

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعة فرحات عباس - سطيف

UNIVERSITE Ferhat ABBAS SETIF - (ALGERIE)

Faculté de Technologie

Présenté au département d'Electrotechnique

Pour obtenir le diplôme

De Magister En Electrotechnique

Option :

Réseaux électriques

Par :

Souhil MOUASSA

Thème

Optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode métaheuristique (technique des abeilles) en présence d'une source renouvelable (éolienne) et des dispositifs FACTS.

Soutenu le 19/06/2012 devant le Jury d'examen composée de :

Dr. Saad	BELKHIAT	Prof. à l'université de Sétif	Président
Dr. Tarek	BOUKTIR	Prof. à l'université de Sétif	Rapporteur
Dr. Abdellatif	HAMOUDA	MCA à l'université de Sétif	Examineur
Dr. Ahmed	GHERBI	Prof. à l'université de Sétif	Examineur

REMERCIEMENTS

Je tiens tout d'abord à remercier vivement le Professeur- Tarek BOUKTIR, qui a manifesté son entière disponibilité pour son aide, son orientation et sa disponibilité, aussi pour la confiance et la compréhension qu'il m'a toujours prouvée.

Je remercie également le Professeur S. BELKHIAT (président du jury) et les membres du jury Professeur A.GHERBI et le Docteur. A. HAMOUDA de l'intérêt dont ils font preuve à mon égard pour lire ce mémoire et en assistant à ma soutenance.

Je remercie également le professeur K. ZEHAR pour ses précieux conseils et pour les discussions intéressantes que j'ai pu avoir avec lui.

Je pense en particulier à mes amis Abdelghani YAHIOU, Fateh SLAMA, et Yacine LASMI pour m'avoir encouragé dans les moments critiques, et pour l'esprit d'équipe qu'ils ont et qui m'a permis d'échanger avec eux des idées dans le même axe de recherche. Ainsi, je tiens à remercier vivement Mr Ketfi Nadhir pour les longues heures qu'il a passées afin de relire et corriger ce manuscrit.

Je ne saurais terminer mes remerciements sans mentionner les membres de ma famille et spécialement ma mère Taous et mon père Tayeb, qui, sur le plan humain, m'ont soutenu par leurs encouragements tout au long de mes études.

Enfin, je remercie toute personne de près ou de loin participant pour rendre ce travail réalisable et présentable.

DEDICACE

A mes chers parents

A mes chers frères Salim ,Hani, A mes chères sœurs,

A ma famille et à tous mes amis

A mon cher ami Nacer Haridi

SOMMAIRE

REMERCIEMENT

DEDICACE

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE

Chapitre 01	ÉCOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL (OPF)	1
1.1.	Introduction	1
1.2.	Modélisation des éléments de puissance d'un réseau électrique	1
1.2.1.	Générateur de puissance	1
1.2.2.	Lignes de transmission.....	2
1.2.3.	Transformateur de puissance.....	2
1.2.4.	Les charges électriques:.....	3
1.2.5.	Éléments shunts	3
1.3.	Comportement des centrales thermiques.....	4
1.3.1.	Caractéristique de plusieurs types de combustible	5
1.4.	Formulation des équations de l'écoulement de puissance	6
1.5.	Classification des variables de l'écoulement de puissance	8
1.6.	Méthode de résolution de problème de l'écoulement de puissance	8
1.7.	problème de l'écoulement de puissance optimal.....	9
1.8.	Formulation de problème de l'écoulement de puissance optimal (OPF)	10
1.8.1.	Contraintes d'égalités:	10
1.8.2.	Contraintes d'inégalités:.....	11
1.8.3.	Fonction objective:	12
1.9.	Résumé sur la formulation de l'OPF:.....	12
1.10.	Optimisation de l'écoulement de puissance par le Matpower sur le réseau IEEE 30 jeux de barres	13
1.10.1.	Méthode de type Point Intérieur.....	14
1.11.	Conclusion.....	16
Chapitre 02	METHODES METAHEURISTIQUES APPLIQUEES A L'OPF	17
2.1.	Introduction	17
2.2.	Méthodes Métaheuristiques	17
2.2.1.	Définition des Méthodes Métaheuristiques	18
2.2.2.	Recuit Simulé.....	18

2.2.3. Recherche taboue.....	19
2.2.4. Algorithmes Génétiques.....	19
2.3. Optimisation par Colonie d'abeilles	19
2.3.1. Abeilles en nature	20
2.3.2. Recherche de nourriture chez les abeilles	21
2.3.3. Méthode de communication chez les abeilles	21
2.3.4. Optimisation naturelle: Les directions fournies par les abeilles.....	23
2.4. les Algorithmes d'abeilles basés sur la recherche de nourriture	24
2.4.1. Algorithme d'optimisation par colonie des abeilles virtuelles VBA	24
2.4.2. L'algorithme d'optimisation par colonie d'abeille (BCO)	25
2.4.3. Algorithme d'optimisation par la danse d'abeille (DBO).....	26
2.4.4. Algorithmes d'abeilles basés sur d'autres comportements.....	28
2.5. Algorithme d'optimisation de colonie d'abeilles artificielle (ABC)	29
2.6. Test de la méthode ABC sur OPF avec une fonction mono-objective	30
2.7. Effet de vanne	35
2.7.1. Test sur des courbes de coût quadratiques avec un composant sinusoïdale	35
2.7.2. Cas des courbes de coût quadratiques par morceaux	38
2.7.3. Test de la méthode ABC sur OPF avec une fonction bi-objective	41
2.7.3.1 Principe d'optimisation multi-objective	41
2.7.3.2 Concept d'optimalité au sens de Pareto	41
2.7.3.3 Application	41
2.8. Conclusion	48

Chapitre 03 OPF EN PRESENCE DES DISPOSITIFS FACTS ET DES FERMES EOLIENNES

.....	49
3.1. INTRODUCTION	49
3.2. Types des dispositifs FACTS	50
3.2.2. Compensation séries	55
3.2.3. Compensateur série parallèle (hybride).....	58
3.2.4. Synthèse.....	58
3.3. Modèles de SVC et TCSC dans l'écoulement de puissance.....	59
3.3.1. Modèle de SVC	59
3.3.2. Modèle de TCSC.....	61
3.4. Maximisation de la puissance desservie	65
3.4.1. Application	65
3.5. Utilités des énergies renouvelables.....	73
3.5.1. Types de Machines Electriques utilisées dans les éoliennes	73
3.5.2. Intégration de l'Energie Eolienne dans les réseaux électriques.....	74
3.6. Optimisation de l'écoulement de puissance en présence d'éolienne.....	77
3.6.1. Test de l'algorithme ABC sur l'OPF en présence des sources éoliennes	78

3.7. Conclusion	84
-----------------------	----

CONCLUSION GENERALE

ANNEXE Réseau test IEEE 30-Jeux de barres

REFERANCE

ARTICLES DE CONFERENCES

Liste des figures

Figure 1-1 .Modèle d'un Générateur.....	2
Figure 1-2.Modèle en π de ligne de transport	2
Figure 1-3.Modèle de transformateur de puissance.....	2
Figure 1-4.Modèle des élément shunt	4
Figure 1-5.Caractéristique entrée-sortie d'une unité de production	4
Figure 1-6.courbe de coût de combustible d'une unité thermique avec trois vannes	5
Figure 1-7.Courbe de coût d'une unité thermique alimentée par 3 types de combustibles	6
Figure 1-8. Schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 30-bus	14
Figure 1-9. Puissances actives générées optimales par la méthode de lambda.....	15
Figure 2-1. L'indice de la direction.....	23
Figure 2-2 . Conception de modification de la position de la recherche par VBA	25
Figure 2-3. Courbes quadratiques des générateurs du réseau IEEE 30-bus.	31
Figure 2-4. Puissances transmises dans les lignes pour les trois cas.....	33
Figure 2-5. Convergence de coût de combustible pour les trois cas.....	33
Figure 2-6. les angles de tensions (deg) après la minimisation mono-objectif par ABC-OPF pour les 3 cas.....	34
Figure 2-7. Puissances actives générées optimales par les trois méthodes (MDEA, ABC,IE).....	36
Figure 2-8. Distribution des solutions finales de 30 essais du ABC de réseau IEEE 30 jeux de barres sous l'effet de valve.....	36
Figure 2-9. profil des tensions de réseau IEEE 30 bus sous l'effet de valve de la composante sinusoïdale.....	37
Figure 2-10. Puissances transmises dans les lignes sous l'effet de valve avec la composante sinusoïdale	37
Figure 2-11. Convergence de ABC-OPF de réseau test IEEE 30 Jb avec des fonctions.....	39
Figure 2-12. Puissances transmises dans les lignes sous l'effet de valve (par morceaux)	40
Figure 2-13.Puissances optimales des générateurs obtenues par ABC	40
Figure 2-14. profil des tensions de réseau IEEE 30 bus sous l'effet de valve avec des fonctions coût quadratiques par morceaux.	40
Figure 2-15. Angles de phase (deg) du réseau test résultants de la minimisation bi-objectif (coût/émission) par ABC-OPF pour les 3 cas.....	44
Figure 2-16. Front de Pareto-Optimal (coût /Emission).....	46
Figure 2-17. Front de Pareto-Optimal (Emission/Coût)	46
Figure 2-18. Caractéristique de convergence de coût de combustible pour $w= 0.5$	47
Figure 2-19. Caractéristique de convergence des émissions de Gaz	47
Figure 2-20. Puissances transmises dans les lignes avec l'effet des émissions.....	48
Figure 3-1. a) Caractéristique d'un SVC	51
b) Schéma du SVC et TCBR	51
Figure 3-2. Réactance commandée par thyristors.....	52

Figure 3-3. a) Nombre de condensateurs on conduction	b) TSC.....	53
Figure 3-4. Le diagramme de principe de STATCOM : (a) –circuit de puissance, (b)- circuit équivalent, (c)- Echange de puissance		54
Figure 3-5. Diagramme vectoriel de STATCOM		54
Figure 3-6. Caractéristique du STATCOM.....		54
Figure 3-7. Ligne radiale avec un Compensateur Série.....		55
Figure 3-8. Transformateur régulateur de tension.....		56
Figure 3-9. Transformateur déphaseur		56
Figure 3-10. Diagramme de déphasage de tensions [35].....		57
Figure 3-11. Modélisation de TCSC a) modèle général b) modèle.....		57
Figure 3-12. les Modèles de SVC.....		59
Figure 3-13. Régime de fonctionnement du TCSC.....		61
Figure 3-14. Intégration de TCSC dans une ligne.....		62
Figure 3-15. Puissance transitée en fonction de l'angle de tronçon (2-5)du réseau IEEE 30 J.B		62
Figure 3-16. a) Modèle de TCSC, b) réactance Apparente.		63
Figure 3-17. profil des tensions de réseau IEEE 30 bus pour différentes valeurs de facteur K.		66
Figure 3-18. Puissances transmises dans les lignes pour les trois cas.		67
Figure 3-19. Comparaison des valeurs optimales des coûts et des pertes, trouvées par ABC dans le cas de l'augmentation de la charge		67
Figure 3-20. profil des tensions de réseau IEEE 30 Jeux de Barres après la compensation		69
Figure 3-21. Puissances transmises dans les lignes avec et sans TCSC.....		71
Figure 3-22. profil des tensions pour différents cas de compensation		72
Figure 3-23. Caractéristiques de convergence de la fonction objectif avec la considération de TCSC		72
Figure 3-24 Courbe typique de puissance en fonction de la vitesse du vent.....		76
Figure 3-25. Schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 30-jeux de barres avec deux générateurs éoliens.....		78
Figure 3-26. profil des tensions avec une ferme éolienne connectée au jeu de barres 10		79
Figure 3-27. profil des tensions avec une ferme éolienne connectée au jeu de barres 24		80
Figure 3-28. Les puissances actives générées avec une ferme éolienne connectée au jeu de barres 10		81
Figure 3-29. Les puissances actives générées avec une ferme éolienne connectée au jeu de barres 24		82
Figure 3-30. profil des tensions avec des emplacements dispersés des fermes éoliennes G_{10} (bas) – G_{24} (élevé)		83
Figure 3-31. profil des tensions avec des emplacements dispersés des fermes éoliennes G_{24} (bas) – G_{10} (élevé)		84

Liste des tableaux

Tableau 1-1. Résultats de simulation par la méthode de point intérieur sur le réseau IEEE 30-bus	15
Tableau 2-1. Données des fonctions coût des 6 générateurs du réseau IEEE 30-bus.....	31
Tableau 2-2. Paramètres de contrôle.....	31
Tableau 2-3. Les résultats de l'ABC-OPF pour les trois cas (réseau IEEE 30 jeux de barres).....	32
Tableau 2-4. Comparaison des résultats obtenus par MSLFA, ACO et ABC.....	34
Tableau 2-5. Coefficients de coût de 1 ^{er} et 2 ^{ème} générateur	35
Tableau 2-6. Résultats d'effet de valve par l'algorithme ABC comparés avec ceux de MDEA	35
Tableau 2-7. Coefficients de coût de 1 ^{er} et 2 ^{ème} générateur	38
Tableau 2-8. Paramètres de contrôle.....	38
Tableau 2-9. Résultats d'effet de valve par l'algorithme ABC comparés avec ceux de EP.....	39
Tableau 2-10. Les coefficients d'émission de gaz toxique des 6 générateurs du réseau IEEE30 bus.....	43
Tableau 2-11. Les résultats d'ABC pour les 3 cas appliqués sur le réseau IEEE 30 bus.....	44
Tableau 2-12. Les résultats d'ABC pour les 11 cas appliqués sur le réseau IEEE 30 bus	45
Tableau 3-1. Domaines d'applications des dispositifs FACTS.....	58
Tableau 3-2. Résultats de simulation par l'algorithme(ABC) pour différentes valeurs de K.....	66
Tableau 3-3. Résultats de simulation des trois cas trouvés par l'algorithme(ABC).....	69
Tableau 3-4 . Résultats de simulation avec l'insertion de TCSC.....	71
Tableau 3-5. Les avantages et inconvénients des types de génératrices les plus utilisées dans la	74
Tableau 3-6. résultats du coût minimum de réseau test IEEE 30 jeux de barres	79
Tableau 3-7. Résultats de ABC-OPF quand les fermes éoliennes sont connectées aux jeux de barres 10 et 24 séparément avec divers taux de pénétrations de puissance éolienne	81
Tableau 3-8. Différents cas d'emplacement des générateur éoliens aux jeux de barres 10 et 24	82
Tableau 3-9 impact de générateur éolien sur le coût et les pertes actives.....	83

Listes des Acronymes et Symboles

V_i	Module de tension au jeu de barres i
V_{Li}	Module de tension au jeu de barres des charges i
θ_i	Angle de tension au jeu de barres i
θ_{ik}	Différence entre les angles de tension des jeux de barres i et k
T_{ik}	Prise du transformateur entre deux jeux de barres i et k
α_{ik}	Angle de phase du transformateur entre deux jeux de barres i et k
P_{Gi}	Puissance active générée au jeu de barres i
Q_{Gi}	Puissance réactive générée au jeu de barres i
P_i	Puissance active injectée au jeu de barres i
Q_i	Puissance réactive injectée au jeu de barres i
P_{ik}	Transit de puissance active du jeu de barres i vers le jeu de barres k
Q_{ik}	Transit de puissance réactive du jeu de barres i vers le jeu de barres k
S_{ik}	Transit de puissance apparente du jeu de barres i vers le jeu de barres k
N_G	Nombre de générateurs interconnectés
Y	Matrice admittance
b_{ik}	Un élément de la partie imaginaire de la matrice admittance du réseau
g_{ik}	Un élément de la partie réelle de la matrice admittance du réseau
y_{ik}	Module d'un élément de la matrice admittance du réseau
δ_{ik}	Angle de phase d'un élément de la matrice admittance du réseau
$F()$	Fonction objective
$E(x)$	Fonction objective d'émission
$g()$	Contraintes d'égalités
$h()$	Contraintes d'inégalités
$a_i, b_i,$ $et c_i$	Coefficients de la courbe du coût quadratique du générateur i
$d_i, e_i,$	Coefficients des émissions
X_{max}	Signifié une limite maximale sur une variable
X_{min}	Signifié une limite minimale sur une variable
OPF	Optimal Power Flow (Ecoulement de Puissance Optimal)
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
ABC	Artificial Bee Colony
VBA	Virtual Bee Algorithm
BCO	Bee Colony Optimization
DBO	Dance Bee Optimization
MBO	Marriage in Honey Bees Optimization
SVC	Static Var Compensator
TCR/TSR /TSC	Thyristor Controlled Reactor/ Thyristor Switched Reactor/ Thyristor Switched Capacitor
TCSC	Thyristor Controlled Serie Capacitor
STATCOM	Static Synchronous Compensator
UPFC	Unified Power flow Controller
X_{TCSC}	Réactance du TCSC
X_C	Réactance capacitive
X_L	Réactance inductive
B_{SVC}	Susceptance du SVC
MADA	Machine Asynchrone Double Alimentation

INTRODUCTION GENERALE

Le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance (OPF) essaye de maximiser le profit de la totalité des consommateurs de l'énergie électrique, de minimiser le coût total des puissances actives générées de façon que les pertes de puissances actives et réactives sont acceptables et les contraintes sur les transits des puissances dans les lignes de transport sont satisfaites et de contrôler les puissances actives sortantes des générateurs ainsi que leurs niveaux de tension. L'OPF peut aussi contrôler les transformateurs à prises de charges et à angle de phase, ainsi que tous les autres appareils des systèmes de Transmission Flexibles en Courant Alternatif (FACTS).

L'étude de l'optimisation de l'écoulement de puissance (OPF) peut nécessiter la connaissance du transit des puissances dans un réseau électrique ainsi que les tensions aux différents points remarquables du réseau (générateurs -transformateurs -charges). Ces grandeurs sont nécessaires pour la conduite des réseaux et pour déterminer l'évolution du réseau en cas de changement de configurations, telles que, l'adjonction de nouveaux générateurs (énergies renouvelables), la croissance de la demande d'énergie, et l'implantation de nouvelles lignes.

La complexité des problèmes liés aux réseaux électriques surtout avec l'utilisation des FACTS fait en sorte qu'il est souvent difficile d'utiliser des méthodes exactes d'optimisation compte tenu du manque de flexibilité des méthodes classiques pour intégrer diverses contraintes spécifiques. Les métaheuristiques constituent alors une stratégie de résolution de plus en plus privilégiée.

Les métaheuristiques forment une famille d'algorithmes d'optimisation visant à résoudre des problèmes d'optimisation difficiles pour lesquels on ne connaît pas de méthode classique plus efficace.

Les métaheuristiques sont généralement des algorithmes stochastiques, qui progressent vers un optimum par échantillonnage d'une fonction objective.

Les métaheuristiques sont généralement utilisées comme des méthodes génériques pouvant optimiser une large gamme de problèmes différents, sans nécessiter de changements profonds dans l'algorithme employé.

Les métaheuristiques sont souvent employées en optimisation combinatoire, mais on en rencontre également pour des problèmes continus ou mixtes (problèmes à variables discrètes et continues).

D'une manière générale, les métaheuristiques s'articulent autour de trois notions :

1. exploration /diversification;
2. exploitation/ intensification;

3. mémoire et apprentissage.

L'exploration (ou diversification) désigne les processus visant à récolter de l'information sur le problème optimisé. L'exploitation (ou intensification) vise à utiliser l'information déjà récoltée pour définir et parcourir les zones intéressantes de l'espace de recherche. La mémoire est le support de l'apprentissage, qui permet à l'algorithme de ne tenir compte que des zones où l'optimum global est susceptible de se trouver, évitant ainsi les optimums locaux.

Nous sommes souvent assujettis dans le domaine d'optimisation à deux contraintes contradictoires: [1]

- L'impossibilité technique de résoudre exactement les problèmes difficiles dans un temps raisonnable;
- L'impératif de fournir à un décideur une solution de meilleure qualité possible.

Les métaheuristiques progressent de façon itérative, en alternant des phases d'intensification, de diversification et d'apprentissage. L'état de départ est souvent choisi aléatoirement, l'algorithme se déroulant ensuite jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt soit atteint.

Les nombreuses métaheuristiques sont inspirées par analogie avec la biologie des organismes. Ainsi, les théories de l'évolution ont inspiré les algorithmes génétiques (GA), l'étude de l'organisation de groupes d'animaux a donné naissance aux méthodes d'optimisation par essais particuliers (Particle Swarm Optimization) (PSO), les phénomènes de recherche de nourriture chez les abeilles ont conduit à l'élaboration des algorithmes de colonies d'abeilles.

La méthode de colonie d'abeille est une méthode d'optimisation métaheuristique qui a été introduite pour la première fois par Lucic et Teodorovic en 2001 pour trouver la solution optimale de problème d'optimisation combinatoire difficile donné, comme : le problème de voyageur de commerce, le problème de p-Médiane, le problème de routage dans les réseaux optiques. [2] Elle a été inspirée par des études sur le comportement des abeilles réelles. Les éthologistes ont montré que les abeilles étaient capables de sélectionner le plus court chemin pour aller du nid à une source de nourriture grâce à l'enregistrement de sa position par rapport à la ruche et à l'aide de calcul de déplacement de soleil.

Les fonctionnalités de vraies colonies d'abeilles sont exploitées dans les colonies d'abeille artificielle pour résoudre des problèmes d'optimisation pour lesquels il est difficile de trouver un optimum global ou de bons optimums locaux par des méthodes plus classiques.

Les organismes chargés de produire, de transporter et de distribuer l'énergie électrique sont appelés à respecter un certain nombre de critères: [1]

- ✦ Assurer à tout instant et en tout lieu la couverture des puissances actives et réactives demandées par les clients en réglant la fréquence.

- ✦ Distribuer l'énergie produite aux abonnées en respectant les normes de qualité de service.
- ✦ Garantir le maintien de la tension dans les limites contractuelles en tout point du réseau par le réglage de la tension avec action sur des bancs de selfs et de capacités implantés aux jeux de barres consommateurs. Le choix des bancs doit tenir compte de leurs coûts, des pertes actives dans les lignes de transmission et de transport de l'énergie et des déviations des tensions.
- ✦ Produire l'énergie nécessaire en préservant un coût minimum en respectant la sécurité des composants du réseau électrique et l'environnement;
- ✦ Garantir une réserve opérationnelle d'énergie supplémentaire qui doit être disponible dans un délai de 30 minutes pour faire face à des besoins imprévus;
- ✦ Maintenir par des actions adéquates les performances du système électrique en cas de perturbation (dues aux délestages des charges, ouverture d'une ligne, court-circuit,...); notamment pour limiter les transits de puissance à des niveaux admissibles aux matériels de transport et pour améliorer la stabilité du réseau;
- ✦ Le contrôle de transit des puissances dans les lignes afin que le réseau de transport existant puisse être exploité de la manière la plus efficace et la plus sûre possible.

Parallèlement à tous ces critères, les interconnexions des réseaux de transport sont de plus en plus fortes et la demande en électricité ne cesse d'augmenter dans les pays industrialisés. Ces dernières années, une diminution des investissements liés au réseau de transport à été observée. Elle s'explique en particulier par les pressions des milieux écologistes et les lenteurs administratives qui rendent la construction de nouvelles lignes de transport de plus en plus difficiles voir impossible.

L'étude d'un problème d'optimisation dans la situation actuelle des réseaux électriques tenant compte de tous ces critères est très complexe de point de vue modélisation et calcul. Les moyens de remplir certains critères cités ci-dessus, tels que le maintien des tensions aux niveaux désirés, le contrôle de transit de puissance et de garantir une réserve supplémentaire de puissance active sont les dispositifs FACTS.

Les systèmes de Transmission Flexible en Courant Alternatif, terme traduit de l'anglais *Flexible Alternating current transmission systems(FACTS)* , peuvent contribuer pour remédier les différents problèmes rencontrés dans l'exploitation des réseaux électriques. Plusieurs types de FACTS avec des architectures et des technologies différentes ont été développés. Parmi eux les plus connus sont le SVC (static var compensator), le STATCOM (synchronous compensator), TCSC (thyristor controlled série capacitor), l'UPFC (unified power flow controller). Chacun d'eux possède ses propres caractéristiques et peut être utilisé pour des besoins bien précis. De manière générale les dispositifs FACTS agissent en fournissant ou en absorbant de la puissance réactive, en

augmentant ou en réduisant la tension au jeu de barres, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les phases des tensions [3].

Les ressources pétrolières sont limitées, et par conséquent, la recherche de leurs alternatives non pétrolières se poursuit partout dans le monde. En outre les émissions de gaz engendrées par les centrales thermiques et les déchets des centrales nucléaires entraînent un effet négatif sur l'environnement [4]. La conscience publique croissante de la protection environnementale et le passage des amendements de la loi d'air propres de 1990, ainsi que le protocole de Kyoto, signé le 11 décembre en 1997 au Japon, imposent aux pays industrialisés un objectif de réduction des émissions de 5 % en moyenne pour les principaux gaz à effet de serre, tels que : dioxyde de carbone (CO₂), méthane (CH₄), dioxyde d'azote (N₂O), et trois substituts des chlorofluorocarbones, durant la période 2008 – 2012 par rapport au niveau de 1990. En effet plusieurs options sont proposées pour réduire les émissions comme l'installation d'équipements de nettoyage et le changement de carburant avec celui de moins polluant, par conséquent ces propositions ne sont pas vraiment réalisables à cause de la médiocrité de leurs rendements et le coût de leurs investissements coûteux. Ainsi la directive 2001/77/CE ayant pour but d'augmenter la part des sources d'énergie renouvelables dans la production d'électricité au sein du marché intérieur de l'électricité [5], a obligé les décideurs de s'orienter vers ce type d'énergies.

Dans l'Algérie le taux de la consommation d'électricité qui provient des sources d'énergies renouvelables atteint 10-12 %, en 2010 [6]. Parmi ces sources d'énergie renouvelable, il existe des sources: éolienne, solaire, hydraulique et géothermique. La connexion des sources renouvelables aux réseaux électriques ajoute un nouveau défi, où il est impératif d'étudier l'effet de ces sources dans l'analyse de l'écoulement de puissance optimal, dont le but est de répondre à la question suivante :

- Que peuvent apporter les sources des énergies renouvelables dans la conduite d'un réseau électrique ?

La contribution principale de ce mémoire est l'introduction des techniques d'optimisation classiques et métaheuristiques pour résoudre le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance en présence des dispositifs FACTS et une source d'énergie renouvelable.

Dans le premier chapitre, nous allons présenter la description et la modélisation des éléments de puissance essentiels du réseau de transport, la formulation du problème de l'écoulement de puissance optimal. Nous allons aussi citer les principales méthodes d'optimisation classiques appliquées jusqu'à maintenant, et on termine avec une simple application sur le réseau IEEE 30 jeux de barres.

Le deuxième chapitre fournira dans sa première partie des définitions de trois méthodes métaheuristiques et spécialement la méthode d'optimisation par la colonie d'abeille artificielles (ABC) avec un détail sur l'organisme des abeilles réelles. Dans la deuxième partie, nous allons tester l'application de la méthode de colonie d'abeilles artificielle au problème de l'écoulement de puissance optimal sur le réseau IEEE 30 jeux de barres pour différents cas de figures qui sont extrêmement difficiles voir impossible à résoudre en utilisant les techniques conventionnelles.

Le troisième chapitre sera consacré dans sa première partie à une étude théorique sur les systèmes FACTS qui sont largement utilisés dans la compensation de l'énergie réactive, et la description des résultats de nos travaux ayant porté sur l'étude du réseau IEEE 30 jeux de barres. La deuxième partie donnera une considération fondamentale sur une source d'énergie renouvelable, puis une application sur la répartition de puissance optimale avec une haute pénétration de l'énergie éolienne dans le réseau en utilisant l'algorithme de colonie d'abeille artificielles.

Enfin, nous clôturerons ce mémoire par une conclusion générale concernant l'apport général délivré par nos travaux.

Chapitre 01

ÉCOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL (OPF)

1.1. Introduction

L'optimisation de l'écoulement de puissance consiste à répartir les puissances actives et réactives demandées entre les différentes centrales interconnectées dans un réseau électrique avec un coût minimal. Cette distribution doit évidemment respecter les limites de production des centrales et les capacités de transport des lignes électriques et des transformateurs. La variable à optimiser est donc le coût de production [7]. En outre, la description générale de la topologie du système en utilisant les admittances est nécessaire.

Le but de ce chapitre est de montrer comment peut-on résoudre le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance avec un coût de production minimal en utilisant des méthodes d'optimisation classiques.

1.2. Modélisation des éléments de puissance d'un réseau électrique:

Lorsqu'on veut calculer l'écoulement de puissance ou bien l'écoulement de puissance optimal dans un réseau électrique, il n'est pas nécessaire de modéliser tous les éléments qui constituent ce réseau, mais on ne modélise que les éléments qui interviennent réellement, tels que les générateurs de puissance, les charges électriques, les lignes de transport, les transformateurs de puissance et les compensateurs statiques. Le modèle doit être suffisamment simple tout en traduisant principalement la réalité du comportement [7]. Dans cette section, on utilise des grandeurs réduites(en unité relative pu).

1.2.1. Générateur de puissance

Les générateurs sont modélisés comme des injecteurs de courant. Dans l'état stationnaire, un générateur est généralement contrôlé de sorte que la puissance injectée au jeu de barres et la tension aux bornes du générateur soit maintenue constantes. La puissance active délivrée par le générateur est réglée à travers le contrôle de la turbine qui doit être dans les limites de capacité du système turbine-générateur. La tension est liée principalement à l'injection de la puissance réactive au jeu de barres de production [8].

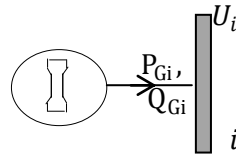


Figure 1-1 .Modèle d'un Générateur

1.2.2. Lignes de transport

Une ligne électrique entre les jeux de barres i et j sera donc représentée par le schéma équivalent en π , illustré dans la figure (1.2):

Les pertes longitudinales totales par effet joule dans l'ensemble des conducteurs de la ligne sont représentée par la résistance $R(\Omega)$;

L'énergie magnétique emmagasinée dans l'ensemble de conducteurs de la ligne est représentée par la réactance longitudinale total $X(\Omega)$;

La capacité totale de la ligne est répartie équitablement aux deux jeux de barres et les pertes transversales par effet couronne dans le cas des lignes de transport sont négligeables. Dans la plupart des cas la valeur de G est si petite qu'on peut la négliger.

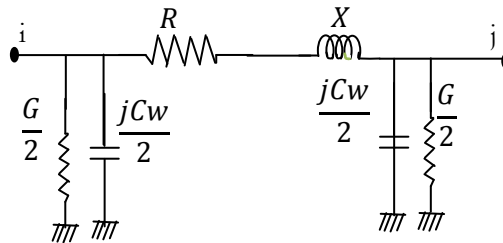


Figure 1-2.Modèle en π de ligne de transport

1.2.3. Transformateur de puissance

Il ya deux types de transformateur à modéliser: le transformateur régulateur de tension à changeur de prises de charges et le transformateur déphaseur. Dans la modélisation des systèmes électriques, les rapports de déviations et les décalages de phase sont typiquement représentés comme des modifications à la matrice admittance. La figure (1.3) présente le schéma unifilaire équivalent d'un transformateur triphasé symétrique à changeur de prise de charge et/déphaseur [7].

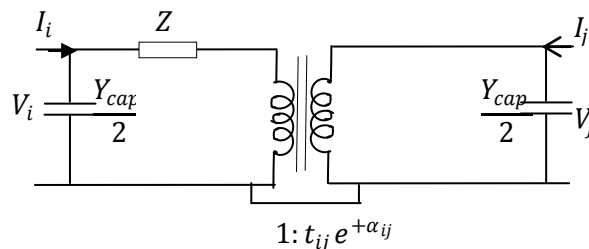


Figure 1-3.Modèle de transformateur de puissance

Z : représente les pertes par effet joule et les inductances de fuite de transformateur ramenées au secondaire.

La modélisation retenue suppose que les pertes sont séparées pour moitié au primaire et pour l'autre moitié au secondaire. Le paramètre t_{ij} symbolise la ration de régulateur de tension en charge. Le paramètre α_{ij} symbolise le déphasage introduit par le transformateur entre les jeux de barres i et j . Il est important de noter que la matrice admittance du réseau électrique qui prend en considération ces variables va être donc ajustée à chaque itération.

Y : c'est la matrice admittance du transformateur qui s'écrit comme suit:

$$I = Y * V \Rightarrow \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y + \frac{Y_{cap}}{2} & \frac{-e^{-j\alpha_{ij}}}{t_{ij}} y \\ \frac{-e^{+j\alpha_{ij}}}{t_{ij}} y & \frac{1}{t_{ij}^2} y + \frac{Y_{cap}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (1.1)$$

1.2.4. Les charges électriques:

La modélisation de la charge joue un rôle très important dans l'étude de l'écoulement de puissances. Ces charges sont souvent des sous-stations qui alimentent les réseaux de distribution, on les modélise statiquement comme des injecteurs négatifs de puissance dans les jeux de barres. La connexion de la charge au réseau est réalisée par l'intermédiaire d'un transformateur à prises de charge qui maintient le niveau de tension constant, cela signifie que les puissances active et réactive de la charge peuvent être représentées par des valeurs constantes. Il existe aussi la modélisation dynamique des charges qui est relativement compliquée car la puissance consommée par la charge est en fonction de la tension et du temps, et elle est utilisée généralement pour l'étude et l'analyse de la stabilité transitoire [8]. Les équations des puissances active et réactive de la charge en fonction de la tension de jeu de barres peuvent s'écrire comme suit :

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} \quad , \quad Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{nq}$$

Où

P_0 et Q_0 : puissances active et réactive consommées à une tension de référence $V_0=1pu$;

np et nq : constantes dépendant du type de la charge.

1.2.5. Éléments shunts

Dans la plus part des cas, les éléments shunts sont des dispositifs destinés à la compensation de l'énergie réactive et d'ajuster la tension à savoir : les moteurs synchrones, les batteries de condensateur et inductances fixes et les compensateurs statiques (SVC). La modélisation de ces éléments sera effectuée par une admittance équivalente ou par injection de puissance.

$$\bar{Y}_{i0} = \bar{G}_{i0} + j * \bar{B}_{i0}$$

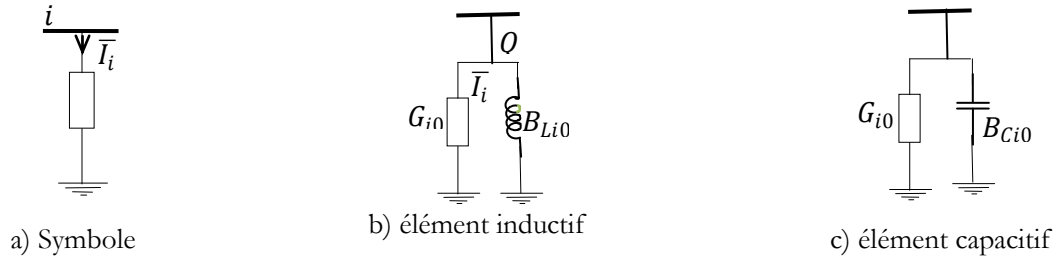


Figure 1-4. Modèle des éléments shunts

1.3. Comportement des centrales thermiques

Beaucoup de problèmes liés à l’exploitation et au contrôle des centrales électriques à savoir le problème fondamental de fonctionnement et celui de la caractéristique entrée-sortie.

La caractéristique d’entrée-sortie d’une centrale thermique est définie comme la relation entre le taux de la chaleur (Btu/h) ou bien le coût total de production en (\$/h) et la puissance électrique nette d’unité de production en (MW). Pour simplifier la représentation de cette caractéristique, on peut modéliser par la courbe convexe de la figure 1.5 connue aussi sous le nom de courbe de coût de combustible de forme non linéaire qui peut approximer par une fonction quadratique du type $F = a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i$ où P_{Gi} est la quantité produite (figure 1.1). La constante c_i est appelée coût de marche à vide, elle représente le coût pour maintenir la marche d’une unité de production à production nulle. Le coût minimum de l’unité qui correspond à une puissance minimale dépend normalement de l’état de l’unité de production au moment de l’appel à démarrer (démarrage à froid ou à chaud) c’est à dire l’énergie nécessaire pour mettre en fonctionnement toutes les installations permettant la production d’électricité (chaudières, pompes, etc.) [7] [10] [11].

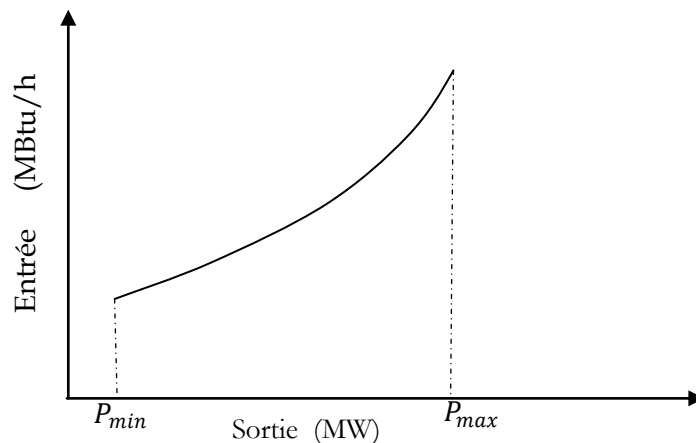


Figure 1-5. Caractéristique entrée-sortie d’une unité de production

Mais d’habitude les grandes centrales thermiques disposent de plusieurs vannes d’admission de vapeur, qui sont utilisées pour le contrôle de la puissance générée. Chaque fois qu’on commence à ouvrir une vanne d’admission, on enregistre une augmentation soudaine des pertes et il en résulte alors

des ondulations dans la courbe de coût de combustible. Avec l'ouverture graduelle de la vanne, ces pertes diminuent progressivement jusqu'à ce que la vanne soit complètement ouverte. La figure (1.6) présente la courbe de coût typique d'une unité thermique avec trois vannes d'admission de vapeur. Les points A, B et C sont des points de fonctionnement lorsque les vannes sont ouvertes.

L'effet d'ouverture de vannes est souvent modélisé comme rectification de la fonction quadratique de base par l'ajout d'une composante sinusoïdale [8] [11].

$$F = a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i + |d_i \sin(e_i (P_{Gi}^{min} - P_{Gi}))| \tag{1.2}$$

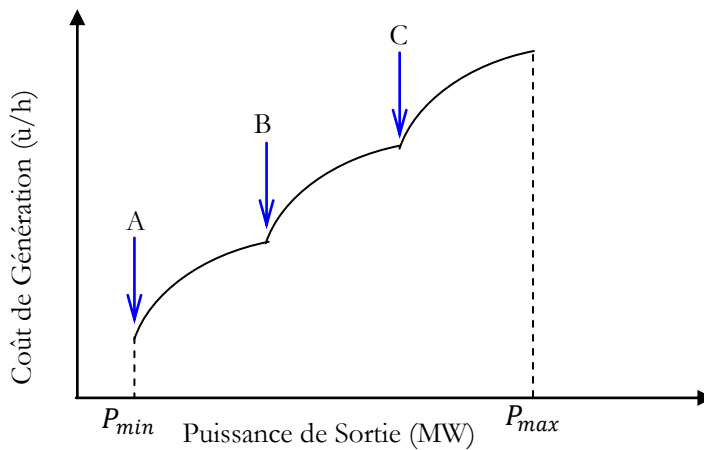


Figure 1-6. Courbe de coût de combustible d'une unité thermique avec trois vannes

1.3.1. Caractéristique de plusieurs types de combustible :

Parfois, les unités thermiques sont capables de fonctionner avec plusieurs types de combustibles. Dans ces conditions, la caractéristique de coût est constituée de plusieurs morceaux de fonctions quadratiques (figure 1.7) qui s'écrivent : [8]

$$F_i(P_{Gi}) = \begin{cases} a_{i1} P_{Gi}^2 + b_{i1} P_{Gi} + c_{i1} & P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi,1} \\ a_{i2} P_{Gi}^2 + b_{i2} P_{Gi} + c_{i2} & P_{Gi,1} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi,2} \\ \vdots & \vdots \\ a_{ik} P_{Gi}^2 + b_{ik} P_{Gi} + c_{ik} & P_{Gi,2} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \end{cases} \quad (\$/hr)$$

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

Ce modèle est communément appelé modèle quadratique par morceaux. Le combustible le plus économique est représenté par le morceau le plus inférieur de la courbe. Ce type de fonction est également difficile voire impossible à traiter via les techniques standards, (figure 1.7) .

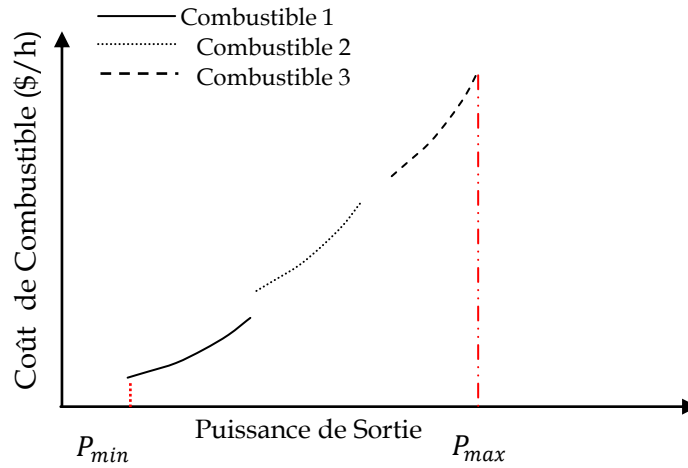


Figure 1-7. Courbe de coût d’une unité thermique alimentée par 3 types de combustibles

1.4. Formulation des équations de l’écoulement de puissance

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

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N1} & Y_{N2} & \dots & Y_{NN} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} \tag{1.3}$$

Où $I_{BUS} = Y_{BUS} * V_{BUS}$ (1.4)

$I_{BUS} = [I_1, I_2 \dots I_N]^T$: Le vecteur des courants injectés dans chaque jeu de barres (courant de source extérieur). Le courant écoulé du jeu de barres i vers le jeu de barres j est positif et négatif dans le sens inverse. $V_{BUS} = [V_1, V_2 \dots V_N]^T$ Le vecteur des tensions complexes de chaque jeu de barres et Y_{BUS} c’est la matrice admittance nodale du système de taille $(N * N)$.

Y_{ii} : L’élément diagonal de la matrice admittance. C’est la somme de tous les composants connectés à ce jeu de barres, traduit par l’équation mathématique suivante :

$$Y_{ii} = \sum_{\substack{i=0, \\ i \neq k}}^N y_{ik} \tag{1.5}$$

Y_{ik} : L’élément hors diagonal (i, k) . C’est la somme négative de tous les composants connectés entre

les jeux de barres i et j , c'est-à-dire :

$$Y_{ik} = - \sum_{k \neq i} y_{ik} \quad (1.6)$$

D'après l'équation (1.3), le courant net à injecter à un jeu de barres i est écrit comme suit :

$$I_i = \sum_{k=1}^N Y_{ik} * V_k \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (1.7)$$

$$\text{Où: } \bar{Y}_{ik} = G_{ik} + j * B_{ik} = Y_{ik} (\cos \theta_{ik} + j \sin \theta_{ik}) \quad (1.8)$$

$$\bar{V}_k = Re_k + j * Im_k = V_k (\cos \theta_k + j \sin \theta_k) \quad (1.9)$$

G_{ik} , B_{ik} : sont respectivement la conductance et la susceptance de \bar{Y}_{ik} ;

Re_{ik} , Im_{ik} : sont respectivement la partie réel et imaginaire de \bar{V}_k ;

θ_k : la phase de la tension au jeu de barres k ;

θ_{ik} : la phase de l'élément ik ;

L'expression de la puissance apparente \bar{S}_i injectée à un jeu de barres peut s'écrire comme suit :

$$S_i^* = P_i - Q_i = V_i^* * I_i = V_i^* * \sum_{k=1}^N \bar{Y}_{ik} * \bar{V}_k \quad (1.10)$$

\bar{P}_i , \bar{Q}_i : sont respectivement les puissances active et réactive au jeu de barres i .

En remplaçant les équations (1.8) et (1.9) dans l'équation (1.10), on obtient:

$$P_i = \sum_{k=1}^N V_i V_k Y_{ik} \cos (\theta_{ik} + \theta_k - \theta_i) \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (1.11)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^N V_i V_k Y_{ik} \sin (\theta_{ik} + \theta_k - \theta_i) \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (1.12)$$

Les équations (1.11), (1.12) représentent les équations de l'écoulement de puissance tels que:

$$P_i = P_{Gi} + P_{Di} \quad (1.13)$$

$$Q_i = Q_{Gi} + Q_{Di} \quad (1.14)$$

Où P_{Gi} , Q_{Gi} sont respectivement les puissances active et réactive générées

P_{Di} , Q_{Di} sont respectivement les puissances active et réactive demandées au jeu de barres i .

Dans le calcul de l'écoulement de puissance, un jeu de barres est défini par quatre paramètres:

module de tension V_i , angle de tension θ_i , puissance active P_i et puissance réactive Q_i injectée.

Pour chaque jeu de barres deux grandeurs sont spécifiées et les deux autres grandeurs restent à calculer.

Selon ces grandeurs, on peut classifier trois types de jeux de barres :

★ **jeu de barres de référence:** connu aussi par le jeu de barres générateur, c'est un jeu de barres dont l'angle et l'amplitude de la tension sont spécifiés et les puissances active et réactive sont

inconnues. Le rôle de ce jeu de barres est la couverture du manque de puissance créé par les pertes de transport.

✦ **jeu de barres générateur (ou à tension contrôlée):** Ce sont les jeux de barres du système auxquels la puissance active et le module de tension sont spécifiés, la puissance réactive et l'angle de tension sont inconnus. Ils sont désignés par (PV bus).

✦ **jeu de barres de charge:** ce sont des jeux de barres où les puissances active et réactive sont spécifiées, le module et l'angle de la tension sont inconnus. Ils sont désignés par (PQ bus).

1.5. Classification des variables de l'écoulement de puissance:

Parmi les quatre variables de l'écoulement de puissance, on distingue trois vecteurs qui sont :

Vecteur de perturbation consisté de (P_{Di}, Q_{Di}) . Ces variables ne sont pas contrôlables et ne dépendent que des consommateurs;

Vecteur de contrôle : consisté de la puissance active et réactive de chaque générateur en service (P_{Gi}, Q_{Gi}) ;

Vecteur d'état : consisté des modules et des angles des tensions $(|V_i|, \theta_i)$.

Il est clair que les équations (1.11) et (1.12) ne sont pas linéaires ce qui pose un problème dont il faut y avoir une solution adéquate.

1.6. Méthode de résolution de problème l'écoulement de puissance:

Généralement la méthode suivie pour résoudre ce problème est de Newton-Raphson à cause de sa rapidité de convergence et le nombre d'itérations réduit par rapport aux autres méthodes (Gauss – Seidel). Le développement en série de Taylor des équations (1.10) et (1.11) est donné par :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = J * \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (1.15)$$

Tels que: $J_1 = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k}$, $J_2 = \frac{\partial P_i}{\partial V_k}$, $J_3 = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k}$, $J_4 = \frac{\partial Q_i}{\partial V_k}$

Où ΔP et ΔQ représentent respectivement les écarts entre les puissances actives spécifiées et calculées et les écarts entre les puissances réactives spécifiées et calculées ;

$\Delta \theta$ et ΔV représentent respectivement les écarts entre les angles spécifiés et calculés et les écarts entre les tensions spécifiées et calculées et J c'est la matrice Jacobienne.

$$\Delta P_i = P_i^{spé} - P_i^{cal} \quad (1.16)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{spé} - Q_i^{cal} \quad (1.17)$$

On note pour un réseau de N jeux de barres, avec NG jeux de barres générateurs, il ya $2(N - 1) - NG$ équations à résoudre. En conséquence, il y a $(N - 1)$ équations de puissance active et $(N - 1 - NG)$ équations de puissance réactive, d'où la matrice Jacobienne est d'ordre $(2N - 2 - NG) * (2N - 2 -$

NG) éléments.

Le calcul des éléments de jacobienne se fait comme suit:

Les éléments diagonaux et hors diagonal de J_1 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = \sum_{k \neq i} |V_i| |V_k| |Y_{ik}| \sin(\theta_{ik} + \theta_k - \theta_i) \quad (1.18)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} = -|V_i| |V_k| |Y_{ik}| \sin(\theta_{ik} + \theta_k - \theta_i) \quad k \neq i \quad (1.19)$$

Les éléments diagonaux et hors diagonal de J_2 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_i} = 2|V_i| |Y_{ii}| \cos(\theta_{ii}) + \sum_{k \neq i} |V_i| |V_k| |Y_{ik}| \cos(\theta_{ik} + \theta_k - \theta_i) \quad (1.20)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_i} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ik} + \theta_k - \theta_i) \quad k \neq i \quad (1.21)$$

Les éléments diagonaux et hors diagonal de J_3 :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = \sum_{k \neq i} |V_i| |V_k| |Y_{ik}| \cos(\theta_{ik} + \theta_k - \theta_i) \quad (1.22)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} = -|V_i| |V_k| |Y_{ik}| \sin(\theta_{ik} + \theta_k - \theta_i) \quad k \neq i \quad (1.23)$$

Les éléments diagonaux et hors diagonal de J_4 :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = -2|V_i| |Y_{ii}| \sin(\theta_{ii}) - \sum_{k \neq i} |V_i| |V_k| |Y_{ik}| \sin(\theta_{ik} + \theta_k - \theta_i) \quad (1.24)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_k} = -|V_i| |Y_{ik}| \sin(\theta_{ik} + \theta_k - \theta_i) \quad k \neq i \quad (1.25)$$

1.7. Problème de l'écoulement de puissance optimal

Comme tout secteur productif, la production et le transport d'énergie électrique sont sujet aux lois du marché. En plus de la dérégulation du développement des interconnexions et des fluctuations des prix des combustibles, l'aspect économique force les opérateurs à la gestion des différentes sources de production et acheminer le plus d'énergie possible à travers leurs réseaux de la manière la plus rentable possible [12]

Gestion de la puissance produite et transmise à travers le réseau n'est pas le seul souci des opérateurs. L'amélioration de la qualité et la réduction des coûts de fonctionnement tout en respectant les contraintes du réseau, sont considérées comme des problèmes majeurs de l'écoulement de puissance optimal.

A court terme, le problème de l'écoulement de puissance optimal(OPF) est un problème d'optimisation dont l'objectif consiste à déterminer la contribution de chaque centrale électrique en service pour satisfaire la demande des consommateurs de l'énergie électrique de sorte que le coût de

production de l'énergie totale soit le plus faible possible et satisfieraient les différentes contraintes imposées au réseau. Ce problème est mathématiquement large, vu le nombre de variables et de contraintes qu'il fait intervenir. Les domaines d'application de l'écoulement de puissance optimal peuvent être classés comme suit :

- Minimisation du coût de combustible;
- Minimisation des pertes;
- Amélioration du profil et la stabilité de la tension;
- Maximisation de la puissance transmissible.

1.8. Formulation de problème de l'écoulement de puissance optimal (OPF):

Le problème d'OPF est considéré comme problème de minimisation non-linéaire avec contraintes. Il peut être écrit sous la forme suivante :

$$\text{Minimiser } f(x, u) \quad (1.26)$$

$$\text{Sujet à : } g(x, u) = 0 \quad (1.27)$$

$$h(x, u) \leq 0 \quad (1.28)$$

Tels que

$f(x, u)$: fonction objective

$g(x, u)$: contraintes d'égalités;

$h(x, u)$: contraintes d'inégalités;

x : vecteur des variables d'état;

u : vecteur des variables à contrôler;

- ✦ **Variables de contrôle:** Les variables de contrôle sont en général les modules des tensions ou les puissances réactives générées aux jeux de barres générateurs, les rapports de transformation des régleurs en charge, les phases des transformateurs déphaseurs, et les puissances réactives générées par les différents compensateurs d'énergie réactive.
- ✦ **Variables d'état:** Sont les modules des tensions des jeux de barres charges et les angles de toutes les tensions sauf le jeu de barres de référence.

1.8.1. Contraintes d'égalités:

Les contraintes d'égalité de l'OPF reflètent à des lois physiques gouvernant le système électrique. Elles sont représentées par les équations non-linéaires de l'écoulement de puissance qui exigent que la somme de l'injection nette des puissances actives et réactives dans chaque jeu de barres soit nulle [6] [13].

$$\Delta P_i = 0 = V_i \sum_{k=1}^N [V_k [G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)]] - P_{Gi} + P_{Di} \quad (1.29)$$

$$\Delta Q_i = 0 = V_i \sum_{k=1}^N [V_k [G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)]] - Q_{Gi} + Q_{Di} \quad (1.30)$$

1.8.2. Contraintes d'inégalités:

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

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad (1.31)$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max} \quad (1.32)$$

Les transformateurs à prises de charge ont des commutateurs max et min, du niveau de tension par rapport à la tension nominale pour le réglage des modules de tensions et la régulation des flux de puissances réactives. De même, les transformateurs à angles de phase ont des décalages max. et min. pour le réglage des phases de tensions et la régulation des flux de puissances actives. Les deux types de transformateurs forment les contraintes d'inégalités suivantes:

$$T_{ik}^{min} \leq T_{ik} \leq T_{ik}^{max} \quad (1.33)$$

$$\alpha_{ik}^{min} \leq \alpha_{ik} \leq \alpha_{ik}^{max} \quad (1.34)$$

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

$$Q_{Ci}^{min} \leq Q_{Ci} \leq Q_{Ci}^{max} \quad (1.35)$$

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

$$|S_{ik}|^2 \leq |S_{ik}^{max}|^2 \quad (1.36)$$

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

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (1.37)$$

Dans toutes les discussions jusqu'ici, on a assumé que toutes les variables sont continues, par exemple la contrainte sur les tensions, mais certaines variables de contrôle sont de nature discrètes telles

que les prises de réglage de transformateur, les phases de transformateur de réglage en phase et les tailles des batteries des condensateurs. Généralement la plupart des approches de résolution de l'OPF prennent toutes les variables de nature continues, et une fois que la solution optimale est obtenue chaque variable continue est arrondie à une valeur discrète, mais cela ne garantit pas que la solution arrondie soit une solution optimale car quelques contraintes peuvent être violées [8]. Une solution possible pour remédier à ce problème reflète l'arrondissement des valeurs continues avant l'intégration dans le calcul de l'écoulement de puissance, cela veut dire que la solution trouvée est une valeur discrète.

1.8.3. Fonction objective:

Généralement l'objectif le plus utilisé dans la formulation de problème d'OPF est minimisation du coût total de puissance active générée par des unités de productions, dont les caractéristiques sont complexes et fortement non-linéaire en satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités [14]. La fonction objective totale du système électrique peut alors être écrite comme la somme du modèle quadratique de coût de chaque générateur [15].

$$\text{Minimiser } F = \sum_{i=1}^{NG} f_i = \sum_{i=1}^{NG} a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i \quad (\$/h) \quad (1.38)$$

$$\text{Où } \quad P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max}$$

$$P_{Di} = P_{Gi} + P_{Li}$$

Tels que a_i, b_i, c_i représentent les coefficients de coût de la $i^{\text{ème}}$ unité de production

P_{Di}, P_{Li} sont respectivement la puissance demandée et les pertes actives de transport

a. Méthodes classiques appliquées au problème de l'écoulement de puissance optimal

Six méthodes de techniques d'optimisations classiques pour résoudre le problème d'OPF sont classifiées par ordre d'introduction [10]:

La méthode de newton;

La programmation linéaire;

La programmation quadratique;

La programmation non linéaire;

La méthode hybride de programmation linéaire et programmation intégrale;

La méthode de point intérieur.

1.9. Résumé sur la formulation de l'OPF:

Le résumé de l'écoulement de puissance optimal s'écrit sous la forme suivante [16].

$$\text{Minimiser } F(x) = \sum_{\text{générateurs}} a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i + \sum_{\text{pénalité}} \mu_i \quad (1.39)$$

$$\text{contraintes d'égalités } \left. \begin{array}{l} \Delta P_i = 0 \\ \Delta Q_i = 0 \end{array} \right\} \Rightarrow g(x) = 0 \quad (1.40)$$

$$\text{contraintes d'inégalités : } \left. \begin{array}{l} P_{Gi} - P_{Gi}^{max} \leq 0 \\ P_{Gi}^{min} - P_{Gi} \leq 0 \\ Q_{Gi} - Q_{Gi}^{max} \leq 0 \\ Q_{Gi}^{min} - Q_{Gi} \leq 0 \\ V_{Gi} - V_{Gi}^{max} \leq 0 \\ V_{Gi}^{min} - V_{Gi} \leq 0 \\ |S_{ik}|^2 \leq |S_{ik}^{max}|^2 \\ t_{ik} - t_{ik}^{max} \leq 0 \\ t_{ik}^{min} - t_{ik} \leq 0 \\ \theta_{ik} - \theta_{ik}^{max} \leq 0 \\ \theta_{ik}^{min} - \theta_{ik} \leq 0 \end{array} \right\} \Rightarrow h_k(x) \leq 0 \quad (1.41)$$

$$\text{fonctions de pénalités : } \left. \begin{array}{l} \mu_s (|S_{ik}|^2 - |S_{ik}^{max}|^2)^2 \\ \mu_v (V_i^{min} - V_i) \\ \mu_v (V_i - V_i^{max}) \\ \mu_p (P_1^{min} - P_1) \\ \mu_p (P_1 - P_1^{max}) \end{array} \right\} \quad (1.42)$$

La fonction objective augmentée du problème de l'OPF est donnée par:

$$L = F(x) + \mu_P * h(P_{G1}) + \mu_Q * h(Q_G) + \mu_V \sum_{i=1}^{NL} h(V_{Li}) + \mu_S \sum_{i=1}^{NB} h(S_{Li})$$

$$L = F(x) + \mu_P (P_{G1} - P_{Gi}^{lim})^2 + \mu_Q (Q_{G1} - Q_{Gi}^{lim})^2 + \mu_V \sum_{i=1}^{NL} (V_{Li} - V_{Li}^{lim})^2 + \mu_S \sum_{i=1}^{NB} (S_{Li} - S_{Li}^{lim})^2 \quad (1.43)$$

$$x^{Lim} = \begin{cases} (x_i - x_{i\ max})^2 & \text{if } x_i > x_{i\ max} \\ (x_{i\ min} - x_i)^2 & \text{if } x_i < x_{i\ min} \\ 0 & \text{if } x_{i\ min} < x_i < x_{i\ max} \end{cases} \quad (1.44)$$

Les termes représentant les inégalités qui vont être inclus dans le Lagrangien sont seulement ceux qui dépassent leurs limites.

1.10. Optimisation de l'écoulement de puissance par le Matpower sur le réseau IEEE 30 jeux de barres

Le logiciel Matpower utilisé pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance optimal est basé sur la méthode de point intérieur.

1.10.1. Méthode de type Point Intérieur

A l'origine, les méthodes de type « Point Intérieur » ont été conçues pour résoudre les problèmes de programmation non linéaire. Des recherches plus approfondies sur ces méthodes ont montré qu'elles donnaient de très bonnes performances en termes de vitesse de convergence pour les problèmes de grande échelle. L'algorithme présenté dans cette section, connu sous le nom d'« algorithme primal-dual » est l'un des plus utilisés. Le principe de cette méthode est de rajouter à la fonction objective une fonction logarithmique « barrière » incluant des contraintes et qui décroît progressivement au fil de l'optimisation pour tendre vers 0. Typiquement, considérons un problème de la forme [1]:

$$\text{Min } f(x) \quad \text{avec } h(x) \geq 0 \quad (1.45)$$

On peut théoriquement transformer ce problème contraint, en incorporant les contraintes d'inégalités dans la fonction objective, en un problème non contraint:

$$\text{min } f_u(x, \mu^k) \quad \text{avec } f_u(x, \mu^k) = f(x) - \mu^k \sum_i \ln h_i(x) \quad (1.46)$$

où $\mu^k > 0$ est un paramètre de pénalisation qui tend vers 0 au fil des itérations par remise à jour appropriée. Le choix de la valeur initiale de μ^0 ainsi que sa procédure de remise à jour doivent être choisis de manière judicieuse pour éviter les problèmes de divergence.

Le réseau test est issu d'un réseau réel simplifié qui est le réseau test IEEE 30-bus représentant une portion du système de puissance électrique américain (in the Midwestern USA) pour Décembre 1961 [1]. Ce réseau alimente 21 charges par 6 Générateurs via 41 lignes de transmissions et 4 transformateurs munis de prises réglables en charge et deux batteries de condensateurs connectées aux jeux de barres 10 et 24.

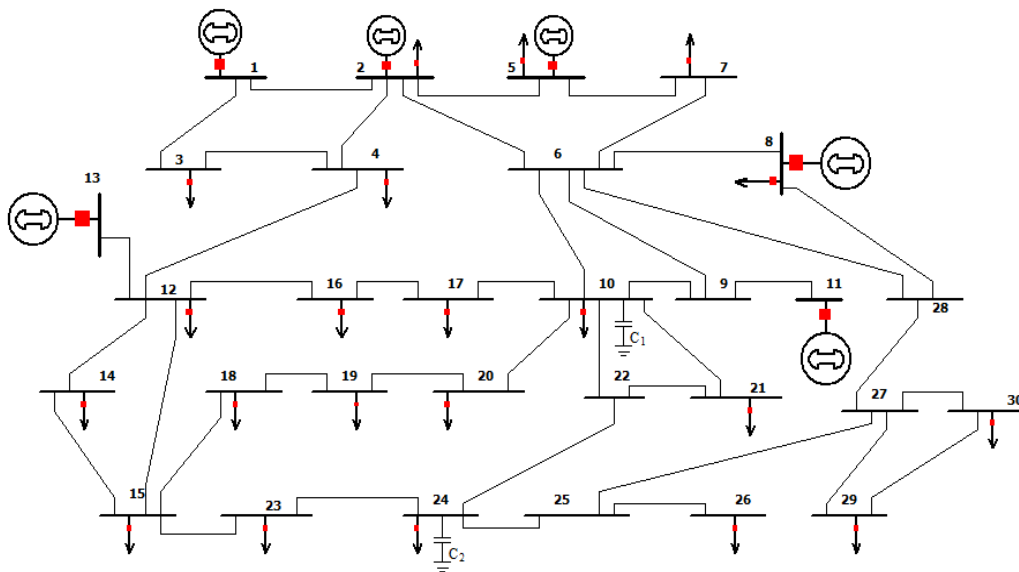


Figure 1-8. Schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 30-bus

Les limites minimales et maximales des amplitudes des tensions de tous les jeux de barres sont 0.9

et 1.1pu respectivement sauf les limites inférieures des jeux de barres générateurs sont maintenues à 0.95 pu. Les valeurs de tension et de puissance de base sont 135 kV et 100 KVA respectivement. Le reste des données de ce système sont reportées en détaille dans l'annexe.

Tableau 1-1. Résultats de simulation par la méthode de Lambda sur le réseau IEEE 30-bus

Variables	min	max	Méthode de lambda[1]	Matpower
P_{G1} (MW)	50	200	178,39	173.23
P_{G2} (MW)	20	80	48,012	49.61
P_{G5} (MW)	15	50	20,978	21.57
P_{G8} (MW)	10	35	22,052	23.15
P_{G11} (MW)	10	30	11,745	12.52
P_{G13} (MW)	12	40	12,00	12.00
Les pertes actives MW	-	-	9.78	8.675
Le coût de génération (\$/hr)	-	-	801.34	800.30

Ce tableau expose une comparaison entre les résultats donnés par la méthode itérative de lambda et ceux trouvés par le Matpower qui est basé sur la méthode de point intérieur [7]. La puissance demandée pour ce réseau test vaut 283,4MW, la valeur des pertes de puissances actives dans le réseau test donnée par la méthode de lambda qui est de l'ordre de 9.78 MW est proche de celle trouvée par Matpower. Le coût total de la puissance générée trouvé par la méthode de lambda qui est de l'ordre de 801.34\$/h est comparable avec celui de Matpower.

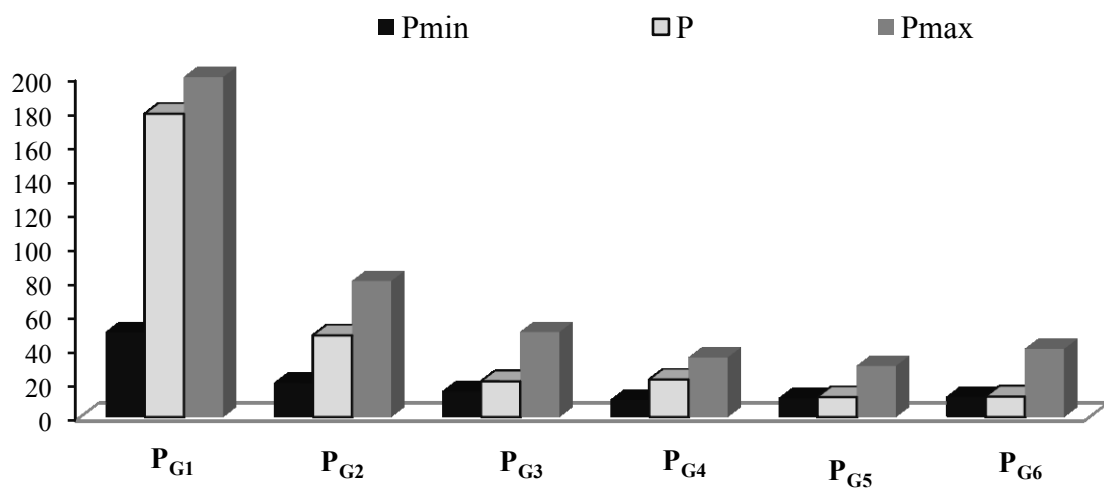


Figure 1-9. Puissances actives générées optimales par le Matpower

1.11. Conclusion:

Dans ce chapitre, un détail sur le calcul de l'écoulement de puissance optimal a été présenté. Ensuite, on a résolu le problème de l'écoulement de puissance optimal (OPF) en utilisant le logiciel Matpower. L'inconvénient de la méthode de point intérieur est de garantir la faisabilité des solutions si seulement le problème est linéaire ou quadratique. Dans [1] l'auteur a montré que chaque méthode d'optimisation classique possède un inconvénient à savoir : le risque de convergence vers un optimum local, la singularité de la matrice ... etc. L'utilisation des méthodes classiques pour résoudre le problème d'OPF est complexe au niveau de la modélisation et du calcul et elles ne donnent pas de solutions exactes surtout si la fonction de coût et/ou les contraintes sont vraiment non linéaires, en outre le manque de flexibilité d'intégrer diverses contraintes spécifiques surtout lors d'utilisation des FACTS. C'est pour cela, on préfère l'utilisation des méthodes métaheuristiques qui n'exigent aucune condition sur la continuité, la dérivabilité et la linéarité de la fonction de coût du problème à optimiser.

2.1. Introduction

Quand un nouveau problème se pose en ingénierie, on se retrouve devant une tâche difficile, qui nous conduit à définir de nouvelles méthodes de résolution car les techniques existantes ne sont pas convenables d'apporter une solution à ce problème. Et lorsqu'on veut inventer une nouvelle méthode de résolution, il nous faut souvent une source d'inspiration [1]. Cette méthode peut être une idée virtuelle comme par exemple des méthodes mathématique ou peut au contraire être issue de la modélisation des systèmes complexes naturels. Il s'agit dans ce dernier cas de copier et d'adapter les concepts mis en œuvre par le monde vivant pour la résolution de problème d'optimisation. Les recherches sur les comportements collectifs des insectes sociaux fournissent aux informaticiens des méthodes puissantes pour la conception d'algorithmes d'optimisation combinatoire. L'étude menée des chercheurs éthologiste montre que ces techniques s'appliquent aujourd'hui à tout un ensemble de problème scientifique et technique.

2.2. Méthodes Métaheuristiques

La complexité du problème d'optimisation de l'écoulement de puissance surtout dans un environnement de marché d'électricité libre, avec l'apparition de nouvelles contraintes en matière de réduction des émissions de gaz polluant (Protocole de Kyoto, 2005) et l'utilisation de sources d'énergies renouvelables, fait en sorte qu'il est souvent difficile d'utiliser des méthodes exactes de solution compte tenu du manque de flexibilité des méthodes classiques pour intégrer diverses contraintes spécifiques [1]. Ces problèmes ont donné lieu au développement d'une nouvelle classe de méthodes d'optimisation nommées métaheuristiques, celles-ci marquent une grande révolution dans le domaine d'optimisation. En effet, elles s'appliquent à toutes sortes de problèmes combinatoires, et elles peuvent également s'adapter aux problèmes continus.

Les méthodes métaheuristiques apparues à partir des années 1980 [9], permettent de trouver une solution de bonne qualité en un temps de calcul en général raisonnable, sans garantir l'optimalité de la solution obtenue. Les méthodes heuristiques peuvent être divisées en deux classes. Il y a, d'une part, les algorithmes spécifiques à un problème donné qui utilisent des connaissances du domaine, et d'autre part les algorithmes généraux qui peuvent être utilisés pour une grande variété de problèmes.

2.2.1. Définition des Méthodes Métaheuristiques

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

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

2.2.1.1. Principe de voisinage

Sans conteste, le principe général le plus largement utilisé dans l'élaboration des métaheuristiques est celui de voisinage. À chaque solution S du problème, on associe un sous-ensemble $V_{(S)}$ de solutions. [1] Une méthode de voisinage débute généralement avec une configuration initiale s à laquelle un processus itératif est appliqué. Il cherche à améliorer la configuration courante en la remplaçant par une de ses voisines en tenant compte de la fonction objective. Ce processus s'arrête et retourne à la meilleur solution trouvée lorsque le critère d'arrêt est atteint. Cette condition d'arrêt concerne généralement une limite sur le nombre d'itérations ou sur l'objectif à réaliser. Les méthodes de voisinage diffèrent principalement entre elles par le voisinage utilisé et la stratégie de parcours d'une solution voisine [3].

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

2.2.2. Recuit Simulé -(RS)

Une nouvelle technique de résolution des problème d'optimisation est nommée recuit(RS) simulé, proposée en 1983 par Kirkpatrick, C.Daniel Gelatt et Mario P Vecchi [9]. Elle est testée sur plusieurs problèmes d'optimisation et prouve qu'elle possède une grande capacité pour éviter le minimum local. (RS) est une méthode basée sur la recherche locale dans laquelle chaque

mouvement est accepté s'il améliore la fonction objective. Autres solutions possibles sont également acceptées selon un critère de probabilité. Cette méthode est inspirée du processus de recuit utilisé en métallurgie pour améliorer la qualité d'un solide en cherchant un état d'énergie minimum. La méthode du recuit simulé, appliquée aux problèmes d'optimisation, considère une solution initiale et cherche dans son voisinage une autre solution de façon aléatoire [9].

2.2.3. Recherche taboue

La méthode taboue qui fait partie des méthodes de voisinage, a été proposée par F.Glover durant les années 1980 [9]. Elle utilise la notion de mémoire pour éviter un optimum local. Le principe de l'algorithme est le suivant; à chaque itération, le voisinage de la solution est sélectionné en appliquant le principe de voisinage. La méthode autorise de remonter vers des solutions qui semblent moins intéressantes mais qui ont peut être un meilleur voisinage. Des fois, ce principe engendre des phénomènes de cyclage entre deux solutions, tandis que la méthode taboue a l'interdiction de visiter une solution récemment visitée. Pour cela, une liste taboue contenant les attributs des dernières solutions considérées est tenue à jour. Chaque nouvelle solution considérée enlève de cette liste la solution la plus anciennement visitée. Ainsi, la recherche de la solution suivante se fait dans le voisinage de la solution actuelle sans considérer les solutions appartenant à la liste taboue.

2.2.4. Algorithmes Génétiques

Les algorithmes génétiques appartiennent à la famille des algorithmes évolutionnistes. Leur but est d'obtenir une solution approchée à un problème d'optimisation [17]. La solution optimale est cherchée à partir d'une population de solutions en utilisant des processus aléatoires. La recherche de la meilleure solution est effectuée en créant une nouvelle génération de solutions par application successive, à la population courante, de trois opérateurs : la sélection, le croisement, et la mutation. Ces opérations sont répétées jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt soit atteint.

2.3. Optimisation par Colonie d'abeilles

L'optimisation par colonie d'abeilles est une famille très récente des métaheuristiques. Son principe est basé sur le comportement des abeilles réelle dans la vie. Cette approche de résolution fait l'objet de notre étude.

Dans ce contexte, nous allons donner la structure d'une colonie d'abeille, puis une description du comportement des abeilles lors de la recherche de nourriture, enfin nous allons présenter quelques algorithmes inspirés du ce comportement.

2.3.1. Les abeilles en nature

Les abeilles possèdent des propriétés assez différentes de celles des autres espèces d'insectes. Elles vivent en colonies, en construisant leurs nids dans des troncs d'arbres ou d'autres espaces clos similaires [18]. Généralement, une colonie d'abeilles contient une femelle reproductrice appelée reine, quelques centaines de mâles connus sous le nom de faux-bourdon, et de 10.000 à 80.000 femelles stériles qui s'appellent les ouvrières. Après accouplement avec plusieurs faux-bourdon, la reine reproduit beaucoup de jeunes abeilles appelées les couvées.

La Reine : Dans une colonie d'abeilles, il y a une seule reine qui est la femelle reproductrice avec l'espérance de vie entre 3 et 5 ans. Son rôle principal est la reproduction, elle s'accouple avec (7-20) faux-bourdon dans une opération de reproduction appelée le vol nuptial (mating flight). Elle conserve les spermatozoïdes dans sa spermathèque et puis pond jusqu'à 2000 œufs par jour. Les œufs fertilisés vont bien devenir femelles (ouvrières) et les œufs non-fertilisés deviennent mâles (bourdons).

Le male (faux-bourdon): Au sein de la famille des Apidés, se trouvent plusieurs genres, et notamment les bourdons, qu'il ne faut pas confondre avec les faux-bourdons, les mâles de l'abeille domestique. Les faux-bourdons représentent les mâles, variant entre 300 et 3000 dans une ruche. Selon la taille de l'alvéole, dans une grande cellule hexagonale, la reine dépose un œuf sans que son réceptacle séminale laisse sortir de spermatozoïde. L'œuf non fécondé donnera ainsi naissance à un faux-bourdon. Ce dernier a une espérance de vie de 90 jours. Après l'accouplement, qui a lieu en vol, le male meurt rapidement [19].

Ouvrières : Les ouvrières sont les abeilles femelles mais elles ne sont pas reproductrices, elles vivent de 4 à 9 mois dans une saison froide et leur nombre arrive jusqu'à 30.000 dans une colonie (ruche). Cependant, en été, leur durée de vie est de 6 semaines et leur nombre atteint jusqu'à 80.000. L'ouvrière est responsable de la défense de la ruche utilisant sa piqûre barbelée. En conséquence, elle meurt après avoir piquée. On peut énumérer les activités des ouvrières par le critère des jours de sa vie comme suit : nettoyage de cellules (jour 1-2), soigner les abeilles (jour 3-11), production de cire (jour 12-17), surveiller les autres abeilles (jour 18-21), et recherche de nourriture (jour 22-42). L'ouvrière assure les activités habituelles de la colonie d'abeilles telles que l'emballage de pollen, éventer les abeilles, porter l'eau, déplacement des œufs, s'occuper de la reine, nourrir les bourdons, et construction du nid d'abeilles [2].

Couvées : Les jeunes abeilles sont nommées les couvées. Elles sont nées après que la reine pond un œuf fécondé par un spermatozoïde libéré par la spermathèque dans des cellules spéciales du nid d'abeilles appelées trames de couvée (brood frames). L'œuf fécondé donne naissance à une abeille ou à une reine en fonction des soins et de la nourriture apportés aux larves. Peu de larves femelles

sont choisies pour être des futures reines. Les œufs non fertilisés donnent naissance aux couvées. Les jeunes larves tournent par le cocon, couvrant la cellule par les ouvrières les plus âgées. C'est l'étape de chrysalides. Puis, elles atteignent l'étape de développement dans laquelle elles reçoivent le nectar et le pollen des abeilles chercheurs jusqu'à ce qu'elles quittent la ruche et passent leurs vies comme chercheurs de nourriture [2].

2.3.2. Recherche de nourriture chez les abeilles

Les scientifiques ont effectué beaucoup de recherches pour déterminer comment l'ordre est maintenu dans la ruche où vivent des dizaines de milliers d'abeilles. Un grand nombre d'études académiques ont été aussi effectuées à cette fin. Un éminent expert et professeur à l'Université de Munich, le zoologiste autrichien Karl Von Frisch, a consacré un livre de 350 pages à la communication des abeilles, "[The dance language and orientation of bees](#)" (Le langage de la danse et l'orientation des abeilles) [18].

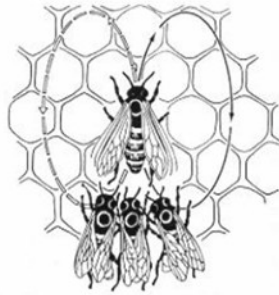
2.3.2.1. Exploration des sources de nourriture

L'abeille qui cherche à manger, appelée « éclaireuse », se trouve devant une tâche formidable. Elle quitte la ruche, cherche dans de vastes zones et vole de longues distances, elle doit donc reconnaître les bonnes sources de nourriture et avant que les abeilles butineuses retournent à la ruche, elle doit enregistrer sa position par rapport à la ruche et dépose une odeur spéciale sur leur source de nourriture. Une fois qu'une source de nourriture a été localisée et marquée, elle doit retourner à la ruche pour informer les autres ouvrières de sa découverte. Pour cela, elle doit utiliser des informations sur la direction de la ruche même si, pour arriver où elle est, elle fait tout un circuit. Après, elle doit communiquer aux autres ouvrières la direction et la distance de la source de nourriture par rapport à la ruche, et elle doit donner certaines indications sur sa qualité. Ceci doit être fait de la façon la plus économique possible. Elle doit donc attirer l'attention des autres ouvrières, qui peuvent déjà être occupées à autre choses ou avoir reçu des messages d'autres abeilles. La question posée est alors : « Comment les abeilles communiquent elles ? »

2.3.3. Méthode de communication chez les abeilles

Karl Von Frisch a construit une ruche avec une paroi en verre par laquelle il pouvait observer le comportement des abeilles à l'intérieur. Il remarqua que dans le retour des abeilles employeuse à la ruche, elles exécutent la danse. Si une seule abeille l'exécute, ce n'est pas toute la ruche qui passe à l'action. Premièrement, un groupe d'éclaireuses quitte la ruche. Si, à son retour, ce groupe exécute aussi la danse, alors un groupe plus important d'abeilles se dirigera vers l'objectif. Meilleure est la

source de nourriture qu'elles trouvent, plus longtemps dure la danse et plus grand sera le nombre d'abeilles qui les suivent. De cette façon, l'attention des butineuses est toujours fixée sur la source la plus productive.



Danse en huit



Danse en rond

Si la source de nourriture qu'elles trouvent est très riche, la danse que les abeilles exécutent est très enthousiaste. Si la source est à proximité, elles décrivent son emplacement en exécutant la "danse en rond" illustrée à droite. Pour les sources de nourriture plus éloignées, elles exécutent la danse en huit illustrée à gauche, avec des mouvements frétilants [18].

Dans la danse frétilante, l'abeille tourne alternativement d'un côté et de l'autre effectuant un demi tour circulaire qui la ramène au point de départ. Les ouvrières suivent la danseuse au cours de ses déplacements, et la touchent des antennes. Cette danse est très riche en information, en particulier, elle donne aux abeilles observatrices deux indications essentielles : la quantité de nourriture, la distance à parcourir et la direction à suivre [2].

Concernant la distance, plusieurs paramètres sont utilisés simultanément, le plus important est le tempo de la danse, c'est-à-dire le nombre de tours complets effectués par la danseuse par unité de temps. Les mouvements de l'abeille sont d'autant plus durables que la source est riche (quantité de nourriture). En ce qui concerne la direction, elle est donnée par rapport à l'azimut solaire (en plan horizontal), la position angulaire de la source est indiquée par l'angle que fait la partie frétilante avec la verticale du rayon comme l'indique la figure (2.1) [18]. Dans le cas où la source de nourriture trouvée serait improductive, les abeilles dansent tout de même, mais elles le font à contrecœur et pendant une plus brève durée. Cela se reflète aussi sur les autres abeilles dans la ruche, les abeilles qui se rassemblent autour de la danseuse se dispersent rapidement et une nouvelle équipe quitte la ruche à la recherche de nourriture [18].

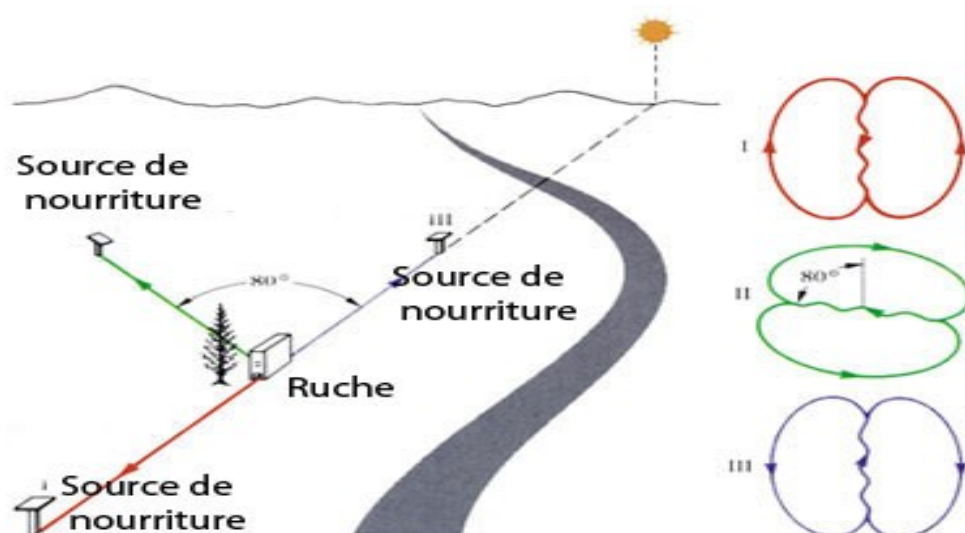


Figure 2-1. L'indice de la direction

- 1- Si la source de nourriture se trouve exactement dans la direction du soleil, ou dans la direction opposée, les frétilllements dans la danse seront verticaux sur le rayon.
- 2- - Si la source de nourriture est 80 degrés à gauche du soleil, cela est indiqué en faisant la trajectoire du frétilllement de la danse à un angle correspondant de 80 degrés à gauche de la verticale.
- 3- - Si l'abeille suit une direction vers le haut durant son frétilllement, elle signale que la source de nourriture se trouve dans la direction vers le soleil. Et si elle se dirige droit en bas, cela signifie que la source se trouve dans la direction exactement opposée de celle du soleil.

2.3.4. Optimisation naturelle: Les directions fournies par les abeilles

Comme il a été déjà mentionné, peu après avoir regardé l'abeille danseuse, les autres ouvrières quittent la ruche et se dirigent vers l'objectif. Cependant, les abeilles sont confrontées à un problème important : l'angle que la danseuse a fourni à ses sœurs est basé sur le soleil. Cependant, le soleil n'est pas fixe dans le ciel, mais il change de position de 1 degré à toutes les 4 minutes. Si une abeille suivait la ligne d'origine, elle ne serait jamais capable de localiser son objectif à cause du changement de position du soleil. Chaque fois que 4 minutes s'écoulent, cela correspond à une marge d'erreur de 1 degré, laquelle atteindra des dimensions impossibles à corriger au cours d'un long voyage. En réalité, cela ne se produit jamais. Depuis maintenant des millions d'années, les abeilles ont compris les directions qui leur sont fournies par leurs sœurs, malgré le mouvement du soleil et le changement des angles. Les abeilles n'éprouvent aucune difficulté à trouver des sources de nourriture, ce qui indique qu'elles ne font aucune erreur en calculant l'angle par rapport au soleil.

Pour exprimer cela en termes mathématiques, les abeilles calculent que le soleil se déplace de 1 degré à chaque 4 minutes. En conséquence, elles sont capables de se rappeler de l'emplacement exact de la source de nourriture et de le "décrire" aux autres abeilles. Les autres abeilles calculent l'angle suivant la position modifiée du soleil, comprennent les directions données et localisent la source de nourriture en question.

2.4. Algorithmes d'abeilles basés sur la recherche de nourriture

Les algorithmes basés sur les insectes sociaux et l'intelligence d'essaim commencent à prouver leur puissance et efficacité dans beaucoup d'applications. En se basant sur les comportements des abeilles, les scientifiques ont développé plusieurs algorithmes puissants. Si nous utilisons seulement une partie de la nature ou du comportement des abeilles et ajoutons certaines nouvelles caractéristiques, nous pouvons concevoir une classe de nouveaux algorithmes. Dans ce qui suit, nous représentons quelques algorithmes (les plus connus), sans être exhaustif, basés sur le comportement des abeilles lors de la recherche de nourriture.

2.4.1. Algorithme d'optimisation par colonie d'abeilles virtuelle VBA

L'algorithme VBA (acronyme anglaise "Virtual Bee Algorithm") a été développé par Xin-She Yang en 2005 pour la résolution des problèmes numériques d'optimisation, ceci peut optimiser des fonctions et des problèmes discrets, bien que seulement des fonctions avec deux paramètres aient été données comme exemples.

L'arrangement de l'algorithme VBA commence par une troupe d'abeilles virtuelles, chaque abeille se déplace aléatoirement dans l'espace de recherche et dans la plupart de cas, l'espace de recherche peut être simplement un espace 1-D ou 2-D. Les étapes principales de l'algorithme d'abeilles virtuelle pour l'optimisation des fonctions sont :

- 1- Création d'une population des multi-agents ou des abeilles virtuelles. Chaque abeille est associée à un vecteur de solution avec plusieurs paramètres à optimiser
- 2- Codage des fonctions d'optimisation (fonctions objectives) et la conversion en nourriture virtuelle (Virtual Food).
- 3- Définition d'un critère pour communiquer la direction et la distance avec une manière similaire à l'aptitude physique des abeilles (La danse des abeilles)
- 4-Mettre à jour une population des individus dans de nouvelles positions pour la recherche de la nourriture virtuelle, faisant la danse virtuelle pour définir la distance et la direction; "*la danse virtuelle de waggle*" selon l'équation.(2.1).
- 5-Après une certaine période d'évolution, le mode le plus élevé, dans le nombre des abeilles

virtuelles ou l'intensité/fréquence des abeilles qui font la visite est élevé, correspond à la meilleure évaluation

6- Décodage des résultats pour l'obtention de la solution du problème.

La position modifiée de chaque abeille peut être calculée en utilisant les équations suivantes:

$$\left. \begin{aligned} x_k^{i+1} &= x_k^i \cdot (1 - \beta) + x_{best} \cdot \beta + \alpha(rand(i) - 0.5) \\ y_k^{i+1} &= y_k^i \cdot (1 - \beta) + y_{best} \cdot \beta + \alpha(rand(i) - 0.5) \end{aligned} \right\} \quad (2.1)$$

Où α et β sont des constantes positives appelées l'amplitude aléatoire et la vitesse de convergence, respectivement, et x_{best} , et y_{best} sont les meilleurs paramètres de la i^{eme} itération. $rand(i)$ est un nombre aléatoire dans l'intervalle [0 1]. [20]

La i^{eme} abeille dans la colonie est représentée par un vecteur dimensionnel k tels que $x^k = (x^1, x^2, x^3, \dots, x^k)$ et d'autre coordonné de $y^k = (y^1, y^2, y^3, \dots, y^k)$

La position actuelle (la recherche de point dans l'espace de solution) peut être modifiée par

$$S_k^{i+1} = S_k^i + S_{best} + S_{rand}$$

Où

$$S_k^{i+1} = (x_k^{i+1}, y_k^{i+1}) \quad S_k^i = (x_k^i, y_k^i) \quad S_{best} = (x_{best}, y_{best})$$

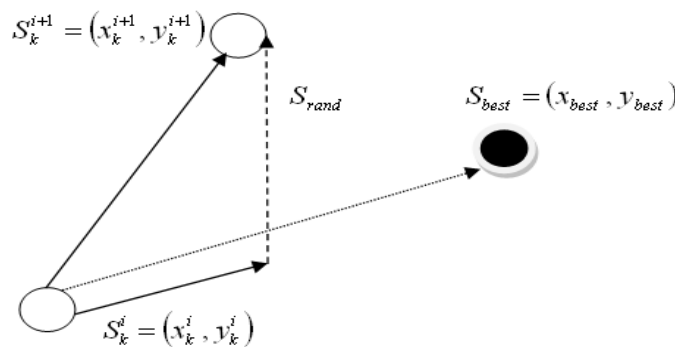


Figure 2-2. Conception de modification de la position de la recherche par VBA

2.4.2. Algorithme d'optimisation par colonie d'abeilles (BCO)

L'algorithme BCO (Bee Colony Optimization) est introduit par Lucic et Teodorovic en 2001 afin de trouver la solution optimale pour un problème d'optimisation combinatoire difficile donné, comme : le problème de voyageur de commerce, le problème de p-Médiane, problème de routage dans les réseaux optiques.

Chaque abeille génère une solution au problème. Il existe deux phases alternatives (le pas en-avant et le pas en-arrière) construisant une seule étape dans l'algorithme BCO.

Dans chaque pas en-avant, chaque abeille artificielle visite NC solutions, crée une solution

partielle, et ensuite retourne vers la ruche. Les abeilles se réunissent dans la ruche et commencent le pas en-arrière. Lorsque toutes les solutions sont complétées, la meilleure parmi elles est déterminée, et elle est utilisée pour mettre à jour la meilleure solution globale et comme ça une itération de BCO est accomplie. A ce point, toutes les solutions sont supprimées, et une nouvelle itération prend naissance [2].

Soit ' B ' le nombre des abeilles dans la ruche, et ' NC ' le nombre des déplacements constructifs en-avant. Au début de la recherche, toutes les abeilles sont dans la ruche.

Le pseudo-code de l'algorithme BCO peut être décrit de la façon suivante :

- Initialisation : une solution vide est assignée à chaque abeille ;
- Pour chaque abeille : // (pas en-avant)
 - a. $k = 1$; // (compter les déplacements constructives en-avant)
 - b. Evaluer tous les pas possibles;
 - c. Choisir un pas ;
 - d. $k = k + 1$; If $k \leq NC$ Aller en b.
- Retour de toutes les abeilles à la ruche ; // (pas en-arrière)
- pour chaque abeille évaluer la valeur de la fonction objective.
- Chaque abeille décide aléatoirement soit de continuer sa propre exploration et devenir une recruteuse, ou de devenir l'abeille qui fait la récolte.
- Pour chaque suiveur, choisir une nouvelle solution à partir des recruteuses.
- Si les solutions ne sont pas complètes, aller à l'étape (2), sinon aller à l'étape (8).
- Evaluer toutes les solutions et trouver la meilleure parmi elles.
- Si le critère d'arrêt n'est pas vérifié, passer à l'étape (2), sinon aller à l'étape suivante.
- Afficher la meilleure solution trouvée.

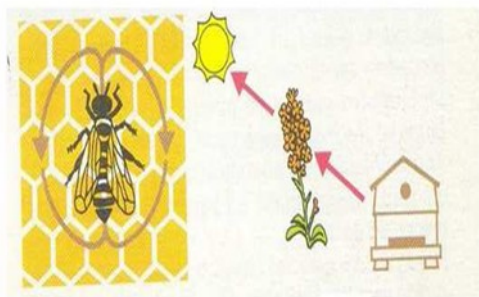
2.4.3. Algorithme d'optimisation par la danse d'abeille (DBO)

L'algorithme DBO (Danse Bee Optimization) a été développé par Laga et Nouioua en 2009 pour résoudre le problème de la T-Coloration des graphes. Cet algorithme est inspiré de comportement des abeilles lors de la recherche de nourriture.

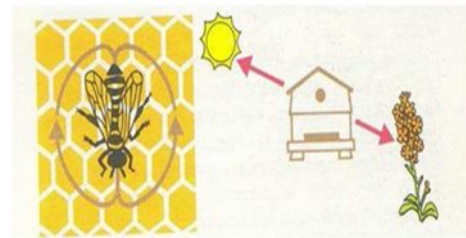
L'algorithme commence en positionnant aléatoirement les n abeilles dans l'espace de recherche. Après l'évaluation des fonctions fitness de ces abeilles, les m abeilles ayant les meilleures fitness (abeilles élites) sont choisies pour la construction de voisinage.

Dans l'étape suivante, l'algorithme guide la recherche dans le voisinage des meilleurs sites m trouvés par les abeilles élites. En effet, nep ce sont les abeilles recrutées pour chercher autour des meilleurs sites e , c.à.d. suivre les meilleures danseuses, nsp sont aussi les abeilles recrutées pour

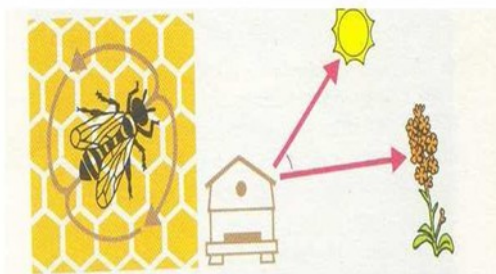
suivre les autres ($m - e$) danseuses. Ce recrutement est l'opération clé de l'algorithme DBO. Pour chaque abeille recrutée (solution), on associe une métaheuristique de voisinage pour chercher autour de cette solution. A la fin, dans chaque voisinage, seulement les meilleures, parmi de m abeilles (solutions) sont donc retenues pour former la population prochaine. On Note que dans la nature, il n'ya pas une restriction similaire, cette restriction est introduite dans l'algorithme pour réduire le nombre de solutions à explorer. Pour compléter la population d'abeilles, les $(n-m)$ abeilles restantes sont générées aléatoirement. A la fin de chaque itération, la colonie sera constituée d'une part, de m abeilles représentatives de chaque voisinage (pour intensifier la recherche) et d'autre part, de $(n-m)$ abeilles assignées aléatoirement (pour diversifier la recherche). Ces étapes sont répétées jusqu'à un critère d'arrêt prédéfini (un nombre d'itérations ou un nombre de stagnation) [2].



La danse est verticale le pollen se trouve dans la direction du soleil.



La danse est verticale et est dirigée vers le bas le pollen se trouve dans la direction opposée a celle du soleil.



L'angle que fait le plan de la danse avec la verticale est égal à l'angle que fait la nourriture avec le Soleil dans un plan horizontal. La direction du soleil est donc représentée par la verticale, vue de bas en haut; et l'angle que faisait la direction du butin avec celle du soleil est reproduit par rapport à l'azimut

2.4.4. Algorithmes d'abeilles basés sur d'autres comportements:

En plus du comportement de la recherche de la nourriture, un autre algorithme est inspiré du processus biologique de reproduction des abeilles appelé MBO (Marriage in Honey Bees Optimization). L'optimisation par mariage d'abeilles est apparue en 2001. Pour initialiser l'algorithme MBO, cinq paramètres sont fixés:

1. nombre de reines,
2. nombre d'ouvrières,
3. nombre de couvées,
4. nombre de vols nuptiaux,
5. taille de la spermathèque de la reine.

Dans le processus de recherche, les reines représentent des solutions, tandis que les ouvrières représentent l'heuristique employée pour la recherche locale (amélioration). La taille de spermathèque représente le nombre d'accouplements par reine.

Au début de l'algorithme, les ouvrières sont initialisées avec certaines heuristiques. Un ensemble de reines s'est produit aléatoirement et leurs génotypes se sont améliorés en utilisant une heuristique (ouvrière) pour préserver seulement les meilleures reines. Un ensemble de vols nuptiaux sont alors entrepris sachant que la vitesse et l'énergie de chaque reine sont initialisées aléatoirement à des valeurs dans $[0.5, 1]$ pour s'assurer qu'elle volera pendant un certain nombre de fois.

Les transitions effectuées par chaque reine sont en fonction de cette vitesse et cette énergie.

A chaque itération d'un vol, la reine s'accouple avec un bourdon rencontré durant sa trajectoire selon une probabilité. Si l'accouplement est réussi, le sperme du bourdon (génotype) est ajouté à la spermathèque de la reine. Quand toutes les reines ont terminé leurs vols, le procédé de création de couvée commence. Pour créer une nouvelle couvée, une reine est choisie selon le coût de son génotype, et le sperme est choisi aléatoirement à partir de la spermathèque de la reine, ensuite, on croise le sperme avec le génotype de la reine. La mutation est alors appliquée à la nouvelle couvée pour l'améliorer, en utilisant les ouvrières. Les nouvelles couvées améliorées sont alors triées selon leur forme physique (fitness) et elles remplacent les reines de mauvaises qualités jusqu'à ce qu'il n'y ait aucune couvée meilleure que n'importe quelle reine. Les couvées restantes sont alors détruites et un nouveau vol nuptial est entrepris. Ceci est répété jusqu'à ce que tous les vols nuptiaux soient générés ou un critère d'arrêt soit vérifié [2].

2.5. Algorithme d'optimisation de colonie d'abeilles artificielle (ABC)

L'algorithme ABC (Artificiel Bee Colony) est développé par Karaboga et Basturk en 2005, en inspectant les comportements des abeilles réelles pour trouver la source de nourriture, qui s'appelle le nectar, et partager l'information des sources de nourriture aux autres abeilles dans le nid.

Dans cet algorithme, les abeilles artificielle sont définies et classifiées en trois groupes : abeilles employeuses (abeilles qui recherche la nourriture), spectatrices (abeilles d'observation) et scouts (éclaireuses) sont chargées de trouver de nouvelles nourritures, (le nectar de nouvelles source) [21]. Pour chaque source de nourriture, il y a seulement une abeille employeuse. C'est-à-dire, le nombre d'abeilles employeuses est égal au nombre de sources de nourriture [22].

Si l'abeille employeuse d'un site ne réussit pas de trouver la source de nourriture, elle doit être forcément devenir un scout pour rechercher aléatoirement de nouvelles sources de nourriture. Les abeilles employeuses partagent l'information avec les abeilles spectatrices dans une ruche de sorte que les abeilles spectatrices puissent choisir une source de nourriture pour l'explorer. Le processus de l'algorithme ABC est présenté comme suit:

Etape 1- Initialisation:

On commence par sélectionner F_e pourcentage de population de façon aléatoire dans l'espace de recherche en utilisant l'équation suivante:

$$U_j = U_j^{min} + n_j * (U_j^{max} - U_j^{min}) \quad n_j \in [0,1] \quad (2.2)$$

Sachant que chaque abeille porte un vecteur 'U' de 'n' solution. A titre d'exemple le cas qu'on va simuler est expliqué comme suit:

$$U_{controle} = (P_i, V_i, T_i) \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} abeille_1 = (P_1, V_1, T_1) \\ abeille_2 = (P_2, V_2, T_2) \\ abeille_3 = (P_3, V_3, T_3) \\ \vdots = \vdots \\ abeille_i = (P_i, V_i, T_i) \end{array} \right.$$

P_i : puissance générée au jeu de barres i ;

V_i : tension générée au jeu de barres i ;

T_i : prises en charge des transformateurs;

Puis, on les évalue dans la fonction objective (équation de coût), ensuite on calcule leurs valeurs Fitness, appelées la quantité de nectar par l'équation suivante:

$$\text{Fitness} = \frac{1}{F_{\text{objective}}} \quad (2.3) \text{ où}$$

F_e représente le rapport des abeilles dans la population totale. Une fois que ces populations sont placées dans l'espace de recherche, elles prennent le nom : les abeilles employeuses.

Étape 2- Déplacement des abeilles employeuses: Calculer la probabilité de choisir une source de nourriture par l'équation (2.4),

$$P_i = \frac{0.9 * Fitness_i}{\max(Fitness_i)} + 0.1 \quad (2.4)$$

puis sélectionner une source de nourriture et ensuite déterminer ses quantités de nectar. L'équation de mouvement des abeilles observatrices est donnée ci-dessous:

$$m_{ij}(t+1) = x_{kj} + y(x_{ij}(t) - x_{kj}(t)) \quad y \in [0,1] \quad (2.5)$$

Tel que m_{ij} est la i^{eme} position de l'abeille spectatrice, t est le nombre d'itération, x_{ij} est l'abeille utilisée choisie aléatoirement, ' j ' représente la dimension du vecteur de solution qui produit une série de variables aléatoires dans la gamme $[-1,1]$; où $k \in \{1,2,3 \dots \dots, N\}$ et $j \in \{1,2, \dots \dots, D\}$ sont choisis aléatoirement;

' D ' est le nombre de paramètre à optimiser; [11].

' K ' est aussi choisi aléatoirement mais doit être différent de l'indice ' i '

Étape 3-Déplacer les scouts : Si les valeurs de Fitness des abeilles employeuses ne sont pas améliorées par un nombre d'itérations prédéterminé, appelé "max-cycle", ces sources de nourriture sont abandonnées, et l'abeille trouvée dans cet emplacement passera aléatoirement pour explorer d'autres nouveaux emplacements. (Abeilles employeuses deviennent des Scouts). Cette explication est traduite mathématiquement par l'équation (2.6):

$$V_{ij} = V_{ij}^{min} + \varphi_{ij} * (V_{ij}^{max} - V_{ij}^{min}) \quad \varphi_{ij} \in [0,1] \quad (2.6)$$

Étape 4-Mettre à jour la meilleure source de nourriture trouvée jusqu'ici :

Apprendre la meilleure valeur de Fitness et la position, qui sont trouvées par les abeilles, et les mémoriser.

Étape 5-Critère d'arrêt

Vérifier le processus de calcul jusqu'à ce que le nombre d'itérations atteigne la valeur maximale prédéfinie ou qu'une solution de la fonction objective acceptable soit trouvée.

2.6. Test de la méthode ABC sur OPF avec une fonction mono-objective

Afin de démontrer l'efficacité de l'approche proposée (ABC-OPF), nous l'examinons sur un réseau test IEEE 30 jeux de barres présenté dans la figure (1.7). Les limites min. et max. des puissances actives générées ainsi que la courbe du coût pour chaque générateur sont présentées dans la figure 3.2. et les données sont dans le tableau 1.1. Le reste de données est reporté dans l'annexe:

Tableau 2-1. Données des fonctions coût des 6 générateurs du réseau IEEE 30-bus

unités	Limites min, max				Coefficients de Coût		
	P_{Gmin}	P_{Gmax}	Q_{Gmin}	Q_{Gmax}	$C. 10^{-4}$ (\$/MW ² hr)	$b. 10^{-2}$ (\$/MWhr)	a (\$/hr)
1	50	200	-20	200	37.5	200	0
2	20	80	-20	100	175	175	0
5	15	50	-15	80	625	100	0
8	10	35	-15	60	083	325	0
11	10	30	-10	50	250	300	0
13	12	40	-15	60	250	300	0

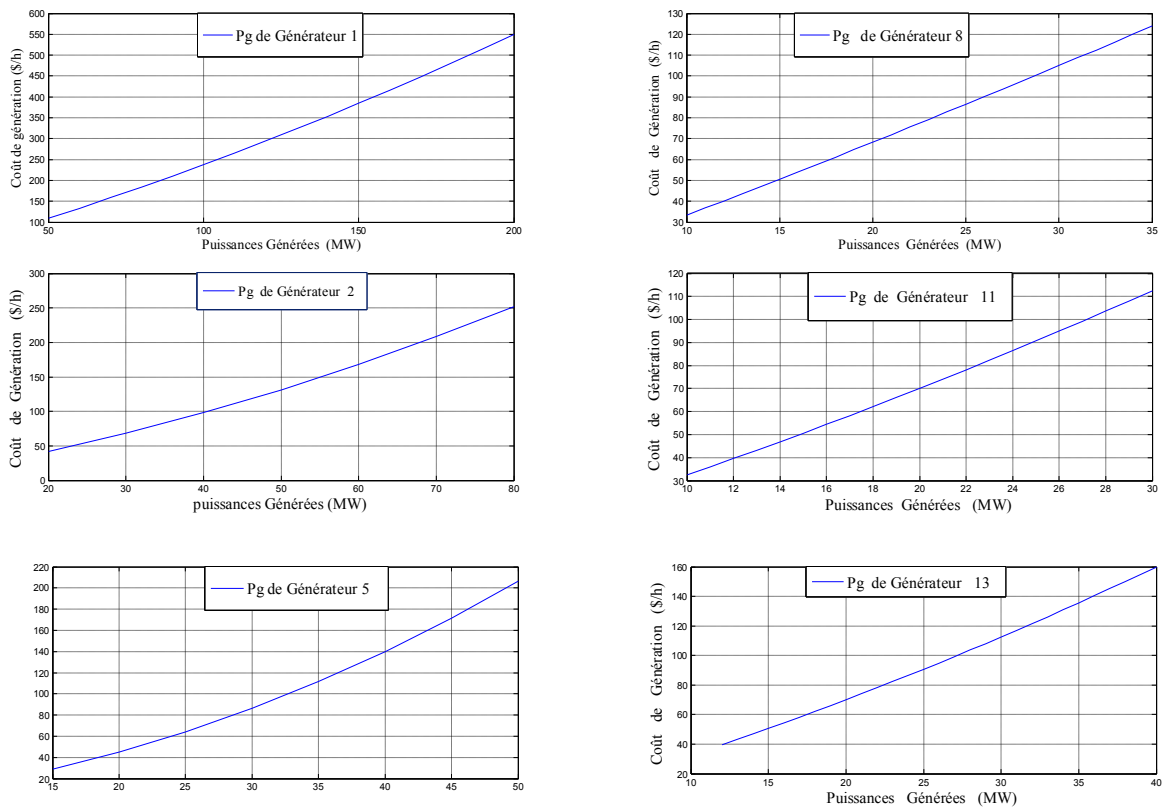


Figure 2-3. Courbes quadratiques des générateurs du réseau IEEE 30-bus.

Tableau 2-2. Paramètres de contrôle

Paramètres	Valeurs
Taille de la population	20
Limite [22]	$\frac{F_e}{2} * D$
Nombre maximum de Générations	100
Facteur de pénalité de puissance active K_p	100
Facteur de pénalité de puissance réactive K_Q	100
Facteur de pénalité de module de tensions K_V	100
Facteur de pénalité des puissances des lignes de transmission K_S	50

Pour démontrer l'efficacité de l'approche proposée, trois testes sont effectués et organisés comme suit :

Cas1 : Que les puissances générées dans le vecteur de contrôle;

Cas2 : les puissances générées et les tensions des générateurs sont considérées comme variables de contrôle ($P_G + V_G$);

Cas 3 : les puissances, les tensions générées et les prises des transformateurs réglés en charge ($P_G + V_G + Tap$)

Tableau 2-3. Les résultats de l'ABC-OPF pour les trois cas (réseau IEEE 30 jeux de barres).

Variables	Min	Max	Case1	Case2	Case3
P1 (MW)	50	200	176,6856	175,8295	177,9459
P2 (MW)	20	80	48,8295	48,8235	47,5068
P5 (MW)	15	50	21,4880	21,4770	22,7685
P8 (MW)	10	35	21,7565	22,4780	20,0864
P11 (MW)	10	30	12,1368	12,1378	12,2057
P13 (MW)	12	40	12,00	12,00	12,00
Q1 (MW)	-20	200	-3,8140	6,1798	14,6084
Q2 (MW)	-20	100	25,7068	-2,0641	-9,7756
Q5 (MW)	-15	80	25,4708	25,3196	21,7285
Q8 (MW)	-15	60	13,0235	26,8341	25,7339
Q11 (MW)	-10	50	15,0000	13,3583	16,5035
Q13 (MW)	-15	60	19,3415	24,0696	24,5233
V1 (pu)	0,95	1,1		1,0635	1,0891
V2 (pu)	0,95	1,1		1,0402	1,0620
V5 (pu)	0,95	1,1		1,0132	1,0329
V8 (pu)	0,95	1,1		1,0244	1,0456
V11 (pu)	0,95	1,1		1,0880	1,0554
V13 (pu)	0,95	1,1		1,0911	1,0687
T ₆₋₉	0.9	1.1			0.91
T ₆₋₁₀	0.9	1.1			1.04
T ₄₋₁₂	0.9	1.1			1.04
T ₂₈₋₂₇	0.9	1.1			1.03
$\sum_{i=1}^{NG} P_{Gi}$	-	-	292.8964	292.7458	292.5133
Pertes actives (MW)	-	-	9,4965	9,3457	9,1133
Coût de Génération (\$/hr)	285,868	1404,67	802,2923	801,9997	801,0071

Les paramètres de contrôle de l'Algorithme ABC sont donnés dans le tableau (2.2), et les résultats de simulations sont exposés dans le tableau (2.3).

On remarque une nette amélioration des puissances générées dans le cas où le vecteur de contrôle

est constitué de puissance générées, de tensions des générateurs, et de prises de réglage en charges des transformateurs. On remarque aussi que toutes les variables de contrôle sont dans leurs limites admissibles avec un bénéfice de coût de production de l'ordre de 1.2853 \$/h et une réduction des pertes actives de transport jusqu'à 0.3832 MW. La comparaison des caractéristiques de convergence est présentée dans la figure (2.5). Il est claire, d'après cette figure que la convergence du 3^{ème} cas est meilleure que celle des autres cas. La figure (2.4) montre qu'on a une totale satisfaction de toutes les contraintes de sécurité [1].

La figure (2.6) présente les angles de tensions en (deg). On remarque qu'il y a un dépassement au jeu de barres 30 pour les deux cas (1&2) respectivement de l'ordre (0.0074,0.14), mais pour le 3^{ème} cas, ce dépassement est éliminé et la valeur de l'angle est devenu 13.937°.

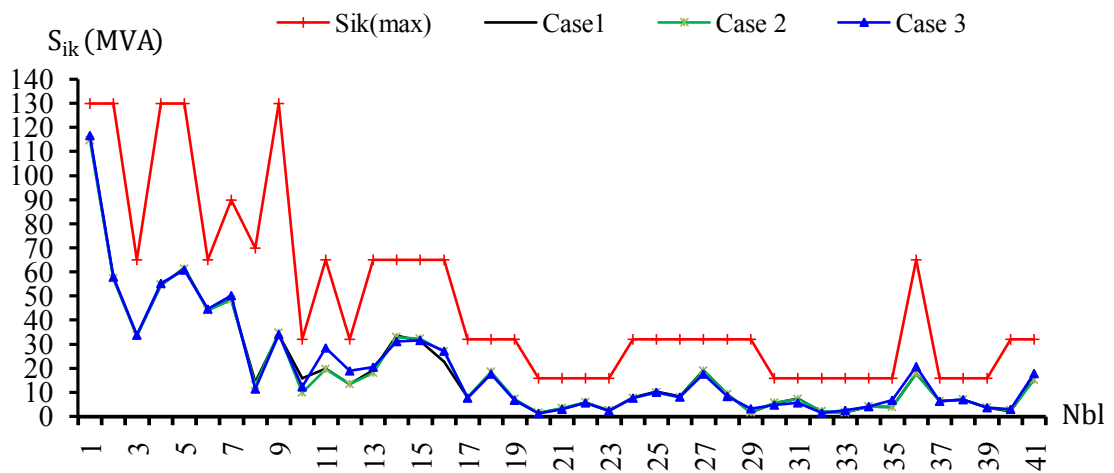


Figure 2-4. Puissance transmises dans les lignes pour les trois cas

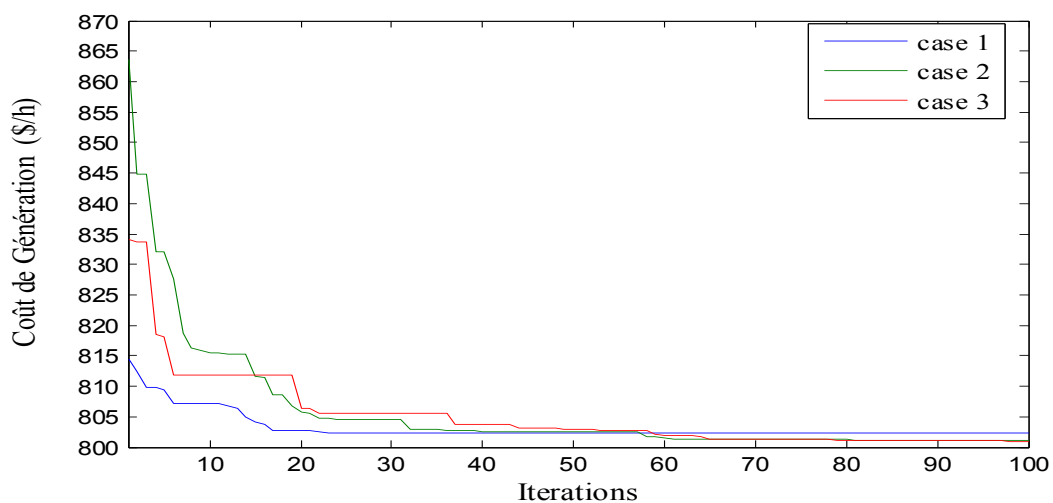


Figure 2-5. Convergence de coût de combustible pour les trois cas

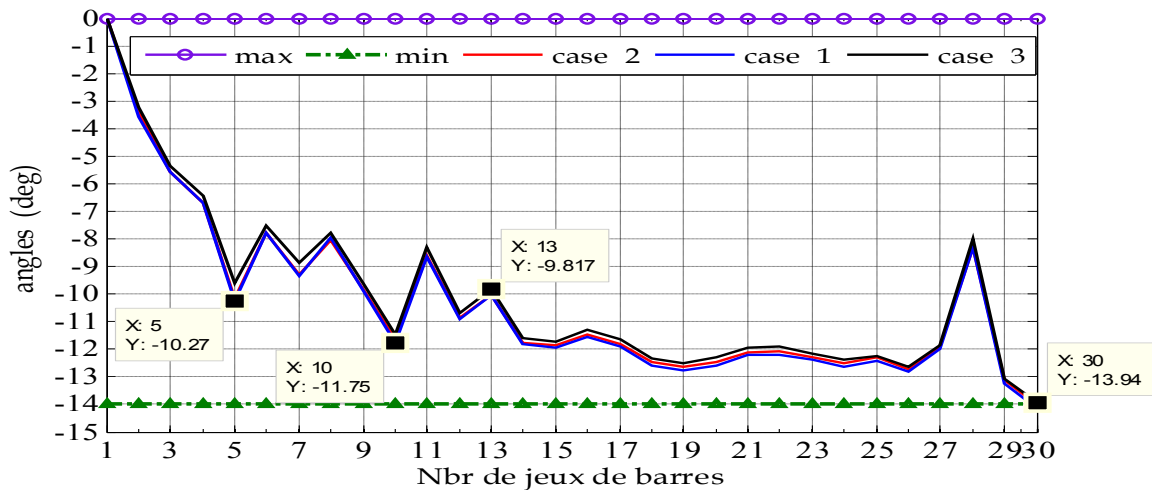


Figure 2-6. les angles de tensions (deg) après la minimisation mono-objective par ABC-OPF pour les 3 cas

Le tableau 2.4 montre une comparaison entre les résultats trouvés par la méthode d'optimisation de colonie d'abeilles artificielle(ABC) et ceux trouvés par la méthode d'algorithme de colonie de fourmis(ACO) et la méthode de grenouilles sautant. La puissance demandée pour ce réseau test vaut 283.4 MW. La valeur des pertes des puissances actives dans le réseau test trouvée par ABC qui est de l'ordre de 9.1133MW comparée avec celle trouvée par la méthode de grenouille qui vaut 9.6991 MW est plus réduite avec un taux de 6.04% ,ainsi que de la méthode de colonie de fourmis artificielle (ACO) qui vaut 9.433514 MW est plus réduite avec un taux de 3.41%. Le coût total de la puissance générée trouvée par ABC qui est égale 801.0071\$/h comparé avec ceux trouvés par les méthodes MSLFA et ACO [6] qui sont de l'ordre de 802.287\$/h et 802.30857\$/h respectivement. La réduction du coût calculé pour une année vaut un montant assez important qui est égale 11212.8 \$/an par rapport à la méthode MSLFA, et 11400.8772 \$/an par rapport à la méthode(ACO). On conclut pour ce premier réseau test que la méthode de colonie d'abeilles artificielle a réparti les puissances demandées sur les générateurs interconnectés d'une façon technico-économique avec une totale assurance sur les contraintes d'égalités et d'inégalités.

Tableau 2-4. Comparaison des résultats obtenus par MSLFA, ACO et ABC

Variable	MSLFA[19]	ACO-OPF[5]	ABC-OPF
P ₁ (MW)	179.1929	176.233	177.9459
P ₂ (MW)	48.9804	48.23	47.5068
P ₅ (MW)	20.4517	20.97	22.7685
P ₈ (MW)	20.9264	22.27	20.0864
P ₁₁ (MW)	11.5897	13.05	12.2057
P ₁₃ (MW)	11.9597	12.08	12.0000
Pertes actives (MW)	9.6991	9.433514	9.1133
Coût de Génération (\$/hr)	802.287	802.30857	801.0071

2.7. Effet de vanne

2.7.1. Test sur des courbes de coût quadratiques avec un composant sinusoïdal

Dans ce cas, une fonction de coût est obtenue en se basant sur la courbe d'ondulation figure (1.6), cette courbe contient un ordre plus supérieur de la non-linéarité et la discontinuité dû à l'effet d'ouverture des vannes pour alimenter les jeux de barres 1 et 2 [8] [14], traduit mathématiquement par la fonction de coût modifiée suivante:

$$F = a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i + |d_i \sin(e_i (P_{Gi}^{\min} - P_{Gi}))|$$

Les coefficients de coût de ces unités sont donnés dans le tableau (2.5)

Tableau 2-5. Coefficients de coût de 1eme et 2eme générateur

Unités	Limites				Coefficients de coût				
	$P_{G,min}$	$P_{G,max}$	$Q_{G,min}$	$Q_{G,max}$	c	b	a	d	e
1	50	200	-20	200	150	2	0.0016	50	0.0630
2	20	80	-20	100	25	2.5	0.0100	40	0.0980

Les paramètres de contrôles sont donnés dans le tableau 2.2. Le Facteur de pénalité des puissances des lignes de transport est égal 1000. Le test est effectué sur le réseau IEEE 30 jeux de barres illustré dans la figure (1.7) et les résultats de simulation sont affichés dans le tableau (2.6).

Tableau 2-6. Résultats d'effet de valve par l'algorithme ABC comparés avec ceux de MDEA

Variable	Min	Max	EP [23]	MDEA [7]	ABC
P1 (MW)	50	200	199.60	197.426	187.8242
P2 (MW)	20	80	20.00	52.03	51.9541
P5 (MW)	15	50	22.204	15.00	15.000
P8 (MW)	10	35	24.122	10.00	11.0509
P11 (MW)	10	30	14.420	10.00	16.3879
P13 (MW)	12	40	13.001	12.00	12.0000
V1 (pu)	0.95	1.1	1.05	1.0371	1.0592
V2 (pu)	0.95	1.1	1.061	1.013	1.0458
V5 (pu)	0.95	1.1	1.043	0.9648	1.0269
V8 (pu)	0.95	1.1	1.036	1.032	1.0350
V11 (pu)	0.95	1.1	1.100	1.0982	1.0714
V13 (pu)	0.95	1.1	1.038	1.089	1.0322
T ₆₋₉	0.9	1.1	1.03	1.0969	0.97
T ₆₋₁₀	0.9	1.1	1.05	1.0909	1.04
T ₄₋₁₂	0.9	1.1	1.01	1.0991	0.94
T ₂₈₋₂₇	0.9	1.1	0.98	1.0021	1.00
$\sum_{i=1}^{NG} P_{Gi}$	-	-	293.347	296.456	294.2171
Pertes actives (MW)	-	-	9.947	13.064	10.8171
Coût de Génération (\$/hr)	-	-	919.89	930.793	925.44
Q_{G1}	-20	200	-50.408	-	-14.4427
$\Delta V = \sum V_i - V_{réf} $	-	-	-	-	0.3279

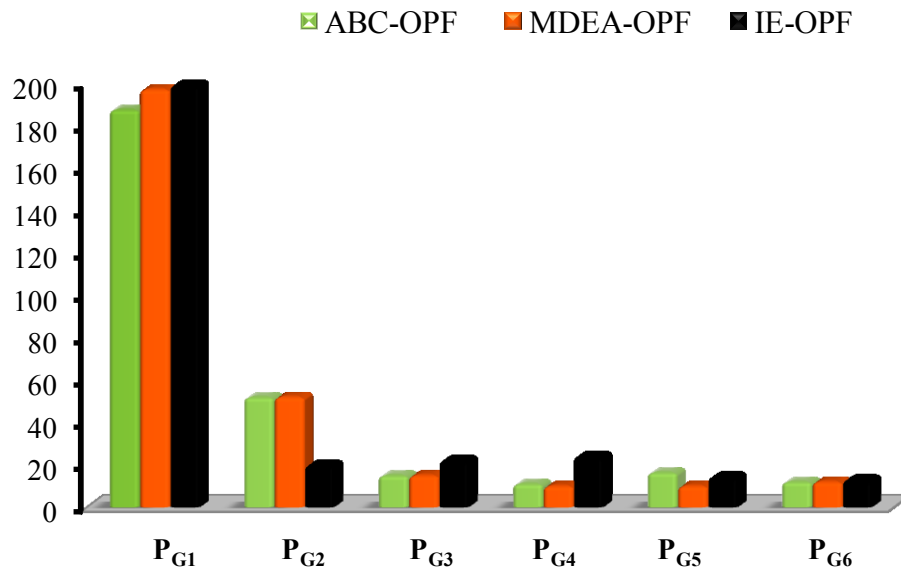


Figure 2-7. Puissances actives générées optimales par les trois méthodes (MDEA, ABC,IE)

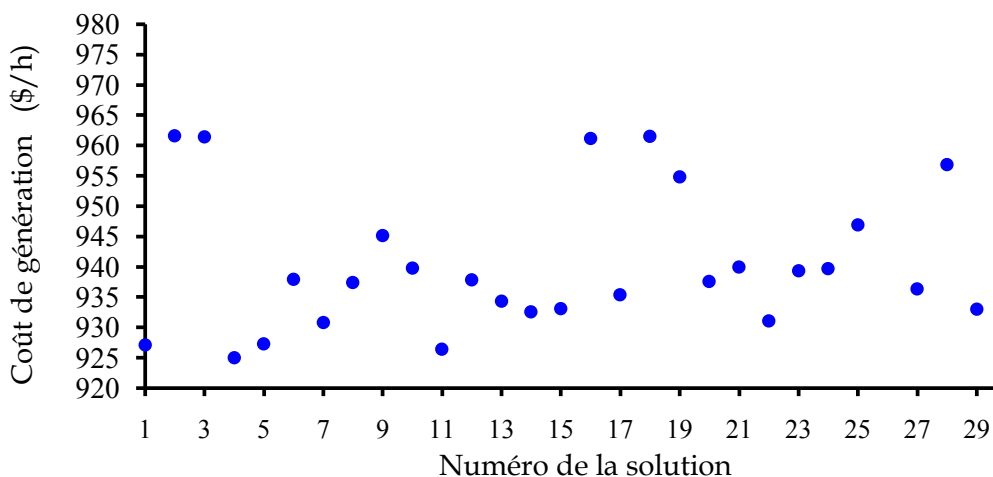


Figure 2-8. Distribution des solutions finales de 30 essais du ABC de réseau IEEE 30 jeux de barres sous l'effet de valve

Les paramètres de contrôle de MDEA, IE (Evolutionary Programming) sont disponibles aux références [8] [24] respectivement, et ceux de l'ABC sont disponibles au tableau (2.2).

Afin d'illustrer l'efficacité de l'approche proposée, on compare les résultats obtenus par l'ABC avec ceux qui se trouvent dans la littérature, basée sur la programmation évolutionnaire (EP) [24], évolution différentielle modifiée (MDE) [8] Tableau (2.5). Il est clair que l'algorithme de colonie d'abeilles artificielle donne un meilleur coût que celui trouvé par MDEA, par ailleurs le coût trouvé par la programmation évolutionnaire est le plus faible coût avec un minimum de pertes actives. Cependant, il est important de noter que la solution trouvée par la programmation évolutionnaire n'est pas réalisable, car la limite inférieure de la puissance réactive du jeu de barres de référence

Q_{G1} est violée par 252.04%, provoquant une surcharge de 17% au niveau de la ligne de transport n°(1-2) [8]. En plus, la solution fournie par la méthode (MDEA) donne une répartition acceptable de puissance demandée sur les générateurs interconnectés mais avec une pertes de l'ordre de 13.064MW, aussi on remarque que les lignes de transmissions (9-10),(16-17) atteignent leurs limites maximales.

La figure (2.7) montre une comparaison de répartition optimale de la puissance demandée sur les six générateurs entre ABC-OPF et différentes méthodes. La figure (2.9) présente tous les niveaux de tension des jeux de barres et la figure (2.10) illustre les puissances transitées dans les lignes.

Ces présentations et les résultats exposés au tableau (2.5) confirment que l'approche proposée est capable de trouver des solutions raisonnables et réalisables sur le plan pratique, même en présence de la discontinuité due à l'effet d'ouverture des vannes.

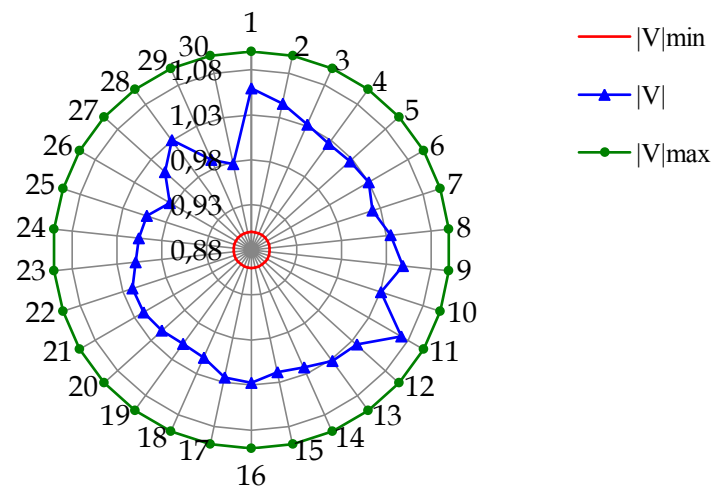


Figure 2-9. profil des tensions de réseau IEEE 30 bus sous l'effet de valve avec la composante sinusoïdale

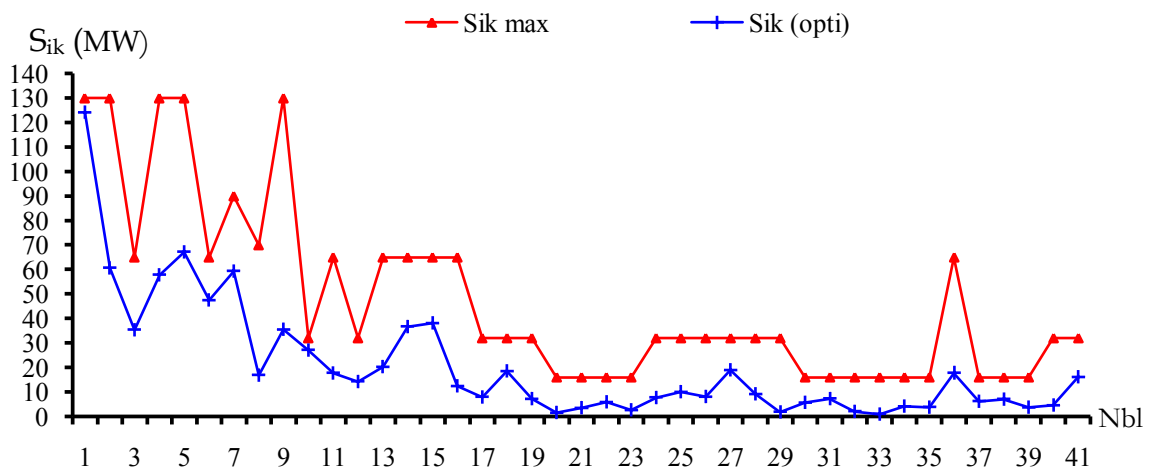


Figure 2-10. Puissances transmises dans les lignes sous l'effet de valve avec la composante sinusoïdale

2.7.2. Cas des courbes de coût quadratiques par morceaux

Afin de modéliser des centrales fonctionnant avec plusieurs types de combustibles, les caractéristiques de coût des unités de productions connectées aux jeux de barres 1&2 sont représentées par les équations quadratiques par morceaux (voir § 1.3.1). Le tableau (2.7) montre les coefficients de coût des deux unités de production et les paramètres de contrôle de l'algorithme ABC sont donnés dans le tableau (2.8) ci-dessous. Les résultats de simulation sont affichés dans le tableau (2.9).

Tableau 2-7. Coefficients de coût de 1^{er} et 2^{ème} générateur

N° de jeu de barre	Puissance Active Générée		Coefficients de coût		
	Min (MW)	Max (MW)	c (\$/h)	b (\$/MW.hr)	a (\$/MW ² .hr)
1	50	140	55	0.7	0.0050
	140	200	82.5	1.05	0.0075
2	20	55	40	0.3	0.0100
	55	80	80	0.6	0.0200

Tableau 2-8. Paramètres de contrôle

Paramètres	Valeur
Taille de la population	20
Limite [22]	$\frac{F_e}{2} * D$
Nombre maximum de Générations	160
Facteur de pénalité de puissance active K_p	100
Facteur de pénalité de puissance réactive K_Q	100
Facteur de pénalité de module de tensions K_V	10000
Facteur de pénalité des puissances des lignes de transport K_S	50

Tableau 2-9. Résultats d'effet de valve par l'algorithme ABC comparés avec ceux de EP

Variable	Min	Max	EP[22]	ABC
P1 (MW)	50	200	140.0	139.2475
P2 (MW)	20	80	55.0	54.9381
P5 (MW)	15	50	24.458	24.376
P8 (MW)	10	35	33.849	34.2702
P11 (MW)	10	30	14.518	14.4559
P13 (MW)	12	40	23.322	23.1069
V1 (pu)	0.95	1.1	1.045	1.0727
V2 (pu)	0.95	1.1	0.952	1.0617
V5 (pu)	0.95	1.1	1.004	1.0306
V8 (pu)	0.95	1.1	1.027	1.0266
V11 (pu)	0.95	1.1	1.044	1.0930
V13 (pu)	0.95	1.1	0.999	1.100
T ₆₋₉	0.9	1.1	1.03	0.97
T ₆₋₁₀	0.9	1.1	0.94	1.03
T ₄₋₁₂	0.9	1.1	0.91	1.03
T ₂₈₋₂₇	0.9	1.1	0.94	0.97
$\sum_{i=1}^{NG} P_{Gi}$	-	-	291.147	290.3946
Pertes actives (MW)	-	-	7.747	6.9945
Coût de Génération (\$/hr)	-	-	651.54	649.985

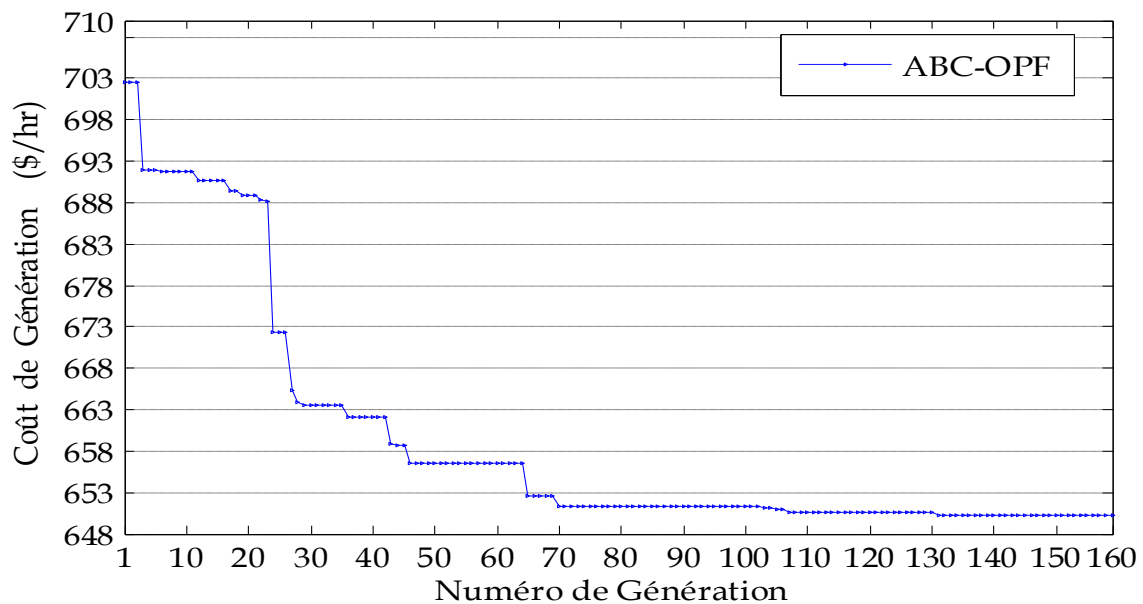


Figure 2-11. Convergence d'ABC-OPF de réseau test IEEE 30 bus avec des fonctions de coût quadratique par morceaux

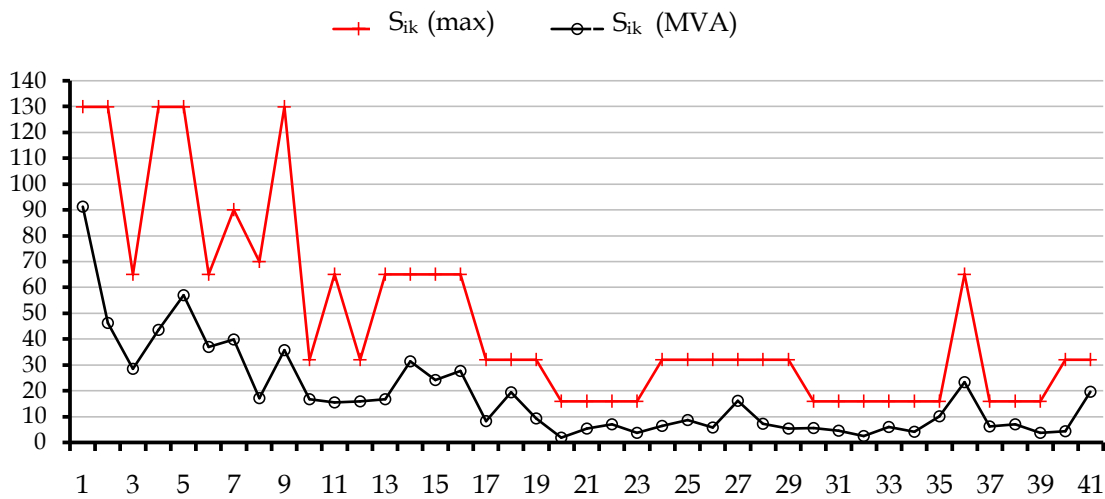


Figure 2-12. Puissances transmises dans les lignes sous l'effet de valve (par morceaux)

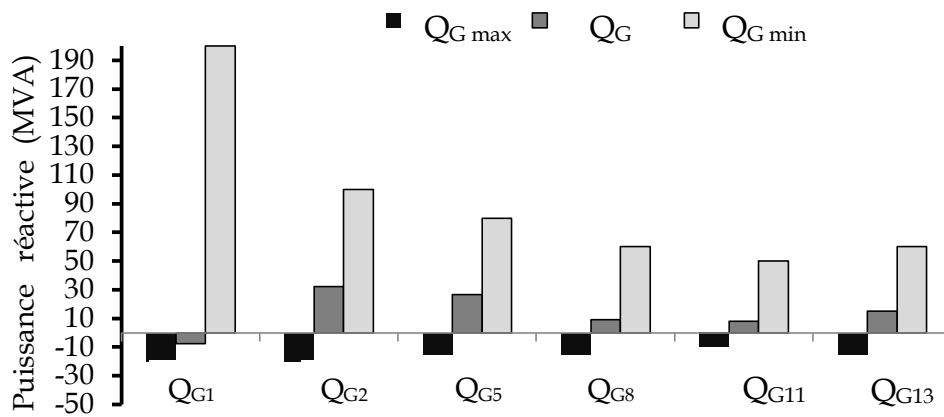


Figure 2-13. Puissances optimales des générateurs obtenues par ABC

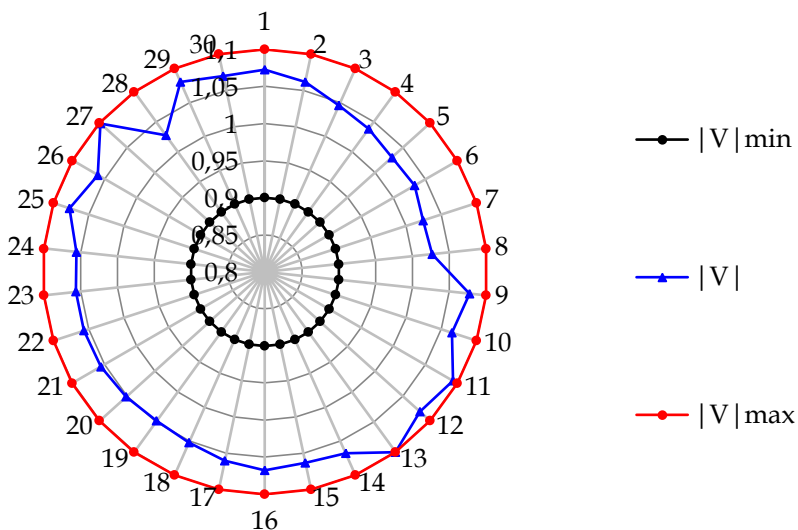


Figure 2-14. profil des tensions de réseau IEEE 30 bus sous l'effet de valve avec des fonctions coût quadratiques par morceaux.

Les résultats de l'approche proposée sont affichés dans le tableau (2.9) et comparés avec ceux de la programmation évolutionnaire (EP), où on peut observer que le coût trouvé par l'algorithme d'ABC est légèrement moins que celui donné par la méthode (EP), avec une marge de bénéfice de l'ordre de 13626.18 \$/année. En outre, les figures (12.2),(13.2) et (14.2) démontrent que toutes les valeurs des variables de vecteur de contrôle sont dans leurs limites admissibles, cela confirme l'aptitude de la méthode de colonie d'abeilles artificielle proposée à trouver des solutions précises

2.7.3. Test de la méthode ABC sur OPF avec une fonction bi-objective

Les pays en développement (PED) contribuent, aujourd'hui, à la moitié environ des émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) émises chaque année dans le monde. Les scénarios d'émissions futures prévoient, dans leur grande majorité, une poursuite du « rattrapage » des émissions des pays industrialisés (PI) par celles des PED. Dans les émissions cumulées depuis 1800, la part des émissions des PED progresse plus lentement, mais elle atteindra sans doute 50% à la fin du siècle. Les émissions provenant du secteur de l'électricité sont augmentées à des taux de croissance avoisinant les 10% dans les pays en développement, alors qu'ils n'étaient que de 2% dans les pays industrialisés : 10% en Indonésie, 9% en Inde, 8% en Chine. Dans les autres régions en développement, les taux de croissance annuels des émissions du secteur électrique se situent entre 5 et 8%. En moyenne, le secteur électrique contribue pour 36% aux émissions totales [25].

Dans la dernière décennie, l'objectif de base de l'écoulement de puissance optimal est de minimiser que la fonction de coût de génération [26]. En outre, la conscience publique croissante de la protection environnementale et le passage des amendements de loi d'air propre de 1990, ainsi que la proposition, de la dernière nuit de la Conférence de Kyoto en 1997, de la création du Mécanisme de Développement Propre (MDP) [25], ont forcé les utilités pour modifier leur conception ou stratégies opérationnelles pour réduire la pollution et les émissions atmosphériques des centrales thermiques [27], qui sont des gaz polluant tels que l'oxyde de carbone (CO₂), l'oxyde de soufre (SO₂) et l'oxyde d'azote (Nox).

En effet Plusieurs options sont proposées pour réduire les émissions des unités de productions comme l'installation d'équipements de nettoyage, le changement de carburant avec celui de moins polluant ou de dispatching avec la considération des émissions [10]. Par conséquent les deux premières propositions ne sont pas vraiment réalisables car leurs rendements sont moyennement faibles ainsi que leur investissement coûteux, donc la seule stratégie convenable pour réduire les émissions, c'est l'optimisation des deux fonctions en même temps, ce qu'on appelle optimisation Multiobjective.

2.7.3.1. Principe d'optimisation Multiobjective

L'optimisation Multiobjective se réfère à l'optimisation simultanée de plusieurs objectifs conflictuels, ce qui produit un ensemble de solutions au lieu d'une solution particulière où certaines contraintes doivent être respectées. La raison de l'optimalité beaucoup de solutions est que personne ne peut être considéré comme meilleur qu'une autre dans toutes les fonctions objectives. En général, le problème d'optimisation Multiobjective consiste au nombre de fonctions objectives à optimiser simultanément et qui est associé à un certains nombres de contraintes d'égalité et d'inégalité. Il peut être formulé comme suit [28]:

$$\text{Minimiser } F(X) = F_1(X), F_2(X), \dots, F_n(X) \quad (2.7)$$

En satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités

Où F_i est la i^{eme} fonction objective, X est le vecteur de décision qui représente une solution et n c'est le nombre de fonctions objectives.

Le problème multi-objective de l'écoulement de puissance environnemental est converti à un problème d'optimisation simple en introduisant un facteur de pénalité des prix [29]

$$F = w * f(x, u) + (1 - w) * \lambda * E(x, u) \quad (2.8)$$

$$0 \leq w \leq 1$$

Où λ est le facteur de coût d'émission de gaz, w est un facteur qui varie dans l'intervalle [0 1]

$f(x, u)$: fonction objective n° 1, fonction de coût des générateurs

$E(x, u)$: fonction objective n° 2, fonction des émissions du gaz

- **Fonction objective d'émission:**

Les émissions les plus importantes considérées dans l'industrie de production d'électricité qui ont des effets néfastes sur l'environnement sont les oxydes de soufre (SO₂) et les oxydes d'azote (Nox). Ces émissions peuvent être modelées par une combinaison entre le terme polynômial et le terme exponentiel comme suit:

$$E(x, u) = \sum_{i=1}^{NG} (10^{-2} (a_{2i} P_{Gi}^2 + b_{2i} P_{Gi} + c_{2i}) + d_i \exp(e_i P_{Gi}))$$

(2.9) Où a_{2i} , b_{2i} , c_{2i} , e_i et d_i sont des coefficients d'émissions de i^{eme} générateurs

Et l'équation (2.8) devient:

$$F = w * \sum_{i=1}^{NG} (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i) + (1 - w) * \lambda * \sum_{i=1}^{NG} (10^{-2} (a_{2i} P_{Gi}^2 + b_{2i} P_{Gi} + c_{2i}) + d_i \exp(e_i P_{Gi})) \quad (2.10)$$

2.7.3.2. Concept d'optimalité au sens de Pareto

Afin de comparer les solutions dans un problème d'optimisation multi-objective, le concept de dominance du Pareto est utilisé. Ce concept est initialement proposé par Francis Ysidro, puis

généralisé par l'économiste Italien Vilfredo Pareto. 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 objectives [9]

On dit que le vecteur de décision $u = [u_1, u_2, \dots, u_k]^T$ domine le vecteur $v = [v_1, v_2, \dots, v_k]^T$ (dénote $u \leq v$), Si et seulement si :

$$\forall i \in \{1, 2, \dots, K\}, f_i(u) \leq f_i(v) \exists i \in \{1, 2, \dots, N\}: f_i(u) < f_i(v)$$

Dans le processus d'optimisation multi-objectif, le concept de dominance du Pareto est utilisé afin de comparer et ranger le vecteur de variables des décisions : \vec{u} domine \vec{v} dans le sens de Pareto, signifie que $F(u)$ est mieux que $F(v)$ pour tous les objectifs, et il y a au moins une fonction objective pour laquelle $F(u)$ est strictement meilleure que $F(v)$.

Une solution a est considérée comme optimale dans le sens de Pareto, si et seulement si, il n'existe pas une autre solution qui la domine. Le vecteur objectif $F(a)$ s'appelle vecteur de Pareto dominant ou le vecteur non dominé. L'ensemble de toutes les solutions optimales de Pareto s'appelle l'ensemble optimal de Pareto.

2.7.3.3. Application

Le test est effectué sur le réseau de la figure(1.7), les coefficients de la fonction exponentielle d'émission du gaz sont représentés dans le tableau (2.6). Les paramètres de contrôle d'ABC sont affichés au tableau (2.2).

Tableau 2-10. Les coefficients d'émission de gaz toxique des 6 générateurs du réseau IEEE30 bus

Coefficients		G ₁	G ₂	G ₃	G ₄	G ₅	G ₆
Emission	a ₂	4.09	2.54	4.26	5.33	4.26	6.131
	b ₂	-5.554	-6.047	-5.094	-3.550	-5.094	-5.555
	c ₂	6.49	5.64	4.59	3.38	4.59	5.15
	e	2.0E-4	5.0E-4	1.0E-6	2.0E-3	1.0E-6	1.0E5
	d	2.86	3.33	8.00	2.00	8.00	6.67

A chaque fois, on remplace w dans l'équation (2.47) par sa valeur qui varie entre [0 1] avec un pas de 0 .01. On obtient 11 cas figurant au tableau 2.12

Pour ($w = 1$), l'objectif consiste à la minimisation du coût de combustible sans prendre en considération dans la fonction du coût total l'effet de l'émission du gaz, par contre pour ($w = 0$), on traite la fonction objective des émissions sans tenir compte du coût de combustible dans la fonction du coût total. Dans le cas où $0 < w < 1$ la fonction objective totale reflète à optimiser la fonction de coût de combustible et la fonction d'émission de gaz simultanément.

Tableau 2-11. Les résultats d'ABC pour les 3 cas appliqués sur le réseau IEEE 30 bus

Variable	Min	Max	w=1	w=0,5	w=0
P1 (MW)	50	200	178,1896	129,9592	68,0584
P2 (MW)	20	80	21,395	56,5821	71,204
P5 (MW)	15	50	21,395	25,7065	50,00
P8 (MW)	10	35	21,5015	35,00	35,00
P11 (MW)	10	30	11,8695	22,4951	30,00
P13 (MW)	12	40	12,00	20,1588	68,0584
V1 (pu)	0,95	1,1	1,100	1,0552	1,0516
V2 (pu)	0,95	1,1	1,0903	1,0387	1,047
V5 (pu)	0,95	1,1	1,0591	1,0088	1,028
V8 (pu)	0,95	1,1	1,0551	1,0204	1,0337
V11 (pu)	0,95	1,1	1,0016	1,0847	1,0960
V13 (pu)	0,95	1,1	1,100	1,0781	1,0994
T ₆₋₉	0,9	1,1	0,97	1,07	1,03
T ₆₋₁₀	0,9	1,1	1,1	0,96	1,05
T ₄₋₁₂	0,9	1,1	1,00	1,00	1,01
T ₂₈₋₂₇	0,9	1,1	1,05	1,05	0,98
Coût de Génération (\$/hr)	—	—	800,9275	819,997	934,126
Pertes actives (MW)	—	—	9,1783	6,5017	3,5208
Emission (ton/hr)	—	—	0,3712	0,2701	0,2174

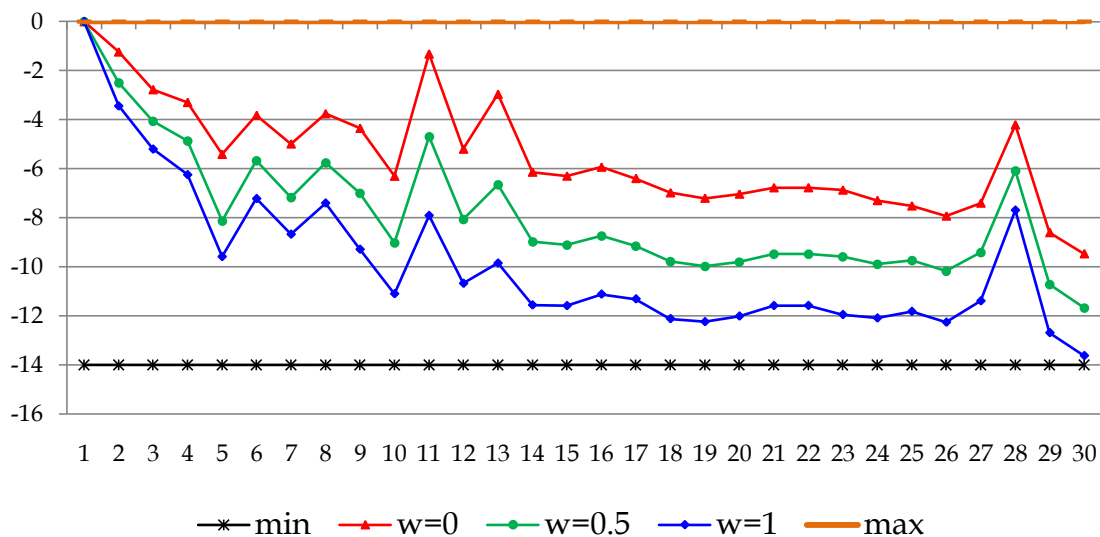


Figure 2-15, Angles de phase (deg) du réseau test résultants de la minimisation bi-objectif (coût/émission) par ABC-OPF pour les 3 cas,

On remarque que les puissances actives générées et les tensions (modules et angles) sont dans leurs limites admissibles tableau (2,8),(2,7), La figure (2,10) présente la variation de l'angle pour les trois cas, Pour illustrer l'efficacité de l'approche proposée, trois cas sont considérés au tableau (2,8) :

Cas1 ($w=1$) : Seul le coût de génération est optimisé dans la fonction objective;

Cas2 ($w=0$) : La fonction objective d'émission est optimisée individuellement;

Cas3 ($w=0,5$) : Les deux fonctions objectives sont optimisées simultanément,

Pour mieux comprendre la différence entre le problème multi-objectif et mono-objective, des comparaisons ont été faites entre les cas (1&2), Le coût de génération et la fonction objective d'émission sont optimisés individuellement avec le cas 3 où les deux fonctions objectives sont optimisées simultanément, sur la base de sélectionner la meilleure solution obtenue, Les observations peuvent être déduites comme suit:

Dans le cas 1, la valeur de coût de génération est réduite au minimum et sa valeur est meilleure que celle du cas2, En outre, il est vu que lorsque le coût atteint sa valeur minimale, la valeur de l'émission sera augmentée en raison que l'une de ces deux fonctions objectives est en conflit avec l'autre, Dans le cas 2, la valeur du coût de génération est plus supérieure par rapport aux autres cas (1&3), le coût supplémentaire dans le cas 2 est considéré comme le coût de réduction des émissions, Dans le 3eme cas, les valeurs de la fonction objective sont présentées pour différentes valeurs de facteur w , tableau (2,12) où pour $w=0,5$ on constate que cette valeur donne un meilleur compromis de multi-objective, Par exemple le coût de génération et de l'émission sont de 833,516(\$/h), 0,2539 (ton/h) respectivement pour $w=0,4$, en revanche quand $w=0,6$ le coût de génération et de l'émission sont de 814,78(\$/h), 0,2837 (ton/h) respectivement, En général, il est clair que pour $w=0,5$ l'importance de la fonction objective augmente et ses valeurs diminuent,

Tableau 2-12, Les résultats d'ABC pour les 11 cas appliqués sur le réseau IEEE 30 bus

Variables	$w=1$	$w=0,9$	$w=0,8$	$w=0,7$
P1 (MW)	178,1896	169,4046	157,9585	148,6581
P2 (MW)	21,395	51,3446	52,7733	52,6692
P5 (MW)	21,395	22,3789	23,6217	23,0935
P8 (MW)	21,5015	23,8816	28,5056	31,0852
P11 (MW)	11,8695	11,8478	15,1835	17,0216
P13 (MW)	12,00	13,3808	13,6063	18,4464
Coût de génération (\$/hr)	800,9275	802,114	805,218	808,532
Perte active (MW)	9,1783	8,8384	8,2489	7,5741
Emission (ton/hr)	0,3712	0,3482	0,3211	0,3018
Variables	$w=0,6$	$w=0,5$	$w=0,4$	$w=0,3$
P1 (MW)	138,1989	129,9592	118,1382	110,1393
P2 (MW)	56,0342	56,5821	58,7534	59,2465
P5 (MW)	24,4398	25,7065	24,8496	29,8820
P8 (MW)	35,00	35,00	34,9471	35,00
P11 (MW)	18,8794	22,4951	29,0969	30,00
P13 (MW)	18,1066	20,1588	23,9188	25,1347
Coût de génération (\$/hr)	814,78	819,997	833,516	844,183

Perte active (MW)	7,2590	6,5017	6,3040	6,0026
Emission (ton/hr)	0,2837	0,2701	0,2539	0,244
Variables	w= 0,2		w= 0,1	w=0
P1 (MW)	97,591		82,6456	68,0584
P2 (MW)	65,3984		68,9457	71,204
P5 (MW)	33,4223		41,8685	50,00
P8 (MW)	35,00		35,0000	35,00
P11 (MW)	30,00		29,9984	30,00
P13 (MW)	26,8514		29,3089	32,6585
Coût de génération (\$/hr)	858,425		891,988	934,126
Perte active (MW)	4,8632		4,3671	3,5208
Emission (ton/hr)	0,2334		0,2232	0,2174

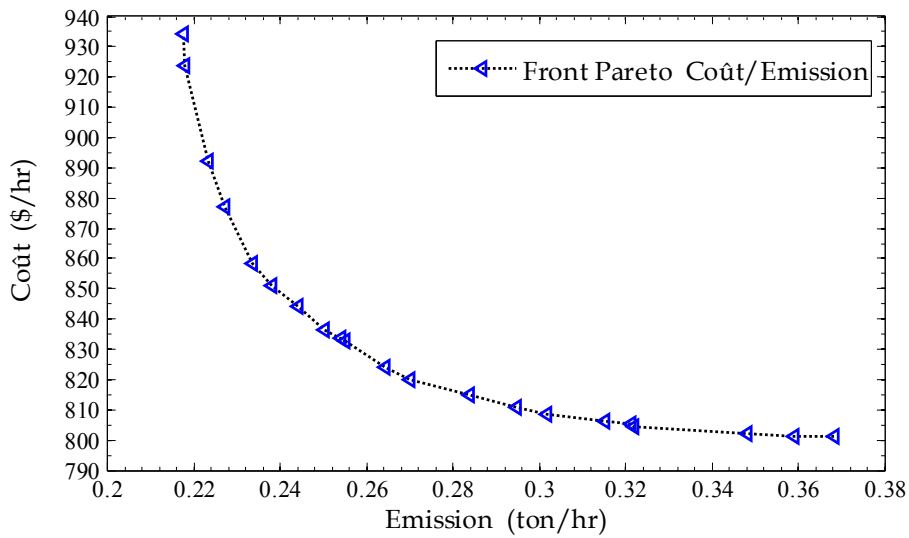


Figure 2-16, Front de Pareto-Optimal (coût / Emission)

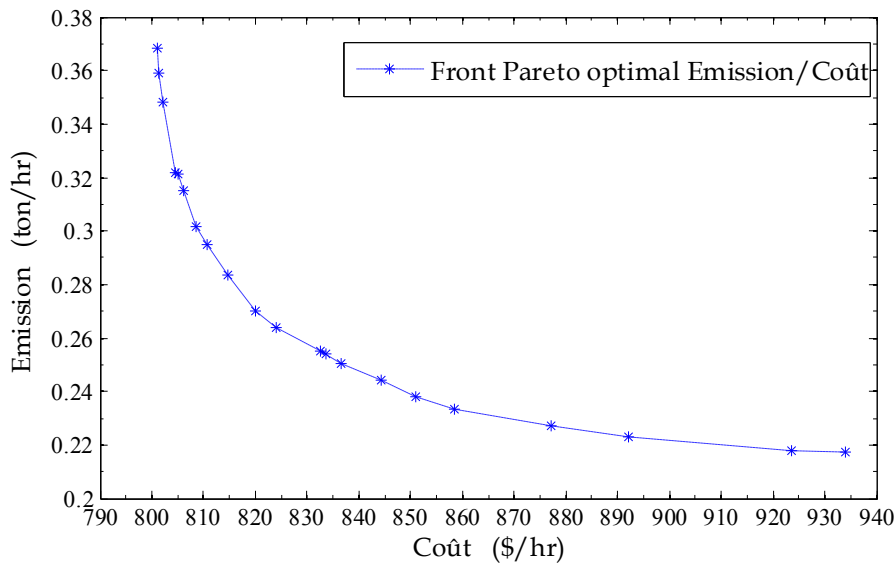


Figure 2-17, Front de Pareto-Optimal (Emission/Coût)

Les figures (2,16) et (2,17) représentent la diversité des solutions optimales obtenues de l'optimisation Multiobjective, D'après les deux figures, on voit clairement que l'algorithme de colonie d'abeilles artificielle permet de déterminer le front de Pareto optimal, En pratique, la détermination des solutions Pareto optimales est utile mais pas suffisante car en générale une seule solution est requise,

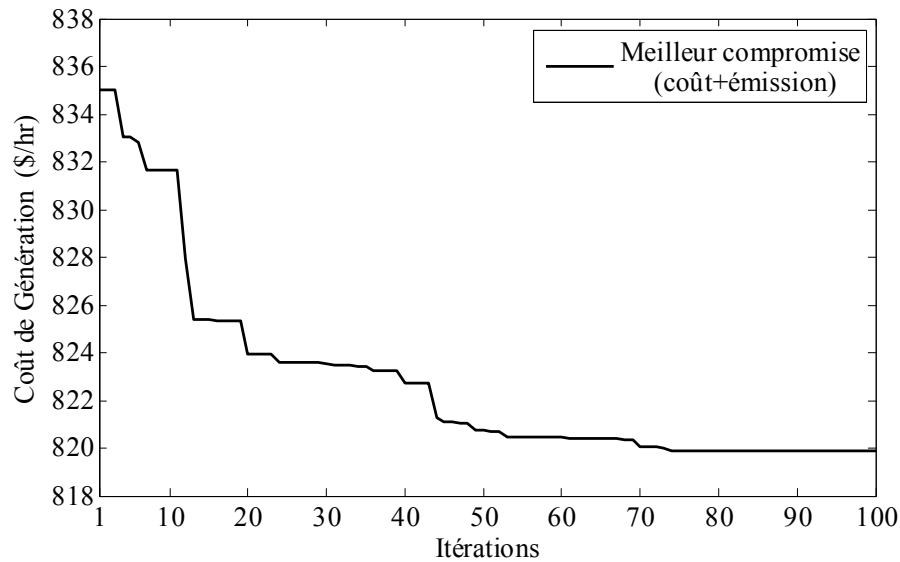


Figure 2-18, Caractéristique de convergence de coût de combustible pour $w=0,5$

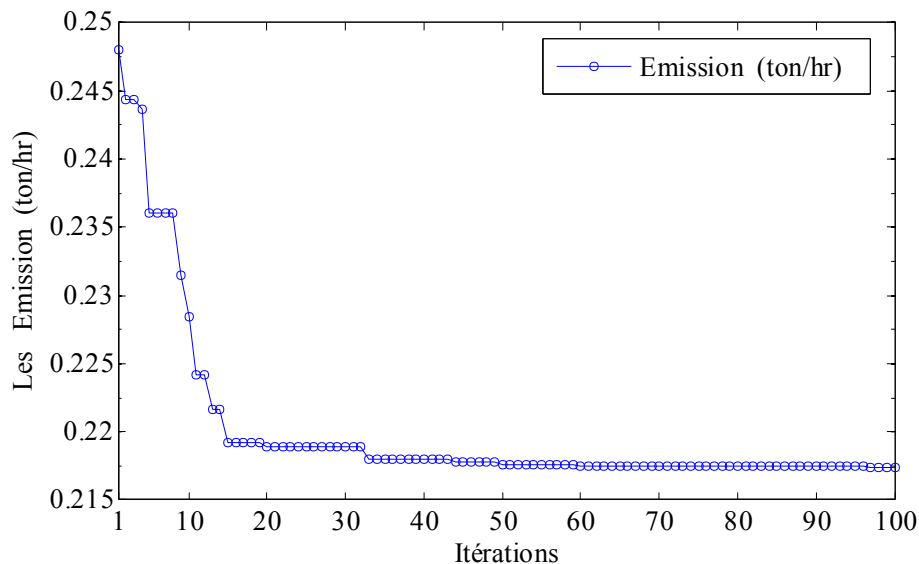


Figure 2-19, Caractéristique de convergence des émissions de Gaz

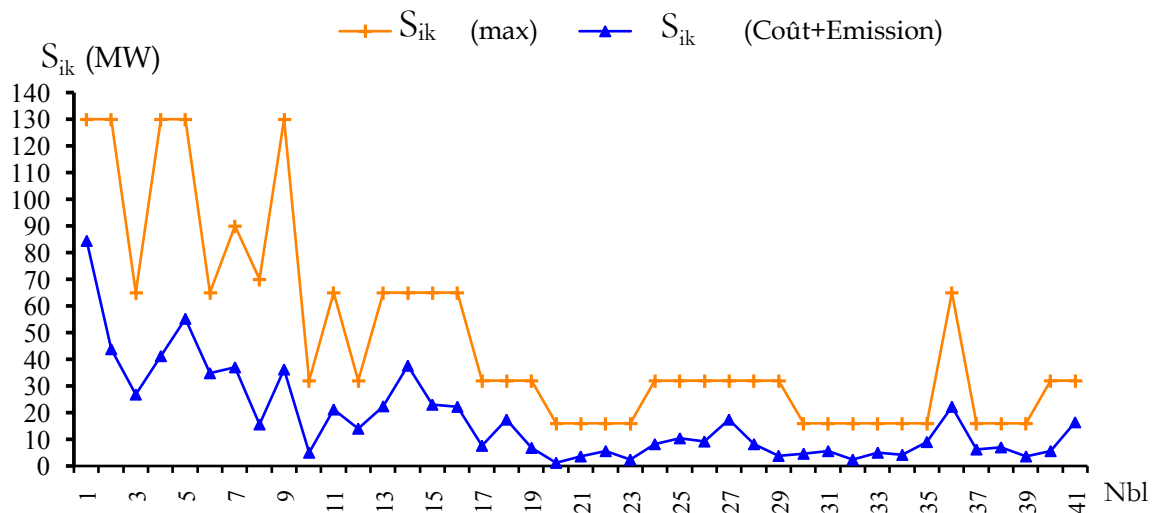


Figure 2-20, Puissances transmises dans les lignes avec l'effet des émissions

2.8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons introduit le concept de métaheuristiques, Trois méthodes de base dont une à population et deux à parcours ont été présentées, Puis nous avons détaillé le mécanisme de l'une des plus importantes métaheuristiques d'aujourd'hui qui permet de résoudre un problème d'optimisation combinatoire appelée la méthode de colonie d'abeilles artificielle, Pour valider le programme élaboré, des applications sur le réseau modèle IEEE 30 jeux de barres ont été faites, Les résultats ont été comparés à ceux obtenus dans des travaux antérieurs pour montrer les avantages de cette nouvelle technique, D'après l'analyse des résultats, nous avons constaté que la méthode de colonie d'abeilles artificielle (ABC) présente un avantage certain par rapport aux méthodes à population au niveau des résultats pratiques comme la diminution des valeurs des pertes actives avec un minimum de valeur des fonctions objectives tout en respectant les variables de vecteur de contrôle ainsi que la sécurité de système.

OPF EN PRESENCE DES DISPOSITIFS FACTS ET DES FERMES EOLIENNES

3.1. INTRODUCTION

La croissance de la complexité des réseaux électriques, surtout avec la dérégulation de marché de l'électricité à l'échelle planétaire, qui se traduit par une séparation des activités de production, de transport et de distribution dans le but de faciliter le droit accordé à chaque consommateur d'acheter l'électricité chez le producteur de son choix, introduit le manque de contrôlabilité et de la commandabilité de la puissance active et réactive sur un réseau électrique ainsi que le temps de réponse nécessaire critique et le contrôles de surcharge des lignes électriques, Donc, il est inéluctable pour le gestionnaire du réseau de contrôler ces transites de puissances afin d'exploiter le réseau de manière plus efficace, Les Systèmes de Transmission Flexibles en Courant Alternatif, terme traduit de l'anglais *Flexible Alternating Current Transmission Systems* (FACTS) sont des moyen permettant de remplir cette tâche, Le concept FACTS, introduit en 1986 par *Y Electric Power Research Institute* (EPRI), regroupe l'ensemble des dispositifs basés sur l'électronique de puissance permettant d'améliorer l'exploitation du réseau électrique [1], Son développement est étroitement lié aux progrès réalisés dans le domaine d'électronique de puissance et plus particulièrement des éléments commandables tels que le thyristor, le thyristor GTO et les transistors IGBT, Ces éléments jouent le rôle d'interrupteurs très rapides ; ce qui confère aux dispositifs FACTS une vitesse et une fiabilité bien supérieures à celles des systèmes électromécaniques classiques.

Les dispositifs FACTS, insérés dans un réseau électrique, peuvent toucher divers domaines tels que le côté technique, économique et environnement, et satisfaire plusieurs besoins comme :

- La contribution à l'exploitation optimale d'un système électrique par réduction des pertes de puissance et d'amélioration du profil de tension,
- L'augmentions de la capacité des transites de puissances de façon à éliminer les surcharges dans les lignes ou les transformateurs ainsi pour éviter les flux de bouclage dans le réseau et le problème de la résonance sub-synchrone [30];
- L'extension de la réserve de stabilité transitoire en régime dynamique;
- L'amortissement des oscillations de puissances;
- La permission d'un meilleur contrôle et d'une meilleure rapidité de gestion de l'écoulement de Puissance;

Un autre avantage des équipements FACTS, réside qu'il est possible de déplacer une installation en l'espace de quelques mois, si les conditions d'exploitation venaient à changer en rendant le dispositif inutile dans son emplacement initial [9],

De manière générale, les dispositifs FACTS agissent en fournissant ou en absorbant de la puissance réactive, en augmentant ou en réduisant la tension aux jeux de barres, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les phases des tensions [3]. Ce chapitre est consacré aux effets de dispositifs FACTS et de sources renouvelables dans un réseau électrique. Le but principal est de répondre aux questions suivantes:

Que peuvent apporter les FACTS et la source renouvelable dans la conduite d'un réseau électrique?
Quelles doivent être leurs caractéristiques (types de dispositifs, puissances,... etc.)?

3.2. Types des dispositifs FACTS

Typiquement les systèmes FACTS sont divisés en trois catégories:

- ✦ Les compensateurs parallèles ;
- ✦ Les compensateurs séries ;
- ✦ Les compensateurs hybrides (série - parallèle),

Dans cette section, nous essayons de présenter les FACTS les plus populaires appartenant à chaque catégorie :

1.2.1. Compensateurs Parallèles

Les compensateurs parallèles sont utilisés depuis longtemps dans les réseaux électriques, leurs objectifs principaux sont le contrôle des tensions aux niveaux désirés lorsqu'il y a un changement sur les conditions du système et l'accroissement de la puissance transmissible dans les lignes. Le principe de compensation consiste à fournir ou à absorber de la puissance réactive de façon à modifier les caractéristiques naturelles des lignes pour les rendre plus compatibles avec la charge, de façon que le temps de réponse soit très court, Actuellement, les compensateurs parallèles les plus utilisés dans les réseaux électriques sont :

- ✦ SVC: Compensateur statique d'énergie réactive; acronyme anglais (Static Var Compensator);
- ✦ STATCOM : Compensateur Statique synchrone; (Static synchronous Compensator), qui a connu jusqu'à présent différentes appellations [31]:
 - ASVC (Advanced Static Var Compensator);
 - STATCON (static condenser);

- SVG (Static Var Generator);
- SVClight;
- SVCplus,
- ✦ SSG : Générateur synchrone statique, (Static Synchronous Generator);
- ✦ BESS: Le Système de Stockage par Batterie, (Battery Energy Storage System);
- ✦ SMES : Le Système de Stockage d'Énergie par aimant Supraconducteur, (Superconducting Magnetic Energy Storage);

1.2.1.1. Compensateur statique de puissance réactive (SVC)

IEEE définit le SVC (*Static Var Compensator*) comme un générateur (ou absorbeur) statique d'énergie réactive shunt, dont la sortie est ajustée en courant capacitif ou inductif afin de contrôler des paramètres spécifiques du réseau électrique, typiquement la tension des jeux de barres [31]. Un SVC est généralement 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 (*Thyristor controlled Reactor TCR*) et parfois de réactances commutables (*Thyristor Switched Reactor (TSR)*), et des filtres d'harmoniques [33]. Figure, 3.1,

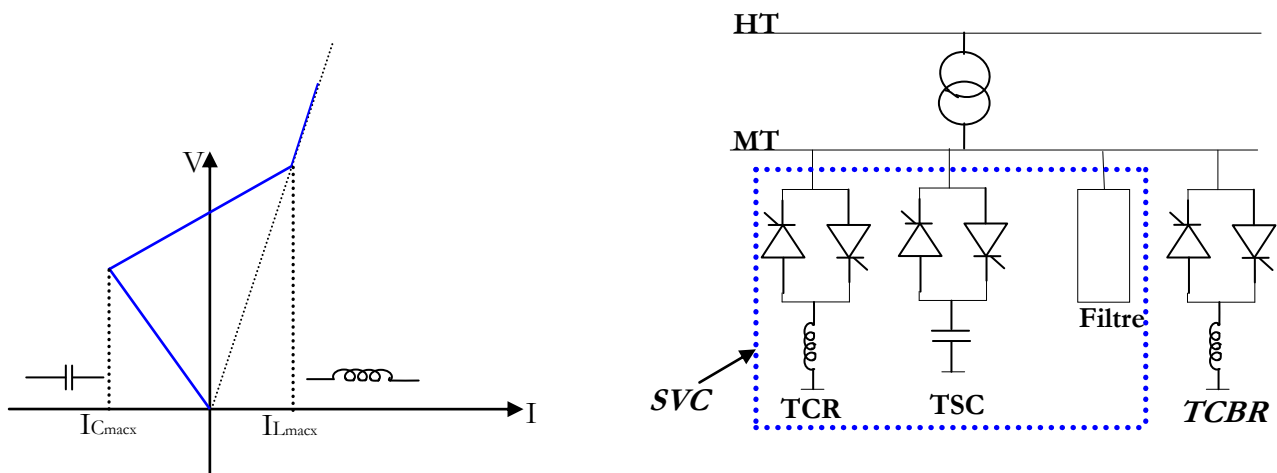


Figure 3-1, a) Caractéristique d'un SVC

b) Schéma du SVC et TCBR

- **Condensateur fixe (FC)**

Le condensateur fixe fournit à la barre une puissance réactive fixe, il est connecté au réseau mécaniquement et comporte un contrôle pour l'ouverture du disjoncteur qui le relie à la barre,

- **Principe de fonctionnement de TCR**

Les thyristors sont enclenchés avec un certain angle d'amorçage α et conduisent alternativement sur une demi-période. 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 de conduction σ est l'angle pendant lequel les thyristors conduisent. Un thyristor se met à conduire quand un signal de

gâchette lui est envoyé et la tension à ses bornes est positive. Il s'arrête de conduire lorsque le courant qui le traverse s'annule. Les thyristors sont allumés de façon symétrique toutes les demi-périodes. Le courant à fréquence fondamentale est réglé par la commande de phase de la valve à thyristors, En pleine conduction ($\alpha = 90^\circ$), le courant est essentiellement réactif et sinusoïdal, et lorsque $\alpha = 180^\circ$, on est en conduction nulle [3] [33].

La relation qui lie l'angle d'amorçage et l'angle de conduction en régime permanent est :

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

Une conduction partielle des thyristors est accomplie avec un angle d'amorçage α compris entre 90° et 180° , a pour effet de réduire le courant fondamental (figure, 4,4,b), et donc de diminuer la susceptance apparente de l'inductance

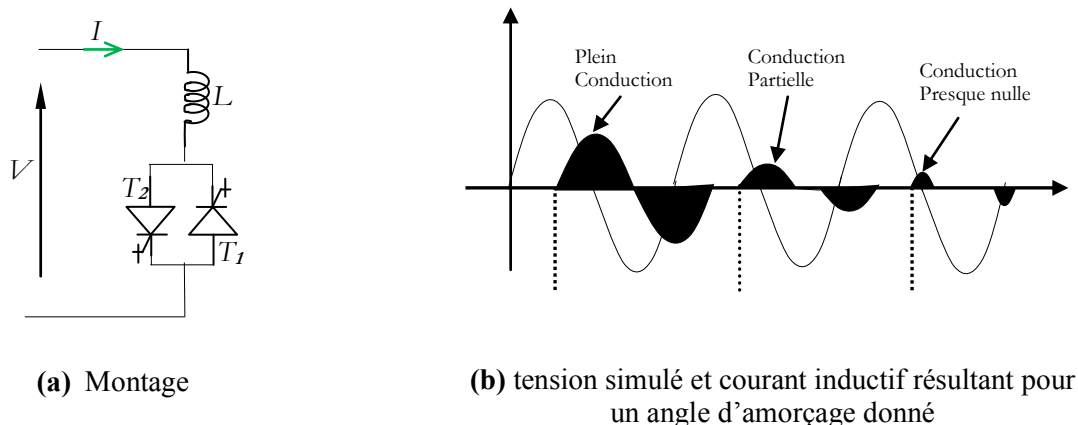


Figure 3-2, Réactance commandée par thyristors

- **Condensateur commuté par thyristors (TSC)**

Le condensateur commuté par thyristors TSC (*Thyristor-Switched Capacitor*) est composé d'un condensateur fixe C branché en série avec une valve à thyristors bidirectionnelle et une bobine d'inductance d'atténuation (figure 3,3). Le commutateur a pour rôle d'enclencher et de déclencher le condensateur pour un nombre entier de demi-cycles de la tension appliquée. Le condensateur n'est ainsi pas commandé en phase, mais simplement enclenché et déclenché, L'inductance d'atténuation sert à limiter le courant en cas de fonctionnement anormal et à éviter la résonance avec le réseau à des fréquences particulières. 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.

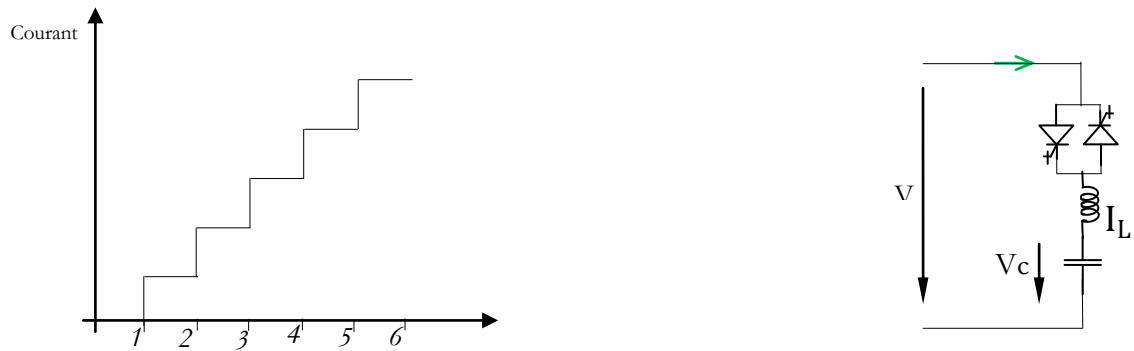


Figure 3-3, a) Nombre de condensateurs on conduction

b) TSC

1.2.1.2. Compensateur statique synchrone (STATCOM)

IEEE définit le STATCOM (acronyme en anglais « *Static Synchronous Compensator* ») comme un générateur synchrone qui injecte dans le réseau un courant alternatif contrôlé en phase et en amplitude, leur topologie est basée sur des convertisseurs de tension. Il fournit et absorbe la puissance réactive désirée. Le compensateur statique synchrone STATCOM, autrefois appelé compensateur statique de puissance réactive avancé fait partie de la deuxième génération des FACTS. Il correspond à l'équivalent statique exact de la machine synchrone classique fonctionnant en compensateur, mais sans inertie. Il est principalement utilisé pour la compensation dynamique des réseaux, afin de faciliter la tenue de tension, d'accroître la stabilité en régime transitoire et d'amortir les oscillations de puissance [9]

L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur V_{STAT} , laquelle est en phase avec la tension du réseau $V_{réseau}$ comme illustré dans Figure 3,4 (c), Le fonctionnement peut être décrit de la façon suivante [31] [34] :

- Si la tension V_s est inférieure à V_R , 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 (figure, 3,5 -a),
- Si la tension V_s est supérieure à V_R , 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 (figure, 3,5 -b),

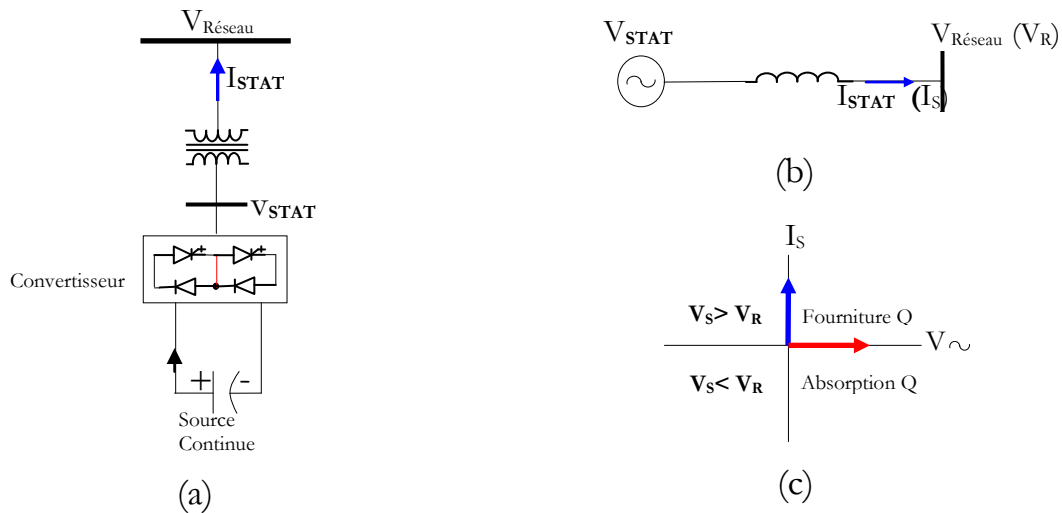


Figure 3-4, Le diagramme de principe de STATCOM : (a) -circuit de puissance, (b)- circuit équivalent, (c)- Echange de puissance

- Si la tension V_s est égale à V_R , le courant circulant dans l'inductance est nul et par conséquent il n'y a pas d'échange d'énergie,



Figure 3-5, Diagramme vectoriel de STATCOM

L'avantage de ce dispositif est de pouvoir échanger de l'énergie de nature inductive ou capacitive uniquement à l'aide d'une inductance, Contrairement au SVC, il n'y a pas d'élément capacitive qui peut provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau, La caractéristique statique de ce convertisseur est donnée par la figure 3.6. Ce dispositif a l'avantage, contrairement au SVC, de pouvoir fournir un courant constant important même lorsque la tension V diminue,

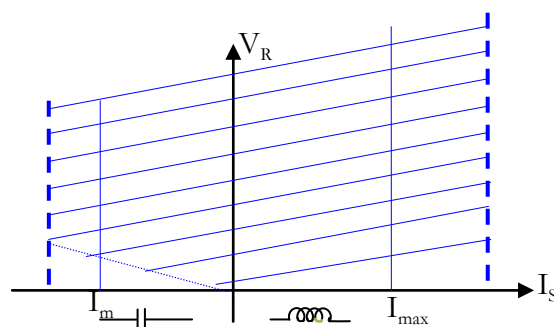


Figure 3-6, Caractéristique du STATCOM

3.2.2. Compensation série

Les dispositifs FACTS de compensation série sont des impédances variables (inductives, capacitives) ou des sources de tensions variables employées afin de réduire la partie réactive de l'impédance de la ligne [35], Ils agissent généralement en insérant une tension capacitive sur la ligne de transport qui permet de compenser la chute de tension inductive [3]. Figure, (3.7). Leurs applications principales sont:

- ✦ La commande statique et dynamique des flux de puissances ;
- ✦ Amélioration de la stabilité angulaire;
- ✦ L'amortissement des oscillations de puissance;
- ✦ L'équilibrage des flux de charge dans les réseaux de transport ;
- ✦ Réduction des problèmes dus aux phénomènes de résonance sub synchrone ;
- ✦ Prévention des risques de rupture des arbres mécaniques,

Les compensateurs séries les plus connus sont:

- TCSC : Condensateur Série Commandé par thyristor, (Thyristor Controlled Séries Capacitor);
- TSSC : Condensateur Série Commuté par thyristor, (Thyristor Switched Séries Capacitor);
- SSSC ou (S³C): Compensateur Statique Série Synchrone, (Static Synchronous Séries Compensator) ;

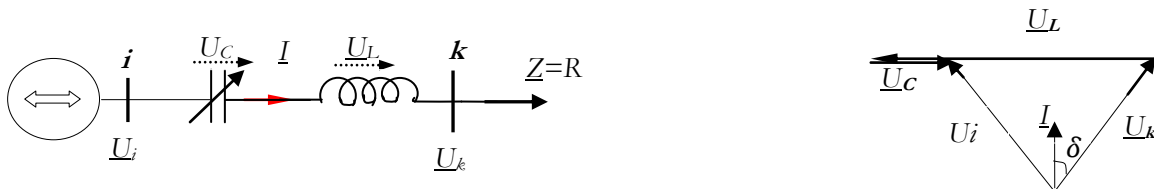


Figure 3-7.Ligne radiale avec un Compensateur Série

La réactance effective d'une ligne munie d'un compensateur série et donnée par

$$X_{\text{eff}} = (1 - k)X \quad , \text{ où } k \text{ est le degré de compensation série, exprimé par : } k = \frac{X_c}{X}$$

Dans une ligne compensée, la puissance active transmise entre deux nœuds i et k où $U_i = U_k$ s'écrit comme suit :

$$P_{ik} = \frac{U^2}{(1-k)X} \sin \delta \tag{3,1}$$

Et la Puissance réactive fournie par le Compensateur vaut alors :

$$Q_{\text{compensé}} = 2 \frac{U^2}{X} \cdot \frac{k}{(1-k)^2} \cdot (1 - \cos \delta) \tag{3,2}$$

En outre, il existe aussi une famille des dispositifs FACTS qui sont insérés en série dans le réseau

portant l'appellation « les régulateurs statiques de Tension et de Phase », leur tâche est totalement différente de celle des FACTS, puisqu'ils n'arrivent pas à fournir ou absorber de la puissance, mais de ne modifier que le transit de puissance. Tous comme les transformateurs déphaseurs et de réglage classique, ils agissent en insérant une tension en série dans la ligne de manière à augmenter ou à diminuer le courant y circulant [3]. Le régulateur en charge mécanique est toutefois remplacé par un commutateur de prises de réglage à thyristor classique ou GTO.

La figure (3.8) montre le raccordement d'un transformateur de régulation dans la phase 'a' d'un système triphasé pour le contrôle d'amplitude de la tension,

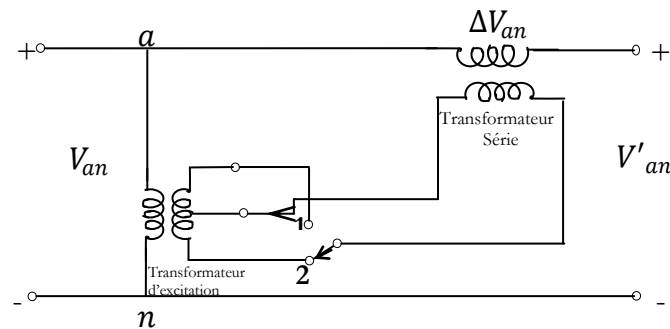


Figure 3-8. Transformateur régulateur de tension

La tension de sortie de transformateur série peut être ajustée par le changement de position de prises du transformateur d'excitation de 1 à 2, La tension obtenue par ce changement est ajoutée à son tour au côté primaire du transformateur série, à partir duquel la tension de sortie s'écrit comme suit :

$$V'_{an} = V_{an} + \Delta V_{an}$$

Egalement les transformateurs déphaseurs sont utilisés pour contrôler les phases de tension . Si la tension de sortie n'est pas en phase avec la tension d'entrée, la tension résultante aura un déphasage par rapport à la tension d'entrée. Le transformateur à angle de phase est utilisé aussi pour la régulation de flux de puissance active, est illustré dans la figure (3,9) [35],

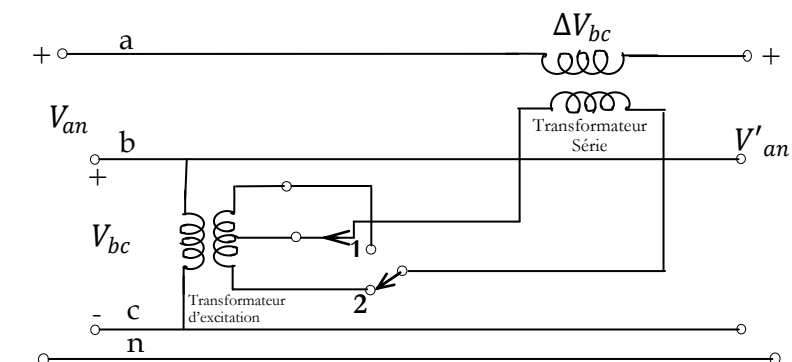


Figure 3-9. Transformateur déphaseur

Le transformateur série de la phase 'a' fournit une tension à partir du transformateur d'excitation 'bc', La tension fournie ΔV_{bc} est injectée en quadrature avec la tension V_{an} , ainsi la tension résultante V'_{an} passe par un décalage de phase α comme illustré dans la figure 3.10. La tension de sortie peut s'écrire comme suit:

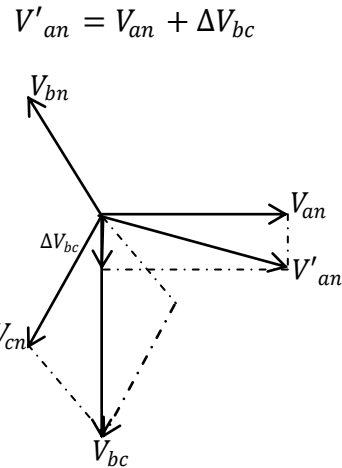


Figure 3-10. Diagramme de déphasage de tensions [35],

3.2.2.1. Compensateur série commandé par thyristor (TCSC)

IEEE définit le TCSC comme étant un compensateur à réactance capacitive qui consiste en une série de condensateurs en parallèle avec des inductances commandées par thyristor afin de pouvoir assurer une variation homogène de la réactance capacitive, Le TCSC permet une compensation qui varie entre 20% inductive et 80% capacitive,

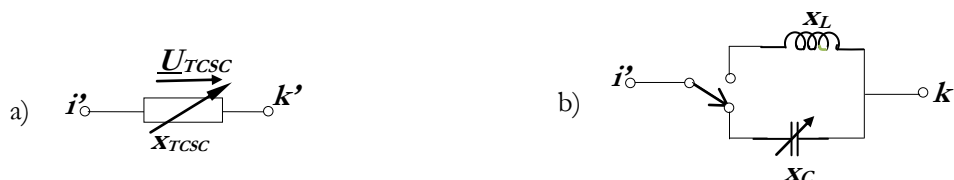


Figure 3-11, Modélisation de TCSC a) modèle général b) modèle.

Le modèle est formé de deux branches en parallèle formées respectivement d'une inductance et d'une capacité variable, Pour éviter les phénomènes de résonances, les branches sont enclenchées de manière exclusive à l'aide d'un interrupteur (Figure, 3.11) [3].

3.2.2.2. Compensateur série commuté par thyristor (TSSC)

IEEE définit le TSSC (*Thyristor Switched Series Capacitor*) comme un compensateur capacitif qui se compose de plusieurs condensateurs en série, Chaque condensateur commandé par un commutateur de thyristor qui assure une compensation par palier [3].

Le Compensateur série commuté par thyristor TSSC (*Thyristor Switched Series Capacitor*), est le premier qui apparaît dans la famille des compensateurs série. Il est constitué de plusieurs capacités montées en série, chacune étant shuntée par une valve à thyristors montée en dérivation.

3.2.3. Compensateur série parallèle (hybride)

Les dispositifs FACTS présentés précédemment permettent d'agir uniquement sur un des trois paramètres déterminant la puissance transmise dans une ligne (tension, impédance et angle), Par une combinaison des deux types de dispositifs (shunt et série), il est possible d'obtenir des dispositifs hybrides capables de contrôler simultanément les différentes variables précitées [33], On peut citer :

UPFC : Contrôleur de transit de puissance unifié ;acronyme anglais (Unified Power Flow Controller) ;

IPFC : Contrôleur de transit de puissance entre lignes; acronyme anglais (Interligne Power Flow Controller) ;

IPC : Régulateur de puissance Interphases ; acronyme anglais (Interphase Power Controller),

TCPST: Transformateur déphaseur commandé par thyristor, acronyme anglais (Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer);

TCPAR :Régulateur d'angle de phase commandé par thyristor, acronyme en anglais (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator),

3.2.4. Synthèse

Les différents dispositifs FACTS présentés dans cette section possèdent tous leurs propres caractéristiques tant en régime permanent qu'en régime transitoire, Chaque type de dispositif sera donc utilisé pour répondre à des objectifs bien définis. Des considérations économiques aussi entrant également dans le choix du type d'installation. Le tableau synthétise les domaines d'applications des différentes technologies de FACTS.

Tableau 3-1, Domaines d'applications des dispositifs FACTS

Dispositif	Contrôle de transit de puissance	Contrôle de la tension
SVC	+	+++
STATCOM	+	+++
TCSC	++	+
SSSC	++	+
UPFC	+++	+++

Comme déjà mentionné précédemment, notre travail consiste aussi à utiliser des dispositifs FACTS pour exploiter le réseau avec la plus grande marge de sécurité possible, afin de prévenir d'éventuels problèmes ou changements qui pourraient survenir dans le système tels que l'effondrement de tension, les dépassement sur le transit de puissance ainsi que les pertes actives, De ce fait, il faut choisir, parmi les équipements FACTS, ceux qui ont des applications spécifiques tels que le maintien de la tension à la valeur désirée et le contrôle de l'écoulement de puissance, Le SVC étant le plus efficace dans la compensation de l'énergie réactive ainsi que le maintien de la tension, et le TCSC est le meilleur choix pour un contrôle approprié du transit de puissance et par suite la réduction des pertes actives d'autant plus les pertes réactives dans le réseau [9], Nous avons choisi d'étudier le SVC pour améliorer les propriétés de celle-ci, afin que ce dernier soit fiable pour garder la tension de ce raccordement à un réseau électrique dans la marge de tension désirée et TCSC pour améliorer le transite de puissance active.

3.3. Modèles de SVC et TCSC dans l'écoulement de puissance

3.3.1. Modèles de SVC

a. Modèle de la susceptance : Dans la pratique, le SVC peut être modélisé comme une réactance shunte ajustable et utilisé pour contrôler la compensation de la puissance réactive d'un système, B_{SVC} représente la susceptance équivalente à fréquence fondamentale de tous les modules de composant shunt de SVC, (figure 3.1), avec une limite inférieure et une limite supérieure de B_{SVC} [37] [38].

$$B_{SVC}^{min} \leq B_{SVC} \leq B_{SVC}^{max} \quad (3.3)$$

Dans les équations de l'écoulement de puissance, l'effet de SVC est apparu lors de l'injection de la puissance réactive dans le jeu de barres k.

$$Q_{SVC} = Q_k = -jB_{SVC} * V_k^2 \quad (3.4)$$

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.

Le courant fourni par le SVC est écrit comme suit:

$$I_{SVC} = jB_{SVC} * V_k \quad (3.5)$$

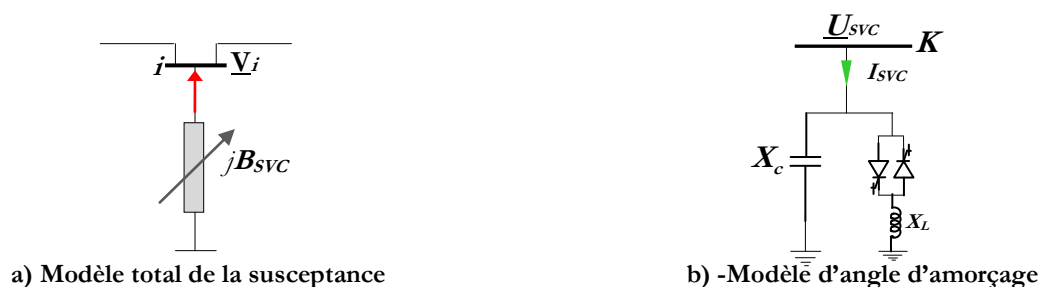


Figure 3-12. Les Modèles de SVC.

B_{SVC} est pris comme variable d'état dans l'équation de l'écoulement de puissance: [38]

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & Q_k \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \frac{\Delta B_{SVC}}{B_{SVC}} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (3.6)$$

À la fin de l'itération (i) la nouvelle variable de la susceptance B_{SVC} est comme suit :

$$B_{SVC}^i = B_{SVC}^{(i-1)} + \left(\frac{\Delta B_{SVC}}{B_{SVC}} \right)^i B_{SVC}^{(i-1)} \quad (3.7)$$

b. Modèle d'angle d'amorçage : La réactance équivalente X_{SVC} , qui est en fonction de l'angle d'amorçage α , se compose de la combinaison parallèle d'une réactance commandée par thyristors et d'une réactance capacitive fixe suivant les indications de la figure 3,12 (b) [37].

Les équations de modèle d'angle d'amorçage peuvent être développées de la manière suivante :

La réactance équivalente de fréquence fondamentale de X_{TCR} s'écrit comme suit:

$$X_{TCR} = \frac{\pi \cdot X_L}{2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)} \quad (3.8)$$

Où $\sigma = 2(\pi - \alpha)$, $X_L = \omega L$;

$$X_{TCR} = \frac{\pi \cdot X_L}{2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)} ; \quad (3.9)$$

σ et α Sont les angles de conduction et d'amorçage respectivement ;

D'où X_{SVC} devient :

$$X_{SVC} = \frac{\pi \cdot X_L \cdot X_C}{X_C [2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)] - \pi \cdot X_L} \quad (3.10)$$

Où $X_C = \frac{1}{\omega \cdot C}$

$$Q_k = Q_{SVC} = -V_k^2 \times \left\{ \frac{X_C [2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)] - \pi \cdot X_L}{\pi \cdot X_L \cdot X_C} \right\} \quad (3.11)$$

Dans les équations de l'écoulement de puissance, l'angle d'amorçage est considéré comme variable d'état, De l'équation (3,11), on peut écrire l'équation de l'écoulement de puissance de SVC comme suit [36]:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{2 \cdot V_k^2}{\pi X_L} [\cos(2\alpha) - 1] \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \alpha \end{bmatrix}^{(i)} \quad (3.12)$$

À la fin de l'itération (i) la nouvelle variable de l'angle d'amorçage α_{SVC} sera comme suit :

$$\alpha_{SVC}^{(i)} = \alpha_{SVC}^{(i-1)} + \Delta\alpha_{SVC}^{(i)} \quad (3.13)$$

Le jeu de barres de connexion SVC est un jeu de barres à tension contrôlée (PV bus) où l'amplitude de tension et les puissances active et réactive sont spécifiées alors que, soit l'angle d'amorçage α_{SVC} , soit la susceptance équivalente B_{SVC} sont prises comme variables d'état, Si α_{SVC} et B_{SVC} vont en dehors de leurs limites, alors les variables seront fixées à la limite dépassée et leurs jeux de barres devient alors (PQ-bus) [39] [40],

3.3.2. Modèle de TCSC

Mode de fonctionnement

Le modèle de TCSC représenté dans la figure (3,11), comporte trois modes de fonctionnement [41]:

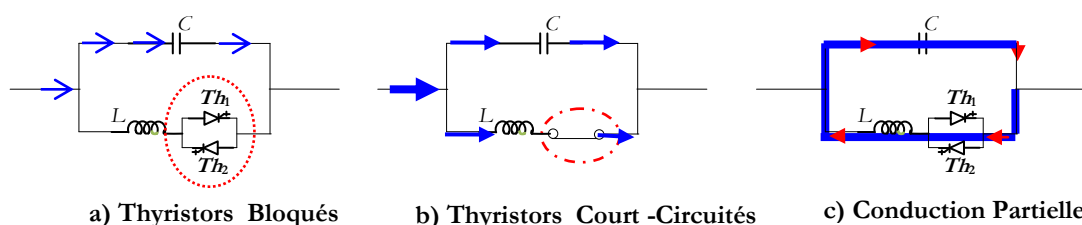


Figure 3-13. Régime de fonctionnement du TCSC.

- Les thyristors bloqués: le courant de la ligne passe uniquement par le condensateur. Le TCSC a alors une impédance fixe correspondant à celle du condensateur, figure 3.13(a).
- Les Thyristors court-circuités : l'impédance de TCSC est fixe est correspond à l'impédance équivalente résultant de la mise en parallèle de la capacité et de l'inductance, figure 3.13(b).
- La conduction partielle des thyristors : c'est-à-dire si le Th_1 amorcé Th_2 bloqué et vice versa, quand Th_1 amorcé l'impédance équivalente est inductive et si Th_2 amorcé l'impédance équivalente est capacitive, figure 3.13 (c).

a. Modèle de la réactance série variable

L'idée fondamentale derrière le contrôle de l'écoulement de puissance par TCSC est de diminuer ou augmenter la valeur efficace de l'impédance série de toutes les lignes de transport, en ajoutant simplement une réactance X_{TCSC} capacitive ou inductive à la ligne (figure 3,14), dont la valeur est ajustée automatiquement pour limiter le flux de puissance dans la branche à laquelle elle est connectée [42],

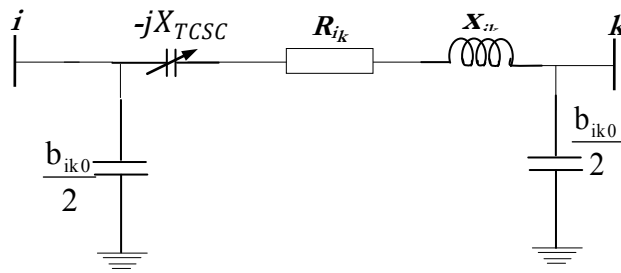


Figure 3-14, Intégration de TCSC dans une ligne

La figure 3,14 présente l’implantation d’un TCSC dans une ligne électrique, La réactance totale est la somme algébrique de la réactance du TCSC et la réactance réelle de la ligne:

$$X_{ik} = X_{Ligne} + X_{TCSC} \tag{3.14}$$

Les valeurs de TCSC sont exprimées sous la forme du degré de compensation de la ligne k_{TCSC} dans laquelle le dispositif est placé, la valeur de la réactance de TCSC s’écrit comme suit:

$$X_{TCSC} = K_{TCSC} * X_{Ligne} \tag{3.15}$$

La puissance active transitée dans la ligne (i-k) est:

$$P_{ik} = \frac{V_i V_k}{X_{ik}(1-k)} \sin(\delta) \tag{3.16}$$

Les degrés de compensation maximum sont 80% en mode capacitive et 20% en mode inductive [3],

$$-0,8 \leq K_{TCSC} \leq 0,2 \tag{3.17}$$

La tension insérée par le compensateur est donnée par :

$$U_{TCSC} = jX_{TCSC} I \tag{3.18}$$

Et la puissance réactive :

$$Q_{TCSC} = \frac{U_{TCSC}^2}{X_{TCSC}} \tag{3.19}$$

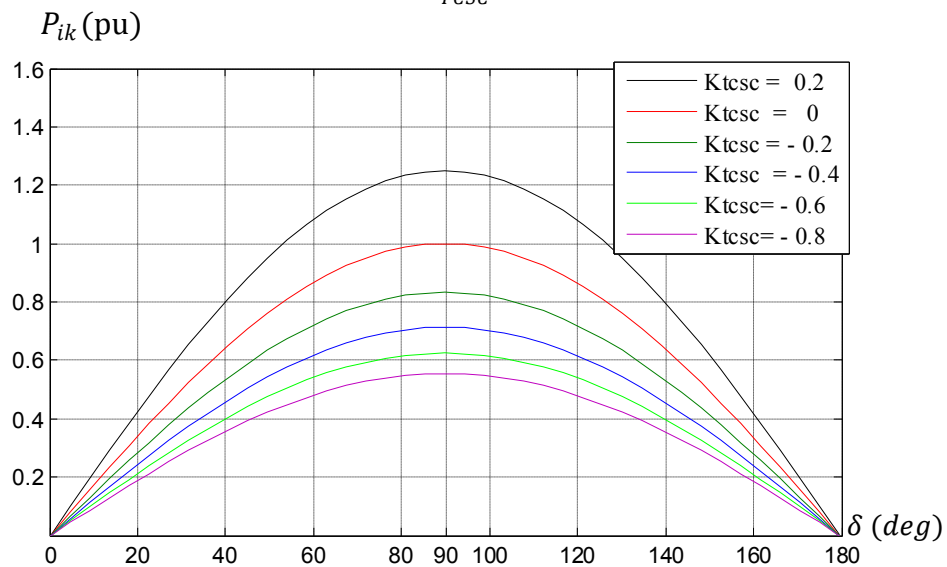


Figure 3-15, Puissance transitée en fonction de l’angle de tronçon (2-5) du réseau IEEE 30 J,B

L'admittance de la ligne de transport dans laquelle le TCSC est inséré peut s'écrire comme suit :

$$Y = \begin{pmatrix} y'_{ik} + \frac{y_{ik0}}{2} & -y'_{ik} \\ -y'_{ik} & y'_{ik} + \frac{y_{ik0}}{2} \end{pmatrix} \quad (3.20)$$

$$y'_{ik} = G_{ik} + B_{ik} = \frac{1}{R_{ik} + j(x_{ik} + X_{TCSC})}$$

Les équations de la puissance active et réactive au jeu de barres i sont:

$$P_i = V_i V_k B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) \quad (3.21)$$

$$Q_i = -V_i^2 B_{ii} - V_i V_k B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) \quad (3.22)$$

La matrice jacobienne devient comme suit:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta P_k \\ \Delta Q_i \\ \Delta Q_k \\ \Delta P_{ik}^{X_{TCSC}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_i}{\partial V_i} V_i & \frac{\partial P_i}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_i}{\partial X_{TCSC}} X_{TCSC} \\ \frac{\partial P_k}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_i} V_i & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_k}{\partial X_{TCSC}} X_{TCSC} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} V_i & \frac{\partial Q_i}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_i}{\partial X_{TCSC}} X_{TCSC} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_i} V_i & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_k}{\partial X_{TCSC}} X_{TCSC} \\ \frac{\partial P_{ik}^{X_{TCSC}}}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_{ik}^{X_{TCSC}}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{ik}^{X_{TCSC}}}{\partial V_i} V_i & \frac{\partial P_{ik}^{X_{TCSC}}}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_{ik}^{X_{TCSC}}}{\partial X_{TCSC}} X_{TCSC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \theta_i \\ \Delta \theta_k \\ \frac{\Delta V_i}{V_i} \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \frac{\Delta X_{TCSC}}{X_{TCSC}} \end{bmatrix}$$

Où $\Delta P_{ik}^{X_{TCSC}} = P_{ik} - P_{ik}^{X_{TCSC}, cal}$: c'est l'erreur sur la puissance active ; ΔX_{TCSC} est donné par

$$\Delta X_{TCSC} = X_{TCSC}^{(i)} - X_{TCSC}^{(i-1)} \quad (3.23)$$

La variable X_{TCSC} est mise à jour à la fin de chaque étape itérative selon l'équation suivante:

$$X_{TCSC}^{(i)} = X_{TCSC}^{(i-1)} + \left(\frac{\Delta X_{TCSC}}{X_{TCSC}} \right)^{(i)} X_{TCSC}^{(i-1)} \quad (3.24)$$

b. Modèle d'angle d'amorçage

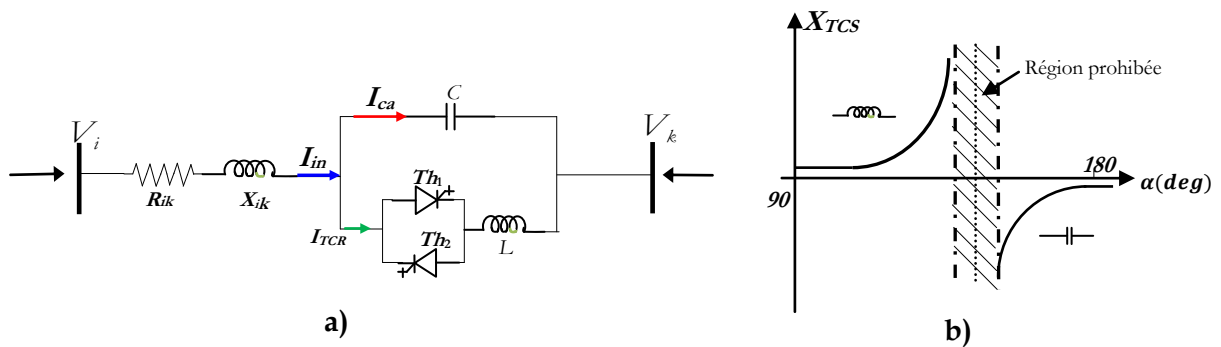


Figure 3-16, a) Modèle de TCSC, b) réactance Apparente,

De la figure (3.16-a), la réactance équivalente fondamentale de TCSC est donnée par :

$$X_{TCSC} = X_c + K_1(2\sigma + \sin 2\sigma - K_2, \cos^2 \sigma(\omega, \tan^{-1}(\omega), \sigma) - \tan^{-1}(\sigma)) \quad (3.25)$$

Où $\sigma = \pi - \alpha$

$$X_{LC} = \frac{X_L X_C}{X_L + X_C} \quad , \quad K_1 = \frac{X_{LC} + X_C}{\pi} \quad , \quad K_2 = \frac{(X_{LC})^2}{\pi X_L} \quad , \quad \alpha = \pi \left(1 - \frac{(2n-1)\omega, \sqrt{LC}}{2}\right)$$

Les équations de l'écoulement de puissance de la ligne de transport $i-k$ (figure 3,15) sont modifiées comme suit :

$$P_{ik} = V_i^2 G_{ik} - V_i V_k (G_{ik} \cos \delta_{ik} + B_{ik} \sin \delta_{ik}) \quad (3.26)$$

$$Q_{ik} = V_i^2 \left(B_{ik} + \frac{B}{2}\right) - V_i V_k (G_{ik} \sin \delta_{ik} - B_{ik} \cos \delta_{ik}) \quad (3.27)$$

$$G_{ik} = \frac{R_{ik}}{R_{ik}^2 + (X_{ik} - X_{TCSC})^2} \quad ; \quad B_{ik} = \frac{-(X_{ik} - X_{TCSC})}{R_{ik}^2 + (X_{ik} - X_{TCSC})^2}$$

$$Y_{TCSC} = G_{TCSC} + jB_{TCSC} = \frac{1}{R + j(X + X_{TCSC})}$$

$$P_{ik}^{\alpha, TCSC} = V_i^2 G_{TCSC} - V_i V_k (G_{TCSC} \cos \delta_{ik} + B_{TCSC} \sin \delta_{ik}) \quad (3.28)$$

La matrice jacobienne devient comme suit:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta P_k \\ \Delta Q_i \\ \Delta Q_k \\ \Delta P_{ik}^{\alpha TCSC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_i}{\partial V_i} V_i & \frac{\partial P_i}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_i}{\partial \alpha_{TCSC}} \\ \frac{\partial P_k}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_i} V_i & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_k}{\partial \alpha_{TCSC}} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} V_i & \frac{\partial Q_i}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_i}{\partial \alpha_{TCSC}} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_i} V_i & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_k}{\partial \alpha_{TCSC}} \\ \frac{\partial P_{ik}^{\alpha TCSC}}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_{ik}^{\alpha TCSC}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{ik}^{\alpha TCSC}}{\partial V_i} V_i & \frac{\partial P_{ik}^{\alpha TCSC}}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_{ik}^{\alpha TCSC}}{\partial \alpha_{TCSC}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta \theta_i}{V_i} \\ \frac{\Delta \theta_k}{V_k} \\ \frac{\Delta V_i}{V_i} \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \Delta \alpha_{TCSC} \end{bmatrix}$$

$$\Delta P_{ik}^{\alpha TCSC} = P_{ik}^{spéc} - P_{ik}^{\alpha, TCSC}$$

Tel que $\Delta P_{ik}^{\alpha TCSC}$ est l'erreur sur l'écoulement de la puissance active pour le modèle de TCSC,

$P_{ik}^{spéc}$: C'est la puissance demandée sur la branche de TCSC.

À la fin de l'itération (i) la nouvelle variable de l'angle d'amorçage α_{TCSC} est exprimée comme suit:

$$\alpha_{TCSC}^{(i+1)} = \alpha_{TCSC}^{(i)} + \Delta \alpha_{TCSC}^{(i)} \quad (3.29)$$

3.4. Maximisation de la puissance desservie

Dans ce contexte, le but de l'optimisation est d'exploiter en mieux la capacité de réseau, Les dispositifs FACTS sont placés dans le système de façon à maximiser la puissance desservie aux consommateurs, tout en observant les contraintes de sécurités, Celles ci sont données par :

- Les niveaux de tension aux jeux de barres, qui ne doivent pas s'écarter de plus de 10% de leur valeur nominale, car en pratique, des écarts allant jusqu'à 10% de la valeur nominale peuvent être tolérés,
- Les puissances apparentes circulant dans les lignes dont la valeur doit rester inférieure à leur limite thermique,

Les dispositifs FACTS étant modélisés pour des régimes de fonctionnement stationnaires, c'est principalement leurs effets sur les transits de puissances et sur les tensions dans le réseau qui sont observés, Les critères d'optimisation se présentent sous forme de fonctions objectives à minimiser ou à maximiser selon les cas, Ils peuvent également être utilisés pour que les différentes contraintes précédemment décrites soient respectées,

3.4.1. Application

Dans cette section, on fait varier la charge, L'accroissement de la charge se fait de manière uniforme dans tout le réseau, Les puissances actives et réactives consommées par les charges sont multipliées par le même facteur K ,

$$\Delta P_{Li} = K, P_{Li0} \quad (3.30)$$

$$\Delta Q_{Li} = K, Q_{Li0} \quad (3.31)$$

Avec P_{Li} et Q_{Li} sont des puissances active et réactive consommées au jeu de barres i pour un facteur de charge K ,

P_{Li0} et Q_{Li0} sont des puissances active et réactive consommées au jeu de barres i dans le cas de base,

Les différentes valeurs de facteur de charge K sont 20%, 40% et 45% respectivement, Ce facteur est exprimé en valeur relative par rapport à la puissance maximale pouvant être desservie sans placer de FACTS dans le réseau, Les valeurs minimales et maximales des tensions de tous les jeux de barres sont fixées au 0,95 (pu), 1,1 (pu) respectivement, Afin d'éviter les arcs dans chaque manipulation de réglage de transformateur, la valeur des prises de réglage en charge des transformateurs est fixée dans un niveau prédéterminé, car dans la pratique cela se fait de cette manière.

Les paramètres de contrôle de l’algorithme (ABC) sont donnés au tableau(2,2), et les résultats de simulation pour les 3 cas sont exposés dans le tableau (3,1),

Cas 1 : $K = 20\%$;

Cas 2 : $K = 40\%$;

Cas 3 : $K = 45\%$,

Tableau 3-2. Résultats de simulation par l’algorithme(ABC) pour différentes valeurs de K.

Variables	Min	Max	Cas 1	Cas2	Cas 3
P_{G1} (MW)	50	200	193,5577	196,6680	198,5886
P_{G2} (MW)	20	80	59,24	78,6654	73,1237
P_{G5} (MW)	15	50	23,4327	44,3718	50,00
P_{G8} (MW)	10	35	33,3692	35,0	35,00
P_{G11} (MW)	10	30	15,6558	23,6287	30,00
P_{G13} (MW)	12	40	27,1802	32,6492	38,6161
V_{G1} (Pu)	0,95	1,1	1,0896	1,0602	1,0761
V_{G2} (Pu)	0,95	1,1	1,0585	1,0387	1,0366
V_{G5} (Pu)	0,95	1,1	1,0017	1,0115	0,9965
V_{G8} (Pu)	0,95	1,1	1,0162	1,0232	1,0081
V_{G11} (Pu)	0,95	1,1	1,1000	1,0995	1,0951
V_{G13} (Pu)	0,95	1,1	1,0601	1,0896	1,0848
θ_{G1} (deg)	-14	0	0	0	0
θ_{G2} (deg)	-14	0	-3,5397	-3,8470	-3,8180
θ_{G5} (deg)	-14	0	-11,1499	-12,2813	-12,4292
θ_{G8} (deg)	-14	0	-7,9757	-9,529	-9,3586
θ_{G11} (deg)	-14	0	-8,4088	-8,8220	-7,9219
θ_{G13} (deg)	-14	0	-8,7404	-10,1656	-9,7737
Coût de Génération (\$/h)	-	-	1021,2	1285,12	1362,4
Pertes de Transmission (MW)	-	-	12,3557	14,2231	14,3983
$\Delta V = \sum V_i - V_{ref} $	-	-	0,0804	0,05	0,3068

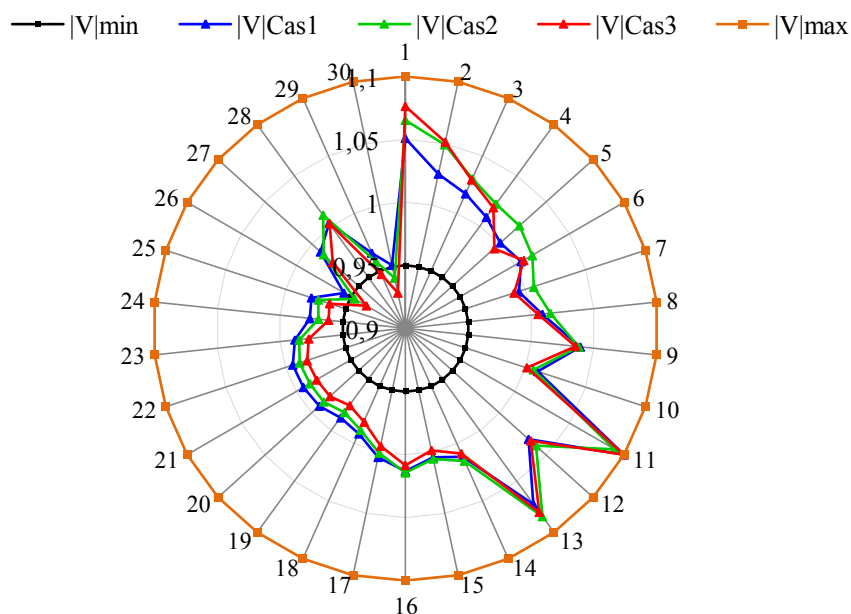


Figure 3-17,profil des tensions de réseau IEEE 30 bus pour différentes valeurs de facteur K,

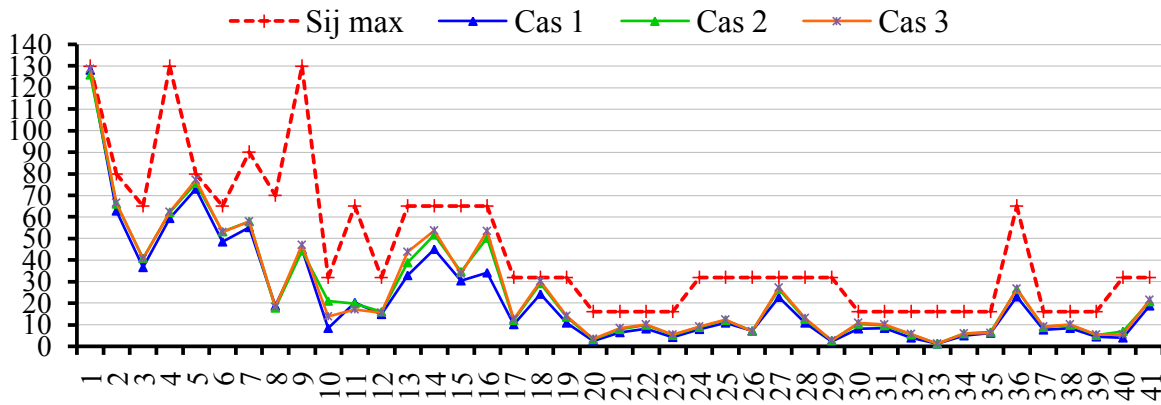


Figure 3-18, Puissances transmises dans les lignes pour les trois cas,

On remarque d’après les résultats trouvés par (ABC-OPF), et montrés dans les figures (3,17),(3,18) que cette méthode est robuste puisqu’elle répartie les puissances sur les générateurs jusqu’à ce qu’ils prennent leurs valeurs max, sans que les lignes atteignent les limites maximales dans les deux premiers cas (cas1, cas2), ainsi que toutes les tensions aux jeux de barres de charges sont dans leurs limites admissibles, Par conséquent, on ne peut pas aller au-delà de 40% car on aura d’une part, les lignes surchargées et des dépassement sur la limite inférieure des tensions (cas3), et d’autre part un risque de défaillance si un générateur sort du synchronisme ou une ligne subit un défaut et sort du réseau électrique puisque le minimum de réserve acceptable dans ce cas est de 24 MW , Pour le cas de 45% (cas3) les générateurs 5, 8 et 11 prennent les valeurs maximales et il reste à répartir le reste de la puissance sur les autres générateurs, Les lignes (2-5) ,(1-2) atteignent les limites maximales, et la réserve est égale à 9,7 MW présentant 2,36% de la charge totale qui est inférieure à la valeur minimale de la réserve exigée, On remarque enfin pour le cas de surcharge que le coût augmente de 39,37% qui est expliqué par l’utilisation des centrales les plus chères pour cette valeur de pointe.

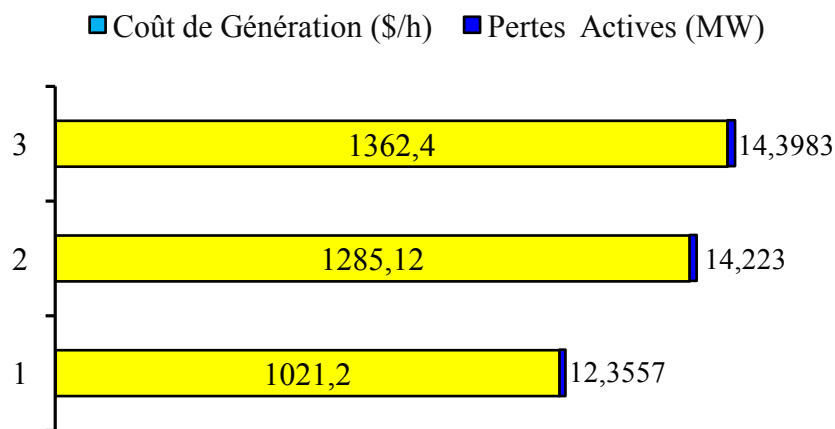


Figure 3-19. Comparaison des valeurs optimales des coûts et des pertes, trouvées par ABC dans le cas de l’augmentation de la charge

Au début, la solution utilisée consiste à changer la topologie de réseau électrique par la construction de nouvelles lignes électriques mais ceci est souvent difficile pour des raisons économiques et politiques, C'est pourquoi, on propose l'utilisation des dispositifs FACTS pour remédier aux différents problèmes confrontés auparavant dans l'étude de l'écoulement de puissance optimal lors de l'augmentation de la puissance demandée à savoir :

Les surcharges des lignes électriques de transport, l'effondrement de tension et les pertes, le dépassement au niveau de la puissance réactive générée et les pertes actives de transport.

Afin de mettre en évidence l'influence de deux types FACTS (SVC, TCSC) sur la puissance pouvant être transmise, l'amélioration de profil de tension, et la réduction des pertes actives, des simulations sont effectuées dans deux cas de figure :

- quand chaque dispositif est pris séparément;
- lorsque tous ces dispositifs placés simultanément dans le réseau.

Les résultats d'optimisation pouvant être obtenus dans ce contexte sont reportés dans les tableaux et les figures ci-dessous.

A. Installation de SVC:

Comme nous l'avons mentionné déjà au paragraphe (§ 3,3,1,a), et pour tester l'influence du SVC sur l'amélioration au profil des tensions, le compensateur statique est modélisé comme une source variable de la puissance réactive. Le choix de l'emplacement optimal du SVC est basé sur la détermination du jeu de barres à faible tension dans le réseau, Dans notre travail, la sélection de ce jeu de barres est faite par l'analyse de l'écoulement de puissance, Après avoir choisi les jeux de barres 26 et 30 respectivement comme lieu d'installation du SVC, nous devons optimiser à chaque fois la valeur de la susceptances B_{SVC} qui varie entre deux limites minimale et maximale,

Pour démontrer l'efficacité de l'approche proposée, trois cas différents ont été considérés comme suit:

Cas 1 =Avec FACTS (1 SVC installé au jeu de barres 26);

Cas 2 =avec FACTS (1 SVC installé au jeu de barre 30);

Cas 3 =avec FACTS (2 SVC installés aux jeux de barres 26 et 30),

Tableau 3-3, Résultats de simulation des trois cas trouvés par l’algorithme(ABC),

Variables	Min	Max	Sans FACTS	Cas 1	Cas 2	Cas 3
P_{G1} (MW)	50	200	198,5886	196,8754	197,6791	198,4035
P_{G2} (MW)	20	80	73,1237	73,2942	72,6718	73,3589
P_{G5} (MW)	15	50	50,00	50,00	49,8672	50,00
P_{G8} (MW)	10	35	35,00	35,00	35,00	35,00
P_{G11} (MW)	10	30	30,00	29,9601	30,00	30,00
P_{G13} (MW)	12	40	38,6161	40,00	39,6817	37,8299
Q_{SVC26} (MVar)	-25	+25	-	7,5346	-	5,0251
Q_{SVC30} (MVar)	-25	+25	-	-	8,8676	5,6679
$Q_{SVC-Tot}$ (MVar)	-25	+25		7,5346	8,8676	10,693
Coût de Génération (\$/h)	-	-	1362,47	1363,86	1361,61	1358,91
Pertes actives (MW)	-	-	14,3983	14,1997	13,9698	13,6623
$\Delta V = \sum V_i - V_{réf} $	-	-	0,3068	0,1262	0,2087	0,2397
$\Delta V / Q_{Tot} (\%)$			0,154%	0,064%	0,1066%	0,1245%
Min(V_i)	-	-	0,9288	0,9575	0,9670	0,9801

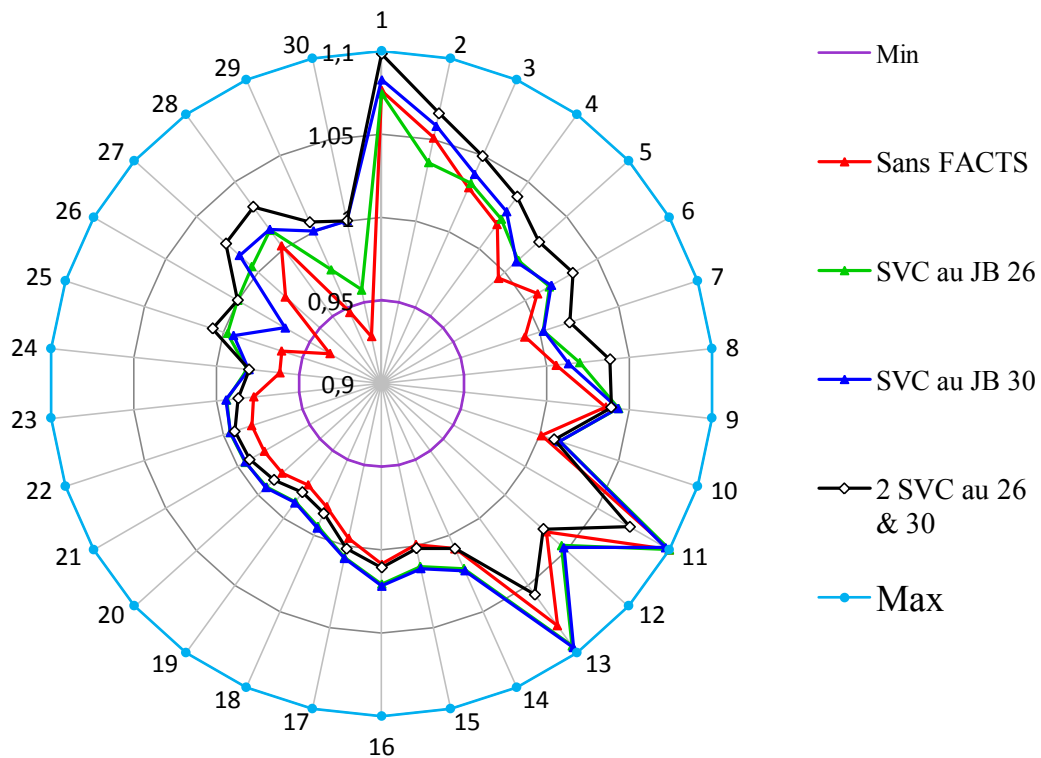


Figure 3-20, Profil des tensions de réseau IEEE 30 Jeux de Barres après la compensation

Le tableau (3,3) présente les résultats de simulation obtenus par la méthode de colonie d’abeilles artificielle (ABC) en présence du SVC, On remarque dans les deux premiers cas (1et 2) que l’approche proposée a répartie la puissance demandée sur les générateurs interconnectés de façon optimale et le SVC connecté au jeu de barres 26 et 30 individuellement injecte 7,5346 MAVR au JB 26, et 8,8676 MAVR au JB 30 pour maintenir la tension à la valeur désirée,

et réduire la marge de déviation de tension, Dans le troisième cas, deux SVC sont placés simultanément dans le réseau aux jeux de barres 26 et 30, et d'après ses résultats, on conclue qu'il est le meilleur cas par rapport aux autres cas (1&2), que ce soit sur le plan de coût de génération ou bien des pertes actives de transport, On peut remarquer aussi, que le SVC maintient les tensions des jeux de barres 26 et 30 à la valeur désirée 1pu, via une optimisation appropriée des valeurs des susceptances.

Les profils de tension de réseau, avec et sans SVC, sont présentés dans la figure (3-20), On remarque pour le cas de base (sans FACTS), les jeux de barres qui sont relativement loin des unités de production à savoir les jeux de barres 24, 25, 26 et 30 ont des tensions plus basses par rapport aux autres, Cette dégradation de la tension est due à la longue distance entre la production et la consommation. D'autre part, l'installation du SVC aux JB 26, 30 améliore d'une manière remarquable le profil de tension aux différents J,B de charge ainsi que la marge de déviation des tensions.

B. Installation de TCSC :

Différentes méthodes sont utilisées pour l'emplacement optimal de TCSC, tels que l'indice de sensibilité des pertes et l'indice de surcharge d'une ligne de transport dans un réseau électrique [42], Dans notre travail, on s'intéressera à la compensation de la ligne (2-5) du réseau qui subit une surcharge lors de l'augmentation de la puissance demandée au delà de 45%, figure (3-18). Après le choix optimal du site de TCSC, on doit optimiser sa taille, qui assure un contrôle de la puissance transportée et la réduction des pertes de transport, et comme nous l'avons déjà signalé dans l'équation (3,17), le degré de compensation des TCSC est limité entre 20% inductive et 80% capacitive.

Pour démontrer l'efficacité de l'approche proposée, deux cas différents ont été considérés:

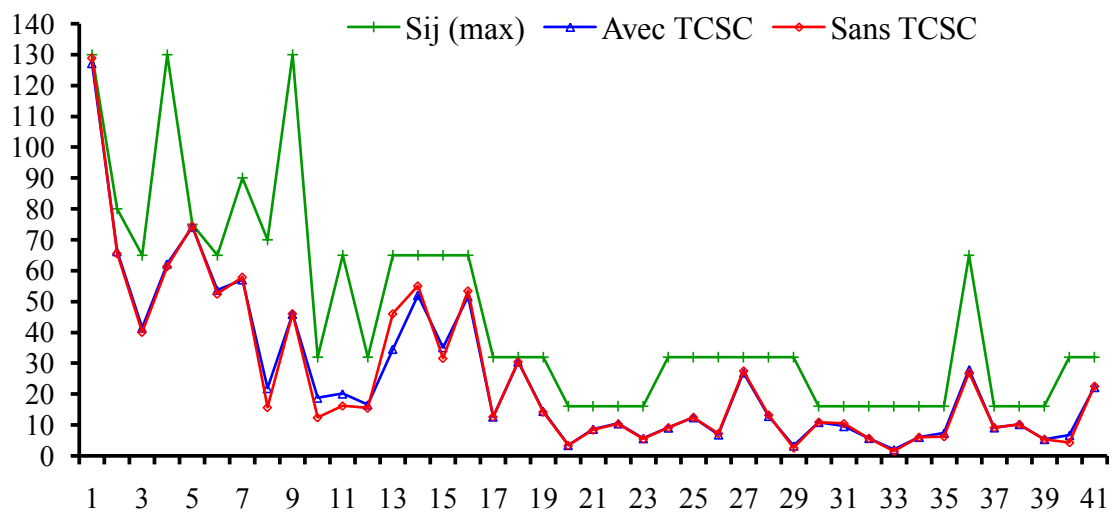
Cas 1 =Avec Facts (1 TCSC installé dans le trançon(2-5)) ;

Cas 2 =Avec Facts (TCSC installé dans le trançon (2-5) et 1 SVC Placé au jeu de barres n°30),

Les résultats de simulation trouvés par l'ABC sont affichés dans le tableau (3-4).

Tableau 3-4 . Résultats de simulation avec l'insertion de TCSC.

Variables	Min	Max	Sans FACTS	Cas 1	Cas 2
P_{G1} (MW)	50	200	198,5886	197,5552	198,9367
P_{G2} (MW)	20	80	73,1237	78,6520	72,6979
P_{G5} (MW)	15	50	50,00	50,00	49,5222
P_{G8} (MW)	10	35	35,00	35,00	35,00
P_{G11} (MW)	10	30	30,00	30,00	30,00
P_{G13} (MW)	12	40	38,6161	33,9481	38,6495
V_{G1} (pu)	0,95	1,1	1,0761	1,0763	1,0844
V_{G2} (pu)	0,95	1,1	1,051	1,0584	1,0617
V_{G5} (pu)	0,95	1,1	0,9947	1,0278	1,0380
V_{G8} (pu)	0,95	1,1	1,0056	1,0294	1,0276
V_{G11} (pu)	0,95	1,1	1,1000	1,0650	1,1000
V_{G13} (pu)	0,95	1,1	1,0801	1,0925	1,0929
TCSC (%)	80	+20	-	1,15	1,15
Q_{SVC30} (MVar)	-25	+25	-	-	7,2047
Coût de Génération (\$/h)	-	-	1362,47	1360,7	1358,50,
Pertes actives (MW)	-	-	14,3983	14,22	13,8763
$\Delta V = \sum V_i - V_{réf} $	-	-	0,3068	0,0151	0,4027
réserve	-	-	9,6719	9,84	10,7634

**Figure 3-21.** Puissances transmises dans les lignes avec et sans TCSC.

D'après les résultats du tableau (3,4), on voit clairement que, le TCSC fait diminuer les pertes totales du réseau jusqu'à la valeur 14 MW, mais d'une façon générale, les pertes réactives, Ceci est justifié par le fait que le TCSC fait diminuer la réactance apparente de la ligne, donc il influence directement sur les pertes réactives. La réduction du coût calculé pour une année vaut un montant assez important de l'ordre 15505,2\$/an.

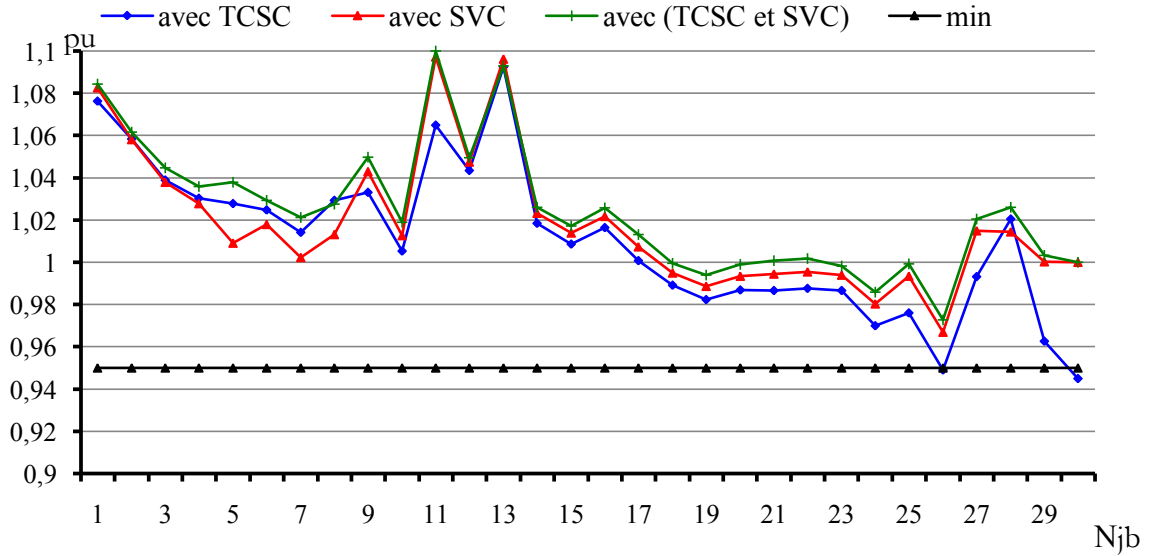


Figure 3-22. profil des tensions pour différents cas de compensation.

La figure (3-21) représente le profil de tension pour trois cas de simulation. D’après cette figure, on remarque que la combinaison de deux FACTS (SVC et TCSC) fournit un meilleur profil de tension comparée au cas du SVC seul. En Comparant le SVC et le TCSC, on constate que le TCSC améliore mieux le profil de tension dans les zones proches de leur site d’installation (jeux de barres 2, 3, 4, 5, 6 et 7), par contre le SVC améliore le profil de tension dans tous les jeux de barres. En fin de ce contexte, le but d’optimisation est d’exploiter au mieux la capacité de réseau électrique. Le dispositif TCSC est placé dans le système de manière à maximiser la puissance desservie aux consommateurs tout en respectant les contraintes de sécurités, ainsi que l’utilisation simultanée de deux types de FACTS conduit à des solutions plus économiques,

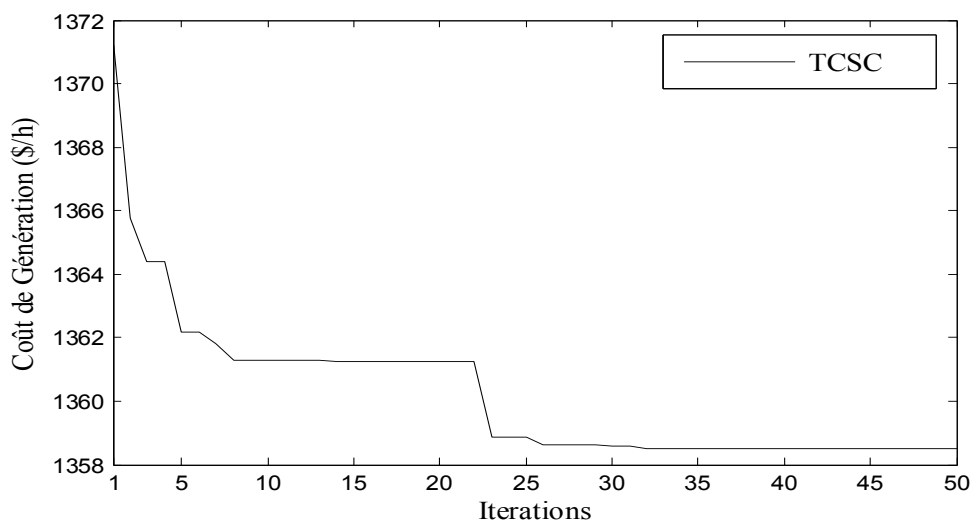


Figure 3-23. Caractéristiques de convergence de la fonction objective avec la considération de TCSC

3.5. Utilités des énergies renouvelables

La consommation des énergies fossiles nous pousse à produire d'avantage de gaz à effet de serre, et de gaz carbonique en particulier. L'effet de serre modifie et perturbe le climat et l'équilibre de notre planète, et nuit considérablement à notre environnement, et il ne cesse de s'accroître avec une rapidité inquiétante. Mais le protocole de Kyoto, signé le 11 décembre en 1997 au Japon, impose aux pays industrialisés un objectif de réduction des émissions de 5 % en moyenne pour les principaux gaz à effet de serre, tels que : dioxyde de carbone (CO₂), méthane (CH₄), dioxyde d'azote (N₂O), et trois substituts des chlorofluorocarbones, durant la période 2008 – 2012 par rapport au niveau de 1990[5], En effet plusieurs options sont proposées pour réduire les émissions comme l'installation d'équipements de nettoyage et le changement de carburant avec celui de moins polluant, par conséquent ces propositions ne sont pas vraiment réalisables car leurs rendements sont moyennement faibles ainsi que leurs investissements coûteux [27], La lutte contre ce phénomène est un objectif très important, et l'utilisation des énergies renouvelables va dans ce sens, en particulier l'énergie éolienne, qui s'avère être dans ce domaine très prometteuse,

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la Terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres, une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement [44].

A l'échelle mondiale, l'énergie éolienne depuis une dizaine d'années maintient une croissance de 30% par an. Dans le monde, on comptait en 2000 environ 20000 MW de puissance installée. Ce chiffre est doublé en 2003, la capacité de la puissance est augmentée jusqu'à 190000 MW en 2009, En prévision, pour l'année 2020 le totale de l'énergie éolienne dans le monde entier peut atteindre les 1261 GW, qui est environ de 12% de l'électricité totale mondiale [45],

3.5.1. Types de Machines Electriques utilisées dans les éoliennes

Différents types de machines électriques peuvent être utilisés pour la génération de puissance éolienne à savoir :

- Asynchrones : à cage d'écureuil, à rotor bobiné ou à double alimentation
- Synchrones : à rotor bobiné ou à aimant permanent
- Autres types de génératrices : générateur à haute tension, à reluctance variable ou à flux transversal.

Nous présentons dans le tableau (3,5) les avantages et les inconvénients relatifs à chaque type de génératrices. Ce tableau permettra, selon les besoins et les moyens, de faire un choix lors de la

Conception. Au-delà, des facteurs techniques et économiques fixent le type de machine pour chaque application.

Tableau 3-5. Les avantages et inconvénients des types de génératrices les plus utilisées dans la génération de l'énergie éolienne.

		Avantages	Inconvénients
Générateur Asynchrone	A rotor bobiné	<ul style="list-style-type: none"> - Glissement variable pour minimiser les fluctuations des couple et puissance (causées par les rafales) - Simple - Fiable - Ne nécessite pas de bagues (commande optique) 	<ul style="list-style-type: none"> - Nécessite un système de compensation de la puissance réactive - Variation de la vitesse limitée (dépend des variations de la résistance ajoutée) - Pertes d'énergie dans la résistance - Commande en puissance insuffisante
	Double alimentation	<ul style="list-style-type: none"> - Différence de fréquences (mécanique - électrique) compensée par le convertisseur - Contrôle des puissances active et réactive séparément - Peut être magnétisée par le réseau électrique ou par son propre rotor - Peut générer sa propre puissance réactive 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût élevé - La machine doit produire de la puissance réactive en cas de défaut de fonctionnement - La gamme des vitesses dépend de l'investissement économique au dépend de l'efficacité - Nécessite l'utilisation des bagues
Générateur synchrone	A rotor bobiné	<ul style="list-style-type: none"> - Ne nécessite pas la compensation de la puissance réactive - Possibilité de se passer de la boîte à vitesse (grâce à l'augmentation du nombre de pôles) 	<ul style="list-style-type: none"> - Chère - Volumineuse par rapport à une génératrice synchrone de même puissance - Nécessite un convertisseur pour gérer toutes les plages de puissances
	A aimant permanent	<ul style="list-style-type: none"> - Excitation indépendante - Grande efficacité - Grand facteur de puissance - Génération de la puissance à n'importe quelle vitesse 	<ul style="list-style-type: none"> - Matériau aimant permanent cher et difficile à travailler - Nécessité de système de commande sur une large plage de puissance - Nécessite le refroidissement de l'aimant permanent qui perd ses propriétés avec l'augmentation de température

3.5.2. Intégration de l'Energie Eolienne dans les réseaux électriques

Au cours de ces années, les réseaux électriques ont vu un changement élémentaire de types de générations comme le remplacement d'un grand nombre de centrales pour des raisons de vieillissement. Par conséquent, dans cette situation l'intégration de la production d'énergie renouvelable dans les réseaux électriques est devenue fondamentale pour aborder avec succès le changement climatique et les préoccupations de sécurité énergétique. En outre la production est cofinancée par des prix fixes à des niveaux élevés pour les différentes sources d'énergie renouvelable (RPS). Ces prix sont indépendants du niveau de pénétration des (RPS) dans le réseau.

D'autre part, les opérateurs des réseaux sont tenus par la loi pour assurer une production d'énergie renouvelable illimitée [46] [47].

La production de puissance par de grandes fermes éoliennes est soumise aux différents modèles de générateurs comme le même cas dans les centrales conventionnelles telles que les centrales thermiques, turbines à gaz ou les centrales hydroélectriques. Trois problèmes majeurs doivent être résolus pour l'intégration de grandes fermes d'éoliennes dans le système de transport:

- la puissance de sortie des turbines éoliennes dépend des conditions météorologiques et peut être intermittente;
- Un niveau plus élevé de la réserve de puissance que nous devons fournir;
- Des capacités de transmission appropriées doivent être créées pour que la puissance atteigne aux centres des charges.

De plus, la croissance rapide de la pénétration éolienne dans les réseaux de puissance présente aussi un nouveau défi pour les opérateurs des grands systèmes électriques. La production des parcs éoliens varie en permanence avec le temps, mais le réseau doit maintenir un équilibre constant entre la production et la demande. De nombreuses études sont menées pour connaître les effets de cette énergie stochastique sur la régulation et la stabilité des tensions du réseau. Le but est alors d'informer les opérateurs et les planificateurs des réseaux pour leur faire connaître le réel impact associé à cette augmentation de la présence de l'énergie éolienne [48].

La source d'énergie éolienne se diffère sur les sources d'énergie conventionnelles de trois façons principales: le facteur de vent, l'emplacement des ressources, et les machines électriques utilisées.

L'emplacement des ressources justifié par les zones fortes de puissance de vent, et le choix des machines électriques dépendent à des facteurs techniques et économiques.

Actuellement, le modèle du générateur éolien le plus utilisé est le générateur à vitesse variable (aérogénérateurs), puisqu'il est capable de générer sa propre puissance réactive, Les principaux avantages de la production d'énergie éolienne à vitesse variable sont : [48]

- La capacité de commander la puissance réactive et, de cette façon, de découpler la commande des puissances active et réactive;
- Le générateur peut se magnétiser à partir du rotor sans prélever au réseau la puissance réactive nécessaire;
- Il est capable d'échanger de la puissance réactive avec le réseau pour faire la commande de tension.

Une machine asynchrone à double alimentation est une machine asynchrone dont le stator est relié directement au réseau de puissance et dont le rotor est connecté à un convertisseur de type source de tension (VSC) en « back-to-back », qui fait office de variateur de fréquence.

La double alimentation fait référence à la tension du stator prélevée du réseau et à la tension du rotor fournie par le convertisseur. Ce système permet un fonctionnement à vitesse variable sur une plage spécifique de fonctionnement. Le convertisseur compense la différence des fréquences mécanique et électrique par l'injection d'un courant à fréquence variable au rotor.

Dans ce contexte, la puissance mécanique qui peut être extraite du vent se détermine au moyen de l'expression suivante :

$$P_g = \begin{cases} 0 & V < V_D \\ \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot V^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) & V_D \leq V \leq V_N \\ P_N & V_D \leq V \leq V_N \\ 0 & V > V_A \end{cases} \quad (3.32)$$

Telles que

ρ : est la masse volumique de l'air ;

S : la surface balayée par la turbine;

V : la vitesse du vent;

C_p : le coefficient de puissance, correspondant au rendement aérodynamique de la turbine

V_D : la vitesse critique du vent;

V_A : la vitesse de décrochage;

$\lambda = \frac{R_t \Omega_t}{V}$: ratio de vitesse;

R_t : est le rayon de la turbine et Ω_t la vitesse mécanique de la turbine;

β : est l'angle d'orientation des pales;

La relation (3,33) montre qu'une petite variation de la vitesse du vent induit une grande variation de la puissance générée.

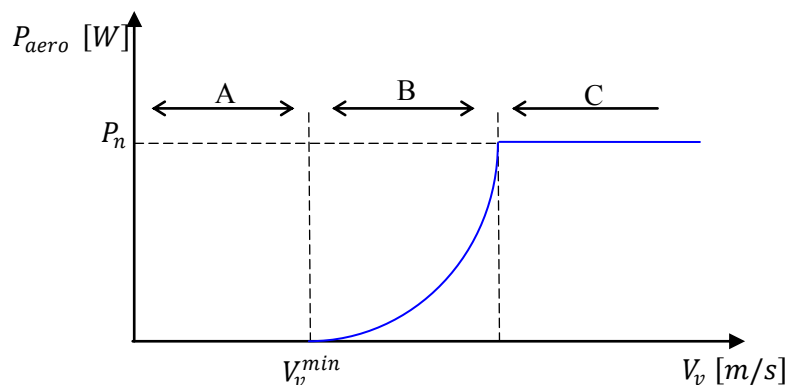


Figure 3-24. Courbe typique de puissance en fonction de la vitesse du vent

- la zone A, où $P_{turbine} = 0$ (la turbine ne fournit pas de puissance);

- la zone B, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent V_v ;

- la zone C, où généralement la vitesse de rotation est maintenue constante par un dispositif de régulation et où la puissance $P_{turbine}$ fournie reste sensiblement égale à P_n ,

De plus la puissance mécanique captée par la turbine est donnée par l'équation suivante: [49]

$$P_m = (\pi/2) \cdot \rho \cdot R^2 \cdot C_p(\lambda, \theta) \cdot V^3 \quad (3.33)$$

Et comme nous l'avons mentionné déjà, que la machine asynchrone doublement alimentée peut produire et / ou absorber de la puissance réactive et donc réguler leur facteur de puissance apparent.

La puissance réactive générée à la sortie de la turbine éolienne peut être calculée à partir de cette formule ci-dessous:

$$Q_g = \frac{\sqrt{1 - (\cos \phi)^2}}{\cos \phi} P_g \quad (3.34)$$

3.6. Optimisation de l'écoulement de puissance en présence d'éolienne

Le problème de l'écoulement de puissance optimal OPF avec l'intégration des sources éoliennes est le problème à étudier dans cette partie. Les puissances générées par les sources éoliennes doivent être incluses dans le vecteur de contrôle, Ainsi pour chaque pénétration de la puissance éolienne dans le réseau, on calcule le coût total de génération de système. La formulation du problème de l'écoulement de puissance optimal peut s'écrire comme suit:

Minimiser

$$\min f(x) \quad (3.35)$$

$$\text{Sujet à :} \quad g(x) = 0 \quad (3.36)$$

$$h(x) \leq 0 \quad (3.37)$$

tels que

$f(x)$: fonction objective (équation(1,41))

$g(x)$: contraintes d'égalités;

$h(x)$:contraintes d'inégalités;

x : vecteur des variables à contrôler qui s'écrit comme suit:

$$x^T = [P_{G1} \dots P_{Gn_g} P_{w1} \dots P_{wn_w}] \quad (3.38)$$

où: n_g est le nombre des générateurs standards, n_w est le nombre des générateurs éoliens

1) Les contraintes d'égalités:

La contrainte d'égalité liée à l'équilibre de la puissance active en tenant compte de la puissance de la turbine éolienne est exprimée comme suit:

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{Gi} + \sum_{i=1}^{nw} P_{wi} - P_D - P_{perte}(P_{Gi})$$

(3.39)

Tels que P_D : est la puissance demandée totale et P_{perte} les pertes de transmissions ;

$$P_{Loss} = \sum_{k=1}^{NL} g_k [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)] \tag{3.40}$$

2) Les contraintes d'inégalités : ce sont les limites supérieures et inférieures sur :

les puissances actives des générateurs;

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

les puissances réactives des générateurs;

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max}$$

les amplitudes des tensions de tous les jeux de barres;

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}$$

les puissances réactives des générateur éoliens

$$Q_{wi}^{min} \leq Q_{wi} \leq Q_{wi}^{max}$$

Les limites du transit de puissance apparente sur les lignes de transport $|S_{ik}|^2 \leq |S_{ik}^{max}|^2$

La puissance de générateur éolien injectée dans les réseaux électriques est aussi limitée,

$$P_{Loss} + P_D - \sum_{i=1}^{ng} P_{Gi} \leq 0 \tag{3.41}$$

3.6.1. Test de l'algorithme ABC sur l'OPF en présence des sources éoliennes

Le réseau test IEEE 30 jeux de barres de six centrales thermiques et deux fermes éoliennes connectées aux jeux de barres 10 et 24, est utilisé pour l'analyse de l'effet de raccordement des fermes éoliennes sur le coût total de production, le profil de tension et les pertes actives (Figure 3,26).

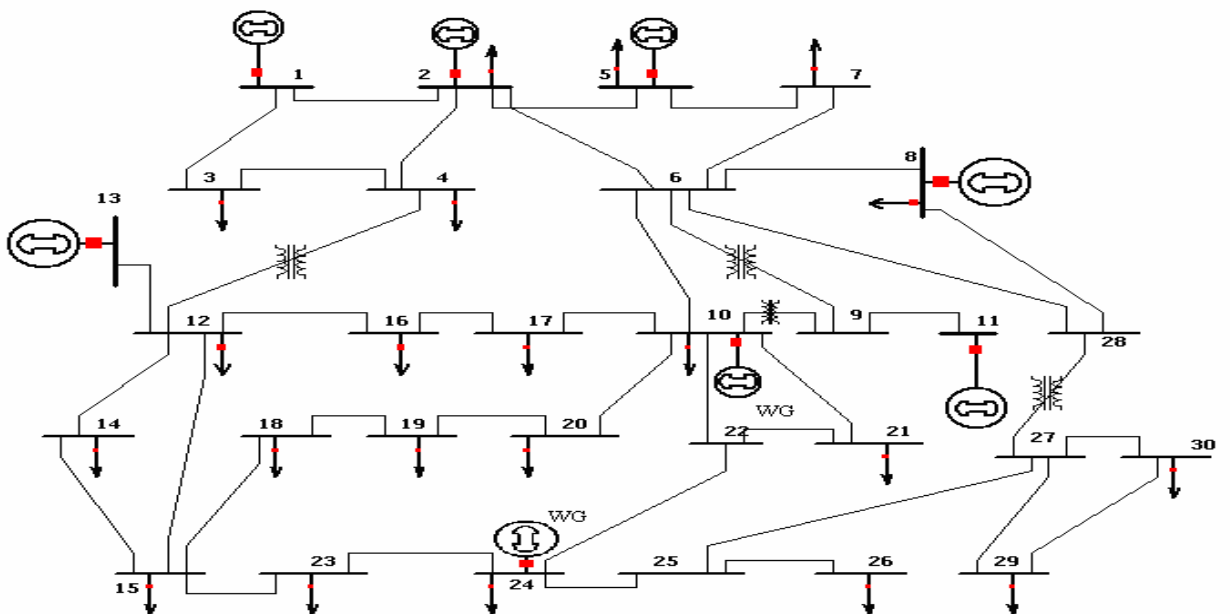


Figure 3-25. Schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 30-jeux de barres avec deux générateurs éoliens

Les résultats de simulation sans tenir compte des générateurs éoliens sont présentés dans le tableau (3,6).

Tableau 3-6. résultats du coût minimum de réseau test IEEE 30 jeux de barres

Variables	Coût de génération minimum
P_{G1} (MW)	176,7161
P_{G2} (MW)	48,8252
P_{G5} (MW)	21,5108
P_{G8} (MW)	21,8180
P_{G11} (MW)	12,1465
P_{G13} (MW)	12,0000
Coût de production (\$/hr)	802,7195
Les pertes actives	9,6166
$\Delta V = \sum V_i - V_i^{ref} $ (p.u)	0,1995

3.6.1.1. La connexion d'une seule ferme éolienne

Les générateurs éoliens sont connectés séparément dans les jeux de barres 10 et 24 pour des niveaux de pénétration de 5% jusqu'à 35% avec un pas de 5%. Les figures (3,26), (3,27) présentent les profils des tensions du réseau pour chaque pénétration de la puissance éolienne injectée, On remarque que les tensions de tous les jeux de barres charges sont dans leurs limites admissibles qui varient entre 0,95 et 1,1 p.u.

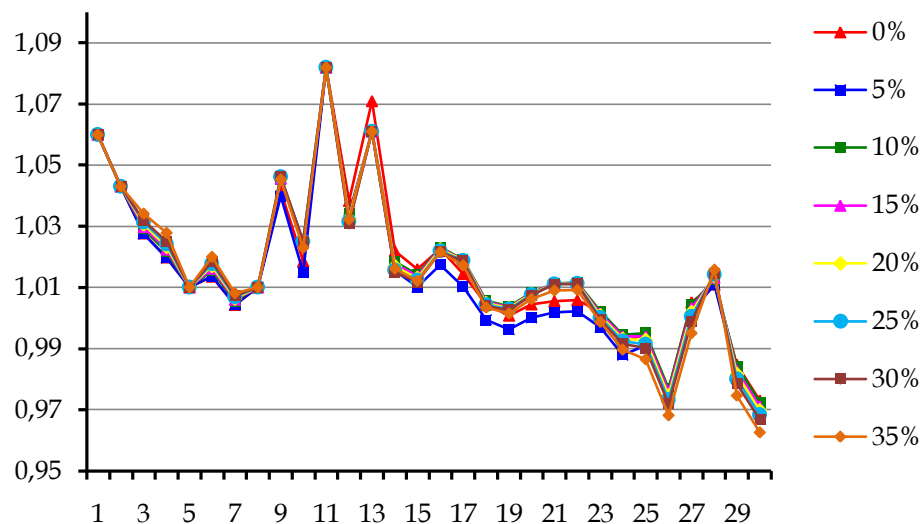


Figure 3-26. Profil des tensions avec une ferme éolienne connectée au jeu de barres 10

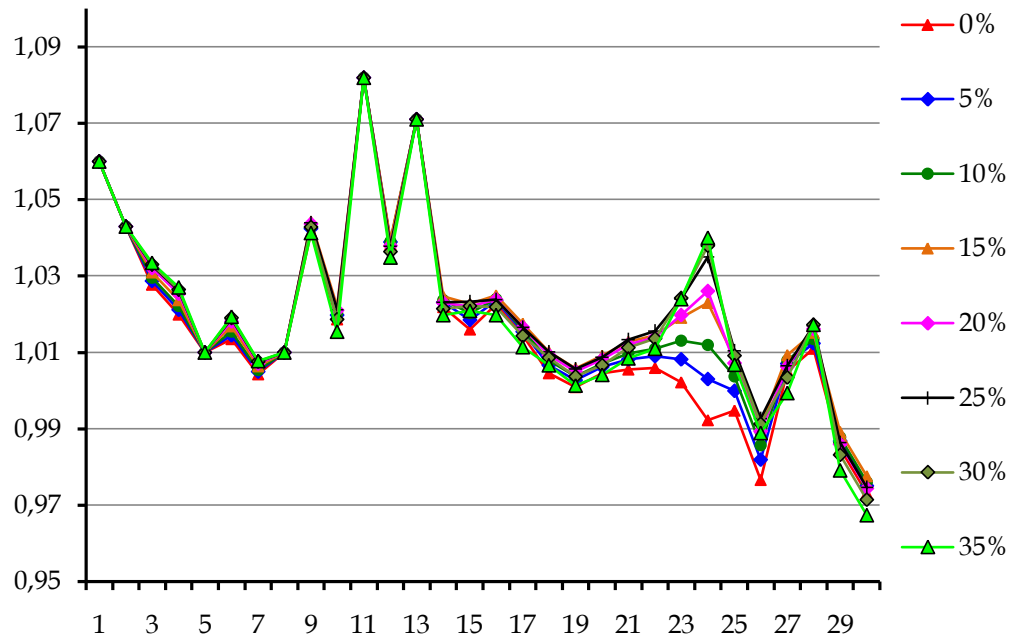


Figure 3-27. Profil des tensions avec une ferme éolienne connectée au jeu de barres 24

Les puissances optimales actives et réactives de toutes les unités de production lors de connexion de générateurs éoliens sont présentées dans les figures (3,27), (3,28), et le tableau (3,7) présente les résultats de l'application de l'approche proposée (ABC-OPF) quand les fermes éoliennes sont connectées aux jeux de barres 10 et 24 séparément avec divers niveaux de pénétrations de puissance éolienne, Ces résultats présentent clairement l'impact de l'emplacement et le taux de pénétrations des générateurs éoliens dans le réseau électrique.

A partir du tableau (3,7), on peut remarquer que le coût total du système, les pertes actives, et les puissances réactives générées par les éoliennes sont différents pour diverses intégrations,

Le raccordement de la ferme éolienne au niveau du jeu de barres 24 sera donc une meilleure option en termes de réduction du coût total et des pertes de puissance pour les faibles taux de pénétrations (5% P_D , 10% P_D). Mais pour un taux élevé (15% P_D , 20%, P_D 25%, P_D 30% P_D et 35% P_D), l'intégration de la ferme éolienne au jeu de barres 10 donne de meilleurs résultats

Tableau 3-7. Résultats de ABC-OPF quand les fermes éoliennes connectées aux jeux de barres 10 et 24 séparément avec divers taux de pénétrations de puissance éolienne

Fermes éoliennes connectées au jeu de barres 10							
Niveau de pénétration	5 %	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %	35 %
Q_g (éolienne)(Mvar)	-3,8112	2,9712	0,6312	-1,5437	-3,5404	-4,9668	-6,0549
Pertes (MW)	9,0806	8,5291	8,0264	7,3495	6,8919	6,5945	5,6566
Coût (\$/hr)	759,311	716,901	675,917	636,259	599,285	564,9084	602,9396
V_{min} (p,u)	0,9701	0,9725	0,9712	0,9698	0,9683	0,9668	0,9627
Angle min (°)	-13,7012	-12,966	-12,2201	-11,302	-10,316	-9,4255	-7,0315
$\Delta V = \sum V_i - V_i^{réf} $	0,1044	0,2097	0,2024	0,1941	0,1845	0,1750	0,1538
Fermes éoliennes connectées au jeu de barres 24							
Niveau de pénétration	5 %	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %	35 %
Q_g (éolienne)(Mvar)	-0,6784	-1,7020	-1,4815	-4,8043	-4,4623	-6,5778	-8,7490
Pertes (MW)	8,8299	8,4113	7,7877	6,3941	6,5608	8,4353	9,5449
Coût (\$/hr)	758,551	716,4843	678,8059	660,095	631,032	590,532	563,289
V_{min} (p,u)	0,9751	0,9760	0,9775	0,9743	0,9746	0,9714	0,9673
Angle min (°)	-13,129	-11,9984	-10,3649	-7,8100	-6,3291	-5,6113	-4,2308
$\Delta V = \sum V_i - V_i^{réf} $	0,2549	0,2854	0,3345	0,3178	0,3396	0,3075	0,2649

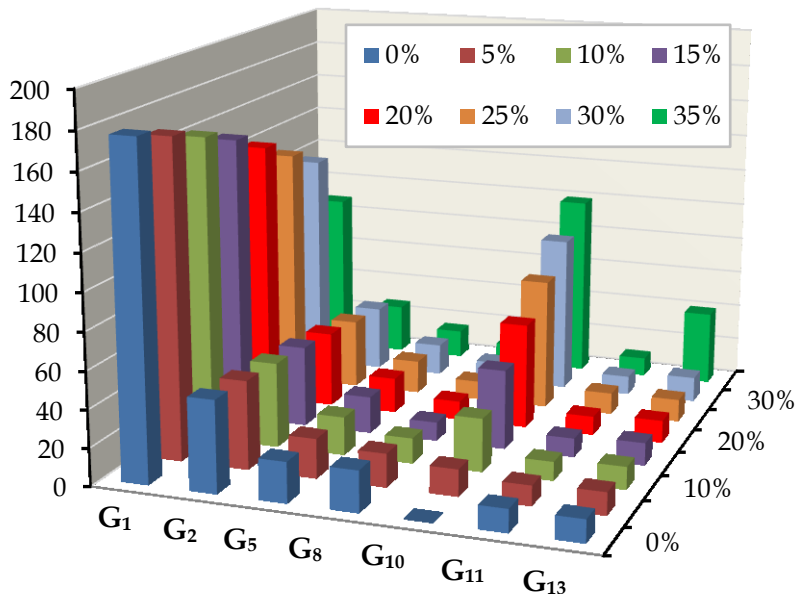


Figure 3-28, Les puissances actives générées avec une ferme éolienne connectée au jeu de barres 10

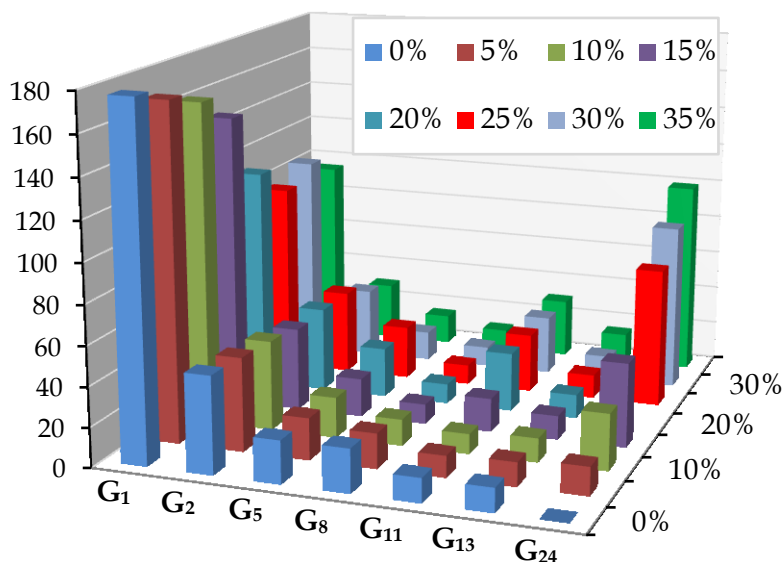


Figure 3-29, Les puissances actives générées avec une ferme éolienne connectée au jeu de barres 24

Néanmoins, pour les valeurs des tensions minimales (niveau et angle de phase), les résultats montrent que le jeu de barres 10 est le meilleur en terme d’emplacement de la ferme éolienne pour tous les taux de pénétration de puissance, ainsi que pour les déviations des tensions,

3.6.1.2. Multiples emplacements des fermes éoliennes

Dans les endroits multiples, les générateurs de puissance éoliens sont reliés aux jeux de barres 10 et 24 simultanément, et différentes combinaisons de taux de pénétration ont été appliquées, Le tableau 4 présente les combinaisons utilisées et le taux global de pénétration dans le réseau,

Tableau 3-8, Différents cas d’emplacement des générateurs éoliens aux jeux de barres 10 et 24

N°	% de Combinaison		% Total de Combinaison
	G ₁₀ (élevé)-G ₂₄ (bas)	G ₁₀ (élevé) - G ₂₄ (bas)	
C0	0 % - 0 %	0 % - 0 %	0 %
C1	5 % - 5 %	5 % - 5 %	10 %
C2	5 % - 10 %	5 % - 10 %	15 %
C3	5 % - 15 %	5 % - 15 %	20 %
C4	10 % - 10 %	10 % - 10 %	20 %
C5	10 % - 15 %	10 % - 15 %	25 %
C6	5 % - 20 %	5 % - 20 %	25 %
C7	5 % - 25 %	5 % - 25 %	30 %
C8	10 % - 20 %	10 % - 20 %	30 %
C9	15 % - 15 %	15 % - 15 %	30 %
C10	5 % - 30 %	5 % - 30 %	35 %
C11	10 % - 25 %	10 % - 25 %	35 %
C12	15 % - 20 %	15 % - 20 %	35 %

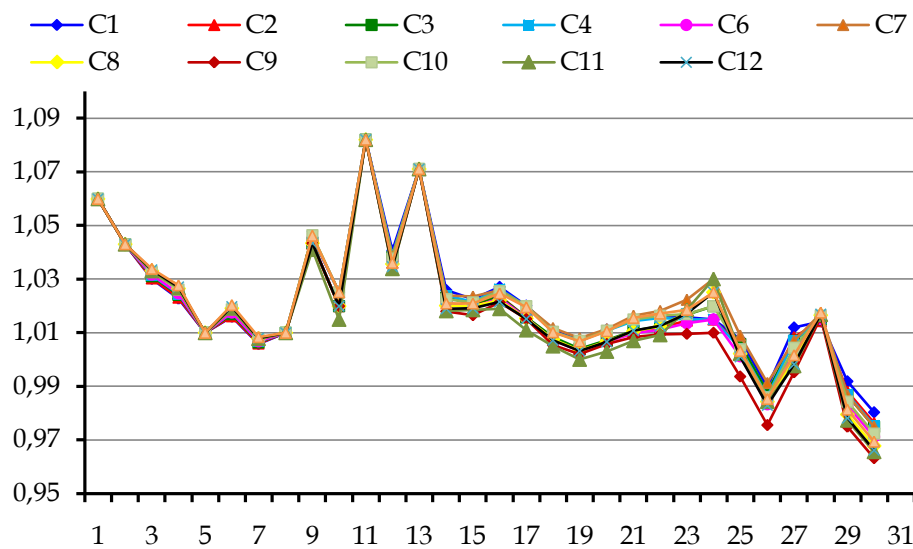


Figure 3-30. profil des tensions avec des emplacements dispersés des fermes éoliennes G₁₀ (bas) – G₂₄ (élevé)

Tableau 3-9 impact de générateur éolien sur le coût et les pertes actives

N°	G10-Bas G24-Haut		G10-Bas G24-Haut	
	Coût	Pertes	Coût	Pertes
C0				
C1	715,821	8,2108	715,821	8,2108
C2	675,101	7,7754	674,85	7,6899
C3	636,373	7,3901	635,094	6,9809
C4	635,242	7,0242	635,242	7,0242
C5	598,591	6,9026	597,594	6,5737
C6	622,606	6,0565	597,376	6,5023
C7	595,338	6,5859	561,405	6,1873
C8	589,358	6,2140	561,3663	6,1650
C9	562,052	6,4065	562,052	6,4065
C10	560,983	7,9855	527,2267	6,0703
C11	556,76	6,7954	526,5508	5,8300
C12	552,829	6,0729	527,348	6,1119

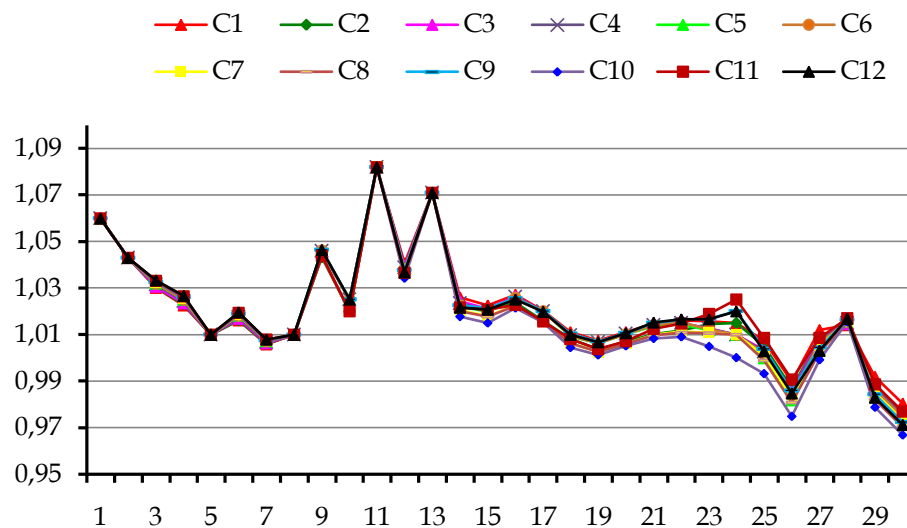


Figure 3-31, profil des tensions avec des emplacements dispersés des fermes éoliennes G₂₄ (bas) - G₁₀ (élevé)

Les résultats de simulation, lorsque le taux de pénétration des générateurs éoliens est faible au niveau du jeu de barres 10 et élevé au jeu de barres 24 sont illustrés dans la figure (3,30), Les résultats de simulation, lorsque le taux de pénétration des générateurs éoliens est faible au niveau du jeu de barres 24 et élevé au jeu de barres 10 sont présentés dans la figure (3,31). A partir des figures (3,30), (3,31), il est clair que toutes les tensions des jeux de barres charges sont dans leurs limites admissibles d'exploitation pour différents taux de pénétrations, dont on peut conclure que la production éolienne contribue à améliorer le profil de tension de réseau de transport. Le tableau (3,9) montre le coût de production et les pertes pour différents taux de pénétration de la puissance éolienne et divers emplacement des générateurs éoliens,

Tous les résultats obtenus pour différents scénarios donnent un signal sur le niveau de pénétration et l'emplacement optimal de sources éoliennes, en termes de profil de tension et des pertes actives,

3.7. Conclusion

Dans ce dernier chapitre, on a testé la méthode de colonie d'abeilles artificielle sur le réseau IEEE30 jeux de barres pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance optimal en présence des dispositifs FACTS et des sources éoliennes. Les résultats de simulation obtenus permettent d'espérer une application pratique de cette méthode métaheuristique pour le calcul de l'OPF avec plusieurs et différentes topologies des réseaux électriques.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Dans ce mémoire, nous avons exploré et testé l'application d'une méthode métaheuristique qui est l'algorithme de colonie d'abeilles artificielle sur l'optimisation de l'écoulement de puissance. Une des particularités importantes des métaheuristicques, réside dans l'absence d'hypothèses particulières sur la régularité de la fonction coût. Aucune hypothèse sur la continuité de cette fonction n'est requise, ses dérivées successives ne sont pas nécessaires, ce qui rend très vaste le domaine d'application de ces métaheuristicques dans les systèmes électriques,

Le premier chapitre a été consacré à la définition et la formulation du modèle mathématique convenable du réseau électrique décrivant d'une façon suffisante les relations entre les tensions et les puissances dans le système interconnecté, puis la spécification des limites d'énergie et des tensions qui doivent être appliquées aux différents jeux de barres,

Dans le deuxième chapitre, on a étudié la méthode métaheuristique de clonie d'abeilles artificielle. Les résultats de simulation sur des fonctions multi-objectifs ont montrés que cette méthode possède des caractéristiques bien souhaitables dans le problème d'OPF. Une étude comparative entre la méthode d'ABC et les méthodes MDEA et IE a montré que notre approche converge vers de meilleures solutions,

Enfin, dans le troisième chapitre de ce mémoire, on a étudié l'OPF en présence des Dispositifs FACTS et des Fermes éoliennes. La première partie a prouvé l'apport positif de l'insertion des dispositifs FACTS au réseau lors des appels importants de la charge au profil de tension et de la puissance transitée. La deuxième a été consacrée à l'intégration des sources éoliennes avec divers taux de pénétration par rapport à la puissance demandée, dont on a conclu que l'utilisation des fermes éoliennes a des avantages importants, sur la réduction des pertes de puissance réelles, le coût du carburant et l'amélioration du profil de tension,

On peut conclure que la complexité des problèmes liés aux réseaux électriques en changeant leurs topologies par l'insertion des dispositifs FACTS et l'intégration des fermes éoliennes fait appel à des méthodes exactes de solution possédant une bonne flexibilité à intégrer diverses contraintes spécifiques sans aucune restriction,

ANNEXE

Réseau test IEEE 30-Jeux de barres

Le réseau de transport qui va servir de base à notre étude est issu d'un réseau réel simplifié qui est le réseau test IEEE 30Bus représente une portion du système de puissance électrique américain (in the Midwestern US) pour Décembre 1961, (Figure A,1), La tension est de 135 kV,

Tableau A,1 Coefficients des courbes des fonctions de coût des générateurs du réseau 30 jeux de barres

Bus Number	P_{\min} [MW]	P_{\max} [MW]	Q_{\min} [Mvar]	Q_{\max} [Mvar]	a [\$ /hr]	b [\$ /MWhr]	c,10-4 [\$ /MW2hr]
1	50	200	-20	200	0	2,00	37,5
2	20	80	-20	100	0	1,75	175,0
5	15	50	-15	80	0	1,00	625,0
8	10	35	-15	60	0	3,25	83,0
11	10	30	-10	50	0	3,00	250,0
13	12	40	-15	60	0	3,00	250,0

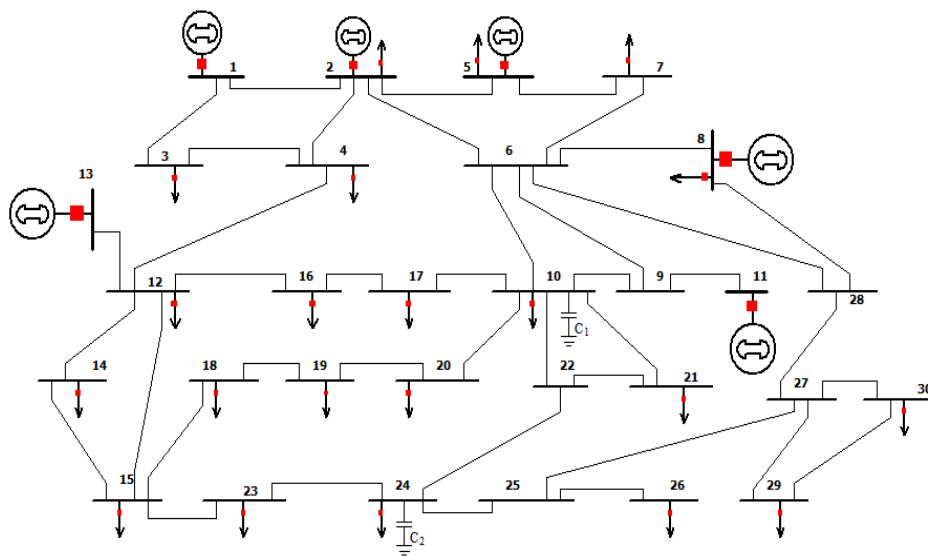


Figure A.1 Schéma unifilaire du réseau électrique IEEE 30 Bus

Data,, IEEE 30-bus test system, [Online],
www.ee.washington.edu/research/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm

-
- [1] L.Slimani, "Contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes métaheuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé," Université de SETIF Thèse de Doctorat, 2009.
 - [2] Mezhoudi Houcem Edinne, "Résolution du problème d'affectation de fréquence dynamique en utilisant un algorithme basé sur le comportement des abeilles," 2010.
 - [3] Stéphane Gerbex, "Métaheuristique appliquées au placement optimal des dispositif FACTS dans un réseau électrique," Ecole Polytechnique Federal de Laussane Thèse de Doctorat Es Sciences Technique 2742, 2003.
 - [4] B.B. Sahoo a, N. Sahoo b, U.K. Saha, "Effect of engine parameters and type of gaseous fuel on the performance," *elsevier*, p. 1151–1184, (2009).
 - [5] C. N. Climat, "Plan National Climat de la Belgique," rapport Politique, 2009 - 2012.
 - [6] Y. Himri, Arif S. Malik , A. Boudghene Stambouli , S. Himri , B. Draoui, "Review and use of the Algerian renewable energy for sustainable development," *elsevier Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 1584–1591, Sep. 2009.
 - [7] L.Slimani , "optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode de colonie de fourmis," Université de Sétif mémoire de Magister, 2006.
 - [8] S.Sayah , "Application de l'intelligence artificiel pour le fonctionnement optimal des systèmes électriques," Université de Sétif Thèse de Doctorat , 2010.
 - [9] R. Benabid , "Optimisation Multi-objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques," Université de Laghouat mémoire de Magister, 2007.
 - [10] T. Kritsana, "Development of efficient calculation method based on evolutionary programming for optimal power flow considering transient and voltage stabilities," university of Tokyo Thèse de Doctorat , December 2009.
 - [11] S.Hemamalini and Sishaj P Simon, "economic load dispatch with valve-point effect using artificial bee colony algorithm ," in *xxxii national systems conference*, 2008, pp. 525-530.
 - [12] A.Ladjici, "calcul évolutionnaire application sur l'optimisation de la planification de la puissance réactive," école national polytechnique d'Alger Mémoire de Magister .
 - [13] J. A. Momoh, R. J. Koessler, M. S. Bond, B. Stott, D. Sun, A. D. Papalexopoulos and P. Ristanovic, "Challenges to Optimal Power Flow," *Power Systems, IEEE Transactions*, vol. 12, no. 1, pp. 444-455, Feb. 1997.
 - [14] Leandro dos Santos Coelho and Viviana Cocco Mariani, "Combining of Chaotic Differential Evolution and Quadratic Programming for Economic Dispatch Optimization With Valve-Point Effect," *IEEE transactions on power systems*, vol. 21, no. 2, May 2006.
 - [15] Ankit Yadav, "Multiobjective optimal power flow," Thèse Master, University,Patiala , July 2010.
 - [16] J Daniel , "implementation of a Newton-based optimal power flow into a power system simulation environment ," Thesis Master of Science in Electrical Engineering , University of Illinois at Urbana-Champaign, 1997.
 - [17] Harbadji.w , "optimisation de l'écoulement de puissance environnemental par la méthode du algorithme Génétique ," Université de Sétif Mémoired' ingénieur, 2010.
 - [18] H. YAHYA, *Book "The Miracle of the honeybee"*, G. M. D. Cd., Ed. Okmeydani-Istanbul-Turkey, March 2007.
 - [19] harunyahya. <http://jlpetitlaurent.free.fr/abeille/http://lerucherdulac.free.fr>.
 - [20] Laiq Khan, IkramUllah, Tariq Saeed, K.L. Lo , "Virtual Bees Algorithm Based Design of Damping Control System for TCSC ," *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, vol. 4, no. 1, pp. 1-18, 2010 .
 - [21] Efr'en Mezura-Montes Mauricio Dami'an-Araoz and Omar Cetina-Dom'ingez, "Smart Flight and Dynamic Tolerances in the Artificial Bee Colony for Constrained Optimization," Sep. 2010.
 - [22] Dervis Karaboga and Bahriye Basturk, "Artificial Bee Colony (ABC) Optimization Algorithm for Solving Constrained Optimization Problems," *Springer-Verlag Berlin Heidelberg* , p. 789–798, 2007.
 - [23] D. Karaboga , B. Basturk, "On the performance of artificial bee colony (ABC) algorithm," *Science Direct Applied Soft Computing* , vol. 8, no. 1, p. 687–697, 2007.
 - [24] Jason Yuryevich & Kit Po Wong, "Evolutionary Programming Based Optimal Power Flow Algorithm "," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 4, pp. 1245-1250, Nov. 1999.

-
- [25] Disponible sur «<http://www.centre-cired.fr/IMG/pdf/TheseMathy.pdf> / .
- [26] A Pornrapeepat Bhasaputra, Sumeth Anantasate, and Woraratana Pattaraprakorn, "Multiobjective Bees Algorithm for Optimal Power Flow Problem," *ECTI Transactions on electrical eng. electronics, and communications*, vol. 9, no. 1, pp. 56-64, vol.9, no.1 2011.
- [27] M. A. Abido, "Environmental/Economic Power Dispatch Using Multiobjective Evolutionary Algorithms," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 18, no. 4, pp. 1529-1537, Nov. VOL. 18, 2003.
- [28] Taher Niknam, Mohammad rasoul Narimani, Masoud Jabbari, Ahmad Reza Malekpour, "A modified shuffle frog leaping algorithm for multi-objective optimal power flow," *ScienceDirect Energy*, vol. 36, no. 11, pp. 6420-6432, Oct. 2011.
- [29] A. Lakshmi Devi and O. Vamsi Krishna, "combined economic and emission dispatch using evolutionary algorithms -a case study," *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*, vol. 3, no. 6, pp. 28-35, Dec. VOL. 3, NO. 6, 2008.
- [30] K.R-Padyiar., *FACTS controllers in power transmission and distribution*. New Delhi, India: NEW AGE INTERNATIONAL limited, publishers, 4835/24, Ansari Road, Daryaganj.
- [31] G. Eskandar, "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques," Université Henri Poincaré Nancy-I Thèse Doctorat, Octobre-2003.
- [32] A. Edris et al., "Proposed Terms and Definition of FACTS," *IEEE transaction. on power systems*, vol. 12, no. 4, pp. 1884-1853, Oct. 1997..
- [33] 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.
- [34] M.BalasubbaReddy .Y.P.Obulesh .S.Sivanaga, "Modeling and simulation of TCSC for optimal power flow solution using NR," *IJETSE International Journal of Emerging Technologies in Sciences and engineering*, vol. 5, no. 2, pp. 16-19, Dec. 2011..
- [35] Xiao-ping zhang, Christian rehtanz, Bikash pal, *Livre : Flexible AC Transmission Systems: Modeling and Control*. Verlag Berlin Heidelberg-Germany: Library of Congress Control Number: 2005936513-Springer, 2006.
- [36] Hadi Saadat, *Book: power system analysis*. New York: Milwaukee School of Engineering P/N 012235-0, ISBN 0-07-561634-3 HILL, 1999..
- [37] M. O. Hassan, S. J. Cheng, Senior Member, IEEE, Z Anwar, "Steady-State Modeling of SVC and TCSC For Power Flow Analysis," *Proceedings of the International MultiConference of Engineers and Computer Scientists (IMECS)*, vol. II, pp. 978-988, Mar. 2009 Hong Kong.
- [38] G. A. G.Glanzmann, "Cordinated control of FACTS Devices based on Optimal Power Flow," vol. 8, pp. 141-148, Dec. 2005.
- [39] Enrique Acha, Claudio R. Fuerte-Esquivel, Hugo Ambriz-Pérez, César Angeles-Camacho, *Book Modelling and Simulation in Power Networks*. England: British Library Cataloguing in Publication Data, 2004.
- [40] R.Mohamad Idris, A.Khairuddin, and M.W.Mustafa, "Optimal Allocation of FACTS Devices for ATC Enhancement Using Bees Algorithm," *World Academy of Science, Engineering and Technology*, 2009.
- [41] F.Z. Gherbi, F.Lakdja, R.Berber, "dispatching économique au moyen de diapositif FACTS," *ACTA ELECTROTECHNICA-Mediamira science Publisher*, vol. 51, no. 1, pp. 51-54, 2010.
- [42] R. Mohan Mathur, Rajiv K. Varma, *Book: Thyristor-based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems*, I. o. E. a. E. Engineers-IEEE, Ed. United States of America: Library of Congress Cataloging-in-Publication Data is available., Page 415- a john Wiley & sons, inc. publication-2002 by the..
- [43] Ongsakul, W.; Jirapong, P, "Optimal allocation of FACTS devices to enhance total transfer capability using evolutionary programming," *Circuits and Systems, ISCAS. IEEE International Symposium*, vol. 5, pp. 4175-4178, 2005.
- [44] A. Abdelli, "Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive," institut National Polytechnique de Toulouse Thèse Doctorat, 2007 .
- [45] Liang Xie; Hsiao-Dong Chiang, "Optimal Power Flow Calculation of Power System with Wind Farms," *Power and Energy Society General Meeting, IEEE*, pp. 1-6, 2011.
- [46] Hugh Outhred, "Meeting the Challenges of Integrating Renewable Energy into Competitive Electricity Industries," in *conference in Renewable Energy*, May 3, 2007.
- [47] L. Slimani and T Bouktir, "Optimal Power Flow with High Wind Energy Penetration using Artificial Bee Colony Algorithm," in *4th INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL ENGINEERING*,

University of Sciences & Technology Houari Boumediene, 2012.

- [48] Miguel LOPEZ , "contribution a l'optimisation d'un systeme de conversion eolien pour une unite de production isolée," Université Paris sud Thèse Doctorat, 2008.
- [49] Herman Bayem, Yannick Phulpin, Philippe Dessante and Julien Bect, "Probabilistic computation of wind farm power generation based on wind turbine dynamic modeling," *PMAFS*, 2008.

PUBLICATIONS

Articles de conférences

- 1- " Application of Artificial Bee Colony Technique for Optimal Power Flow Solution Incorporating FACTS Devices"4th International Conference on Electrical Engineering- Université des Sciences et Technologies *Houari Boumediene* May 07-09, 2012,
- 2- " Enhanced the Environmental/Economic Dispatch problem by Incorporation the wind farms in power system " Second International Conference on Renewable Energy *Bejaia, Algeria*, April 15-16 - 2012,
- 3- "Multiobjective Artificial Bee Colony Algorithm for Economic/Emission Optimal Power Flow problem" 2nd International Conference on Information Processing and Electrical Engineering, ICIPEE'12, *Tebessa, Algeria*, April 14-16 2012

ملخص :

المساهمة الرئيسية لهذه الأطروحة هو تطبيق تقنية من خوارزميات تحاكي الطبيعة المسماة تقنية مستعمرة النحل الاصطناعية (ABC) لحل مشكلة التدفق الأمثل للقوة الكهربائية للطاقة في وجود أنظمة مرنة للنقل بالتيار المتردد ومصدر طاقة متجددة (الرياح)، عدة دوال هدف استخدمت لحل : التدفق الأمثل للقوة الكهربائية مع وبدون تلوث، مع وبدون تأثير فتح الصمام، تخفيض تكلفة الوقود المستخدم للتشغيل مع الأخذ بعين الاعتبار الضياع في القدرة الفعالة، والانحرافات في التوترات على مستويات العقد، للاستغلال الأفضل لقدرة الشبكة، تم وضع أنظمة مرنة للنقل بالتيار المتردد لضمان أقصى قدر من الطاقة الموزعة للمستهلكين، وتحسين قيمة التوترات ضمن قيود أمنية. وقد تم إدراج مصدر للطاقة المتجددة (الرياح)، من أجل دراسة تأثيرها على التدفق الأمثل للطاقة، تطبيق تقنية مستعمرة النحل الاصطناعية المقترحة على شبكة الاختبار الكهربائية-IEEE30 أعطت نتائج أفضل من أجل طوبولوجيا مختلفة مقارنة مع تلك التي وردت مؤخرا في المنشورات،

كلمات مفتاحية : التدفق الأمثل للقوة الكهربائية، خوارزميات محاكية للطبيعة، خوارزمية مستعمرة النحل، أنظمة مرنة للنقل بالتيار المتردد، طاقة الرياح، شبكات كهربائية.

Résumé

La contribution principale de ce mémoire est l'application de la technique métaheuristique de colonie d'abeilles artificielle (ABC) pour résoudre le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance en présence des dispositifs FACTS et une source renouvelable (éolienne), Différentes fonctions objectives ont été utilisées à savoir : optimisation de l'écoulement de puissance avec et sans pollution, avec l'effet d'ouverture des vannes, minimisation du coût de production de l'énergie électrique en tenant compte des pertes de puissance active et des déviations des tensions aux niveaux des jeux de barres de charge, Afin de mieux exploiter la capacité de réseau, les dispositifs FACTS sont placés de façon à maximiser la puissance desservie aux consommateurs, et d'améliorer le profil des tensions tout en respectant les contraintes de sécurité, Des sources éoliennes ont été insérées dans le but d'étudier leurs impacts sur l'écoulement de puissance optimal, L'application de l'approche proposée sur le réseau test IEEE30 jeux de barres donne de meilleurs résultats pour différentes topologies comparés à ceux publiés récemment dans la littérature,

Mots clés: Optimisation de l'écoulement de puissance (OPF), Méthodes métaheuristiques, Optimisation par l'algorithme de colonie d'abeilles artificielle, Réseaux électriques, FACTS, énergie éolienne,

Abstract

The main contribution of this thesis is the application of the technique metaheuristic artificial bee colony (ABC) to solve the optimal power flow problem in the presence of FACTS devices and a renewable source (wind), Different objective functions were used including: optimal power flow with and without pollution, with Valve-Point Effect, minimizing the production cost of electricity taking into account the active power losses and deviations of voltages at bus load levels, For better exploitation of the network capacity, the FACTS devices are placed to maximize the power served to consumers, and improve the profile of any tensions within the security constraints, Wind sources have been inserted in order to study their impact on the optimal power flow, The application of the proposed approach on the standard IEEE30 bus system yields better results for different topologies compared to those published recently in the literature,

Keywords: Optimal Power Flow, Power system, Metaheuristic, Artificial Bee Colony optimization (ABC), FACTS, wind farms,