

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Mémoire de Fin d'Étude

Présenté à

L'Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued

Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

En Réseaux électriques

Présenté par

Ben khalifa Mohamed et Deheb Oussama

Thème

Amélioration de la Stabilité d'un Réseau électrique

à l'aide des Systèmes FACTS

Soutenu le 27/05/2017. Devant le jury composé de :

Mr. Mida Idrisse	Maitre de conférences	Président
Mr. Gacem Abdelmalek	Maitre de conférences	Rapporteur
Mr. Labbi Yacine	Maitre de conférences	Examineur

Année Universitaire 2016/2017

Dédicace

Je dédie le fruit de mes efforts à

** Celui qui a illuminé ma vie et m'a aidé pour arriver à niveau éducatifs:*

Mon cher père que dieu le bénisse et lui donne plus de vie.

** Celle qui m'a aimé ma mère et veille sur moi dans le bien*

et le pire qu'est bonne ceux qui m'ont aidé jour et nuit.

** Toute la famille **Benkhelifa** et Toute la famille **Deheb**.*

** Tous les maîtres de université d'el-oued surtout*

*Mr **Gacem abdElmalek**, aux de la faculté
de la technologie qui n'ont ménagé aucun effort pour nous aider
et guider et spécialement à celui qui nous a accompagné pendant
notre parcours.*

** Tous les collègues de la faculté de génie-électrique 2ème année master
Réseau électrique qui nous ont aidé beaucoup par leurs informations et
leur soutien.*

*Mohammed Benkhelifa
Deheb Oussama*

Remerciements

Remerciements à Dieu –le tout puissant– qui nous a aidé à réaliser ce modeste travail.

Nous tenons à remercier notre promoteur GACEM ABDELMALEK d'avoir accepté de nous encadrer et de nous suivre durant toute cette période.

Nos remerciements vont aussi au président du jury et aux membres du jury examinateurs qui nous fait l'honneur de participer au jury de ce travail.

Et enfin nous remercions l'ensemble, enseignants et collègues de notre promotion, qui nous ont aidé à réaliser ce modeste

Résumé

Ce mémoire propose une solution adéquate pour l'optimisation de la puissance réactive et le contrôle de la tension à travers l'incorporation des systèmes flexibles de transmission en courant alternatif « FACTS ». Pour cet objectif on a proposé le dispositif SVC type shunt. Nous avons présenté en détail leur structure et principe de fonctionnement, nous avons aussi développé leurs modèles statique et dynamique. Dans notre travail nous avons discuté le problème de choix optimaux des emplacements optimaux de SVC (taille et site du SVC) avec l'optimisation de fonction objective par l'algorithme génétique. Les résultats de simulation avec MATLAB/SIMULINK ont validé le modèle utilisé et ils ont bien montré que ces compensateurs ont réalisé avec une grande efficacité notre objectif crucial dans l'optimisation la déviation de tension, les pertes actives et l'investissement de coût d'installation du compensateur SVC dans le réseau test étudié.

Mots Clés : FACTS, SVC, MATLAB/SIMULINK, Pi, PID, Algorithme Génétique

Sommaire

Dédicace	I
Remerciements	II
Résumé	III
Sommaire	IV
Listes des Figures	V
Listes des Tables	VI
Listes des Symboles et Nation	VII
Introduction Générale	01

CHAPITRE I : Stabilité Des Réseaux Electriques

I.1. Introduction.....	03
I.2. Nation de stabilité	03
I.3. Classification de la stabilité	03
I.3.1. Stabilité de fréquence	05
I.3.2. Stabilité angulaire.....	05
I.3.2.1. Stabilité angulaire aux petites perturbations.....	05
I.3.2.2. Stabilité transitoire.....	06
I.3.3. Stabilité de tension.....	06
I.3.3.1. Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations.....	06
I.3.3.2. Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations.....	07
I.4. Causes de l'instabilité de la tension.....	07
I.5. Amélioration de tension de FACTS.....	07
I.5.1. les dispositifs FACTS	07
I.5.2. Classification des dispositifs FACTS	08
A. Dispositifs FACTS shunt	09
1. Le compensateur statique d'énergie réactive(SVC).....	10
2. Compensateur statique (STATCOM).....	11
B. Dispositifs FACTS Série.....	11
1. La capacité série commande par thyristor (TCSC)	11
2. Static Synchronous Series Compensator (SSSC)	12
C. Dispositifs FACTS hybrides série-shunt.....	13
1. L'UPFC (Unified Power Flow Controler).....	13
I.6. Exploitation des FACTS dans le monde	14
I.6.1. Condensateur Série Avancé (ASC) de Kayenta	14
I.6.2. TCSC d'Imperatriz	15
I.6.3. STATCOM de Sullivan	15
I.6.4. UPFC d'Inez	16
I.7. Synthèse des FACTS	16
I.7.1. Synthèse.....	16
I.7.2. SVC et TCSC	17
I.7.3. Coût des dispositifs FACTS.....	17
I.8. Conclusion.....	18

CHAPITRE II : Placement optimal de SVC

II.1. Introduction	19
II.2. Choix les emplacements optimal de site et taille des compensateurs SVC.....	19
II.3. Qu'est-ce qu'un problème d'optimisation.....	19
II.4. Fonction objective.....	20
II.4.1 Fonction Mono-Objective.....	20
II.4.2 Fonction multi-objective.....	20
II.5. Classification des méthodes d'optimisation.....	21
II.6. Algorithme Génétique.....	22
II.6.1 Codage	22
II.6.1.2 Codage binaire.....	23
II.6.1.3 Codage reel.....	24
II.6.2 Sélection.....	24
II.6.3 Croisement.....	25
II.6.3.1 Croisement en un point.....	26
II.6.3.2 Croisement en un et deux points.....	26
II.6.4 Mutation.....	27
II.7. Stratégie d'optimisation par les algorithmes génétiques	27
II.7.1 Minimisation de perte active.....	27
II.7.2 minimisation de la déviation de tension (ΔV)	27
II.7.3 Minimisation de l'investissement de coût de SVC.....	28
II.7.4 Paramètres des Algorithmes génétiques.....	28
II.7.5 Organigramme de l'AG.....	29
II.7.6 Les étapes de calcul de l'AG.....	30
II.8. Les avantages des algorithmes génétiques.....	30
II.9. Conclusion	31

CHAPITRE III : Etude dynamique de compensateur SVC

III.1. Introduction.....	32
III.2. Modélisation dynamique de SVC.....	32
III.2.1. Modèles Standards du SVC.....	32
III.2.1.2 Module de Mesure.....	34
III.2.1.2 Module de Régulation de Tension.....	34
III.2.1.3 Module de Régulation de Susceptance.....	36
III.2.2. Paramètres du SVC	36
III.3. Utilisation Des SVC.....	37
III.4. COMMANDE DE SVC.....	39
III.4.1. Le régulateur ON/OFF.....	39
III.4.2. Type du régulateur PI.....	39
III.4.3. Description des régulateur PID.....	40
III.5. Application de SVC.....	41
III.6. Les Avantages Et Inconvénients des SVC.....	41
III.6.1. Les Avantages.....	41
III.6.2. Inconvénients des SVC.....	41
III.7. Conclusion.....	42

CHAPITRE IV : Application et Simulation

IV.1. Introduction.....	43
IV.2. Étude statique.....	43
IV.2.1. Réseau test IEEE 30 Bus	43
IV.2.2. Etat sain.....	44
IV.2.3. Etat urgence.....	46
IV.2.4. Fonction mono objective.....	47
IV.2.4.1. Optimisation les déviations de tension.....	47
IV.2.4.2. Optimisation les pertes actives.....	50
IV.2.5. Fonction multi objective.....	51
IV.3. Étude dynamique.....	54
IV.4. Conclusion.....	59
Conclusion Générale.....	60
Bibliographique	
Annex	

Listes des Figures

Figure(I.1) Classification de la stabilité des réseaux de puissances	4
Figure(I.2) Principaux Dispositifs FACTS	9
Figure(I.3) Schéma électrique du SVC	10
Figure(I.4) Schéma électrique du ST ATCOM.....	11
Figure(I.5) Schéma électrique du TCSC.....	12
Figure(I.6) Schéma électrique du SSSC.....	13
Figure(I.7) Schéma électrique de l'UPFC	14
Figure (II.1) Principe de base d'une méthodologie d'optimisation.....	21
Figure(II.2) Classification des méthodes d'optimisations	22
Figure (II.3) Le codage binaire	24
Figure (II.4) Le codage réel.....	24
Figure(II.5) représentation d'une sélection par tournoi d'individus pour un critère de maximisation (chaque individus représente une solution possible)	25
Figure(II.6) Représentation d'un croisement en un point de deux chaînes.....	25
Figure(II.7) Principe de croisement en un point.....	26
Figure (II.8) Principe de croisement en deux points	26
Figure (II.9) Représentation d'une mutation de bits dans une chaîne.....	27
Figure (II.10) Organigramme de l'algorithme génétique	29
Figure (III.1) Modèles Dynamiques de SVC Recommandés par la CIGRE.....	33
Figure (III.2)Types de Régulateurs de Tension du SVC	35
Figure (III.3) Représentation Simple par Schémas Blocs d'un SVC.....	37
Figure (III.4) Système de Ligne de Transport d'électricité (sans et avec SVC).....	38
Figure (III.5) Capacité de Transport de Puissance d'une Ligne de Transport.....	39
Figure (III.6) Schéma Fonctionnel d'un Processus réglé par un PID classique.....	40
Figure (IV.1) Réseau électrique à IEEE 30 Bus	41
Figure(IV.2) Les tensions du réseau électrique à 30 dans l'état sain	42
Figure(IV.3) Les Pertes du réseau électrique à 30 dans l'état sain	43
Figure(IV.4) Le module des tensions du réseau électrique à 30 Bus dans l'état d'urgence.....	44
Figure (IV.5) Optimisation les déviations de tension de la fonction mono objectif par l'AG – Binaire.	45
Figure (IV.6)Le module des tensions du réseau électrique à 30 jeux de barr.....	46

Figure (IV.7) Optimisation les pertes actives Evolution de la fonction *mono objectif par l'AG – Binaire*47

Figure (VI.8) Evolution progressive de la fonction mut objectif de l'AG – Binaire.....49

Figure (VI.9) Le module des tensions du réseau électrique à 30 jeux de barr50

Figure (VI.10) Phases des tensions du réseau électrique à 30 jeux de barre 51

Figure (VI.11) Diagramme unifilaire du réseau.....52

Figure (VI 14) Variation de tension Niveau JDB 2.....53

Figure (VI.15) Variation de courant Niveau JDB 2..... 53

Figure (VI.19) *Variation de l'angle ph Niveau JDB 2*.....54

Figure (VI.16) Variation de Facteur de puissance au Niveau JDB 2... 54

Figure (VI 17) Variation de puissance réactive au Niveau JDB 2..... 55

Figure (VI 18) Variation de puissance active au Niveau JDB 2..... 55

Listes des Tableaux

<i>Tableau(I.1) : Domaines d'applications des dispositifs FACTS.....</i>	<i>17</i>
<i>Tableau(II.1): Code de Gray et code binaire pour une chaîne à trois bits.....</i>	<i>23</i>
<i>Tableau (II.2): Les opérateurs de l'AG – Binaire</i>	<i>29</i>
<i>Tableau (IV.1) : Tensions du réseau électrique à 30 bus</i>	<i>44</i>
<i>Tableau (IV.2) : Résultats de l'écoulement de puissance obtenue par la méthode NR.....</i>	<i>45</i>
<i>Tableau(VI-3): Placement et index J du réseau électrique IEEE 30 Bus.....</i>	<i>49</i>
<i>Tableau(VI-4) : Placement et index J du réseau électrique IEEE 30 Bus.....</i>	<i>50</i>
<i>Tableau (VI.5): Placement et index J du réseau électrique IEEE 30 Bus</i>	<i>52</i>

Liste des Symboles et Notations

Symboles

- V_1 : Tension de source.
 V_2 : Tension aux bornes de la charge (le récepteur).
 δ : L'angle de déphasage de tension.
 π : Constant est égale à 3.14
 X : réactance de la ligne de transport.
 DP : Les pertes actives de transmissions.
 DV : La déviation de tension.
 i : Numéro du J.d.B.
 y_{ij} : Déphasage entre le nœud i et j .
 I_{bus} : vecteur des courants de jeu de barres i .
 Y_{bus} : matrice des admittances de jeu de barres i .
 V_{bus} : vecteur des tensions de jeu de barres i .
 $\dagger(x, u)$: fonction à optimiser.
 G_k : La conductance de la branche entre les jeux de barres i et j .
 B_k : Susceptance de l'élément (i, j) de la matrice admittance.
 $V_i V_j$: Les modules de tension de jeux de barres.
 P_{Gi} : Puissance active produite (généré) par l'unité i .
 P_{Di} : Puissance active demandée au jeu de barres i .
 Q_{Gi} : Puissance réactive demandée au jeu de barres i .
 Q_{Di} : Puissance réactive produite par l'unité i .
 Q_D : Puissance réactive totale consommée par la charge.
 P_L : Pertes totales actives de transmission.
 P_{Gimin} et P_{Gimax} : Puissance active minimale et maximale du générateur i .
 X_c : L'impédance du condensateur du TCSC.
 X_l : L'impédance de l'inductance du TCSC.
 X_{ligne} : L'impédance de la ligne.
 B_c : La susceptance capacitive totale des condensateurs.
 B_{lmax} : la susceptance maximum de l'inductance.
 V_{ref} : Le module de tension de référence.
 Q_g : La puissance réactive généré.
 Z : Matrice des impédances de nœuds.
 ΔU : La chute de tension.
 J : Matrice de Jacobéenne.
 V_i : La tension réelle.
 ε : Erreur.

- P** : Les pertes actives de transmission.
 g_k : la conductance de la branche entre les jeux des barres de terres i et j .
 b : Nombre totale de jeux des barres de charge.
 P_{loss} : Les pertes actives.
 α, β, η : Les coefficients constants propres au générateur.
C : Capacité.
L : Inductance.
R : Résistance.
S : La puissance apparente.
P : La puissance active.
Q : La puissance réactive.
Z : L'impédance de la ligne.
 ϕ : Le déphasage entre le courant et la tension.
R : La résistance.
 V_s : La tension de la source.
 V_R : La tension de la départ.
X : Réactance de la ligne.
 ΔV : La chute de tension.
 V_{mes} : La tension mesuré.
 I_{mes} : Le courant mesuré.
 I_{SVC} : Le courant de SVC.
 K_{sl} : Le gain de régulateur de La pente de la caractéristique V-I du SVC .
 T_s : La tolérance.
 H_{mes} : régulateur du système de mesure.
 T_m : La constante de temps du système de mesure.
 $V_{réseau}$: La tension de réseau(référence).
 K_r : Le gain de régulateur.
 X_{SL} : La pente de la caractéristique V-I du SVC.
 T_r : Le temps de réponse.
 K_p, K_i : Le gain proportionnel et le gain intégral.
 H_B : Régulateur de susceptance.
 T_d : Le temps de réponse de fonctionnement des thyristors.
 T_b : Le constant de temps de la séquence de régulation.
 Q_{max} : limite de puissance réactive inductive.
 Q_{min} : limite de puissance réactive capacitive.
 Z_{Th} : l'impédance de Thevnin.
 t_s : Temps de stabilisation.
 t_r : Temps de la réponse.
 V_{max} : Valeur maximum admissible.

Notations

FACTS	Flexible alternating Current Transmision System
SVC	Static Var Compensator
TCSC	Thyristors Controlled Séries Compensator
STATCOM	Statische Compensateur
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
UPFC	Unified Power Quality Conditioner
TSCT	Thyristor Switched Capacitor
PI	Proportionnel Intégrale
PID	Proportionnel Intégrale Dérivée
TCR	Thyristor Controlled Reactor
FC	Fixed Capacitors
MSC	Mechanically Switched Capacitor
TSR	Thyristor Switched Reactor
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineering
N R	Newton-Raphson

Introduction Générale

Le but d'un réseau électrique est de générer la puissance électrique, et de la transporter à la charge. Un équilibre entre l'énergie générée et l'énergie consommée doit être maintenue en tout temps. D'ailleurs, pour un fonctionnement fiable et sécuritaire, le réseau électrique doit être capable de maintenir la stabilité, suite à plusieurs types de perturbations. Aujourd'hui, les critères de qualité ont évolué avec le développement des équipements où l'électronique prend une place prépondérante dans les systèmes de commande et de contrôle et qui entraîne de plus en plus de problèmes de perturbations au niveau des réseaux électriques. Ces dispositifs sensibles, mais qui dégradent également la qualité de la tension, existent dans toutes les catégories d'utilisateurs tels que le domaine industriel par l'emploi de convertisseurs de l'électronique de puissance, le domaine tertiaire avec le développement de l'informatique et le domaine domestique par l'utilisation en grand nombre des téléviseurs, magnétoscopes, lampes à économie d'énergie, ...

Ces nouvelles exigences imposent aux compagnies d'électricité et notamment les entreprises de transport de fonctionner autour de leurs limites de stabilité, et ce dû au nouvel environnement dérégulé et l'ouverture du marché d'électricité. Ceci impose l'augmentation du nombre de schémas d'exploitation, et en conséquence la génération de multiples modes d'oscillation interzone pouvant conduire à la défaillance des infrastructures du réseau (en effet, ce phénomène est accompagné d'un fort transit de puissance oscillante), pouvant entraîner des Blackouts, comme c'était le cas en Algérie le 03 février 2003.

La solution de ces problèmes passe par l'amélioration du contrôle des systèmes électriques déjà en place. Il est nécessaire de doter ces systèmes d'une certaine flexibilité leur permettant de mieux s'adapter aux nouvelles exigences .

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 seuls 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 [Souhil].

Les algorithmes génétiques reposent sur l'analogie entre la théorie de l'évolution naturelle de Darwin et l'optimisation. Selon la théorie de Darwin, les individus d'une population les mieux adaptés à leur environnement ont une plus grande probabilité de survivre et de se reproduire, en donnant des descendants encore mieux adaptés. Comme dans les mécanismes naturels de la reproduction, les principaux opérateurs qui affectent la constitution d'un chromosome, qui code les caractéristiques des individus, sont le croisement et la mutation.

Le premier objectif de ce travail est de proposer une solution adéquate pour optimiser la puissance réactive et le contrôle de la tension dans un réseau électrique à travers l'incorporation du dispositifs FACTS : le « SVC ».

Le deuxième objectif de ce travail est d'étudier les algorithmes génétiques imitent l'évolution naturelle et le processus de sélection. En employant des opérations de base : sélection, croisement et mutation, ils sont capables de trouver le minimum global ou au moins une solution qui en est proche

- ❖ Le premier chapitre, est consacré à des généralités sur les stabilités des réseaux électriques à la classification de stabilité et une présentation générale du concept « FACTS ». Une classification des différents types est proposée et les principaux dispositifs de chaque famille sont décrits, et présente aussi les différentes structures de FACTS (série, shunt, et hybride) basées sur les thyristors ou les (IGBT).
- ❖ Le deuxième chapitre, est d'utiliser un algorithme génétique sous contraintes pour optimiser les fonctions objectives (la déviation de tension, les pertes actives et l'investissement de cout d'installation.
- ❖ cet algorithme génétique qui est une méthode d'optimisation stochastique basée sur des techniques dérivées de la génétique et des mécanismes de sélection naturelle.
- ❖ Le troisième chapitre, Les différentes méthodes d'amélioration de la stabilité sont présentées ainsi Afin d'étudier le comportement du réseau global en régime dynamique, le présente un modèle de connaissance du réseau électrique avec les dispositifs SVC.
- ❖ Le quatrième chapitre, une simulation structurée est exécutée dans l'environnement du logiciel (MATLAB /SIMULINK) version 7.9, et exécutés par un microprocesseur Pentium 4 avec 512 MO de RAM et 3 GHZ.

Enfin, une conclusion générale synthétisera les travaux de cette thèse, et donnera les perspectives et des futurs axes de recherche envisageables..

Chapitre I

Stabilité des réseaux électriques

I.1. Introduction :

L'accroissement énorme de la demande de l'énergie électrique et les contraintes économiques de construire de nouveaux ouvrages conduisent à l'exploitation des réseaux électriques près de leurs limites de stabilité et de sécurité. En effet, l'instabilité des réseaux électriques présente un problème majeur dans le bon fonctionnement de ces derniers autour du monde. Les perturbations inévitables telles que les courts circuits, les indisponibilités momentanées des lignes de transmission, des générateurs, les transformateurs ainsi que les pertes dans les lignes peuvent affecter le réseau électrique à tout instant et l'amener en dehors de sa zone de stabilité. La stabilité d'un réseau électrique est donc la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation [13].

I.2. Notion de stabilité :

Rappelons que la stabilité d'un réseau est la faculté pour celui-ci de reprendre un fonctionnement normal à la suite d'une perturbation.

Cette perturbation provoquant l'instabilité du système électrique s'exprime généralement à partir des cas suivants :

- ❖ L'instabilité de la tension du système pendant le régime transitoire.
- ❖ Les variations du courant d'excitation qui sont dues au mauvais contacts des bagues...etc.

Chacun des cas précédents présente un type de stabilité, et ce, selon la grandeur électrique qu'on veut contrôler.

I.3. Classification de la stabilité :

Les diverses formes de l'instabilité résultantes ne peuvent pas être correctement compris et efficacement traitées en même temps. En raison de la dimensionnalité élevée et la complexité des problèmes de la stabilité, la classification aide à produire une simplification des conditions, pour analyser des types spécifiques, en employant un degré approprié de détail pour la représentation du système et des techniques analytiques. L'analyse de la stabilité, y compris l'identification des facteurs principaux qui contribuent à l'instabilité, est considérablement facilitée par une classification de la stabilité. La classification est, donc, essentielle pour une analyse pratique significative et une résolution des problèmes de la stabilité des réseaux électriques.

La classification de la stabilité proposée ici est basée sur la nature physique de l'instabilité que sont la plage de temps des phénomènes et l'amplitude des perturbations. On peut donc classifier les types de la stabilité comme suit Figure (I.1) [12]:

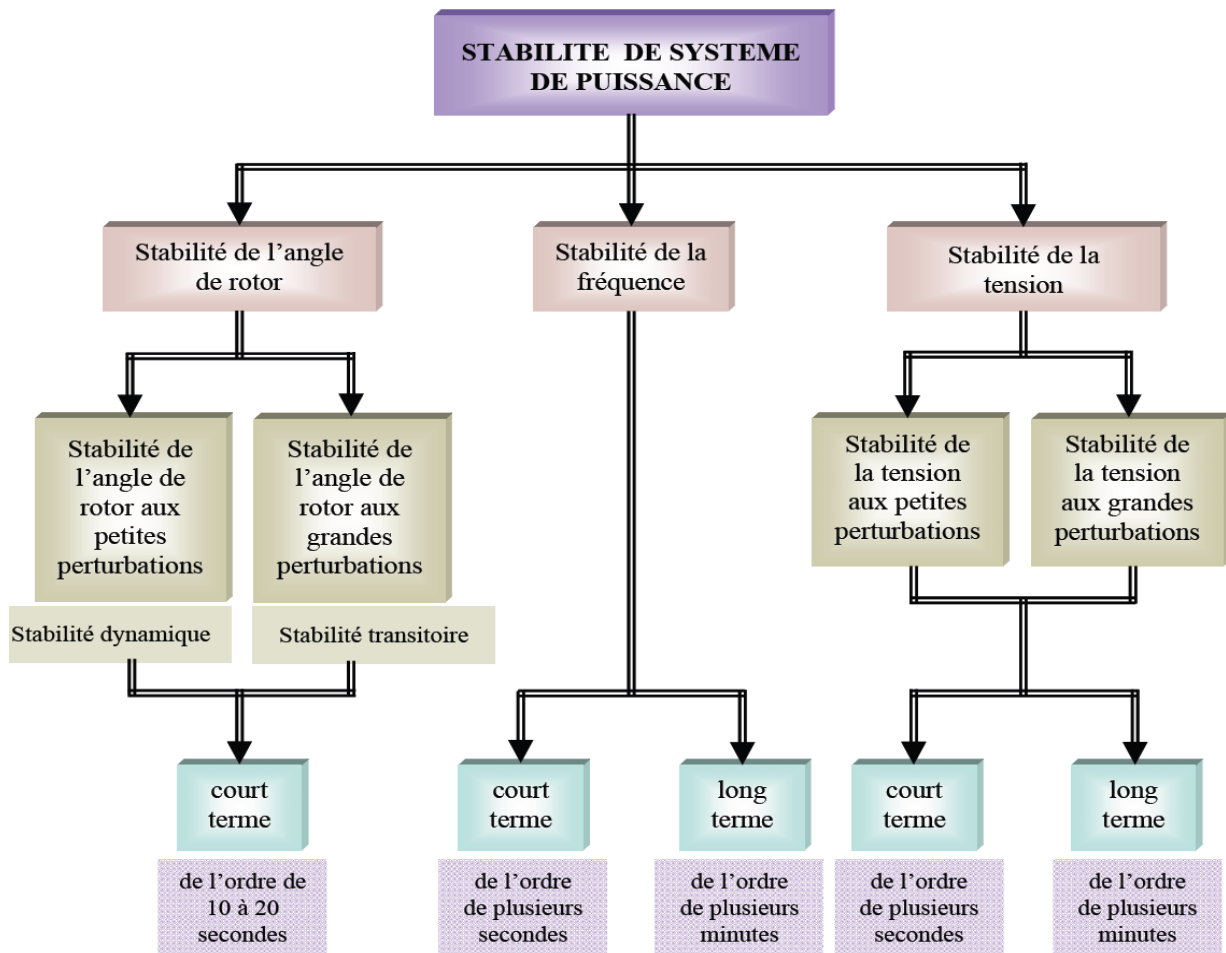


Figure (I-1) : Classification de la stabilité des réseaux de puissances

I.3.1. Stabilité angulaire

Etant donné que les systèmes de puissance recourent principalement aux machines synchrones pour la génération de puissance électrique, un aspect important est le fonctionnement de ces générateurs au synchronisme.

La stabilité angulaire (ou stabilité d'angle rotorique) implique l'étude des oscillations électromécaniques inhérentes aux réseaux électriques [12]. Elle est définie comme la capacité d'un ensemble de machines synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après avoir été soumis à une perturbation.

L'instabilité angulaire se manifeste sous forme d'un écart croissant entre les angles rotoriques : soit d'une machine et de reste du système, soit d'un groupe de machines et du reste du système. Une machine qui a perdu le synchronisme sera déclenchée par une protection de survitesse ou par une protection de perte de synchronisme, ce qui met en danger l'équilibre production consommation du système.

Selon l'amplitude de la perturbation, on parle de la stabilité angulaire aux petites perturbations ou de la stabilité transitoire.

I.3.1.1. Stabilité angulaire aux petites perturbations :

La stabilité angulaire aux petites perturbations concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations comme : une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipement, etc.

I.3.1.2. Stabilité transitoire :

La stabilité transitoire concerne la capacité du réseau à maintenir le synchronisme suite à une perturbation sévère comme un court circuit, arrêt d'un générateur, etc. La réponse du système comporte de grandes variations des angles rotoriques et est influencée par la relation non linéaire entre couples et angles.

I.3.2. Stabilité de fréquence :

C'est la capacité d'un réseau électrique à maintenir la fréquence dans les limites admissibles, suite à une perturbation grave dans le réseau. Cette perturbation résulte d'un déséquilibre significatif entre la production et la charge. Cette stabilité dépend des capacités de maintenir ou restaurer l'équilibre entre la production et la charge, avec une perte minimale involontaire de la charge [7].

L'instabilité résultante se produit sous forme d'oscillations de la fréquence soutenue, menant au déclenchement des unités de production et/ou des charges pendant les variations de la fréquence. Le temps qui caractérise les processus et les dispositifs actifs, s'étend de la fraction de secondes à plusieurs minutes. Par conséquent, la stabilité de la fréquence peut être un phénomène à court ou à long terme [11].

I.3.3. Stabilité de tension :

La stabilité de tension est la capacité d'un réseau électrique de maintenir la tension de fonctionnement normal dans les limites admissibles à tous les jeux de barres, après avoir été soumis à une perturbation, pour une condition de fonctionnement initiale donnée [7]. Le facteur principal qui

cause l'instabilité est l'inaptitude du système électrique de satisfaire la demande de la puissance réactive [8]. L'instabilité résultante peut se produire sous forme de chute progressive ou élévation de la tension de quelques jeux de barres [9]. Les résultats possibles de l'instabilité de tension sont la perte de la charge dans un secteur, ou déclenchement des lignes de transmission et même d'autres éléments, par leurs systèmes de protection à des pannes en cascades. Il est démontré que la majorité des blackouts sont causés par l'instabilité de tension [9]. Plusieurs changements dans le système de puissance peuvent contribuer à l'instabilité de tension, ce sont par exemple [10]:

- ❖ Une augmentation de charge
- ❖ Une panne de générateur, une perte d'une charge importante ou un déclenchement de ligne.
- ❖ Une perte d'une source de puissance réactive (condensateurs, machines synchrones,...).

Il est important de noter que l'instabilité de tension ne se produit pas toujours toute seule. Souvent, l'instabilité de tension et l'instabilité de l'angle de rotor se produisent ensemble, l'une pouvant entraîner l'autre. Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations.

I.3.3.1. Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations :

La stabilité de tension de petites perturbations concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites permises en présence de perturbations telles que : une variation faible de la charge, de la production,... etc.

I.3.3.2. Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations :

Elle est définie comme étant la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations à savoir la perte d'équipement de transport ou de production, le court-circuit,... etc.

I.3.4. Stabilité de fréquence :

C'est la capacité d'un réseau électrique à maintenir la fréquence dans les limites admissibles, suite à une perturbation grave dans le réseau. Cette perturbation résulte d'un déséquilibre significatif entre la production et la charge. Cette stabilité dépend des capacités de maintenir ou restaurer l'équilibre entre la production et la charge, avec une perte minimale involontaire de la charge [7].

L'instabilité résultante se produit sous forme d'oscillations de la fréquence soutenue, menant au déclenchement des unités de production et/ou des charges pendant les variations de la fréquence. Le temps qui caractérise les processus et les dispositifs actifs, s'étend de la fraction de secondes à plusieurs minutes. Par conséquent, la stabilité de la fréquence peut être un phénomène à court ou à long terme [11].

I.4. Causes de l'instabilité de la tension [1] :

L'événement déclencheur de l'instabilité de la tension peut être une variété de causes tel que l'exploitation du réseau à sa limite de puissance transmissible maximale, à l'insuffisance de dispositifs de compensation de la puissance réactive ou la perte d'une ligne fortement chargée.

Parfois une petite perturbation initiale peut conduire à des événements successifs qui entraînent l'effondrement du réseau.

Les éléments suivant ont un impact important sur la stabilité de la tension:

- ❖ Les génératrices et les comportements de leurs dispositifs de réglage et de protection
- ❖ Le réseau de transport de par sa nature inductive et capacitive
- ❖ Les dispositifs de compensation shunt réglable et fixe
- ❖ Les changeurs de prises en charge (ULTC) et les transformateurs fixes
- ❖ Les relais de protection
- ❖ Les caractéristiques de la charge.

I.5. Amélioration de tension par FACTS :

I.5.1. les dispositifive FACTS [14] [15] [16] :

Selon l'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), la définition du terme FACTS est la suivante: Systèmes de Transmission en Courant Alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statique utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau.

Avec leurs aptitudes à modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont capables d'accroître la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant les transits de puissances. Les dispositifs FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes.

Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant [17] [18].

I.5.2. Classification des dispositifive FACTS :

Depuis les premiers compensateurs, trois générations de dispositifs FACTS ont vu le jour. Elles se distinguent par la technologie des semi-conducteurs et des éléments de puissance utilisés [18] [19].

Dans notre proposition, une autre classification des contrôleurs FATCS basée sur les cinq caractéristiques indépendantes [20] [21]:

- ❖ Selon le type de Raccordement sur le réseau (Connexion).
- ❖ Selon le mode de Commutation.
- ❖ Selon la Fréquences de Commutation.
- ❖ Selon le mode de Stockage d'énergie.
- ❖ Selon le mode de Connexion au Port DC.

Chaque élément de ces colonnes peut être structuré selon sa connexion au réseau, en général les FACTS sont divisé en trois grandes catégories principales :

★ **Compensateurs séries:** ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau comme une impédance variable (inductive ou capacitive) ou une source de tension variable. Utilisés pour la compensation série de la puissance réactive et par leur influence sur l'impédance effective des lignes ils interviennent dans le contrôle du flux de puissance et la stabilité de ce dernier. En général ces dispositifs séries injectent une tension en série avec la ligne de transmission. [22]

★ **Compensateurs shunts:** Ils consistent en une impédance variable, source variable ou une combinaison des deux. Ils injectent un courant dans le réseau à travers le point de connexion. Ils sont principalement pour la compensation de la puissance réactive et par conséquent contrôler de tension des nœuds.

★ **Compensateurs hybrides série-shunt:** c'est une combinaison des dispositifs séries et shunts commandé d'une manière coordonné afin d'accomplir un contrôle prédéfini. Ils permettent un contrôle multi variables, ils servent à contrôler le flux de puissance active et réactive, la tension et l'angle de transport de l'énergie.

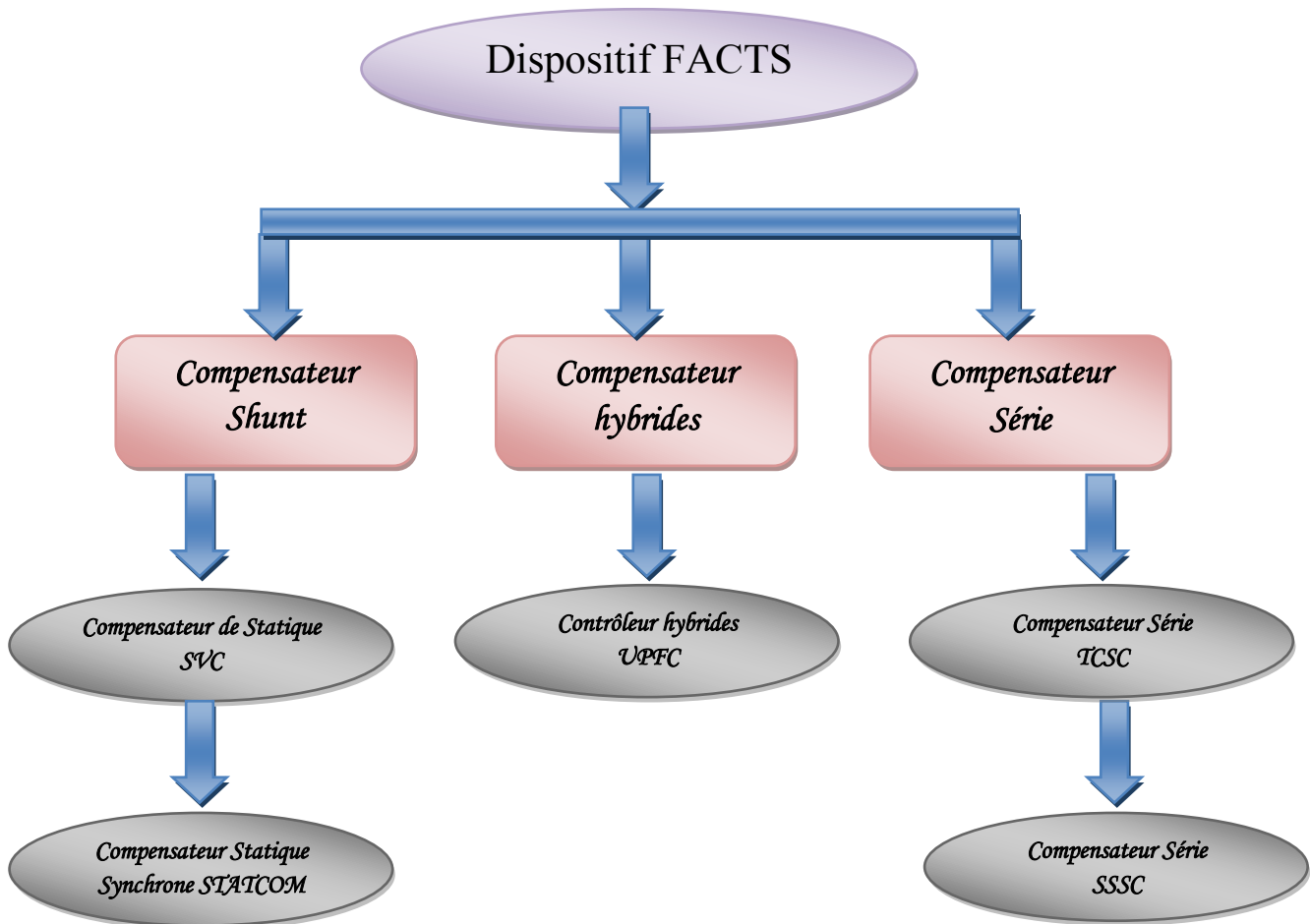


Figure.(I.5) :Principaux Dispositifs FACTS

Il existe de nombreux types de systèmes FACTS. Nous allons faire ici une description sommaire des principaux et le lecteur pourra se reporter à la référence [23]

Pour plus de détails sur ces dispositifs. Dans la famille des FACTS, on peut donc distinguer :

A. Dispositif FACTS shunt :

L'objectif principal de la compensation shunt est l'accroissement de la puissance transmissible dans le réseau. Le principe consiste à fournir ou à absorber de la puissance réactive de façon à modifier les caractéristiques naturelles des lignes pour le rendre plus compatibles avec la charge [24] [25].

En régime permanent, la compensation réactive est utilisée pour la sectionnalisation des lignes ainsi que le maintien de la tension aux nœuds.

En régime transitoire, les dispositifs shunt permettent un contrôle dynamique

de la tension pour l'amélioration de la stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations de

puissance et réduction des oscillations de tension (flicker) [18].

1. Le compensateur statique d'énergie réactive(SVC) [13]:

Le SVC (Statice Var Compensateur) permet de maintenir la tension de son terminal à la tension idéale, en contrôlant le flux de puissance réactive .

$$P_e = \frac{2 V_1 V_2}{X} \cdot \sin \frac{\delta}{2} \quad (I.1)$$

L'équation (I.1) donne l'expression de la puissance transmise par la ligne compensée. On remarquera que la puissance maximale transmise est doublée et est obtenue pour un déphasage de δ égale à π . Une compensation parallèle permet donc de doubler le transport de puissance maximale d'une ligne.

Le SVC conventionnel est composé de l'association d'un condensateur commandé par thyristors (TSC «Thyristor Switched Capacitor») et d'une réactance commandée par thyristors (TCR «Thyristor Controlled Reactor») qui sont connectés en parallèle [16].

Le SVC est connecté au réseau à travers un transformateur. La Figure (I.6) montre le schéma type d'un SVC.

La combinaison du SVC précédant avec des bancs de condensateurs fixes (FC « Fixed Capacitors ») ou avec des condensateurs à commutation mécanique (MSC «Mechanically Switched Capacitor ») donne lieu à la formation du SVS («Static Var Systems »).

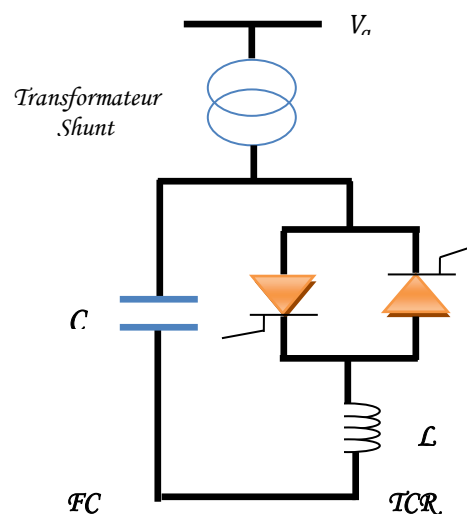


Figure (I.6) Schéma électrique du SVC

Le schéma électrique du SVC (Figure 1.6) comporte généralement les éléments suivants :

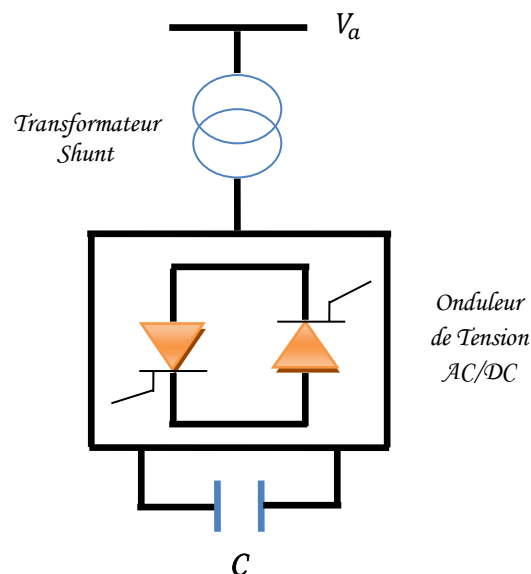
- ❖ Bancs de condensateurs fixes FC (Fixed Capacitor).
- ❖ Inductance commandée par thyristors TCR (Thyristor Controlled Reactor).
- ❖ Condensateur commuté par thyristors TSC (Thyristor Switched Capacitor).
- ❖ Inductance commutée par thyristors TSR (Thyristor Switched Reactor).

2. Compensateur statique (STATCOM) [13]:

Le STATCOM (Statice Compensateur) appelé aussi en anglais Advanced Statice Var Générateur ASVG, représente la deuxième génération de FACTS. Le STATCOM est un nouveau compensateur de puissance réactive qui surmonte les limitations techniques et le coût élevé du SVC.

Un STATCOM est un système d'électronique de puissance connecté en parallèle, qui injecte dans le réseau un courant alternatif contrôlé en phase et en amplitude.

Leur topologie est basée sur des convertisseurs de tension. Le schéma de STATCOM est donné par la figure (I.7).



Figure(I.7): Schéma électrique du STATCOM

B. Dispositifs FACTS Série :

1. La capacité série commandée par thyristor (TCSC) [26] :

La capacité série commandée par thyristor (TCSC: Thyristors Controlled Series Compensator) est un dispositif de compensation série, elle utilise l'électronique de puissance comme élément de base. Elle est connectée en série avec le réseau pour contrôler le transit de puissance, l'amortissement de

résonance synchronique et des oscillations de puissance. Ce type de compensateur est apparu au milieu des années 80.

Le TCSC est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristor, le tout en parallèle avec un condensateur. Le TCSC est inséré sur la ligne de transmission Figure. (I.8). Où X_C : est l'impédance du condensateur du TCSC.

X_L : est l'impédance de l'inductance du TCSC.

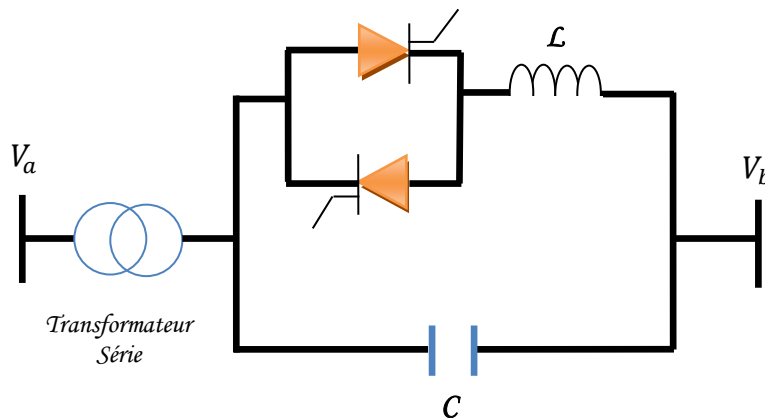


Figure (I.8): Schéma électrique du TCSC.

2. Static Synchronous Series Compensator (SSSC) : [27]

Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur Figure (I.9).

Un convertisseur à source de tension peut être utilisé dans un système de transport d'énergie. Un tel système porte la désignation compensateur série synchrone statique SSSC (Statique Synchrones Séries Compensateur)

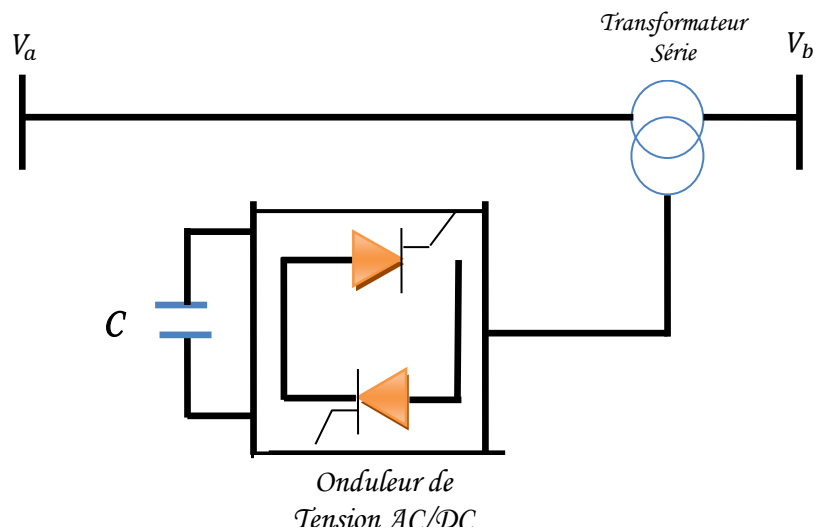


Figure (I.9): Schéma électrique du SSSC

C. Dispositifs FACTS hybrides série-shunt:

1. L'UPFC (Unified Power Flow Controller): [27]

Gyugyi a présenté le concept de l'UPFC en 1990. L'originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance:

- ❖ La tension
- ❖ L'impédance de la ligne
- ❖ Le déphasage des tensions aux extrémités d'une ligne

Ce dispositif a donc la faculté d'effectuer à lui seul, les principales compensations: les compensations shunt, série et par déphaseur. L'UPFC est constitué de deux onduleurs interconnectés par une liaison continue figure(I.10).

En principe, l'UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir le réglage de la tension, la répartition de flux d'énergie, l'amélioration de la stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance.

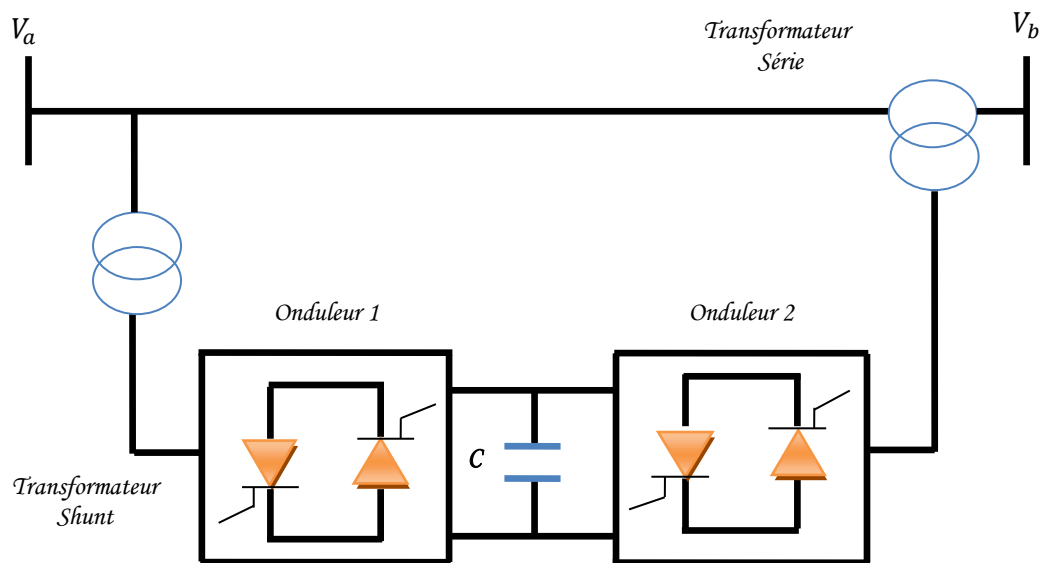


Figure (I.10): Schéma électrique de l'UPFC

I.6. Exploitation des FACTS dans le monde [5]

A ce jour, plusieurs centaines d'installations FACTS sont exploitées ou en cours de réalisation dans le monde. Un petit nombre de fabricants se partagent le marché. La majorité des dispositifs sont des compensateurs de puissance réactive de type SVC utilisés pour le maintien de la tension dans le réseau.

La grande majorité de ces dispositifs est placée dans le réseau pour accomplir une tâche bien précise et très locale. Rares sont les cas où plusieurs dispositifs peuvent interagir entre eux et nécessitent un contrôle coordonné. Dans cette section, quatre installations en exploitation sont présentées.

I.6.1. Condensateur Série Avancé (ASC) de Kayenta [30]

Le condensateur série avancé ASC (Advanced Series Capacitor) est le nom commercial donné par le fabricant Siemens au dispositif série mixte comprenant un TCSC et un condensateur conventionnel. Un FACTS de ce type a été mis en service en 1992 à Kayenta (Arizona, USA), sur le réseau Western Area Power Administration (WAPA). Il a pour but d'utiliser une ligne 230 kV, longue de 230 km, à sa capacité de transport maximale. Celle-ci avait été dimensionnée pour

transporter une puissance de 300 MW. De nouvelles lignes 345 kV et 500kV situées sur des chemins parallèles en empêchaient la pleine utilisation. Avec l'augmentation des échanges, certaines lignes étaient proches de leurs limites alors que la ligne 230 kV était sous-exploitée. L'installation

d'un ASC au milieu de la ligne permet d'accroître de 100 MW le transit de puissance dans la ligne et de l'exploiter proche de sa limite thermique. L'ASC permet une compensation réactive maximale de 330 MVar.

I.6.2.TCSC d'Imperatriz [5]

Un TCSC est utilisé de puis 1999 pour réaliser l'interconnexion nord-sud de Brésil. Ce pays possède deux systèmes électriques principaux qui n'étaient pas interconnectés. La puissance transportée est à 95% d'origine hydraulique. Pour bénéficier de la diversité hydrologique, une liaison consistant en un corridor de transmission de 500 kV, d'une longueur dépassant 1000 km a été construite. La ligne à été compensée par des compensateurs série en plusieurs endroits.

Un TCSC a été implanté au poste d'Imperatriz. Il permet une compensation comprise entre 5% et 15% de la ligne. Son rôle est principalement d'amortir les oscillations de puissance interzones à basse fréquence (0.2 Hz) qui peuvent présenter un risque pour la stabilité du système. De plus, la réactance apparente inductive du TCSC aux fréquences hypo-synchrones est bénéfique en cas de résonance introduite par la compensation.

I.6.3.STATCOM de Sullivan [5]

C'est en 1995 que fut installé un STATCOM à la sous-station de Sullivan, dans le réseau de la Tennessee Valley Authority (TVA). Ce poste est alimenté par le réseau 500 kV, via un transformateur de 1200 MVA avec un régleur en charge, ainsi que par quatre lignes 161 kV. Situé en bordure du réseau 500 kV de la TVA, la poste 500 kV de Sullivan était exposé à des surtensions en période creuse alors que la tension était trop faible sur le noeud 161 kV pendant les périodes de forte charge. De plus, la TVA possède une interconnexion avec la compagnie American Power Electric (AEP) par laquelle des oscillations de puissance pourraient arriver. Un STATCOM d'une

puissance initiale 100 MVar permet de contrôler la tension du poste 161 kV lorsque la charge augmente afin d'éviter les changement de prises du transformateur 500/161 kV. L'utilisation du STATCOM pour le réglage de la tension en ce nœud a permis de réduire le nombre d'interventions du transformateur d'environ 250 à (2-5) fois par mois.

I.6.4. UPFC d'Inez [30]

Le premier UPFC au monde a été installé en, 1998 à Inez (Kentucky, USA), sur le réseau de l'American Power Electric (AEP). Cette région est alimentée par des unités de production situées à sa périphérie par le biais de longues lignes de transport 138 kV. Dans des conditions normales d'exploitation, un grand nombre de ces lignes transportaient des puissances de l'ordre de 300 MVA. Cette valeur est supérieure à la puissance naturelle des lignes à ce niveau de tension. Les lignes fonctionnaient proches de leur limite thermique, ce qui laissait peu de marge de sécurité en cas de défaut. De plus, les niveaux de tension dans la région d'Inez étaient généralement bas, soit aux environs 95% de la valeur nominale.

Pour renforcer le système, une ligne à haute capacité 138 kV, 950 MVA et un transformateur 345/128 kV ont été construits. Un UPFC d'une puissance de 320 MVA a été installé. Il a pour but

l'utilisation de la pleine capacité de la nouvelle ligne de manière à soulager le reste du réseau d'une part, et le maintien de la tension de la région d'autre part. Des réactance séries ont également été insérées dans les lignes de plus faible capacité afin d'en limiter la charge.

Dans les conditions normales d'exploitation. L'UPFC est géré de sorte que le transit de puissance conduise à un minimum de pertes dans le réseau. Une diminution moyenne des pertes de 24 MW a pu être observée. Lorsque la puissance circulant dans une des lignes critiques du réseau dépasse 90% de sa capacité, l'installation est contrôlée de manière à accroître le transit dans la nouvelle ligne pour réduire le courant dans les lignes surchargées. En cas de défaillance dans le réseau, l'UPFC permet d'éviter l'écroulement de tension en maintenant la tension à la sous station d'Inez.

I.7. Synthèse des FACTS

I.7.1. 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 entrent également dans le choix du type d'installation sont à discuter. Le tableau 2.2 synthétise les domaines d'applications des différentes technologies de FACTS. Le nombre « + » est proportionnel à l'efficacité du dispositif [30].

Dispositif	Contrôle du transit de puissance	Contrôle de la tension	Stabilité transitoire	Stabilité statique
SVC	+	+++	+	++
STATCOM	+	+++	++	++
TCSC	++	+	+++	++
SSSC	++	+	+++	++
UPFC	+++	+++	+++	+++

Tableau(I.1) : Domaines d'applications des dispositifs FACTS

I.7.2. SVC et TCSC

Comme déjà mentionné précédemment, notre travail consiste à optimiser la marge de la stabilité statique de tension ainsi que la réduction des pertes actives (problème d'optimisation multi-objectif). De ce fait, il faut choisir, parmi les équipements FACTS, ceux qui ont des applications spécifiques tels le maintien de la tension 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 dans le réseau.

De ce fait, nous avons opté, dans la suite de notre travail, pour l'utilisation combinée du SVC et du TCSC en vue d'assurer de meilleures performances dynamiques du système avec plus de rentabilité et d'efficacité.

I.7.3. Coût des dispositifs FACTS :

Mis à part les avantages techniques apportés par les FACTS, d'autres critères liés au coût doivent être pris en considération dans la décision d'installer un dispositif. Sur le plan économique, le critère généralement adopté dans l'évaluation des bénéfices obtenus par un FACTS est que l'accroissement des revenus doit excéder les coûts d'exploitations, de maintenance et d'amortissement de l'installation.

Le coût d'une installation FACTS dépend principalement des facteurs tels que les performances requises, la puissance de l'installation, le niveau de tension du système ou encore la technologie du semi-conducteur utilisé.

I.8. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présentés un aperçu généralité sur la stabilité des réseaux électrique, ensuite nous avons montré l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques par l'utilisation des dispositifs FACTS. Nous avons aussi présentés de manière détaillée les équipements FACTS, leurs types, leurs rôles ainsi que leurs domaines d'application. Le prochain chapitre discuté le problème de choix des empacements optimaux de SVC par les Algorithmes génétiques.

Chapitre II

Placement optimal de compensateur SVC

II.1 Introduction

Grâce à la rapidité du développement de l'informatique, l'utilisation des outils et des algorithmes d'optimisation devient de plus en plus aisée et efficace. Ces méthodes permettent de trouver une solution de bonne qualité en un temps de calcul en général raisonnable, sans garantir l'optimalité de la solution obtenue. Ces méthodes sont avantageusement utilisées pour la résolution des problèmes de grande taille. Les algorithmes génétiques, forment une des principales classes des algorithmes d'optimisation ; ils ont suscité beaucoup d'enthousiasme depuis plusieurs années. Leur efficacité pour produire des solutions de qualité dans un grand nombre de problème d'optimisation est maintenant bien établie. Ils représentent les méthodes d'optimisations les plus utilisées.

Dans ce chapitre, des connaissances de base sur l'optimisation mono et multi-objective, ainsi que des concepts de base et l'état de l'art des techniques d'optimisation sont présentées pour les emplacements optimaux des FACTS. Les FACTS peuvent être utilisés pour atteindre un écoulement de puissance optimal. Un bon choix des emplacements de ces derniers permet un écoulement de puissance optimal sans violation de contraintes et même alors, à des coûts de production réduits dans les REE. Le type et l'emplacement des FACTS peuvent se faire selon leurs contributions aux fonctions objectives de génération économique et dispatching et aussi selon leur contribution dans la fonction d'investissement.

II.2 Choix les emplacements optimal de site et taille des compensateurs SVC

Le choix du site des compensateurs d'énergie réactive est basé sur la détermination du nœud critique du réseau électrique, dénommé aussi le nœud faible. La compensation de l'énergie réactive en ce nœud, donne une meilleure amélioration de la stabilité de tension par rapport aux autres nœuds du système [33].

II.3 Qu'est-ce qu'un problème d'optimisation

Un problème d'optimisation se définit comme la recherche du minimum ou maximum d'une fonction donnée. On peut aussi trouver des problèmes d'optimisation pour lesquels les variables de la fonction à optimiser sont soumis à des contraintes qui évoluent dans une certaine partie de l'espace de recherche. Dans ce cas, on a une forme particulière de ce que l'on appelle un problème d'optimisation sous contraintes [31].

II.4 Fonction objective

La fonction objective est une équation mathématique qui représente ce qu'on désire améliorer dans un système. Elle est aussi appelée critère d'optimisation, fonction coût, fonction d'adaptation, ou encore performance fonction fitness [31].

II.4.1 Fonction Mono-Objective

Un problème d'optimisation mono-objectif est présenté sous la forme suivante [33]:

$$\text{Minimiser} \begin{cases} f(\vec{X}) & (\text{fonction à optimiser}) \\ \vec{g}(\vec{X}) \leq \mathbf{0} & (m \text{ contraintes d'inégalité}) \\ \vec{h}(\vec{X}) = \mathbf{0} & (p \text{ contraintes d'égalité}) \end{cases}$$

$$\text{Avec} \quad \vec{X} \in \mathbb{R}^n, \quad \vec{g}(\vec{X}) \in \mathbb{R}^m, \quad \vec{h}(\vec{X}) \in \mathbb{R}^p$$

Les vecteurs $\vec{g}(\vec{X})$ et $\vec{h}(\vec{X})$ représentent respectivement (m) contraintes d'inégalité et (P) contraintes d'égalité.

II.4.2 Fonction multi-objective

L'optimisation de fonction multi-objective est une branche de l'optimisation combinatoire dont la particularité est de chercher à optimiser simultanément plusieurs objectifs d'un même problème [31].

$$\text{Minimiser} \begin{cases} \mathbf{y} = \mathbf{F}(\mathbf{X}) = [f_1(\mathbf{X}), f_2(\mathbf{X}), \dots, f_N(\mathbf{X})]^T \\ \vec{g}(\vec{X}) \leq \mathbf{0} \\ \vec{h}(\vec{X}) = \mathbf{0} \end{cases}$$

$$\text{Tel que} \quad \mathbf{X} = [X_1, X_2, X_3, \dots, X_P]^T \in \Omega$$

D'où,

- ❖ y représente le vecteur des fonctions objectives
- ❖ gj représente les contraintes
- ❖ x représente le vecteur des variables de décision dans l'espace de recherche Ω .

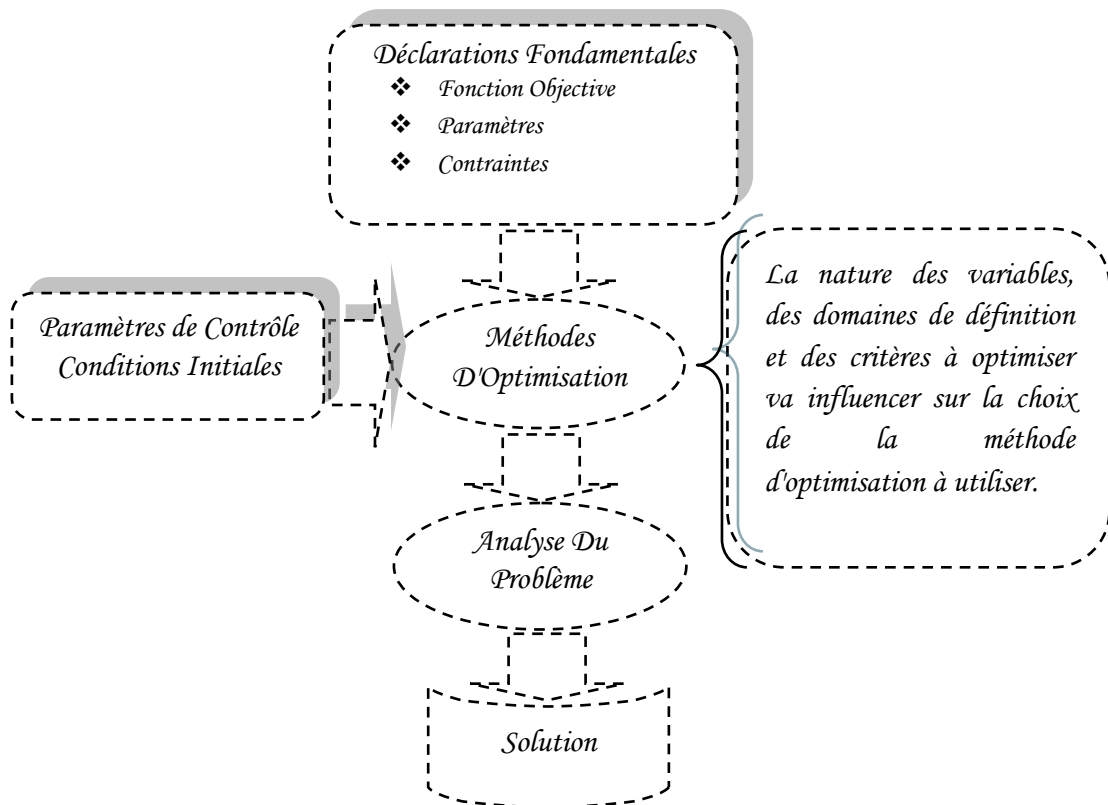


Figure (II-1): Principe de base d'une méthodologie d'optimisation

II.5 Classification des méthodes d'optimisation

La complexification croissante des problèmes d'optimisation, a entraîné développement d'un grande quantité de méthodes de résolution. La globalité de ces techniques d'optimisation dans les différentes publications, se divise typiquement en deux grandes classes dont le premier classement les méthodes déterministes. Et une grande partie de l'effort de recherche, plus spécifiquement dans les domaines de la recherche opérationnelle et de l'Intelligence Artificielle, est consacré depuis une vingtaine d'années à la deuxième classe de méthodes d'optimisation. La classification et illustrée dans la figure (II-2).

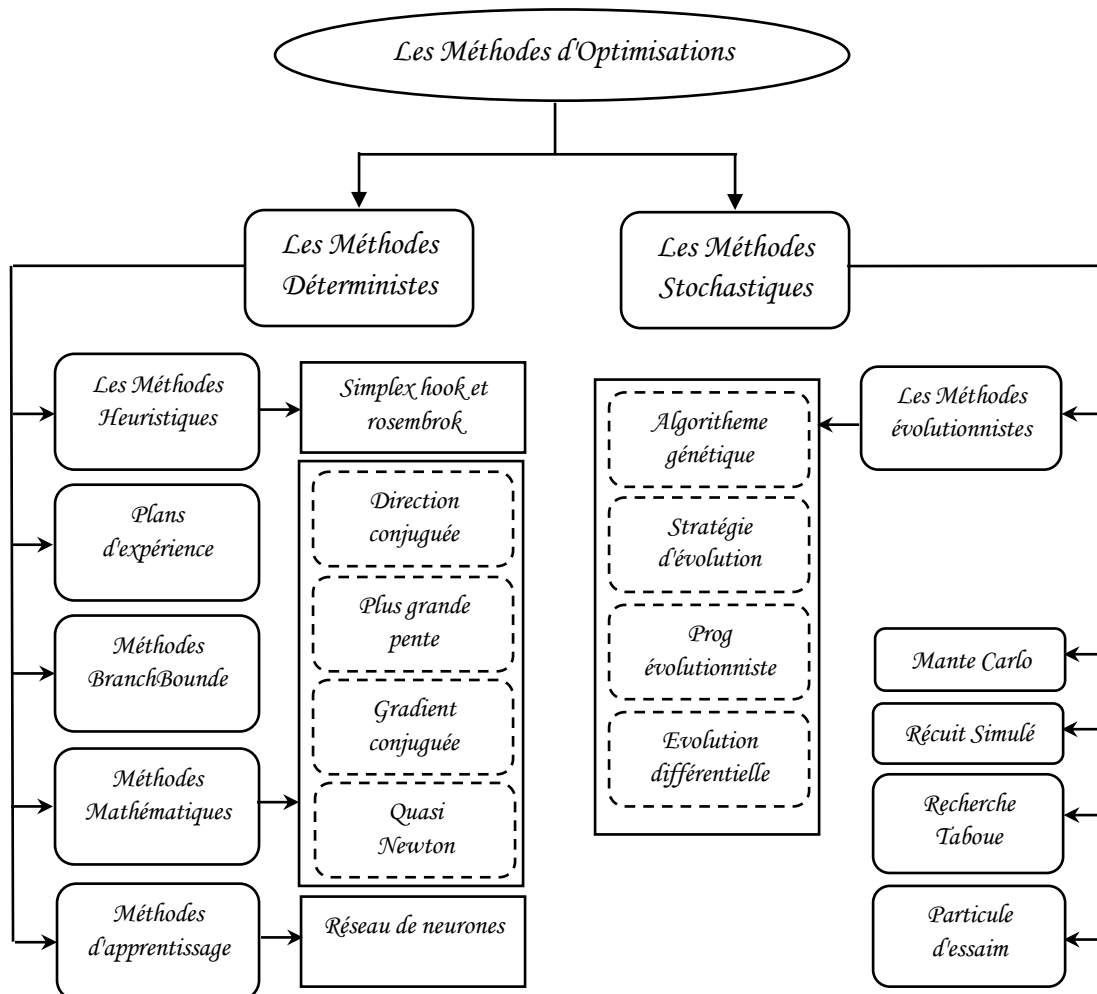


Figure (II-2): Classification des méthodes d'optimisations

II.6 Algorithme Génétique[14]

Les algorithmes génétiques sont des algorithmes d'optimisation s'appuyant sur des techniques dérivées de la génétique et des mécanismes d'évolution de la nature : sélections, croisements, mutations, etc. Ils appartiennent à la classe des algorithmes évolutionnaires. On peut dire que l'algorithme génétique est une méthode de programmation qui repose sur le principe de l'évolution pour effectuer la recherche d'une solution adéquate à un problème

II.6.1 Codage

Le codage utilisé par un AG est représenté sous forme d'une chaîne de bits qui contient toute l'information nécessaire pour représenter un point de l'espace de recherche. Le codage binaire est le code le plus utilisé, l'inconvénient majeur du code binaire étant que deux points proches dans l'espace des variables voir la colonne 1 du Tableau (II.1) ne sont pas nécessairement codés

par deux chaînes de bits voisines (colonne 2 du Tableau (II.1)). On remédie en général à ce problème en utilisant le codage de Gray qui conserve une distance de Hamming de « 1 » entre deux chaînes (colonne 3 du Tableau (II.1)). La distance de Hamming entre deux chaînes de bits est le nombre de bits qui diffère de l'une à l'autre. Pour les deux chaînes suivantes: 111 et 100, la distance est de 2.

Le Tableau(II.1) montre un exemple du code binaire et le code Gray pour des variables entières allant de 0 et 7. On voit que la distance de Hamming est de 1 pour chaque entier dans le code Gray, alors que pour les nombres binaires, pour passer de 3 à 4, la distance de Hamming est de 3 [32].

Variables entière	Code binaire	Code Gray
0	000	000
1	001	001
2	010	011
3	011	010
4	100	110
5	101	111
6	110	101
7	111	100

Tableau. (II.1) Code de Gray et code binaire pour une chaîne à trois bits

II.6.1.2 Codage binaire [31]

Ce codage a été le premier à être utilisé dans le domaine des AG. Il présente plusieurs avantages : alphabet minimum $\{0,1\}$, facilité de mise en point d'opérateurs génétiques et existence de fondements théoriques (théorie sur les schémas). Néanmoins ce type de codage présente quelques inconvénients :

- 1) Les performances de l'algorithme sont dégradées devant les problèmes d'optimisation de grande dimension à haute précision numérique. Pour de tels problèmes, les AG basés sur les chaînes binaires ont de faibles performances comme le montre Michalewicz
- 2) La distance de Hamming entre deux nombres voisins (nombre de bits différents) peut être assez grande dans le codage binaire : l'entier 7 correspond à la chaîne 0111 et la chaîne 1000 correspond à l'entier 8. Or la distance de Hamming entre ces deux chaînes est de 4, ce qui crée bien souvent une convergence, et non pas l'obtention de la valeur optimale.

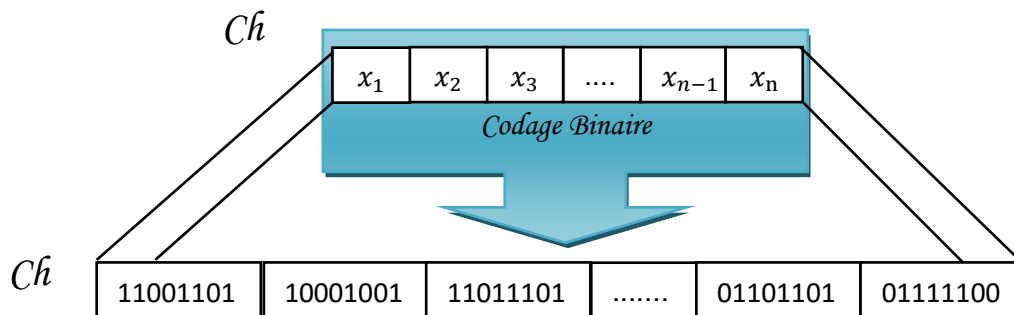


Figure (II.3) : Le codage binaire

II.6.1.3 Codage reel [31]:

Il a le mérite d'être simple. Chaque chromosome est en fait un vecteur dont les composantes sont les paramètres du processus d'optimisation. Par exemple, si on recherche l'optimum d'une fonction de n variables $f(x_1, x_2, \dots, x_{n-1})$, on peut utiliser tout simplement un chromosome contenant les n variables. Avec ce type de codage, la procédure d'évaluation des chromosomes est plus rapide vu l'absence de l'étape de transcodage (du binaire vers le réel).

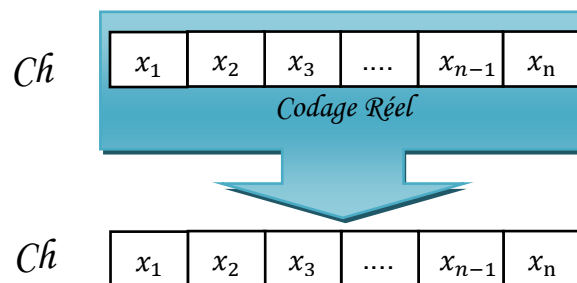


Figure (II.4) : Le codage réel

II.6.2 Sélection:

La sélection a pour objectif d'identifier les individus qui doivent se reproduire. Cet opérateur ne crée pas de nouveaux individus mais identifie les individus sur la base de leur fonction d'adaptation, les individus les mieux adaptés sont sélectionnés alors que les moins bien adaptés sont écartés. La sélection doit favoriser les meilleurs éléments selon le critère à optimiser (minimiser ou maximiser). Ceci permet de donner aux individus dont la valeur est plus grande une probabilité plus élevée de contribuer à la génération suivante figure (II.5) [34].

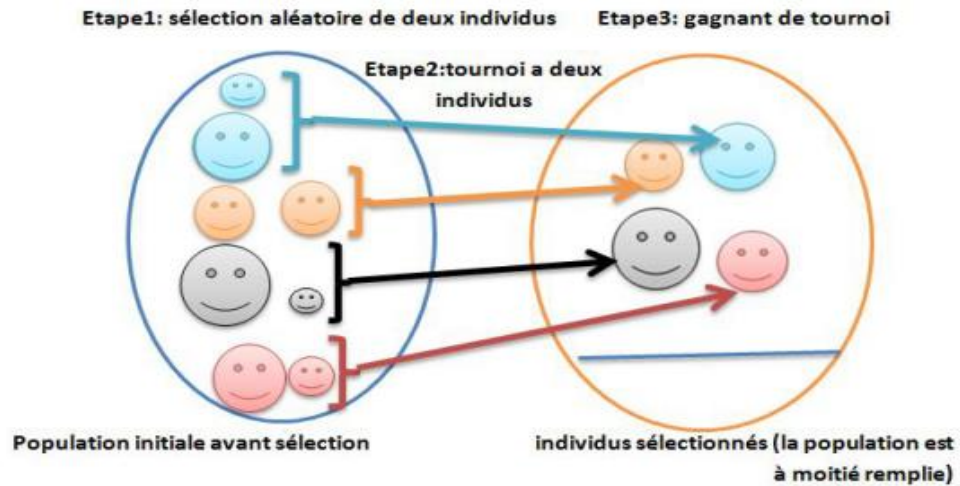


Figure (II.5): représentation d'une sélection par tournoi d'individus pour un critère de maximisation (chaque individu représente une solution possible) [14] .

II.6.3 Croisement

Le croisement permet de créer de nouvelles chaînes en échangeant de l'information entre deux chaînes figure (II 6) . Le croisement s'effectue en deux ensuite chaque paire de chaînes subit un croisement comme suit un entier k représentant une position sur la chaîne est choisi aléatoirement entre 1 et la longueur de chaîne (l) moins un ($l - 1$).

Deux nouvelles chaînes sont créées en échangeant tous les caractères compris entre les positions $k + 1$ et l inclusivement.

L'exemple suivant figure (II.6) montre deux chaînes ($A1$ et $A2$) de longueur $l = 5$ appartenant à la population initiale. Les deux nouvelles chaînes ($A3$ et $A4$) appartenant à la nouvelle population sont obtenues par croisement à la position $k = 5$:

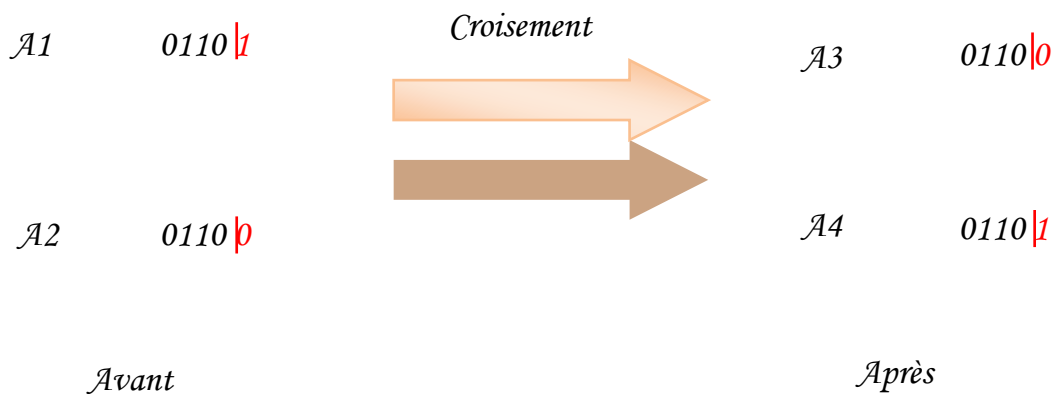
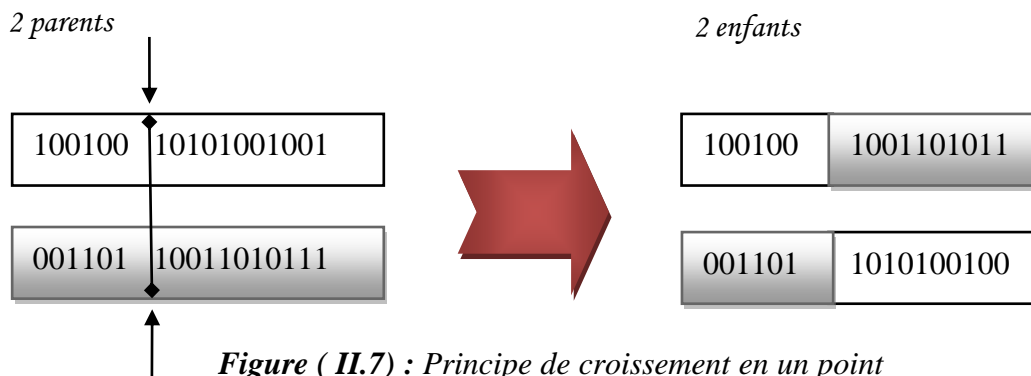


Figure (II.6): Représentation d'un croisement en un point de deux chaînes.

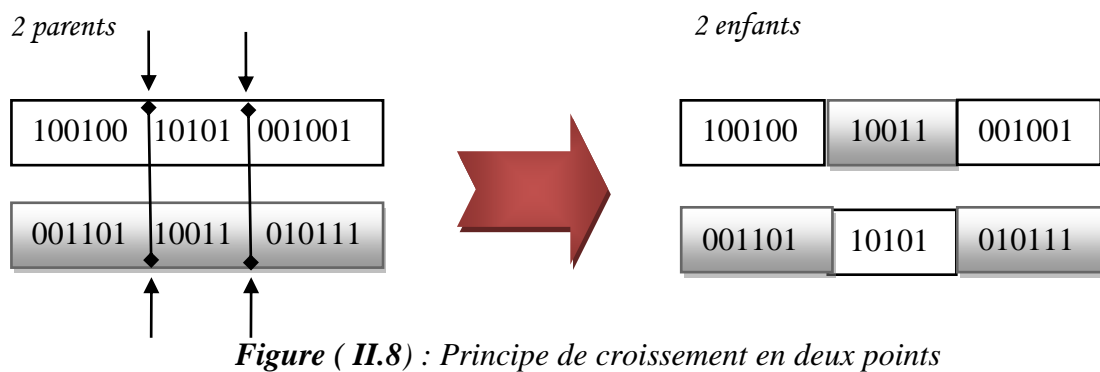
II.6.3.1 Croisement en un point [32]

On choisit au hasard un point de croisement, pour chaque couple figure (II-6). Notons que le croisement s'effectue directement au niveau binaire, et non pas au niveau des gènes. Un chromosome peut donc être coupé au milieu d'un gène.



II.6.3.2 Croisement en un et deux points [32]

On choisit au hasard deux points de croisement figure (II.8). Par la suite, nous avons utilisé cet opérateur car il est généralement considéré comme plus efficace que la précédent. Néanmoins nous n'avons pas constaté de différence notable dans la convergence de l'algorithme. Notons que d'autres formes de croisement existent, du croisement en K points jusqu'au cas limite du croisement uniforme.



II.6.4 Mutation

La mutation est exécutée seulement sur une seule chaîne. Elle représente la modification aléatoire et occasionnelle de faible probabilité de la valeur d'un caractère de la chaîne, pour un codage binaire cela revient à changer un 1 en 0 et vice versa figure (II. 9). Cet opérateur introduit de la diversité dans le processus de recherche des solutions et peut aider l'AG à ne pas stagner dans un optimum local [34].

01101
↓
01111

Figure (II.9) : Représentation d'une mutation de bits dans une chaîne

II.7 Stratégie d'optimisation par les algorithmes génétiques :

La fonction multi-objectif est considéré en recherchant une solution se composant de chacun des deux l'emplacement de SVC et taille cela réduit au minimum déviation de tension, perte de puissance active et coût d'installation décrits comme suit [35].

II.7.1 Minimisation de perte active

La première fonction objective envisagée représente la minimisation des pertes actives de transmission, formulé comme suit [31]:

$$f_1 = Pert_{tot} = \sum_{k=1}^{nb} g_k [V_i^2 + V_j^2 - 2 \times V_i V_j \cos \theta_{ij}] \quad (II. 1)$$

Où :

g_k : Est la conductance de la branche entre les jeux de barres i et j .

nb: Est le nombre total branches.

$V_i V_j$: Sont les modules de tension de jeux de barres,

θ_{ij} : est la différence angulaire entre les angle de jeux i et j .

II.7.2 minimisation de la déviation de tension (ΔV):

La deuxième fonction objective s'intéresse à minimiser la déviation de la tension aux jeux de charges et qui peut être formulée comme suite [31]:

Avec :

$$f_2 = \Delta V = \sum_{i=1}^b |(V_{ref} - V_i)| \quad (II.2)$$

b: Le nombre total de jeux de barres de charge.

V_{ref} : Le module de tension de référence (1.0 pu).

V_i : est la tension réelle.

La déviation de tension elle est définie comme mesure pour la qualité du service. En observant la valeur minimum de l'emplacement optimal de déviation de tension SVC peut être déterminé.

II.7.3 Minimisation de l'investissement de coût de SVC :

La troisième fonction objective s'intéresse à minimiser de l'investissement de coût du compensateur SVC .Le placement et le classement par taille optimaux du dispositif de FACTS considérant le coût d'installation du dispositif de FACTS a été vu l'installation mathématiquement formulé et on l'a calculé par l'équation[36]:

$$f_3 = C_{svc} = \sum_{k=1}^{nl} 0.0003Q_k^2 - 0.3051Q_k + 127.38(\text{US\$/kVAr}) \quad (II.3)$$

Q : la puissance fournir par SVC

nl: nombre totale de SVCs

L'équation multi-objectif II associée les équation de la minimisation de pertes de la puissance active totale $Perte_{tot}$, la déviation de tension $|(V_i - V_{ref})|$ et la minimisation de coût d'installation d'un compensateur Csvc avec les coefficients α , le β et le η .

$$f(x) = \alpha \frac{Perte_{tot}}{P_{Base}} + \beta \frac{|(V_i - V_{ref})|}{V_{Base}} + \gamma \frac{C_{svc}}{C_{max}} \quad (II.4)$$

Ou $\alpha = 33,33\%$ $\beta = 33,33\%$ $\gamma = 33,33\%$

C_{max} : le coût d'installation maximal.

II.7.4 Paramètres des Algorithme génétiques

Le code représenté par le format binaire est d'une longueur 48 bits pour chaque générateur. Les probabilités de mutation est 1 [32]. Le tableau (II.2) montre les paramètres de l'AG utilisés pour cette simulation.

Taille de la Population	40
La mutation	0.05
Type de croisement	Croisement en un point
Type de sélection	Proportionnelle
Nombre de générations	50

Tableau (II.2) : Les opérateurs de l'AG – Binaire

II.7.5 Organigramme de l'AG

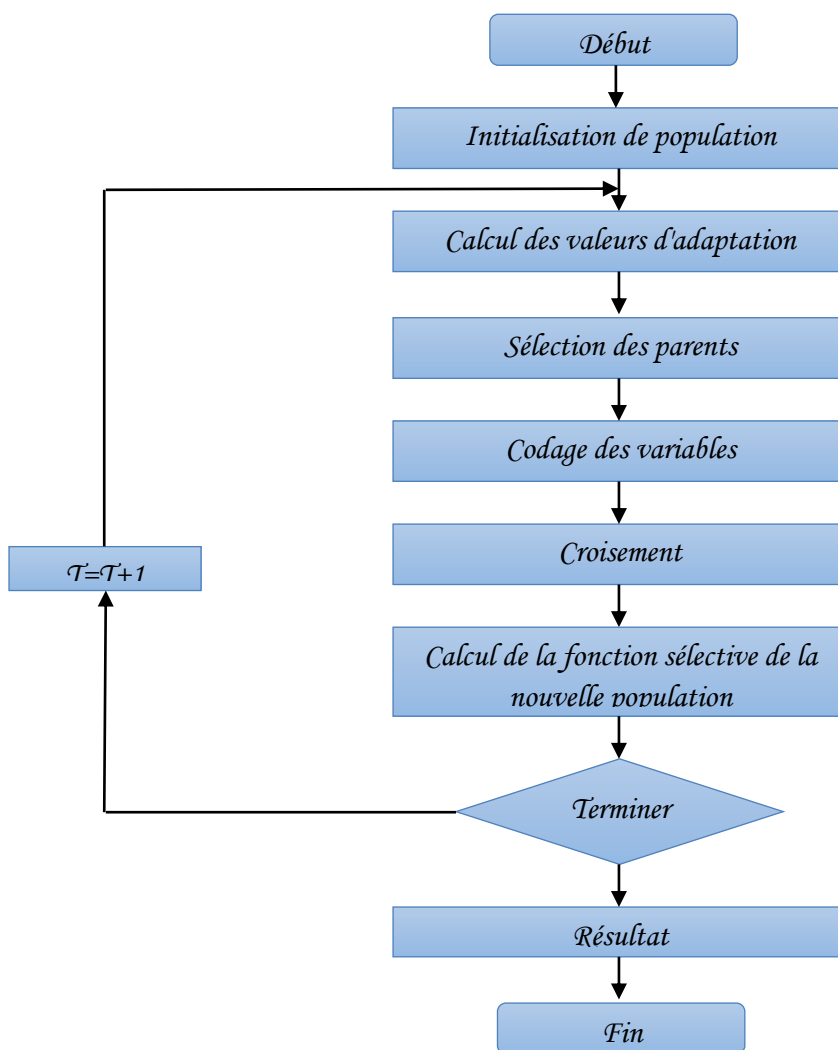


Figure (II.10): Organigramme de l'algorithmes génétique

II.7.6 Les étapes de calcul de l'AG :

Etape1: Introduction de toutes les données

Introduire tous les données concernant le réseau électrique tel que les résistances, les réactances, les angles, les tensions, ainsi que les données de l'AG comme le nombre de population et de l'itération, la probabilité de croisement et de mutation, nombre de bit.

Etape2: Initialisation

La création de la population initiale qui contiens les valeurs des puissances réactive générée où absorbé par chaque compensateur SVC (Q_i), donc chaque puissance Q_i a une valeur limite supérieur Q_{max} et une valeur limite inférieur Q_{min} (contrainte d'inégalité).

Etape3: En considération des pertes dans les lignes

La mise en œuvre du programme de N-R pour calculer les pertes dans les lignes, alors on trouve un autre population.

Etape4: Evaluation

Chaque élément de la population de l'étape 3 sera placée à la fonction objectif afin de calculer le coût de chaque individu. La fonction sélective (fitness) est donnée par la relation suivante:

$$Fitness = F_{min} / F(x)$$

Etape5: Application des mécanismes de l'AG

Sélection : c'est choix des individus en fonction de leur fitness.

Croisement : c'est le mélange des bagages génétiques.

Mutation : le bagage génétique est modifié abruptement.

Etape6: Evaluation des nouveaux individus.

Etape7: Critère d'arrêt

$S_{iiter} = iter_{max}$: la solution optimale.

Si non : remplacement des anciens individus et retour vers l'étape 3.

II.8 Les avantages des algorithmes génétiques:

A noter qu'en des qualités des algorithmes génétiques est une recherche balançant efficacement entre l'exploitation des résultats obtenus et l'exploration hasardeuse de nouveaux candidats, parmi les principaux avantages des algorithmes génétiques, nous pouvons signaler:

- 1) La recherche d'un optimum s'effectue à partir d'une population et non d'un point unique .Ce parallélisme implicite permet de propose plusieurs solution différentes en fin d'exécution.
- 2) Il n'est pas nécessaire de savoir formaliser le problème. Seul l'évaluation du solution doit pouvoir être faite.

Les algorithmes génétiques utilisent des règles de transition probabilistes, et non déterministes, ce qui permet de s'extraire des optima locaux.

II.9 Conclusion :

Dans ce chapitre on a du SVC ainsi monté le problème de l'écoulement de puissance utilisé pour calculer le point de fonctionnement du réseau puis nous allons montrer le problème d'optimisation de fonction multi-objective par AG pour des emplacements optimaux SVC. Le prochain chapitre représente l'utilisation de (SVC) pour améliorer la stabilité dynamique du réseau électrique.

Chapitre III

Etude dynamique de compensateur SVC

III.1. Introduction :

La demande croissante de l'énergie électrique a engendré une augmentation des transits de puissance dans les réseaux électriques. Pour conséquence, des réseaux mondiaux de plus en plus interconnectés et fonctionnant près de valeurs limites de stabilité, donc difficiles à régler et sensibles aux oscillations interrégionales. C'est dans ces conditions que les éléments FACTS (Flexible AC Transmission Systems) sont introduits afin d'apporter des nouvelles solutions pour améliorer les performances des réseaux de puissance. Ces dispositifs ont un rôle important à jouer dans le contrôle des transits de puissance et l'amélioration de la stabilité de tension d'un réseau électrique.

III.2. Modélisation Dynamique du SVC: [13]

Pour l'analyse dynamique dans le domaine temporelles modèles de SVC doivent représenter son comportement uniquement en séquence système directe pour des analyses de stabilité transitoire et de stabilité dynamique (rapide et long terme). Ceci est dû au fait que la composante de séquence système inverse des éléments du SVC (condensateur et inducteur) est égale à la composante de séquence directe et que le type de connexion du SVC au tertiaire du transformateur (type Δ pour SVC type 6-impulsions et Y sans mise à la terre pour SVC type 12-impulsions) fait que l'impédance de séquence homopolaire est ouverte sans affecter celle du réseau dans les analyses des courts-circuits non-triphasés.

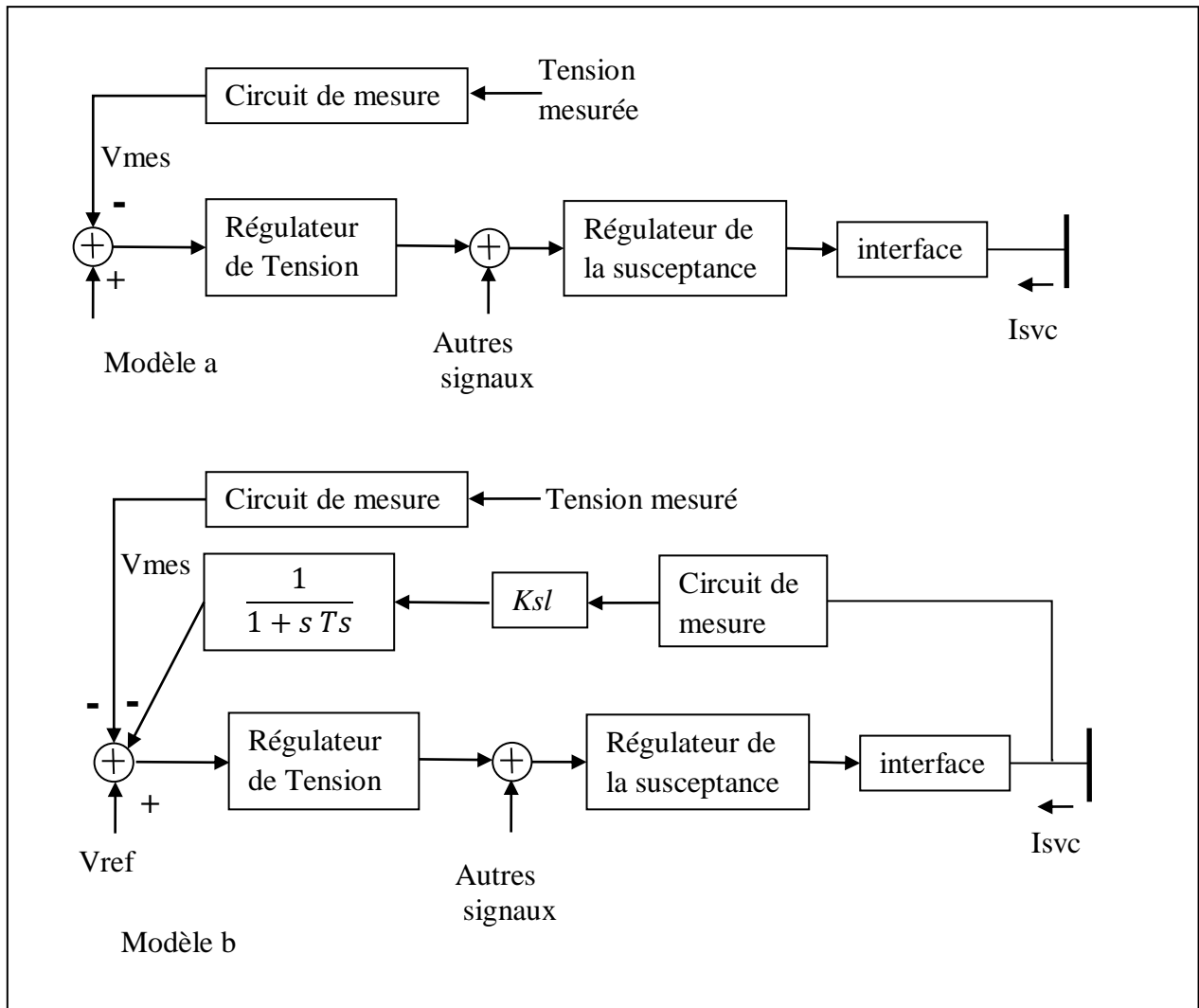
Pour des analyses électromagnétiques et de résonance sous synchrone, il est nécessaire d'utiliser des modèles plus élaborés, comme les modèles triphasés. Les modèles dynamiques intéressants pour cette étude sont ceux qui suivent la modélisation classique du système de régulation des générateurs, c'est-à-dire, des fonctions de transfert par modules. L'objectif principal du SVC est de commander la tension au nœud de

connexion. Ainsi, le SVC utilise un système de commande en boucle fermée, référencée par la tension donnée par l'équation (II.2)

III.2.1. Modèles Standards du SVC: [7, 29]

Des modèles de base appropriés à des études à caractère général ont été recommandés par l'ERGRE. La Figure (III.1) représente deux modèles recommandés par l'ERGRE pour la modélisation du SVC qui ont comme différence les systèmes de régulation. Ces modèles sont appropriés pour réaliser des études générales de stabilité dans lesquelles les caractéristiques spécifiques spéciales des SVC n'affectent pas des analyses de stabilité. Ces modèles peuvent être aussi utilisés pour faire des études préliminaires sur des nouvelles installations de SVC.

Pour des études détaillées qui reflètent les particularités du SVC, les modèles utilisés dépendront de chaque type de SVC.



Figure(III. 1) : Modèles Dynamiques de SVC

Fondamentalement, les modèles dynamique standards sont constitués des modules suivants:

- Module du système de mesure
- Module de régulation de tension
- Module de régulation de la susceptance
- Module de l'interface avec le réseau

III.2.1.1. Module de Mesure:

L'équipement de mesure convertit la tension et le courant triphasés en signaux quasi continus proportionnels à l'amplitude de la variable mesurée. Ce module est modélisé par un filtre passe-bas ayant la fonction de transfert suivante:

$$H_{mes} = \frac{1}{1+sT_m} \quad (III.1)$$

$$H_{mes} = \frac{V_{mes}}{V_{réseau}} \quad \text{Ou} \quad H_{mes} = \frac{I_{mes}}{I_{réseau}} \quad (III.2)$$

Où T_m la constante de temps du système de mesure, avec une valeur typique comprise entre 1 et 8 ms.

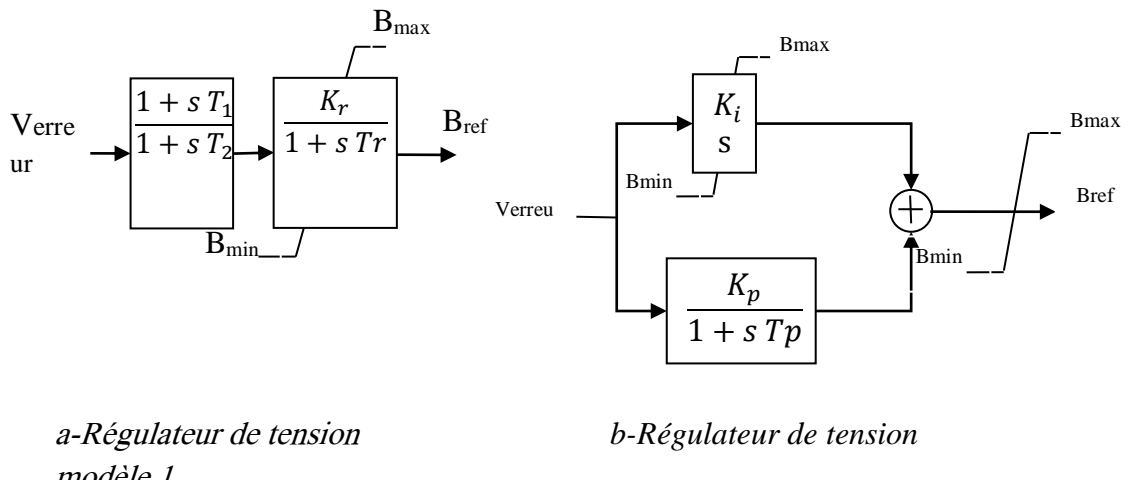
III.2.1.2. Module de Régulation de Tension: [13]

Ce module réalise la commande de tension en comparant la tension mesurée avec la tension de référence. Si on utilise un régulateur de type proportionnel Figure (III. 2), l'inverse du gain K_r sera égal à la caractéristique V -I désirée pour le SVC (X_{SL}), c'est-à-dire,

$$K_r = \frac{1}{X_{SL}} \quad (III.3)$$

La constante du temps (T_r) est de phase appropriée et d'améliorer l'amortissement des oscillations.

Si on utilise un régulateur de type intégral Figure (III.2.b), il est nécessaire d'introduire une boucle de courant telle qu'elle est représentée en Figure (III. 2. b)



Figure(III.2) Types de Régulateurs de Tension du SVC

Pour des études préliminaires, on peut choisir les constantes

$T_m = T_1 = T_2 = T_p = T_d = T_b = T_s = K_p = 0$, de telle manière que l'en puisse relier les deux modèles par les équations:

$$K_r = \frac{1}{K_p} = \frac{1}{X_{SL}} \quad \text{Et} \quad T_r = \frac{1}{K_{SL}K_i} \tag{III.4}$$

Où K_p est le gain proportionnel et K_i est le gain intégral du régulateur du modèle 2, X_{sl} est la pente de la caractéristique V-I du SVC.

Ainsi, les réponses des correcteurs seront les mêmes avec les deux modèles. La différence pratique de l'utilisation de l'un ou de l'autre régulateur est basée sur le type de signaux mesurés. La plupart des SVC installés utilisent le régulateur intégral, qui élimine l'erreur d'état stable.

La tension mesurée et utilisée pour calculer Verreur, qui aussi bien pour le régulateur proportionnel que pour le régulateur intégral, correspond à la tension primaire du transformateur de connexion du SVC au réseau, c'est-à-dire, à la tension à réguler. Alors que le courant employé est mesuré au secondaire du transformateur et il correspond au courant du SVC.

III.2.1.3. Module de Régulation de Susceptance:

Sa fonction de transfert est donnée par l'expression suivante:

$$H_B = \frac{e^{-\delta T_d}}{1+sT_b} \quad (\text{III.5})$$

T_d représente le temps de réponse de fonctionnement des thyristors (« gating transport Delay » - typiquement autour de 1 ms) et T_b représente la constante de temps de la séquence de régulation (« firing sequence control » - typiquement autour de 5 ms).

III.2.2. Paramètres du SVC [30]:

L'ensemble minimum de paramètres nécessaires à la caractérisation d'un SVC sont:

- Q_{\max} , limite de puissance réactive inductive.
- Q_{\min} , limite de puissance réactive capacitive.
- V_{\max} et V_{\min} , ces paramètres ainsi que les deux précédents définissent la pente de la caractéristique (équation (II.1) (II.2))
- Les données caractéristiques du SVC fournies par le constructeur.
- Les paramètres dynamiques, pour le régulateur proportionnel: K_i , T_r , T_2 et T_1 , pour le régulateur intégral: K_{s1} , K_i , K_p , T_p

Le dernier groupe de données définit la caractéristique dynamique du SVC. Le gain du régulateur doit être égal à l'inverse de la pente (X_{SI}). Pour un premier calcul on peut choisir $K_1 = T_2 = K_p = T_p$. Ainsi, il n'y a à définir qu'un paramètre, K_r , pour le régulateur proportionnel et K_r pour le régulateur intégral. Selon la valeur de ces constantes on obtiendra la forme de la réponse dynamique. Pour faire ce calcul, il est nécessaire de connaître une représentation simple du réseau. Cette représentation est donnée par l'impédance de Thévenin (Z_{Th}) égale à l'inverse de la puissance de court-circuit dans le nœud de connexion du SVC.

De cette façon le système à analyser est réduit à la représentation donnée dans la Figure (III.3).

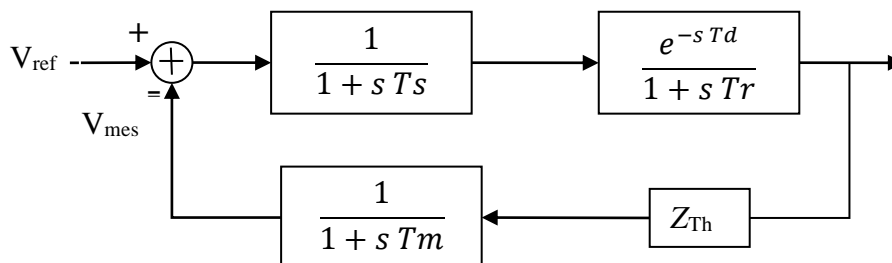


Figure (III.3) : Représentation Simple par Schémas Blocs d'un SVC

Par ailleurs il est nécessaire de définir les valeurs des caractéristiques de la réponse temporelle du SVC qui sont données en fonction de la réponse aux sollicitations de type échelon unitaire du signal de commande [10]. Ces caractéristiques sont:

- Q_{max} : limite de puissance réactive inductive.
- Temps de montée (t_r) : Temps que la réponse prend pour passer de 0,1 au 0,9.

- Temps de stabilisation (t_s) : Temps tel que la variation de la tension autour de la valeur finale soit inférieure ou égale à 2% ou 5%.
- Valeur maximum admissible (V_{\max}).

III.3. Utilisation Des SVC [30]

Les compensateurs statiques de puissance réactive ont été utilisés dans les réseaux électriques pour résoudre une variété de problèmes, à savoir :

➤ Améliorer les niveaux de tension sur un jeu de barres ou une région la commande de tension est la principale fonction d'un SVC. Comme cela a été décrit dans le paragraphe I.2.4, le SVC contrôle la tension d'un nœud par l'absorption ou par la fourniture de la puissance réactive que le SVC effectue sur le réseau.

Dans les systèmes à faible puissance de court-circuit, comportant des lignes de transport longues, la tension est affectée de manière significative par la variation de la charge et par la déconnexion d'éléments du réseau. Pour des charges importantes, la tension peut chuter considérablement et peut pallier à conduire à l'instabilité

Du réseau en tension. Les SVC ont été utilisés principalement pour corriger ce problème.

➤ Augmenter la capacité de transport de puissance active du réseau Soit le système donné par la Figure II.17 a. La capacité de transport de la ligne sera donnée par les tensions E et V, par simplicité on suppose que E=V et la réactance de la ligne (X_d) est donnée par l'équation.

$$P = P_m \sin(\delta) \quad \text{Où} \quad P_m = \frac{E^2}{X_L}$$

(III. 6)

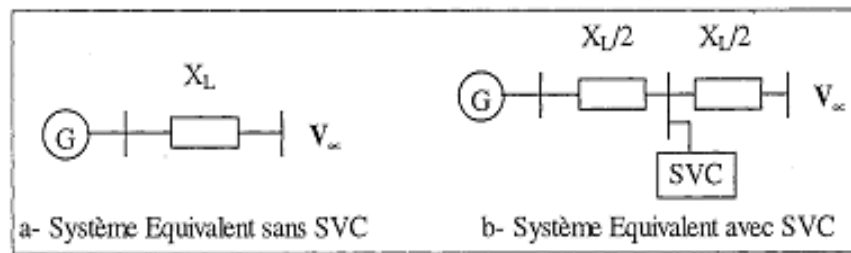


Figure (III. 4) : Système de Ligne de Transport d'électricité (sans et avec SVC)

Quand un SVC de capacité de puissance réactive illimitée est installé au point milieu de la ligne Figure(III.4), la capacité de transport est donnée par :

$$P_1 = \frac{E^2}{X_L/2} \sin\left(\frac{\delta}{2}\right)$$

(III. 7)

Pour un SVC avec une limite de capacité de puissance réactive (Q_c), la puissance transmise par la ligne compensée est :

$$P = P_m = \frac{1}{1 - \left(\frac{Q_c}{4P_m}\right)} \sin\left(\frac{\delta}{2}\right)$$

(III. 8)

La Figure (III. 5) compare la caractéristique P-b de transport d'une ligne de transport sans et avec SVC.

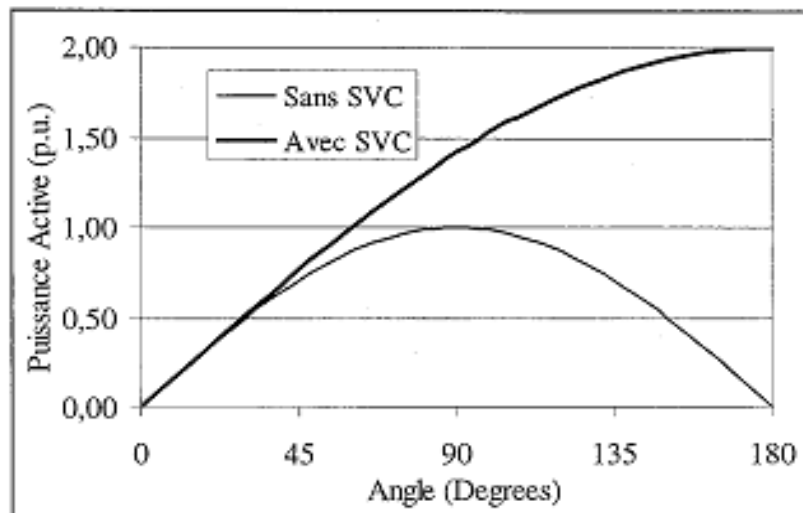


Figure (III.5) : Capacité de Transport de Puissance d'une Ligne de Transport

III.4. COMMANDE DE SVC

Les SVC sont souvent configurés pour répondre aux nécessités individuelles du système. Les techniques de commande sont variées, et dépendent de l'équipement. En conséquence, on n'a pas développé de modèle standard capable de représenter en détail toute la variété de commandes du SVC. [29]

III.4.1. Le régulateur ON/OFF

ON / OFF est le type de contrôle le plus simple. La sortie peut être soit ON (100%) soit OFF (0%). La variable de processus (PV) est comparée au point de consigne (SP) pour déterminer le signe de l'erreur ($ERROR = PV - SP$). L'algorithme ON / OFF fonctionne sur le signe du signal d'erreur. Dans Direct Control Acting, lorsque le signal d'erreur est positif, la sortie est 100%; Et lorsque le signal d'erreur est négatif, la sortie est 0%. Si l'action de contrôle est inversée, le contraire est vrai. Un chevauchement réglable (bande d'hystérésis) est fourni entre les états d'activation et de désactivation.

III.4.2. Type du régulateur PI:

Les régulateur PI utilisé pour le réglage des puissances active et réactive et des courants $i(dr)$ et $i(qr)$. Offre plusieurs avantages notamment la rapidité

et la simplicité à mettre en œuvre, ainsi qu'il offre des performances acceptables à la régulation du système considéré [14]. Les gains du régulateur sont présentés dans l'annexe dont les grandeurs commandées sont les puissances actives et réactives et les courants rotoriques.

III.4.3. Description des régulateur PID

Un régulateur PID remplit essentiellement trois fonctions :

- Il fournit un signal de commande $u(t)$ en tenant compte de l'évolution du signal de sortie $y(t)$ par rapport à la consigne $w(t)$.
- Il élimine l'erreur statique grâce au terme intégrateur.
- Il anticipe les variations de la sortie grâce au terme dérivateur. [30]

➤ Le régulateur PID [30]

Le régulateur PID classique relie directement le signal de commande $u(t)$ au signal d'erreur $e(t)$. Sa description temporelle est la suivante :

$$U(t) = K_p(e(t) + \frac{1}{T_i} \int_0^t e(t) dt + T_d \frac{de(t)}{dt}) \quad (\text{III. 9})$$

avec l'écart défini comme suit :

$$e(t) = w(t) - y(t) \quad (\text{III. 10})$$

Sa fonction de transfert s'écrit :

$$G_c(s) = \frac{U(s)}{E(s)} = K_p \left(1 + \frac{1}{sT_i} + sT_d \right) \quad (\text{III. 11})$$

Cette combinaison des termes P, I et D est aussi désignée sous le nom de forme parallèle.

Ou non-interactive. Le schéma fonctionnel d'un processus réglé à l'aide d'un tel régulateur est donné à la Figure (III.6). En plus des signaux définis plus haut, on y trouve la perturbation $v(t)$, le bruit de mesure $n(t)$ et le signal de sortie non bruité $x(t)$ [30]

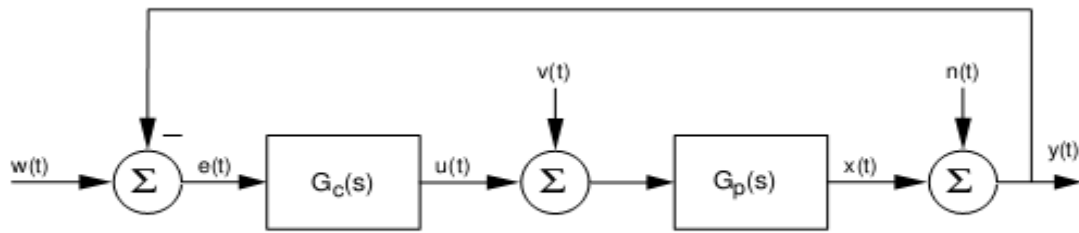


FIG. 1: Schéma fonctionnel d'un processus réglé par un PID classique

Figure (III.6) : Schéma Fonctionnel d'un Processus réglé par un PID classique

III.5. Applications des SVC:[13]

La compensation de puissance réactive peut être intéressante pour plusieurs applications industrielles ainsi que dans les réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique pour assurer une compensation de la consommation des charges en énergie réactive, évitant ainsi que cette puissance réactive circule par le réseau tout en contribuant à

- L'augmentation de la capacité des lignes de transport électrique.
- La contribution au maintien du plan de tension par la régulation de la tension en différents nœud du réseau.
- L'amortissement des oscillations et l'amélioration de la stabilité en lignes fiables ;

L'utilisation de compensateur en réseau électrique est en pratique très répandue dans des applications de soutien de tension et d'amélioration de la stabilité. Comme exemples d'applications industrielles classiques, on retrouve les fours à arcs et les laminoirs, tandis que les fermes éoliennes ouvrent actuellement un nouveau champ potentiel d'application.

III.6. Les Avantages Et Inconvénients des SVC:

III.6.1. Les Avantages

- Stabiliser la tension dans les systèmes faibles.
- Réduire les pertes de transmission.
- Augmenter la capacité de transmission
- augmenter la limite de stabilité.
- Améliorer la commande et la stabilité de tension.
- Atténuer les oscillations de puissance. [13]

III.6.2. Inconvénients des SVC

Un système qui fonctionne à ses limites d'exploitation et fortement dépendant de la compensation par SVC peut souffrir facilement d'un effondrement de tension. Ceci est dû au fait que la génération de puissance réactive hors de la zone de régulation est dépendante du carré de la tension et que le SVC ne peut plus maintenir le niveau requis par le réseau.

Le SVC, hors de la zone de contrôle, fonctionne comme une susceptance connectée en parallèle sur le nœud.

D'autre part, le SVC permet de contrôler uniquement un des trois paramètres

Importants, la tension. Pour les deux autres paramètres, l'impédance et l'angle, d'autres systèmes sont nécessaires pour en assurer le contrôle.

Bien que les SVC aient la rapidité nécessaire pour réaliser le contrôle en temps réel, ils requièrent beaucoup de travail pour l'installation et beaucoup de place au sol. Par ailleurs, ils sont très chers. [29]

III.7. Conclusion

On a présenté l'état de l'art de la modélisation statique et dynamique des SVC en montrant les applications, avantages et inconvénients de l'utilisation de la compensation statique de puissance réactive. Ces concepts serviront de base pour la formulation des techniques de modélisation du réseau électrique comportant SVC utiles pour le calcul des correcteurs de tension.

Chapitre IV

Application Et Simulation

IV.1. Introduction :

Nous avons assisté ces dernières années à une croissance très rapide des travaux utilisant la technologie de FACTS pour améliorer la stabilité de tension et d'oscillations dans les systèmes électriques. Cela est dû à leur efficacité et rapidité de réponse.

Ce chapitre est consacré au test l'application de compensateur statique SVC en deux régimes étude statique et étude dynamique. Les tests seront effectués sur réseau IEEE 30 Bus pour le régime statique et réseau électriques de petites échelles pour le cas dynamique.

Ces simulations ont été développés dans l'environnement Matlab version 9, et exécutés par un microprocesseur Pentium (r) avec 4 GB de RAM et CPU P6200 , 2.13 GHz

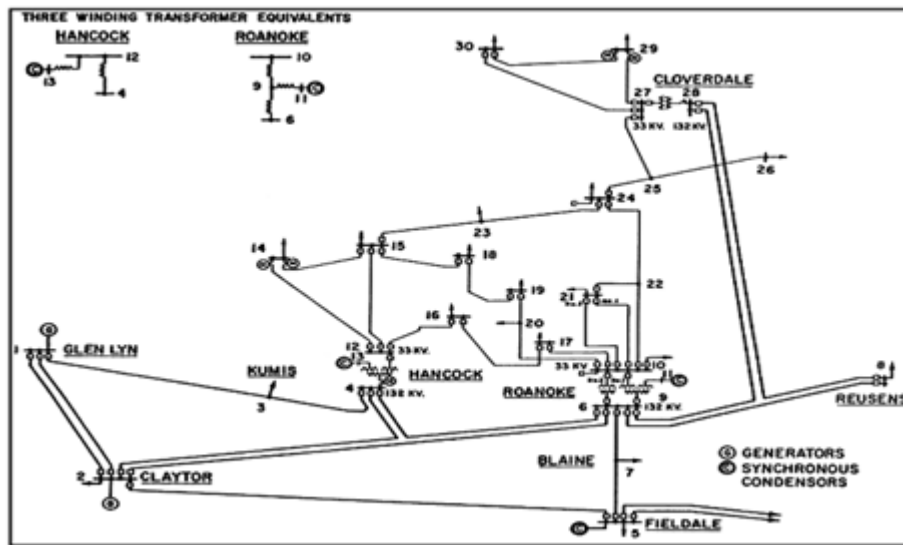
IV.2. Étude statique:

Pour des raisons économiques, il est impossible d'installer des compensateurs statiques SVC à chaque nœud et ligne dans un réseau électrique pour améliorer la stabilité de tension. Le choix du site, nombre et taille des compensateurs SVC est basé sur l'optimisation de la fonction mono objective et fonction multi objective Par méthode Algorithme génétique.

IV.2.1. Réseau test IEEE 30 Bus :

Ce réseau constitué de «30 » jeux de barres, « 41 » ligne électriques, « 20 » charges et « 6 » générateurs au niveau des jeux de barres numéro 1, 2, 4, 5, 8, et 11 voir la Figure (IV.1)

La puissance demandée et la puissance de base sont respectivement, 283.4 MW et 100 MVA, Le détail de ce réseau (paramètres des lignes et jeux de barres) dans l'annexe A.



Figure(IV.1) : Réseau test IEEE 30 Bus

IV-2.2 Etat sain

Dans ce cas, la tension de tous les nœuds respect les contraintes de sécurité c-à-d varia entre la limite admissible et aucune nœud de charge, n'a pris une valeur au dessous de la valeur minimum de 0.90 p.u., ainsi la puissance active et réactive transitée dans les lignes inférieures à la valeur maximale.

Le tableau (VI-1) représente la tension en (pu) de fonctionnement trouvé par la méthode itérative Nowten -Raphson.

La solution Par Méthode Newton-Raphson:

	Tension	N° JDB	Tension	N° JDB	Tension
1	1.0600	11	1.0820	21	0.9927
2	1.0430	12	1.0301	22	0.9931
3	1.0313	13	1.0710	23	0.9912
4	1.0243	14	1.0129	24	0.9796
5	1.0100	15	1.0065	25	0.9805
6	1.0183	16	1.0126	26	0.9621
7	1.0106	17	1.0024	27	0.9901
8	1.0100	18	0.9937	28	1.0149
9	1.0281	19	0.9894	29	0.9695
10	1.0059	20	0.9927	30	0.9576

Le tableau(IV.1) : Tensions du réseau électrique à 30 bus

Le Tableau (IV-2) montré les pertes de puissance active et réactive, ainsi les déviations de tension et la puissance active et réactive générée obtenue par la méthode NR.

La puissance active générée (MW)	289.9836
La puissance réactive générée (MVAR)	94.7765
La puissance active Demandée (MW)	283.4000
La puissance réactive Demandée (MVAR)	126.2000
Les pertes de puissance actives (MW)	6.5836
Les pertes de puissance actives (MVAR)	-31.4235
Les déviations de tension (pu)	1.5995
Le Facture De Puissance est	0.9505

Le Tableau (IV-2) : Résultats de l'écoulement de puissance par la méthode NR.

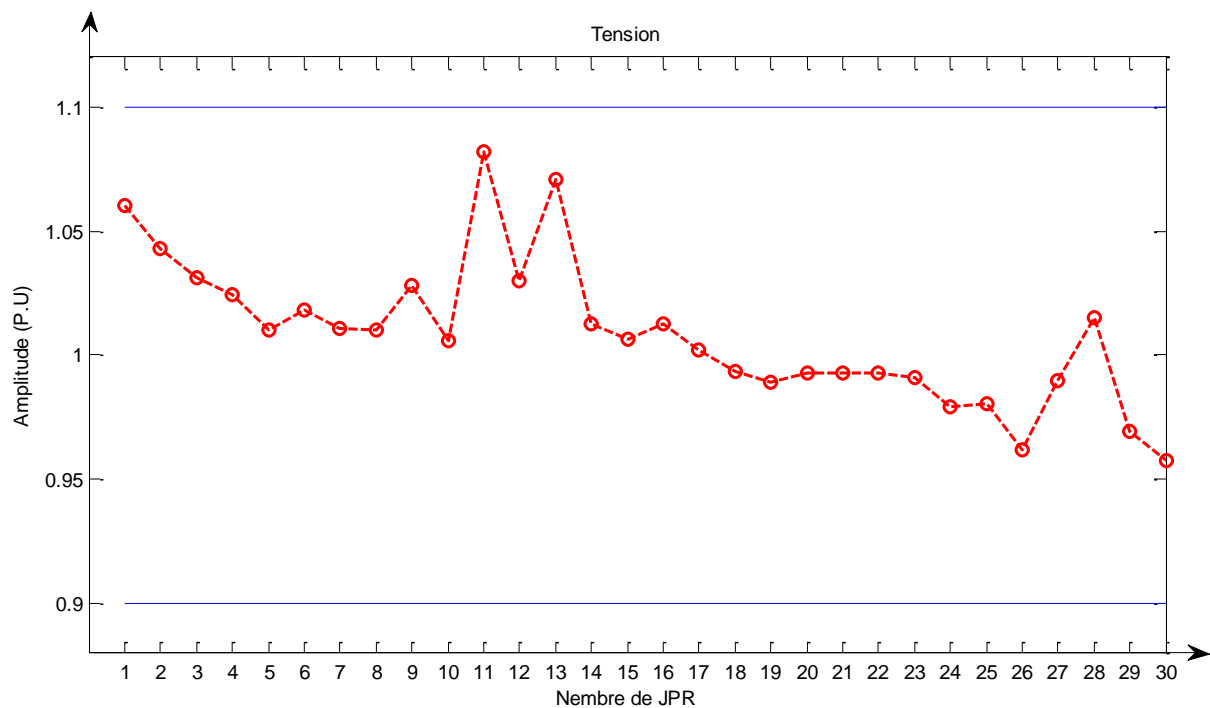


Figure (IV.2) : Les tensions du réseau électrique à 30 dans l'état sain

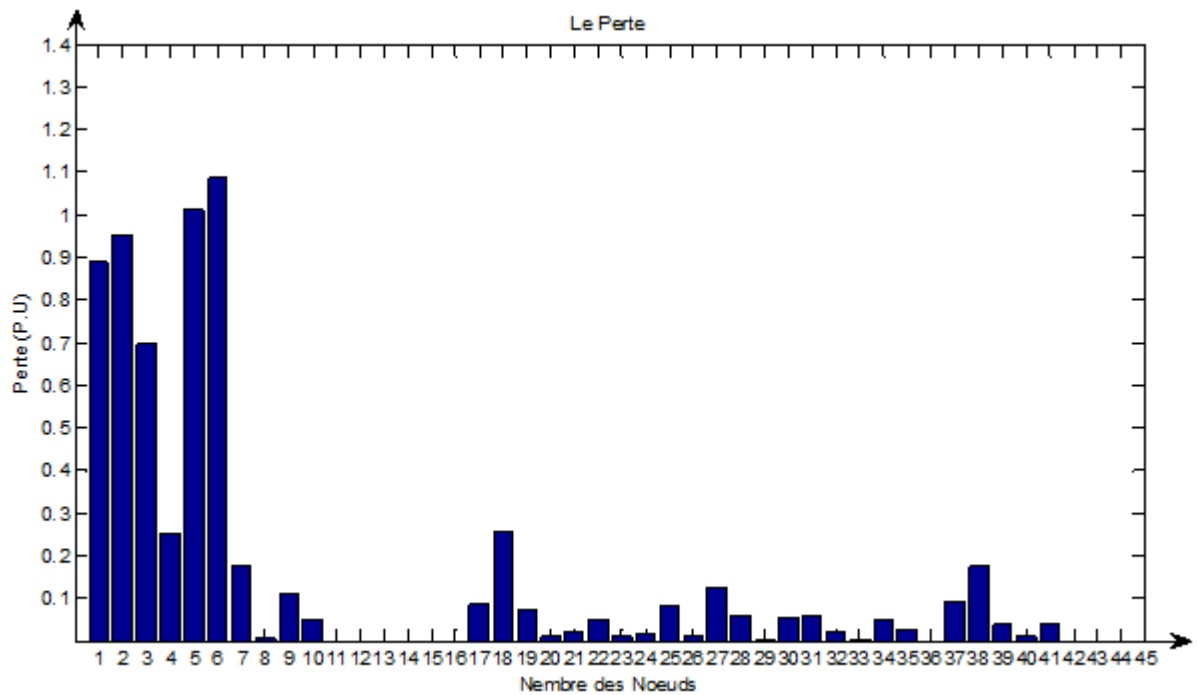
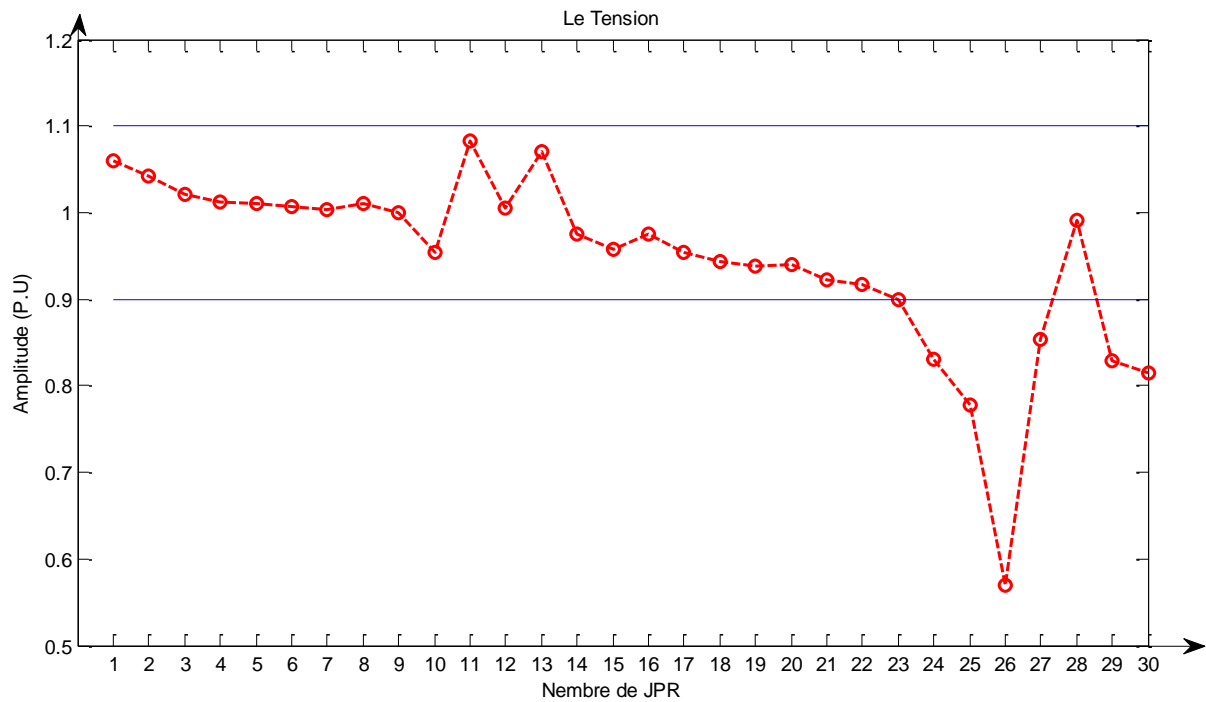


Figure (IV.3) : Les Pertes du réseau électrique à 30 dans l'état sain

IV-2.3 Etat urgence

L'état d'urgence apparaît l'hors une variation brusque et durable ou court circuit, dans cette section on a appliqué une augmentation durable de la charge au bus 24 jusqu'à une valeur (18,7Mw ; 36,7Mvar) et (13,5Mw ; 22,3Mvar) au. Bus 26.

Il est clair d'après la figure(IV-4) que les contraintes de sécurité pour les modules de tension, ne sont pas dans leurs limites admissibles. La tension des jeux de barre de charge N° 24, 25, 26, 27,29 et 30 sont pris des valeurs dessous de la valeur minimum de 0.90 (Pu).



Figure(IV. 4) : *Le module des tensions du réseau électrique à 30 Bus dans l'état d'urgence*

Le problème de la stabilité de tension, est formulé dans notre cas, comme un problème d'optimisation mono et multi-objectif. La déviation de tension par rapport à la tension de référence ainsi que la réduction des pertes actives et le coût ont été les principales fonctions objectives à optimiser par l'algorithme standard GA. Par la suite, nous avons optimisé les trois fonctions simultanément (optimisation multi-objectif).

IV.2.4. Fonction mono objective:

IV.2.4.1. Optimisation les déviations de tension

La fonction objective modifiée associée à la minimisation de déviation de tension est exprimée par l'équation (IV.1) formulée comme suit:[26]

$$index J = \sum_{i=1}^{nb} \frac{|(V_i - V_{ref})|}{V_{bas}} \quad (IV.1)$$

nb : le nombre totale de jeux de barres de charge.

V_{ref} : la tension de référence (1.0 pu).

Le temps de convergence de l'AG a été acceptable, et le processus a convergé à la 37ème itération. La Figure (IV-5) montre l'évolution de la déviation de tension durant le processus d'optimisation. On voit d'après cette figure que l'index J commence à partir de la valeur initiale 1, et le passage d'un point de fonctionnement à un autre, jusqu'à l'atteinte du point de fonctionnement avec placement de SVCs optimal qui correspond au index J 0.3576.

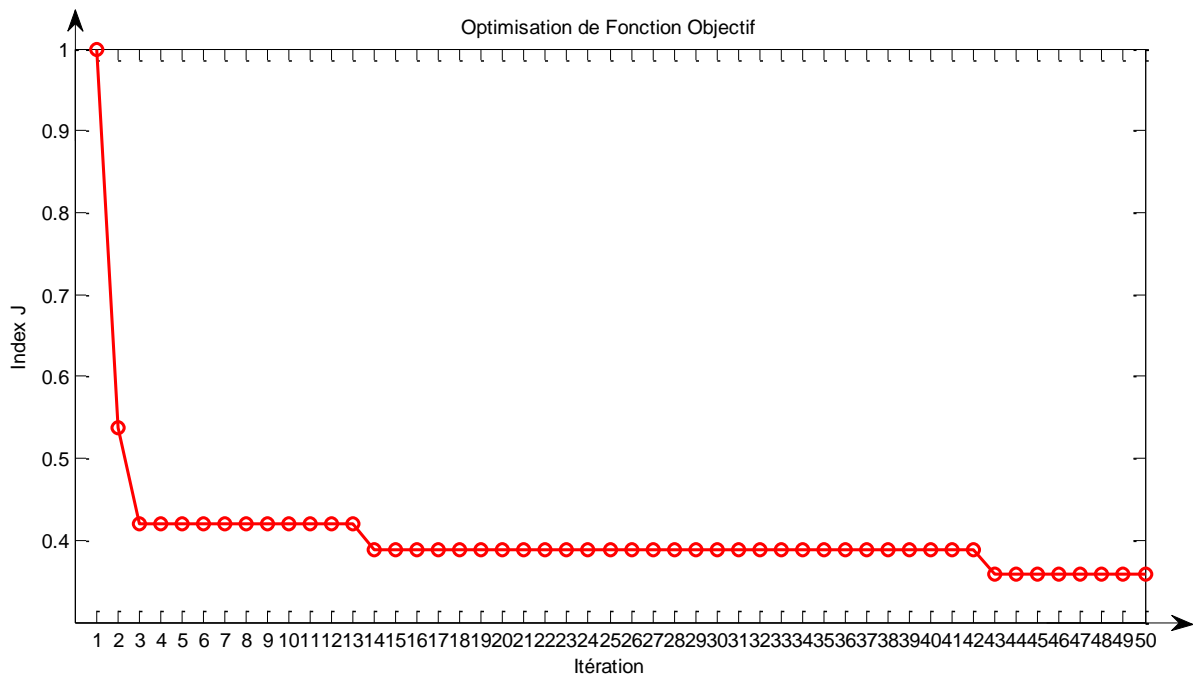


Figure (IV. 5) : Optimisation les déviations de tension de la fonction mono objectif par l'AG – Binaire.

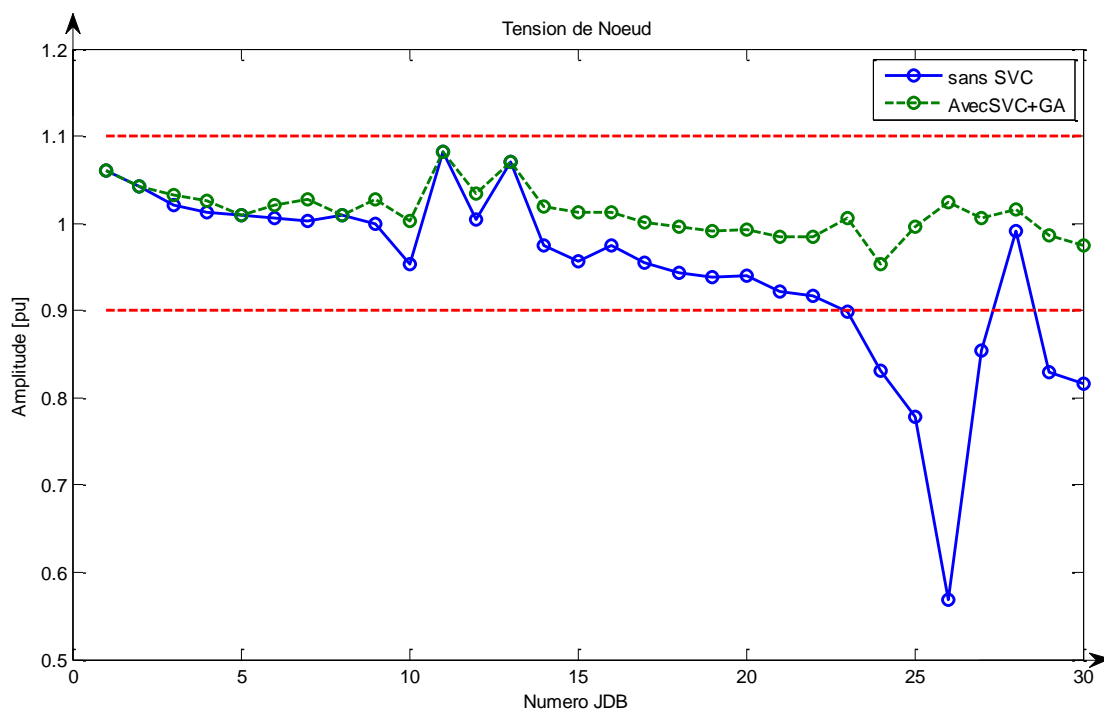
Le Tableau (IV-3) montré le site et la taille des compensateur SVC, ainsi l'index J (les déviations de tension) a été réduit de -87.3% après optimisation par l'AG, Malgré que la valeur des pertes de puissance active pas encore important après l'optimisation, mais le gain de déviation de tension reste le plus significatif.

		Sans SVC	Avec SVC
Placement Optimal	4	-	1.051 MVAR
	9	-	15.2682 MVAR
	26	-	41.3993 MVAR
Deviaton de tension		3.2576	1.1650 (P.U)
Index J		1	0.3576

Tableau (VI-3) : Placement et index J du réseau électrique IEEE 30 Bus.

D’après la convergence l’AG et l’emplacement de cinq compensateurs SVC on remarque que les tensions avant et après l’optimisation sont beaucoup changé.

Ils sont dans leurs limites admissibles entre 0.90 (pu) et 1.10 (pu). Sont d’un minimum de 1.0140 (pu). et d’un maximum de 1.0880 (pu) Figure (IV. 6)

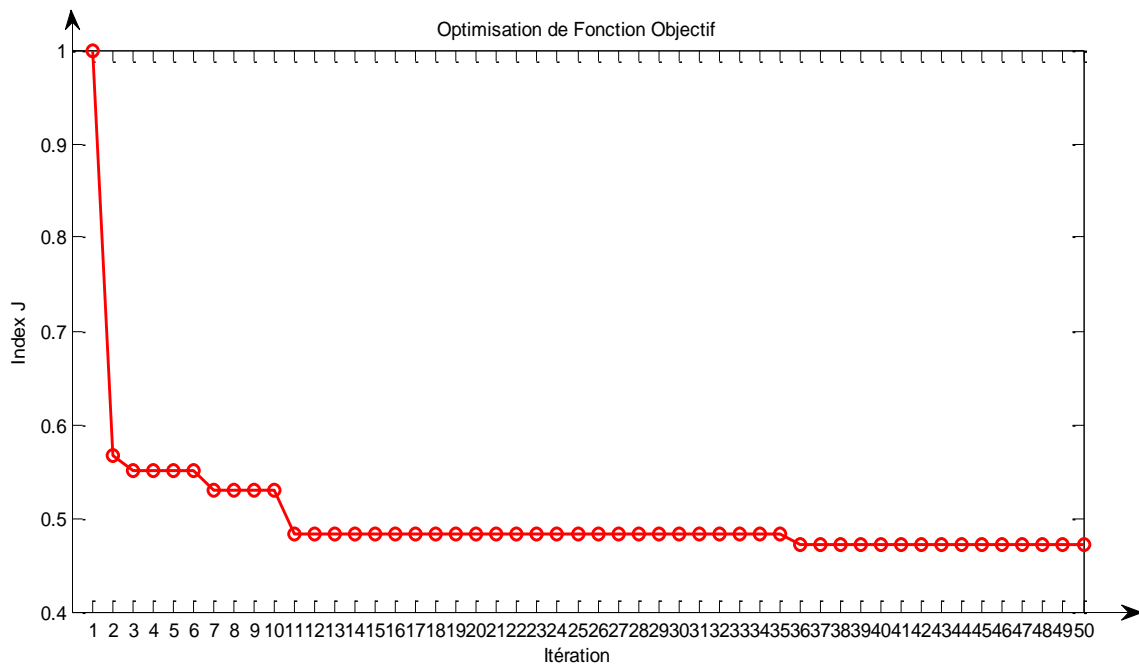


Figure(IV.6) : Le module des tensions du réseau électrique à 30 Bus

IV.2.4.2. Optimisation les pertes actives

La fonction objective modifiée associée à la minimisation des pertes actives totales est exprimée par:[26]

$$index J = \frac{Pert_{tot}}{P_{bas}} \tag{IV.2}$$



Figure(IV. 7) : Optimisation les pertes actives Evolution de la fonction mono objectif par l’AG – Binaire.

		Sans SVC	Avec SVC
Placement Optimal	17	-	4.6754 MVAR
	22	-	21.9791 MVAR
	23	-	11.3100 MVAR
	24	-	38.4497 MVAR
	26	-	21.0101 MVAR
Les perte actives totale		33.0431	16.0788 MW
Index J		1	0.4866

Tableau (VI.4) : Placement et index J du réseau électrique IEEE 30 Bus.

IV.2.5. Fonction multi objective:

Maintenant on va tester la méthode d'AG pour l'optimisation d'une fonction fortement non linéaire due a la somme des déviations de tension par rapport la tension de référence ainsi la minimisation des pertes active de transition et coût d'installation des compensateurs SVCs. La fonction objective est définit comme suit :

$$index J = \alpha \frac{\sum_{i=1}^{nb} |V_i - V_{ref}|}{V_{bas}} + \beta \frac{Pert_{tot}}{P_{bas}} + \gamma \frac{\sum_{i=1}^5 C_{SVC}}{C_{MAX}} \quad (IV.3)$$

Où

$$\alpha = 33.33\% ;$$

$$\beta = 33.33\% ;$$

$$\gamma = 33.33\% ;$$

L'application a été faite sur le même réseau électrique IEEE 30 bus. Donc on utilise une fonction plus compliquée.

La Figure (IV-8) montre les meilleures valeurs de la fonction multi-objective (les déviations de tension ainsi les pertes de puissance active et le coût d'installation de SVC) sélectives pour chaque génération. Nous remarquons une amélioration de la population est très rapide au début et devient de plus en plus lente à mesure que le temps passe. L'optimum a été obtenu après 9 générations L'influence selon de la taille de la population, nous montre une grande amélioration de la fonction multi objective avec l'augmentation de la taille de la population, mais elle génère une augmentation du temps d'exécution.

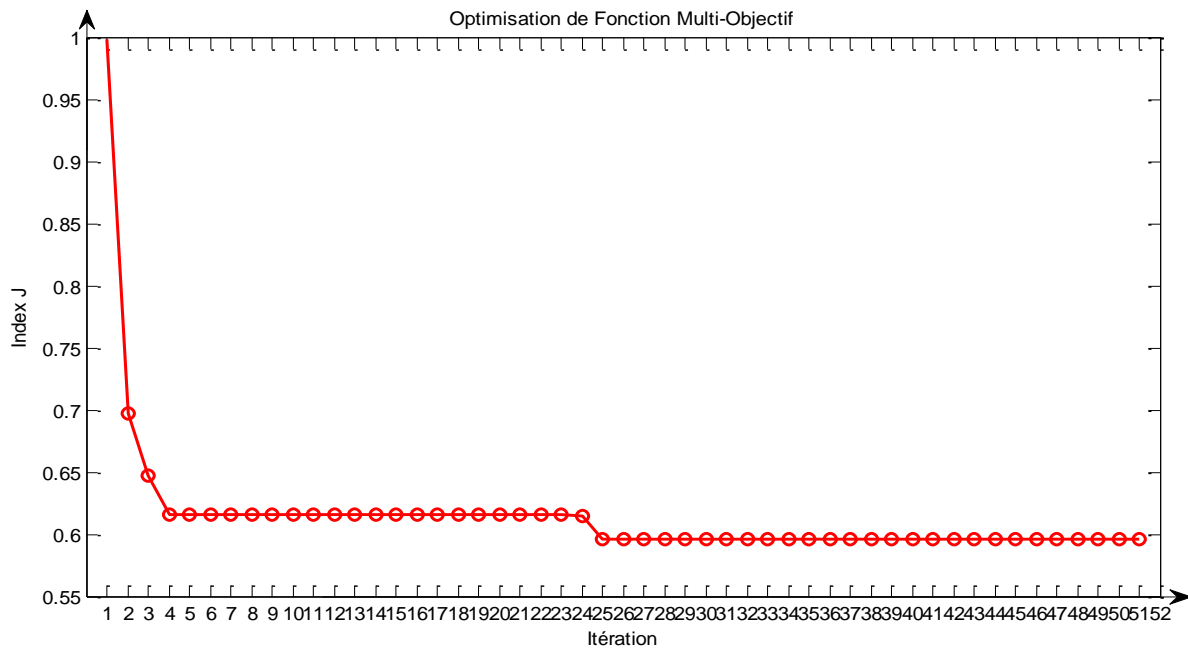


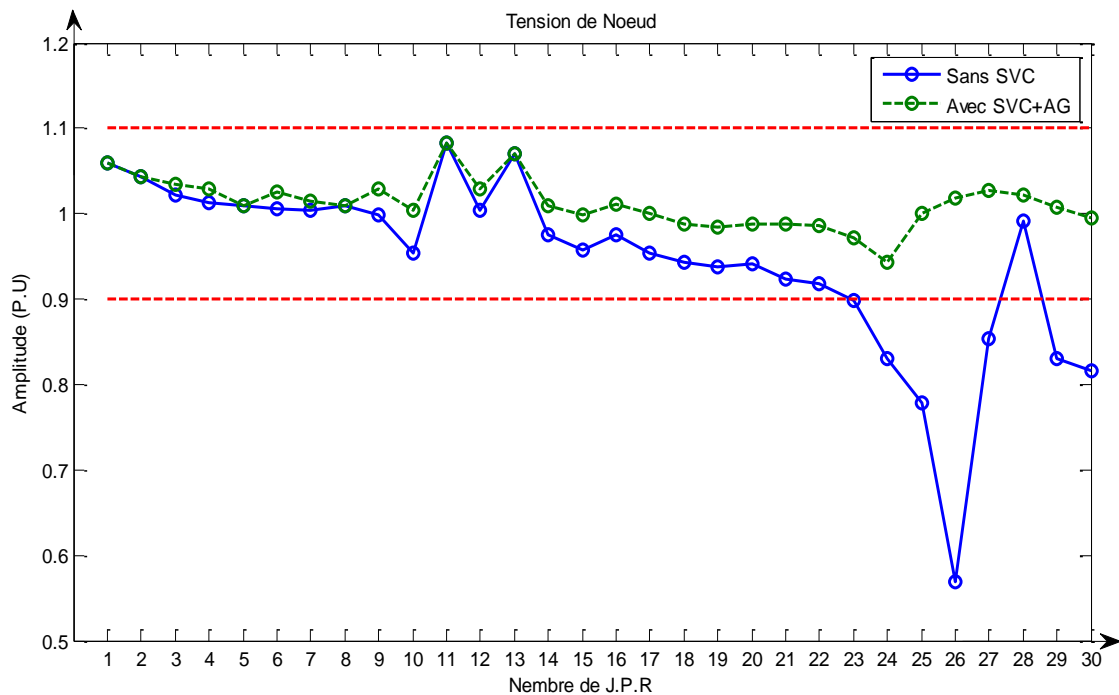
Figure (IV. 8) : Evolution progressive de la fonction mut objectif de l'AG –Binaire.

Les résultats montrent les déviations de tension ainsi les pertes de puissance active et le coût d'installation de SVC. Comme illustrée dans le tableau(IV.5) qui suit.

		Sans SVC	Avec SVC
Placement Optimal	9	-	0.2808 MVAR
	17	-	19.3637 MVAR
	18	-	17.5402 MVAR
	25	-	17.5311 MVAR
	26	-	21.2375 MVAR
Déviation de tension		3.8029	1.2858 (P.U)
Le pertes actives totale		33.0431	18.2254 MW
le coût d'installation de SVC		-	681.5159 \$/h
Index J		1	0.5963

Tableau (IV.5) : Placement et index J du réseau électrique IEEE 30 Bus.

Les niveaux de tensions des jeux de barres trouvés par l'algorithme AG testé sur le réseau IEEE 30-Bus sont dans l'intervalle $[0.9, 1.10]$ Figure(IV.9)



Figure(IV.9) : Le module des tensions du réseau électrique à 30 jeux de barr

IV.3. Étude dynamique:

Dans cette section, nous allons procéder à l'implantation des dispositifs SVC dans un réseau électrique et assurer un amortissement satisfaisant des oscillations indésirable et mataient une tension fortement stable dans le régime temporelle.

Le système de puissance étudié comporte une machine synchrone connectée à une charge de 200 MW à travers une source programmable 230 KV, Le dispositif SVC à (+300 MVAR /-100 MVAR) est installé sur le jeu de barres Seconder, comme l'illustre la figure (IV-10). Les paramètres décrivant les éléments du système ont été donnés sur l'annexe C.

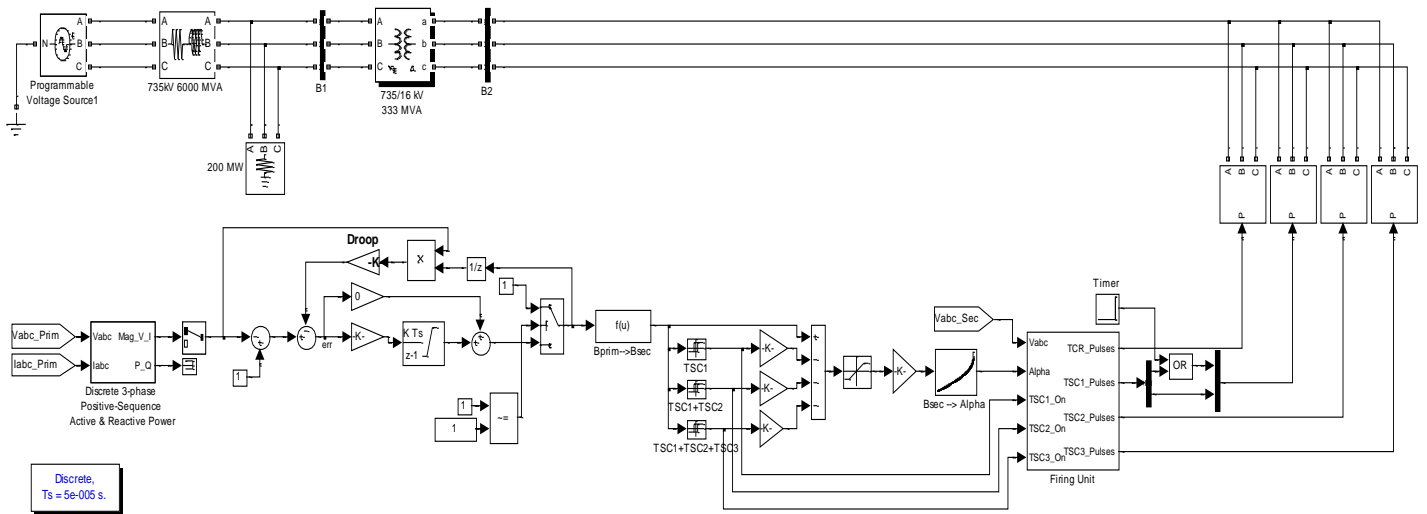
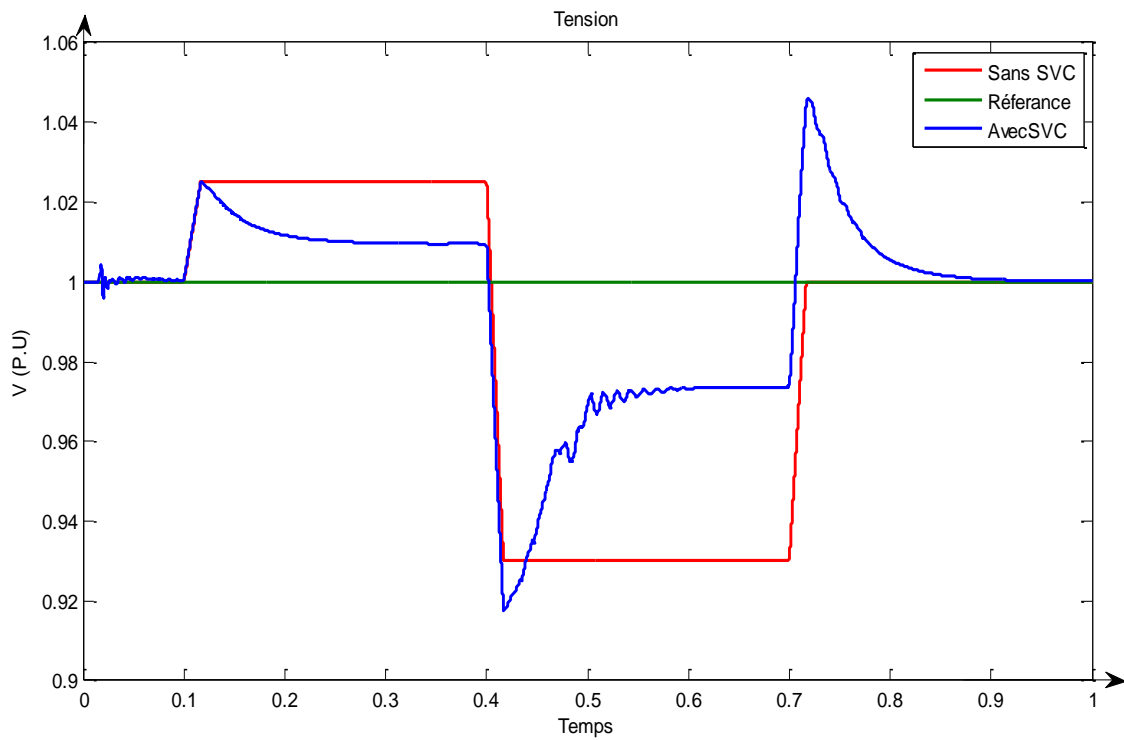


Figure (IV. 10) : Diagramme unifilaire du réseau

Ces résultats indiquent que l'amortissement est plus important lorsque le compensateur SVC est intégré dans le système. La stabilité du système est nettement améliorée.



Figure(IV. 11) : Variation de tension Niveau BUS 2

Nous avons remarqué que l'absence de charge a eu lieu Sur de Tension, Lorsqu'une augmentation de la charge a eu lieu Chute de Tension ,Lorsque vous entrez de SVC Début de Tension retraits cadre naturel.

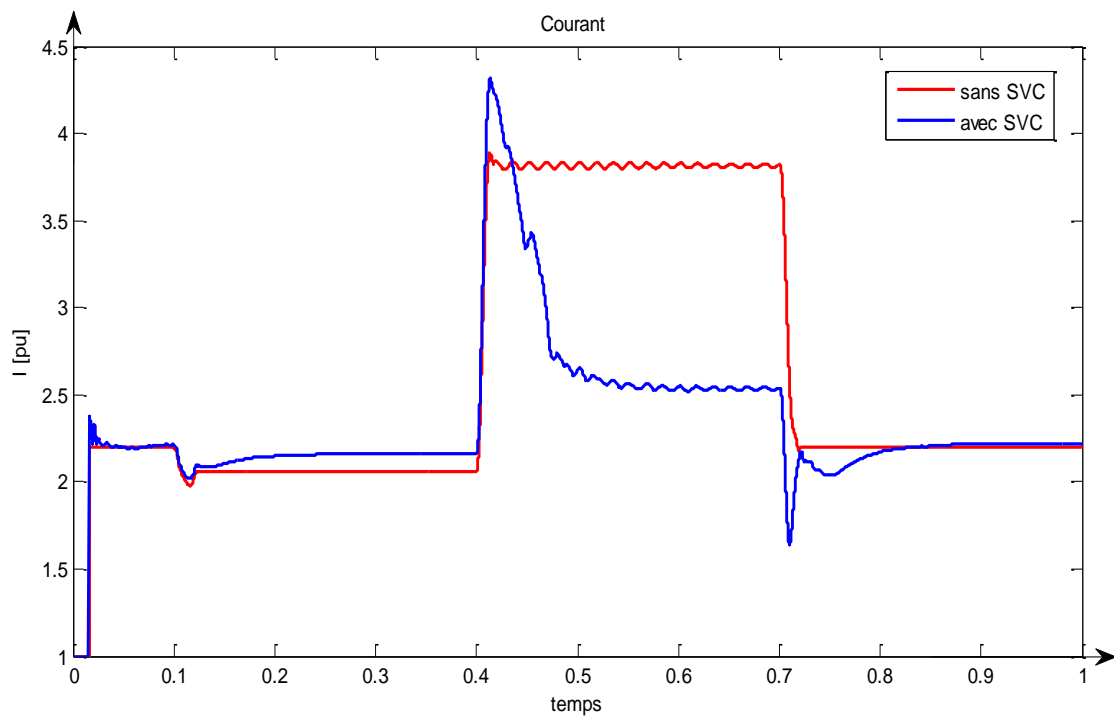
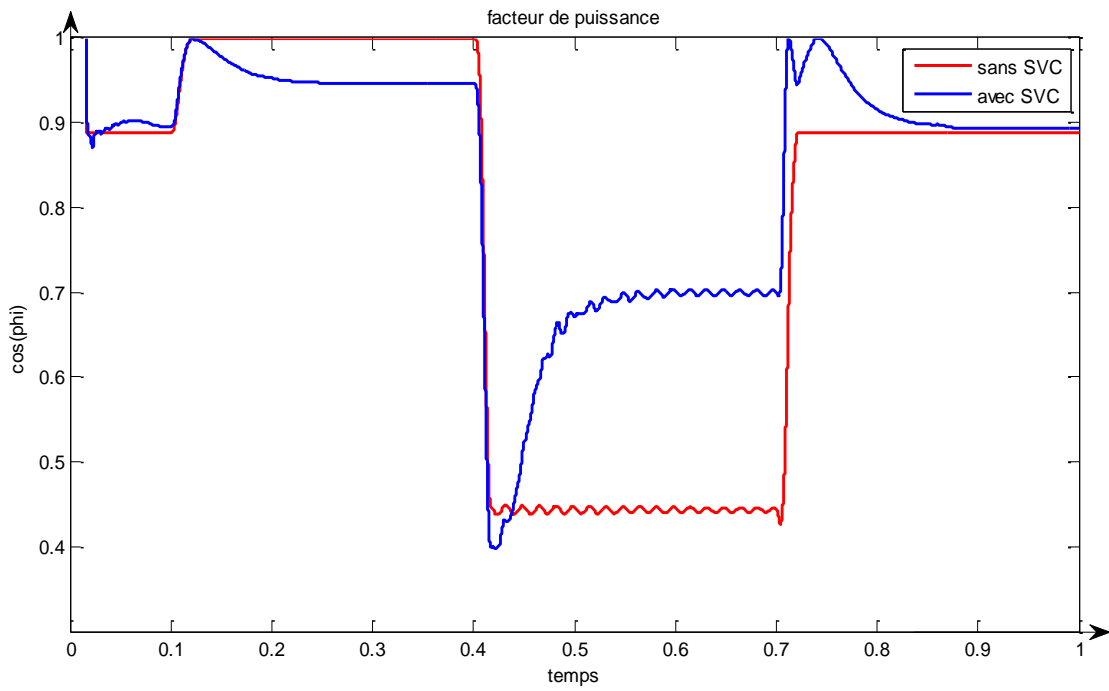


Figure (IV. 12) : Variation de courant Niveau BUS 2

Notez que Courant Contrairement à des œuvres Tension Ceci est lorsqu'un Chute de Tension L'augmentation Courant considérablement augmenté L'inverse est également vrai . Lorsque vous entrez SVC Début de Courant retraite cadre naturel.



Figure(IV .13) : Variation de Facteur de puissance au Niveau BUS 2

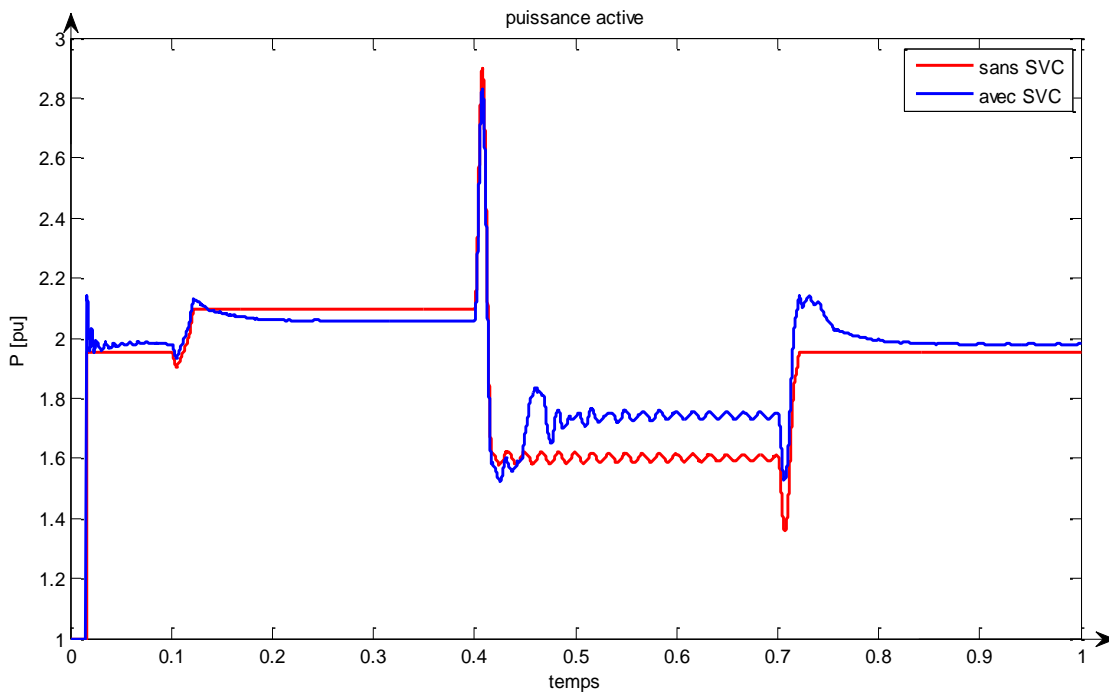


Figure (IV. 14) : Variation de puissance active au Niveau BUS 2

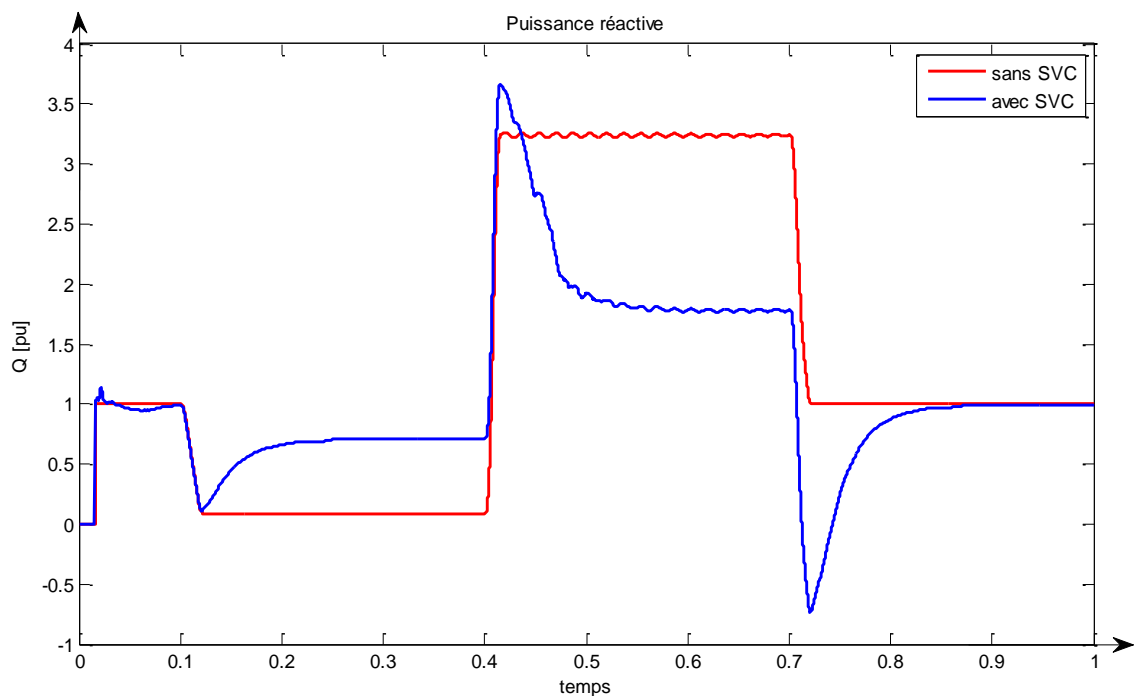


Figure (IV. 15) : Variation de puissance réactive au Niveau BUS 2

IV.4. Conclusion

Dans ce chapitre on a essayé l'application de compensateur statique SVC. On a deux étude , statique , et dynamique . Les résultat obtenus en régime statique par notre programme développé dans ce travail sous l' environnement (MATLAB), montre clairement l' avantage d'intégrer des dispositifs ,un contrôle flexible de l'énergie réactive est réalisé par un emplacement efficace du dispositif shunt (SVC) par utilisation de AG. D'après les résultats Obtenus on remarque que :

- Pour cet situation, nous avons montré la possibilité d'améliorée la niveau de tension en utilisant le dispositif SVC.
- Réduction des pertes de l'énergie active.
- amélioration l'investissement de coût d'installation SVC .
- Les résultats obtenus montrent que le dispositif de contrôle SVC peut jouer un rôle très important
- dans le domaine de la compensation des puissances réactives et le contrôle des tensions des différents nœuds .

en régime dynamique le dispositif de contrôle SVC peut jouer un rôle très important dans le domaine de la compensation des puissances réactives et le contrôle des tensions .D'après les résultats Obtenus on remarque que le compensateur dynamique shunt SVC qui a été injecté dans le réseau, a influé positivement sur le réseau qu' 'on a étudié.

Conclusion Générale

Les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission system) sont pressentis pour l'amélioration des performances des réseaux de transport et d'interconnexion. Le développement des dispositifs FACTS ouvre de nouvelles perspectives pour une meilleure exploitation des réseaux par leur action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux soutenues, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité, la flexibilité et aussi la qualité de l'énergie dans les réseaux électriques.

L'étude présentée dans ce mémoire porte sur , la stabilité de tension d'un réseau en présence des dispositif FACTS en appliquant des algorithmes génétiques pour l'optimisation choix optimal de la taille et site du SVC avec de fonction multi objectif. Pour concrétiser l'optimisation envisagée on a traité le problème d'optimisation en minimisant trois importantes fonctions objectifs qui ont une influence directe sur ce grandeur électrique, la première représente la minimisation des pertes actives totales dans les lignes de transmission, tandis que la deuxième fonction objectif tient compte de l'effet de la déviation de tension dans les jeux de barres de charge, la troisième fonction représenté l'investissement de cout d'installation du compensateur SVC.

Ainsi La recherche rapportée dans ce mémoire est motivée par le souci de perfectionner le contrôle des puissances réactives et des tensions dans un réseau de transport d'énergie électrique au moyen de dispositifs FACTS, comme celle comportant une branche de réactance commandée par thyristors, tel que le compensateur statique de puissance réactive SVC « Static Var Compensator SVC ».Le contrôleur dynamique shunt SVC est un dispositif FACTS qui permet de régler la tension et d'amortir les oscillation due à des perturbation et amélioré de la stabilité en lignes fiables dans les réseaux électriques.

Pour des futurs travaux, l'action suivante à mener c'est de chercher un champ d'application de ces méthodes pour des grands réseaux pratiques tel le réseau National Sonelgaz.

Aussi, nous proposerons l'application d'autres méthodes de simulation pour le choix des emplacements des contrôleurs, comme par exemple la méthode Monté-Carlo et la méthode Cross-Entropy qui peuvent aborder des problèmes combinatoires de grande dimension, ce qui est le cas de la majorité des problèmes de recherche des emplacements optimaux .On proposé ainsi Un grand

nombre de travaux de recherche a été réalisé sur le réglage optimal des paramètres des contrôleurs FACTS dans un réseau électrique. Ils se différencient principalement les uns des autres par :

- La méthode d'analyse de la stabilité.
- La méthode d'optimisation.
- La fonction objective.

Bibliographique

- [1] **Melle BENALIA Nadia**:«Etude de la stabilité de tension par les systèmes multi-agents (SMA)»,
- [2] **Melle BOUTABA Samia** : «Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par l'utilisation d'un ASVC»,
- [3] **M. GHOLIPOUR Shahraki**:«Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques»,
- [4] **M. HAMADOU Zakaria**:«Optimisation des paramètres d'un FACTS shunt pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système électrique»,
- [5] **M. BENABID Rabah** : «Optimisation Multi-objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques»,
- [6] **M. MAGNOUN Youness**:«Placement optimal de dispositif FACTS dans un réseau de puissance.»,
- [7] **P. KUNDUR**, Power System Stability and Control. New York, USA: McGraw Hill Inc, 1994.
- [8] **V, VITTAL**, "Consequence and Impact of Electric Industry Restructuring on Transient Stability and Small Signal Stability Analysis", Proceeding of IEEE, Vol.88, No.2, Issue: 2, pp : 196-207, Febraury 2000.
- [9] **A. GRIFFO**, "Novel Facts Controllers for Power System Stability Enhancement," These de Doctorat, Université Degli Studi de Napoli, Novembre 2006.
- [10] **H. ELKHATIB**, "Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode metaheuristique," Université de PAUL CEZANNE D'AIX Thèse de Doctorat, 2008.
- [11] **S. DAIBOUN**, "Renforcement de la stabilité transitoire par l'utilisation des FACTS," Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique Université de Skikda 2005.
- [12] **IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms And Definitions**, "Definition And Classification Of Power System Stability", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.19, No. 2, May 2004.
- [13] **Bouras Yakoub** :Stabilité d'un réseau électrique en présence des dispositifs FACTS
- [14] **Jacques .C, Guillaume de Preville, Jean-Louis Sanhet** : « Fluctuations de tension et flicker - Évaluation et atténuation (partie I et II) » Techniques de l'ingénieur D 4315.
- [15] **Philippe Ferracci** : « La Qualité de l'énergie électrique » Cahier Technique n° 199.

- [16] **Philippe Sarrand et Jean Verseille** : « Compensation de l'énergie réactive et tenue de tension dans les réseaux publics », Technique de l'ingénieur, D 4305, pp-1-10.
- [17] **Michel Mathey** : « Les systèmes de réglage des turbines à vapeur de grandes puissances Alstom », Revue générale d'électricité, 12/85, pp.949-959, December 1995.
- [18] **K.R.Padiyar** : « Investigation on strong resonance in multimachine power systems with STATCOM supplementary modulation controller », IEEE, transaction on power systems, vol.21, N°2, May 2006.
- [19] **Gianfranco Chicco and Marta Molinas** : « Study of the transient stability margin in a wind system with STATCOM », the sixth world energy system conference, Torino, Italy, July 2006
- [20] **Nicolas Buyant** : « Etude et commande généralisées des filtres actifs parallèles », thèse de doctorat, Ecole des Sciences pour l'ingénieur de LANPES 1999.
- [21] **Clark Hochgraf** : « STATCOM controls for operation unbalanced voltages », electrical and computer engineering department, WI53706.
- [22]:**Abdelaali ALIBI** « Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS: (Flexible AC Transmission Systems) », Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique, Université de Batna , 2009
- [23]: **Yvon Besanger** « Vers L'amélioration de la Sécurité des Réseaux Electriques de Puissance », Département de Génie Electrique, Université de l'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE, 2006.
- [24] **M.Aredes and G.Santos** : « A robust voltage control for multipulse STACOM », International power electronic conference, IPEC 2000, Tokyo, Japan 2000.
- [25] **J.XU** : « Filtrage actif shunt des harmoniques des réseaux de distribution d'électricité », thèse de doctorat de l'INPL, Nancy, Janvier 1994.
- [26]: **MANESER Nabil** « Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS) », Mémoire de Magistère, Département de Génie Electrique, Université Mohamed Khider – Biskra, 2012
- [27]: **MAMMERI Oussama**« Différentes Méthodes de Calcul de Puissance Réactive dans un Nœud à Charge non Linéaire en Présence d'un Système de Compensation de L'énergie », Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique Option Réseaux Electrique, Université de Batna , 2011/2012
- [28]: **Stéphane GERBEX**, « Metaheuristique Appliquées Au Placement Optimal De Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique, » thèse PHD, Ecole polytechnique de Lausanne, Lausanne 2003.
- [29]: **MEZAACHE Mohamed** « Contribution à l'Etude du Choix Optimal de l'Emplacement du Dispositif UPFC dans les Réseaux Electriques en Utilisant une des Méthodes Artificielles » Magister

en Électrotechnique de l'Université de Batna.

[30] Prof. F. Mudry: « Ajustage des Paramètres d'un Régulateur PID »

[31]: ZITOUNI Fares « Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques par l'utilisation des Systèmes FACTS », Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique, Université Ferhat Abbas - Steif, 2010.

[32] : GACEM Abdelmalek «Utilisation des Méthodes d'Optimisations Méta-heuristiques Pour La Résolution Du Problème De Répartition Optimale De La Puissance Dans les Réseaux Electriques », Mémoire de Magistère, Département d'électrotechnique, Centre Universitaire d'El-oued, 2010.

[33]: Rabah BENABID « Optimisation Multi-objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques », Mémoire de Magister en Electrotechnique, Département Génie Electrique, Université Amar Telidji – Laghouat, 2007.

[34]: BOUABDALLAH Amara «Application des algorithmes génétiques Au dispatching économique et environnemental », Mémoire de Fin d'Etudes En vue de l'obtention du diplôme: MASTER, Département de Génie Electrique, Université Mohamed Khider Biskra, 2012.

[35] : REZA SIRJANI, AZAH MOHAMED, HUSSAIN SHAREEF « A Hybrid BCO/HS Algorithm for Optimal Placement and Sizing of Static Var Compensators in Power Systems » , Department of Electrical, Electronic and Systems Engineering, UniversitiKebangsaan Malaysia (UKM), 43600 Bangi, Selangor, Malaysia.

[36] : Ankita Singh, Shishir Dixit « Placement of SVC for Multi-objective Function using RCGA », Department of Electrical Engineering Madhav Institute of Tech. &ScGwalior, India, International Journal of Computer Applications (0975 – 8887) Volume 120 – No.11, June 2015.

Annexe : A

Réseaux électrique à 30 jeux de barres

Tableau A.1.1 : Données des lignes du réseau électrique à 30 J.d.B.

Du J.D.B	Au J.D.B	$r(pu)$	$x(pu)$		n° branche
1	2	0.0192	0.0575	0.02640	1
1	3	0.0452	0.1852	0.02040	2
2	4	0.0570	0.1737	0.01840	3
3	4	0.0132	0.0379	0.00420	4
2	5	0.0472	0.1983	0.02090	5
2	6	0.0581	0.1763	0.01870	6
4	6	0.0119	0.0414	0.00450	7
5	7	0.0460	0.1160	0.01020	8
6	7	0.0267	0.0820	0.08500	9
6	8	0.0120	0.0420	0.00450	10
6	9	0.0000	0.2080	0.00000	11
6	10	0.0000	0.5560	0.00000	12
9	11	0.0000	0.2080	0.00000	13
9	10	0.0000	0.1100	0.00000	14
4	12	0.0000	0.2560	0.00000	15
12	13	0.0000	0.1400	0.00000	16
12	14	0.1231	0.2559	0.00000	17
12	15	0.0662	0.1304	0.00000	18
12	16	0.0945	0.1987	0.00000	19
14	15	0.2210	0.1997	0.00000	20
16	17	0.0824	0.1923	0.00000	21
15	18	0.1073	0.2185	0.00000	22
18	19	0.0639	0.1292	0.00000	23
19	20	0.0340	0.0680	0.00000	24
10	20	0.0936	0.2090	0.00000	25
10	17	0.0324	0.0845	0.00000	26
10	21	0.0348	0.0749	0.00000	27
10	22	0.0727	0.1499	0.00000	28
21	22	0.0116	0.0236	0.00000	29
15	23	0.1000	0.2020	0.00000	30
22	24	0.1150	0.1790	0.00000	31
23	24	0.1320	0.2700	0.00000	32
24	25	0.1885	0.3292	0.00000	33
25	26	0.2544	0.3800	0.00000	34
25	27	0.1093	0.2087	0.00000	35
28	27	0.0000	0.3960	0.00000	36
27	29	0.2198	0.4153	0.00000	37
27	30	0.3202	0.6027	0.00000	38
29	30	0.2399	0.4533	0.00000	39
8	28	0.0636	0.2000	0.02140	40
6	28	0.0169	0.0599	0.06500	41];

Tableau A.1.2 :Données des jeux de barres du réseau électrique à 30 J.d.B.

N° J.D.B	V(pu)	(dégre)	Pg(MW)	Qg(MVA R)	Pd(MW)	Qd(MVAR)	N° branche
1	1.060	0.00	0.00	0.00	00.00	00.0	1
2	1.043	0.00	80.00	0.00	21.70	12.7	2
3	1.000	0.00	0.00	0.00	02.40	01.2	3
4	1.006	0.00	0.00	0.00	07.60	01.6	3
5	1.010	0.00	50.00	0.00	94.20	19.0	2
6	1.000	0.00	0.00	0.00	00.00	00.0	3
7	1.000	0.00	0.00	0.00	22.80	10.9	3
8	1.010	0.00	20.00	0.00	30.00	30.0	2
9	1.000	0.00	0.00	0.00	00.00	00.0	3
10	1.000	0.00	0.00	0.00	05.80	02.0	3
11	1.082	0.00	10.00	0.00	00.00	00.0	2
12	1.000	0.00	0.00	0.00	11.20	07.5	3
13	1.071	0.00	10.00	0.00	00.00	00.0	2
14	1.000	0.00	0.00	0.00	06.20	01.6	3
15	1.000	0.00	0.00	0.00	08.20	02.5	3
16	1.000	0.00	0.00	0.00	03.50	01.8	3
17	1.000	0.00	0.00	0.00	09.00	05.8	3
18	1.000	0.00	0.00	0.00	03.20	00.9	3
19	1.000	0.00	0.00	0.00	09.50	03.4	3
20	1.000	0.00	0.00	0.00	02.20	00.7	3
21	1.000	0.00	0.00	0.00	17.50	11.2	3
22	1.000	0.00	0.00	0.00	00.00	00.0	3
23	1.000	0.00	0.00	0.00	03.20	01.6	3
24	1.000	0.00	0.00	0.00	08.70	06.7	3
25	1.000	0.00	0.00	0.00	00.00	00.0	3
26	1.000	0.00	0.00	0.00	03.50	02.3	3
27	1.000	0.00	0.00	0.00	00.00	00.0	3
28	1.000	0.00	0.00	0.00	00.00	00.0	3
29	1.000	0.00	0.00	0.00	02.40	00.9	3
30	1.000	0.00	0.00	0.00	10.60	01.9	3

Annexe :B**Le programme principale****(en Matlab)****Méthode Newton- Raphson**

```

DATA
affichage1
%%%%%%%%%%%%%CALCULE LE MATRICE D'ADMITANCE%%%%%%%%%%%%%
nj=length(bd(:,1));
nb=length(ld(:,1));
Ndb=ld(:,6);
njdb=bd(:,1);
n1=ld(:,1);
n2=ld(:,2);
R=ld(:,3);
X=ld(:,4);
sus=ld(:,5);
cap=capa(:,2);
for i=1:nj
y(i,i)=0;
for j=1:nj
if j~=i
y(i,j)=0;
for k=1:nb
if n1(k)==i & n2(k)==j | n1(k)==j & n2(k)==i
y(i,j)=-1/complex(R(k),X(k));
y(i,i)=y(i,i)-y(i,j)+complex(0,sus(k));
end
y(i,i)=y(i,i)+complex(0,cap(k));
end
end
end
end
end
va=bd(:,3);
vm=bd(:,2);
pd=bd(:,6);
qd=bd(:,7);
pg=bd(:,4);
qg=bd(:,5);

```

```

nat=bd(:,8);
for G=1:NI
for i=1:nj
va(i)=va(i)*pi/180;
v(i)=complex(vm(i)*cos(va(i)),vm(i)*sin(va(i)));
end
for i=1:nj
s(i)=0;
for j=1:nj
s(i)=s(i)+y(i,j)*v(j);
end
s(i)=s(i)*conj(v(i));
p(i)=real(s(i));
q(i)=-imag(s(i));
end
k2=nj;
k1=1;
for i=1:nj
if nat(i)==3
d(k1)=(pg(i)-pd(i))/sb-p(i);
d(k2)=(qg(i)-qd(i))/sb-q(i);
k1=k1+1;
k2=k2+1;
end
if nat(i)==2
d(k1)=(pg(i)-pd(i))/sb-p(i);
k1=k1+1;
end
end
njac=k2-1;
%%%%%%%%% FORMATION DE LA MATRICE JAC %%%%%%%%%%%%%%
i1=1;
i2=nj;
for i=1:nj
if nat(i)~=1
j1=1;
j2=nj;
for j=1:nj
if j~=i
if nat(j)==3
jac(i1,j1)=-abs(v(i)*v(j)*y(i,j))*sin(angle(y(i,j))-angle(v(i))+angle(v(j)));
jac(i1,j2)=abs(v(i)*y(i,j))*cos(angle(y(i,j))-angle(v(i))+angle(v(j)));
j1=j1+1;
j2=j2+1;
end
if nat(j)==2

```

```

jac(i1,j1)=-abs(v(i)*v(j)*y(i,j))*sin(angle(y(i,j))-angle(v(i))+angle(v(j)));
j1=j1+1;
end
else
if nat(j)==3
jac(i1,j1)=0;
jac(i1,j2)=2*abs(v(i)*y(i,j))*cos(angle(y(i,j)));
for k=1:nj
if k~=i
jac(i1,j1)=jac(i1,j1)+abs(v(i)*v(k)*y(i,k))*sin(angle(y(i,k))-angle(v(i))+angle(v(k)));
jac(i1,j2)=jac(i1,j2)+abs(v(k)*y(i,k))*cos(angle(y(i,k))-angle(v(i))+angle(v(k)));
end
end
j1=j1+1;
j2=j2+1;
end
if nat(j)==2
jac(i1,j1)=0;
for k=1:nj
if k~=i
jac(i1,j1)=jac(i1,j1)+abs(v(i)*v(k)*y(i,k))*sin(angle(y(i,k))-angle(v(i))+angle(v(k)));
end
end
j1=j1+1;
end
end
end
i1=i1+1;
end
if nat(i)==3
j3=1;
j4=nj;
for j=1:nj
if j~=i
if nat(j)==3
jac(i2,j3)=-abs(v(i)*v(j)*y(i,j))*cos(angle(y(i,j))-angle(v(i))+angle(v(j)));
jac(i2,j4)=-abs(v(i)*y(i,j))*sin(angle(y(i,j))-angle(v(i))+angle(v(j)));
j3=j3+1;
j4=j4+1;
end
if nat(j)==2
jac(i2,j3)=-abs(v(i)*v(j)*y(i,j))*cos(angle(y(i,j))-angle(v(i))+angle(v(j)));
j3=j3+1;
end
end
else

```

```

if nat(j)==3
jac(i2,j3)=0;
jac(i2,j4)=-2*abs(v(i)*y(i,j))*sin(angle(y(i,j)));
for k=1:nj
if k~i
jac(i2,j3)=jac(i2,j3)+abs(v(i)*v(k)*y(i,k))*cos(angle(y(i,k))-angle(v(i))+angle(v(k)));
jac(i2,j4)=jac(i2,j4)-abs(v(k)*y(i,k))*sin(angle(y(i,k))-angle(v(i))+angle(v(k)));
end
end
j3=j3+1;
j4=j4+1;
end
if nat(j)==2
jac(i2,j3)=0;
for k=1:nj
if k~i
jac(i2,j3)=jac(i2,j3)-abs(v(i)*v(k)*y(i,k))*cos(angle(y(i,k))-angle(v(i))+angle(v(k)));
end
end
j3=j3+1;
end
end
end
i2=i2+1;
end
end
%%%%%%%%%%%%% CALCULE DE L'INVERSE De JACOPI %%%%%%%%%%%%%%
inv_jac=inv(jac);
%%%%%%%%%%%%% CALCULE DELTA VM/VA %%%%%%%%%%%%%%
for i=1:njac
c(i)=0;
for j=1:njac
c(i)=c(i)+inv_jac(i,j)*d(j);
end
end

%%%%%%%%%%%%% CALCULE VA/VM %%%%%%%%%%%%%%
k1=1;
k2=nj;
for i=1:nj
if nat(i)==3
va(i)=va(i)+c(k1);
vm(i)=vm(i)+c(k2);
k1=k1+1;
k2=k2+1;

```

```

end
if nat(i)==2
va(i)=va(i)+c(k1);
k1=k1+1;
end
va(i)=va(i)*180/pi;
end
%%%%%%%%%% CALCULE [PG],[QG] A PARTIR DE
[P],[Q]%%%%%%%%%% CALCULE LA PUISSANCE TOTALE
GENEREES [PGtot],[QGtot]%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%% CALCULE LA PUISSANCE TOTALE DOMANDEE
[PDtot],[QDtot]%%%%%%%%%%
pgtot=0;
qgtot=0;
pdtot=0;
qdtot=0;
for i=1:nj
if nat(i)==1
pg(i)=p(i)*sb+pd(i);
qg(i)=q(i)*sb+qd(i);
end
if nat(i)==2
qg(i)=q(i)*sb+qd(i);
end
pgtot=pgtot+pg(i);
qgtot=qgtot+qg(i);
pdtot=pdtot+pd(i);
qdtot=qdtot+qd(i);
f=pgtot/sqrt(pgtot^2+qgtot^2);
end
%%% LES PUISSANCE TRANSITEES ET LES PERTES DANS LES LIGNES %%%
pltot=0;
qltot=0;
for i=1:nb
s1=(conj(v(n1(i)))*(v(n1(i))-
v(n2(i)))/complex(R(i),X(i))+((vm(n1(i)))^2)*complex(0,sus(i)))*sb;
s2=(conj(v(n2(i)))*(v(n2(i))-
v(n1(i)))/complex(R(i),X(i))+((vm(n2(i)))^2)*complex(0,sus(i)))*sb;
pij(i)=real(s1);
pji(i)=real(s2);
qij(i)=-imag(s1);

```

```
qji(i)=-imag(s2);  
pl(i)=pij(i)+pji(i);  
ql(i)=qij(i)+qji(i);  
pltot=pltot+pl(i);  
qltot=qltot+ql(i);  
end  
UU=abs(d);  
Z=TS/sb;  
if max(UU)<=Z  
affichage  
break  
end  
end
```

Annexe : C

PARAMETRES SIMILATION :

Xs=0.01

Kp=0

Ki=800

Bmax=3.23

Bmin=-1.04

Xf_xfo=0.15

Pnom_xfo=333e6

hyst_svc=0.1

Bpu_TSC=0.9394

Bpu_TCR=-1.089

Ron=0.001

Vf=15

Rsnub=500

Csnub=2.5e-7

Rtr=0.141

Ltr=0.0187

Rparallel=95.85

Lcmt=0.00113

Rseries=0.00852

Ccmt=0.0003084
