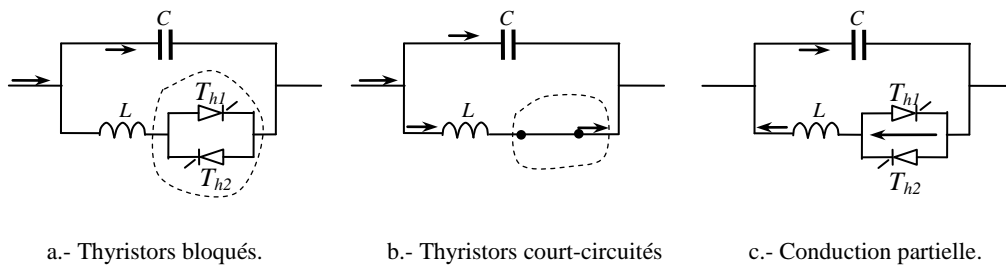


Fig.2.5. Régime de fonctionnement du TCSC.

La **figure 2.4, b** illustre la variation de l'impédance du TCSC en fonction de l'angle d'amorçage " α " des thyristors. On y distingue une zone où cette impédance n'est pas définie (zone de résonance). Dans le point de résonance, $X_L(\alpha) = -X_C$ ($X_{TCSC}(\alpha) = \infty$) et la zone correspondante est prohibée pour le contrôle. En pratique, une varistance à oxyde métallique ou MOV (Metal Oxide Vraistor) est insérée en parallèle afin de protéger le condensateur contre les surtensions [14].

2.5. Compensateur statique synchrone (STATCOM)

Le STATCOM est défini comme étant un générateur synchrone fonctionnant, alors, comme un compensateur parallèle de l'énergie réactive ; dont le courant de sortie (capacitif ou inductif) peut être contrôlé indépendamment de la tension du réseau [15, 17]. Il est similaire au compensateur SVC sauf qu'il présente un temps de réponse plus court et il est sans inertie mécanique.

Le STATCOM est principalement utilisé pour la compensation dynamique des réseaux, afin d'assurer la tenue de tension, d'accroître la stabilité en régime transitoire et d'amortir les oscillations de puissance. Son principe de fonctionnement est simple: un

onduleur de tension (convertisseur) produit, grâce à une source de tension continue, un jeu de tensions triphasées, en phase et couplées aux tensions d'une ligne via une inductance faible, correspondant en général à l'inductance de fuite du transformateur de couplage (**Fig.2.6**) [18].

L'échange d'énergie réactive avec le réseau se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur V_{STAT} ; laquelle est en phase avec la tension V_R du réseau. Le fonctionnement est similaire à celui du compensateur synchrone classique et peut être décrit de la façon suivante.

La puissance réactive échangée avec le réseau est donnée par [21]:

$$Q_{STAT} = \frac{V_R^2}{X_{STAT}} - \frac{V_R V_{STAT}}{X_{STAT}} \cos(\delta - \theta) \quad (2.7)$$

avec δ , l'angle de la tension au jeu de barre sur lequel est couplée le STATCOM.

Pour un STATCOM idéal (sans pertes actives), $\delta = 0$, alors

$$Q_{STAT} = \frac{V_R^2}{X_{STAT}} (V_R - V_{STAT}) \quad (2.8)$$

- Si $V_{STAT} < V_R$, alors Q_{STAT} devient positive, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $-\frac{\pi}{2}$ par rapport à la tension V_R ; ce qui donne un courant inductif, donc le STATCOM absorbe de la puissance réactive. (**Fig.2.7, a**).
- Si $V_{STAT} > V_R$, alors Q_{STAT} devient négative, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $+\frac{\pi}{2}$ par rapport à la tension V_R ; ce qui donne un courant capacitif, donc le STATCOM fournit de la puissance réactive. (**Fig.2.7, b**).
- Si $V_{STAT} = V_R$, le courant circulant dans l'inductance est nul et, par conséquent, il n'y a pas d'échange d'énergie.

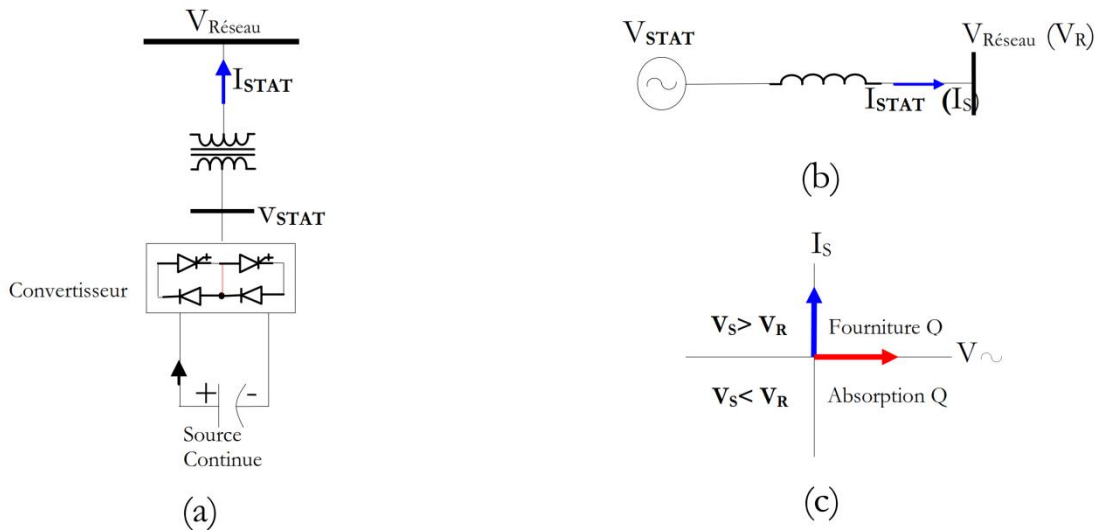


Fig2..6. Schéma d'un STATCOM. a. Structure, b. Circuit équivalent, c. Echange de puissance.



Fig. 2.7. Diagramme vectoriel de STATCOM.

Le STATCOM présente plusieurs avantages ;

- Un contrôle optimale de la tension, les phases sont contrôlées séparément pendant les perturbations du système ;
- Bonne repense à faible tension : le STATCOM est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle ;
- Bonne repense dynamique c.à.d. le système repend instantanément.

Un autre avantage du STATCOM réside dans le fait que l'énergie réactive échangée par ce compensateur peut être capacitive ou inductive à l'aide, uniquement, d'une inductance ; c.-à.-d, contrairement au SVC, il y a absence d'éléments capacitifs qui risque de provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau [15]. La caractéristique statique de ce convertisseur est donnée par la **figure 2.8**.

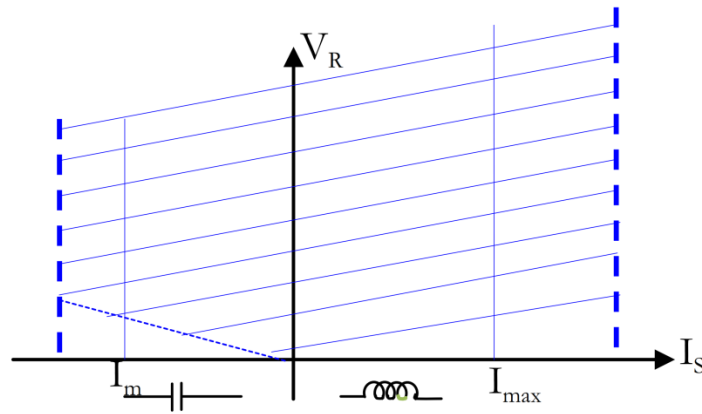


Fig.2.8. Caractéristique du STATCOM.

2.6. Compensateur statique série synchrone (SSSC)

Le SSSC est un dispositif FACTS de la deuxième génération. Il est constitué d'un convertisseur de tension. Cette tension est induite à travers un transformateur dans son enroulement secondaire ; lequel est branché en série avec la ligne (*Fig.2.9*), autrement dit une source de tension connecté en série avec la ligne par l'intermédiaire d'un transformateur. Le SSSC agit, ainsi, sur le courant de la ligne en insérant une tension capacitive ou inductive de même fréquence.

Si l'injection de la tension s'effectue avec un angle de 90° degré en arrière par rapport au courant de la ligne, on obtient une compensation série. Cette compensation est équivalente à un condensateur série à fréquence fondamentale. Si par contre, la tension est injectée avec un angle de 90° en avance par rapport au courant de la ligne, la compensation a le même effet que celui d'augmenter l'impédance réactive de la ligne.

Le SSSC peut produire ou absorber la puissance réactive suivant la commande du convertisseur. Comparé avec le compensateur TCSC, le SSSC présente l'avantage de pouvoir maintenir la valeur de la tension insérée constante indépendamment du courant. Il est donc efficace tant pour des petites charges (faibles courants) que pour des grandes charges. Un autre avantage réside dans le fait que, contrairement au TCSC, le SSSC ne présente pas une zone morte à la résonance parallèle. De plus, sa taille est réduite en comparaison de celle d'un TCSC. Par contre, sa commande est plus complexe et son coût est plus élevé.

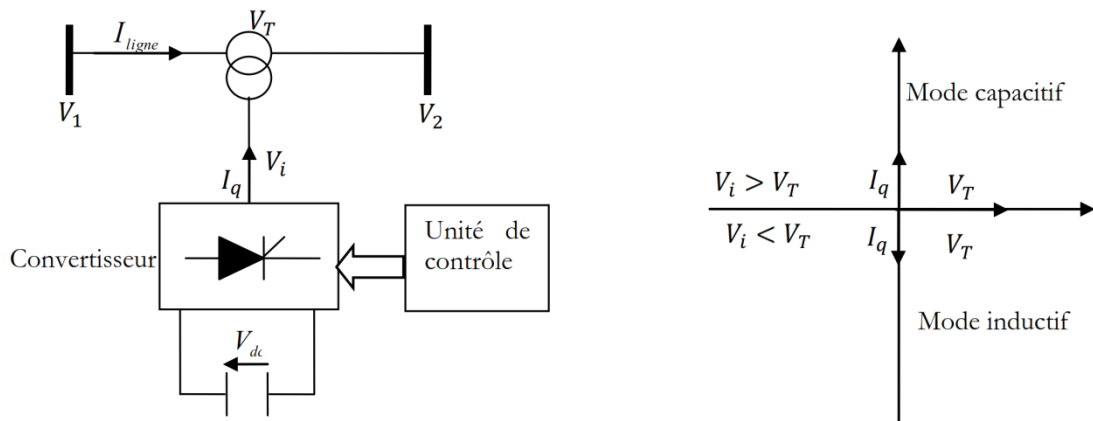


Fig.2. 9. Compensateur synchrone statique série.
a. Schéma, b. Caractéristique V-I

2.7. Contrôleur de transit de puissance universel (UPFC).

L'UPFC appelé aussi déphaseur régulateur universel (DRU) est l'équipement FACTS le plus puissant. Il est dit universel car il comporte toutes les stratégies de compensation de puissance. Il est capable de contrôler, simultanément et indépendamment, la tension, l'impédance, l'angle de transport de la ligne (déphasage) et d'intervenir dans le contrôle du transit de la puissance active.

L'UPFC est constitué de deux onduleurs de tension. Un onduleur est connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur shunt et l'autre est connecté en série avec le réseau. Les deux onduleurs sont interconnectés par une liaison à courant continu formée par un condensateur. Il s'agit en fait de la combinaison d'un STATCOM et un SSSC. Son schéma est représenté à la **figure 2.10**. L'onduleur 1 est utilisé pour satisfaire la demande en puissance active de l'onduleur 2 à travers la liaison à courant continu et il réalise aussi la fonction de compensation d'énergie réactive puisqu'il peut fournir ou absorber de la puissance réactive indépendamment de la puissance active qui le traverse. L'onduleur 2 injecte une tension contrôlable en amplitude et en phase et fournit les puissances active et réactive nécessaires à la compensation série [13,18].

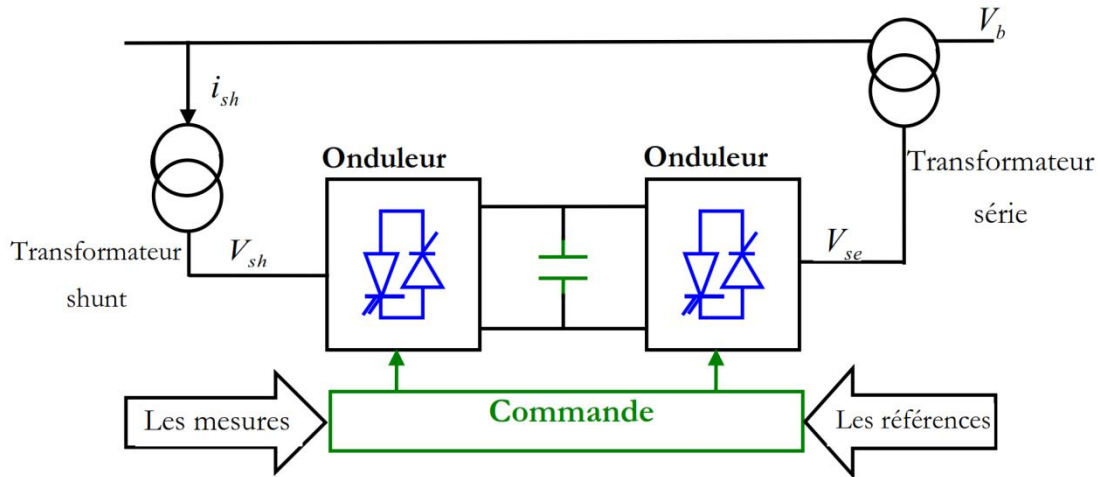


Fig.2.10. Schéma de principe de l'UPFC.

2.8. Avantages et applications des FACTS.

Les dispositifs FACTS, insérés dans un réseau électrique, peuvent toucher divers domaines tels que technique, économique et environnemental, et satisfaire plusieurs besoins. De manière générale, l'effet de ces équipements de compensation sur la performance des réseaux électriques se résume dans les points suivants ;

- La contribution à l'exploitation optimale d'un système électrique par réduction des pertes de puissance et d'amélioration du profil de tension.
- Meilleur contrôle et meilleure gestion de l'écoulement de puissance, de manière à réduire les surcharges dans les lignes ou les transformateurs.
- Le maintien de la tension des nœuds à un niveau acceptable en fournissant (ou absorbant) de la puissance réactive appropriée.
- Réduction de l'écoulement de la puissance réactive, ce qui permettra ainsi à la ligne de transporter plus de puissance active.
- Possibilité de charger les lignes de transport près de leurs limites dynamiques.
- Amortissement des oscillations de puissances.
- Amélioration de la qualité de l'énergie.

CHAPITRE 3 : REPARTITION OPTIMALE DES FLUX DE PUISSANCE EN PRESENCE DES FACTS.

3.1. Introduction.

Dans un sens général, l'optimisation des systèmes électriques, dans leurs états structurels et fonctionnels, est une problématique connue et, à juste titre très bien posée. Les résolutions des questions posées dans ce domaine sont diverses, selon les objectifs spécifiques fixés.

Les moyens utilisés pour atteindre ces résolutions n'ont jamais cessé de se développer ; puisque les problèmes posés, eux-mêmes, sont sujets à évolution et à complexité incessantes. En effet, l'enjeu de l'énergie électrique, dont le besoin et la consommation ne cessent de s'affirmer, implique le développement pressant des systèmes électriques ; aussi bien sur le plan de la production que sur celui de la consommation. La complexité conséquente de leur structure et celle de leurs régimes dus à l'insertion de nouveaux types de charge (nouveaux centres de consommation) à caractéristiques, en règle générale, non linéaire, donc plus perturbatrices, justifie la recherche de nouveaux moyens et procédures, conformément adéquats, pour le traitement de cette problématique ainsi reposée et réactualisée. En règle générale, les procédures utilisées reposent sur le même formalisme analytique descriptif ; mais les moyens de résolution peuvent différer en fonction des apports progressifs en connaissances dans le domaine.

Dans ce travail, nous nous basons sur ce formalisme descriptif, tiré de travaux qui ont précédé, essentiellement de [22÷34], auxquels nous avons tenté d'appliquer une procédure propre à ce travail.

3.2. Description analytique de l'écoulement de puissance.

L'écoulement de puissance ou bien la répartition de charge (*load flow or power flow*) est d'impact très déterminant sur les paramètres du régime du réseau électrique. Son contrôle représente un moyen fondamental pour la planification et l'exploitation de ce dernier. Il permet, en fait, d'obtenir des informations sur le régime du réseau étudié et d'installer les conditions objectives d'une gestion adéquate dans diverses orientations telles que ; sécurité, fiabilité, économie, prévision...

En effet, à partir de données sur la consommation de l'énergie électrique et sur sa production spécifiées dans divers nœuds du système, la résolution du problème lié à l'écoulement de puissance permet d'atteindre les informations nécessaires sur l'état du processus électrique du réseau ; telles, les tensions nodales, les puissances de transits dans toutes les branches, les pertes dans les lignes, etc... [22].

Le traitement de l'écoulement de puissance consiste, fondamentalement et à travers une formulation mathématique adéquate, à déterminer les tensions complexes de tous les jeux de barres et, à partir desquelles, toutes les autres grandeurs ; telles que les courants de ligne, les puissances correspondantes, les pertes de puissances...

Pour un réseau électrique à « n » jeux de barres, le système d'équations des tensions nodales s'exprime par la relation matricielle,

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix}, \quad (3.1)$$

ou bien, tout simplement, par

$$I_{bus} = Y_{bus} * V_{bus} \quad (3.2)$$

où ; I_{bus} - Vecteur de courant complexe injecté à chaque nœud, V_{bus} - Vecteur de la tension complexe de chaque nœud, Y_{bus} - Matrice d'admittance, elle contient les données concernant les lignes, les transformateurs et les condensateurs installés dans le système.

Le courant I_i s'écrit,

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| V_j e^{j(\theta_j + \delta_{ij})}, \quad (3.3)$$

avec,

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle -\delta_{ij}, \quad (3.4)$$

La puissance injectée dans le système au jeu de barre i s'exprime comme,

$$S_i = V_i * I_i^* ; \quad (3.5)$$

soit, compte tenu de l'équation (3.3),

$$S_i = P_i - jQ_i = \sum_{j=1}^n V_i |Y_{ij}| V_j e^{j(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij})} \quad (3.6)$$

où, $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$ - Différence angulaire entre les jeux de barres i et j ; θ_i, θ_j - Angles de la tension, respectivement, des jeux de barres i et j .

Cette dernière équation montre que les puissances actives et réactives transmises dans un jeu de barre quelconque sont fonction du module et de l'argument des tensions aux niveaux des autres jeux de barres du système. En utilisant cette équation, on peut exprimer la puissance, respectivement, active et réactive, injectée dans un jeu de barre i sous la forme,

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} = \sum_{j=1}^n V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (3.7)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} = \sum_{j=1}^n V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (3.8)$$

ou bien,

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} = \sum_{j=1}^n V_i |Y_{ij}| V_j \cos(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij}) \quad (3.9)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} = \sum_{j=1}^n V_i |Y_{ij}| V_j \sin(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij}), \quad (3.10)$$

où, g_{ij} et b_{ij} représentent, respectivement, la conductance et la susceptance de la ligne de transmission.

L'écoulement des puissances dans une branche l du système peut être représenté, conformément au schéma de la **figure 3.1**, par les puissances apparentes d'extrémités comme suit,

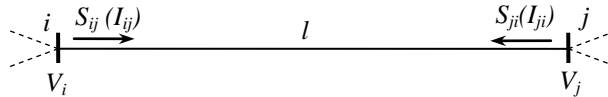


Fig.3.1. Puissances de ligne.

$$S_{ij} = V_i * I_{ij}^* = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \quad (3.11)$$

$$S_{ji} = V_j * I_{ji}^* = \sqrt{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2} \quad (3.12)$$

où, les puissances correspondantes actives et réactives ont pour forme,

$$P_{ij} = V_i^2 g_{ij} - V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (3.13)$$

$$P_{ji} = V_j^2 g_{ji} - V_i V_j (g_{ji} \cos \theta_{ji} + b_{ji} \sin \theta_{ji}) \quad (3.14)$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 b_{ii} + V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ii} \cos \theta_{ij}) \quad (3.15)$$

$$Q_{ji} = -V_j^2 b_{jj} + V_i V_j (g_{ji} \cos \theta_{ij} - b_{ji} \cos \theta_{ij}) \quad (3.16)$$

Les pertes correspondantes de puissance peuvent être, alors, déterminées comme suit ;

$$S_{L_{ij}} = S_{ij} + S_{ji} \quad (3.17)$$

Dans les systèmes électriques, les nœuds sont caractérisés par une puissance complexe (S_i) et un vecteur-tension (V_i). Pour le traitement et calcul des régimes, il est nécessaire de disposer d'un minimum de données. Si on dispose de données sur la puissance uniquement, la tension, étant donc inconnue, sera à déterminer dans le processus de calcul. Si la tension est initialement donnée, la puissance inconnue sera alors à déterminer. A la base de ces grandeurs et de leur données relatives, on distingue trois de nœuds ;

- **Nœuds P-V.** Pour ce type de nœud, associé aux centrales de production, on spécifie la puissance active et le module de la tension. la phase de la tension et la puissance réactive sont inconnues et sont alors à déterminer après la résolution du problème.
- **Nœuds P-Q.** Pour ce type de nœud, on associe généralement les charges. Ces dernières sont caractérisées par la consommation des puissances active et réactive. Les valeurs inconnues sont le module et la phase de la tension.
- **Nœuds V- θ :** Pour ce type de nœud, on associe la centrale de production la plus puissante. Dans un nœud k (nœud de référence ou slack bus), on spécifie la phase et le module de la tension. Les valeurs à déterminer sont les puissances active et réactive.

En raison de la nature non linéaire des équations de l'écoulement de puissance, plusieurs méthodes numériques ont été proposées pour résoudre ce problème. Généralement, les techniques les plus utilisées sont la méthode de Gauss-Seidel, Newton-Raphson et découplée rapide.

3.3. Résolution des équations de l'écoulement de puissance.

La première méthode numérique utilisée était la méthode itérative de Gauss-Seidel. Cette méthode nécessite un grand nombre d'itérations pour les grands réseaux et un temps de convergence très grand. La méthode la plus connue est celle de Newton-Raphson ; laquelle représente un outil performant dans le traitement de la répartition des puissances. Cette dernière nécessite plus de temps par itération que celle de Gauss-Seidel, mais elle ne demande que quelques itérations pour atteindre la solution, même pour les grands réseaux, [23]. C'est la méthode (Newton-Raphson) adoptée et utilisée dans le cadre de ce travail de recherche, tout le long des divers traitements.

Le principe de cette méthode est basé sur le développement en série de Taylor des équations des puissances (3.9) et (3.10). Comme les variations des puissances dans les deux équations sont liées aux variations de l'amplitude et de la phase des tensions, on peut écrire [24],

$$\Delta P_i = \sum_{j=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} \Delta \theta_j + \sum_{j=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \Delta V_j \quad (3.18)$$

$$\Delta Q_i = \sum_{j=1}^N \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \Delta \theta_j + \sum_{j=1}^N \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \Delta V_j \quad (3.19)$$

En écrivant le système des équations précédentes sous la forme matricielle, on obtient,

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

L'équation (3.20), peut être reformulée par l'équation suivante ;

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}, \quad (3.21)$$

avec ; J_1, J_2, J_3, J_4 - Respectivement, les sous-matrices formants la matrice Jacobienne qui représentent les dérivées partielles des P, Q par rapport à θ, V . Les éléments de la matrice Jacobienne évaluent, en fait, les degrés (sensibilités, vitesses) de variations des puissances actives et réactive par rapport au potentiel et à son déphasage.

Les éléments diagonaux et non diagonaux de la sous matrice J_1 s'écrivent comme [22],

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij}) \quad (3.22)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} = |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij}) \quad (3.23)$$

Analogiquement pour la sous-matrice J_2 ;

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n |Y_{ij}| |V_j| \cos(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij}) + |V_j| |Y_{ii}| \cos(\delta_{ii}) \quad (3.24)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_j} = |Y_{ij}| |V_j| \cos(-\delta_{ij} - \theta_j + \theta_i) \quad (3.25)$$

Les éléments de J_3 sont déterminés comme suit :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij}) \quad (3.26)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} = -|Y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij}) \quad (3.27)$$

De même, pour la sous matrice J_4 ;

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n |Y_{ij}| |V_j| \sin(\theta_i - \theta_j - \delta_{ij}) + |V_j| |Y_{ii}| \sin(\delta_{ii}) \quad (3.28)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = |Y_{ij}| |V_j| \sin(-\delta_{ij} - \theta_j + \theta_i) \quad (4.29)$$

Le calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson se réalise suivant les étapes ;

1. Préparation des données du réseau, qui incluent ; les données des lignes, des nœuds, des générateurs, des transformateurs, des charges, et l'erreur tolérable ϵ ,

2. Initialiser le compteur d'itérations, $k = 0$,
3. Calcul de la matrice admittance Y_{bus} ,
4. Affecter les valeurs initiales aux grandeurs modules et phases des tensions ;
habituellement, les valeurs initiales sont $V_i^0 = 1.0$ p.u. et $\theta_i^0 = 0$,
5. Utilisez les estimations V^0 et θ^0 pour calculer la puissance active et réactive pour tous les nœuds P^0 , Q^0 en utilisant les équations (3.9) et (3.10),
6. Calculer le vecteur des écarts de puissance active et réactive comme suit ;

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{spec} - P_i^{(k)} \quad (3.30)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{spec} - Q_i^{(k)} \quad (3.31)$$

Les écarts des puissances représentent la différence entre l'injection des puissances spécifiées et la valeur actuelle de l'injection des puissances calculées par (3.9) et (3.10).

7. Utiliser les estimations V^0 et θ^0 pour calculer les éléments de la matrice Jacobéenne J_1, J_2, J_3, J_4 en utilisant les équations de (3.22) à (3.29).
8. Calcul de l'incrément des modules et des phases des tensions par l'inversement de la matrice Jacobéenne comme suit ;

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1} * \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

9. Calculer les nouvelles estimations des modules et des phases des tensions selon les équations suivantes:

$$V^{k+1} = V^k + \Delta V^k \quad (3.33)$$

$$\theta^{k+1} = \theta^k + \Delta\theta^k \quad (3.34)$$

10. Si $|\Delta P_i^{(k)}| \leq \varepsilon$ et $|\Delta Q_i^{(k)}| \leq \varepsilon$ l'algorithme converge, si non :
11. Incrémenter k de 1 et retourner à l'étape 5.

3.4. Modèles des éléments du réseau.

3.4.1. Générateurs

En règle générale, les générateurs électriques, éléments du système d'énergie électrique et source de potentiel, sont modélisés par une force électromotrice débitant dans un nœud du système à travers une réactance. La valeur de ces grandeurs est fonction du

caractère du régime étudié (permanent, transitoire, subtransitoire) et du type de la machine (à pôles saillants, à pôles lisses). Les limites de leurs potentialités énergétiques sont déterminées par celles du courant inducteur et du courant induit (respectivement, du rotor et du stator) dans lesquelles limites s'installe la possibilité de contrôle de la tension et des puissances. Dans le cas considéré, le générateur est modélisé par une source de tension constante qui injecte, au niveau du nœud auquel il est connecté, une puissance active P_G et réactive Q_G .

La puissance générée par chaque unité est limitée dans un intervalle défini comme suit :

$$P_{G_i}^{\min} \leq P_{G_i} \leq P_{G_i}^{\max} \quad (3.35)$$

$$Q_{G_i}^{\min} \leq Q_{G_i} \leq Q_{G_i}^{\max} \quad (3.36)$$

Les générateurs peuvent être donnés par deux modèles. Dans le premier, ils sont donnés par leur puissance P_{G_i} et leur potentiel de service V_i ; ils sont dits nœuds PV. La valeur de la puissance réactive est calculée de manière à maintenir la tension nodale à sa valeur de consigne. Si Q_{G_i} dépasse une des limites définies, alors elle sera fixée à cette même valeur et la tension ne peut plus être contrôlée. Le nœud se comportera comme étant un nœud PQ.

Les générateurs peuvent être modélisés aussi par des puissances injectées constantes. Dans ce cas, les puissances P_{G_i} et Q_{G_i} sont données et la tension ne peut être contrôlée. Dès lors un générateur est connecté au nœud de référence (de la balance énergétique), tel que ses puissances active et réactive sont supposées infinies et sa phase sera choisie comme référence pour le système. La **figure 3.2** illustre les deux modèles cités, [25].

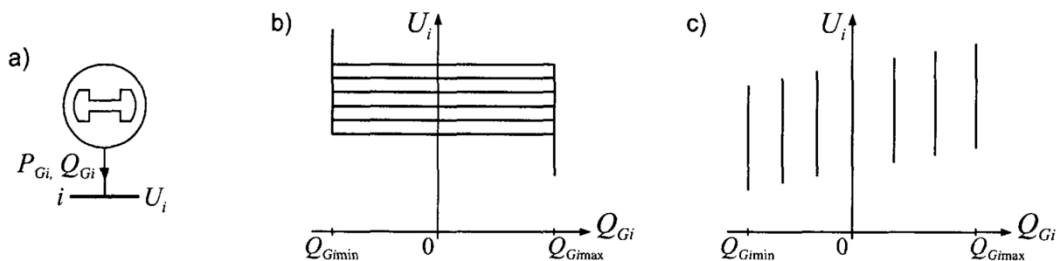


Fig.3.2. Modèles du générateur. a- Symbole, b- Modèle PV classique, c- Puissance complexe constante.

3.4.2. Lignes.

Une ligne est généralement représentée par son schéma électrique équivalent en « π » ; par son impédance série et par son admittance shunt ; soit, respectivement, $Z_{ij} = r_{ij} + jx_{ij}$ et $Y_{ij0} = g_{ij0} + jb_{ij0}$, (**Fig.3.3**). Généralement $g \ll b$ et l'on peut considérer que $g \approx 0$ et $Y_{ij0} = jb_{ij0}$ susceptance de la ligne, [25].

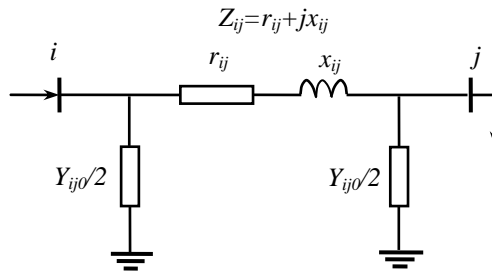


Fig.3.3. Modèles en π de la ligne.

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

$$Y_{ii} = \frac{1}{Z_{ij}} + \frac{Y_{ij0}}{2} = Y_{ij} + \frac{Y_{ij0}}{2} \quad (3.37)$$

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

$$Y_{ij} = \frac{1}{Z_{ij}} = Y_{ji} \quad (3.38)$$

Analogiquement pour le nœud j ,

$$Y_{jj} = \frac{1}{Z_{ji}} + \frac{Y_{ji0}}{2} = Y_{ij} + \frac{Y_{ij0}}{2}$$

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

$$Y_{bus} = \begin{pmatrix} y_{ij} + \frac{y_{ij0}}{2} & -y_{ij} \\ -y_{ij} & y_{ij} + \frac{y_{ij0}}{2} \end{pmatrix} \quad (3.39)$$

3.4.3. Transformateurs.

Un transformateur simple à deux enroulements peut être représenté par le schéma de principe à liaison magnétique, (**Fig.3.4, a**) ou bien par son schéma électrique équivalent aux paramètres rapportés (ici primaire au secondaire) à travers le rapport de transformation ; soit $a = W_2/W_1$, (Fig.3, b) et où, I_0, Z_0 – Paramètres, respectivement, courant et impédance de la branche d’aimantation, rapportés au secondaire.

Pour ce schéma, on peut établir le système d’équations d’équilibre nodale ;

$$\begin{vmatrix} I_1 \\ I_2 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{vmatrix} \begin{vmatrix} U_1 \\ U_2 \end{vmatrix}$$

où, les éléments de la matrice d’admittance peuvent être déterminés à partir de la mise en équation ou bien à partir de la mise en forme adéquate du schéma équivalent ;

a. Mise en équation.

Soit, donc, le système d’équations de l’équilibre du contour « 1-0-2 » et de celui du nœud « 0 » ;

$$\begin{aligned} aU_1 &= aI_1Z_1 - I_2Z_2 + U_2 \\ I_2 &= I_0 - \frac{I_1}{a} \end{aligned}$$

En remplaçant le courant I_2 par sa valeur dans la première équation avec, à partir du schéma,

$$I_0 = \frac{aU_1 - aI_1Z_1}{Z_0}$$

et, après quelques transformations, on obtient,

$$I_1 = \frac{1}{a^2Z_1\left(\frac{Z_2}{Z_0} + 1\right) + Z_2} \left[a^2\left(\frac{Z_2}{Z_0} + 1\right)U_1 - aU_2 \right]$$

De même en remplaçant $I = a(I - I)$ dans la même équation avec,

$$I_0 = \frac{U_2 - I_2 Z_2}{Z_0},$$

On peut également arriver à,

$$I_2 = \frac{1}{a^2 Z_1 \left(\frac{Z_2}{Z_0} + 1 \right) + Z_2} \left[-a U_1 + \left(a \frac{Z_1}{Z_0} + 1 \right) U_2 \right]$$

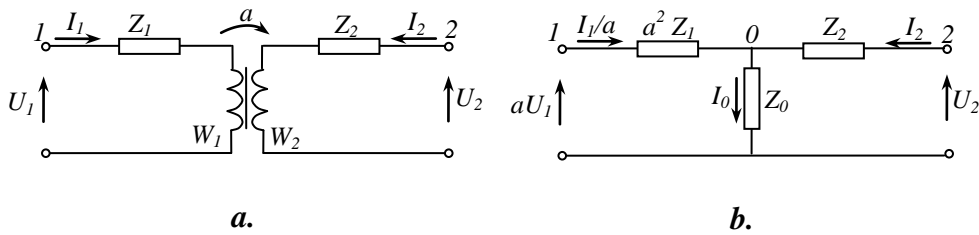


Fig.3.4. Représentation du transformateur.
a.- liaison magnétique, b.- Liaison électrique.

Ainsi, peut-on écrire ;

$$\begin{vmatrix} I_1 \\ I_2 \end{vmatrix} = \frac{1}{a^2 Z_1 \left(\frac{Z_2}{Z_0} + 1 \right) + Z_2} \begin{vmatrix} a^2 \left(\frac{Z_2}{Z_0} + 1 \right) & -a \\ -a & a \frac{Z_1}{Z_0} + 1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} U_1 \\ U_2 \end{vmatrix}.$$

Généralement l'impédance Z_0 est très grande, on peut supposer, donc, que $Z_0 \rightarrow \infty$. Ceci donne,

$$\begin{vmatrix} I_1 \\ I_2 \end{vmatrix} = \frac{1}{a^2 Z_1 + Z_2} \begin{vmatrix} a^2 & -a \\ -a & 1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} U_1 \\ U_2 \end{vmatrix},$$

où, en fait, $a^2 Z_1 + Z_2 = Z_T$ est l'impédance du transformateur, (**Fig.3.5**) ;

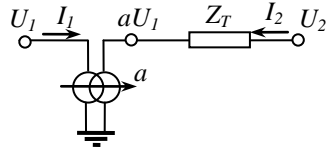


Fig.3.5. Schéma équivalent du TR avec liaison idéale

ce qui donne ensuite,

$$\begin{vmatrix} I_1 \\ I_2 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \frac{a^2}{Z_T} & -\frac{a}{Z_T} \\ -\frac{a}{Z_T} & \frac{1}{Z_T} \end{vmatrix} \begin{vmatrix} U_1 \\ U_2 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \frac{Y_{12}}{a^2} & -\frac{Y_{12}}{a} \\ -\frac{Y_{12}}{a} & Y_{12} \end{vmatrix} \begin{vmatrix} U_1 \\ U_2 \end{vmatrix}$$

Ou bien, de manière générale,

$$\begin{vmatrix} I_i \\ I_j \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} Y_{ii} & Y_{ij} \\ Y_{ji} & Y_{jj} \end{vmatrix} \begin{vmatrix} U_1 \\ U_2 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \frac{Y_{ij}}{a^2} & -\frac{Y_{ij}}{a} \\ -\frac{Y_{ij}}{a} & Y_{ij} \end{vmatrix} \begin{vmatrix} U_i \\ U_j \end{vmatrix}$$

b. Transformation du schéma.

La matrice des admittances peut être déterminée également à partir de la transformation du schéma de la forme « étoile » (**Fig.3.4, b**) à celle triangle (**Fig.3.6**).

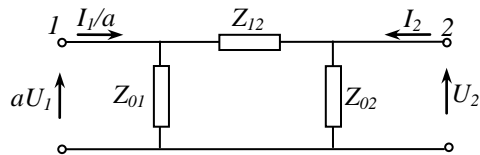


Fig.3.6. Schéma transformé.

Pour la forme triangle en peut définir,

$$\begin{aligned} Y'_{11} &= \frac{1}{Z'_{11}} = \frac{1}{Z_{01}} + \frac{1}{Z_{12}} \\ Y'_{12} &= \frac{1}{Z'_{12}} = \frac{1}{Z_{21}} = Y'_{21} \\ Y'_{22} &= \frac{1}{Z'_{22}} = \frac{1}{Z_{02}} + \frac{1}{Z_{12}} \end{aligned}$$

avec,

$$Z_{01} = a^2 Z_1 + Z_0 + \frac{a^2 Z_1 Z_0}{Z_2}$$

$$Z_{02} = Z_2 + Z_0 + \frac{Z_2 Z_0}{a^2 Z_1}$$

$$Z_{12} = Z_{21} = a^2 Z_1 + Z_2 + \frac{a^2 Z_1 Z_2}{Z_0}$$

Après substitution, on obtient,

$$Y'_{11} = \frac{1}{a^2 Z_1 \left(\frac{Z_2}{Z_0} + 1 \right) + Z_2} \left(\frac{Z_2}{Z_0} + 1 \right)$$

$$Y'_{12} = \frac{1}{a^2 Z_1 \left(\frac{Z_2}{Z_0} + 1 \right) + Z_2} = Y'_{21}$$

$$Y'_{22} = \frac{1}{a^2 Z_1 \left(\frac{Z_2}{Z_0} + 1 \right) + Z_2} \left(a^2 \frac{Z_1}{Z_0} + 1 \right)$$

On peut donc écrire pour le schéma,

$$\begin{vmatrix} I_1 / a \\ I_2 \end{vmatrix} = \frac{1}{a^2 Z_1 \left(\frac{Z_2}{Z_0} + 1 \right) + Z_2} \begin{vmatrix} \left(\frac{Z_2}{Z_0} + 1 \right) & -1 \\ -1 & a^2 \frac{Z_1}{Z_0} + 1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} aU_1 \\ U_2 \end{vmatrix},$$

ou bien,

$$\begin{vmatrix} I_1 \\ I_2 \end{vmatrix} = \frac{1}{a^2 Z_1 \left(\frac{Z_2}{Z_0} + 1 \right) + Z_2} \begin{vmatrix} a^2 \left(\frac{Z_2}{Z_0} + 1 \right) & -a \\ -a & a^2 \frac{Z_1}{Z_0} + 1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} aU_1 \\ U_2 \end{vmatrix}$$

Ainsi, pour le transformateur donné, la matrice d'admittances nodale s'exprime,

$$Y_{bus} = \begin{pmatrix} \frac{y_{ij}}{a^2} & -\frac{y_{ij}}{a} \\ -\frac{y_{ij}}{a} & y_{ij} \end{pmatrix} \quad (3.40)$$

3.4.4. Charges

Les charges représentent les consommateurs de l'énergie électrique ; lesquels consommateurs peuvent aller de l'élémentaire à l'équivalent complexe très diversifié. En règle générale, une charge peut être modélisée par ;

- Une impédance constante,
- Un courant constant,
- Une puissance complexe constante,
- Une caractéristique statique complexe ; puissance complexe dépendante de la tension, $S(U) = P(U) + jQ(U)$.

Dans ce travail, la charge est donnée par une puissance complexe constante, indépendante de la tension du nœud auquel elle est branchée ;

$$S_{Li} = P_{Li} + jQ_{Li} \quad (3.41)$$

La puissance réactive Q_{Li} peut être positive ou négative selon que la charge est de nature, respectivement, inductive ou capacitive, (**Fig.3.7**).

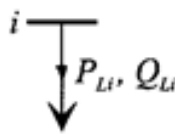


Fig. 3.7. Modèle de la charge.

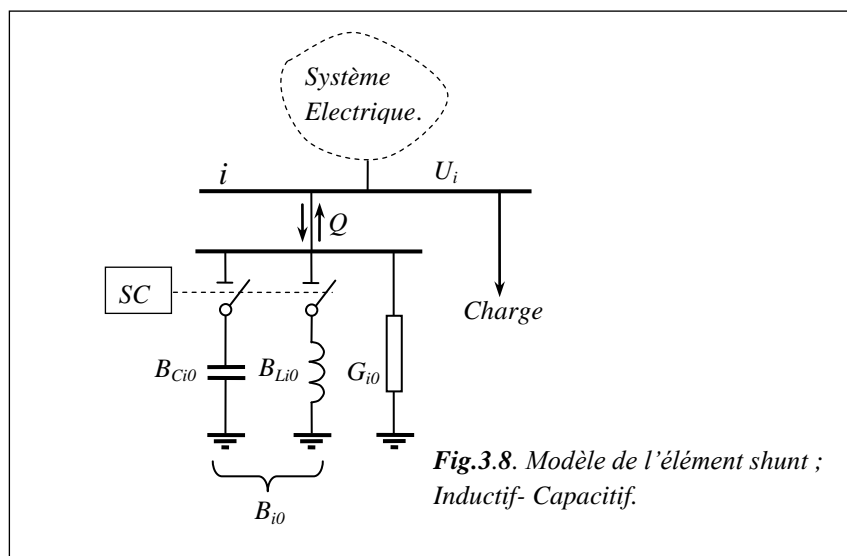
3.4.5. Éléments shunts.

Pour des objectifs d'optimisation des régimes des systèmes électriques, on est tenu, très souvent, d'installer des éléments shunts pour divers contrôle, tel que des flux de circulation de la puissance réactive de ligne, de la tension, des pertes, de la capacité de transport...

Pour le traitement des régimes, ces derniers sont introduits par leur admittance,

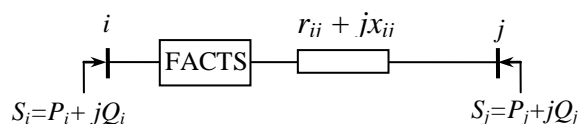
$$Y_{i0} = G_{i0} + jB_{i0}. \quad (3.42)$$

Conformément à la nature dynamique des régimes du système, ces installations, en règle générale, sont de type réglable ; ils injectent au système de la puissance réactive aussi bien qu'ils en consomment, selon l'état du régime, (**Fig.3.8**).



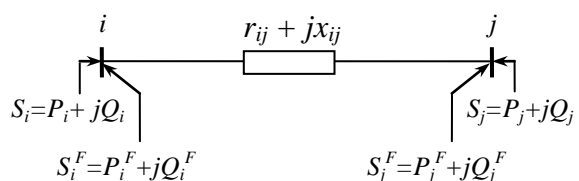
3.5. Modèles des dispositifs FACTS.

Pour le contrôle des régimes du système aussi bien par les compensateurs classiques que par les FACTS, on peut recourir, en règle générale et selon l'objectif, à deux techniques ; l'une basée sur le contrôle par les paramètres du régime ; tels les puissances, le courant. Par cette procédure, on détermine les puissances réactives à injecter par les FACTS aux nœuds conformément aux critères d'optimisation donnés (**Fig.3.9**).



a.

Fig. 3.9. Modèle à puissance équivalente injectée.
a. - Modèle avec FACTS ; b. - Modèle équivalent F.-Indice qui signifie FACTS.



b.

Ces puissances équivalentes sont exprimées comme,

$$S_i^{FACTS} = P_i^{FACTS} + jQ_i^{FACTS} \quad (3.43)$$

$$S_j^{FACTS} = P_j^{FACTS} + jQ_j^{FACTS} \quad (3.44)$$

La matrice Jacobéenne est ainsi modifiée à travers les relations de sensibilité (degré de sensibilité) entre les paramètres du régime (ΔP , ΔQ , $\Delta \delta$, ΔU). La description de cette modification, suite à l'injection des puissances active et réactive par le dispositif FACTS, est donnée par la matrice Jacobéenne [26];

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1^{new} & J_2^{new} \\ J_3^{new} & J_4^{new} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

avec :

$$J_1^{new} = J_1 - \frac{\partial P^{FACTS}}{\partial \delta} \quad (3.46)$$

$$J_2^{new} = J_2 - \frac{\partial P^{FACTS}}{\partial V} \quad (3.47)$$

$$J_3^{new} = J_3 - \frac{\partial Q^{FACTS}}{\partial \delta} \quad (3.48)$$

$$J_4^{new} = J_4 - \frac{\partial Q^{FACTS}}{\partial V} \quad (3.49)$$

L'écart de puissance active et réactive doit être modifié comme suit :

$$\Delta P_i = P_i^{spec} - P_i^{FACTS} - P_i \quad (3.50)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{spec} - Q_i^{FACTS} - Q_i \quad (3.51)$$

où, P_i^{spec} et Q_i^{spec} sont, respectivement, la puissance active et réactive spécifiées au nœud i , P_i^{FACTS} et Q_i^{FACTS} sont la puissance active et réactive injectées par un dispositif FACTS, P_i et Q_i sont respectivement la puissance active et réactive calculées par le programme d'écoulement de puissance. J_1, J_2, J_3, J_4 sont les sous matrices de la matrice Jacobéenne sans dispositifs FACTS.

La deuxième technique consiste en l'utilisation des paramètres du système ; tels les réactances. L'insertion des ces éléments dans la ligne change évidemment la structure de

dernière. Dans ce modèle, le dispositif FACTS vient, donc, modifier directement la matrice d'admittance de liaison nodale. Selon le type de FACTS modélisé, le dispositif peut être placé au milieu ou à une extrémité de la ligne (*Fig.3.10*), [27].

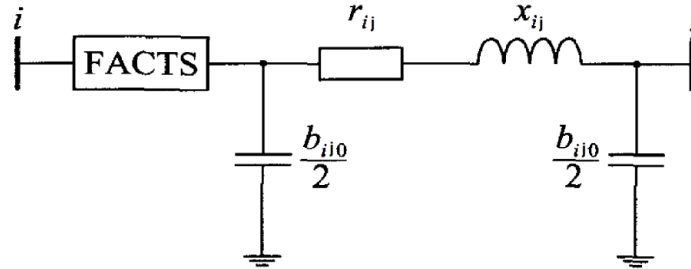


Fig.3.10. Insertion du dispositif FACTS dans une ligne.

Les paramètres du modèle équivalent obtenu de la ligne sont déterminés et substitués à ceux de la ligne sans FACTS dans la matrice d'admittance nodale. Cette dernière est modifiée de la manière suivante,

$$Y_{\text{mod}} = \begin{bmatrix} Y'_{ii} & Y'_{ij} \\ Y'_{ji} & Y'_{jj} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ii}^{\text{ligne}} & Y_{ij}^{\text{ligne}} \\ Y_{ji}^{\text{ligne}} & Y_{jj}^{\text{ligne}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{ii}^{\text{FACTS}} & Y_{ij}^{\text{FACTS}} \\ Y_{ji}^{\text{FACTS}} & Y_{jj}^{\text{FACTS}} \end{bmatrix} \quad (3.52)$$

avec :

$$\begin{bmatrix} Y_{ii}^{\text{ligne}} & Y_{ij}^{\text{ligne}} \\ Y_{ji}^{\text{ligne}} & Y_{jj}^{\text{ligne}} \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} y_{ij} + \frac{y_{ij0}}{2} & -y_{ij} \\ -y_{ij} & y_{ij} + \frac{y_{ij0}}{2} \end{pmatrix} \quad (3.53)$$

Selon le type de FACTS et sa position dans la ligne, seule une partie des coefficients de la matrice Y subit des modifications. Cette modélisation est celle utilisée dans le cadre de ce travail de recherche.

3.5.1. Modèle du SVC à modification de la matrice d'admittance nodale.

Le SVC est modélisé par une susceptance b_{SVC} variable, (*Fig.3.11*). Dans ce modèle, on considère la susceptance b_{SVC} du SVC comme une variable de contrôle. La puissance réactive correspondante injectée dans le jeu de barres i est donnée par [28],

$$Q_{SVC} = -b_{SVC} * V_i^2 \quad (3.54)$$

Le signe « moins » indique que le SVC fournit de la puissance réactive au système lorsqu'il est capacitif alors qu'il en consomme lorsqu'il est inductif.

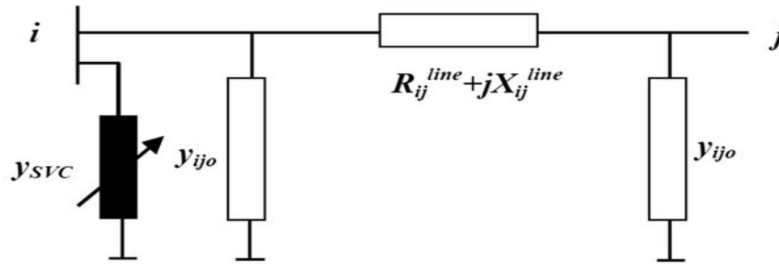


Fig. 3.11. Ligne avec SVC parallèle; variation discrète de la susceptance.

Le courant du SVC en est déduit comme,

$$I_{SVC} = j b_{SVC} * V_i \quad (3.55)$$

En présence du SVC dans le nœud i , seul l'élément Y_{ii} de la matrice d'admittance nodale est modifié ; l'admittance du SVC lui étant additionnée comme suit:

$$Y'_{ii} = Y_{ii} + Y_{SVC} \quad (3.56)$$

Dans ce cas, la matrice d'admittance est modifiée de la manière suivante,

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y'_{ii} & Y'_{ij} \\ Y'_{ji} & Y'_{jj} \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} y_{ij} + \frac{y_{ij0}}{2} + y_{SVC} & -y_{ij} \\ -y_{ij} & y_{ij} + \frac{y_{ij0}}{2} \end{pmatrix} \quad (3.57)$$

avec,

$$Y_{SVC} = j b_{SVC} \quad (3.58)$$

3.5.2. Modèle du TCSC à modification de la matrice d'admittance nodale.

Le TCSC est un compensateur installé en série avec la ligne, utilisé principalement pour varier la réactance équivalente de la ligne, afin de contrôler le transit de puissance active et réactive dans le réseau.

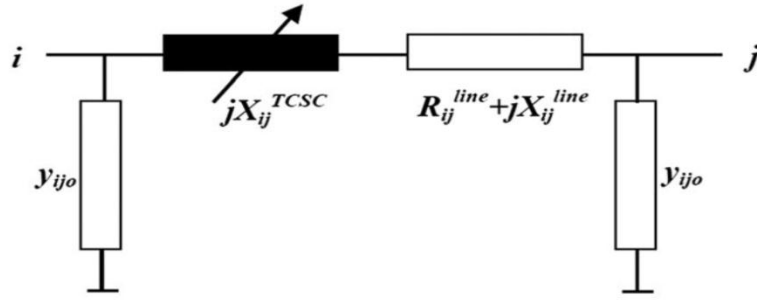


Fig. 3.12. Ligne avec SVC série; variation discrète de la susceptance.

Le TCSC est donc représenté par une réactance variable X_{TCSC} . La réactance résultante du modèle est, alors, la somme algébrique de la réactance du TCSC variable et la réactance réelle de la ligne ;

$$x_{ij} = x_{ij}^{line} + x_{ij}^{TCSC} \quad (3.59)$$

La tension aux bornes du compensateur est définie par,

$$U_{TCSC} = j X_{TCSC} * I \quad (3.60)$$

et la puissance réactive, par,

$$Q_{TCSC} = \frac{U_{TCSC}^2}{X_{TCSC}} \quad (3.61)$$

La matrice d'admittance de la ligne est alors modifiée comme suit,

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y'_{ii} & Y'_{ij} \\ Y'_{ji} & Y'_{jj} \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} y'_{ij} + \frac{y_{ij0}}{2} & -y'_{ij} \\ -y'_{ij} & y'_{ij} + \frac{y_{ij0}}{2} \end{pmatrix} \quad (3.62)$$

avec,

$$y'_{ij} = G'_{ij} + jB'_{ij} = \frac{1}{r_{ij} + j(x_{ij}^{line} + x_{ij}^{TCSC})} \quad (3.63)$$

3.6. Centrales Thermiques.

Une centrale électrique est un centre de conversion énergétique destiné à la production de l'électricité. site industriel destiné à la production d'électricité. Les centrales électriques alimentent en électricité, à travers divers types de réseaux, divers consommateurs ; particuliers, industriels..., en règle générale, déployés et éloignés des

centrales. La production de l'électricité y est assurée par la conversion en énergie électrique d'une énergie primaire qui peut être de différente nature ; mécanique (force du vent, force de l'eau des rivières, des marées...), chimique (réactions d'oxydoréduction avec des combustibles, fossiles ou non, tels que la biomasse), nucléaire, solaire...

Ces énergies primaires peuvent être renouvelables (biomasse), quasiment inépuisables (énergie solaire) ou des ressources dont la disponibilité est limitée dans le temps (combustibles fossiles).

En fonction de ces énergies primaires, les centrales peuvent être de type thermiques classiques ou nucléaires, hydroélectriques ou à turbines à gaz, ainsi que des centrales décentralisées de l'énergie renouvelable solaire ou éolienne.

La diversité des moyens de productions permet de faire face aux grandes fluctuations de la demande journalière, hebdomadaire et saisonnière d'une manière économique. Dans un contexte général, on distingue les centrales de base et les centrales de régularisation ou de contrôle. Les centrales thermiques assurent un rôle majeur dans l'équilibre d'un système électrique. En effet, les centrales thermiques nucléaires ou centrales thermiques à flamme (charbon, fioul, et gaz) assurent la demande de base [29]. Dans une centrale thermique classique, l'énergie électrique est produite, à partir de l'énergie thermique de combustion d'un fossile (charbon, pétrole, gaz naturel, etc.), préalablement convertie en énergie mécanique par une turbine à vapeur. Le schéma de principe d'un type simple de centrale thermique à vapeur est représenté par la *figure 3.13*.

Le combustible, charbon, fioul ou gaz, est brûlé dans une chaudière. La quantité de chaleur dégagée transforme l'eau à vapeur. La vapeur produite est admise dans une turbine à vapeur où sa détente provoque la rotation des roues de la turbine, accouplée à un alternateur qui transforme l'énergie mécanique de la turbine en énergie électrique [29].

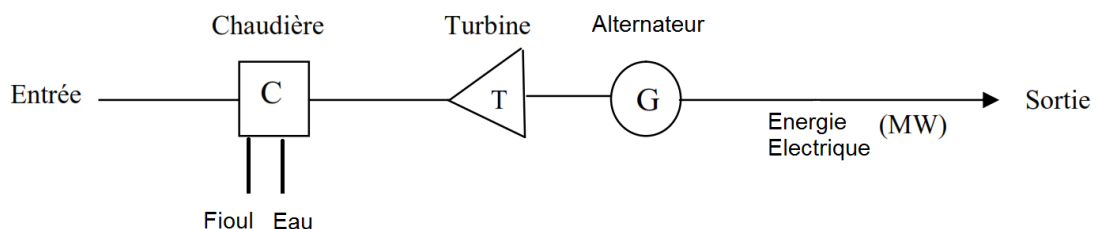


Fig. 3.13. Centrale thermique à vapeur.

Les caractéristiques technico-économiques des centrales électriques sont déterminantes pour leur exploitation. Trois types de caractéristiques ont une influence pour l'exploitation d'une centrales électriques à court terme: son coût de production; ses contraintes techniques et sa fiabilité. Le plus important de ces trois caractéristiques est le coût de production [30]. Pour les centrales thermiques, le coût de production est lié principalement au coût du combustible défini par la modélisation des caractéristiques entrée-sortie des centrales.

3.7. Modélisation des caractéristiques entrée-sortie des centrales thermiques.

La caractéristique d'entrée-sortie d'une centrale thermique est définie comme la relation entre le taux de combustible en (Btu/h) ou son prix en (\$/h) à l'entrée et la puissance électrique en (MW) à la sortie de l'unité. Cette caractéristique est généralement représentée par un graphe de forme non linéaire, connu sous le nom de courbe de coût du combustible, (*Fig.3.14*). La forme de cette courbe est déterminée sur la base des données collectées à partir des essais effectués sur l'unité génératrice. La fonction associée à cette courbe est approximativement présentée sous la forme quadratique, [31]:

$$F(P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \text{ (\$/h)} \quad (3.64)$$

où, P_{Gi} est la quantité produite ; a_i, b_i, c_i sont les pondérations du coût de l'unité génératrice.

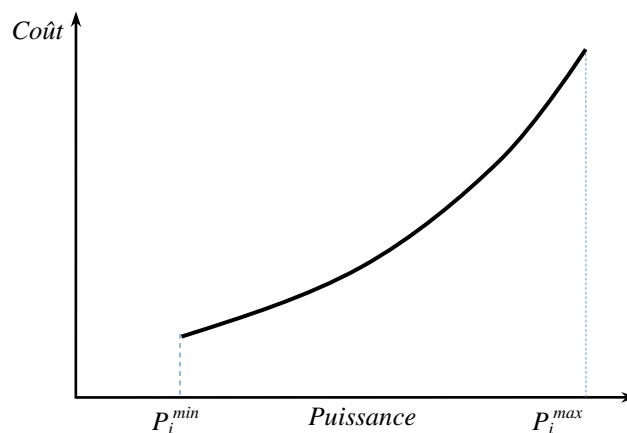


Fig. 3.14. Courbe modèle du coût du combustible.

L'appel en puissance utile active par le consommateur se traduit par l'augmentation du couple de rotation de la turbine ; laquelle augmentation implique la nécessité d'un débit plus grand du combustible. Tout ce processus s'accompagne, dans un général, par une variation du coût de la production de l'énergie électrique. Cette relation entre coût de production de l'énergie et son débit utile est d'autant plus complexe que les centrales à traiter sont plus diverses (nombre, type, caractéristiques,...).

3.8. Problème de l'écoulement optimal de puissance.

3.8.1. Formulation du problème.

L'écoulement optimal de puissance permet d'optimiser un ensemble de variables de contrôle afin de minimiser une fonction objectif prédéfinie tout en satisfaisant des contraintes d'égalité et d'inégalité. Mathématiquement, OPF peut être formulé comme un problème d'optimisation non linéaire sous contraintes de la forme [36] ;

$$\text{Minimiser } F(x,u) \quad (3.65)$$

$$\text{Sujet à : } g(x,u)=0 \quad (3.66)$$

$$\text{Et } h(x,u) \leq 0 \quad (3.67)$$

avec ; $F(x,u)$ - Fonction objectif, $g(x,u)$ - Représente les contraintes d'égalités, $h(x,u)$ - Représente les contraintes d'inégalités, u - Vecteur des variables de contrôle, x - Vecteur des variables d'état.

3.8.2. Variables.

Variables de contrôle. Les variables de contrôle, appelées également variables de décision, représentent l'ensemble des paramètres du système dont la valeur peut être ajustée ou contrôlé dans le processus d'optimisation pour obtenir les solutions optimales ; ces variables peuvent inclure :

- P_G : Les puissances actives générées par les alternateurs sauf celle de référence.
- V_G : Les modules des tensions des nœuds de contrôle (PV) et de référence.

- T : Les rapports de transformation.
- Q_C : Les puissances réactives des compensateurs shunts.
- X_{TCSC} : La réactance du TCSC.
- B_{SVC} : La susceptance du SVC.

Par conséquent, le vecteur des variables de contrôle du système « u » est défini par,

$$u^T = \left[P_{G_2} \dots P_{G_{NG}}, V_{G_1} \dots V_{G_{NG}}, Q_{C_1} \dots Q_{C_{NC}}, T_1 \dots T_{NT}, \right. \\ \left. X_{TCSC_1} \dots X_{TCSC_{NTCSC}}, B_{SVC_1} \dots B_{SVC_{NSVC}} \right] \quad (3.68)$$

où, NG , NC , NT , $NTCSC$, $NSVC$ sont, respectivement, le nombre de générateurs, le nombre de compensateurs shunts, le nombre de transformateurs, le nombre de dispositifs TCSC et le nombre de dispositifs SVC.

Variables d'état. Ce sont les variables qui décrivent les changements d'état du système impliqués par les variables de contrôle. Elles peuvent inclure,

- P_{G1} : La puissance active générée du jeu de barres de référence.
- V_L : Les modules des tensions des jeux de barres de charge.
- Q_G : Les puissances réactives des générateurs.
- S_l : Les puissances apparentes transitant par les lignes de transmission.

Par conséquent, le vecteur des variables d'état du système « x » est défini par :

$$x^T = \left[P_{G1}, V_{L_1} \dots V_{L_{LN}}, Q_{G_1} \dots Q_{G_{NG}}, S_{L_1} \dots S_{L_{nl}} \right] \quad (3.69)$$

où ; LN , nl sont, respectivement, le nombre des jeux de barres de charges (PQ) et le nombre de lignes de transmission.

Ces variables ne sont pas directement contrôlées dans le processus d'optimisation. Ce sont des variables inconnues et généralement sont obtenues par la résolution de l'équation de l'écoulement de puissance [29].

3.8.3. Contraintes.

Contraintes d'égalités. Ces contraintes sont l'image des lois physiques gouvernant le système électrique ; elles représentent les équations d'écoulement de puissance, dont ils

expriment l'égalité entre la production et la consommation de la puissance active et réactive à chaque nœud du réseau. Ces contraintes sont données par,

$$P_{Gi} - P_{Di} - V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j [G_{ij} \cos(\theta_{ij}) + B_{ij} \sin(\theta_{ij})] = 0 \quad (3.70)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j [G_{ij} \sin(\theta_{ij}) + B_{ij} \cos(\theta_{ij})] = 0 \quad (3.71)$$

Contraintes d'inégalités. Ces contraintes représentent les limitations physiques et techniques des différents équipements installés au réseau électrique ; elles sont résumées comme suit :

- Contraintes du générateur.

La tension du générateur, et les puissances actives et réactives fournies sont limitées par leurs limites inférieures et supérieures comme,

$$V_{G_i}^{\min} \leq V_{G_i} \leq V_{G_i}^{\max}, \quad i = 1, \dots, NG \quad (3.72)$$

$$P_{G_i}^{\min} \leq P_{G_i} \leq P_{G_i}^{\max}, \quad i = 1, \dots, NG \quad (3.73)$$

$$Q_{G_i}^{\min} \leq Q_{G_i} \leq Q_{G_i}^{\max}, \quad i = 1, \dots, NG \quad (3.74)$$

- Contraintes du transformateur.

Le rapport du régleur en charge est limité par un minimum et un maximum comme,

:

$$T_i^{\min} \leq T_i \leq T_i^{\max}, \quad i = 1, \dots, NT \quad (3.75)$$

- Contraintes du compensateur shunt.

Les puissances réactives des compensateurs shunts doivent se situer dans les limites,

$$Q_{C_i}^{\min} \leq Q_{C_i} \leq Q_{C_i}^{\max}, \quad i = 1, \dots, NG \quad (3.76)$$

- Contraintes du compensateur statique d'énergie réactive (SVC).

La susceptance du SVC est limitée comme suit :

$$b_{SVC_i}^{\min} \leq b_{SVC_i} \leq b_{SVC_i}^{\max}, \quad i = 1, \dots, NSVC \quad (3.77)$$

- Contraintes du condensateur série commandé par thyristor (TCSC).

La réactance du TCSC doit répondre, également, aux limites,

$$X_{TCSC_i}^{\min} \leq X_{TCSC_i} \leq X_{TCSC_i}^{\max}, \quad i=1,\dots,NTCSC \quad (3.78)$$

- Contraintes de sécurité.

Le réseau est dit en état de sécurité s'il respecte les contraintes de sécurité suivantes,

- ✓ Puissance des lignes.

Pour maintenir le système électrique en état de sécurité, les lignes de transport et les transformateurs de puissances doivent répondre à des limites des puissances de transit. Ces limites ont une relation directe avec les effets thermiques et électrodynamiques engendrés par le transit des puissances (passage du courant) et elles sont strictement déterminées par les « tenues thermique et électrodynamique » des équipements de force des réseaux. Dans ce qui suit, elles sont introduites par une contrainte d'inégalité, qui limitera l'écoulement de puissance sur chaque branche par une valeur maximal comme suit,

$$S_{l_i} \leq S_{l_i}^{\max}, \quad i=1,\dots,NL \quad (3.79)$$

où ; S_{l_i} - Puissance apparente circulant dans la branche l , définie par les équations (3.15) et (3.16), $S_{l_i}^{\max}$ - Puissance maximale admissible dans la branche l , correspondante à la valeur maximale $I_{l_i}^{\max}$ du courant de transit, déterminé par une tenue thermique admissible de l'équipement de force.

- ✓ Tension des nœuds.

Pour des raisons de qualité, de sécurité et de stabilité du système électrique, les tensions ne doivent pas dépassées leurs limites admissibles données par,

$$V_{L_i}^{\min} \leq V_{L_i} \leq V_{L_i}^{\max}, \quad i=1,\dots,NL \quad (3.80)$$

L'écart de ces limites peut prendre des valeurs diverses selon la position hiérarchique du réseau et les exigences en qualité de l'énergie électrique (pratiquement jusqu'à 10% de la valeur nominale).

3.8.4. Manipulation des contraintes.

Il se peut, durant l'évaluation du problème d'optimisation, que certaines solutions violent une ou plusieurs contraintes de sécurité ; ces dernières ne peuvent pas être

considérées comme une solution optimale au problème d'optimisation, même si elle optimise la fonction objective. Il existe plusieurs techniques pour remédier à ce problème ; parmi lesquelles on a choisie celle qui pénalise les solutions violant les contraintes de sécurité. Le principe de base de cette méthode consiste à modifier la fonction objective en lui ajoutant une fonction de pénalisation ; la nouvelle fonction objective aura alors pour forme [22],

$$F_{Glob} (x, u) = F (x, u) + F_{Pénalité} \quad (3.81)$$

où, $F_{Glob} (x, u)$ est la fonction globale proposée, $F_{Pénalité}$ est la fonction de pénalité.

Les variables de contrôle ne sont pas considérées dans la fonction objective globale, elles sont maintenues automatiquement à leurs limites par le programme d'optimisation.

Les contraintes d'inégalité des variables d'état, qui contiennent la puissance active générée du jeu de barres de référence, les tensions du nœuds des charges, les puissances réactives des générateurs et les puissances apparentes transitant par les lignes de transmission sont multipliées par des facteurs de pénalité et incluses dans la fonction objective globale sous forme quadratique afin de maintenir leurs valeurs proches de leurs limites de fonctionnement. En incorporant toutes ces contraintes, on aboutit à la formule suivante,

$$F_{Glob} = F(x, u) + \lambda_P (P_{G_1} - P_{G_1}^{lim})^2 + \lambda_V \sum_{i=1}^{NL} (V_{L_i} - V_{L_i}^{lim})^2 + \lambda_Q \sum_{i=1}^{NG} (Q_{G_i} - Q_{G_i}^{lim})^2 + \lambda_S \sum_{i=0}^{nl} (S_{l_i} - S_{l_i}^{lim})^2 \quad (3.82)$$

avec,

$\lambda_P (P_{G_1} - P_{G_1}^{lim})^2$: Fonction de pénalisation de puissance active du nœud de référence

$\lambda_V \sum_{i=1}^{NL} (V_{L_i} - V_{L_i}^{lim})^2$: Fonction de pénalisation des tensions des nœuds de charge.

$\lambda_Q \sum_{i=1}^{NG} (Q_{G_i} - Q_{G_i}^{lim})^2$: Fonction de pénalisation des puissances réactives des générateurs

$\lambda_S \sum_{i=0}^{nl} (S_{l_i} - S_{l_i}^{lim})^2$: Fonction de pénalisation des puissances transitant par les lignes.

λ_P : Facteur de pénalisation de la violation de la puissance active du nœud de référence.

λ_V : Facteur de pénalisation de la violation des tensions des nœuds de charge.

λ_Q : Facteur de pénalisation de la violation des puissances réactives des générateurs.

λ_S : Facteur de pénalisation de la violation des puissances transitant par les lignes de transmission.

Dans la fonction objective globale les termes $P_{G_1}^{\text{lim}}, V_{L_i}^{\text{lim}}, Q_{G_i}^{\text{lim}}, S_{l_i}^{\text{lim}}$ sont définis dans les équations suivantes :

$$P_{G_1}^{\text{lim}} = \begin{cases} P_{G_1}^{\text{min}} & \text{si } P_{G_1} < P_{G_1}^{\text{min}} \\ P_{G_1}^{\text{max}} & \text{si } P_{G_1} > P_{G_1}^{\text{max}} \\ P_{G_1} & \text{si } P_{G_1}^{\text{min}} < P_{G_1} < P_{G_1}^{\text{max}} \end{cases} \quad (3.83)$$

$$V_i^{\text{lim}} = \begin{cases} V_i^{\text{min}} & \text{si } V_i < V_i^{\text{min}} \\ V_i^{\text{max}} & \text{si } V_i > V_i^{\text{max}} \\ V_i & \text{si } V_i^{\text{min}} < V_i < V_i^{\text{max}} \end{cases} \quad (3.84)$$

$$Q_{G_i}^{\text{lim}} = \begin{cases} Q_{G_i}^{\text{min}} & \text{si } Q_{G_i} < Q_{G_i}^{\text{min}} \\ Q_{G_i}^{\text{max}} & \text{si } Q_{G_i} > Q_{G_i}^{\text{max}} \\ Q_{G_i} & \text{si } Q_{G_i}^{\text{min}} < Q_{G_i} < Q_{G_i}^{\text{max}} \end{cases} \quad (3.85)$$

$$S_{l_i}^{\text{lim}} = \begin{cases} S_{l_i}^{\text{min}} & \text{si } S_{l_i} < S_{l_i}^{\text{min}} \\ S_{l_i}^{\text{max}} & \text{si } S_{l_i} > S_{l_i}^{\text{max}} \\ S_{l_i} & \text{si } S_{l_i}^{\text{min}} < S_{l_i} < S_{l_i}^{\text{max}} \end{cases} \quad (3.86)$$

3.8.5. Fonctions objectives.

Le problème de l'écoulement optimal de puissance peut être classé, selon le type de la fonction objectif, en deux sous problèmes ; l'écoulement optimal de puissance active (Optimal active power flow OPF), également appelée dispatching économique (economic dispatch DE) et l'écoulement optimal de puissance réactive (Optimal réactive power flow ORPF) (**Fig.3.15**). Ces deux problèmes constituent l'objet d'intérêt dans l'étude qui suit ; orientée vers l'optimisation des fonctions objectives suivantes [32],

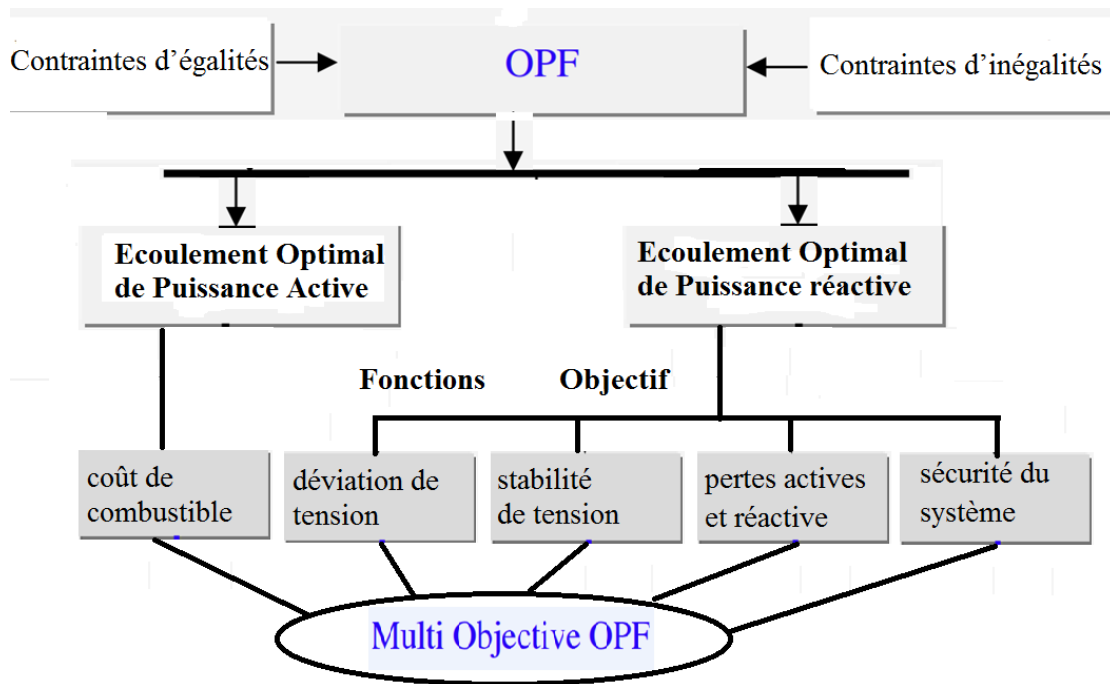


Fig.3.15. Basic structure of multi objective OPF strategy.

a. Répartition Optimale des Puissances Actives.

Fonction objective 1: Minimisation du coût de combustible.

La minimisation du coût du combustible est l'objectif le plus posé dans la formulation du problème d'OPF ; le but étant d'exploiter le réseau électrique avec un minimum de coût. Le problème consiste à trouver les puissances actives optimales à générer par les centrales de production auxquelles correspondent les frais minimaux de production. Cette proposition se traduit par la minimisation de la fonction suivante [33],

$$F = \sum_{i=1}^{NG} f_i = \sum_{i=1}^{NG} a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (\$/h) \quad (3.87)$$

où, f_i est la fonction du coût du combustible pour chaque centrale électrique.

b. Répartition Optimale des Puissances réactives.

L'écoulement optimal de la puissance réactive s'exprime en la répartition optimale des flux de cette dernière dans la structure des réseaux électriques. L'objectif est de

minimiser les pertes de transmission, le transit de puissance, tout en garantissant la sécurité et la stabilité de système. Cette proposition se traduit par la minimisation des fonctions objectives suivantes.

Fonction objective 2: Amélioration du profil de tension.

La tension du jeu de barres est l'un des indices de qualité et de sécurité les plus importants dans les systèmes d'énergie. L'amélioration du profil de tension est obtenue si la tension du jeu de barres de charge est maintenue dans un écart admissible au voisinage de sa valeur spécifiée, généralement, nominale (1.0 pu). Dans ce cas, la fonction objective est minimisée conformément à cette proposition, où, la déviation DV de la tension des jeux de barres de charge, est définie par [29]:

$$DV = \sum_{i=1}^{NL} |V_i - V^{ref}| = \sum_{i=1}^{NL} |V_i - 1.0| \quad (3.88)$$

où, V^{ref} - Module de la tension de référence.

Fonction objective 3: Amélioration de la stabilité de tension.

La stabilité de tension est définie comme étant la capacité du réseau électrique à maintenir la tension des nœuds dans les limites permises, dans les conditions de fonctionnement normales ou suite à une perturbation quelconque [34]. D'autre part, Un système entre dans un état d'instabilité lorsqu'une perturbation provoque une décroissance progressive et incontrôlable du plan du potentiel du système. On assiste, alors à un effondrement total du potentiel.

L'impact du plan du potentiel sur les caractéristiques de fonctionnement des systèmes électriques est très déterminant. De ce fait, de nombreuses recherches ont été orientées pour le traitement et la maîtrise des processus de contrôle de la stabilité du potentiel. On en cite les travaux de Kessel et Glavitsch [35] ; dans lesquels ces derniers ont développé des analyses et proposé un indice de stabilité de la tension dit « L-index ». Cet indice donne une image complète de la tension du nœud. Les valeurs données varient entre 0 et 1 ; la valeur 0 indique qu'aucune charge n'est connectée, tandis que la valeur 1 indique la présence d'un effondrement de la tension. En effet, le jeu de barre avec la valeur de « L-index » la plus haute sera le jeu de barre le plus critique dans le système. Donc l'amélioration de la stabilité de la tension est faite par la minimisation de l'indice de stabilité.

L-index est déterminé à partir de l'équation de base de l'écoulement de puissance déjà discuté précédemment, et qui est formulé comme suit :

$$I_{bus} = Y_{bus} * V_{bus} \quad (3.89)$$

En séparant les jeux de barres de charge (nœuds PQ) des jeux de barres de génération (nœuds PV), la formule précédente peut être réécrite de la façon suivante:

$$\begin{bmatrix} I_L \\ I_G \end{bmatrix} = [Y_{bus}] \begin{bmatrix} V_L \\ V_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{LL} & Y_{LG} \\ Y_{GL} & Y_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_L \\ V_G \end{bmatrix} \quad (3.90)$$

où, $Y_{LL}, Y_{LG}, Y_{GL}, Y_{GG}$ sont des sous matrice de Y_{bus} ; V_L, I_L sont respectivement les tensions et les courants des jeux de barres de charge ; V_G, I_G sont respectivement les tensions et les courants des jeux de barres de génération.

On peut écrire la relation précédente avec une autre formulation comme suit, [36]:

$$\begin{bmatrix} V_L \\ I_G \end{bmatrix} = [H] \begin{bmatrix} I_L \\ V_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{LL} & H_{LG} \\ H_{GL} & H_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_L \\ V_G \end{bmatrix} \quad (3.91)$$

où, H est déterminées par l'inversion partielle de la matrice admittance Y_{bus} ; $H_{LL}, H_{LG}, H_{GL}, H_{GG}$ sont des sous matrice de H .

La matrice H est donnée par :

$$[H] = \begin{bmatrix} Z_{LL} & -Z_{LL}Y_{LG} \\ Y_{GL}Z_{LL} & Y_{GG} - Y_{GL}Z_{LL}Y_{LG} \end{bmatrix} \quad (3.92)$$

avec,

$$Z_{LL} = Y_{LL}^{-1} \quad (3.93)$$

Finalement, l'indice L des jeux de barres de charge j noté par L_j est formulé comme suit:

$$L_j = \left| 1 - \sum_{i=1}^{NG} H_{LG_{ji}} \frac{V_i}{V_j} \right|, \quad j = 1, 2, \dots, NL \quad (3.94)$$

Pour assurer la stabilité en tension la condition $L_j \leq 1$ ne doit pas être violée pour tous les jeux de barres du système.

L'indice de stabilité de tension L-index (L_{max}) peut être donné par l'équation,

$$L-index = L_{max} = \max(L_j), \quad j = 1, 2, \dots, NL \quad (3.95)$$

Donc l'amélioration de la stabilité de la tension est faite par la minimisation de l'indice de stabilité L pour chaque jeu de barres de charge et ensuite la minimisation de l'indice maximal global L_{max} . Donc la fonction objective est donnée par l'expression,

$$\min L-index = \min(\max(L_j)) \quad (3.96)$$

Fonction objective 4: minimisation des pertes actives de transmission.

Dans ce cas, la fonction objective à minimiser représente les pertes actives totales dissipées dans les lignes et qui peut formulée par l'expression suivante,

$$F = \sum_{i=1}^{NB} P_i = \sum_{i=1}^{NB} P_{Gi} - \sum_{i=1}^{NB} P_{Di} = V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j \left[G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) \right] \quad (3.97)$$

Fonction objective 5: minimisation des pertes réactives de transmission.

La fonction objective représente des pertes réactives totales de lignes ; elle est donnée par l'expression,

$$F = \sum_{i=1}^{NB} Q_i = \sum_{i=1}^{NB} Q_{Gi} - \sum_{i=1}^{NB} Q_{Di} = V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j \left[G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) \right] \quad (3.98)$$

Fonction objective 6: maximisation de la sécurité du système.

La fonction objective, dans ce cas, consiste à contrôler les transits de puissances de manière à réduire, voire supprimé, les surcharges dans les lignes et dans les transformateurs. L'expression à minimiser les transits de puissances dans les lignes est de la forme,

$$F = \sum_{i=1}^{nl} \left(\frac{S_{l_i}}{S_{l_i}^{\lim}} \right) \quad (3.99)$$

avec ; $S_{l_i}^{\max}$ - Puissance maximale admissible dans la branche l , S_{l_i} : Puissance apparente circulant dans la branche l , donnée par les équations (3.15) et 3.16), P_{l_i}, Q_{l_i} - Respectivement puissance active et réactive circulant dans la branche l , données par les équations (3.11-14).

3.9. Résumé de la formulation de l'OPF (problème complet).

$$F_{Glob}(x, u) = F_{1,2,3,4,5,6}(x, u) + \lambda_P \left(P_{G1} - P_{G1}^{\lim} \right)^2 + \lambda_V \sum_{i=1}^{NL} \left(V_{L_i} - V_{L_i}^{\lim} \right)^2 + \lambda_Q \sum_{i=1}^{NG} \left(Q_{Gi} - Q_{Gi}^{\lim} \right)^2 + \lambda_S \sum_{i=0}^{nl} \left(S_{l_i} - S_{l_i}^{\lim} \right)^2 \quad (3.100)$$

$$\left\{ \begin{array}{l}
P_{Gi} - P_{Di} - V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j [G_{ij} \cos(\theta_{ij}) + B_{ij} \sin(\theta_{ij})] = 0 \\
Q_{Gi} - Q_{Di} - V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j [G_{ij} \sin(\theta_{ij}) + B_{ij} \cos(\theta_{ij})] = 0 \\
V_{G_i}^{\min} \leq V_{G_i} \leq V_{G_i}^{\max} \\
P_{G_i}^{\min} \leq P_{G_i} \leq P_{G_i}^{\max} \\
Q_{G_i}^{\min} \leq Q_{G_i} \leq Q_{G_i}^{\max} \\
T_i^{\min} \leq T_i \leq T_i^{\max} \\
Q_{C_i}^{\min} \leq Q_{GC_i} \leq Q_{C_i}^{\max} \\
b_{SVC_i}^{\min} \leq b_{SVC_i} \leq b_{SVC_i}^{\max} \\
X_{TCSC_i}^{\min} \leq X_{TCSC_i} \leq X_{TCSC_i}^{\max} \\
S_{l_i} \leq S_{l_i}^{\max} \\
V_{L_i}^{\min} \leq V_{L_i} \leq V_{L_i}^{\max} \\
\text{avec :} \\
S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2} \\
P_{ij} = V_i^2 g_{ij} - V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \\
P_{ji} = V_j^2 g_{jj} - V_i V_j (g_{ji} \cos \theta_{ji} + b_{ji} \sin \theta_{ji}) \\
Q_{ij} = -V_i^2 b_{ii} + V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ii} \cos \theta_{ij}) \\
Q_{ji} = -V_i^2 b_{ii} + V_i V_j (g_{ji} \cos \theta_{ij} - b_{ji} \cos \theta_{ij})
\end{array} \right. \quad (4.101)$$

CHAPITRE 4 : METHODES D'OPTIMISATION ET PROPOSITION.

4.1. Problématique et définitions.

Un problème d'optimisation est défini, au sens général, par un ensemble de variables « x », une fonction objective « f » et un ensemble de contraintes d'égalité et/ou d'inégalité « C ». L'ensemble des solutions possibles du problème forme l'espace de recherche « S ». Ce dernier contient un sous-ensemble $x \subseteq S$ qui représente des solutions réalisables respectant les contraintes « C » du problème ; à chaque solution « x » est associée une valeur « $f(x)$ » qui représente sa qualité. La résolution du problème d'optimisation consiste à explorer l'espace de recherche « S » afin de trouver une solution réalisable $x^* \in S$ qui minimise ou maximise la valeur de « $f(x)$ » [50].

Quelque soit le type du problème d'optimisation, ce dernier est défini par le 6-uplet $\langle D, f, S, C, x, \text{mode} \rangle$. Où « D » représente les données du problème, « f » est la fonction à optimiser (à maximiser au minimiser), appelée aussi fonction coût ou fonction objectif, qui associe à chaque solution « x » une valeur numérique « $f(x)$ » représentant la qualité de « x » ; « S » représente l'ensemble des solutions possibles du problème traité, usuellement appelé espace de recherche ou espace des variables. « C » représente les contraintes d'égalité et/ou d'inégalité que doit satisfaire une solution afin d'être admissible. « x » est un vecteur de variables dites de décision qui appartient à l'espace de recherche « S » et qui représente les solutions réalisables (admissibles). « Mode » indique le type du problème ; il permet de savoir est-ce qu'on doit minimiser ou maximiser les valeurs des solutions de « x » [52].

Un problème d'optimisation est usuellement formulé comme un problème de minimisation et est écrit sous la forme :

$$\left\{ \begin{array}{l} \min f(x) \\ \text{telque} \\ g_i(x) \leq 0, i = 1, \dots, m, \\ h_j(x) = 0, j = 1, \dots, p, \\ X \in S \subset R \end{array} \right. \quad (4.1)$$

où, « x » est le vecteur des variables de décisions. « S » représente l'ensemble des solutions réalisables et $f(x)$ est la fonction objective ; « h_i, g_i » représentent les contraintes, respectivement, d'égalités et d'inégalités.

Nous présentons, dans ce qui suit, quelques définitions de base liés au problème d'optimisation [52, 53].

- Les contraintes : sont des restrictions imposées par la nature et les caractéristiques du problème sur les solutions proposées.
- L'espace de recherche : est composé de l'ensemble de valeurs pouvant être prises par les variables.
- Espace des objectifs : ensemble image de l'espace de recherche occupé par les fonctions objectives.
- solutions réalisable : un point X_A est appelé un point admissible si :

$X_A \in S$ et si les contraintes d'égalité $h_j(x)=0$ et d'inégalité $g_i(x) \leq 0$ sont satisfaites.

- Domaine non-réalisable : région de l'espace où les contraintes sont violées.
- Le voisinage : Le voisinage $V(x)$ d'une solution « x » est un sous ensemble de « S », dont les membres sont des solutions proches (voisines) de la solution « x ». En effet, une solution « x^* » est considérée comme une voisine de « x », si elle est le résultat d'une modification légère autour de la solution « x ».
- L'optimum local : X^* de l'espace de recherche « S » est un minimum local de la fonction « f », s'il existe un voisinage de « X^* » noté « $V(X^*)$ », tel que:

$$\forall X \in V(X^*): f(X^*) \leq f(X) \quad (4.2)$$

- L'optimum global: $X^* \in S$ est un minimum global de la fonction « f » si:

$$\forall X \in S: f(X^*) \leq f(X) \quad (4.3)$$

- Une fonction multimodale présente plusieurs minima (locaux et globaux), et une fonction uni modale n'a qu'un minimum, le minimum global.

La **figure 4.1** montre une fonction multimodale à deux optima locaux et un optimum global [54].

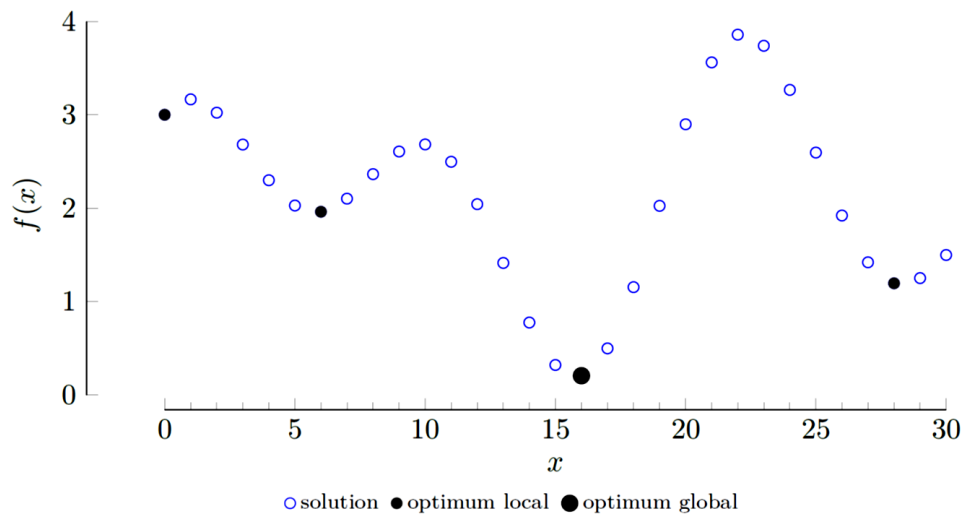


Fig.4.1. Fonction multimodale à deux optima locaux et un optimum global.

Un problème d'optimisation peut être statique ou dynamique (dans lequel la fonction objectif change avec le temps), mono ou multi-objectifs (à plusieurs fonctions objectifs souvent contradictoires) et avec ou sans contraintes. En outre, un problème d'optimisation peut être à variables continues (les variables composant une solution donnée sont de type réel), discrètes (variables de décision de type entier), ou combinatoire (mixte discret et continu). Un problème d'optimisation peut être aussi de type linéaire si la fonction objective est linéaire par rapport à toutes les variables et non linéaire dans le cas contraire. Ainsi, un problème d'optimisation peut être, par exemple, à la fois combinatoire et multi-objectifs [55].

4.2. Optimisation multi-objective : résolutions et stratégies.

Un problème d'optimisation est dit multi-objectif ou multicritère lorsqu'il nécessite l'optimisation simultanée de plusieurs fonctions décrites par les mêmes variables de décision. La forme générale d'un problème d'optimisation multi-objectif est donnée par le système d'équations suivant :

$$\text{Optimiser } f(x) = (f_1(x), f_2(x), \dots, f_n(x)), x \in S \quad (4.4)$$

avec $n \geq 2$ est le nombre de fonctions objectifs que l'on cherche à optimiser ; dans le cas où $n = 1$, le problème d'optimisation multi-objectifs est réduit à un problème d'optimisation mono-objectif.

Les problèmes multi-objectifs ont la particularité d'être beaucoup plus difficiles à traiter que leur équivalent mono-objectif. La difficulté réside dans la présence de conflits entre les diverses fonctions objectifs ; puisque les solutions optimales des unes ne correspondent pas généralement à celles des autres fonctions, cela signifie que l'amélioration d'une fonction entraîne la détérioration de l'autre ou des autres. En effet, on n'est plus ici à la recherche d'un unique optimum global (le cas d'un problème mono-objectif), mais plutôt d'un ensemble de solutions qui offrent un bon compromis entre les différents objectifs. Les méthodes de résolution des problèmes multi-objectifs sont donc des méthodes d'aide à la décision car le choix final sera laissé au décideur [55].

Pour la résolution d'un problème d'optimisation multi-objective, la communauté scientifique a adopté deux types de comportement qui traitent les objectifs simultanément ou séparément comme suit [58] :

- Transformer le problème multi-objectif à un problème mono-objectif, en utilisant généralement des méthodes d'agrégation.
- Utiliser directement la notion de dominance au sens de Pareto dans la sélection des solutions générées.

4.2.1. Méthodes de transformation : multi-objectif en mono-objectif.

Cette classe de méthodes, transformant le problème multi-objectif en un problème mono-objectif, génère donc une seule solution et non pas un ensemble de solutions Pareto optimales. La conversion est habituellement faite en agrégeant tous les objectifs dans une fonction pondérée. Parmi ces méthodes, on trouve principalement les méthodes d'agrégations (additives et multiplicatives), la méthode de pondération, l'approche min-max, la méthode de contrainte, l'approche du vecteur cible, et la méthode de programmation par but... C'est la méthode de pondération adoptée et utilisée dans le cadre de ce travail de recherche [59].

4.2.2. Méthode de pondération, (weighting method)

L'idée de cette méthode est d'associer à chaque fonction objectif un coefficient de pondération et à faire la somme des fonctions objectifs pondérées pour obtenir une nouvelle et unique fonction objectif. Cela modifie le problème multi-objectif, comme défini dans l'équation (4.4), en un problème simple objectif de la forme [58]:

$$\text{Optimiser } f(x) = w_1 \cdot f_1(x) + w_2 \cdot f_2(x) + \dots + w_n \cdot f_n(x), x \in S \quad (4.5)$$

où w_n représentent des coefficients de pondération appropriée. w_n doivent être choisis en fonction des préférences associées aux objectifs, ce qui est une tâche difficile. Cette méthode est simple à mettre en œuvre et elle est d'une grande efficacité.

4.3. Notions de dominance et d'optimalité de Pareto.

L'idée d'utiliser la dominance au sens de Pareto pour résoudre les problèmes d'optimisation multi-objective, a été proposée par le mathématicien Italien Vilfredo Pareto [34]. Le principal avantage de cette approche, c'est l'optimisation simultanée d'objectifs contradictoires. En effet, Une solution appartient à l'ensemble de Pareto si et seulement si, il n'existe pas une autre solution qui améliore au moins une fonction et ne dégrade pas les autres fonctions objectifs. Mathématiquement le problème peut être défini comme suit :

Définition : Une solution réalisable $x \in S$ est **Pareto optimale** (dominant ou non dominée) si et seulement si il n'existe pas de solution $x^* \in S$ telle que x domine x^* .

On dit que le vecteur $y = [y_1, y_2, \dots, y_k]$ domine le vecteur $z = [z_1, z_2, \dots, z_k]$, dans le cas d'une minimisation d'objectifs, si et seulement si [57]:

$$\forall i \in \{1, 2, \dots, k\}, f_i(y) \leq f_i(z) \wedge \exists i \in \{1, 2, \dots, k\}: f_i(y) < f_i(z) \quad (4.6)$$

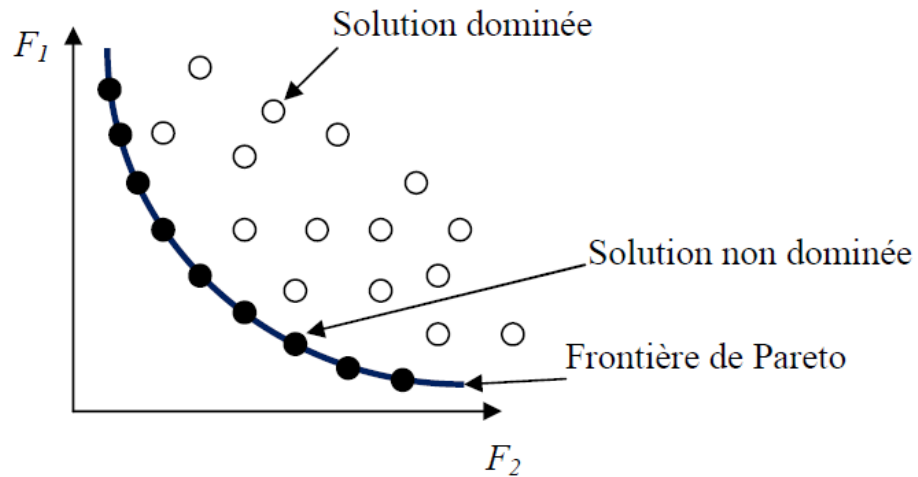


Fig. 4.2. Front Pareto pour un problème d'optimisation à deux fonction objectif.

Ensemble de solutions Pareto optimales et frontière. Une solution « x » est considérée comme optimale au sens de Pareto, ou Pareto-optimale s'il n'existe aucun point de l'espace faisable « S » qui la domine. Ces points sont également appelés l'ensemble de Pareto ou également l'ensemble des compromis optimaux [56]. L'ensemble de solutions Pareto PO^* optimales est donné par,

$$PO^* = \{x \in S \mid \nexists x' \in S : f(x') \leq f(x)\} \quad (4.7)$$

L'ensemble de tous les points Pareto-optimaux forment la frontière Pareto-optimale. Le Front Pareto PF^* est défini comme suit (**Fig.4.2**) :

$$PF^* = \{x = F = (f_1(x), \dots, f_k(x)) \mid x \in P\} \quad (4.8)$$

4.4. Méthodes d'optimisation.

Une grande variété de techniques d'optimisation a été appliquée pour résoudre des problèmes d'optimisations. Ces méthodes peuvent être classifiées en deux groupes : déterministes et stochastiques. Une méthode d'optimisation est dite déterministe lorsqu'elle conduit, pour une solution initiale donnée, au même résultat final. Ce sont en général des méthodes exactes, efficaces, mais qui nécessitent une configuration initiale (point de départ) pour résoudre le problème. Les méthodes stochastiques sont la classe générale des

algorithmes et des techniques qui emploient des mécanismes de transition aléatoire pour trouver des solutions optimales à des problèmes difficiles. Cette caractéristique indique que plusieurs exécutions successives de ces méthodes conduisent à des résultats différents pour une même initialisation d'un problème d'optimisation [55].

4.4.1. Méthodes déterministes

Ce sont des méthodes qui s'appuient, pour trouver l'optimum, sur une direction de recherche qui peut être fournie par les dérivées de la fonction à optimiser. Elles nécessitent donc la connaissance du vecteur gradient. Cette particularité constitue un inconvénient majeur dans le cas d'une fonction objectif (multimodal) possédant plusieurs optimums ; elles peuvent en effet, converger vers un optimum local.

La complexité de ces méthodes croît exponentiellement avec la taille de problèmes à traiter ; elle devient très importante face à des problèmes à plusieurs variables, fonctions objectif et critères.

Ces méthodes présentent ces inconvénients:

1. Elles sont souvent inadaptées aux problèmes de grande dimension ;
2. Elles peuvent être facilement piégées par un optimum local : risque de convergence prématurée vers un optimum local.
3. Elles ne sont pas guidées par un processus intelligent qui conduit la recherche vers une bonne solution.

Il existe de nombreuses méthodes exactes y compris l'algorithme du simplexe, méthode du gradient, programmation dynamique, la méthode multistart, la technique de programmation quadratique et séquentielle, méthode de Newton ou encore la méthode du point intérieur.

4.4.2. Méthodes stochastiques

Ce sont des méthodes itératives, directe qui nécessitent ni point de départ, ni la connaissance de gradient de la fonction objectif, pour atteindre la solution optimale. Contrairement aux méthodes déterministes, les méthodes stochastiques, possédant un comportement aléatoire approximatif, fournissent une solution de qualité satisfaisante en un temps de calcul en général raisonnable, sans garantir l'optimalité de la solution obtenue.

Elles explorent l'espace des solutions par essais successifs en recherchant les directions les plus favorables. Cependant elles demandent un nombre important d'évaluations de la fonction objectif en comparaison avec les méthodes déterministes exploitant la dérivée de la fonction objectif [28].

Parmi les différentes méthodes stochastiques, nous allons uniquement nous intéresser aux méta-heuristiques. L'arrivée de cette nouvelle classe de méthodes marque une grande révolution dans le domaine de l'optimisation. En fait, elles sont applicables sur une grande variété de problèmes d'optimisation de différentes complexités ; à savoir les problèmes combinatoires. En outre, Ces méthodes tirent leur intérêt de leur capacité de fournir des solutions de très bonne qualité on évitant la convergence prématurée vers un optimum local.

Le mot « heuristique » vient du grec « heurein » « découvrir » et qualifie tout ce qui sert à la découverte, à l'invention et à la recherche. Les méta heuristiques progressent de façon itérative, où elles manipulent une ou plusieurs solutions à la recherche de l'optimum. Les itérations successives doivent permettre de passer d'une solution de mauvaise qualité à la solution optimale, en alternant des phases d'intensification, de diversification et d'apprentissage. L'état de départ est souvent choisi aléatoirement, ensuite l'algorithme se déroule et s'arrête après avoir atteint un critère d'arrêt, généralement en l'atteinte du temps d'exécution imparti ou en une précision demandée [50, 59].

La majorité des méta-heuristiques sont inspirées des systèmes naturels qui relèvent de la physique (recuit simulé qui est inspiré d'un processus métallurgique), de la biologie et des principes de l'évolution Darwinienne (les algorithmes évolutionnaires et les algorithmes génétiques), de la mémoire des êtres humains (algorithme la recherche tabou), ou encore de l'éthologie ou l'intelligence d'essaim (les algorithmes de colonies de fourmis ou l'optimisation par essaim particulière) [52]. La *figure 4.3* illustre les différents types des algorithmes méta-heuristiques.

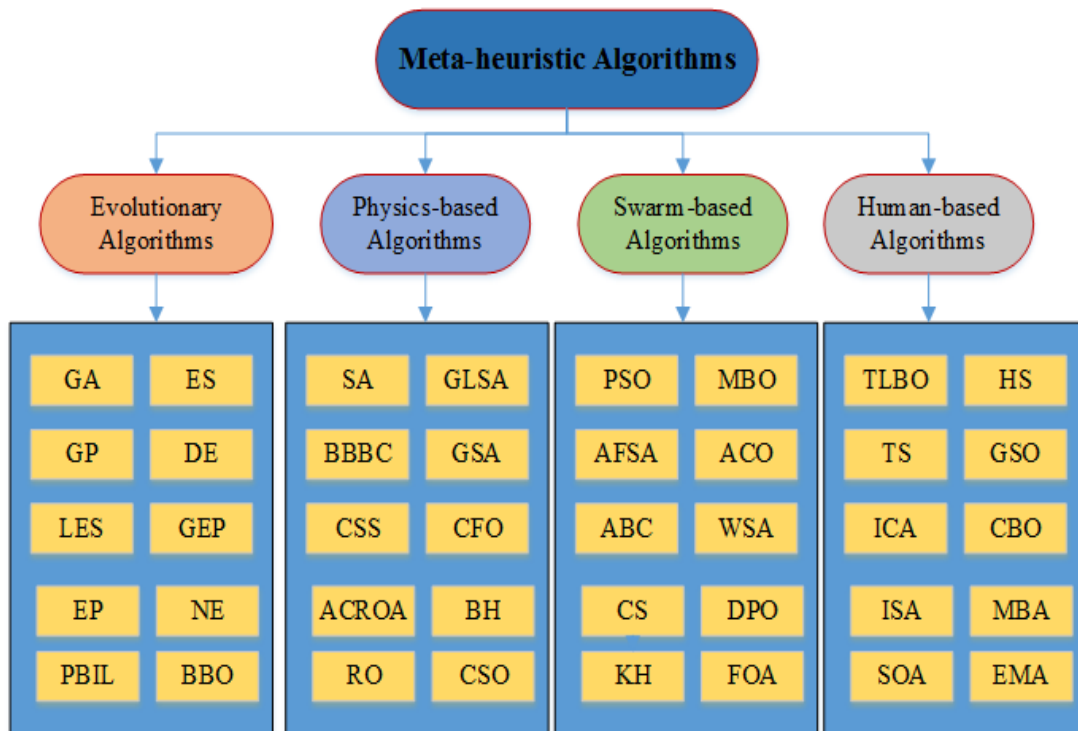


Fig.4.3. Différents types des algorithmes méta-heuristiques.

Légende :

Evolutionary- algorithms: GA: Genetic algorithm; EP: Evolutionary Programming;

Physics- based algorithms: GSA: Gravitational Search Algorithm

Swarm-based algorithms: ABC: Artificial Bee Colony; PSO: Particle Swarm Optimizer

Human- based algorithms:

4.5. Méthodes d’optimisation proposées.

4.5.1. Optimisation par essaim de particules (PSO).

L’optimisation par essaims de particules, ou Particle Swarm Optimazation (PSO) en anglais est une technique d’optimisation métaheuristique qui utilise une population de solutions candidates pour développer une solution optimale au problème traité. Elle a été proposée pour la première fois par Kennedy et Eberhart en 1995 [37]. Cette méthode est inspirée du comportement sociologique des animaux qui évoluant en essaims, tels que les poissons qui se déplacent en bancs ou les oiseaux migrateurs. En effet, on peut observer chez ces animaux des dynamiques de déplacement relativement complexes, alors qu'individuellement chaque individu a une intelligence limitée et une connaissance seulement locale de sa situation dans l'essaim. Un individu de l'essaim n'a pour connaissance que la position et la vitesse de ses plus proches voisins. Chaque individu

utilise donc, non seulement, sa propre mémoire, mais aussi l'information locale sur ses plus proches voisins pour décider de son propre déplacement. Des règles simples, telles que « aller à la même vitesse que les autres », « se déplacer dans la même direction » ou encore « rester proche de ses voisins » suffisent à maintenir la cohésion de l'essaim et permettent la mise en œuvre de comportements collectifs complexes et adaptatifs. L'intelligence globale de l'essaim est donc la conséquence directe des interactions locales entre les différentes particules de l'essaim. La performance du système entier est supérieure à la somme des performances de ses parties. Kennedy et Eberhart se sont inspirés de ces comportements sociaux pour créer l'algorithme PSO [38].

La méthode d'optimisation par essaim de particulaire met en jeu une population d'agents pour la résolution d'un problème donné. Cette population est appelé essaim. L'essaim est composé d'un ensemble d'individus, ces derniers sont appelés particules. Les particules de l'essaim représentent des solutions potentielles au problème traité. L'essaim de particules survole l'espace de recherche, en quête de l'optimum global. Le déplacement de chaque particule est influencé par les trois composantes suivantes.

1. Une composante physique: la particule tend à suivre sa direction de déplacement courante;
2. Une composante cognitive: la particule tend à se diriger vers le meilleur site par lequel elle est déjà passée;
3. Une composante sociale: la particule tend à se diriger vers le meilleur site déjà atteint par ses voisines.

Dans l'algorithme de PSO, chaque particule est caractérisée par une vitesse (velocity) de déplacement et une position (le vecteur solution). Au cours du processus de la recherche, chaque particule change sa position dans l'espace de recherche en fonction de sa vitesse actuelle, sa position actuelle, sa meilleure position trouvée au cours des itérations passées *pbest* et la meilleure position trouvée par l'essaim *gbest*. Son déplacement lui permet de mettre à jour sa position et sa vitesse de déplacement à chaque itération (**Fig.4.4**).

L'algorithme PSO comprend plusieurs paramètres de réglage qui permettent d'agir sur le compromis exploration – exploitation. L'exploration est la capacité de tester différentes régions de l'espace à la recherche de bonnes solutions candidates.

L'exploitation est la capacité de concentrer la recherche autour des solutions prometteuses afin de s'approcher le plus possible de l'optimum.

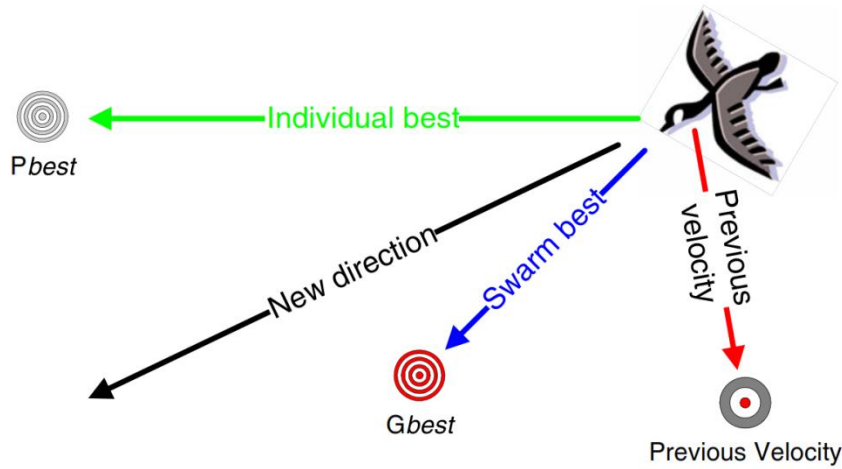


Fig.4.4. Représentation schématique du déplacement d'une particule.

Dans un espace de recherche de dimension n , chaque particule i de l'essaim est modélisée par son vecteur de position $x_i = [x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{in}]$ et son vecteur vitesse de déplacement $v_i = [v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{in}]$. La qualité de sa position est déterminée par la valeur de la fonction objective en ce point. Chaque particule garde en mémoire la meilleure position par laquelle elle est déjà passée, que l'on note $p_{best} = [p_{best1}, p_{best2}, \dots, p_{bestn}]$, ainsi que la meilleure position atteinte par toutes les particules de l'essaim, notées $g_{best} = [g_{best1}, g_{best2}, \dots, g_{bestn}]$.

En effet, à l'itération $t+1$, le vecteur vitesse et le vecteur position sont calculés respectivement à partir des deux équations suivantes,

$$v_i(t+1) = w \cdot v_i(t) + C_1 \otimes rand_1(t) \otimes (p_{best_i}(t) - x_i(t)) + C_2 \otimes rand_2(t) \otimes (g_{best_i}(t) - x_i(t)) \quad (4.9)$$

$$x_i(t+1) = x_i(t) + v_i(t+1) \quad (4.10)$$

Le symbole \otimes signifie ici la multiplication des vecteurs élément par élément, p_{best_i} est la meilleure position individuelle de la particule " i ", g_{best_i} est la meilleure position dans le voisinage, $V_i(t)$ est la vitesse de la particule i à l'itération t , $X_i(t)$ est la position de la particule " i " à l'itération t , $rand_1$ et $rand_2$ sont des nombres aléatoires tirés

uniformément de l'intervalle $[0,1]$ pour chaque itération, C_1 et C_2 sont les coefficients d'attraction dont les valeurs sont compromises entre 0 et 2, w est le facteur d'inertie.

- $w.V_i^k$ correspond à la composante physique du déplacement. Le paramètre w contrôle l'influence de la direction de déplacement sur le déplacement futur.
- $C_1 \otimes rand_1(t) \otimes (pbest_i^k - X_i^k)$ correspond à la composante cognitive du déplacement. C_1 contrôle du comportement cognitif de particule.
- $C_2 \otimes rand_2(t) \otimes (gbest_i^k - X_i^k)$ correspond à la composante sociale du déplacement. C_2 Contrôle d'aptitude sociale de particule.

Le coefficient d'inertie " w " joue un rôle important dans la convergence de l'algorithme. Il est utilisé pour contrôler l'impact que peut avoir la vitesse d'une particule sur le comportement de celle-ci, régulant ainsi le compromis entre exploration et exploitation. Une valeur élevée de " w " permet une exploration globale de l'espace de recherche alors qu'une faible valeur favorise une exploitation locale. De ce fait, il peut être envisagé de commencer le processus avec une valeur élevée de w , puis de diminuer " w " au fil des itérations, en vue d'affiner la recherche au fur et à mesure de la convergence. Cette stratégie a beaucoup amélioré les performances de PSO pour plusieurs problèmes d'optimisation. En effet, Le coefficient d'inertie " w " varie linéairement avec le temps selon la formule suivante,

$$w = w_{\max} - (w_{\max} - w_{\min}) \frac{iter}{iter_{\max}} \quad (4.11)$$

où $iter$ est l'itération courante et $iter_{\max}$ est le nombre maximal d'itérations. w_{\max} et w_{\min} désignent respectivement les valeurs maximum et minimum du coefficient " w ".

L'algorithme d'optimisation par essaim de particules, PSO algorithme, est résumé dans les points suivants [40]:

1. Génération de la population initiale : La population initiale est générée d'une façon aléatoire dans l'espace de recherche (dans les limites permises). Chaque solution est considérée comme $pbest$. La meilleure valeur évaluée de $pbest$ est placée dans $gbest$.
2. Recherche d'une nouvelle position pour chaque agent : La valeur de la fonction objective est calculée pour chaque solution (particule). Si la valeur d'un agent est

meilleure que son p_{best} actuel ; p_{best} prend cette nouvelle valeur. Si la meilleure valeur de p_{best} est meilleure que g_{best} actuel ; g_{best} est remplacé par celle-ci et la particule qui correspond à cette valeur est ainsi stockée.

3. Modification de chaque point de recherche : La solution actuelle est mise à jour en utilisant les équations (4.1), (4.2) et (4.3).
4. Vérification de l'état de sortie : Si le nombre d'itération atteint le nombre maximum d'itération $iter_{max}$ (ou d'autre critère d'arrêt est satisfait) alors fin du programme, autrement, retourner à l'étape 2.

4.5.2. Méthode de recherche par motifs : Pattern search (PS).

La méthode de recherche par motifs ou Pattern Search (PS) en anglais est une technique évolutionniste à recherche directe (Ne nécessite pas le gradient du problème à optimiser) appliquée avec succès pour résoudre une variété de problèmes d'optimisation liés à de nombreux domaines de recherche complexes. Cette méthode, introduite par Hooke et Jeeves [41], est appartient à la famille des méthodes d'explorations locales c'est-à-dire qu'elle consiste, à partir d'une solution initiale " X_0 ", et par transformations successives, à construire une suite de solutions améliorant la fonction objectif.

Le Pattern Search est caractérisé par une série de déplacements exploratoires autour du point (solution) courant formant un maillage (mesh). A chaque itération la fonction objectif est évaluée sur les points du maillage. Si une amélioration est trouvée, le point associé est accepté comme nouveau point courant, et la taille du prochain maillage est conservée ou augmentée (**Fig.4.5**). Sinon, la taille du nouveau maillage, généré autour de l'ancien point courant, est réduite.

Le mécanisme de recherche de l'algorithme PS est représenté par l'organigramme présenté sur la **figure 4.6**.

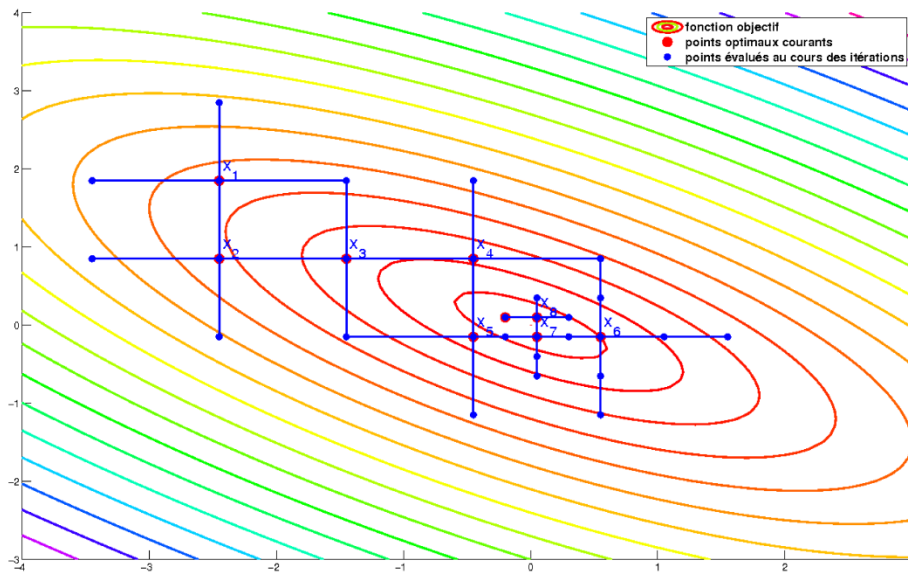


Fig.4.5. Dix premières itérations de l'algorithme Pattern Search.

Mécanisme de recherche de PS. Les étapes suivantes résument le mécanisme de recherche de l'algorithme de Pattern Search [42]:

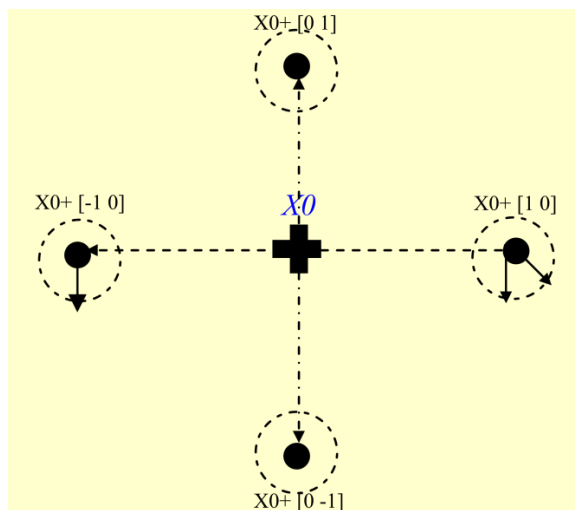
1. L'algorithme commence par établir un ensemble de points appelés maillage (mech), autour des points initiaux " X_0 ", ces points initiaux ou points de départ sont soit donner par l'utilisateur, soit calculés à partir de l'étape précédente de l'algorithme, dans notre cas ces points représentent les résultats obtenue par l'algorithme de PSO.
2. A la première itération, avec un scalaire = 1 appelé taille de maillage, les vecteurs de motif (pattern) ou de direction sont formés comme suit $[0 \ 1]$, $[1 \ 0]$, $[-1 \ 0]$ et $[0 \ -1]$.

Les points de maillage sont alors construits par l'addition de vecteurs de direction aux points initiaux " X_0 " comme:

$$X_0 + [0 \ 1], X_0 + [1 \ 0], X_0 + [-1 \ 0] \text{ et } X_0 + [0 \ -1] \text{ (Fig.4.5).}$$

3. L'algorithme calcule la fonction « objectif » à tous les points du maillage jusqu'à ce qu'il trouve celui dont la valeur est inférieure à la valeur de la fonction objectif de X_0 .
4. S'il y a ce point, Alors le sondage (poll) est réussi et le suivant se produit:
 - Le point minimum trouvé devient le point courant X_1 .
 - La méthode multiplie le maillage actuel par **le double**.
 - L'algorithme passe à la prochaine itération.

5. La valeur X_2 sera définie si une valeur de la fonction « objectif » inférieure à celle de X_1 est trouvée et les itérations continuent.
6. Si dans une itération particulière, Aucun des points de maillage n'a une valeur de fonction objectif inférieure à celle du point initial / courant, dans ce cas le sondage est n'est pas réussi et le suivant se produit:
 - L'algorithme ne change pas le point courant à la prochaine itération.
 - La méthode multiplie le maillage actuel par $1/2$.
 - L'algorithme passe à la prochaine itération.
7. Les étapes sont répétées jusqu'à ce que l'un des critères d'arrêt suivants soit respecté:
 - La taille de maillage est inférieure à la tolérance du maillage.
 - L'algorithme atteint la valeur maximale des itérations.
 - Le nombre total des fonctions objectifs évaluées par l'algorithme atteint sa valeur maximale.
 - La variation de la valeur de la fonction « objectif » est inférieure à la tolérance X .



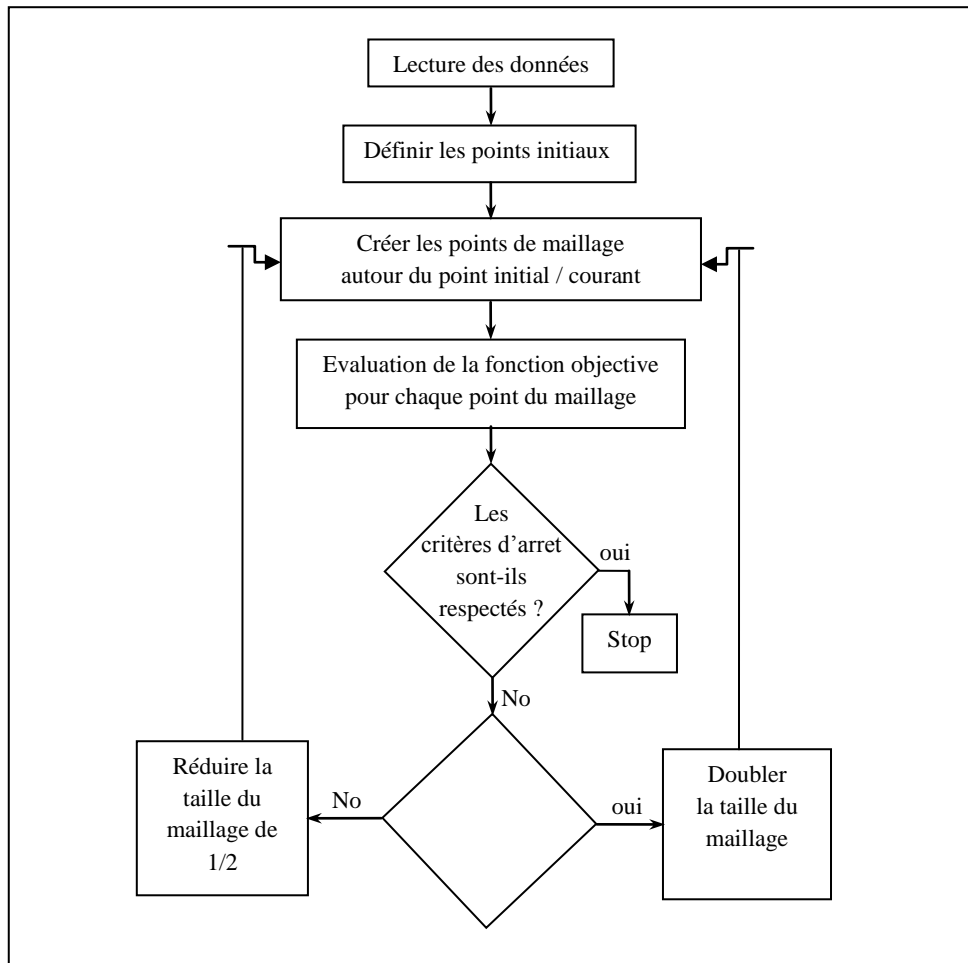


Fig.4.6. Mécanisme de l'Algorithme PS.

4.5.3. Hybridation d'algorithme PSO avec le PS.

L'optimisation par essaim de particules (PSO) est une méta-heuristique qui permet de mieux appréhender les grands espaces de recherche mais elle n'a pas un fort pouvoir d'intensification. Inversement, la méthode de PS a une très grande capacité d'intensification mais cela peut entraîner le blocage de la méthode dans des optima locaux. Par conséquent la coopération de ces deux méthodes permet de combiner les avantages des deux algorithmes et de maintenir un bon équilibre entre l'exploitation des solutions et l'exploration de l'espace de recherche. Donc L'objectif principal de la technique proposée est d'améliorer la propriété de recherche globale de PSO par une recherche locale de robustesse de PS. L'algorithme hybride s'exécute en deux phases. Dans la première phase, l'algorithme PSO commence par l'initialisation de la taille de l'essaim et des positions ($x_i = x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{in}$) aléatoires des particules de l'essaim. Ensuite, il initialise la meilleure position rencontrée par chaque particule ($p_{best} = p_{best1}, p_{best2}, \dots, p_{bestn}$) par sa position initiale x_i . Puis, en se basant sur la fonction objectif, l'algorithme calcule la qualité (fitness)

de chaque particule pour pouvoir tirer la meilleure position (solution) rencontrée par l'essaim g_{best} . Après chaque génération, l'algorithme PSO envoie chaque solution au Pattern Search (deuxième phase) afin d'être améliorée. Les meilleures solutions obtenues à partir de PS seront les solutions de PSO pour la prochaine génération. L'échange entre PSO et PS se poursuit jusqu'à ce que le critère d'arrêt soit satisfait. La solution finale de la première méthode devient la solution initiale de la méthode suivante. Cette enchaînement de méthodes peut notamment permettre de procéder à une phase de diversification pour couvrir une grande partie de l'espace de recherche (PSO) avant d'arriver à une phase d'intensification pour améliorer les solutions obtenues (PS). L'organigramme de l'hybride PSO-PS Algorithm est présenté dans la *figure 4.7*.

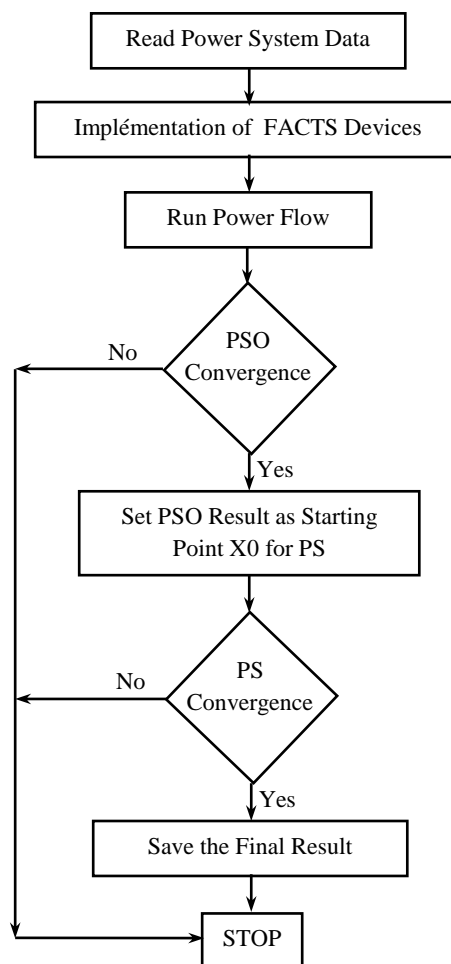


Fig.4.7. Algorithme hybride PSO- PS.

4.5.4. Algorithme Jaya.

Jaya est un nouvel algorithme d'optimisation stochastique à base de population de solutions, développé par Rao en 2016 [43], pour résoudre des problèmes d'optimisation avec et sans contraintes. Cet algorithme est inspiré par le fait que les candidats de la population devraient se déplacer vers la meilleure solution de la population et éviter la mauvaise (**le pire**).

L'algorithme tente toujours de se rapprocher du succès (c.-à-d. d'atteindre la meilleure solution) et tente d'éviter l'échec (c.-à-d. s'éloigner de la mauvaise solution). L'algorithme s'efforce de devenir victorieux en atteignant la meilleure solution et, par conséquent, il est nommé Jaya (un mot sanskrit signifiant victoire) [44].

Soit " $f(x)$ " la fonction objective à minimiser. À chaque itération " i ", supposons qu'il existe " m " nombre de variables ($j = 1, 2, \dots, m$) et " n " nombre de solutions candidates (taille de la population, $k = 1, 2, \dots, n$). Soit le meilleur candidat " $best$ " obtient la meilleure valeur de $f(x)$ (c.-à-d. $f(x)_{best}$) dans toutes les solutions candidates " n " et le mauvaise candidat " $worst$ " obtient la mauvaise valeur de $f(x)$ (c.-à-d. $f(x)_{worst}$) dans l'ensemble des solutions candidates.

Si $X_{j,k,i}$ est la valeur de la j -ième variable pour le k -ème candidat au cours de la i -ème itération, alors cette valeur est modifiée selon l'équation suivante [44, 45]:

$$X'_{j,k,i} = X_{j,k,i} + r_{1,j,i} (X_{j,best,i} - |X_{j,k,i}|) - r_{2,j,i} (X_{j,worst,i} - |X_{j,k,i}|) \quad (4.12)$$

Où $X_{j,best,i}$ est la valeur de la variable " j " pour le meilleur candidat et $X_{j,worst,i}$ est la valeur de la variable " j " pour le mauvaise candidat. $X'_{j,k,i}$ est la valeur mise à jour de $X_{j,k,i}$. $r_{1,j,i}$ et $r_{2,j,i}$ sont les deux nombres aléatoires pour la j -ème variable pendant la i -ème itération tirés uniformément de l'intervalle $[0, 1]$. Le terme $r_{1,j,i} (X_{j,best,i} - |X_{j,k,i}|)$ indique la tendance de la solution à se rapprocher de la meilleure solution et le terme $-r_{2,j,i} (X_{j,worst,i} - |X_{j,k,i}|)$ indique la tendance de la solution à éviter la mauvaise solution. Les nombres aléatoires $r_{1,j,i}$ et $r_{2,j,i}$ assurent une bonne exploration de l'espace de recherche. La valeur absolue de la solution candidate $|X_{j,k,i}|$ améliore encore la capacité d'exploration de l'algorithme.

L'objectif principal de l'algorithme de Jaya est d'améliorer la valeur de " $f(x)$ " de chaque solution candidate dans la population. Par conséquent, l'algorithme tente de déplacer la valeur de la fonction objectif de chaque solution vers la meilleure solution en

mettant à jour les valeurs des variables. Une fois les valeurs des variables mises à jour, les solutions mises à jour sont comparées aux anciennes solutions correspondantes et seules les bonnes solutions (c.-à-d. les solutions ayant une meilleure valeur de fonction objective) sont considérées pour la prochaine génération.

Les étapes principales de processus de recherche de l'algorithme Jaya sont résumées dans l'organigramme présenté dans la *figure 4.7* et expliquées dans ce qui suit.

Étape 1: Initialisation: Dans cette étape, une population de " n " candidats ayant une taille prédéfinie est générée au hasard dans l'espace de recherche.

Étape 2: Identification des meilleures et des mauvaises solutions: Après l'initialisation de la population, les meilleurs et les mauvais candidats parmi la population en termes de fonctions objectives sont identifiés.

Étape 3: Dans cette étape, les candidats de la solution sont déplacés selon la formule 4. Pour un candidat donné, si la nouvelle solution (après le déplacement) est meilleure que l'ancienne (avant le déplacement), la solution est acceptée et le candidat correspondant est mis à jour. Sinon, la nouvelle solution est rejetée et l'ancienne est conservée.

Le processus de l'étape 2 et de l'étape 3 est répété jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt soit satisfait. Le critère d'arrêt choisi dans ce travail est le nombre maximal d'itérations et il est clair que ce critère peut être changé et n'importe quel autre critère peut être implémenté.

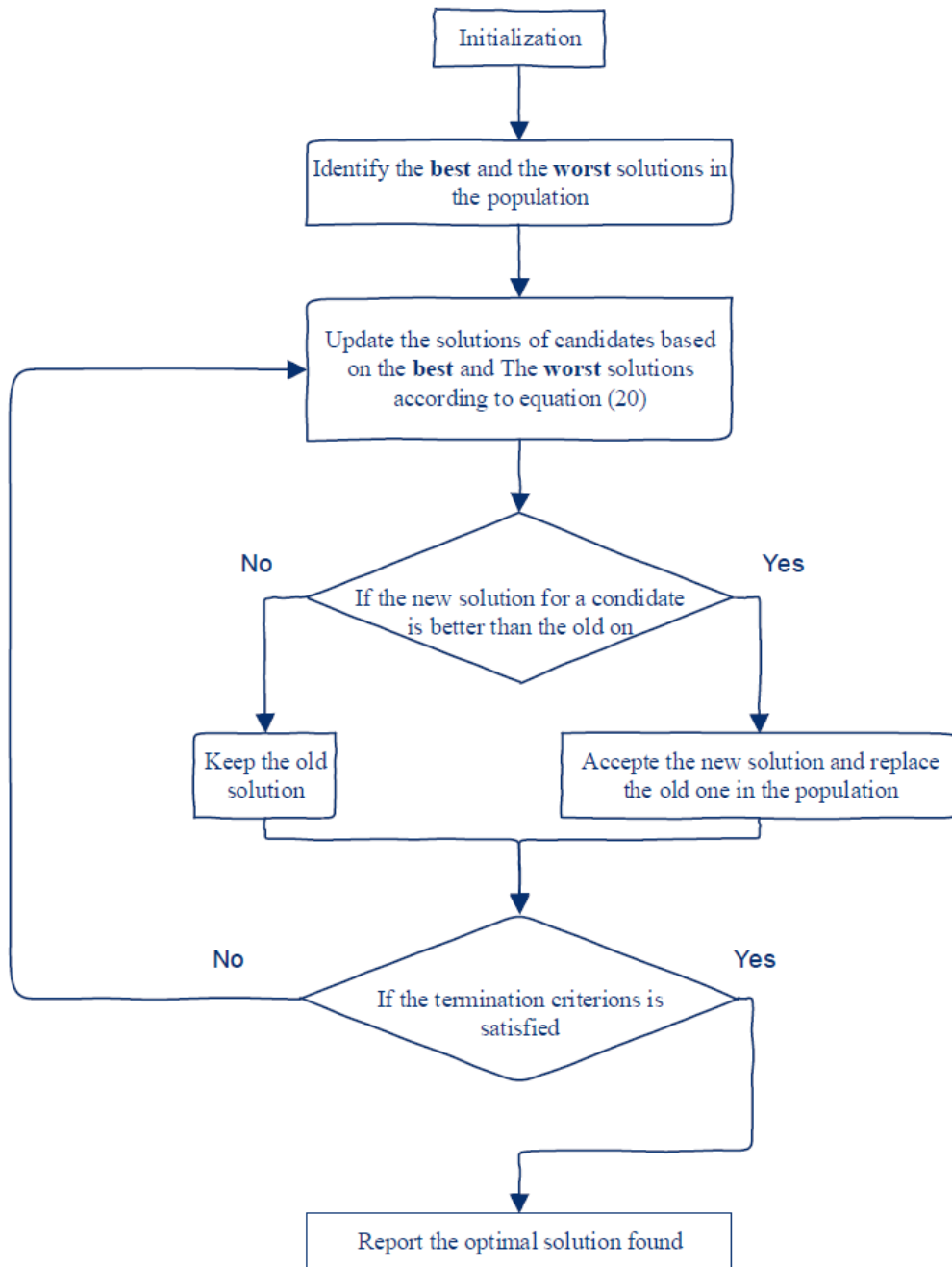


Fig.4.8. Diagramme de l'algorithm Jaya.

Traduction:

- Initialisation
- Identifier les **meilleures** et les **mauvaises** solutions dans la population
- Mettre à jour les solutions des candidats basés sur le meilleur et la mauvaise solution selon l'équation (4.12)

$$X'_{j,k,i} = X_{j,k,i} + r_{1,j,i} (X_{j,best,i} - |X_{j,k,i}|) - r_{2,j,i} (X_{j,worst,i} - |X_{j,k,i}|) \quad (4.13)$$

- Si la nouvelle solution pour un candidat est meilleure que l'ancienne
 - oui : Accepter la nouvelle solution et remplacer l'ancienne dans la population
 - non : Garder l'ancienne solution
- Si les critères d'arrêt sont satisfaits
 - oui : exposé la solution optimale trouvée

L'algorithme développé : Multi-objectifs Jaya (MOJaya). Les principales étapes de l'algorithme MOJaya sont:

Etape 1: Initialisation: dans cette étape, une population initiale notée $Pop(0)$ est générée aléatoirement dans l'espace de recherche. De plus, une archive externe vide $Pop_{archive}(0)$ est créé.

Etape 2: Affectation de la fitness: les valeurs de la fitness pour tous les candidats d'une population globale (total) $Pop = Pop \cup Pop_{archive}$ composé de $Pop(it)$ et $Pop_{archive}(it)$ sont calculées en utilisant la procédure suivante:

Pour chaque candidat « i », dans la population $Pop(it)$ et dans les archives $Pop_{archive}(it)$ une force $S(i)$ est assignée, $S(i)$ représente le nombre de candidats qu'elle domine. Sur la base de $S(i)$, la fitness brute (the raw fitness) $R(i)$ d'un candidat « i » est calculée comme suit:

$$R(i) = \sum_{\substack{j \in Pop \\ j \text{ domine } i}} S(j) \quad (4.14)$$

Il convient de mentionner que, puisque le problème de l'écoulement de puissance optimal multi-objectifs est formulé comme un problème de minimisation, $R(i) = 0$ correspond à un candidat non-dominé (une solution du front de Pareto) tandis qu'une valeur élevée de $R(i)$ est synonyme que ce candidat est dominé par de nombreux candidats.

Après cela, une densité $D(i)$ est calculée en utilisant l'expression suivante:

$$D(i) = \frac{1}{\sigma_i^k + 2} \quad (4.15)$$

Où σ_i^k est le $k^{\text{ème}}$ plus proche voisin (basé sur la distance dans l'espace des objectifs), $k = \sqrt{n.n_A}$. Le 2 est ajouté dans l'expression de $D(i)$ pour s'assurer que celui-ci est compris entre 0 et 1.

Finalement, la fitness $F(i)$ est calculé en utilisant l'expression suivante:

$$F(i) = R(i) + D(i) \quad (4.16)$$

Étape 3: Sélection environnementale : Dans cette étape, les candidats non-dominés dans $Pop(it)$ et dans l'archive $Pop_{archive}(it)$ sont copiés dans $Pop_{archive}(it+1)$. Si la taille de $Pop_{archive}(it+1)$ est supérieure à « n_A », $Pop_{archive}(it+1)$ est réduit en utilisant l'opérateur de troncature (the truncation operator), sinon, si la taille de $Pop_{archive}(it+1)$ est inférieure à « n_A », alors $Pop_{archive}(it+1)$ est complété par les candidats moins dominés dans $Pop(it)$ et dans $Pop_{archive}(it)$. Cela permettra à la taille de $Pop_{archive}$ d'être constante sur toutes les itérations quel que soit le nombre de candidats non-dominé trouvés.

Étape 4: Identification des meilleures et des mauvaises solutions dans Pop basé sur la fitness F .

Étape 5: Déplacer les candidats de Pop en utilisant l'équation (4.14). Ensuite, pour chaque candidat dans Pop , si une nouvelle solution (après déplacement) domine l'ancienne (avant déplacement) cette solution est mises à jour. Sinon, la nouvelle solution est rejetée.

Ce processus de l'étape 2 à l'étape 5 est répété jusqu'à ce qu'un critère de terminaison soit atteint.

4.6. Technique de la logique floue pour l'extraction de la solution de compromis.

Une fois que l'ensemble optimal de Pareto est obtenu, le décideur doit choisir une solution de compromis parmi les solutions optimales qui satisfait leur cahier de charge. Cette opération reste très complexe. En raison de la nature imprécise du jugement du décideur. Pour la prise de décision, c'est-à-dire pour aider le décideur, il est nécessaire d'identifier la meilleure solution de compromis parmi l'ensemble de solutions non-dominée trouvées. Dans ce travail de thèse, nous proposons d'utilisation de la théorie logique floue (Fuzzy logic) pour la sélection de la meilleure solution de compromis déterminée comme suit. Tout d'abord, chaque fonction objectif de la solution non-dominée est remplacée par une fonction d'appartenance. Les fonctions d'appartenances présentent les buts de chaque fonction objectif ; dont elles sont définies par les expériences et la connaissance intuitive du décideur. Dans ce cas, nous avons choisi une fonction d'appartenance linéaire simple définie comme (Fig.4.9) [36, 40]:

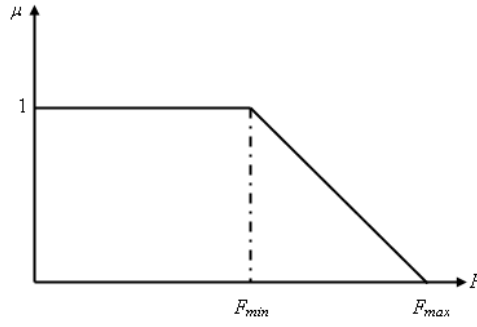


Fig.4.9. Fonction linéaire d'appartenance de la fonction objectif.

$$\mu_i = \begin{cases} 1 & F_i < F_i^{\max} \\ \frac{F_i^{\max} - F_i}{F_i^{\max} - F_i^{\min}} & F_i^{\min} < F_i < F_i^{\max} \\ 0 & F_i < F_i^{\min} \end{cases} \quad (4.17)$$

avec F_i^{\min} et F_i^{\max} sont la valeur minimale et maximale de la $i^{\text{ème}}$ fonction objectif parmi toutes les solutions non dominées, respectivement. La fonction d'appartenance « μ » est variée entre le 0 et le 1, avec $\mu=0$ indique l'incompatibilité de la solution avec l'ensemble, tandis que $\mu=1$ signifie la pleine compatibilité.

Ensuite, pour chaque solution non-dominée « k », la fonction d'appartenance normalisée μ^k est calculée comme suit:

$$\mu^k = \max \left(\frac{\sum_{i=1}^{N_{obj}} \mu_i^k}{\sum_{k=1}^{N_{nds}} \sum_{i=1}^{N_{obj}} \mu_i^k} \right) \quad (4.18)$$

avec N_{obj} et N_{nds} sont le nombre des fonctions objectives traitées et le nombre des solutions non-dominées trouvées, respectivement. Donc, la meilleure solution de compromis est celle qui à la grande valeur de μ^k .

CHAPITRE 5. SIMULATIONS ET RESULTATS.

5.1. Réseau test IEEE 30-bus.

Le réseau électrique test IEEE 30-bus est utilisé dans la littérature pour évaluer des méthodes ou des modèles développés dans des divers travaux de recherche. Ce réseau, choisi pour notre simulation, est un réseau standard qui représente une portion du système de puissance électrique Américain. Le schéma unifilaire correspondant est représenté sur la *figure 5.1*. Il est constitué de trente (30) jeux de barres et six (6) générateurs connectés aux nœuds 1, 2, 5, 8, et 13. Ces génératrices alimentent vingt (20) charges (PQ bus) à travers quarante et une (41) lignes de transport, et quatre (4) transformateurs à prises de réglage, reliant, à travers des lignes, les jeux de barres (4-12), (6-9), (6-10) et (28-27). En plus, deux batteries de condensateurs fixes sont installées aux jeux de barres 10 et 24. La puissance totale demandée, respectivement active et réactive, est de 283.4 MW et 126,2 MVAR. Les valeurs de tension et de puissance de base sont $U_b=135\text{ kV}$ et $S_b=100\text{ kVA}$ respectivement. Les données détaillées du réseau test IEEE 30-nœuds sont donnés dans les *tableaux 5.1 et 5.2* [60]. Les coefficients du coût et les limites inférieures et supérieures des puissances actives et réactives des générateurs sont données dans le *tableau 5.3*, [61].

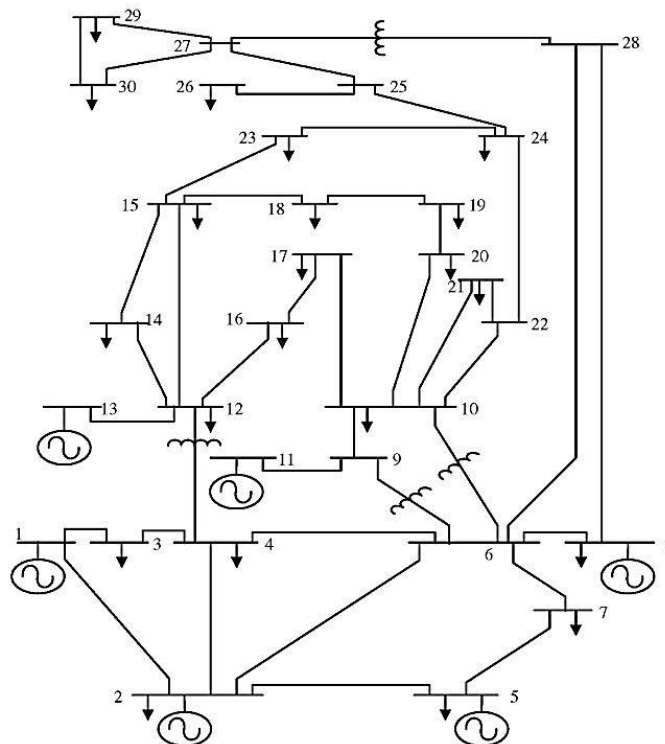


Fig. 5.1. Schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 30-bus.

Tab.5.1. Données nodales du réseau (30 nœuds).

No	Code	Mag.	Deg.	Load [MW]	Load [Mvar]	No	Code	Mag.	Deg.	Load [MW]	Load [Mvar]
1	Ref.	1,060	0.0	0	0	16	PQ	1	0.0	3,5	1,8
2	PV	1,043	0.0	21,7	12,7	17	PQ	1	0.0	9	5,8
3	PQ	1	0.0	2,4	1,2	18	PQ	1	0.0	3,2	0,9
4	PQ	1,060	0.0	7,6	1,6	19	PQ	1	0.0	9,5	3,4
5	PV	1,010	0.0	94,2	19	20	PQ	1	0.0	2,2	0,7
6	PQ	1	0.0	0	0	21	PQ	1	0.0	17,5	11,2
7	PQ	1	0.0	22,8	10,9	22	PQ	1	0.0	0	0
8	PV	1,010	0.0	30	30	23	PQ	1	0.0	3,20	1,6
9	PQ	1	0.0	0	0	24	PQ	1	0.0	8,7	6,7
10	PQ	1	0.0	5,8	2	25	PQ	1	0.0	0	0
11	PV	1,082	0.0	0	0	26	PQ	1	0.0	3,5	2,3
12	PQ	1	0.0	11,2	7,5	27	PQ	1	0.0	0	0
13	PV	1,071	0.0	0	0	28	PQ	1	0.0	0	0
14	PQ	1	0.0	6,2	1,6	29	PQ	1	0.0	2,4	0,9
15	PQ	1	0.0	8,2	2,5	30	PQ	1	0.0	10,6	1,9

Tab. 5.2. Données des lignes du réseau (30 nœuds).

From	To	RESIST (R)	REACT (X)	SUS (B/2)	From	To	RESIST (R)	REACT (X)	SUS (B/2)
1	2	0,0192	0,0575	0,0264	15	18	0,107	0,2185	0
1	3	0,0452	0,1852	0,0204	18	19	0,0639	0,1292	0
2	4	0,0570	0,1737	0,0184	19	20	0,0340	0,0680	0
3	4	0,0132	0,0379	0,0042	10	20	0,0936	0,2090	0
2	5	0,0472	0,1983	0,0209	10	17	0,0324	0,0845	0
2	6	0,0581	0,1763	0,0187	10	21	0,0348	0,0749	0
4	6	0,0119	0,0414	0,0045	10	22	0,0727	0,1499	0
5	7	0,0460	0,1160	0,0102	21	22	0,0116	0,0236	0
6	7	0,0267	0,0820	0,0085	15	23	0,100	0,2020	0
6	8	0,0120	0,0420	0,0045	22	24	0,115	0,1790	0
6	9	0	0,2080	0	23	24	0,132	0,2700	0
6	10	0	0,5560	0	24	25	0,1885	0,3292	0
9	11	0	0,2080	0	25	26	0,2544	0,3800	0
9	10	0	0,1100	0	25	27	0,1093	0,2087	0
4	12	0	0,2560	0	28	27	0	0,3960	0
12	13	0	0,1400	0	27	29	0,2198	0,4153	0
12	14	0,1231	0,2559	0	27	30	0,3202	0,6027	0
12	15	0,0662	0,1304	0	29	30	0,2399	0,4533	0
12	16	0,0945	0,1987	0	8	28	0,0636	0,2000	0,0214
14	15	0,2210	0,1997	0	6	28	0,0169	0,0599	0,0065
16	17	0,0824	0,1923	0					

Tab.5.3. Coût et limites des puissances actives et réactives générées du réseau test IEEE 30 nœuds.

Générateur	Bus	P _{min} [MW]	P _{max} [MW]	Q _{min} [Mvar]	Q _{max} [Mvar]	Coefficients du coût		
						a [\$ /hr]	b [\$/MWhr]	c [\$(MW) ² hr]
G ₁	1	50	200	-20	250	0	2.00	0.00375
G ₂	2	20	80	-20	100	0	1.75	0.01750
G ₃	5	15	50	-15	80	0	1.00	0.06250
G ₄	8	10	35	-15	60	0	3.25	0.00834
G ₅	11	10	30	-10	50	0	3.00	0.02500
G ₆	13	12	40	-15	60	0	3.00	0.02500

Tab. 5.4. Valeurs limites des variables de contrôle

Variables		Min	max
Tensions des générateurs	V_G (p.u.)	0.95	1.10
Rapports des transformateurs	T (p.u.)	0.90	1.10
Puissances réactives des compensateurs shunts	Q_{GC} (p.u.)	0	5
Réactance du compensateur série	X_{TCSC} (p.u.)	$- 0.8 X_{line}$	$+ 0.2 X_{line}$
Susceptance du compensateur shunt	Q_{SVC} (MVar)	- 110	+ 80

Les valeurs limites des modules de tensions des générateurs (PV-bus), des rapports des transformateurs, des puissances réactives des compensateurs shunts, de la réactance du compensateur série TCSC et de la susceptance du compensateur shunt SVC sont données dans *le tableau 5.4*. Les limites inférieures et supérieures des modules de la tension de tous les jeux de barres de charge (PQ-bus) sont choisies comme [0.95 ; 1.1 p.u.], respectivement [61].

5.2. Optimisation Multi objectif de l'écoulement de puissance par L'algorithme hybride PSO-PS avec intégration des dispositifs FACTS.

Dans cette partie de travail, on considère cinq fonctions « objectifs » ; la minimisation du coût de combustible, l'amélioration du profil de tension, l'amélioration de la stabilité de tension, la minimisation de la déviation de tension et la minimisation des pertes actives et réactives de transmission en présence du système FACTS. Parmi les dispositifs FACTS, on choisi ceux qui sont plus conformes aux applications spécifiques considérés ; tels le maintien de la tension et le contrôle de l'écoulement de puissance. Les dispositifs FACTS considérés dans ce travail sont le SVC et le TCSC. Le SVC étant le plus utilisé, puisque performant, dans la compensation de l'énergie réactive et le maintien de la tension ; le TCSC représente le meilleur choix quant au contrôle approprié et à la bonne gestion de l'écoulement de puissance et, par suite, à la réduction des pertes de puissance dans le réseau [31]. L'emplacement optimal des SVC et TCSC est pris de la référence [62] et est spécifié dans *le tableau 5.5*.

Tab.5.5. FACTS devices location.

Dispositifs FACTS	Emplacement optimal
TCSC	Branche: 28-27 (Line 36)
SVC	Noeud: 22

Dans ce qui suit, on traite, particulièrement, de l'impact des dispositifs FACTS sur les différents types des fonctions « objectifs » retenues, à cet effet, dans ce travail. Les paramètres de l'algorithme PSO-PS pour l'optimisation sont donnés dans le **tableau 5.6**. L'optimum global est le meilleur résultat après 10 exécutions du programme.

Tb. 5.6 Simulation parameters

PSO	parameters	PS	parameters
Population size	100	mesh size	1
Number of generation	500	Number of generation	150
w_{max}	0.9	mesh expansion factor	2
w_{min}	0.4	mesh contraction factor	0.5
C1, C2	2		

CAS. 1 : Minimisation du coût de combustible.

L'objectif dans ce cas est de minimiser le coût de combustible pour tous les générateurs. Les variables optimales de contrôle, obtenues à partir de PSO et PSO-PS hybride en absence et en présence de dispositifs FACTS sont présentées dans le **tableau 5.7**. Ce dernier présente les résultats concernant le coût minimal de production, la déviation de la tension, l'indice de stabilité et les pertes de puissance. Ces résultats montrent que le coût minimum obtenu est amélioré de 799.9738 \$ / h, en utilisant PSO, à 799.8723 \$ / h, en utilisant PSO-PS mais le meilleur coût, celui de 799.5485, est réalisé suite à l'insertion des dispositifs FACTS. Ici, il est important de noter que les dispositifs FACTS peuvent réduire le coût total du combustible dans le système électrique. A ce coût réduit minimal, en présence des FACTS, correspond une déviation de tension de 1,4590 p.u., des pertes de puissance active et réactive totales ainsi qu'un indice de stabilité de la tension de 8,7618 MW, - 2,169 MVAR et 0,1214 p.u., respectivement. Les caractéristiques de convergence, déduites de la minimisation du coût de combustible, ainsi que les approches proposées, sont illustrées en fonction des itérations sur **la figure 5.2**. En outre, les résultats obtenus sont comparés à ceux d'autres méthodes appliquées dans divers travaux spécifiques à la problématique posée, (**Tb.5.8**). On en déduit, clairement, que la méthode PSO-PS proposé donne le meilleur minimum global par rapports aux autres méthodes.

Tb.5.7. Optimal control variable settings for minimization of fuel cost case

Control Variable	PSO	PSO-PS	PSO-PS with FACTS
P_{G1} (MW)	178.1960	177.1504	177.0989
P_{G2}	48.9732	48.7208	48.7088
P_{G5}	21.3932	21.3146	21.3093
P_{G8}	21.7776	21.1636	21.1228
P_{G11}	10.0000	11.9056	11.9211
P_{G13}	12.0000	12.0000	12.0000
V_{G1} (p.u.)	1.1000	1.1000	1.1000
V_{G2}	1.0879	1.0879	1.0878
V_{G5}	1.0615	1.0616	1.0616
V_{G8}	1.0696	1.0697	1.0694
V_{G11}	1.1000	1.1000	1.1000
V_{G13}	1.1000	1.1000	1.1000
T₁₁ (6-9)	1.0468	1.0465	1.0668
T₁₂ (6-10)	0.9000	0.9000	0.9000
T₁₅ (4-12)	1.0348	1.0343	1.0024
T₃₆ (28-27)	0.9747	0.9746	0.9674
QC₁₀	0	0	0
QC₁₂	0	0	0
QC₁₅	0	0	0
QC₁₇	0	0	0
QC₂₀	0	0	0
QC₂₁	0	0	0
QC₂₃	0	0	0
QC₂₄	0	0	0
QC₂₉	0	0	0
X_TCSC	-	-	0.3131
Q_SVC	-	-	18.1168
Cost (\$/hr) (*)	799.9738	799.8723	799.5485
VD (p.u.)	1.1290	1.1356	1.4590
L_max (p.u.)	0.1342	0.1342	0.1214
Ploss (MW)	8.9411	8.8560	8.7618
Qloss (MVar)	-0.4668	-0.8589	-2.1629

(*) : Meilleures valeurs de la fonction « objectif » (en gras).

Tb.5.8. Comparison of results for minimization of fuel cost case

Method	Cost (\$/hr)	Reference
PSO-PS with FACTS	799.5485	-
EGA-DQLF	799.56	(Kumari and Maheswarapu [63])
PSO-PS	799.8723	-
BHBO	799.9217	(Boucekara 2014) [36]
EM	800.078	(Boucekara 2016) [64]
EEA	800.0831	(Surender Reddy et al. 2014) [65]
DSA	800.3887	(Abaci and Yamacli 2016) [66]
EPGA	800.9617	(Mahdad et al. 2010) [67]
SOS	801.5733	(Duman 2016) [68]
AGSO	801.75	(Daryani et al. 2016) [69]
GA-PSO	801.81	(Roselyn et al. 2011) [70]
PSO-SA	801.96	(Niknam et al. 2012b) [71]

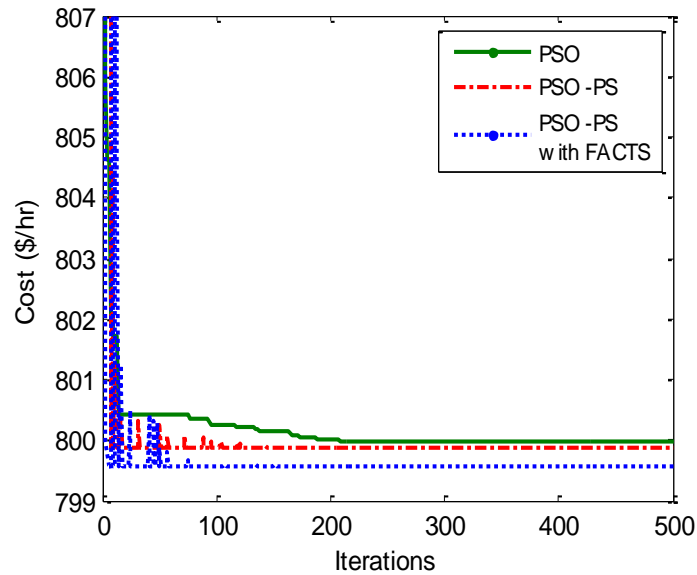


Fig. 5.2. Fuel cost variations with different proposed approaches.

CAS. 2 : Minimisation du coût de combustible et amélioration du profil de tension.

La tension du jeu de barres est un indice fondamental déterminant de la qualité et de la sécurité dans les systèmes d'énergie électrique. Minimiser seulement le coût de combustible peut impliquer des états de profil non admissibles de la tension. Par conséquent, une fonction supplémentaire d'amélioration du profil de tension est introduite en somme avec la fonction de coût du combustible. L'objectif est de réduire le coût du combustible et d'améliorer le profil de tension simultanément en maintenant les valeurs de tension du jeu de barres PQ proches de 1,0 par unité. La fonction « objectif » peut être exprimée comme [61]:

$$F = F_{cost} + w.F_{Voltage_deviation} \quad (5.1)$$

où, w est un facteur de pondération approprié; F_{cost} and $F_{Voltage_deviation}$ sont spécifiées précédemment comme suit,

$$F_{cost} = \sum_{i=1}^{NG} f_i \quad (5.2)$$

$$F_{Voltage_deviation} = \sum_{i \in NL} |V_i - 1| \quad (5.3)$$

Les résultats obtenus en utilisant PSO-PS avec et sans dispositifs FACTS sont saisis dans **le tableau 5.9** et comparés à ceux d'autres méthodes ; telles que BHBO et EM, dans le **tableau 5.10**. La courbe de convergence des résultats de déviation de tension en fonction des itérations pour différentes approches est illustrée sur la **figure 5.3**. La variation du coût du combustible et de la déviation de tension pour l'algorithme PSO-PS en présence de dispositifs FACTS est illustrée sur la **figure 5.4**. On peut voir d'après le **tableau 5.9** que la déviation de tension optimale obtenue est améliorée de 0,1043 p.u., en utilisant PSO, à 0,0984 p.u., en utilisant PSO-PS et réduite à 0,0955 p.u. après insertion des dispositifs FACTS. Il convient, ainsi, de mentionner dans ce cas que les dispositifs FACTS sont très efficaces pour la minimisation de la déviation de tension. En outre, la déviation de tension obtenue dans ce deuxième cas est fortement réduite par rapport celle du cas précédent, (réduite de 1,4590 p.u. à 0,0955 p.u. ; soit de % 93,45). Les amplitudes de toutes les tensions nodales, étant en même temps, dans les limites requises de sécurité. Le coût obtenu en présence de FACTS pour ce cas est de 804.3092, tandis que les valeurs de L_{max} , P_{loss} et Q_{loss} sont de 0.1451 p.u., de 9.9887 MW et de 7.7490 MVAR, respectivement. De plus, la valeur de la puissance réactive optimisée délivrée par le SVC est de 10,2256 MVAR, tandis que celle de X_{TCSC} est de 0,6036 p.u. D'après les résultats obtenus (**Tb.5.10**), il est clair que l'approche proposée donne de meilleurs résultats comparativement à d'autres méthodes.

Tb. 5.9. Optimal control variable settings for voltage profile improvement case

Control Variable	PSO	PSO-PS	PSO-PS with FACTS
P_{G1} (MW)	184.8192	176.5139	176.0196
P_{G2}	50.9818	48.8777	48.8563
P_{G5}	22.3303	21.8114	21.6847
P_{G8}	10.0000	22.2434	22.5944
P_{G11}	13.9845	11.8459	12.2361
P_{G13}	12.0000	12.0000	12.0000
V_{G1} (p.u.)	1.0414	1.0365	1.0320
V_{G2}	1.0243	1.0214	1.0153
V_{G5}	1.0153	1.0116	1.0146
V_{G8}	1.0013	0.9996	1.0001
V_{G11}	1.0758	1.0789	1.0532
V_{G13}	0.9865	0.9938	1.0070
T₁₁ (6-9)	1.1000	1.1000	1.0689
T₁₂ (6-10)	0.9000	0.9000	0.9108
T₁₅ (4-12)	0.9422	0.9535	0.9717
T₃₆ (28-27)	0.9475	0.9654	0.9661
QC₁₀	0	3.6696	0
QC₁₂	0	2.4767	0.3305
QC₁₅	5.0000	5.0000	4.9998
QC₁₇	5.0000	0	0.9336
QC₂₀	5.0000	5.0000	5.0000
QC₂₁	5.0000	5.0000	0.1169
QC₂₃	5.0000	4.9991	4.7983
QC₂₄	5.0000	5.0000	5.0000
QC₂₉	0	2.2510	3.0904
X_TCSC	-	-	0.6036
Q_SVC	-	-	10.2256
Cost (\$/hr) (*)	805.7064	803.8194	804.3092
VD (p.u.) (*)	0.1043	0.0984	0.0955
L_max (p.u.)	0.1380	0.1369	0.1451
Ploss (MW)	10.7132	9.8899	9.9887
Qloss (MVar)	11.2352	8.7207	7.7490

(*) : Meilleures valeurs de la fonction « objectif » (en gras)

Tb. 5.10. Comparisons of results for voltage profile improvement case

Method	Voltage Deviation (p.u.)	Reference
PSO-PS with FACTS	0.0955	-
PSO-PS	0.0984	-
BHBO	0.1262	(Bouchekara 2014) [36]
EM	0.1270	(Bouchekara 2016) [64]

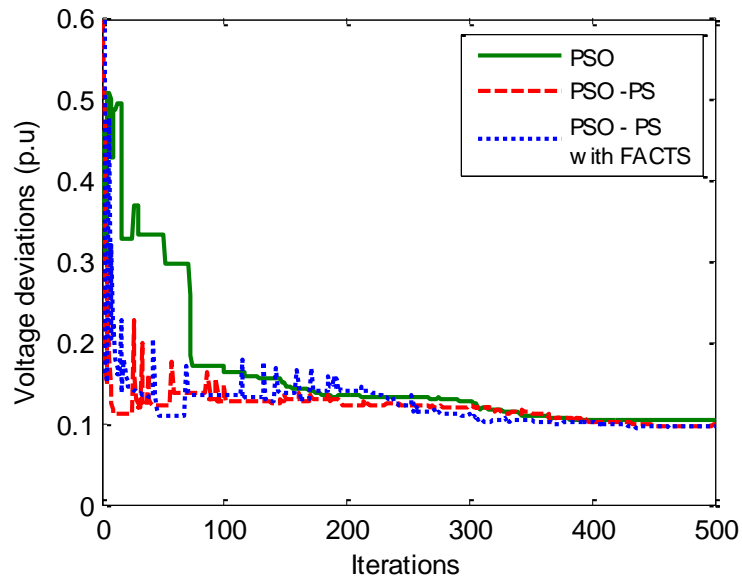


Fig. 5.3. Voltage deviation minimization with different proposed approaches.

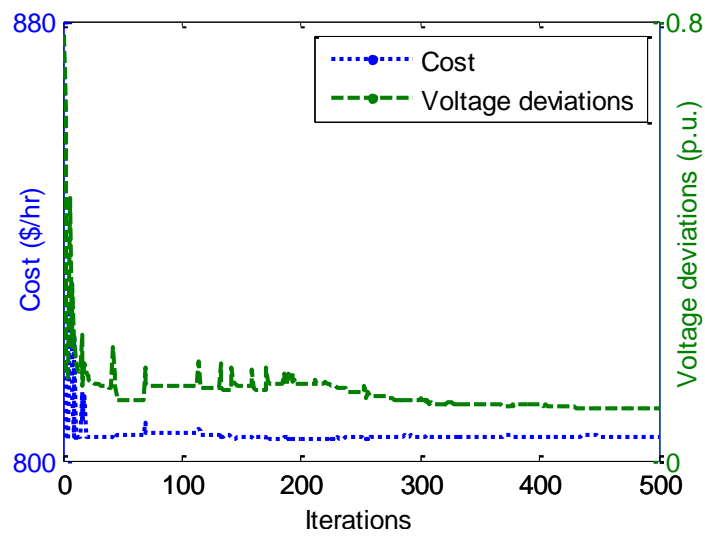


Fig. 5.4. Variations of fuel cost and voltage deviations for case 2

CAS. 3 : Minimisation du coût de combustible et amélioration de la stabilité de tension.

Dans ce cas, l'objectif est de minimiser le coût du carburant et d'améliorer la stabilité de la tension simultanément. La fonction objective choisie peut être formulée, alors, par l'équation suivante:

$$F = F_{\text{cost}} + w.F_{\text{Voltage_stability_enhancement}} \quad (5.4)$$

avec,

$$F_{\text{cost}} = \sum_{i=1}^{NG} f_i \quad (5.5)$$

$$F_{\text{Voltage_stability_enhancement}} = L_{\text{max}} \quad (5.6)$$

où, w est un facteur de pondération approprié.

Les valeurs optimales des variables de contrôle et des fonctions « objectifs » relatives à l'amélioration de la stabilité de tension sont données dans le **Tableau 5.11**. Ici, il est important de confirmer que toutes les contraintes de sécurité telles que les tensions aux nœuds de charge et les puissances de lignes sont satisfaites et sont dans les limites admissibles. L'évaluation comparative des résultats, concernant la valeur de l'indice de stabilité, obtenus par les approches proposées au cours du processus de recherche est illustrée sur **la figure 5.5**. Une comparaison de ces résultats avec différentes méthodes est présentée dans **le tableau 5.12**. La courbe de convergence du coût de combustible et de l'indice de stabilité pour l'algorithme PSO-PS en présence de dispositifs FACTS est présentée sur **la figure 5.6**. Les résultats du **tableau 5.11** montrent que le coût total du combustible et l'indice de stabilité L_{max} déterminés par l'algorithme PSO-PS en présence de FACTS sont respectivement de 799,9284 \$ / h et de 0,0758 p.u. ; ce qui montre, donc, une réduction de 37,56% du L_{max} et une augmentation d'environ 0,047 % du coût total du combustible par rapport au cas 1 (coût: 799,5485 \$ / h, L_{max} : 0,1214 p.u.). En comparant les résultats obtenus, respectivement, en absence et en présence de dispositifs FACTS, on voit que l'introduction de dispositifs FACTS peut considérablement améliorer l'indice de stabilité (33.97%), (de 0.1148 p.u à 0.0758 p.u.). De plus, ces résultats sont significativement diminués par rapport au cas 1 (0,1214 p.u.) et au cas 2 (0,1451 p.u.). De même, la puissance réactive optimisée délivrée par le SVC, pour ce cas, est de 22.4861 MVAR, tandis que les pertes de puissance active et réactive sont 8.7801 MW et -3.9749 MVar, respectivement. Le **tableau 5.12** montre que le résultat obtenu est meilleur par rapport à ceux autres méthodes.

Tb. 5.11. Optimal control variable settings for Voltage stability enhancement case.

Control Variable	PSO	PSO-PS	PSO-PS with FACTS
P_{G1} (MW)	178.6142	177.9429	176.2002
P_{G2}	49.0816	48.8522	48.5270
P_{G5}	21.6227	21.4009	21.2608
P_{G8}	21.7562	20.7931	20.9841
P_{G11}	10.0017	11.6061	13.2088
P_{G13}	12.0000	12.0000	12.0000
V_{G1} (p.u.)	1.0673	1.0834	1.1000
V_{G2}	1.0451	1.0600	1.0888
V_{G5}	1.0101	1.0288	1.0655
V_{G8}	1.0046	1.0300	1.0725
V_{G11}	1.1000	1.1000	1.1000
V_{G13}	1.1000	1.1000	1.1000
T_{11} (6-9)	0.9000	0.9000	1.0676
T_{12} (6-10)	1.1000	1.0960	0.9000
T_{15} (4-12)	0.9000	0.9255	0.9701
T_{36} (28-27)	0.9000	0.9225	1.0076
QC_{10}	5.0000	5.0000	5.0000
QC_{12}	5.0000	5.0000	5.0000
QC_{15}	5.0000	5.0000	4.9994
QC_{17}	5.0000	5.0000	5.0000
QC_{20}	5.0000	5.0000	0
QC_{21}	5.0000	5.0000	5.0000
QC_{23}	5.0000	5.0000	4.6159
QC_{24}	5.0000	5.0000	5.0000
QC_{29}	5.0000	5.0000	5.0000
X_{TCSC}	-	-	0
Q_{SVC}	-	-	22.4861
Cost (\$/hr) (*)	802.5204	800.8754	799.9284
VD (p.u.)	1.5366	1.7165	1.9420
L_{max} (p.u.) (*)	0.1156	0.1148	0.0758
Ploss (MW)	9.6751	9.1944	8.7801
Qloss (MVar)	11.8665	5.9523	-3.9749

(*) : Meilleures valeurs de la fonction « objectif » (en gras).

Tb. 5.12. Comparison of results for voltage stability enhancement case

Method	Lmax (p.u.)	Reference
PSO-PS with FACTS	0.0758	-
EGA-DQLF	0.10402	(Kumari and Maheswarapu 2010) [63]
EEA	0.1052	(Surender Reddy et al. 2014) [65]
PSO-PS	0.1148	-
EM	0.1156	(Boucekara 2016) [64]
BHBO	0.11671	(Boucekara 2014) [36]
DSA	0.1244	(Abaci and Yamacli 2016) [66]

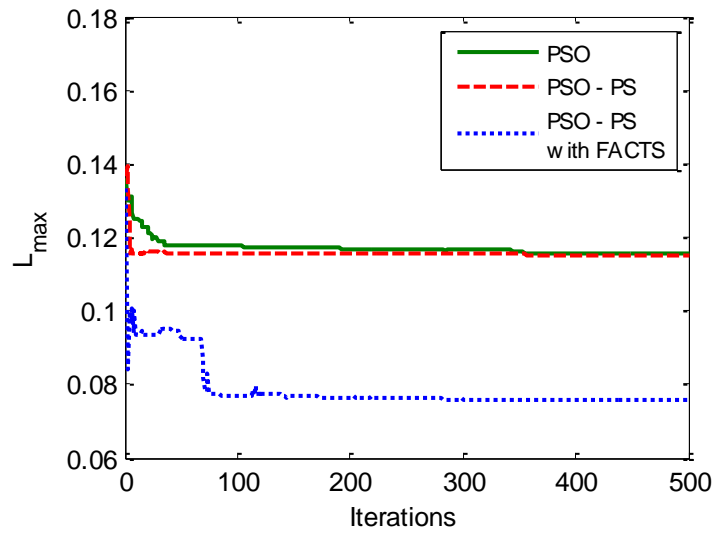


Fig.5.5. Stability index minimization with different proposed approaches.

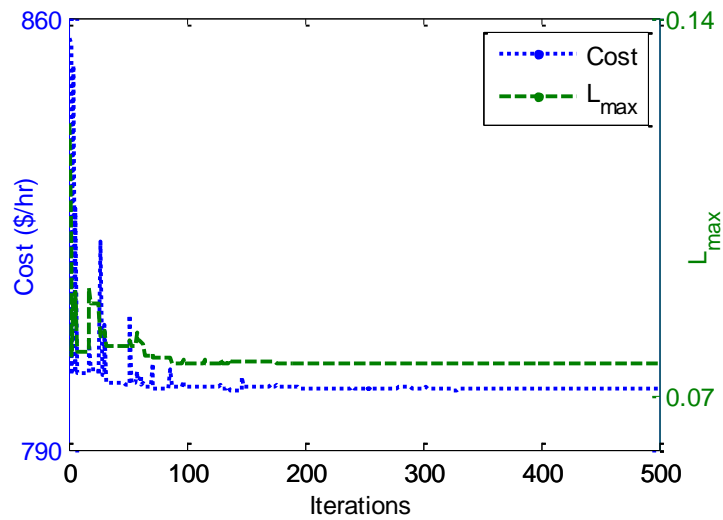


Fig. 5.6. Variations of fuel cost and stability index for Case 3.

CAS. 4: Minimisation des pertes actives.

Les paramètres optimaux des variables de contrôle et les valeurs des fonctions objectives obtenus par l'algorithme PSO, PSO-PS en l'absence et en présence de dispositifs

FACTS sont montrés dans le **tableau 5.13**; sa caractéristique de convergence est donnée sur la **figure 5.7**. Il est important de confirmer, ici également, que toutes les variables de contrôle et d'état sont dans leurs limites requises. D'après le **tableau 5.13**, la valeur optimale des pertes actives obtenue par l'algorithme PSO-PS en présence du dispositif FACTS est de 2.7914 MW, laquelle est réduite d'environ 2,097% par rapport aux 2,88512 MW obtenus par PSO-PS (sans FACTS) et réduite d'environ 12,08% par rapport aux 3,1752 MW obtenus par PSO; de plus cette valeur est meilleure par rapport à celle obtenue par différentes autres méthodes (**Tb.5.14**). Dans ce cas, la puissance réactive optimisée délivrée par le SVC est de 5,99698 MVAR, tandis que X_{TCSC} , L_{max} et Q_{loss} sont de -0,2487, de 0,0827 p.u. et de -24.7175 MVAR, respectivement.

Tb. 5.13. Optimal control variable settings for real power losses case

Control Variable	PSO	PSO-PS	PSO-PS with FACTS
P_{G1} (MW)	51.5757	51.2498	51.1920
P_{G2}	80.0000	80.0000	80.0000
P_{G5}	50.0000	50.0000	50.0000
P_{G8}	35.0000	35.0000	35.0000
P_{G11}	30.0000	30.0000	30.0000
P_{G13}	40.0000	40.0000	40.0000
V_{G1} (p.u.)	1.0331	1.1000	1.1000
V_{G2}	1.0281	1.0976	1.0976
V_{G5}	1.0067	1.0799	1.0799
V_{G8}	1.0129	1.0869	1.0868
V_{G11}	1.1000	1.1000	1.1000
V_{G13}	1.1000	1.1000	1.1000
T_{11} (6-9)	0.9000	1.0550	1.0690
T_{12} (6-10)	0.9000	0.9000	0.9000
T_{15} (4-12)	0.9331	0.9842	0.9841
T_{36} (28-27)	0.9136	0.9727	0.9824
QC_{10}	0	5.0000	5.0000
QC_{12}	5.0000	5.0000	5.0000
QC_{15}	5.0000	5.0000	5.0000
QC_{17}	5.0000	5.0000	5.0000
QC_{20}	0	5.0000	4.1859
QC_{21}	5.0000	5.0000	5.0000
QC_{23}	5.0000	3.5972	2.7385
QC_{24}	5.0000	5.0000	5.0000
QC_{29}	2.8784	2.5213	2.4170
X_{TCSC}	-	-	-0.2487
Q_{SVC}	-	-	5.9698
VD (p.u.)	1.5890	2.0503	2.0825
L_{max} (p.u.)	0.1195	0.1150	0.0827
P_{loss} (MW) (*)	3.1752	2.8512	2.7914
Q_{loss} (MVar)	-9.6319	-24.3696	-24.7175

(*) : Meilleures valeurs de la fonction « objectif » (en gras).

Tb.5.14. Comparison of results for real power loss minimization

Method	Real Power Loss (MW)	Reference
PSO-PS with FACTS	2.7914	-
PSO-PS	2.8512	-
DSA	3.0945	(Abaci and Yamacli 2016)
EM	3.1775	(Boucekara 2016)
EGA-DQLF	3.2008	(Kumari and Maheswarapu 2010)
EEA	3.2823	(Surender Reddy et al. 2014)
BHBO	3.5035	(Boucekara 2014)

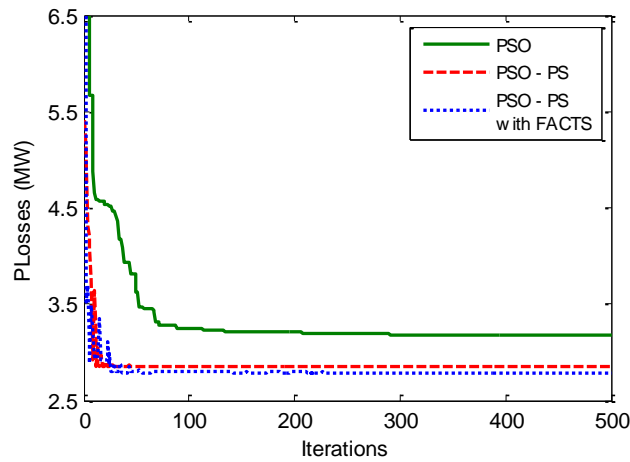


Fig.5.7. Real power losses minimization with different proposed approaches.

CAS. 5: Minimisation des pertes réactives.

Les valeurs optimales des variables de contrôle et des fonctions objectives sont donnés dans le **tableau 5.15** On en déduit, de ce dernier, que la valeur la plus optimale des pertes réactives, obtenues, alors, par l'algorithme PSO-PS en présence du dispositif FACTS est de -26.0946 MVAR ; laquelle valeur est réduite d'environ 3,41 % par rapport à celle (-25,2040 MVAR) obtenue par PSO-PS sans FACTS et d'environ 7,45% par rapport à celle (-24,1499 MVAR) obtenue par PSO et est inférieure aux valeurs obtenues dans tous les cas précédents. Ces résultats sont meilleurs en comparaison avec les résultats obtenus avec les méthodes EM et BHBO, comme le montre le **tableau 5.16**. De plus, la puissance

réactive optimisée délivrée par le SVC dans ce cas est de 9,8566 MVAR, tandis que L_{\max} et P_{loss} sont de 0,0770 p.u. et 2.8590 MW, respectivement. La différence d'effet sur les pertes réactives, impliquée par l'utilisation des PSO, PSO-PS avec et sans FACTS, est donnée sur la *figure 5.8*.

Tb.5.15. Optimal control variable settings for reactive power losses case

Control Variable	PSO	PSO-PS	PSO-PS with FACTS
P_{G1} (MW)	51.4581	51.3087	51.2577
P_{G2}	80.0000	80.0000	80.0000
P_{G5}	50.0000	50.0000	50.0000
P_{G8}	35.0000	35.0000	35.0000
P_{G11}	30.0000	30.0000	30.0000
P_{G13}	40.0000	40.0000	40.0000
V_{G1} (p.u.)	1.1000	1.1000	1.1000
V_{G2}	1.1000	1.1000	1.1000
V_{G5}	1.0920	1.0920	1.0921
V_{G8}	1.1000	1.1000	1.1000
V_{G11}	1.1000	1.1000	1.1000
V_{G13}	1.1000	1.1000	1.1000
T_{11} (6-9)	0.9650	1.0016	1.0004
T_{12} (6-10)	1.1000	0.9660	1.0034
T_{15} (4-12)	0.9757	0.9948	0.9941
T_{36} (28-27)	0.9796	0.9861	0.9983
QC_{10}	0	5.0000	5.0000
QC_{12}	5.0000	5.0000	5.0000
QC_{15}	0	5.0000	5.0000
QC_{17}	5.0000	5.0000	5.0000
QC_{20}	5.0000	5.0000	5.0000
QC_{21}	0	5.0000	5.0000
QC_{23}	5.0000	5.0000	3.9636
QC_{24}	5.0000	5.0000	5.0000
QC_{29}	4.0341	3.2714	3.4325
X_{TCSC}	-	-	0
Q_{SVC}	-	-	9.8566
VD (p.u.)	1.8736	2.1318	2.1679
L_{\max} (p.u.)	0.117	0.1142	0.0770
P_{loss} (MW)	3.0571	2.9102	2.8590
Q_{loss} (MVar) (*)	-24.1499	-25.2040	-26.0946

(*) : Meilleures valeurs de la fonction « objectif » (en gras).

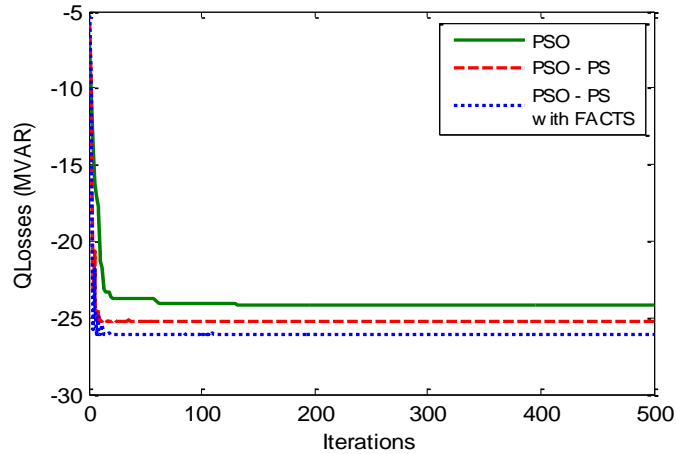


Fig.5.8. Reactive power losses minimization with different proposed approaches.

Tb.5.16. Comparison of results for reactive power losses minimization

Method	Reactive Power Loss (MVAR)	Reference
PSO-PS with FACTS	-26.0946	-
PSO-PS	-25.204	-
EM	-22.0196	(Bouчекara 2016)
BHBO	-20.1522	(Bouчекara 2014)

Commentaire.

Dans cette première partie, l'algorithme d'optimisation hybride PSO-PS a été introduit, adapté et appliqué pour la solution optimale du problème d'écoulement de puissance dans un système électrique équipé de dispositifs SVC et TCSC. Ce problème de recherche des flux optimaux des puissances de circulation a été formulé comme d'optimisation combinatoire sous contraintes d'égalité et d'inégalité. L'algorithme proposé a été, ainsi, testé sur le modèle «test IEEE 30-bus » pour différents types de fonctions objectives. Les résultats montrent que l'utilisation combinée des dispositifs SVC et TCSC peut efficacement réduire le coût de production, améliorer la déviation de tension, diminuer les pertes actives et réactives et améliorer l'indice de stabilité de la tension dans le système électrique. Les résultats de la simulation montrent également l'efficacité de l'algorithme proposé pour la résolution du problème d'écoulement de puissance optimale pour un système électrique équipé de dispositifs FACTS. Les résultats des algorithmes proposés ont été comparés avec ceux d'autres méthodes récentes (citées en référence). L'évaluation comparative confirme, en termes de qualité de la solution, la robustesse de la méthode proposée pour tous les cas d'étude considérés.

5.3. Optimisation Multi objectif de l'écoulement de puissance par l'algorithme Multi-objectifs Jaya (MOJaya).

Cette partie de travail présente les résultats d'optimisation de l'écoulement de puissance basée sur l'application de l'algorithme Multi-objectifs Jaya. Cinq fonctions objectives ont été optimisées individuellement et simultanément à savoir, le coût de combustible (cost), la déviation de tension (VD), l'amélioration de la stabilité de tension (L_{max}), les pertes actives de transmission (P_{losses}), la sécurité du système (SI). Les cas étudiés dans cette partie de travail sont présentés dans le *tableau 5.17*.

Le programme développé a été implémenté en utilisant le logiciel MATLAB. Les simulations ont été effectuées en utilisant l'approche MOJaya proposée avec $n = 100$, $n_A = 100$ et un nombre d'itérations maximal égale à 500.

Tb.5.17. Résumé des cas étudiés.

Cas	Type	Cost	VD	L_{max}	P_{losses}	SI
Cas 1	Mono-objective	✓				
Cas 2	Mono-objective		✓			
Cas 3	Mono-objective			✓		
Cas 4	Mono-objective				✓	
Cas 5	Mono-objective					✓
Cas 6	Multi-objective	✓	✓			
Cas 7	Multi-objective	✓		✓		
Cas 8	Multi-objective	✓			✓	
Cas 9	Multi-objective	✓				✓

5.3.1. Problème Mono-objectif.

Cette étude aidera à identifier la gamme de variation de chaque fonction objective et aidera à analyser la meilleure solution de compromis plus tard. Les résultats obtenus de cette partie d'optimisation mono-objective sont présentés dans le *tableau 5.18*. De plus, la convergence des objectifs est représentée sur les *figures 5.9÷13*. On peut remarquer sur ces figures que la fonction objective converge rapidement vers la valeur optimale alors que le terme de pénalité atteint zéro après quelques itérations.

Tb.5.18. Résultats optimaux trouvés pour les cas à objectif unique utilisant Jaya.

Control Variable	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4	Cas 5
P_{G1} (MW)	177.0386	89.0808	53.4323	51.2433	78.5505
P_{G2}	48.6817	78.6206	79.4068	79.9994	79.9934
P_{G5}	21.3210	49.8306	49.6937	50.0000	49.9996
P_{G8}	21.0966	34.6289	34.2490	34.9999	34.9847
P_{G11}	11.8740	23.9941	29.9464	30.0000	29.9922
P_{G13}	12.0001	12.0077	39.7724	39.9999	13.5290
V_{G1} (p.u.)	1.1000	1.0248	1.0991	1.1000	1.0999
V_{G2}	1.0807	1.0143	1.0925	1.0932	1.0914
V_{G5}	1.0541	1.0127	1.0868	1.0752	1.0584
V_{G8}	1.0619	1.0071	1.0783	1.0822	1.0704
V_{G11}	1.1000	1.0441	1.0998	1.1000	1.1000
V_{G13}	1.1000	1.0004	1.0999	1.1000	1.0948
T₁₁ (6-9)	1.0216	1.0646	0.9791	1.0526	0.9799
T₁₂ (6-10)	0.9000	0.9010	0.9063	0.9000	0.9797
T₁₅ (4-12)	0.9645	0.9574	0.9746	0.9836	0.9815
T₃₆ (28-27)	0.9530	0.9699	0.9437	0.9686	0.9794
QC₁₀	4.9998	4.4080	4.3023	4.9936	4.9830
QC₁₂	5.0000	0.0000	4.0689	4.9955	5.0000
QC₁₅	4.9955	4.8290	3.4300	3.8780	2.8708
QC₁₇	4.9999	0.0773	4.2433	5.0000	4.9847
QC₂₀	4.2670	4.9988	4.7195	3.6541	3.7408
QC₂₁	4.9998	4.8611	0.0426	5.0000	4.9775
QC₂₃	2.6187	4.9784	0.1934	2.4078	1.1458
QC₂₄	5.0000	4.9206	0.0277	4.9988	4.9916
QC₂₉	2.3064	2.5858	0.1018	2.0461	2.5062
Cost (\$/hr)	799.0343	907.2475	963.1270	967.0467	919.9918
VD (p.u.)	1.9737	0.0935	2.0425	2.0418	1.7959
L_max (p.u.)	0.1260	0.1488	0.1245	0.1258	0.1293
Ploss (MW)	8.6121	4.7626	3.1006	2.8425	3.6494
SI	14.3861	13.1574	13.0120	12.6494	11.2312

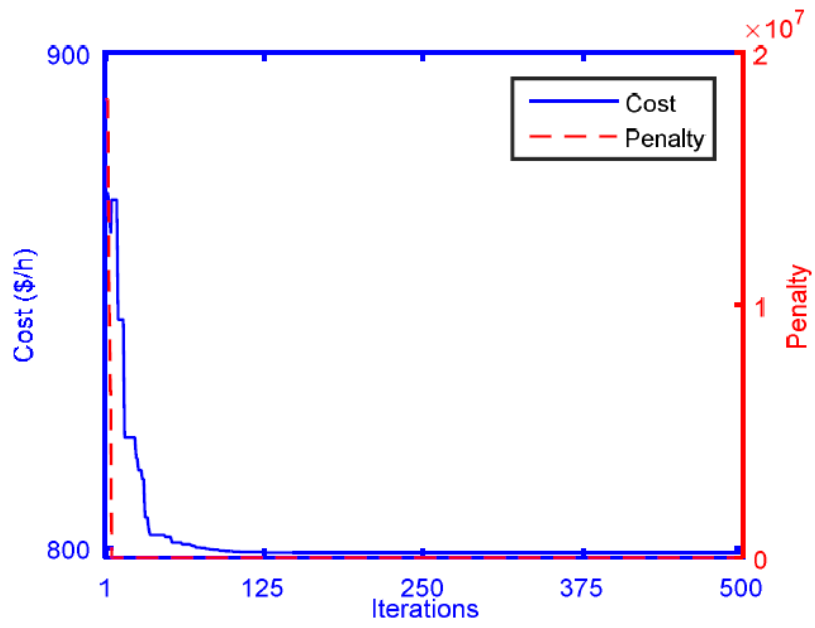


Fig.5.9. Fuel cost minimization.

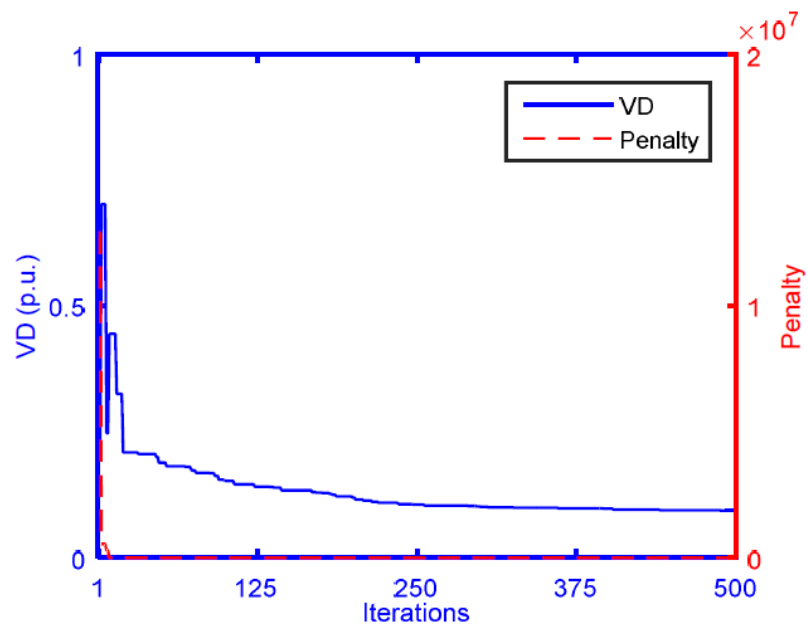


Fig.5.10. Voltage deviation minimization.

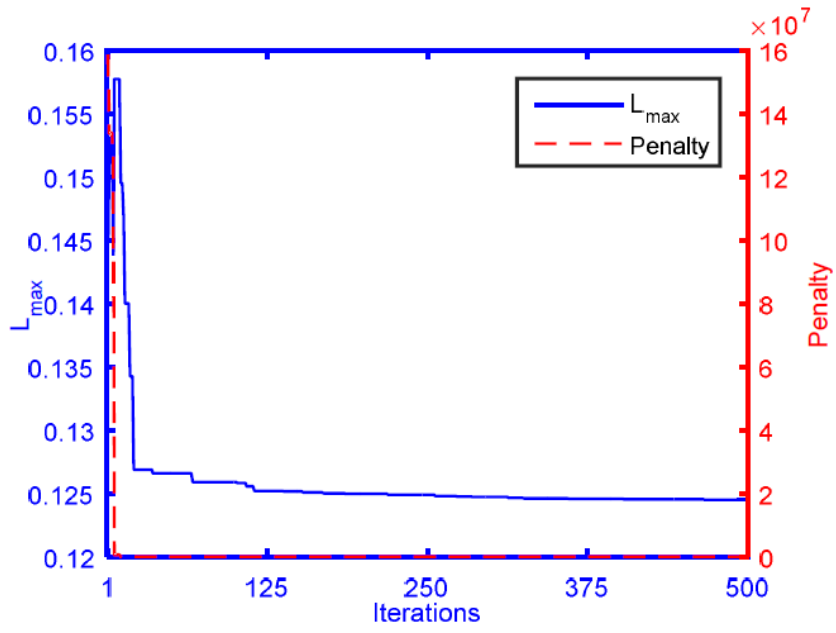


Fig.5.11. L_{\max} minimization.

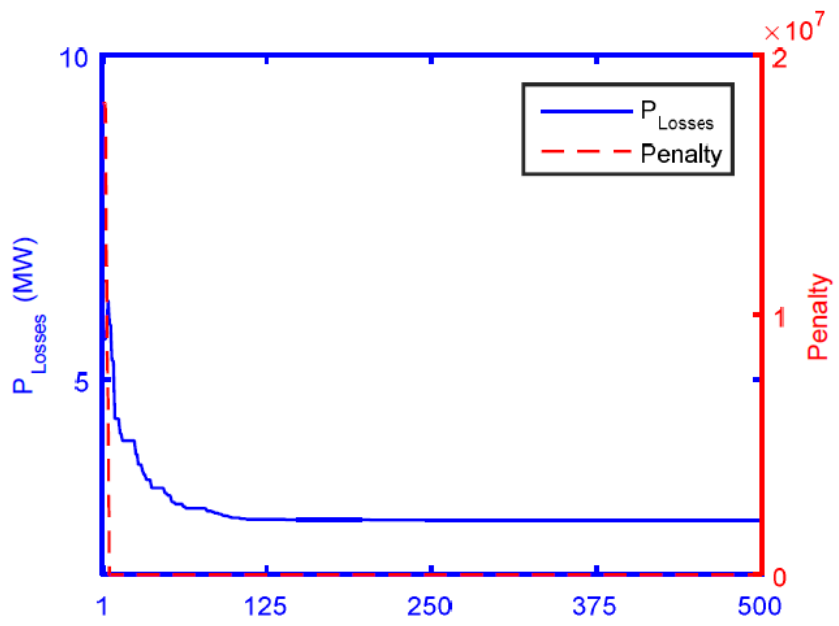


Fig.5.12. Active power losses minimization.

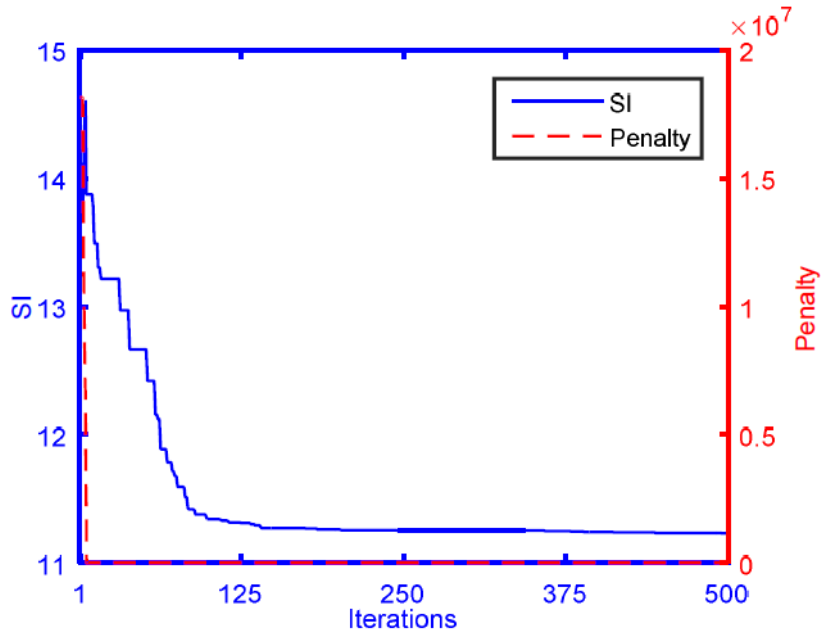


Fig.5.13. SI minimization.

À partir du **tableau 5.18**, on peut voir que la meilleure valeur du coût est de 799,0343 \$ / h et la plus faible est de 967,046 \$ / h obtenue lorsque le P_{losses} est minimisé. La meilleure valeur de VD obtenue est de 0,0935 et la mauvaise valeur obtenue lorsque L_{max} est minimisée. Pour L_{max} , la meilleure valeur obtenue est de 0.1245, alors que la mauvaise valeur est de 0.1488 obtenue quand VD est optimisé. En ce qui concerne les pertes, les meilleures et les mauvaises valeurs obtenues sont respectivement de 2,854 MW et de 8,6121 MW. Enfin, pour SI, la meilleure valeur atteinte après optimisation est de 11.2312 alors que la mauvaise (14.3861) est obtenue lorsque le coût est minimisé.

Afin de montrer l'efficacité de l'algorithme de Jaya, les résultats obtenus pour le premier cas (puisque ce cas est le cas le plus étudié) sont comparés à de nombreux autres algorithmes comme le montre le **tableau 5.19**. On peut voir que Jaya est le meilleur parmi beaucoup d'algorithmes en termes de fonction objective trouvée.

Tb.5.19. Comparaison des résultats de simulation du CAS-1 avec différentes méthodes.

Method	Cost	Optimization algorithm description	Reference
Jaya	799.0343		
ECBO	799.0352	Enhanced Colliding Bodies Optimization	[74]
ICBO	799.0353	Improved Colliding Bodies Optimization	[74]
GEM	799.0463	Grenade Explosion Method	[72]
TLBO	799.0715	Teaching-Learning-Based Optimization	[43]
BSA	799.0760	Backtracking Search Optimization Algorithm	[69]
BBO	799.1116	Biogeography-Based Optimization	[75]
IEM	799.1821	Improved Electromagnetism-Like Mechanism	[76]
LCA	799.1974	League Championship Algorithm	[77]
DE	799.2891	Differential Evolution	[78]
SA	799.45	Simulated Annealing	[79]
PSO-PS	799.8723	particle swarm optimization (PSO) and pattern search (PS)	[61]
BHBO	799.9217	Black-Hole-Based Optimization	[73]
PSO	799.9738	Particle Swarm Optimization	[61]
EM	800.078	Electromagnetism-Like Mechanism	[76]
EADHDE	800.1579	Genetic Evolving Ant Direction HDE	[80]
EADDE	800.2041	Evolving Ant Direction Differential Evolution	[81]
FPSO	800.72	Fuzzy Particle Swarm Optimization	[82]
IGA	800.805	Improved Genetic Algorithms	[83]
GAF	801.21	Fuzzy Genetic Algorithm	[82]
ICA	801.843	Imperialist Competitive Algorithm	[84]
EGA	802.06	Enhanced Genetic Algorithm	[85]
TS	802.2900	Tabu Search	[86]
MDE	802.376	Modified Differential Evolution Algorithm	[87]
IEP	802.465	Improved Evolutionary Programming	[88]
EP	802.62	Evolutionary Programming	[89]
RGA	804.02	Refined Genetic Algorithm	[90]
GM	804.853	Gradient Method	[91]
GA	805.94	Genetic Algorithm	[90]

5.3.2. Problème Multi-objectif.

Après résolution, dans la partie précédente, des cas d'écoulement optimal de puissance à objectif unique, on considère dans cette section les cas Multi objectifs. Puisque le coût est l'objectif le plus important, il convient de mentionner qu'il est considéré comme

une fonction objective dans tous les cas du traitement Multi objectifs. Les meilleures solutions de compromis trouvées pour les cas étudiés sont présentées dans le *tableau 5.20*. Ici, il est important de confirmer que toutes les valeurs des variables du vecteur de contrôle sont, pour tous les cas traités, dans leurs limites admissibles. Les ensembles optimaux de solutions trouvées de Pareto, correspondants à tous les cas considérés, sont illustrés sur les *figures 5.14÷17*.

Tb.5.20. Meilleures solutions de compromis « Multi Objectives – MOJaya ».

Control Variable	Cas 6	Cas 7	Cas 8	Cas 9
P_{G1} (MW)	174.7237	178.9573	129.0885	145.6301
P_{G2}	48.5100	48.5201	50.8800	43.9291
P_{G5}	18.3596	19.8210	29.7657	24.9058
P_{G8}	29.2951	18.6096	35.0000	35.0000
P_{G11}	10.0000	14.3773	30.0000	26.9082
P_{G13}	12.0000	12.0000	14.2854	14.3550
V_{G1} (p.u.)	1.0574	1.1000	1.1000	1.0380
V_{G2}	1.0385	1.0806	1.0854	1.0227
V_{G5}	0.9963	1.0594	1.0549	0.9650
V_{G8}	1.0000	1.0606	1.0701	0.9880
V_{G11}	1.0013	1.1000	1.0716	1.1000
V_{G13}	1.0360	1.1000	1.0706	1.0960
T₁₁ (6-9)	1.0139	0.9978	1.0275	0.9000
T₁₂ (6-10)	0.9187	0.9000	0.9472	0.9000
T₁₅ (4-12)	1.0184	0.9686	0.9993	0.9048
T₃₆ (28-27)	0.9783	0.9316	1.0220	0.9001
QC₁₀	3.9841	0.7551	3.4799	0.1773
QC₁₂	3.0661	3.7056	4.2978	0.0000
QC₁₅	5.0000	0.0000	0.9800	3.6568
QC₁₇	5.0000	5.0000	5.0000	5.0000
QC₂₀	5.0000	4.5824	5.0000	4.4096
QC₂₁	0.5857	5.0000	0.0000	5.0000
QC₂₃	4.9274	5.0000	2.0799	2.2283
QC₂₄	3.8348	0.0000	5.0000	4.6058
QC₂₉	4.5394	0.0000	3.3511	2.5925
Cost (\$/hr)	803.8962	799.7642	824.5752	816.1213
VD (p.u.)	0.1648	1.8657	1.1499	1.5126
L_max (p.u.)	0.1492	0.1254	0.1388	0.1314
Ploss (MW)	9.4885	8.8853	5.6196	7.3283
SI	14.3080	14.8357	12.8461	12.6369

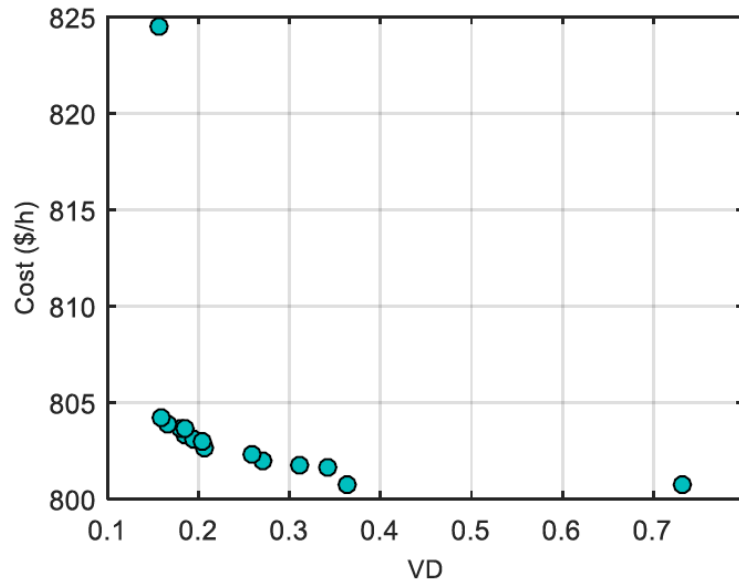


Fig.5.14. Ensemble optimal de solutions de Pareto pour CAS-6.

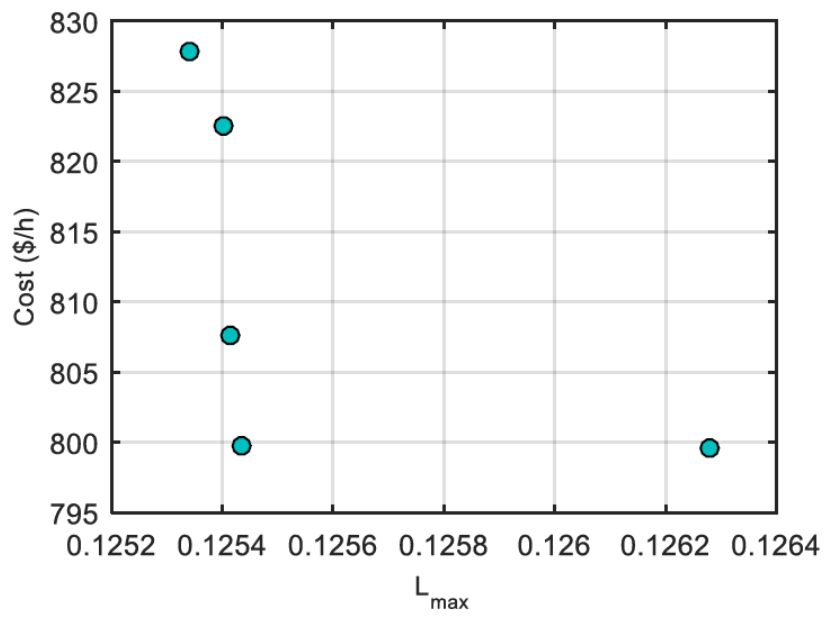


Fig.5.15. Ensemble optimal de solutions de Pareto pour CAS-7.

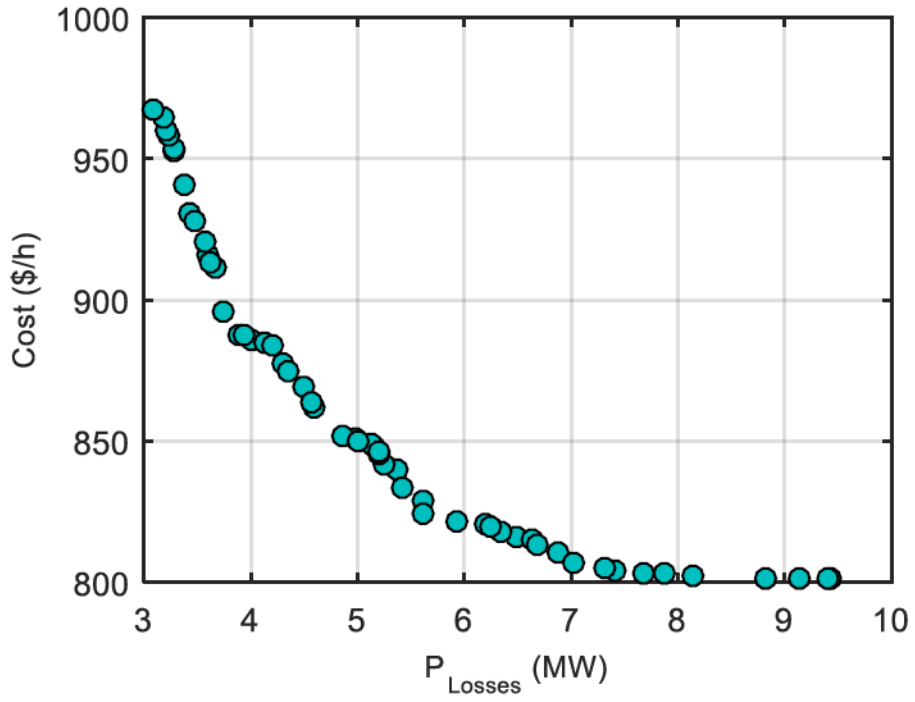


Fig.5.16. Ensemble optimal de solutions de Pareto pour CAS-8.

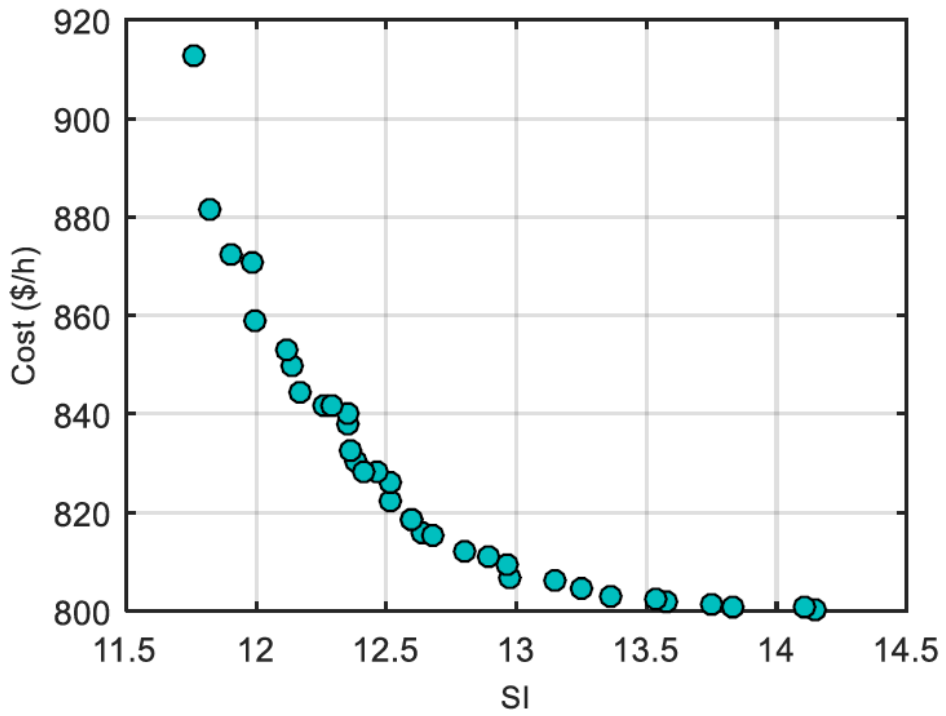


Fig.5.17. Ensemble optimal de solutions de Pareto pour CAS-9.

Le CAS-6 donne la meilleure solution de compromis, qui peut être représentée par la paire (Coût, VD) égale à (803.8962, 0.1648). Cette valeur peut être comparée avec le CAS-1 et le CAS-2 représentés par les solutions de valeur (799.0343, 1.9737) et (907.2475, 0,0935), respectivement. De plus, l'ensemble optimal de Pareto obtenu pour ce cas et illustré sur la *figure 5.14* présente une bonne répartition entre les deux objectifs. Les points varient entre (800.7102, 0.7323) et (824.4804, 0.1551).

Le coût minimal obtenu pour le CAS-7 est de 799.7642, avec une valeur de Lmax engendrée égale à 0.1254. Cette solution de compromis peut être comparée avec les valeurs obtenues dans le CAS-1 et le CAS-3 représenté par les solutions de valeur (Coût = 799.0343, Lmax = 0.1260) et (963.1270, 0.1245), respectivement. L'ensemble optimal de solutions de Pareto obtenu pour ce cas est illustré sur la *figure 5.15*.

Pour le CAS-8, le coût total obtenu est de 824.5752 et les pertes actives engendrées égales à 5.6196. Cette solution de compromis peut être comparée avec le CAS-1 et le CAS-4 représentés par les solutions de valeur (799.0343, 8.6121) et (967.0467, 2.8425), respectivement. La *figure 5.16* représente les solutions de Pareto du coût et pertes actives optimaux pour ce cas.

La meilleure solution de compromis trouvée pour le CAS-9 est de (Coût = 816.1213 et SI = 12.6369). Cette valeur peut être comparée avec celles trouvées par le CAS-1 et le CAS-5 représentées par les solutions de valeur (799.0343, 14.3861) et (919.9918, 11.2312), respectivement. L'ensemble optimal de solutions de Pareto obtenu pour ce cas est représenté sur la *figure 5.17*.

5.3.3. Commentaire.

Dans cette partie de travail, un nouvel algorithme multi-objectif Jaya a été développé afin de résoudre le problème d'écoulement optimal de puissance; lequel est formulé comme une optique d'optimisation combinatoire. L'algorithme développé a été implémenté et appliqué avec succès pour résoudre le problème posé sur le support test IEEE 30-bus; où neuf cas ont été étudiés (5 cas d'objectifs uniques et 4 cas multi-objectifs).

Pour les cas à objectif unique, cinq fonctions objectives ont été considérées; à savoir, minimiser le coût total du combustible, améliorer le profil de tension, améliorer la stabilité de la tension, réduire les pertes de puissance active et améliorer la sécurité du

système. Pour les cas multi-objectifs, la minimisation du coût total du combustible est considérée avec chacune des autres objectifs.

Les ensembles optimaux de Pareto obtenus pour ces cas ont été représentés pour montrer la performance de l'algorithme développé. Les résultats obtenus montrent la qualité des solutions lorsqu'une ou deux fonctions objectives sont considérées.

Conclusion.

Le travail réalisé dans le cadre cette thèse est une contribution dans l'amélioration des processus de l'écoulement des puissances active et réactive dans les réseaux électriques en présence des dispositifs FACTS. Il consiste en un traitement combinatoire, orienté vers la recherche des relations optimales entre des variables de contrôle à même de minimiser une ou plusieurs fonctions « objectif » tout en satisfaisant un ensemble des contraintes d'égalité et d'inégalité.

L'augmentation incessante des variables de contrôle impliquées, surtout en présence de dispositif FACTS, et la non linéarité des contraintes, rendent le problème d'OPF de plus en plus complexe; ce qui nécessite, pour atteindre les meilleures solutions, des méthodes performantes et robustes, comme celles très actuellement introduites et qui s'appuient sur des règles intelligentes dites meta heuristique. Dans ce travail, trois techniques méta-heuristiques sont utilisées pour résoudre le problème d'OPF. Il s'agit de la méthode d'optimisation par essaims de particules (PSO), d'une méthode méta heuristique hybride qui combine l'algorithme des PSO et l'algorithme de PS et d'une nouvelle méthode dite Multi-objectifs Jaya.

L'application de ces méthodes, les analyses comparatives, les déductions objectives sur le plan des résultats des divers traitements de simulation montrent que :

- Les méthodes metaheuristiques proposées peuvent contribuer à la résolution efficace des problèmes OPF.
- Ces méthodes présentent une grande capacité de traitement, sont d'une grande robustesse et d'une très bonne flexibilité,
- Les résultats obtenus sont très satisfaisants et très compétitifs par rapport à ceux obtenus par d'autres techniques,
- L'utilisation des dispositifs FACTS améliore les résultats pour toutes les fonctions objectives traitées.

En perspective;

- Elargir l'application de ces méthodes à la résolution des problèmes d'OPF pour des réseaux électriques plus déployés (IEEE57 bus, IEEE 118 bus, IEEE 300 bus) en présence d'autres dispositifs FACTS; tel que SSSC, STATCOM, UPFC...,

- Utilisation des méthodes metaheuristique pour déterminer les lieux optimaux d'emplacement des FACTS, leur type et la valeur de leur puissance; pour différents types de fonctions « objectif ».
- Appliquer ces methodes pour la résolution du problèmesd'OPF en tenant compte de la contrainte de securité (Security constrained optimal power flow SCOPF); laquelle contient des contraintes de sécurité supplémentaires qui assurent la sécurité du système non seulement en fonctionnement normal, mais aussi en cas d'urgence (panne d'une ligne de transmission et / ou transformateur ou générateur). Dans ce cas, on traite de deux principaux types de modèles SCOPF: l'approche préventive (PSCOPF) et l'approche corrective (CSCOPF)...

REFERENCES.

- [1] **V.A. Venikov, A.A. Glazounov, autres...** Les systèmes électriques, T2, Edition, Ecole sup., Moscou. 1971.
- [2] **Y.N. Astakhov, V.A. Venikov, autres...** Les systèmes électriques, la cybernétique des systèmes électriques. Moscou Ecole sup. 1974.
- [3] **R. Pelissier.** Les réseaux d'énergie électrique T(1, 2, 3), Paris 1971-1975 ; Tra. En Russe, Moscou Ecole sup. 1982.
- [4] **Y.N. Astakhov, V.A. Venikov, autres...** Les systemes électro énergétiques en exemples et illustrations. M. : Eneratomed, 1983.
- [5] **I.M. Artiougina, V.R. Okorokov.** Les methodes d'analyse technicoéconomiques en énergétique. L. : Sciences, 1988.
- [6] **V.A. Venikov, V.G. Jouravlev, T.A. Filipova.** Optimisation des régimes des centrales et des systemes électro énergétiques. M. Eneratomed., 1990.
- [7] **K. Bounaya. Thèse de Ph.D.;** Choix du type et de la loi de contrôle d'une source statique de puissance réactive pour les nœuds de charge à tension non sinusoïdale. Thèse de Ph.D., Systèmes et Réseaux électriques ; Ins. Energ. Moscou 1984.
- [8] **H. Labar.** Détermination et contrôle de l'impact des manœuvres des batteries de compensation sur les surtensions et les surintensités transitoires. Thèse de Doctorat d'état, Electrotechnique, Univ. Annaba, 2004.
- [9] **F. Beloucif.** Limites du coefficient de non sinusoidalité des courants et des tensions dans un nœud de charge contenant un compensateur statique à thyristors. Mémoire de Magister, Réseaux Electriques, Univ. Annaba, 1997.
- [10] **G.N. Alexandrov.** Transport de l'énergie électrique en courant alternatif, M.: Signe, 1998.
- [11] **A. Edris et al.** " Proposed Terms and Definition of FACTS," IEEE trans. on power delivery, 12(4):1884-1853, October 1997.
- [12] **Tarik ZABAIYOU :** coordination des régulateurs conventionnels des machines synchrones et des compensateurs statiques (svcs). These de dobtorat, Ecole de technologie supérieure, université du Québec. 2010.
- [13] **Bendecheche Nora :** Influence combinée des UPFC et des PSS sur la stabilité transitoire des réseaux électriques. Mémoire de Magister, Université Ferhat Abbas Setif.

- [14] **Enrique Acha, Claudio R. Fuerte-Esquivel, Hugo Ambriz-Pérez, César Angeles-Camacho:** FACTS Modelling and Simulation in Power Networks. John Wiley & Sons Ltd. England. 2004.
- [15] **Sekhane Hocine :** L'optimisation de la puissance réactive et le contrôle de la tension à travers l'incorporation des dispositifs FACTS. Mémoire de Magister, Université de Constantine, 2013.
- [16] **Patrice Petit clair :** Modélisation et Commande de structures FACTS : (Flexible alternatif curant transmission systèmes) Application au STATCOM (STATIC Compensator).
- [17] **Berrouk, F., Ali Rachedi, B., Lemzadmi, A., Bounaya, K., & Zeghache H.** Applications of Shunt FACTS Controller for Voltage Stability Improvement. In Proceedings of the IEEE international conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM), 2014.
- [18] **Jean-Christophe Passelergue:** Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques, these de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 1998.
- [19] **H. Boudjella, F.Z. Gherbi, S. Hadjeri, F. Ghezal, M. Flitti :** Contrôle de transit des puissances réactives dans un réseau électrique par l'intégration du dispositif FACTS. 4ème Conférence Internationale sur l'Electrotechnique, Oran Algérie, 2009.
- [20] **R. Haimour. ,** "Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions par les Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique," Ecole Normale Supérieure de l'Enseignement Technologique d'Oran Mémoire Magister, 2009.
- [21] **Farid Hamoudi :** Réseaux de transport et de distribution électrique. Polycopié, Université A/Mira- Bejaia.
- [22]. **Youcef AMRANE.** Optimisation de la compensation de l'énergie réactive dans les réseaux de transport et de distribution. Thèse de Doctorat. université des sciences et de la technologie Houari Boumediene, USTHB, Alger, 2014.
- [23]. **Nisherh Kumar, Roh it Wangneo, P.K. Kalra. S.C. Srivartava:** Application of artificial neural network to load flow solution. 1991.
- [24]. **H. Saadat.** Power System Analysis, McGraw-Hill Series in Electrical Computer Engineering, 1999.

- [25] **Stéphane Gerbex.** “métaheuristiques appliquées au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique”, thèse de doctorat n° 2742 Ecole polytechnique fédérale de Lausanne (2003).
- [26] **Rabah BENABID:** Optimisation des systèmes FACTS pour le contrôle et l'amélioration de la stabilité de tension dans les réseaux électriques, Thèse de Doctorat. Université des Sciences et de Technologie Houari Boumediene (USTHB), Alger. 2012.
- [27] **Nabil MANCER:** Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS), Mémoire de Magister. Université Mohamed Khider, Biskra. 2012.
- [28] **Y. Amrane, M. Boudour, M. Belazzoug:** A new hybrid technique for power systems multi-facts optimization design. International Transactions on Electrical Energy Systems, 2014.
- [29] **MESSAOUDI Abdelmoumene:** Application de la Programmation Orientée Objet et des Méthodes Heuristiques à l'Optimisation de l'Écoulement de Puissance. Thèse de Doctorat. UNIVERSITE HADJ LAKHDAR – BATNA. 2013.
- [30] **SLIMANI Linda :** Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes métaheuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé. Thèse de Doctorat. Université de Batna. 2009.
- [31] **Souhil MOUASSA :** Optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode méta heuristique (technique des abeilles) en présence d'une source renouvelable (éolienne) et des dispositifs FACTS. Mémoire de Magister. Université Ferhat Abbas Setif. 2012.
- [32] **B. Mahdad, K Srairi:** Multi objective large power system planning under sever loading condition using learning DE-APSO-PS strategy. Energy Conversion and Management, 87 (2014), 338–350.
- [33] **Salhi Abdelfattah:** Planification optimale de l'échange d'énergie électrique entre des réseaux interconnectés, Mémoire de Magister. Université Mohamed Khider – Biskra.2012.
- [34] **Rabah BENABID:** Optimisation Multi objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques, Mémoire de Magister. Université Amar Telidji, Laghouat. 2007.
- [35] **P. Kessel, H. Glavitsch:** Estimating the voltage stability of a power system. IEEE Transactions on Power Delivery, 1 (1986), 346–54.

- [36] **Bouchekara, H. R. E. H.** Optimal power flow using black-hole-based optimization approach. *Applied Soft Computing*, J 2014; 24, 879–888.
- [37] **R. Poli, J. Kennedy, T. Blackwell:** Particle swarm optimization: An overview. *Swarm Intelligence*, 1 (2007), 33–57.
- [38] **Yann COOREN:** Perfectionnement d'un algorithme adaptatif d'Optimisation par Essaim Particulaire. Applications en génie médical et en électronique, thèse de Doctorat, Université PARIS 12 VAL DE MARNE, 2008.
- [39] **Y. Shi, R. Eberhat :** Empirical study of particul swarm optimization, congress on evolutionary computation 1999, proceedings, vol. 3, pp. 1945-1950.
- [40] **Rabah BENABID :** Optimisation des systèmes FACTS pour le contrôle et l'amélioration de la stabilité de tension dans les réseaux électriques, thèse de Doctorat, Université des Sciences et de Technologie Houari Boumediene, 2012.
- [41] **Yacine Labbi :** Gestion et contrôle optimale de l'énergie électrique sur les sites de production, thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider – Biskra, 2016.
- [42] **B. Mahdad, K Srairi:** Multi objective large power system planning under sever loading condition using learning DE-APSO-PS strategy. *Energy Conversion and Management*, 87 (2014), 338–350.
- [43] **Rao RV. Jaya :** A simple and new optimization algorithm for solving constrained and unconstrained optimization problems. *Int J Ind Eng Comput* 2016;7:19–34.
- [44] **R.V. Rao a, K.C. More, J. Taler b, P. Oclon :** Dimensional optimization of a micro-channel heat sink using Jaya algorithm. *Applied Thermal Engineering journal*. 103 (2016) 572–582.
- [45] <https://sites.google.com/site/jayaalgorithm/>
- [46] **Abdel Moamen Mohammed Abdel Rahim Ahmed:** Optimal Power Flow With Facts Devices, these de doctorat, Indian Institute of Technology, Roorkee, INDIA, April 2004.
- [47] **Mahdad Belkacem :** optimisation de l'écoulement de puissance en presence des elements de transmission flexible (FACTS) en utilisant les algorithmes genetiques : application sur le réseau algerien. These de dobtorat, université de biskra, 2010.
- [48] **N.G Hingorani and L. Gyugyi,** “Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC transmission Systems,” IEEE press, New-York, 2000.
- [49] **Souhil MOUASSA :** Optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode méta heuristique (technique des abeilles) en présence d'une source renouvelable

- (éolienne) et des dispositifs FACTS. Mémoire de Magister. Université Ferhat Abbas Setif. 2012.
- [50] **Abbas El Dor.** Perfectionnement des algorithmes d'optimisation par essaim particulaire, applications en segmentation d'images et en électronique. Thèse de doctorat en informatique, Université Paris-Est. 2012.
- [51] **Marco Antonio Luersen.** GBNM ; Un Algorithme d'Optimisation par Recherche Directe-Application à la Conception de Monopalmes de Nage. Thèse de doctorat en informatique. Université de Constantine2. 2013.
- [52] **Amira Gherboudj.** Méthodes de résolution de problèmes difficiles académiques. Thèse de doctorat en informatique. Université de Constantine2. 2013.
- [53] **Najib MAHDI.** Développement d'une bibliothèque de techniques d'optimisation de formes pour la conception assistée par ordinateur de composants et de circuits hyperfréquences. Thèse de doctorat en Electronique des Hautes Fréquences, Photonique et Systèmes, Université de LIMOGES, 2012.
- [54] **Nadarajen VEERAPEN.** Contrôle autonome d'opérateurs pour la recherche locale. Thèse de doctorat en Informatique, Université de Nantes, 2012.
- [55] **BELMADANI Abderrahim.** Gestion économique et environnementale d'un réseau d'énergie électrique par la méthode Harmony Search. Thèse de doctorat en Informatique. Université Mohamed BOUDIAF d'Oran, 2010.
- [56] **Inès Alaya.** Optimisation multi-objectif par colonies de fourmis ; cas des problèmes de sac à dos. Thèse de doctorat en Informatique, Université Mohamed LYON1, 2009.
- [57] **Jean-Charles Boisson** Modélisation et résolution par Metaheuristiques coopératives, de l'atome à la séquence protéique. Thèse de doctorat en Informatique, Université de Lille, 2008.
- [58] **Hanaa Hachimi.** Hybridations d'algorithmes metaheuristiques en optimisation globale et leurs applications. Thèse de doctorat en Mathématiques appliquées et Informatique, Université de Mohammed V Agdal, 2013.
- [59] **Hafid Zidani.** Représentation de solution en optimisation continue, multi-objectif et applications. Thèse de doctorat en Mathématiques appliquées et Informatique, Université de Rabat, 2013.
- [60] **R. Zimmerman, C. Murillo-Sánchez, R. Thomas.** MATPOWER steady-state operations, planning and analysis tools for power systems research and education. IEEE Transactions on Power Systems, 26 , 12–19, 2011.

- [61] **F. Berrouk1 and K. Bounaya.** Optimal Power Flow For Multi-FACTS Power System Using Hybrid PSO-PS Algorithms. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems* 29:177–191, 2018.
- [62] **Benabid, R.,Boudour,M.,&Abido, M. A.** Optimal location and setting of SVC and TCSC devices using non-dominated sorting particle swarm optimization. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 79, 1668–1677, 2009.
- [63] **Kumari, M. S., & Maheswarapu, S.** Enhanced genetic algorithm based computation technique for multi-objective optimal power flow solution. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 32, 736–742, 2010.
- [64] **Bouhekara, H. R. E. H.** Optimal power flow using electromagnetism-like mechanism. *Electric Power Components and Systems*, 44, 1–16, 2016..
- [65] **Surender Reddy, S., Bijwe, P. R., & Abhyankar, A. R.** Faster evolutionary algorithm based optimal power flow using incremental variables. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 54, 198–210, 2014.
- [66] **Abaci, K.,&Yamacli, V.** Differential search algorithm for solving multi-objective optimal power flow problem. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 79, 1–10, 2016.
- [67] **Mahdad, B., Srairi, K., & Bouktir, T.** Optimal power flow for large-scale power system with shunt FACTS using efficient parallel GA. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 32, 507–517, 2010.
- [68] **Duman, S.** Symbiotic organisms search algorithm for optimal power flow problem based on valve-point effect and prohibited zones. *Neural Computing and Applications*, 28, 3571–3585, 2016.
- [69] **Daryani, N., Hagh, M. T., & Teimourzadeh, S.** Adaptive group search optimization algorithm for multi-objective optimal power flow problem. *Applied Soft Computing*, 38, 1012–1024, 2016.
- [70] **Roselyn, J. P., Devaraj, D., & Dash, S.** Economic emission OPF using hybrid GA particle swarm optimization. In *Swarm and Evolutionary Computing Conference, LNCS*, vol. 7076, pp. 167–175, 2011.
- [71] **Niknam, T., Narimani, M. R., & Jabbari,M.** Dynamic optimal power flow using hybrid particle swarm optimization and simulated annealing. *European Transactions on Electrical Power*, 23, 975-01, 2012.

- [72]. **Ghasemi M, Ghavidel S, Ghanbarian MM, Massrur HR, Gharibzadeh M.** Application of imperialist competitive algorithm with its modified techniques for multi objective optimal power flow problem: A comparative study. *InfSci (Ny)* 2014;281:225–47.
- [73]. **Boucekara HREH, Chaib AE, Abido MA.** Multiobjective optimal power flow using a fuzzy based grenade explosion method. *Energy Syst* 2016.
- [74]. **Chaib AE, Boucekara HREH, Mehasni R, Abido MA.** Optimal power flow with emission and non-smooth cost functions using backtracking search optimization algorithm. *Int J Electr Power Energy Syst* 2016;81.
- [75]. **Sheng W, Liu KY, Liu Y, Meng X, Li Y.** Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation via an Improved Nondominated Sorting Genetic Algorithm II. *IEEE Trans Power Deliv* 2015;30:569–78.
- [76]. **Abido MA.** Environmental/economic power dispatch using multiobjective evolutionary algorithms. *IEEE Trans Power Syst* 2003;18:1529–37.
- [77]. **ZimmermanRD, Murillo-Sánchez CE.** MATPOWER. <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/#docs> 2016.
- [78]. **Bhattacharya a., Chattopadhyay PK.** Application of biogeography-based optimisation to solve different optimal power flow problems. *IET GenerTransmDistrib* 2011;5:70.
- [79]. **Boucekara HREH, Abido MA, Chaib AE.** Optimal Power Flow Using an Improved Electromagnetism-like Mechanism Method. *Electr Power Components Syst* 2016; 44:434–49.
- [80]. **Abou El Ela AA, Abido MA, Spea SR.** Optimal power flow using differential evolution algorithm. *Electr Power Syst Res* 2010;80:878–85.
- [81]. **Roa-Sepulveda CA, Pavez-Lazo BJ.** A solution to the optimal power flow using simulated annealing. *Int J Electr Power Energy Syst* 2003;25:47–57.
- [82]. **Vaisakh K, Srinivas LR.** Evolving ant direction differential evolution for OPF with non-smooth cost functions. *EngApplArtifIntell* 2011;24:426–36.
- [83]. **Abido MA.** Optimal power flow using particle swarm optimization. *Int J Electr Power Energy Syst* 2002;24:563–71.
- [84]. **Liang R-H, Tsai S-R, Chen Y-T, Tseng W-T.** Optimal power flow by a fuzzy based hybrid particle swarm optimization approach. *Electr Power Syst Res* 2011;81:1466–74.

- [85]. **Lai LL, Ma JT, Yokoyama R, Zhao M.** Improved genetic algorithms for optimal power flow under both normal and contingent operation states. *Int J Electr Power Energy Syst* 1997;19:287–92.
- [86]. **Ghanizadeh AJ, Mokhtari G, Abedi M, Gharehpetian GB.** Optimal power flow based on imperialist competitive algorithm. *Int Rev ElectrEng* 2011;6:1847–52.
- [87]. **Bakirtzis AG, Biskas PN, Zoumas CE, Petridis V.** Optimal power flow by enhanced genetic algorithm. *IEEE Trans Power Syst* 2002;17:229–36.
- [88]. **Abido MA.** Optimal Power Flow Using Tabu Search Algorithm. *Electr Power Components Syst* 2002:469–83.
- [89]. **Sayah S, Zehar K.** Modified differential evolution algorithm for optimal power flow with non-smooth cost functions. *Energy Convers Manag* 2008;49:3036–42.
- [90]. **Ongsakul W, Tantimaporn T.** Optimal Power Flow by Improved Evolutionary Programming. *Electr Power Components Syst* 2006;34:79–95.
- [91]. **Yuryevich J.** Evolutionary Programming Based Optimal Power Flow Algorithm. *IEEE. Trans. Power Syst.*, 1999; 14: 1245-50.