



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf

Faculté de Génie Electrique
Département d'Electrotechnique

Thèse en Vue de l'Obtention du Diplôme de

Doctorat Es-science

Spécialité :

Electrotechnique

Option :

Réseaux Electriques

Présentée par :

Yahiaoui Merzoug

Intitulé de la thèse :

Contrôle optimal des puissances réactives et des tensions dans un réseau d'énergie électrique par dispositifs FACTS

Soutenu le, 10 - 04 - 2014, devant le jury composé de :

Président :	Allali Ahmed	Professeur (U.S.T.O. Oran)
Rapporteur :	Khiat Mounir	Professeur (E.N.P.O. Oran)
Co-rapporteur :	Rahli Mustafa	Professeur (U.S.T.O. Oran)
Examineur :	Bouzeboudja Hamid	Professeur (U.S.T.O. Oran)
Examineur :	Chaker Abdelkader	Professeur (E.N.P.O. Oran)
Examineur :	Zidi Sid-Ahmed	Professeur (U.D.L. Sidi Bel-Abbès)

Résumé :

Le problème de contrôle de la tension et de l'énergie réactive des systèmes électriques est actuellement, une, des principales préoccupations des entreprises de production et de distribution de l'énergie électrique. Pour cela, on s'est intéressé dans notre travail, aux contrôles des tensions et à la répartition optimale des puissances réactives.

Pour résoudre ce problème, une approche a été mise en œuvre. Cette dernière consiste à corriger les tensions des différents nœuds par insertion des dispositifs SVCs et par suite à optimiser les puissances réactives des générateurs et des SVCs. Nous avons développé notre approche en l'appliquant à divers réseaux et au réseau Ouest algérien 220/60 kV. Cela nous a permis d'améliorer le contrôle de la tension et la stabilité du réseau, de compenser l'énergie réactive, d'augmenter la capacité de transport de la puissance active et de minimiser les pertes actives.

Mots clés: FACTS, SVC, Newton-Raphson, Gradient Réduit.

Abstract

The problem of voltage control and reactive power electrical systems is currently one of the main concerns of business production and distribution of electrical energy. For this, we became interested in our work, monitoring of voltages and the optimal allocation of reactive power.

To solve this problem, an approach was implemented. The latter is corrected voltages different nodes by inserting SVCs devices and hence optimizes the reactive power generators and SVCs. We have developed our approach by applying it to various networks and the West Algerian network 220/60KV. This enabled us to improve voltage control and stability of the network, compensate reactive power and carrying capacity of active power.

Keywords: FACTS, SVC, Newton-Raphson, reduced gradient.

DEDICACES

*Je dédie cette thèse à ma femme, pour
ses sacrifices, ses supports affectifs et moraux.
A mes enfants qui m'ont permis par leur présence
de travailler plus et de garder le moral dans tous
les moments difficiles. A la mémoire de mon père,
à ma mère, à mon frère et mes sœurs.*

Remerciements

En premier lieu, je tiens à remercier monsieur **KHIAT Mounir**, professeur au département de génie électrique de l'ENP d'ORAN (ex: ENSET) promoteur de cette thèse de doctorat. Je lui suis également reconnaissant pour le temps conséquent qu'il m'a accordé, ses qualités pédagogiques et scientifiques, sa franchise et sa sympathie. J'ai beaucoup appris à ses côtés et je lui adresse ma gratitude pour tout cela.

Je remercie très vivement Monsieur **RAHLI MUSTAPHA**, professeur à l'université des sciences et de la technologie d'Oran pour sa gentillesse, sa disponibilité exemplaire et sa rigueur scientifique.

Je remercie également Monsieur **ALLALI AHMED**, professeur à l'université des sciences et de la technologie d'Oran, qui m'a fait l'honneur de présider mon jury de thèse.

Pour leur participation à l'évaluation scientifique de ces travaux, je tiens également à remercier Messieurs **CHAKER AEK** professeur à l'E.N.P d'Oran, **ZIDI SID AHMED** professeur à l'UDL. Sidi Bel-Abbés, **BOUZEBODJA HAMID**, professeur à l'université des sciences et de la technologie d'Oran en tant que membres dans le jury. Je les remercie aussi pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce travail en acceptant de le juger.

Je tiens à exprimer ma gratitude à **ADJEL RACHID** et à tous mes collègues de l'université de Saida en particulier messieurs **HARTANI KADA**, **LARBI BOUMEDIENE** , **BOUHMIDI RACHID**, **TERRAS TAHAR**, **TAREK CHIKOUCHE**, **RACHEDI MOHAMED** ,**BENYAHIA MOKHTAR** et **RIHI AISSA** pour leurs rationnelles discussions, leurs conseils et leurs remarques tout au long de ce travail.

Table des Matières

Table des Matières

Liste des Symboles et abréviations	1
Liste des Figures	3
Liste des Tableaux	5
INTRODUCTION GENERALE	6
Chapitre 1 Généralités sur les Puissances Réactives et les Tensions dans les Réseaux Électriques	
1.1 Introduction	8
1. 2 Moyens de compensation de la puissance réactive	9
1. 2.1 Les condensateurs	9
1. 2.2 Les inductances	10
1. 2.3 Les groupes de production (générateurs).....	10
1. 2.4 Les compensateurs synchrones	10
1. 2.5 Les compensateurs statiques.....	10
1.3 Compensation réactive dans une ligne électrique.....	10
1.3.1 Compensateur shunt au point milieu	11
1.3.2 Compensation série	12
1.4 Les contrôles dans le problème tension / puissance réactive	14
1.4.1 Structure hiérarchique du contrôle tension/puissance réactive	15
1.5 Réglage de la tension	16
1.5.1 Origines des fluctuations de tension	19
1.5.2 Effets des fluctuations de tension	19
1.5.3 Atténuation des fluctuations de tension sur les installations électrique	19
1.6 Sécurité du réseau électrique.....	20
1.6.1 Exploitation du réseau électrique	20
1.6.2 Aléas qui affectent le réseau électrique	20
1.6.3 Les différents types d'écroulement de réseau.....	21
1.6.4 Prévention contre l'écroulement de tension	24
1.6.5 Prévention contre l'écroulement de fréquence	24
1.6.6 La prévention contre la rupture de synchronisme.....	24
1.7 Conclusion.....	25
Chapitre 2 Etude des dispositifs FACTS	
2.1 Introduction	26
2. 2 Dispositifs Shunts	26
2. 2.1 Compensateur statique de puissance réactive (SVC)	27
2. 2.2 Compensateur synchrone statique(STATCOM)	29
2.3 Dispositifs séries	32
2.3.1 Dispositifs séries à base de thyristor.....	33

Table des Matières

2.3.1.1 Le TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor).....	33
2.3.1.2 TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor)	35
2.3.1.3 TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor)	35
2.3.1.4 TSSR (Thyristor Switched Series Reactor)	36
2.3.1.5 SSSC (Compensateur statique série synchrone).....	36
2.4 Dispositifs hybrides série -shunt.....	37
2.4.1 SPS (Static Phase Shifter)	38
2.4.2 IPFC (contrôleur de puissance interlignes)	38
2.4.3 UPFC (contrôleur de puissance unifié).....	39
2.5 Conclusion.....	40
Chapitre 3 Modélisation des éléments du réseau électrique	
3.1 Introduction	41
3.2 Modélisation des générateurs	41
3.3 Modélisation d'une charge	42
3.4 Modélisation d'une compensation shunt	43
3.5 Modélisation de ligne longue.....	43
3.6 Modélisation d'un transformateur	44
3.7 Modélisation des dispositifs FACTS	45
3.7.1 Injection de puissances aux extrémités de la ligne	45
3.7.2 Création d'un nœud fictif.....	47
3.7.3 Modification de la matrice d'admittance nodale.....	48
3.8 Modélisation des dispositifs FACTS shunt	48
3.8.1 Modélisation du SVC	48
3.8.2 Modélisation du STATCOM.....	50
3.9 Modélisation des dispositifs FACTS séries.....	52
3.9.1 Modélisation de TCSC	52
3.10. Modélisation des dispositifs hybrides shunt-séries.....	53
3.11 Conclusion.....	55
Chapitre 4 Écoulement de puissances	
4.1 Introduction	56
4.2 Principe de l'écoulement de puissance	56
4.3 Classification des variables et des contraintes d'un système	57
4.3.1 Classification des variables	57
4.3.2 Classification des contraintes	58
4.3.2.1 Contraintes d'équilibre entre la production et la consommation :	58
4.3.2.2 Contraintes d'exploitation du réseau électrique	59

Table des Matières

4.3.2.4 Contraintes sur la capacité de transit de la ligne	60
4.3.3 Contraintes sur les variables indépendantes	60
4.3.3.1 Contraintes sur la production.....	60
4.3.3.2 Contraintes sur les rapports de transformation.....	61
4.4 Classification des nœuds des réseaux électrique	61
4.5 Formulation du problème de l'écoulement de puissance	62
4.6 Méthodes de calcul de l'écoulement des puissances	63
4.6.1 Méthode de Gauss -Seidel	63
4.6.2 Méthode de Newton-Raphson	64
4.6.3 La méthode découplée	67
4.6.4 La méthode découplée rapide.....	67
4.7 Implantation du compensateur statique dans le problème de l'écoulement de puissances.....	68
4.7.1 Les équations de SVC	68
4.7.2 Ecoulement de puissances avec le SVC	70
4.8 Conclusion.....	72
Chapitre 5 Optimisation des puissances réactives et contrôle des tensions	
5.1 Introduction	73
5.2 Optimisation des puissances réactives.....	73
5.3 Formulation du problème et solution.....	75
5.4 Application	78
5.4.1 Variante 1	79
5.4.2 Variante 2	81
5.4.3 Variante 3	81
5.4.4 Variante 4	82
5.5 Conclusion.....	82
Chapitre 6 Illustration et analyse des résultats	
6.1 Introduction	83
6.2 Schéma adopté.....	83
6.3 Illustration.....	84
6.3.1 Contrôle des tensions.....	85
6.3.2 Les puissances et les pertes	94
6.4 Conclusion.....	96
Conclusion générale	97
Références	99
Annexe A Algorithmes de résolution du problème de la répartition des charges	
A.1 Formulation du problème de l'écoulement de puissance	107

Table des Matières

A.2 Méthodes de calcul de l'écoulement des puissances	108
A .2.1 Méthode de Gauss -Seidel :	108
A 2.1.1 Organigramme de la méthode de GAUSS- SEIDEL :	109
A.2.2 Méthode de Newton-Raphson	111
A.2.2.1 Méthode de Newton- Raphson appliqué au réseau électrique :	112
A.2.2.1.2 Algorithme de la La méthode de Newton- Raphson :	114
A.2.2.1,3 Organigramme de la méthode	117
A -2-2 La méthode découplée	119
A -2-3 La méthode découplée rapide.....	119
Annexe B Algorithmes de résolution d'un OPF	
B.1 Résolution du Problème d'optimisation.....	120
B.1.1 Méthodes d'optimisation déterministes	120
B.1.1.1 Méthode de programmation linéaire	121
B.1.1.2 Méthodes de programmation Non-linéaire	122
B.1.1.2.1 ORPF par la méthode de Newton	122
B.1.1.2.2 Méthode quasi-Newton.....	125
B.3.1.2.3 Méthode de Pénalité.....	127
B.4 Méthode du gradient	128
Annexe C	
C.1.1 Les données du réseau selon Khiat.M.....	129
C.1.2 Résultats.....	134

Liste des Symboles et abréviations

<i>FACTS</i>	Flexible alternatif courant transmission systèmes.
<i>TSR</i>	Thyristor Switched Reactor.
<i>TSC</i>	Thyristor Switched Capacitor.
<i>SVC</i>	Static Var Compensator.
<i>STATCOM</i>	Static Synchronous Compensator.
<i>TCSC</i>	Thyristor Controlled Series Capacitor.
<i>SSSC</i>	Static Synchronous Series Compensator.
<i>UPFC</i>	Unified Power Flow Controller.
<i>VSC</i>	Voltage Source Converter.
<i>B</i>	Susceptance
α	Angle d'amorçage.
ΔP	Variation de la puissance active.
ΔQ	Variation de la puissance réactive.
<i>n</i>	Nombres des nœuds du réseau.
S_{ij}	Puissance apparente transitée dans la ligne <i>i - j</i> .
S_{ij}^{max}	Puissance apparente maximale transitée dans la ligne <i>i - j</i> .
P_{ij}	Puissance active transitée dans la ligne <i>i - j</i> .
Q_{ij}	Puissance réactive transitée dans la ligne <i>i - j</i> .
P_i^g, Q_i^g	Puissance active et réactive du générateur.
$P_i^{g,min}, P_i^{g,max}$	Limite minimale et maximale de la puissance active du générateur.
$Q_i^{g,min}, Q_i^{g,max}$	Limite minimale et maximale de la puissance réactive du générateur.
N_t	Nombre de transformateur
a_k	Rapport de transformation.

Liste des Symboles et abréviations

$\mathbf{a}_k^{min}, \mathbf{a}_k^{max}$	Limite minimale et maximale du rapport de transformation.
V_i^{min}, V_i^{max}	Limite minimale et limite maximale de la tension.
P_L	Pertes actives totales
Q_L	Pertes réactives totales.
N_c	Nombre de nœuds de consommation.
N_g	Nombre de nœuds de génération.
P_{gi}	Puissance active générée au nœud i .
Q_{gi}	Puissance réactive générée au nœud i .
P_{li}	Puissance active consommée au nœud i .
Q_{li}	Puissance réactive consommée au nœud i .
$f(\mathbf{x}, \mathbf{u})$	La fonction objective.
$g(\mathbf{x}, \mathbf{u})$	La contrainte de type égalité.
$h(\mathbf{x}, \mathbf{u})$	La contrainte de type inégalité.
\mathbf{x}	Le vecteur des variables dépendantes.
\mathbf{u}	Le vecteur des variables indépendantes.
P_i^F, Q_i^F	Injections équivalentes de puissances active et réactive au nœud i .
P_{ij}, Q_{ij}	Transits de puissances active et réactive sans dispositif FACTS.
P_{ij}^F, Q_{ij}^F	Transits de puissances active et réactive avec le FACTS dans la ligne.

Liste des Figures

Figure 1.1 Principe de compensation shunts

Figure 1.2 diagramme des courants et Tensions d'un compensateur shunt

Figure 1.3 Ligne électrique avec compensation série

Figure 1.4 diagramme des courants et Tensions d'un compensateur série

Figure 1.5 modélisation simplifiée du transport d'énergie dans une ligne électrique

Figure 1.6 Diagramme de Fresnel associé au transport d'énergie dans une ligne électrique

Figure 1.7 Mécanisme d'écroulement de tension

Figure 1.8 Mécanisme d'écroulement de fréquence

Figure 1.9 Mécanisme de cascade de surcharge

Figure.2.1 modèle du SVC

Figure2.2 Fonctionnement du compensateur statique

Figure 2.3 Schéma de base du STATCOM

Figure.2.4 Présentation d'un compensateur

Figure2.5. Diagramme Vectoriel du STATCOM

Figure2.6. Caractéristique Statique du STATCOM

Figure 2.7. Insertion d'un TCSC sur une ligne

Figure.2.8 Régime de fonctionnement du TCSC

Figure 2.9 réactance équivalente en fonction de l'angle d'amorçage

Figure 2.10: Structure du TCSR

Figure.2.11. Schéma de base du SSSC

Figure2.12 Caractéristique Statique du SSSC

Figure 2.13 Schéma de Principe du SPS

Figure 2.14 Contrôleur de puissance interlignes

Figure 2.15 : Schéma de base de l'UPFC

Figure 3.1 Modèle du générateur

Figure 3.2 Modèles d'une charge.

Figure 3.3 Modèles des éléments shunt.

Liste des Figures

Figure 3.4 Modèle d'une ligne.

Figure 3.5 Modèle du transformateur.

Figure 3.6. Modélisation par injection de puissance

Figure 3.7 Modélisation avec nœud fictif.

Figure 3.8 Intégration du dispositif FACTS dans une ligne.

Figure 3.9 Modèle d'un SVC.

Figure 3.10. Représentation schématique du STATCOM.

Figure 3.11. Modèle mathématiques de TCSC.

Figure 3.12 Modèle Mathématique de l'UPFC et le Système de transmission.

Figure 6.1 : Réseau Ouest Algérien 220/60 kV.

Figure 6-2a : Tensions avant l'étape 1. Réseau 220 kV.

Figure 6-2b : Tensions avant l'étape 1. Réseau 60 kV.

Figure 6-3a : Tensions avant et après l'étape 1. Réseau 220 kV.

Figure 6-3b : Tensions avant et après l'étape 1. Réseau 60 kV.

Figure 6-4a : Tensions après l'étape 2. Réseau 220 kV.

Figure 6-4b : Tensions après l'étape 2. Réseau 60 kV.

Figure 6-5a : Tensions après l'étape 3. Réseau 220 kV.

Figure 6-5b : Tensions après l'étape 3. Réseau 60 kV.

Figure 6-6a : Tensions après l'étape 4. Réseau 220 kV.

Figure 6-6b : Tensions après l'étape 4. Réseau 60 kV.

Liste des Tableaux

Tableau 1.1 Différents dispositifs de contrôle utilisé dans le problème tension/puissance réactive.

Tableau 6.1 La susceptance B_{SVC} , l'angle d'amorçage α et la puissance réactive injectée par le SVC.

Tableau 6.2 Les susceptances B_{SVC} les angles d'amorçage α des SVCs et les puissances réactives injectées par les SVCs.

Tableau 6.3 Les susceptances B_{SVC} les angles d'amorçage α des SVCs et les puissances réactives injectées par les SVCs.

Tableau 6.3 Les corrections des tensions après l'étape 1b.

Tableau 6.4 Les corrections des tensions après l'étape 2.

Tableau 6.5 Les susceptances B_{SVC} , les angles d'amorçage α des SVCs et les puissances réactives injectées par les SVCs.

Tableau 6.6 puissance Active généré par les générateurs

Tableau 6.7 puissance Réactive généré par les générateurs

Tableau 6.8 Puissances réactives injectées par les SVCs

Tableau 6.9 Les pertes actives totales suivant les différentes étapes.

Tableau C.1 Les données des lignes et des transformateurs.

Tableau C.2 Valeurs planifiées (valeur de base de la puissance est 100MVA).

Tableau C3. Cas N°1(Calcul de Base) : Résultats de l'état initial.

Tableau C4. Cas N°2 (Etape 1a): Résultats SVC au nœud 16.

Tableau C5. Cas N°3(Etape 1b) : Résultats SVC au nœud 16,15.

Tableau C6. Cas N°4(Etape 2) : optimisation de la puissance réactive.

Tableau C7. Cas N°5(Etape 3) : optimisation des angles d'amorçage des SVCs et la puissance réactive.

Tableau C8. Cas N°6(Etape 4): optimisation des angles d'amorçage des SVCs et la puissance réactive.

INTRODUCTION GENERALE

La demande d'énergie électrique, dans notre pays ne cesse de croître et les structures existantes parviennent à peine à la combler. La construction de nouvelles centrales de production, de nouvelles lignes de transport s'impose. Mais, ceci nécessite un gros investissement et une politique à long terme qui demande beaucoup de moyens pour y faire face.

Actuellement, c'est l'un des principaux soucis qui se pose aux gestionnaires de la production et du transport de l'énergie électrique. Une des solutions de ce problème est le contrôle des puissances réactives et des tensions afin de minimiser les pertes actives du système électrique permettant des gains considérables en énergie qui ont pour conséquence la diminution du coût de l'énergie électrique.

Avec la complexité des réseaux, la participation des générateurs dans la production et le contrôle de l'énergie réactive est devenue insuffisante. Ainsi, le réseau doit faire appel à d'autres sources ou plutôt à d'autres moyens de compensation tels que les dispositifs conventionnels (les batteries de condensateurs, les selfs des compensateurs statiques) et les dispositifs FACTS (SVC, STATCOM, TCSC, TCR, UPFC, etc....) qui finalement sont au moins aussi souvent consommateurs que fournisseurs d'énergie réactive [5,12].

Le développement rapide de l'électronique de puissance a eu un effet considérable dans l'amélioration des conditions de fonctionnement des réseaux électriques en permettant le contrôle de leurs paramètres par l'introduction de dispositifs de contrôle à base des composants d'électronique de puissance très avancés (GTO, IGBT) [12]. L'apport de la technologie FACTS pour les compagnies de l'électricité est d'ouvrir de nouvelles perspectives pour contrôler le flux de puissance dans les réseaux et d'augmenter les capacités utilisées des lignes existantes semblables à des extensions dans ces dernières. Ces apports résultent de l'habileté de ces contrôleurs FACTS de contrôler les paramètres interdépendants qui gouvernent l'opération de transport de l'énergie électrique y compris l'impédance série, impédance shunt, courant, tension, angle de phase etc. [5,12].

Le problème de contrôle de la tension et de l'énergie réactive des systèmes électriques est actuellement, une, des principales préoccupations des entreprises de production et de distribution de l'énergie électrique. Pour cela, on s'est intéressé dans notre travail, aux contrôles des tensions et à la répartition optimale des puissances réactives.

Pour résoudre ce problème, une approche a été mise en œuvre. Cette dernière consiste à corriger les tensions des différents nœuds par insertion des dispositifs SVCs et par suite à optimiser les puissances réactives des générateurs et des SVCs. Nous avons développé notre approche en l'appliquant à divers réseaux et au réseau Ouest algérien 220/60 kV. Cela nous a permis d'améliorer le contrôle de la tension et la stabilité du réseau, de compenser l'énergie réactive et d'augmenter la capacité de transport de la puissance active.

Le travail effectué dans notre thèse, est divisé en six chapitres en plus de trois annexes.

Dans le premier chapitre, nous décrivons des généralités sur la puissance réactive et les tensions dans les réseaux électriques. Le second chapitre est consacré à l'étude des différents types des dispositifs FACTS et avec leurs modèles correspondants. Le troisième chapitre est consacré à la modélisation des éléments du réseau. Le troisième chapitre est consacré à la modélisation des éléments du réseau. Dans le quatrième chapitre, nous décrivons le problème de la répartition de puissances dans un réseau électrique en prenant en considération l'intégration des dispositifs SVCs. Dans le cinquième chapitre, nous exposons plusieurs méthodes d'optimisation, parmi les méthodes déterministes existantes, nous avons opté pour la méthode du gradient réduit pour l'optimisation des puissances réactives. Plusieurs variantes ont été prises en considération, ce qui nous a permis à contrôler efficacement les tensions. Dans le sixième chapitre, une étude détaillée du réseau Ouest algérien 220/60 kV a été réalisée et notre approche a été appliquée pour le contrôle des tensions et l'optimisation des puissances réactives. Finalement une conclusion générale.

Dans l'appendice A, on a décrit les méthodes les plus utilisées, pour la résolution du problème de la répartition des charges. Dans l'appendice B, nous citons quelques différents algorithmes mathématiques de résolution. Dans l'appendice C, sont présentés les résultats des différentes simulations réalisées sur le réseau Ouest algérien 220/60KV.

CHAPITRE 1

Généralités sur les Puissances Réactives et les Tensions dans les Réseaux Électriques

1.1 Introduction

Le développement industriel a contribué à une augmentation de la consommation de l'énergie électrique. Ceci a eu pour conséquences, un croissement des puissances à générer et à transporter, une évolution importante et rapide des systèmes énergétiques et des réseaux de plus en plus grands et compliqués.

Le rôle primordial de toute entreprise de production et de distribution d'énergie électrique est d'assurer en tout temps et en tout lieu la couverture des puissances actives réactives demandées par les utilisateurs, d'offrir une sécurité d'alimentation et de garantir une qualité acceptable de l'énergie, assurant la fiabilité du système. Cette fiabilité s'obtient par l'implication de tous les acteurs dans le respect des contraintes de fonctionnement : un producteur ne peut assurer la continuité d'approvisionnement de ses consommateurs sans un bon fonctionnement du réseau de transport, et le réseau de transport ne peut remplir sa mission sans faire appel à un certain nombre de services que doivent rendre les générateurs. Parmi ces services, nous pouvons citer :

- la participation au réglage de la fréquence et à l'équilibre production-consommation.
- la participation au réglage de tension sur le réseau et le contrôle des transits des puissances réactives dans les lignes de transport.

Le transport de la puissance réactive à longue distance présente une série d'inconvénients tels-que les chutes de tension considérables, les pertes de ligne par effet joule et moins de capacité pour transporter la puissance active.

A l'exception de ces aspects purement statiques, la puissance réactive peut jouer un grand rôle dans d'autres aspects dynamiques, tels-que les fluctuations de tension produites par les variations soudaines des charges, le phénomène *flicker* [10], une meilleure marge pour la stabilité [71], l'écroulement des tensions (collapse) [70], et la présence des harmoniques [14].

Afin de garantir une bonne qualité d'énergie il est nécessaire de satisfaire l'équilibre offre-demande de l'énergie réactive, de fournir une tension aussi régulière que possible et de respecter un certain nombre de contraintes techniques.

1. 2 Moyens de compensation de la puissance réactive [14,55]

Le bilan global de la puissance réactive produite et consommée dans l'ensemble du système électrique doit être équilibré. Toutefois, l'équilibre local n'est pas naturel. Il en résulte des transits de la puissance réactive. Or, ces transits provoquent des chutes de tension et des pertes. Il faut, donc, éviter ces transits par la production de la puissance réactive, autant que possible, à l'endroit où elle est consommée.

L'analyse des variations de la demande de la puissance réactive montre que le problème de l'adaptation offre-demande présente deux aspects qui nécessitent l'emploi de dispositifs aux caractéristiques très différentes :

- le premier consiste à suivre les fluctuations périodiques. Celles-ci sont connues, tout au moins pour les charges dans une large mesure prévisible. Une grande part de l'ajustement peut donc être réalisée à l'aide de moyen dont l'action est discontinue et le temps de réponse relativement long. Cette catégorie comprend les batteries de condensateurs et les inductances installées sur les réseaux [55].

- le second consiste à faire face aux variations brusques et aléatoires. Ceci nécessite la mise en œuvre de moyens dont le temps de réponse est très court. Cette catégorie comprend les groupes de production ainsi que les compensateurs synchrones et les compensateurs statiques.

1. 2.1 Les condensateurs

Ils ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive consommée par les charges dans le réseau. On distingue deux types :

1. Des batteries de condensateurs HT, raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT.

Elles sont essentiellement destinées à compenser les pertes réactives sur les réseaux HT et THT.

2. Des batteries de condensateurs MT, raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/MT ou THT/MT. Ces batteries servent à compenser l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport. Elles sont localisées et dimensionnées individuellement en fonction du réglage de tension.

1. 2.2 Les inductances

Elles sont utilisées pour compenser l'énergie réactive fournie en heures creuses par les lignes à très haute tension ou par les câbles. Elles sont soit directement raccordées au réseau, soit branchées sur les tertiaires des transformateurs. Par conséquent, elles permettent une limitation des surtensions dans le réseau.

1. 2.3 Les groupes de production (générateurs)

Les groupes de production sont bien situés pour satisfaire les besoins en énergie réactive. D'autant plus, leurs performances dynamiques leur permettent de faire face aux fluctuations brusques de la demande. En revanche, ils ne peuvent compenser que partiellement les charges réactives, en raison des chutes de tension importantes que créent les transits d'énergie réactive sur les réseaux.

I. 2.4 Les compensateurs synchrones

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes qui ne fournissent aucune puissance active, mais qui peuvent suivant qu'elles soient sous ou surexcitées, fournir ou absorber de la puissance réactive.

1. 2.5 Les compensateurs statiques

Ils sont constitués par l'ensemble de condensateurs et d'inductances commandées par thyristors, montés en tête-bêche dans chaque phase. Chacun d'entre eux étant ainsi conducteur pendant une demi-période. La puissance réactive absorbée par l'inductance varie en contrôlant la valeur efficace du courant qui la traverse par action sur l'angle d'amorçage des thyristors qui fera l'objet d'une étude détaillée au deuxième chapitre.

1.3 Compensation réactive dans une ligne électrique

La compensation réactive représente l'application de tous les dispositifs de puissance réactive dans un réseau électrique pour:

- maintenir le profil du plan de la tension pour les différents niveaux des puissances transportées.
- Pour améliorer la stabilité du système par augmentation de la puissance maximale transmissible.

- Et/ou pour couvrir le besoin en puissance réactive sur la majorité des plans économiques.

Idéalement la compensation réactive doit modifier l'impédance de charge en agissant sur la capacité et/ou l'inductance de la ligne pour obtenir une impédance de charge virtuelle s'adaptant aux valeurs de la puissance actuelle transportée par la ligne. [26]

1.3.1 Compensateur shunt au point milieu

On insère maintenant au milieu de la ligne un compensateur d'énergie réactive idéal. Ce dispositif permet de maintenir la tension V_M à la tension V_S , en contrôlant le flux de puissance réactive (Figure. 1.1).

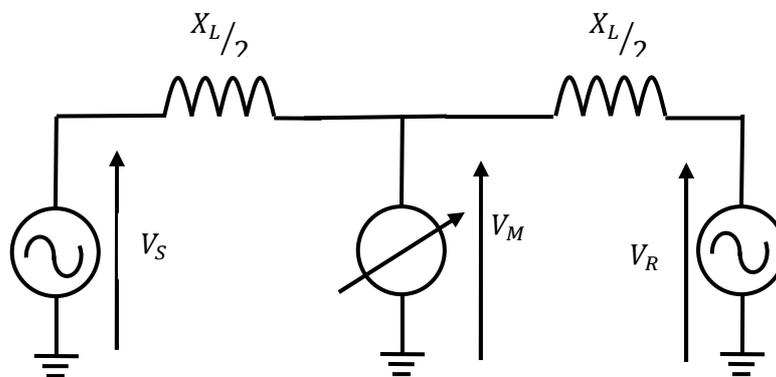


Figure 1.1 : Principe de compensation shunts

Le compensateur est représenté par une source de tension sinusoïdal (en considère uniquement la composante de fréquence fondamentale) en phase avec la tension V_M du point milieu de la ligne; le compensateur échange uniquement la puissance réactive avec le réseau. Ce compensateur découpe la ligne en deux segments égales d'impédance $X/2$, le premier segment transporte la puissance depuis la source V_S au point milieu, quant au deuxième transfère cette puissance du point milieu au jeu de barre de réception. [26]

La relation entre les tensions des extrémités de la ligne et la tension du compensateur V_M ainsi que les courants dans les deux segments de la ligne est représenté par le diagramme de phase de la figure. I.2

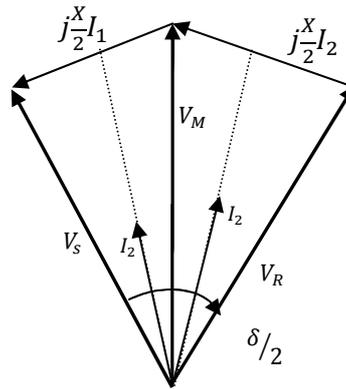


Figure 1.2 : diagramme des courants et Tensions d'un compensateur shunt

Les puissances active et réactive transportées par une ligne électrique en ajoutant le compensateur shunt au point milieu sont donnée par les équations suivantes:

$$P = \frac{2V_S V_R \sin(\delta/2)}{X} \quad (1.1)$$

$$Q = \frac{4V_R(V_S \cos(\delta/2) - V_R)}{X} \quad (1.2)$$

1.3.2 Compensation série

La compensation série est basée sur le principe de réduire la réactance effective d'une ligne de transport électrique. Conventionnellement c'est la réactance du compensateur série capacitif qui élimine une quantité de la réactance de la ligne et donc l'impédance effective de la ligne électrique est réduit comme si sa longueur physique a été diminuée. Egalement on peut atteindre cet objectif en injectant une tension alternative, de même fréquence que le réseau, en série dans la ligne et qui est en quadrature (90°) avec le courant de celle-ci. [26]

Le simple composant ou dispositif pour achever une compensation série dans une ligne est l'insertion des condensateurs en série dans cette dernière comme dans la figure ci-dessous (Figure. 1.3) :

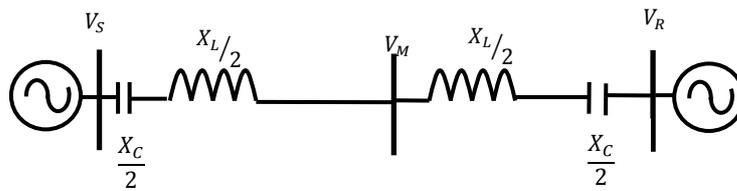


Figure 1.3 : Ligne électrique avec compensation série

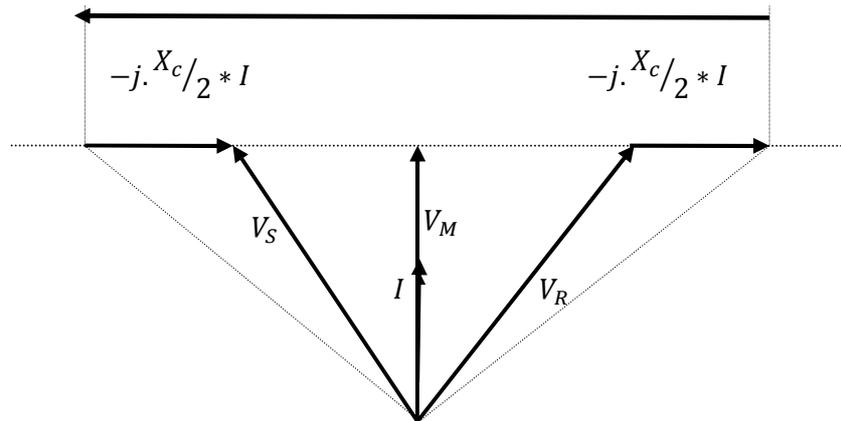


Figure 1.4 : diagramme des courants et Tensions d'un compensateur série

La relation entre les différentes tensions et courants, dans l'ensemble ligne électrique et compensateur série, est expliquée par le diagramme de la figure I.4 Systématiquement, en insérant ces condensateurs, la réactance effective de la ligne X_{eff} doit être diminuée et avoir la nouvelle valeur :

$$X_{eff} = X - X_c = X(1 - k). \quad (1.3)$$

Avec $K = X/X_c$ est défini comme le coefficient de Compensation série.

La puissance transportée par une telle ligne est donnée par l'équation (1. 4) et varie selon la valeur du degré de compensation K .

$$P = \frac{V_s V_R \sin \delta}{X(1-K)} \quad (1.4)$$

La répartition des moyens de production d'énergie réactive (alternateurs, bancs de condensateurs ou compensateurs statiques) à proximité des zones de consommation contribue donc à maintenir la tension constante sur le réseau. Il est à noter que les solutions peuvent

reposer sur des moyens de compensation de puissance réactive statiques (bancs de condensateurs, bancs de bobines) ou dynamiques (alternateurs, FACTS).

1.4 Les contrôles dans le problème tension / puissance réactive

Dans les réseaux électriques, la tension et la fréquence sont les principaux indicateurs de la bonne exploitation technique et économique du système de production et de transport.

Techniquement, on situe les contrôles, *fréquence/puissance active et tension/puissance réactive*. Si la fréquence a une grande dépendance avec les variations de la puissance active générée, transportée et consommée, les modules de la tension seront affectés principalement par les variations de la puissance réactive.

Le problème du contrôle de la fréquence est très limité. Actuellement les systèmes de puissance sont équipés d'une large gamme de dispositifs dont leur action affecte principalement la puissance réactive [14]. La sélection du type de contrôle automatique ou manuel du problème *tension/puissance réactive* est généralement conditionnée par le niveau des tensions du sous-système à contrôler. Dans le tableau 1.1, on peut regrouper les différents dispositifs de contrôle utilisés dans le problème *tension/ puissance réactive*, et leurs principales caractéristiques.

Tableau 1.1 : Différents dispositifs de contrôle utilisés dans le problème tension/puissance réactive.

Contrôles par génération de la puissance réactive

	Ajustable en continu	Capacitive	Inductive	Réponse rapide	Control local
Générateurs synchrones	Oui	Oui	Oui	Oui, dépend du système d'excitation.	Oui
Condensateurs synchrones	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
SVCs	Oui	Oui	Oui	Oui, très rapide	Oui
Batteries de	Non, plusieurs	Oui	Non	Dépend de	Oui

condensateurs	gradins. (discret)			l'automatisation	
Réactances	Non, (discret) généralement une ou deux unités par ligne.	Non	Oui	Dépend de l'automatisation	-
Ouvertures des Lignes	-	-	-	-	Décision de l'opérateur
Délestage de charge	Uniquement dans l'état d'urgence. Fonctionnement a petit pas.	Non	oui	Dépend de l'automatisation	Dépend de l'automatisation
Réduction de tensions	Oui	Oui	Non	Dépend de l'automatisation	Dépend de l'automatisation

Contrôles qui modifient la circulation de la puissance réactive

Transformateurs avec prises dans le réseau de transport	Discret	-	-	Non Une prise par action.	Non
Transformateurs avec prises de transport/distribution	Discret	-	-	-	Oui

1.4.1 Structure hiérarchique du contrôle tension/puissance réactive [14]

Le contrôle de la tension en tout point du réseau électrique est nécessaire pour assurer un comportement correct du matériel, garantir le bon fonctionnement global du réseau et éviter l'apparition de phénomène du type écroulement de tension.

Le contrôle de la tension/puissance réactive a pour objectif de maintenir un profil adéquat dans le réseau de transport d'énergie électrique. En plus, il doit maintenir des réserves de puissance réactive dans les différentes zones du système pour faire face aux incidents de tension. On doit tenir en compte que les problèmes de tension doivent être corrigés

localement, étant donné, que la majorité des moyens qu'on peut prendre pour résoudre ces problèmes ont une étendue fondamentalement locale.

La tension est réglée à partir des sources de puissance réactive, réparties sur le réseau, en s'appuyant de façon privilégiée sur le contrôle primaire et le contrôle secondaire de la tension. Le contrôle primaire similaire à l'action automatique instantanée locale exercée au niveau des groupes de production par les régulateurs AGC (*Automatic Generation controls*) des générateurs selon la fréquence et la puissance active, est réalisé par les régulateurs automatiques de tension des groupes AVR (*Automatic voltage regulators*), et par les régleurs en charge des transformateurs OLTC (*On-load tap-changers*), également automatiques. Son objectif est la correction des perturbations qui affectent les tensions, en ordre à maintenir un adéquat profil de tensions avant les changements des puissances active et réactive demandées.

1.5 Réglage de la tension

La sûreté du système, le bon fonctionnement des installations raccordées et la réduction des pertes en lignes rendent nécessaire de garder la tension en chaque nœud du réseau dans une plage contractuelle de tension.

En effet la tension sur un réseau n'est pas constante. Pour simplifier, considérons le schéma de la Figure 1.5, sur lequel l'impédance série R, L représente, de façon simplifiée, une ligne aérienne. Ce modèle est simple, mais il permet d'expliquer qualitativement le lien entre les modules et phases des tensions à chaque extrémité de la ligne d'une part, et les transits de puissance active et de puissance réactive d'autre part.

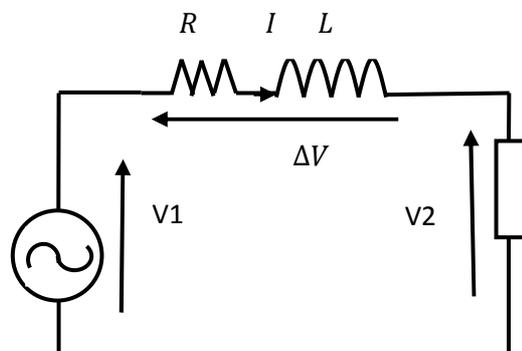


Figure 1.5 : Modélisation simplifiée du transport d'énergie dans une ligne électrique

Un diagramme de Fresnel nous permet d'évaluer les relations entre tensions et courant:

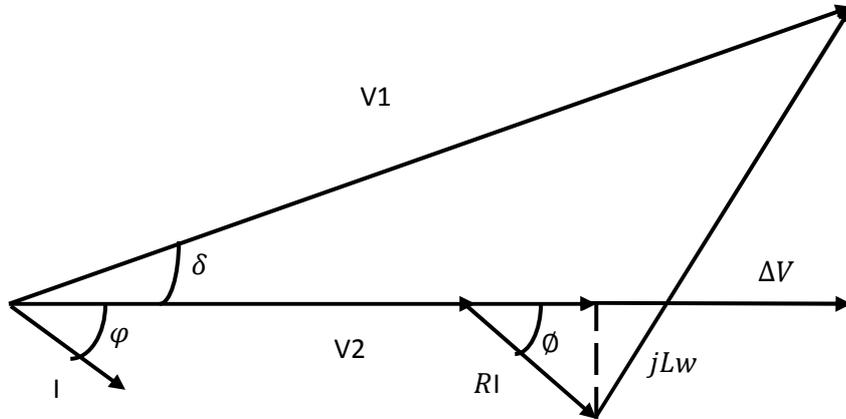


Figure 1.6 : Diagramme de Fresnel associé au transport d'énergie dans une ligne électrique

La relation vectorielle s'écrit alors :

$$V_1 = V_2 + RI + jLwI = V_2 + RI + jXI \quad (1.5)$$

Par projection selon les axes horizontaux et verticaux, nous obtenons deux équations réelles :

$$V_1 \cos \delta = V_2 + RI \cos \phi + jXI \sin \phi \quad (1.6)$$

$$V_1 \sin \delta = -RI \sin \phi + jXI \cos \phi \quad (1.7)$$

En élevant au carré puis en sommant ces deux expressions, nous obtenons :

$$V_1^2 = V_2^2 + R^2 I^2 + X^2 I^2 + 2(RV_2 I \cos \phi + XV_2 I \sin \phi) \quad (1.8)$$

Il est possible alors de remplacer les différents termes de cette expression en faisant intervenir les puissances :

Avec $P = V_2 I \cos \phi$ la puissance active monophasée consommée par la charge, $Q = V_2 I \sin \phi$ la puissance réactive monophasée appelée par la charge, $P_j = RI^2$ les pertes par effet Joule dans la ligne et $Q_L = XI^2$ la puissance réactive consommée par la réactance de ligne, il vient

$$V_1^2 - V_2^2 = RP_j + XQ_L + 2(RP + XQ) \quad (1.9)$$

Et

$$(V_1 - V_2)(V_1 + V_2) = RP_j + XQ_L + 2(RP + XQ) \quad (1.10)$$

En notant :

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2}$$

Et $\Delta V = V_1 - V_2$ la chute de tension, nous obtenons :

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{\frac{1}{2}RP_j + \frac{1}{2}XQ_L + RP + XQ}{V^2} \quad (1.11)$$

Dans un réseau de transport d'énergie bien dimensionné, les pertes par effet Joule dans les lignes représentent habituellement quelques pour-cent de la puissance totale transitée. Si l'on considère un cas où la consommation de puissance réactive de la ligne par rapport à la puissance transitée est faible, nous obtenons la relation simplifiée suivante :

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{RP + XQ}{V^2} \quad (1.12)$$

Ainsi, pour une puissance active consommée P donnée, la tension reste constante aux deux extrémités de la ligne si et seulement si la charge fournit une puissance réactive Q de valeur :

$$Q \approx \frac{-RP}{X} \quad (1.13)$$

En général, l'écart de tension entre deux extrémités d'une ligne est lié au transit de la puissance réactive consommée par la charge. Pour obtenir une tension identique (ou proche) aux deux bouts de la ligne, il faut donc pouvoir produire localement de la puissance réactive.

Selon leurs origines, les variations de la tension ΔV peuvent prendre la forme de creux de tension sur une valeur fixe et pendant une longue durée, une variation de tension lente ou rapide, ou une fluctuation de tension.

Les fluctuations de tension sont définies comme des suites de variations de tension ou des variations cycliques de l'enveloppe de tension.

Les fluctuations de tension sont définies par les caractéristiques suivantes :

- Variation de l'amplitude de la tension (différence entre les valeurs maximales et minimales de la tension efficace ou des valeurs crêtes de la tension pendant la durée de la perturbation).
- Nombre de variations de tension pendant un temps donné.
- Effets (tel que le flicker) dus aux changements de la tension d'alimentation pendant la perturbation.

1.5.1 Origines des fluctuations de tension

D'après la relation (1. 12) exprimée ci-dessus, il apparaît que la cause première des variations de tension est la variabilité temporelle de la composante réactive de la puissance appelée par la charge fluctuante.

Les charges fluctuantes sont typiquement : les fours à arc, les laminoirs les enrouleurs, etc..., en règle générale, des charges fortement fluctuantes et dont la puissance est proche de la puissance de court-circuit au point de raccordement de charge.

1.5.2 Effets des fluctuations de tension

Les fluctuations de tension sont source de dysfonctionnements techniques divers pouvant aller jusqu'à l'arrêt des processus de production qui ont pour effet de :

- Modifier l'ergonomie de l'environnement de travail, ce qui a pour conséquence de provoquer une fatigue et une baisse du niveau de concentration des opérateurs de plus, des commutations irrégulières des contacteurs et autres relais pilotage du processus peuvent causer de graves perturbation sur le réseau d'alimentation électrique.
 - Réduction du facteur de puissance et l'apparition d'harmoniques
- Des fluctuations de tension au point de connexion de machine ou de générateur ont pour effet d'user de façon prématurée les enroulements du rotor, de générer des variations de couple et de puissance et augmente les pertes moteur.

1.5.3 Atténuation des fluctuations de tension sur les installations électrique [10]

Les effets néfastes des fluctuations de tension sont principalement liés aux variations d'amplitude de la tension qui dépendent in directement des caractéristiques techniques de l'installation électrique, ainsi que du nombre d'occurrences des fluctuations qui dépendent du type de charges alimentées.

En règle générale, des systèmes d'atténuation des creux de tension sont mis en place pour limiter les fluctuations d'amplitude de tension.

D'après la relation (1.12) les amplitudes des fluctuations de tension peuvent être limitées par la diminution des variations de puissance réactive appelée par la charge en utilisant des compensateurs dynamique ou du stabilisateur de charge.

1.6 Sécurité du réseau électrique

Dans un réseau électrique de transport, il faut à chaque instant assurer l'équilibre entre la production et la consommation, étant donné que quotidiennement, le réseau doit permettre de faire face aux variations de charges non négligeables, faute de quoi survient un écroulement du réseau, c'est à dire une mise hors tension sur un territoire très étendu.

Pour le réseau électrique, on définit la sécurité de fonctionnement comme l'aptitude à :

- assurer le fonctionnement normal du système ;
- limiter le nombre d'incidents et éviter les grands incidents ;
- limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils surviennent.

1.6.1 Exploitation du réseau électrique

Le réseau électrique doit être exploité en assurant à la fois trois objectifs : la sécurité de fonctionnement, la performance économique, et la qualité de service.

Le premier objectif, consiste à maîtriser l'évolution du réseau face aux différents aléas qui l'affectent à savoir les courts-circuits, les évolutions de la consommation, indisponibilités des ouvrages, etc...

Le deuxième doit conduire à une meilleure utilisation possible du réseau au service de la performance économique de ses utilisateurs, notamment à travers la meilleure exploitation des offres de service à savoir la production, l'achat et la vente d'énergie, les services, proposées par les producteurs d'énergie électrique.

Le troisième consiste à tenir les engagements pris par rapport aux utilisateurs en matière de qualité de service.

1.6.2 Aléas qui affectent le réseau électrique [14]

Les aléas qui affectent le réseau électrique peuvent être classés en quatre familles :

1- Les aléas de l'équilibre production-consommation

La production doit être en permanence adaptée à la demande, car l'énergie n'est pas stockable en tant que telle. La consommation présente un caractère globalement prévisible mais avec des variations aléatoires notables. Un écart de température d'un Seul degré par exemple en hivers, peut provoquer une grande variation de puissance.

2- Les aléas climatiques

A Travers les tempêtes, le froid, la foudre et la sécheresse, ils peuvent agresser directement les ouvrages.

3- Les pannes de dispositifs

Leurs conséquences peuvent être immédiates ou latentes, se révélant lors d'une sollicitation : le réseau affronte alors l'aléa, dans une situation plus vulnérable.

4- Les dysfonctionnements liés aux facteurs humains

Ils peuvent intervenir depuis le stade de la conception jusqu'à celui de la mise en oeuvre et de l'exploitation.

Pour faire face à ces différents aléas, il est demandé donc de prendre des marges de sécurité, depuis la planification jusqu'à l'exploitation.

1.6.3 Les différents types d'écroulement de réseau

Avant d'exposer l'approche retenue pour assurer la sécurité du réseau malgré l'occurrence des aléas, examinons les différents types (*phénomènes*) d'écroulement auxquels peut être confronté un réseau. Ces phénomènes sont :

- L'écroulement de tension

L'écroulement de tension est le processus par lequel la séquence des événements qui accompagnent l'instabilité de tension conduit à une baisse de tension inacceptable dans une partie importante du système électrique.

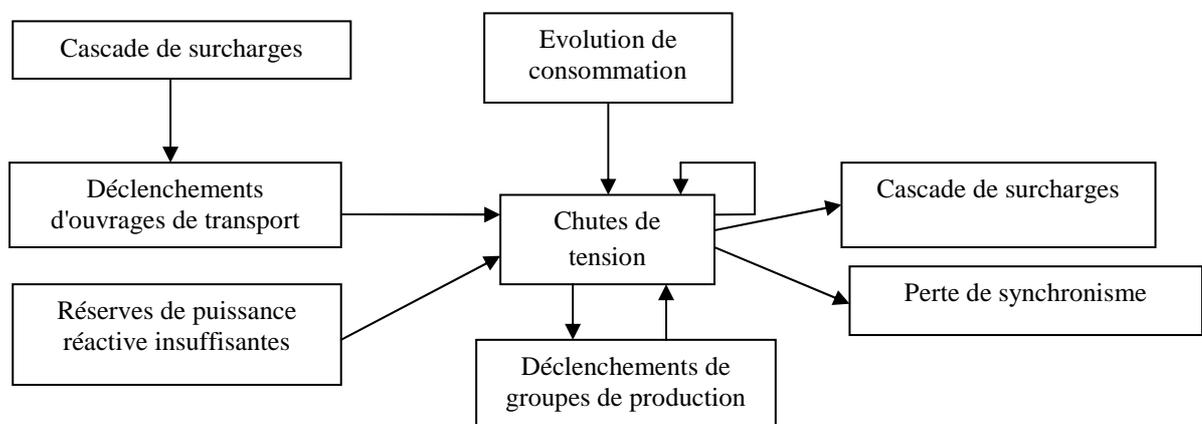


Figure 1.7 : Mécanisme d'écroulement de tension

Un scénario typique d'écroulement de tension est décrit ci-dessous:

Avant l'écroulement de tension, le plan de tension est bas à cause d'une consommation importante, une ligne proche de la limite de puissance transmissible, une production trop éloignée de la consommation et/ou une insuffisance de moyens de compensation [83]. Les pertes réactives du réseau sont en augmentation. Si la consommation augmente encore, une ligne ou un transformateur peuvent déclencher à cause de la surcharge. Les pertes réactives du réseau augmentent encore, et le plan de tension continue de baisser. Les prises des régulateurs en charge des transformateurs et les puissances réactives des générateurs ou des compensateurs augmentent pour élever la tension. Les pertes réactives du réseau augmentent continûment. Et de plus en plus de lignes sont en surcharge et déclenchent. Quand les puissances réactives des générateurs ou des compensateurs et/ou les prises des régulateurs arrivent à leurs limites, la tension baisse rapidement et l'écroulement de tension se produit.

- L'écroulement de fréquence

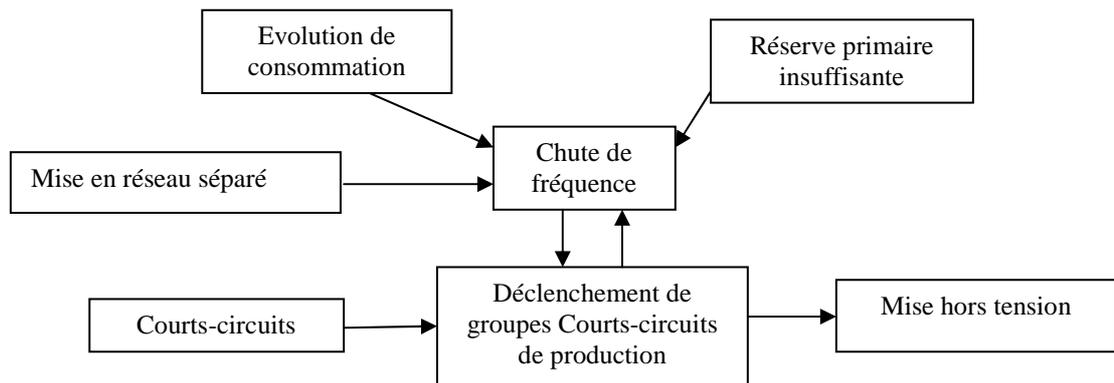


Figure 1.8: Mécanisme d'écroulement de fréquence

Quand la réserve primaire de puissance active est insuffisante dans le réseau, si des groupes de production déclenchent, le réseau se sépare, ou la consommation évolue, l'équilibre entre production et consommation ne peut être maintenu. La fréquence ne peut pas être ramenée dans une plage de fonctionnement correcte. L'écroulement peut être accéléré par le déclenchement en cascade des groupes de production par leur protection de découplage, dès que la fréquence est située hors de la plage de fonctionnement autorisée. La dynamique généralement observée d'un écroulement de fréquence est de l'ordre de la seconde.

- La cascade de surcharges

La cascade de surcharge commence par l'évolution de la consommation, des tensions basses, le déclenchement d'une ligne ou d'un transformateur, etc. Lors d'incidents sérieux, à cause du phénomène de report de charge sur les autres ouvrages, la cascade de surcharge apparaît. La situation du réseau devient de plus en plus dégradée lorsque de plus en plus d'ouvrages déclenchent. Le réseau se sépare, l'écroulement de tension, ou/et la perte de synchronisme apparaissent. La dynamique observée d'une cascade de surcharge est de dizaines de minutes dues aux temporisations de déclenchement des protections de surcharge des lignes.

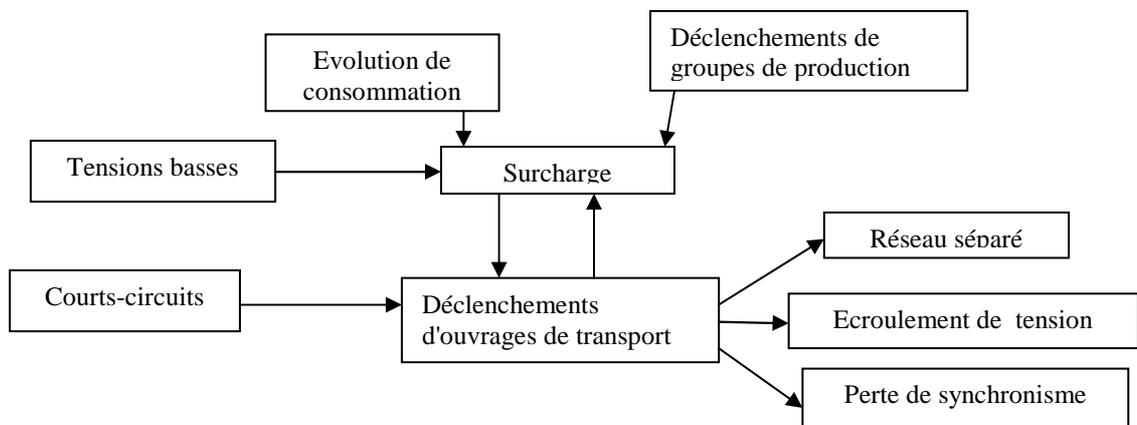


Figure 1.9 : Mécanisme de cascade de surcharge

- La rupture de synchronisme

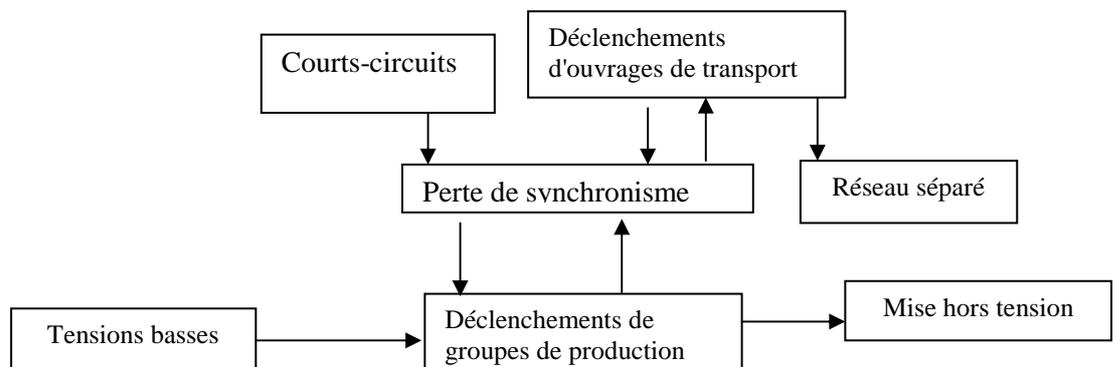


Figure 1.10 : Mécanisme de perte de synchronisme

Les déclenchements d'ouvrages de transport, les courts-circuits, les tensions basses ou les déclenchements de groupes de production peuvent tendre à affaiblir les liens électriques entre la région concernée et le reste du réseau. La perte de synchronisme se produit alors. La dynamique généralement observée d'une perte de synchronisme est de l'ordre de la seconde.

1.6.4 Prévention contre l'écroulement de tension

Coté prévention et réparation, il est notamment nécessaire de bien dimensionner les moyens de compensation de la puissance réactive, et disposer de sources de puissance réactive répondant avec la performance attendue et placées près des lieux de consommation, pouvoir mobiliser efficacement les réserves de puissance réactive grâce à des dispositifs de réglage fiables et opérationnels.

Coté surveillance et action, Contrôler et maîtriser, en temps réel, le plan de tension grâce aux actions automatiques (réglages primaire et secondaire) et manuelles (réglage tertiaire).

1.6.5 Prévention contre l'écroulement de fréquence

Coté prévention et réparation, il faut une Prévision de consommation précise et fiable, et un plan de production capable de couvrir la prévision de consommation et les échanges avec une marge suffisante.

Coté surveillance et action, s'assurer de la disponibilité effective en temps réel des réserves de puissance constituées, et Contrôler la fréquence en régime normal grâce aux actions automatiques (réglages primaire et secondaire fréquence/puissance) et manuelles (réglage tertiaire).

1.6.6 La prévention contre la rupture de synchronisme

Coté prévention et réparation, disposer, sur les groupes, de systèmes de régulation de tension et de vitesse opérationnels et correctement réglés, et disposer d'un plan de protection performant, éviter les topologies de réseau propices au développement du phénomène.

Coté surveillance et action, contrôler l'accélération des groupes par l'action automatique des régulateurs de vitesse/accéléromètres à seuil.

Malgré toutes les précautions prises, le système électrique n'est pas à l'abri d'incidents majeurs, Il faut prévoir des mesures spécifiques pour limiter les conséquences des incidents,

Certaines de ces actions doivent être automatiques et rapides.

1.7 Conclusion

Dans notre travail pour assurer une bonne sécurité du réseau et une bonne continuité de service, on s'est intéressé surtout au contrôle de la tension et l'optimisation de la puissance réactive. Ces derniers sont parmi les paramètres les plus importants dans la conduite des réseaux.

CHAPITRE 2

Etude des dispositifs FACTS

2.1 Introduction

La demande de l'énergie électrique, ne cesse de croître et les structures existantes parviennent à peine à la combler. La construction de nouvelles centrales de production, de nouvelles lignes de transport s'impose. Mais, ceci nécessite un gros investissement et une politique à long terme qui demande beaucoup de moyens pour y faire face. C'est dans ce nouveau contexte que les spécialistes des réseaux électriques se voient de plus en plus confrontés à de nombreux défis. Le développement des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) ouvre de nouvelles perspectives pour une meilleure exploitation des réseaux par leur action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau.

Le concept FACTS regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. Les dispositifs FACTS en générale permettent donc un contrôle amélioré des systèmes électriques déjà en place. Ces éléments agissent en fait comme des impédances dont la valeur change en fonction de l'angle d'amorçages des thyristors. Dans ce chapitre nous allons étudier les différents dispositifs FACTS, afin d'envisager leurs applications pour renforcer et améliorer le bon fonctionnement des réseaux électriques.

Les dispositifs FACTS peuvent être divisés en trois catégories selon le mode de couplage :

- Les dispositifs Shunts connectés en parallèle dans les postes du réseau;
- Les dispositifs séries insérés en série avec les lignes de transport;
- Les dispositifs combinés série – parallèle qui recourent simultanément aux deux couplages.

2.2 Dispositifs Shunts [5, 12,78]

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

compatibles avec la charge. En régime permanent, la compensation réactive est utilisée pour le maintien de la tension aux nœuds. En régime transitoire, les dispositifs shunts permettent un contrôle dynamique de la tension pour l'amélioration de la stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations de puissance. Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont les suivants :

2. 2.1 Compensateur statique de puissance réactive (SVC) [5,26]

Le Compensateur statique de puissance réactive (SVC) est un dispositif de compensation shunts de la famille flexible de systèmes de transmission à courant alternatif (FACTS). Il peut fournir en continu la puissance réactive nécessaire pour contrôler les fluctuations dynamiques de la tension sous différents régimes de fonctionnement et ainsi améliorer les performances de réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique. L'installation de SVC en un ou plusieurs points spécifiques du réseau peut accroître la capacité de transit et réduire les pertes tout en maintenant un profil de tension régulier sous différents régimes.

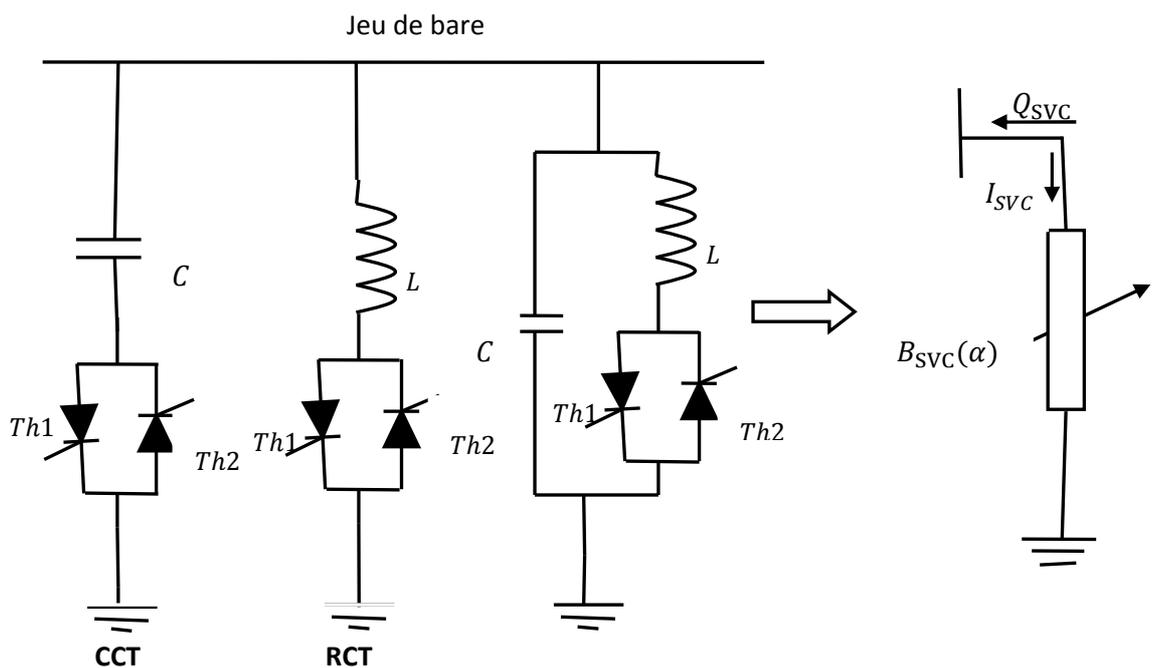


Figure.2.1: Modele du SVC

La figure. 2.1 donne une représentation schématique monophasée d'un compensateur statique. Il est composé d'un condensateur avec une réactance capacitive X_C et d'une bobine d'inductance avec la réactance X_L . Ce système utilise l'angle d'amorçage α des thyristors

pour contrôler le courant dans la réactance alors que le contrôle de la puissance réactive par cette méthode est rapide et d'une façon continue. Le RCT ne peut absorber que de l'énergie réactive, puisque il est constitué d'éléments inductifs. C'est pour cela que l'on associe ses dispositifs avec des bancs de condensateur commandé par thyristor (CCT) qui fournit de l'énergie réactive au réseau. Ce dispositif est associé à des filtres LC accordés pour éliminer les harmoniques.

La caractéristique statique de SVC est donnée par la figure. 2.2. Trois zones sont distinctes :

- Pour $V_{min} < V < V_{max}$: est une zone de réglage où l'énergie réactive est une combinaison des CCT et RCT.
- Pour $V > V_{max}$: est une zone où le RCT donne son énergie maximale, les condensateurs sont déconnectés.
- Pour $V < V_{min}$: est une zone où les capacités seul sont connectées au réseau.

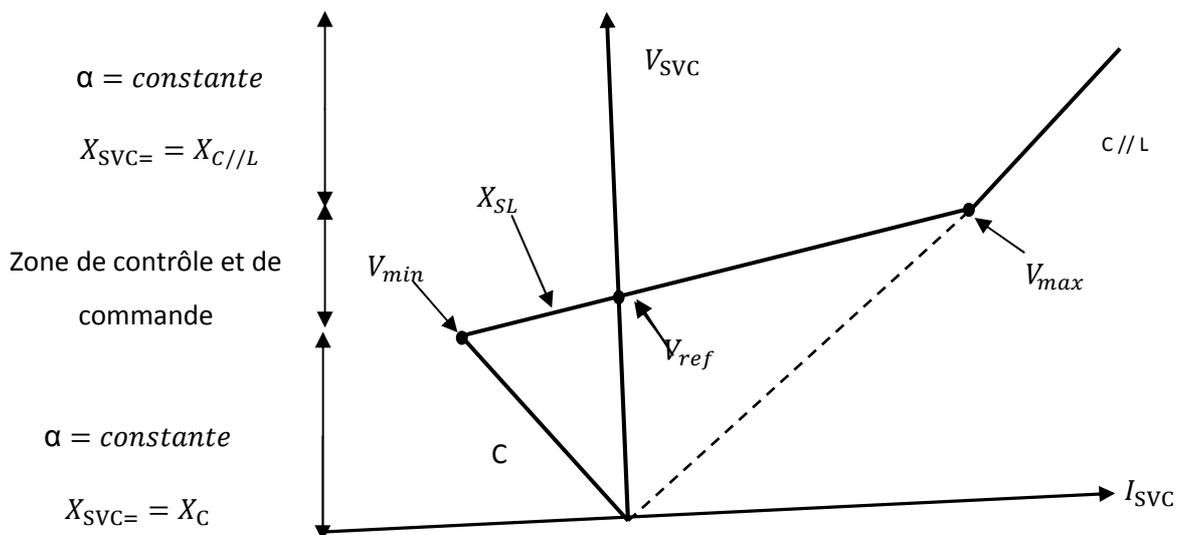


Figure 2.2: Fonctionnement du compensateur statique

Le dispositif SVC ou compensateur shunts présente les avantages suivants :

- Régler la tension de la ligne ;
- fournir de l'énergie lors d'une panne momentanée ;
- éliminer la distorsion de tension et atténuer les oscillations de puissance;

- augmenter la capacité de transport et la limite de stabilité facteur de puissance ;
- réduire les pertes de transmission.

2. 2.2 Compensateur synchrone statique(STATCOM) [23,24]

Le STATCOM est la version avancée des SVC ,constituée d'un convertisseur de tension à base des thyristors GTO ou IGBT associé à des batteries de condensateurs comme source de tension continue et l'ensemble connecté en parallèle au réseau à travers un transformateur de couplage. Le principe de ce type de compensateur est connu depuis la fin des années 70, mais ce n'est que dans les années 90 que ce type de compensateur a connu un essor important grâce aux développements des interrupteurs GTO de forte puissance.

Il est basé sur la structure d'un convertisseur de tension triphasé. Il est principalement utilisé pour la compensation dynamique des réseaux, afin de faciliter la tenue en tension, d'accroître la stabilité en régime transitoire et d'amortir les oscillations de puissance.

Le STATCOM présente plusieurs avantages :

- Bonne réponse à faible tension : le STATCOM est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle.
- Bonne réponse dynamique : Le système répond instantanément.

Le STATCOM peut être conçu pour agir également en tant que filtre active pour absorber les harmoniques du système. Les cellules de commutation sont bidirectionnelles, c'est -à- dire formes de GTO et de diodes en antiparallèle. Le schéma de base du STACOM est donné par la figure .2.3.

Le principe de fonctionnement de STATCOM est similaire à celui du compensateur synchrone. Les tensions de sortie sont générées par un onduleur au lieu d'avoir d'être créées par un groupe tournant.

Le STATCOM est un circuit avec un seul port monté en parallèle avec le réseau, il utilise la commutation forcée, la fréquence de commutation des interrupteurs est élevée, son élément de stockage d'énergie est un condensateur et ceci implique un port DC.

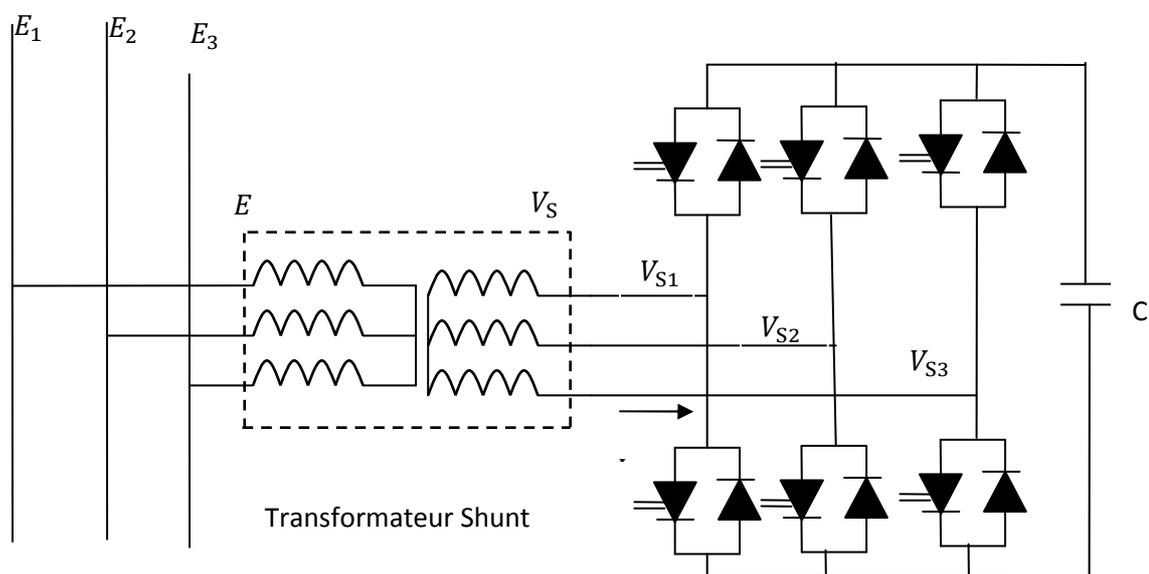


Figure 2.3 : Schéma de base du STATCOM

L'échange de puissance réactive avec le réseau se fait en faisant varier l'amplitude des tensions de sortie. Selon l'amplitude de ces tensions, les trois régimes de fonctionnement suivants sont possibles pour le STATCOM (Figure.2.4).

- Si $V_S < E$, le courant circulant dans l'inductance le courant est déphasé de $\pi/2$ par rapport à la tension E ou le courant est capacitif.
- Si $V_S > E$, le courant circulant dans l'inductance le courant est déphasé de $-\pi/2$ par rapport à la tension E ou le courant est inductif.
- Si $V_S = E$, le courant circulant dans l'inductance est nul, il n'y a pas d'échange d'énergie. On considère dans ce fonctionnement que les tensions sont triphasées et équilibrées. Par ailleurs, l'amplitude de la tension de sortie V_S est proportionnelle à la tension continue aux bornes du condensateur.

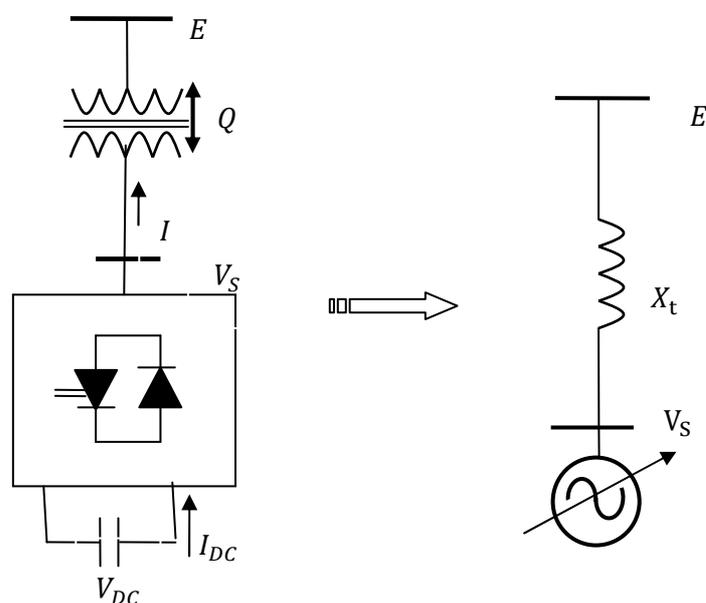


Figure.2.4: Présentation d'un compensateur

L'avantage de ce dispositif est de pouvoir échanger de l'énergie de nature inductive ou capacitive uniquement à l'aide d'une inductance. Contrairement au SVC, il n'y a pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau.

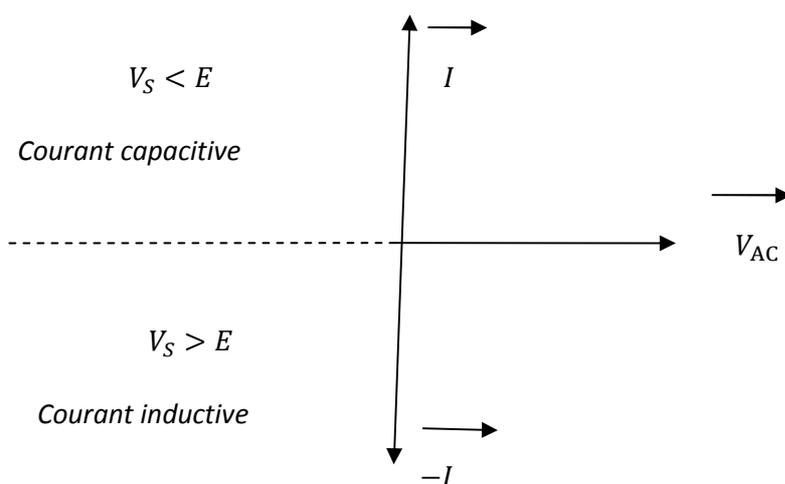


Figure2.5: Diagramme Vectorielle du STATCOM

La caractéristique statique de ce convertisseur est donnée par la figure 2.6. Ce dispositif a l'avantage, contrairement au SVC, de pouvoir fournir un courant constant important même lorsque la tension V diminue.

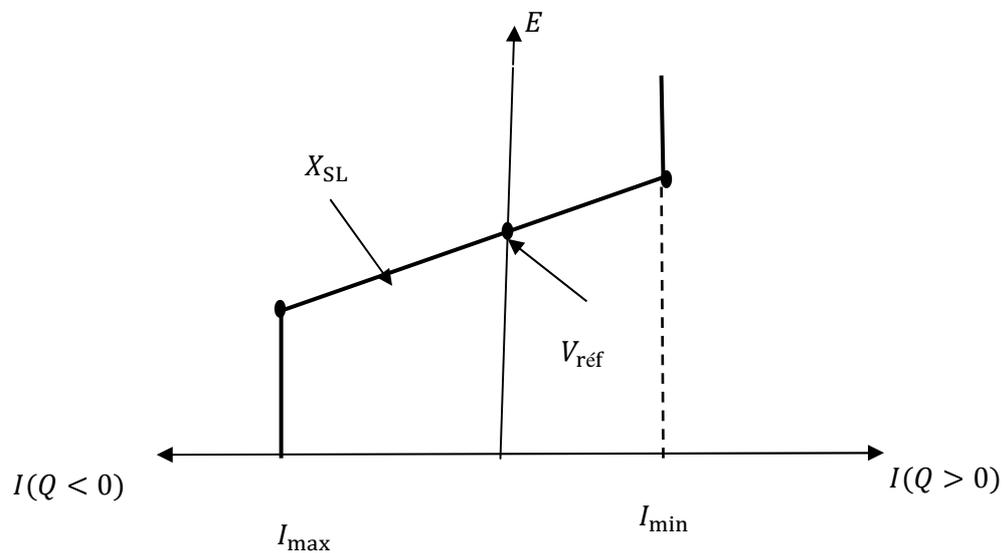


Figure 2.6: Caractéristique Statique du STATCOM

2.3 Dispositifs séries [5, 12,78]

La réactance des lignes est une des limitations principale de la transmission de courant alternatif à travers les longues lignes. Pour remédier à ce problème, la compensation série capacitive a été introduite afin de réduire la partie réactive de l'impédance de la ligne. Les dispositifs FACTS de compensation série sont des évolutions des condensateurs série fixes. Ils agissent généralement en insérant une tension capacitive sur la ligne de transport qui permet de compenser les chutes de tension inductive.

Ces FACTS en série avec le réseau peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) ou une source de tension variable. En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en insérant des éléments en série avec celles-ci.

2.3.1 Dispositifs séries à base de thyristor

Ces dispositifs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) où une source de tension variable. Les plus connus sont:

2.3.1.1 Le TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*) [5,11]

Il est constitué par un ensemble de condensateurs et d'inductances commandées par thyristors montés en tête-bêche dans chaque phase, chacun d'entre eux étant ainsi conducteur pendant une demi-période. La puissance réactive absorbée par l'inductance varie en contrôlant la valeur efficace du courant qui la traverse en agissant sur l'angle d'amorçage des thyristors (figure 2.7).

Ces appareils ont vu leurs possibilités de s'accroître grâce aux progrès de l'électronique de puissance. Ils sont capables de remplir de diverses fonctions telles que le maintien de la tension, le contrôle de la gestion des flux de puissance et l'augmentation de la puissance maximale transmissible.

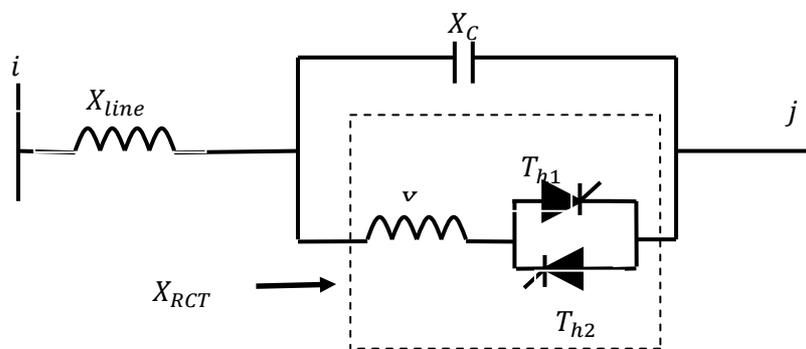


Figure 2.7 : Insertion d'un TCSC sur une ligne

La valeur de l'impédance du TCSC est modifiée en contrôlant le courant circulant dans l'inductance au moyen de circuit de commande des thyristors. Trois régimes de fonctionnement peuvent être distingués (figure 2.8).

1. Les thyristors sont bloqués; le courant de la ligne passe uniquement par le condensateur. le TCSC a alors une impédance fixe correspondant à celle du condensateur.

2. Les thyristors sont en pleine conduction; l'impédance du TCSC est fixe et correspond à l'impédance équivalente résultant de la mise en parallèle de la capacité et l'inductance.

3. Les thyristors sont commandés en conduction partielle. Un courant de boucle circule dans le TCSC et la réactance apparente de ce dernier est supérieure à celle de la capacité (ou de l'inductance) seule.

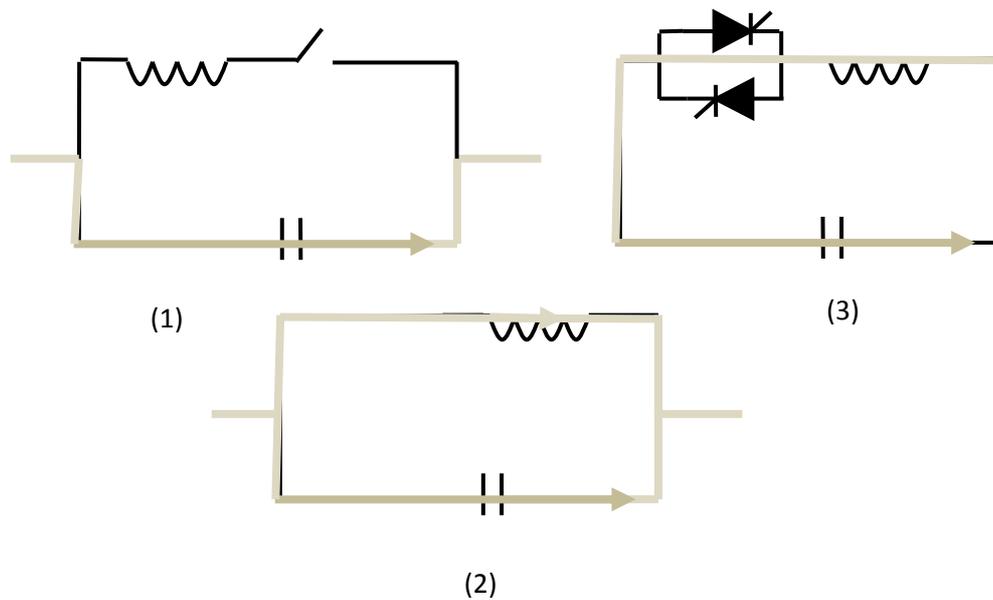


Figure.2.8 Régime de fonctionnement du TCSC

La figure (2.9) représente la réactance équivalente du TCSC en fonction de l'angle d'amorçage des thyristors.

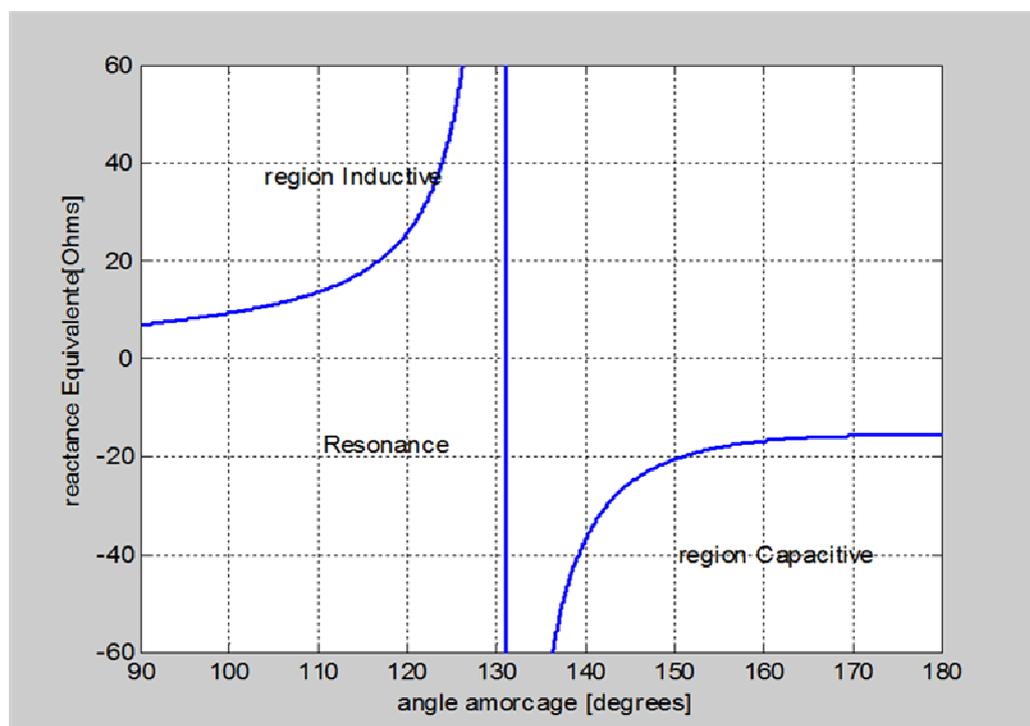


Figure 2.9 : Réactance équivalente en fonction de l'angle d'amorçage

2.3.1.2 TSSC (*Thyristor Switched Series Capacitor*) [11]

La différence entre ce système et le TCSC est que l'angle d'amorçage est soit de 90 degrés soit de 180 degrés.

2.3.1.3 TCSR (*Thyristor Controlled Series Reactor*) [11]

Le TCSR est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristor afin de fournir une réactance inductive série variable (figure 2.10).

Lorsque l'angle d'amorçage de la réactance commandée par thyristor est de 180 degrés, il cesse de conduire, et la réactance non contrôlable X_1 agit comme un limiteur de courant de défaut.

Pendant que l'angle d'amorçage diminue en dessous de 180 degrés, la réactance équivalente diminue jusqu'à l'angle de 90 degrés, où elle est la combinaison parallèle de deux réactances.

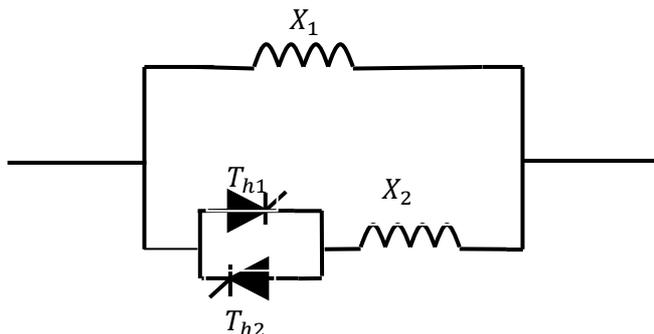


Figure 2.10: Structure du TCSR

2.3.1.4 TSSR (Thyristor Switched Series Reactor)

La différence entre ce système et le TCSR est que l'angle d'amorçage est soit de 90 degrés ou de 180 degrés.

2.3.1.5 SSSC (Compensateur statique série synchrone) [11,23, 24]

Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) injecte une tension en série avec la ligne de transmission à travers un transformateur série figure (2.11).

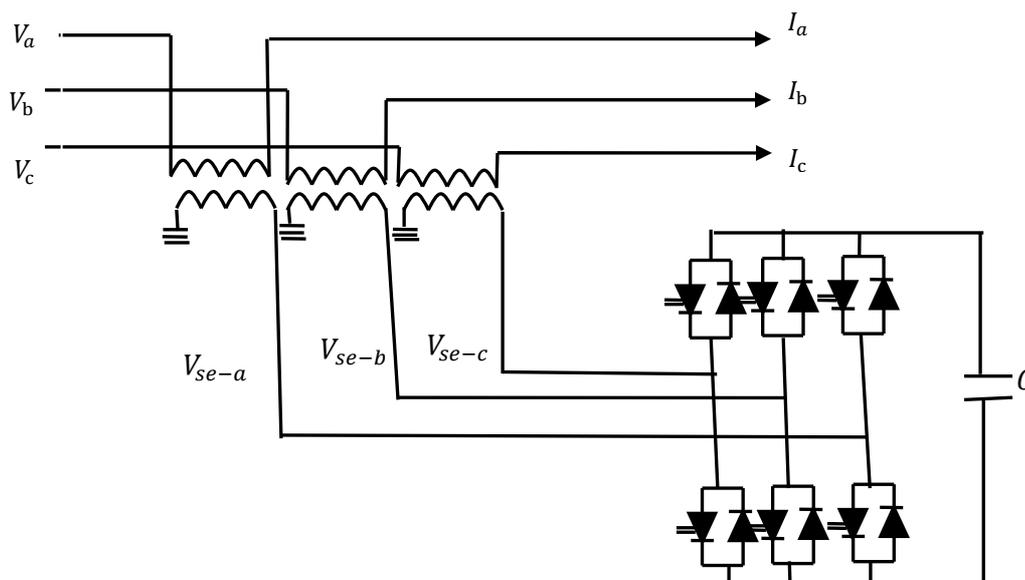


Figure.2.11 : Schéma de base du SSSC

La tension générée est en quadrature avec, et contrôlée séparément, du courant qui passe à travers la ligne dont le but d'augmenter ou de diminuer la tension injectée en série dans la ligne et par conséquent contrôler le flux de puissance qui passe à travers la ligne. Comme le STATCOM le SSSC peut acquérir un élément de stockage d'énergie pour une compensation de la puissance active momentanément qui résulte dans un maintien efficace de la stabilité du réseau électrique. Le SSSC, a une fonction comparable au TCSC [11]. Mais contrairement à ce dernier qui présente une zone morte à la résonance parallèle, le réglage est continu. Et comme ce système ne consomme pas de réactive à partir du réseau et possède son propre énergie réactive stockées dans les batteries de condensateur il a l'aptitude de contrôler à la fois la puissance active et réactive. Sa caractéristique statique est donnée sur la figure 2.12 suivante:

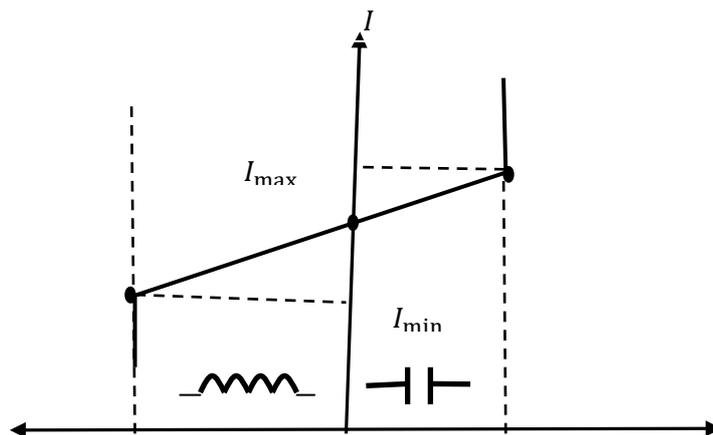


Figure 2.12 : Caractéristique Statique du SSSC

2. 4 Dispositifs hybrides série -shunt

Ces dispositifs constituent une combinaison des dispositifs séries et shunts commandés d'une manière coordonnée afin d'accomplir un contrôle prédéfini. Ces dispositifs permettent un contrôle multi variables, ils servent à contrôler le flux de puissance active et réactive, la tension et l'angle de transport.

2.4.1 SPS (Static Phase Shifter)

Le déphaseur statique est un transformateur déphaseur à base de thyristors, ce dispositif a été conçu pour remplacer les anciens transformateurs déphaseurs commandés mécaniquement. Il est constitué de deux transformateurs l'un branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle, la figure 1.13 donne un schéma de principe de ce dispositif. [11,5]

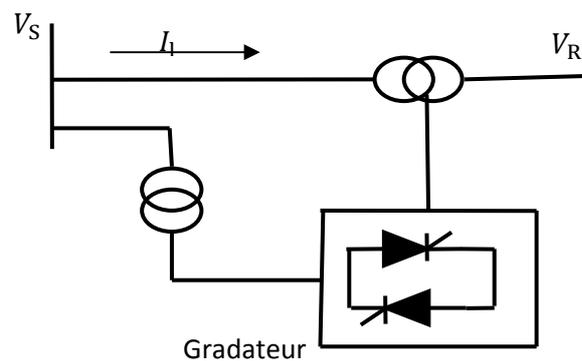


Figure 2.13 : Schéma de Principe du SPS

2.4.2 IPFC (contrôleur de puissance interlignes)

La combinaison de deux ou plusieurs SSSC, couplés via un bus continu commun, permet de faciliter l'échange de puissance active entre les différentes lignes. Ils sont contrôlés pour assurer une compensation réactive des lignes pour ajuster le flux de puissance active et la distribution désirée de la puissance réactive le long des lignes [5]. La Figure 2.14 montre une structure générale d'un IPFC. Sous sa forme générale, l'IPFC utilise des convertisseurs DC-DC placés en série avec la ligne à compensé.

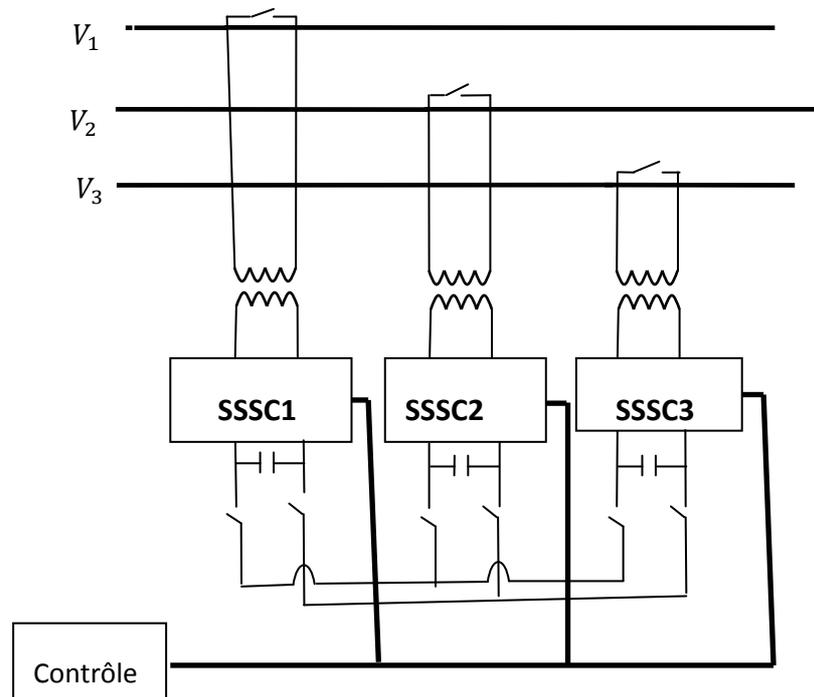


Figure 2.14 : Contrôleur de puissance interlignes.

L'IPFC trouve application dans les grandes stations afin d'assurer la compensation de plusieurs lignes de transport. Les SSSC sont utilisés afin de maximiser la puissance active transmissible sur une ligne. Avec l'IPFC, la puissance active peut être transférée entre les différentes lignes. Donc, il sera possible de :

- Egaliser les puissances active et réactive entre les lignes de transport
- Augmenter la puissance maximale transmise à travers les lignes de transport.
- La compensation de la demande en puissance réactive et ainsi réduire les chutes de tension.
- Améliorer l'efficacité des systèmes électriques en régime dynamique.

2.4.3 UPFC (contrôleur de puissance unifié)

L'UPFC est une combinaison d'un STATCOM et un SSSC, couplés par une ligne DC commune, pour permettre un flux bidirectionnel de la puissance active entre la sortie série du SSSC et la sortie shunt du STATCOM. Il est contrôlé pour fournir une compensation série

d'énergie active et réactive sans avoir besoin d'une source d'énergie électrique externe. L'UPFC est capable d'assurer un contrôle de la tension, impédance et l'angle de ligne ainsi qu'assurer une compensation en énergie réactive. Ceci rend l'UPFC un des éléments FACTS clé dans l'exploitation moderne des réseaux électriques [5].

Le dispositif UPFC est constitué de deux onduleurs triphasés de tension à thyristors GTO, l'un connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur triphasé, l'autre connecté en série avec le réseau via trois transformateurs monophasés dont les primaires sont reliés, entre eux, en étoile figure 2. 15.

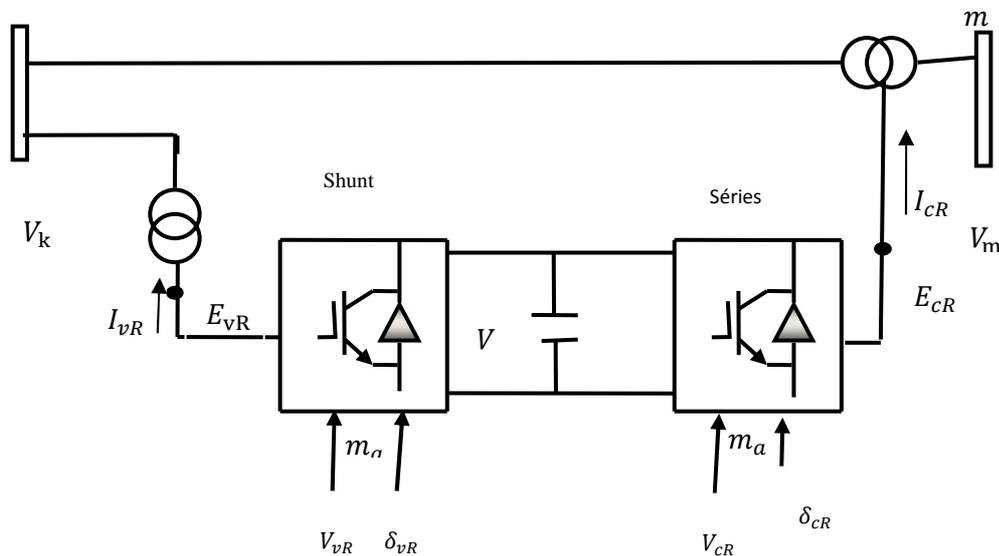


Figure 2.15 : Schéma de base de l'UPFC

2. 5 Conclusion

L'intérêt majeur de la technologie FACTS pour les opérateurs de l'énergie électrique est d'ouvrir plus d'opportunités pour le contrôle de la puissance et d'augmenter les capacités utilisables des présentes lignes sous les conditions normales. Ces possibilités résultent par l'habilité des contrôleurs FACTS de contrôler les paramètres du réseau tel que les impédances séries, impédances shunts, courant, tension angle de phase.

CHAPITRE 3

Modélisation des éléments du réseau électrique

3.1 Introduction

Un réseau d'énergie électrique comprend des génératrices, des lignes de transport et distribution, et un ensemble de consommateurs, qui constituent la charge de réseau, en outre le réseau comporte également des transformateurs et des appareils de protection. L'ensemble des systèmes électriques comporte en gros trois sous-systèmes :

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

Vu la complexité d'un réseau d'énergie électrique, il faut simplifier leur représentation pour établir des modèles ou des schémas équivalents des principaux composants à savoir, les générateurs, les différents types de transformateurs, des lignes, les charges et les dispositifs FACTS. Ceux-ci sont ensuite intégrés dans des programmes de calcul permettant de simuler leurs effets dans l'ensemble du système.

3.2 Modélisation des générateurs

Les générateurs sont des éléments qui permettent la conversion de l'énergie (mécanique, photonique, chimique...) vers une forme électrique. Ils peuvent fournir, ou consommer, de l'énergie active ou réactive et ils peuvent maintenir un niveau de tension désirée. Un générateur peut être considéré comme une source de puissance active et réactive qui peut maintenir une tension de consigne. À cause de facteurs comme la limite thermique du rotor, celle du stator et la limite de stabilité au régime permanent, le fonctionnement d'un générateur est limité en puissance active ainsi qu'en puissance réactive. Ainsi un générateur peut être modélisé selon le schéma de la figure (3.1).

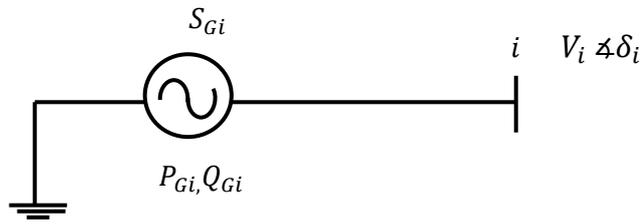


Figure 3.1: Modèle du générateur

Avec :

S_i : Puissance apparente complexe

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

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

V_i : Tension complexe au nœud i

δ_i : Déphasage de la tension au nœud i

Les limites de production des générateurs sont définies par:

$$P_{Gi,min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi,max} \quad (3.1)$$

$$Q_{Gi,min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi,max} \quad (3.2)$$

Dans les calculs de transit de puissance, la puissance P_{Gi} est prise constante et la tension

V_i peut être maintenue en module à une valeur consigne constante. La phase δ_i et la puissance réactive quand à elles dépendent de l'état du réseau. Lorsque Q_{Gi} dépasse une de ces limites, sa valeur est fixée à cette valeur limite et la tension ne peut plus être contrôlée. Le nœud n'est plus considéré comme générateur mais comme une charge.

3.3 Modélisation d'une charge

Une charge peut être modélisée par une impédance qui consomme une quantité constante de puissances active et réactive (Figures 3.2).

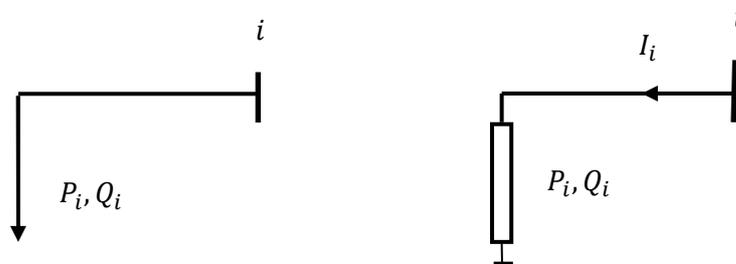


Figure 3.2. Modélisation d'une charge.

3.4 Modélisation d'une compensation shunt

Dans la plupart des cas, les éléments shunts sont des dispositifs destinés à la compensation de l'énergie réactive et la tenue de la tension. Chaque élément connecté au réseau sera modélisé, suivant le cas, par une admittance équivalente y de la forme :

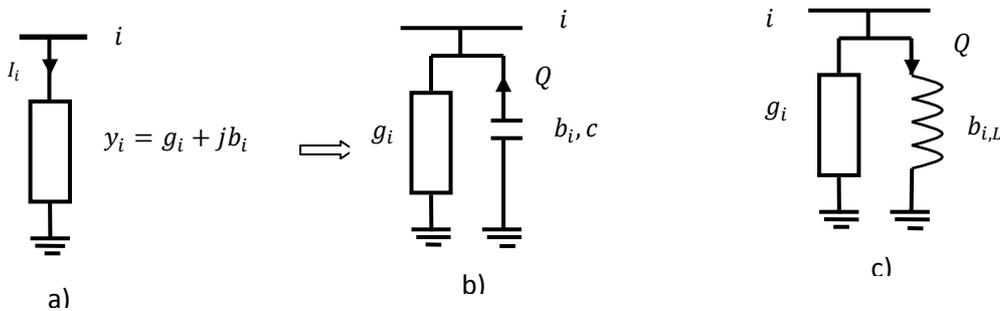


Figure 3.3 : Modèles des éléments shunt : a) symbole, b) élément capacitif, c) élément inductif.

3.5 Modélisation de ligne longue [83]

Généralement la ligne de transport est modélisée par un schéma équivalent en Π qui se

compose d'une impédance série (résistance R en série avec une réactance inductive X), et une

admittance shunt qui consiste en une susceptance capacitive B (due à l'effet capacitif de la ligne avec la terre) en parallèle avec une conductance d'isolation G . Voir (Figure. 3.4).

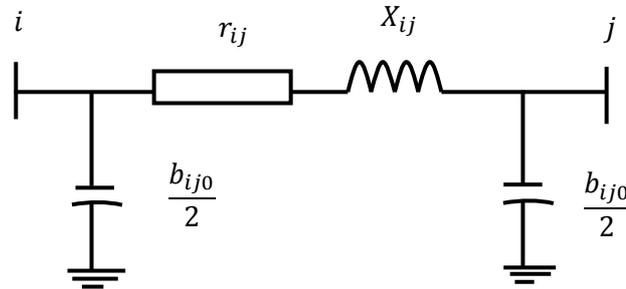


Figure. 3.4 : Modèles en π des lignes de transport

La matrice d'admittance nodale d'une ligne reliant un nœud i à un nœud j est donné par :

$$Y_{BUS} = \begin{pmatrix} y_{ij} + y_{ij0}/2 & -y_{ij} \\ -y_{ij} & y_{ij} + y_{ij0}/2 \end{pmatrix} \quad (3.3)$$

Où l'admittance longitudinale y_{ij} vaut

$$y_{ij} = \frac{1}{r_{ij} + jx_{ij}} = g_{ij} + jb_{ij} \quad (3.4)$$

L'admittance transversale correspondant aux effets capacitifs s'écrit :

$$y_{ij0} = jb_{ij0} \quad (3.5)$$

Avec :

r_{ij} : Résistance longitudinale ;

x_{ij} : Réactance longitudinale ;

b_{ij} : susceptance transversale.

3.6 Modélisation d'un transformateur [83]

Un transformateur de l'énergie électrique est représenté par un quadripôle en Π non symétrique. Les grandeurs associées sont le rapport de transformation a et l'impédance de

fuite. Les rapports a_{ij} sont inclus dans les éléments de la matrice admittance, c'est-à-dire que les susceptances de la matrice admittance B_{ij} sont vues comme des fonctions de rapports de transformation a (Figure. 3.5).

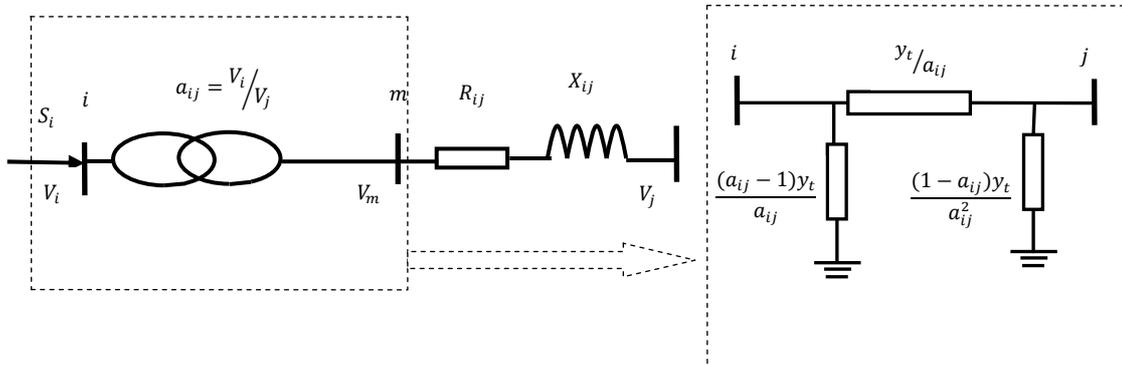


Figure. 3.5 : Modèle des transformateurs.

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

$$Y_t = \begin{bmatrix} y_{ij}/a_{ij}^2 & -y_{ij}/a \\ -y_{ij}/a & y_{ij} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

3.7 Modélisation des dispositifs FACTS

La modélisation des dispositifs FACTS est basée sur :

- L'injection de puissances équivalentes.
- La création d'un nœud fictif.
- La modification de la matrice admittance.

3.7.1 Injection de puissances aux extrémités de la ligne

Une des méthodes les plus répandues consiste à représenter les dispositifs FACTS sous forme d'injections de puissances aux nœuds telles que représentées dans la figure. 3.7.

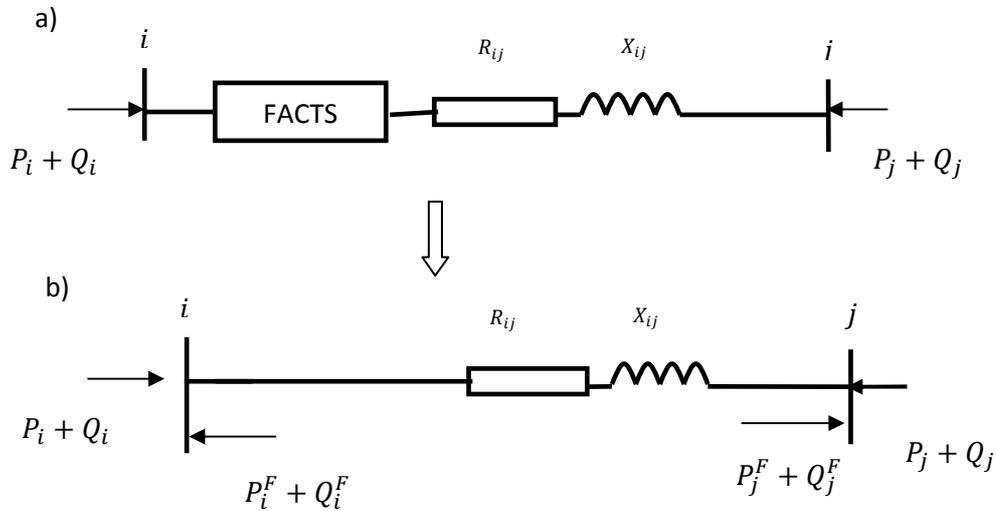


Figure 3.7: Modélisation par injection de puissance: a) ligne avec FACTS

b) Représentation avec injections équivalentes

Le principe consiste à remplacer l'effet dû au dispositif FACTS sur les transits de puissances dans la ligne (Figure. 3.7 (a)), par des injections de puissances aux deux extrémités (Figure. 3.7 (b)). Celles-ci sont calculées de manière à ce que l'effet produit soit équivalent à celui du dispositif en question [12]. Les injections de puissances active et réactive au nœud i sont données par :

$$P_i^F = P_{ij} - P_{ij}^F \quad (3.7)$$

$$Q_i^F = Q_{ij} - Q_{ij}^F \quad (3.8)$$

Avec :

P_i^F, Q_i^F : Injections équivalentes de puissances active et réactive au nœud i .

P_{ij}, Q_{ij} Transits de puissances active et réactive sans dispositif FACTS.

P_{ij}^F, Q_{ij}^F Transits de puissances active et réactive avec le FACTS dans la ligne.

Les injections de puissances actives aux nœuds PV et PQ s'écrivent :

$$P_i + P_i^F = V_i \sum_{k=1}^n V_j [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (3.9)$$

et les puissances réactives injectées aux nœuds PQ s'écrivent :

$$Q_i + Q_i^F = -V_i \sum_{k=1}^n V_j [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (3.10)$$

Avec:

- n nombre de nœuds du système.

Les valeurs des injections, P_i^F, Q_i^F sont calculées après chaque itération, mais ne sont pas utilisées dans le calcul de la matrice jacobienne.

3.7.2 Création d'un nœud fictif

Une modélisation de FACTS basée sur la création d'un nœud fictif est présentée dans [25]. Le modèle du dispositif permettant de contrôler les transits de puissances active et réactive, est illustré à la figure. 3.7.

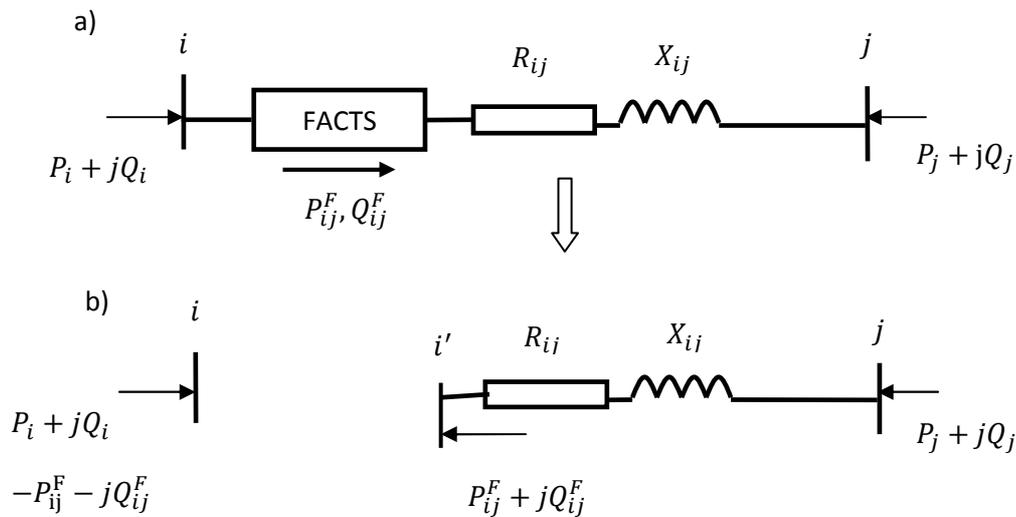


Figure. 3.7 : Modélisation avec nœud fictif : a) ligne avec FACTS, b) représentation équivalente

Les valeurs de consigne des dispositifs sont directement exprimées en termes de puissances circulant dans les lignes ou injectées aux nœuds (Figure. 3.8(a)). Un nœud fictif i' dans lequel la ou les puissances contrôlées sont injectées, est temporairement créé. Pour conserver le bilan de puissance, la puissance injectée au nœud i' est soustraite au nœud i (Figure. 3.8 (b)). Le nouveau nœud est pris en compte dans le calcul de répartition des puissances en modifiant la structure de la matrice jacobienne.

3.7.3 Modification de la matrice d'admittance nodale

Les FACTS sont envisagés comme des éléments venant modifier directement la matrice d'admittance nodale du réseau [12]. Ils sont insérés dans la ligne selon la représentation de la figure. 3.8 Selon le type de FACTS modélisé, le dispositif peut être placé au milieu ou à une extrémité de la ligne.

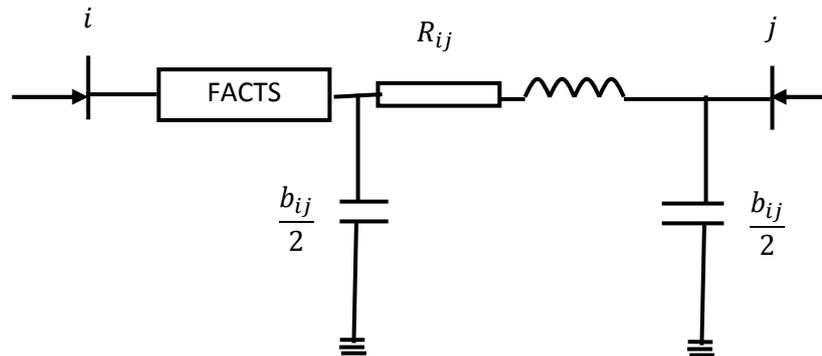


Figure.3.8 : Intégration du dispositif FACTS dans une ligne

Les paramètres d'une ligne équivalente sont déterminés et substitués à ceux de la ligne sans FACTS dans la matrice d'admittance nodale. Cette dernière est modifiée de la manière suivante:

$$Y_{mod} = \begin{bmatrix} Y'_{ii} & Y'_{ij} \\ Y'_{ji} & Y'_{jj} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & Y_{ij} \\ Y_{ji} & Y_{jj} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{ii}^F & Y_{ij}^F \\ Y_{ji}^F & Y_{jj}^F \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Selon le type de FACTS et sa position dans la ligne, seule une partie des coefficients de la matrice Y subissent des modifications.

3.8 Modélisation des dispositifs FACTS shunt [5,13]

3.8.1 Modélisation du SVC

Le compensateur statique de puissance réactive est modélisé par une admittance shunt variable figure 3.9. Le SVC étant supposé sans pertes, l'admittance est donc purement imaginaire de nature capacitive ou inductive afin de fournir, respectivement d'absorber, de la puissance réactive. [13]

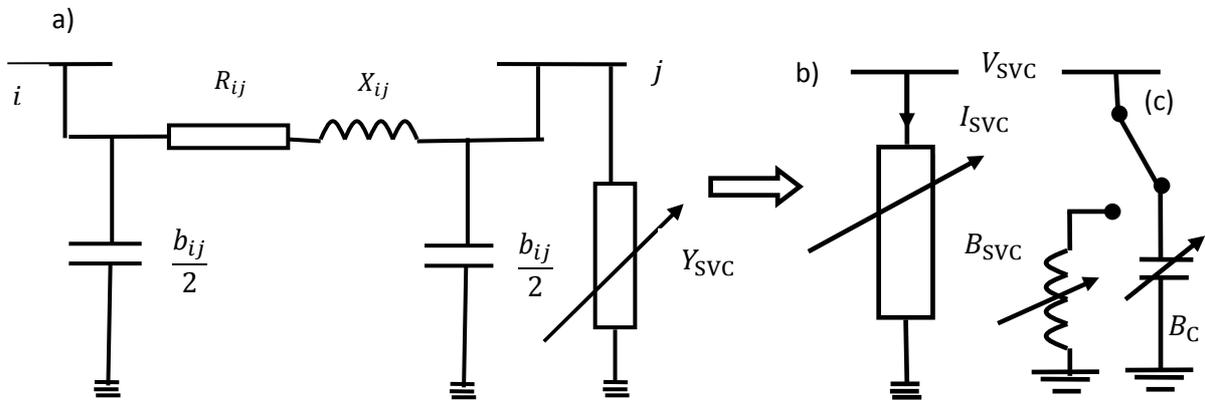


Figure.3.9 : Modélisation d'un SVC: a) SVC placé en un Nœud j, b) symbole, c)modèle du SVC

La modélisation du SVC est basée sur deux modèles :

1^{er} modèle : on considère le SVC comme une susceptance shunt variable [5]

2^{eme} modèle : on considère le SVC comme une susceptance shunt variable et angle d'amorçage variable.

Le courant absorbé par le SVC est donné par l'équation :

$$I_{SVC} = jB_{SVC}V_k \quad (3-12)$$

La puissance réactive absorbée par le SVC et aussi injecté dans le nœud k est donnée par l'équation

$$Q_{svc} = Q_k = -v_k^2 B_{svc} \quad (3-13)$$

La linéarisation de l'équation est donnée par

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & Q_k \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta B_{svc} / B_{svc} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (3-14)$$

Le calcul itératif de la nouvelle variable du shunt Susceptance est calculé par :

$$B_{svc}^{(i)} = B_{svc}^{(i-1)} + \left(\frac{\Delta B_{svc}}{B_{svc}} \right)^{(i)} B_{svc}^{(i-1)} \quad (3-15)$$

Cette valeur représente la valeur totale nécessaire pour maintenir-les tensions dans tous les nœuds du réseau à une valeur spécifiée.

2^{ème} modèle :

On considère le SVC comme une susceptance shunt variable et angle d'amorçage variable.

$$Q_k = \frac{-V_k^2}{X_C X_L} \left\{ X_L - \frac{X_C}{\pi} [2(\pi - \alpha_{SVC}) + \sin(2\alpha_{SVC})] \right\} \quad (3-16)$$

De l'équation précédente, la linéarisation du SVC est donnée par :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_{kk} \end{bmatrix}^{(ii)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{2V_k^2}{\pi X_L} [\cos(2\alpha_{SVC}) - 1] \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \alpha_{SVC} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (3-17)$$

La nouvelle valeur de l'angle d'amorçage est déterminée par

$$\alpha_{SVC}^{(I)} = \alpha_{SVC}^{(I-1)} + \Delta \alpha_{SVC}^{(I)} \quad (3-18)$$

3.8.2 Modélisation du STATCOM

Le STATCOM est une deuxième génération de dispositif de FACTS. Selon l'IEEE, Le STATCOM est un moyen de compensation dynamique connecté en parallèle au système électrique, il est basé sur l'injection d'un courant AC contrôlé à travers un transformateur de couplage [79]. La structure de base d'un STATCOM ayant le schéma qui est montré par la figure. 3.10.

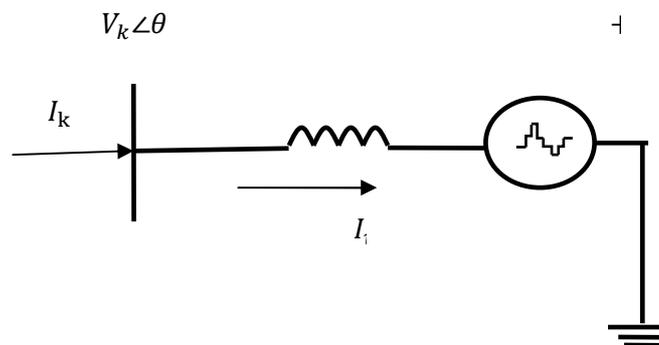


Figure 3.10: Représentation schématique du STATCOM

Le compensateur statique synchrone produit ou absorbe de la puissance réactive dans un temps plus courts en cas de besoin (rapidité de réaction). En principe, il remplit la même fonction de régulation de la tension que le SVC mais d'une façon plus robuste. Contrairement au SVC, son fonctionnement ne s'arrête pas lors de la présence des basses tensions (IEEE/CIGRE, 1995). Le STATCOM peut être représenté dans la même manière comme un compensateur synchrone, qui est dans la plupart des cas le modèle d'un générateur synchrone avec une production de puissance active nulle. Un modèle plus flexible peut réaliser la représentation du STATCOM comme une source de tension variable E_{vR} , à laquelle le module et l'angle de phase peut être réglé, en utilisant un algorithme itératif, pour satisfaire le module de la tension au moment du raccordement avec le réseau C.A. La source de tension shunt du STATCOM peut être représentée par :

$$E_{vR} = V_{vR}(\cos\delta_{vR} + j\sin\delta_{vR}) \quad (3.19)$$

Basant sur la connexion shunt (figure 3.5), On peut écrire :

$$S_{vR} = V_{vR}I_{vR}^* = V_{vR}Y_{vR}^*(V_{vR}^* - V_k^*) \quad (3.20)$$

Les équations de puissance active et réactive obtenus pour le convertisseur au nœud k , sont les suivantes, respectivement :

$$P_{vR} = V_{vR}^2 G_{vR} + V_{vR}V_k [G_{vR} \cos(\delta_{vR} - \theta_k) + B_{vR} \sin(\delta_{vR} - \theta_k)], \quad (3.21)$$

$$Q_{vR} = -V_{vR}^2 B_{vR} + V_{vR}V_k [G_{vR} \sin(\delta_{vR} - \theta_k) - B_{vR} \cos(\delta_{vR} - \theta_k)], \quad (3.22)$$

$$P_k = V_k^2 G_{vR} + V_kV_{vR} [G_{vR} \cos(\delta_k - \theta_{vR}) + B_{vR} \sin(\delta_k - \theta_{vR})], \quad (3.23)$$

$$Q_{vR} = -V_k^2 B_{vR} + V_kV_{vR} [G_{vR} \sin(\theta_k - \delta_{vR}) - B_{vR} \cos(\delta_k - \theta_{vR})], \quad (3.24)$$

3.9 Modélisation des dispositifs FACTS séries

La compensation série est parmi les meilleures techniques actuellement connue pour accroître la capacité de transfert de puissance des lignes de transmission. Les compensateurs série à thyristors utilisés peuvent être de nature capacitive ou inductive. Ils s'apparentent donc à des dispositifs de type TCSC.

3.9.1 Modélisation de TCSC

Les condensateurs séries Ils sont modélisés par des impédances variables insérées en série avec la ligne. Les dispositifs étant considérés comme idéaux, seule la partie réactive de l'impédance est prise en compte. Le modèle est formé de deux branches en parallèles formées respectivement d'une inductance et d'une capacité variable. Pour éviter les phénomènes de résonance, les branches sont enclenchées de manière exclusive à l'aide d'un interrupteur. Le modèle mathématique de TCSC est dans le schéma de la figure. 3.11.

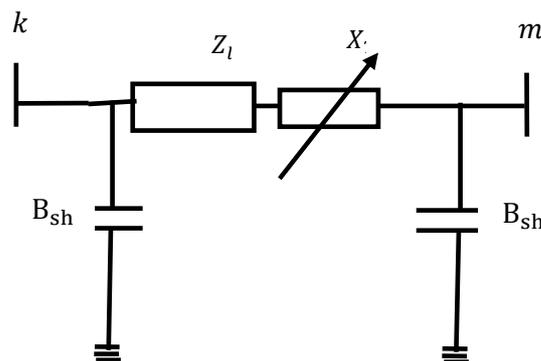


Figure 3.11. Modèle mathématiques e de TCSC

Le TCSC devient analogue à une impédance contrôlable, qui est le résultat de la mise en parallèle de la réactance équivalente d'un composant TCR et une capacité. La réactance du TCSC est donné par:

$$X_{TCSC} = X_C + K_1(2\sigma + \sin 2\sigma - K_2 \cos^2 \sigma (\varpi \tan(\varpi \sigma) - \tan \sigma)) \quad (3.25)$$

Avec:

$$\sigma = \pi - \alpha, \quad X_{LC} = \frac{X_C X_L}{X_C - X_L}$$

$$K_1 = \frac{X_c + X_{Lc}}{\pi}, \quad K_2 = \frac{4(X_{LC})^2}{\pi X_L}$$

Les réactances capacitive et inductive sont respectivement:

$$X_C = 1/C\omega, \quad X_L = 1/L\omega$$

$$\varpi = \omega_0/\omega, \quad \omega_0 = 1/(LC)^{\frac{1}{2}}, \quad \omega = 2\pi f$$

Le courant transité entre les nœuds k et m est donné l'équation matricielle suivant :

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} jB_{kk} & jB_{km} \\ jB_{mk} & jB_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

$$\text{Avec : } B_{kk} = B_{mm} = -\frac{1}{X_{TCSC}}$$

$$B_{km} = B_{mk} = \frac{1}{X_{TCSC}}$$

Pour le compensateur inductive série et en inverse le signe pour le compensateur capacitive.

La puissance active et réactive au nœud k est donné par

$$P_k = V_k V_m B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \quad (3.27)$$

$$Q_k = -V_k^2 B_{kk} - V_k V_m B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \quad (3.28)$$

3.10. Modélisation des dispositifs hybrides shunt-séries

Le contrôleur de transit de puissance unifié (UPFC) permet de contrôler simultanément la tension au nœud ainsi que le transit de puissance active. En régime permanent, il peut être représenté par une source de courant en parallèle et une source de tension en série avec la ligne.

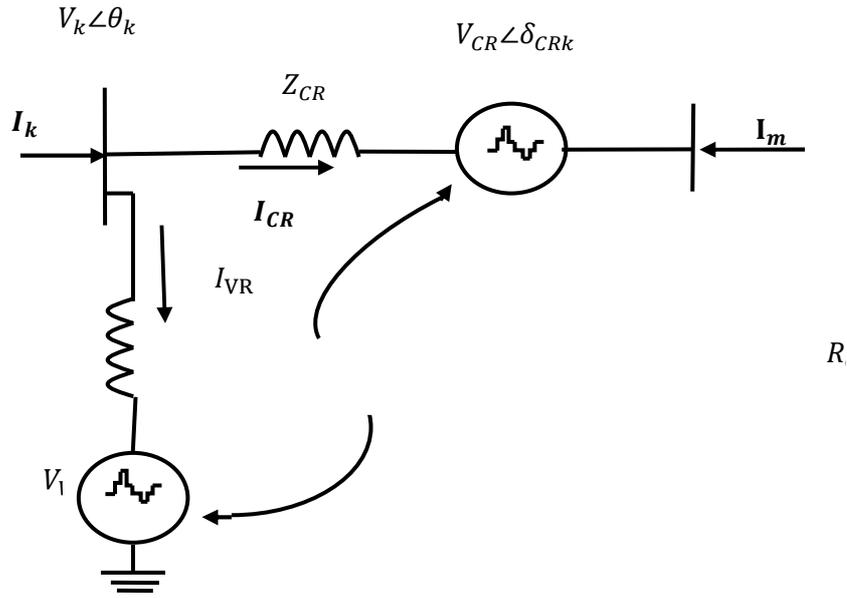


Figure 3.12 : Modèle Mathématique de l'UPFC et le Système de transmission

La tension de l'UPFC est :

$$E_{VR} = V_{VR}(\cos\delta_{VR} + j\sin\delta_{VR}) \quad (3.29)$$

$$E_{CR} = V_{CR}(\cos\delta_{CR} + j\sin\delta_{CR}) \quad (3.30)$$

V_{VR} , δ_{VR} : représente l'amplitude de la tension contrôlable du partie shunt qui est comprise entre deux limites $V_{VR\min} \leq V_{VR} \leq V_{VR\max}$ et l'angle de phase

$$0 \leq \delta_{VR} \leq 2\pi.$$

V_{CR} , δ_{CR} : représente l'amplitude de la tension contrôlable du partie séries qui est comprise entre deux limites $V_{CR\min} \leq V_{CR} \leq V_{CR\max}$ et l'angle $0 \leq \delta_{CR} \leq 2\pi$.

Pour le nœud m:

$$\begin{aligned} P_k = & V_k^2 G_{kk} + V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \\ & + V_k V_{CR} [G_{km} \cos(\theta_k - \delta_{CR}) + B_{km} \sin(\theta_k - \delta_{CR})] \\ & + V_k V_{VR} [G_{vR} \cos(\theta_k - \delta_{vR}) + B_{vR} \sin(\theta_k - \delta_{vR})] \end{aligned} \quad (3.30)$$

$$\begin{aligned}
Q_k = & -V_k^2 B_{kk} + V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \\
& + V_k V_{CR} [G_{km} \sin(\theta_k - \delta_{CR}) - B_{km} \cos(\theta_k - \delta_{CR})] \\
& + V_k V_{vR} [G_{vR} \sin(\theta_k - \delta_{vR}) - B_{vR} \cos(\theta_k - \delta_{vR})]
\end{aligned} \tag{3.31}$$

Pour le nœud m:

$$\begin{aligned}
P_m = & V_m^2 G_{mm} + V_m V_k [G_{mk} \cos(\theta_m - \theta_k) + B_{mk} \sin(\theta_m - \theta_k)] \\
& + V_m V_{CR} [G_{mm} \cos(\theta_m - \delta_{CR}) + B_{mm} \sin(\theta_m - \delta_{CR})]
\end{aligned} \tag{3.32}$$

$$\begin{aligned}
Q_m = & -V_m^2 B_{mm} + V_m V_k [G_{mk} \sin(\theta_m - \theta_k) - B_{mk} \cos(\theta_m - \theta_k)] \\
& + V_m V_{CR} [G_{mm} \cos(\theta_m - \delta_{CR}) + B_{mm} \sin(\theta_m - \delta_{CR})]
\end{aligned} \tag{3.33}$$

Convertisseur série :

$$\begin{aligned}
P_{CR} = & V_{CR}^2 G_{mm} + V_{CR} V_k [G_{km} \cos(\delta_{CR} - \theta_k) + B_{km} \sin(\delta_{CR} - \theta_k)] \\
& + V_{CR} V_m [G_{mm} \cos(\delta_{CR} - \theta_m) + B_{mm} \sin(\delta_{CR} - \theta_m)]
\end{aligned} \tag{3.34}$$

$$\begin{aligned}
Q_{CR} = & -V_{CR}^2 B_{mm} + V_{CR} V_k [G_{km} \sin(\delta_{CR} - \theta_k) - B_{km} \cos(\delta_{CR} - \theta_k)] \\
& + V_{CR} V_m [G_{mm} \sin(\delta_{CR} - \theta_m) - B_{mm} \cos(\delta_{CR} - \theta_m)]
\end{aligned} \tag{3.35}$$

Convertisseur shunt:

$$\begin{aligned}
P_{vR} = & -V_{vR}^2 G_{vR} + V_{vR} V_k [G_{vR} \cos(\delta_{vR} - \theta_k) + B_{vR} \sin(\delta_{vR} - \theta_k)] \\
Q_{vR} = & V_{vR}^2 B_{vR} + V_{vR} V_k [G_{vR} \sin(\delta_{vR} - \theta_k) - B_{vR} \cos(\delta_{vR} - \theta_k)]
\end{aligned} \tag{3.36}$$

3.11 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation des éléments constituant le réseau électrique ainsi que la modélisation des systèmes FACTS. Nous avons choisi d'étudier le Dispositif SVC pour améliorer le fonctionnement du réseau électrique ouest Algérien.

CHAPITRE 4

Écoulement de puissances

4.1 Introduction

L'étude des réseaux électriques exige la connaissance de l'état énergétique du réseau pour savoir parfaitement son comportement. Cette connaissance est obtenue par l'étude de l'écoulement de puissances qui nous permet de déterminer :

- Les tensions complexes au niveau de tous les nœuds.
- Les puissances actives et réactives transmises d'un nœud à autre.
- Les puissances totales injectées en chaque nœud.
- Les pertes totales actives et réactives dans le réseau.

4.2 Principe de l'écoulement de puissance [17]

Il existe deux lois pour la résolution du problème de l'écoulement de puissances :

- 1- La loi des mailles.
- 2- La loi des nœuds.

La deuxième loi est la plus utilisée, vu l'avantage qu'elle possède en réduisant à la fois le volume des informations stockées en mémoire et le temps de calcul.

L'équation qui relie les tensions aux nœuds et les courants injectés :

$$I = Y.V \quad (4.1)$$

Pour un réseau à n nœuds ces équations forment un système d'ordre n.

$$[I] = [Y] * [V] \quad (4.2)$$

$[Y]$: Matrice d'admittance nodale du réseau.

$[V]$: Vecteur colonne des tensions nodales ou l'entrée est exprimé par :

$$V_i = |V_i| e^{j\delta} \quad (4.3)$$

$[I]$: Vecteur colonne des courants injectés en chaque nœud

Pour résoudre ce système d'équation on doit imposer à chaque nœud soit la tension ou le courant injecté ; la résolution de ce système détermine entièrement l'état du réseau. Ce qui nous permettra de calculer les puissances transitées et générées et les pertes. Pour résoudre ce problème, il est nécessaire de déterminer les conditions de l'opération en régime permanent, d'un système de puissance, qui sont :

- La formulation d'un modèle mathématique appropriée.
- La spécification d'un certain nombre de variables et de contraintes dans les nœuds du système.

4.3 Classification des variables et des contraintes d'un système [14]

La complexité du système électrique est directement proportionnelle aux nombres des nœuds qu'il contient. Pour cela, afin de faciliter les calculs et expliquer le fonctionnement correct des grands systèmes, il faut classer les différentes variables et contraintes.

4.3.1 Classification des variables

Généralement le fonctionnement du système électrique peut être décrit en fonction des variables pour chaque nœud considéré :

$P_{i,c}, Q_{i,c}$: Puissances active et réactive consommées au nœud i .

$P_{i,g}, Q_{i,g}$: Puissances active et réactive générées au nœud i .

V_i : Module de tension au nœud i .

θ_i : Argument de tension au nœud i .

Ces variables sont généralement divisées en trois groupes :

- Les variables incontrôlables : Ce sont les puissances actives et réactive liées à la consommation. Ses variables sont représentées par un vecteur \mathbf{P} .
- Les variables indépendantes ou de contrôle : Ce sont généralement les puissances actives et réactive générées. On peut aussi, selon des cas, considérer des tensions aux nœuds de génération ou les rapports de transformation des transformateurs avec régleur en charge, comme variable de contrôle. ces variables sont représentées par un vecteur \mathbf{U} .
- Les variables dépendantes ou d'état : Les tensions en module et en phase représentant l'état du système. Ses variables sont représentées par un vecteur \mathbf{X} .

4.3.2 Classification des contraintes

On distingue les contraintes sur les variables dépendantes, dites contraintes de sécurité et limites sur les variables indépendantes.

4.3.2.1 Contraintes d'équilibre entre la production et la consommation :

En régime normal, et à tout moment, l'égalité entre la production et la consommation des puissances active et réactive doit être assurée, soit :

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{gi} - \sum_{i=1}^{N_c} P_{ci} - P_L = 0 \quad (4.4)$$

$$\sum_{i=1}^{N_g} Q_{gi} - \sum_{i=1}^{N_c} Q_{ci} - Q_L = 0 \quad (4.5)$$

P_L : Pertes actives totales

Q_L : Pertes réactives totales.

N_c : Nombre de noeuds de consommation.

N_g : Nombre de noeuds de génération.

4. 3.2.2 Contraintes d'exploitation du réseau électrique

Pour garantir la stabilité du réseau et la sécurité des matériels, la tension doit être maintenue dans des limites fixées par les règles d'exploitation des réseaux électriques. Ces limites sont définies dans chaque pays selon le type de réseau en fonction de son niveau de tension. La tenue de la tension est donc un des aspects fondamentaux de l'exploitation des réseaux de transport et de distribution. En effet, les limites de tension ne doivent pas être dépassées pour les raisons suivantes [14] :

- Les limites supérieures de tension sont imposées pour tous les niveaux exploitation par la tenue diélectrique des matériels, ainsi que par les limites de saturation des transformateurs. En ce qui concerne les réseaux de distribution, la tension est aussi limitée car une tension trop élevée peut réduire la durée de vie d'appareils utilisateurs.
- Les limites inférieures de tension sont imposées au niveau des réseaux de distribution par le fonctionnement correct des appareils industriels ou domestiques. Au niveau des réseaux de transport, les limites inférieures de tension sont liées à la sécurité du système électrique dans son ensemble; une tension trop basse aura les conséquences suivantes :
 - surcharge des éléments de transport (lignes et transformateurs) par augmentation du courant, et risque de déclenchement des protections associées;
 - instabilité de tension pouvant entraîner un écroulement de tension;
 - perte des éléments de production (stabilité statique des alternateurs, limites de fonctionnement des groupes et de leurs auxiliaires).

Soit alors pour tous les nœuds $i = 1 \dots N$.

$$V_i^{min} < |V_i| < V_i^{max} \quad (4. 6)$$

Avec :

$|V_i|$: Module de la tension au nœud i

V_i^{min}, V_i^{max} : Limite minimale et limite maximale de la tension.

4.3.2.4 Contraintes sur la capacité de transit de la ligne

La puissance transitée dans une ligne ne doit, en aucun cas, dépasser la limite maximale, soit :

$$S_{ij} < S_{ij}^{max} \quad (4.7)$$

Avec :

$$S_{ij} = (P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)^{1/2} \quad (4.8)$$

S_{ij} : Puissance apparente transitée dans la ligne $i - j$.

S_{ij}^{max} : Puissance apparente maximale transitée dans la ligne $i - j$.

P_{ij} : Puissance active transitée dans la ligne $i - j$.

Q_{ij} : Puissance réactive transitée dans la ligne $i - j$.

En général, à partir des contraintes des puissances transitées, nous déterminons les contraintes de courant correspondant aux lignes et aux transformateurs. On limite les courants transités pour des raisons de surcharge et de stabilité.

4.3.3 Contraintes sur les variables indépendantes

Ces contraintes sont liées à la nature physique des éléments du réseau, soit :

4.3.3.1 Contraintes sur la production

La puissance produite par chaque groupe est bornée supérieurement par la puissance maximale qu'il peut fournir et inférieurement par le minimum, qui est conditionnée par le rendement de ce groupe et les contraintes sur la turbine. Pour tous les nœuds de production, les contraintes active et réactive sont :

$$P_i^{g,min} < P_i^g < P_i^{g,max} \quad (4.9)$$

$$Q_i^{g,min} < Q_i^g < Q_i^{g,max} \quad (4.10)$$

$$i = 1 \dots N_g$$

Avec :

P_i^g, Q_i^g : Puissance active et réactive du générateur.

$P_i^{g,min}, P_i^{g,max}$: Limite minimale de la puissance active du générateur.

$Q_i^{g,min}, Q_i^{g,max}$: Limite minimale de la puissance réactive du générateur.

4.3.3.2 Contraintes sur les rapports de transformation

Le rapport de transformation des transformateurs avec régleur en charge, peut varier selon la position du régleur. Ce dernier doit être limité entre deux bornes, minimale et maximale, soit :

$$a_k^{min} < a_k < a_k^{max} \quad (4.11)$$

$$k = 1 \dots N_t$$

Avec :

N_t : Nombre de transformateur.

a_k : Rapport de transformation.

a_k^{min}, a_k^{max} : Limite minimale et maximale du rapport de transformation.

4.4 Classification des nœuds des réseaux électrique [14]

Chaque nœud est caractérisé par quatre variables : P_i, Q_i, V_i, θ_i . Si on connaît deux des quatre variables nous permettent de déterminer les deux autres à partir des équations principales de l'écoulement de puissance. En pratique, le problème se pose autrement. Pour cela il faut classer les nœuds du système comme suit :

- **Nœuds P-V.** Pour ce type de nœuds, on associe les centrales de production. On spécifie la puissance active et le module de la tension. Les variables à déterminer sont la phase de la tension et la puissance réactive.

- **Nœuds P-Q.** Pour ce type de nœuds, on associe généralement les charges. Ces dernières sont caractérisées par la consommation des puissances active et réactive. On peut aussi associer des générateurs avec des puissances active et réactive fixées. Les variables à déterminer sont le module et la phase de la tension.
- **Nœuds bilan.** ce type de nœud est associée à la centrale de production la plus puissante, on spécifie la phase et le module de la tension. Les valeurs à déterminer sont les puissances active et réactive.

4.5 Formulation du problème de l'écoulement de puissance : [14,17]

Pour un réseau à n nœuds, les équations reliant les tensions nodales et les courants injectés, sont :

$$I = Y.V$$

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij}.V_j \quad (4.12)$$

$$i=1, \dots, n$$

En pratique, le système est connu par les puissances apparentes injectées. Les n équations complexes se décomposent en $2n$ équations réelles :

$$S_i = P_i + Q_i = V_i.I_i^* \quad (4.13)$$

$$S_i^* = P_i - Q_i = V_i^* \cdot \sum_{j=1}^n Y_{ij}.V_j \quad (4.14)$$

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (4.15)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (4.16)$$

Avec :

V_i, θ_i : Le module et la phase de la tension au nœud i .

P_i, Q_i : Les puissances active et réactive injectées au nœud i .

$G_{ij} + jB_{ij}$: L'élément complexe Y_{ij} de la matrice des admittances.

$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$: La différence des phases entre les nœuds i et j .

4.6 Méthodes de calcul de l'écoulement des puissances [14,17]

4.6.1 Méthode de Gauss -Seidel :

Cette méthode consiste à enlever séquentiellement chaque nœud et actualiser sa tension en fonction des valeurs disponibles de toutes les tensions. En général, on calcule le vecteur x qui satisfait le système non linéaire :

$$f(x) = 0 \quad (4.17)$$

On peut formuler l'équation (4.17), comme le problème du point fixe, d'où :

$$x = f(x) \quad (4.18)$$

La solution est obtenue itérativement, à partir d'une valeur initiale x^0 :

$$x^{k+1} = f(x^k) \quad (4.18)$$

Pour le cas concret de la répartition des charges, la résolution de l'équation nodale (4.19), est tel que :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{j \neq i}^n Y_{ij} \cdot V_j \right] \quad (4.19)$$

$$V_i^{k+1} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{(V_i^k)^*} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} \cdot V_j^{k+1} - \sum_{j \neq i}^n Y_{ij} \cdot V_j \right] \quad (4.20)$$

Le processus itératif est obtenu quand l'expression suivante est satisfaite :

$$\max |V_i^{k+1} - V_i^k| \leq \varepsilon \quad (4.21)$$

Le processus peut être accéléré, en diminuant le nombre d'itérations, par l'introduction d'un facteur d'accélération α :

$$V_{i,accl}^{k+1} = V_i^k + \alpha(V_i^{k+1} - V_i^k) \quad (4.22)$$

4.6.2 Méthode de Newton-Raphson [5]

La méthode généralisée de Newton- Raphson est un algorithme utilisé pour résoudre un système d'équation non linéaire dont le nombre d'inconnues est égales au nombre d'équations.

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \end{cases} \quad (4.23)$$

Où :

$F(X) = 0$, F représente le système de n équations non linéaire et X le vecteur de n variables d'état. La méthode consiste à déterminer le vecteur des variables état X en effectuant un développement en série de Taylor de la fonction $F(X)$ au voisinage de $X^{(0)}$.

$$F(x) = F(X^{(0)}) + J(X^{(0)})(X - X^{(0)}) \quad (4.24)$$

Avec :

$X^{(0)}$: Estimation initiale.

$J(X^{(0)})$: est une matrice des dérivés partiels de premier ordre de $F(x)$ par rapport à x au voisinage de $(X^{(0)})$.

$$\begin{bmatrix} f_1(X^{(1)}) \\ f_2(X^{(1)}) \\ \vdots \\ f_n(X^{(1)}) \end{bmatrix} \approx \begin{bmatrix} f_1(X^{(0)}) \\ f_2(X^{(0)}) \\ \vdots \\ f_n(X^{(0)}) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(X)}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1(X)}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n(X)}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n(X)}{\partial x_n} \end{bmatrix}_{X=X^{(0)}} \begin{bmatrix} X_1^{(1)} - X_1^{(0)} \\ X_2^{(1)} - X_2^{(0)} \\ \vdots \\ X_n^{(1)} - X_n^{(0)} \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

Sous forme générale :

$$F(X^{(i)}) = F(X^{(i-1)}) + J(X^{(i-1)})(X^{(i)} - X^{(i-1)}) = 0 \quad (4.26)$$

$$X^{(i)} = X^{(i-1)} - J^{-1}(X^{(i-1)})F(X^{(i-1)}) \quad (4.27)$$

$$\Delta X^{(i)} = X^{(i)} - X^{(i-1)} \quad (4.28)$$

$$\Delta X^{(i)} = -J^{-1}(X^{(i-1)})F(X^{(i-1)}) \quad (4.29)$$

$$X^{(i)} = X^{(i-1)} + \Delta X^{(i)} \quad (4.30)$$

Dans le réseau, on corrige l'angle et le module de la tension qui sont donnés par les deux équations :

$$\Delta P_i = P_i^{spe} - P_i^{cal} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (4.31)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{spe} - Q_i^{cal} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (4.32)$$

Avec cette notation et en divisons le Jacobien en sous matrices, l'expression (4.25) appliquée au problème de la répartition des charges, se convertit, en un système matriciel suivant :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^k \cdot \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta \theta \end{bmatrix}^k \quad (4.33)$$

La variable ΔV peut être divisée par V :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^k \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix}^k \quad (4.34)$$

Et l'expression (A.10) en système matriciel est :

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{k+1} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^k + \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^k \quad (4.35)$$

Avec :

$$H_{ij} = \frac{dP_i}{d\theta_j}, \quad M_{ij} = \frac{dQ_i}{d\theta_j}, \quad N_{ij} = \frac{dP_i}{dV_j} \cdot V_j, \quad L_{ij} = \frac{dQ_i}{dV_j} \cdot V_j$$

La matrice du Jacobien a comme éléments :

Pour $i = j$:

$$H_{ii} = -Q_i - B_{ii} \cdot V_i^2 \quad (4.36)$$

$$M_{ii} = P_i - G_{ii} \cdot V_i^2 \quad (4.37)$$

$$N_{ii} = P_i + G_{ii} \cdot V_i^2 \quad (4.38)$$

$$L_{ii} = Q_i - B_{ii} \cdot V_i^2 \quad (4.39)$$

Pour $i \neq j$:

$$H_{ij} = V_i \cdot V_j (G_{ij} \sin\theta_{ij} - B_{ij} \cos\theta_{ij}) \quad (4.40)$$

$$N_{ij} = V_i \cdot V_j (G_{ij} \cos\theta_{ij} + B_{ij} \sin\theta_{ij}) \quad (4.41)$$

$$L_{ij} = H_{ij} \quad (4.42)$$

$$M_{ij} = -N_{ij} \quad (4.43)$$

Pour chaque itération, on calcule $\left[\Delta\theta, \frac{\Delta V}{V} \right]$, en résolvant le système (4.34). Le processus s'arrêtera pour $|\Delta P| \leq \varepsilon$ et $|\Delta Q| \leq \varepsilon$.

4.6.3 La méthode découplée [14, 17]

Lorsque les angles δ_k et δ_m sont très petits, leurs cosinus seront voisins de l'unité, leurs sinus sont voisins de 0 et les termes J_1 et J_2 seront prépondérants par rapport à ceux des J_2 et J_3 . On néglige J_2 et J_3 devant J_1 et J_4 ce qui donne le Jacobien découplé :

$$J = \begin{bmatrix} J_1 & 0 \\ 0 & J_4 \end{bmatrix} \quad (4-44)$$

La première équation de l'écoulement de puissances peut être exprimée comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & 0 \\ 0 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4-45)$$

Le système (4-45) peut être écrit sous la forme suivante :

$$\begin{aligned} \Delta P &= [J_1] \Delta \delta \\ \Delta Q &= [J_4] \Delta V \end{aligned} \quad (4-46)$$

4.6.4 La méthode découplée rapide

La méthode découplée rapide est une simplification de la méthode découplée où les Jacobiens J_2 et J_3 sont négligés, et les Jacobiens J_1 et J_4 sont pris séparément, donc, on aura un système d'équations linéaires comme suit :

$$[\Delta P] = [J_1] [\Delta \delta] \quad (4-47)$$

$$[\Delta Q] = [J_4] [\Delta V] \quad (4-48)$$

Où les éléments des Jacobiens $[J_1]$ et $[J_4]$ sont obtenus après certaines approximations successives :

$$\begin{cases} \cos(\delta_k - \delta_m) \approx 1 \\ \sin(\delta_k - \delta_m) \approx 0 \\ G_{km} \ll B_{km} \end{cases} \quad (4.49)$$

4.7 Implantation du compensateur statique dans le problème de l'écoulement de puissances

L'insertion du compensateur statique dans le réseau électrique modifie les équations de calcul d'écoulement de puissances.

4.7.1 Les équations de SVC [23,25]

Le modèle de SVC le plus courant est une réactance shunt variable, conçu pour des logiciels de répartition de charges. Le modèle est constitué d'une susceptance B variable reliée entre le nœud de charge et le potentiel nul. La susceptance est définie comme la partie imaginaire de l'admittance. Les équations qui décrivent le comportement du SVC dans le réseau sont :

$$V_I - V_{ref} + X_{SL} V_k B = 0 \quad (4.50)$$

$$Q_{SVC} - V^2 B = 0 \quad (4.51)$$

$$\pi X_c X_L B + \sin(2\alpha) + \pi \left(2 - \frac{X_L}{X_c}\right) = 0 \quad (4.52)$$

V_k : La tension du réseau où est connecté le SVC.

B : La susceptance.

V_{ref} : La tension de référence dans le SVC

I_{SVC} : Le courant dans le SVC.

On définit B_{SVC} c'est la susceptance du SVC : $B_{SVC} = \frac{1}{X_{SVC}}$

$$B_{SVC} = \frac{\sin(2\alpha) - 2\alpha + \pi \left(2 - \frac{X_L}{X_c}\right)}{\pi X_L} \quad (4.53)$$

$$X_{svc} = \frac{\pi X_L}{\sin(2\alpha) - 2\alpha + \pi(2 - \frac{X_L}{X_C})} \quad (4.54)$$

Avec α représente la variation de l'angle d'amorçage des thyristors : compris entre $[90^\circ$ et $180^\circ]$. La réactance contrôlée par les thyristors est en fonction de X_L, X_C, α . on peut tracer la courbe de

$$B_{svc} = f(\alpha) X_C = 1(pu), X_L = 0.5(pu).$$

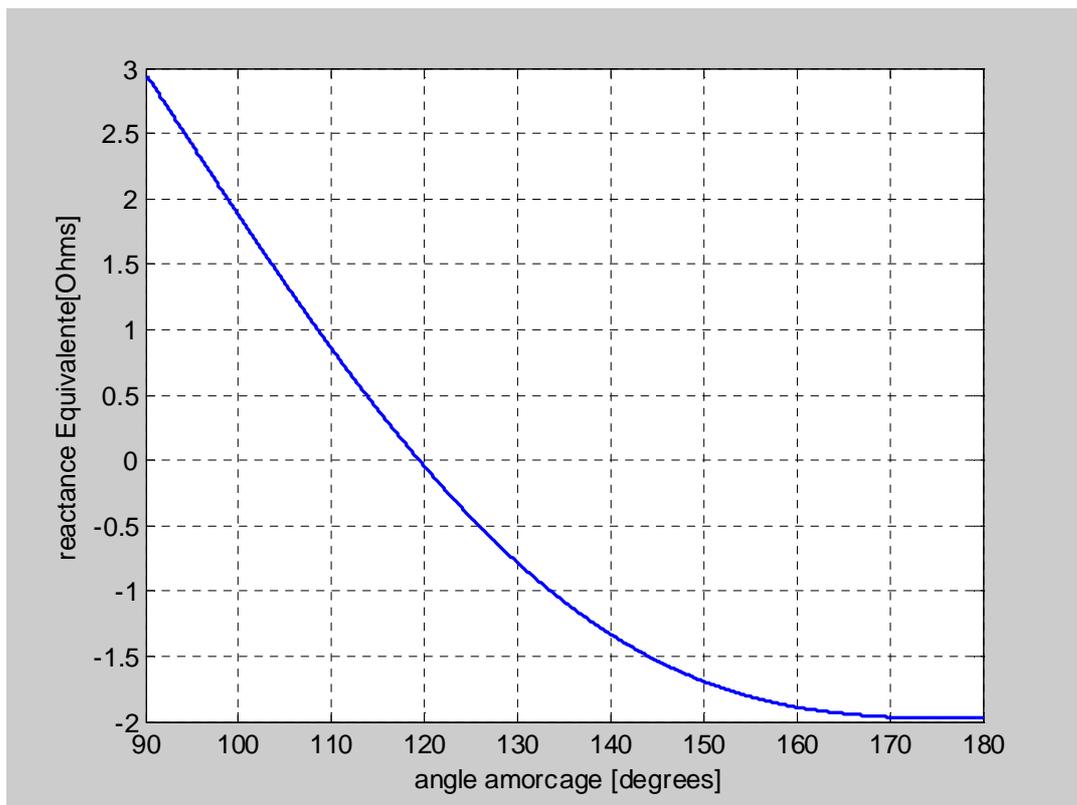


Figure 4.1 : Variation de la susceptance en fonction de l'angle d'amorçage

On remarque que B_{svc} change de signe lorsque α varie fig. (4.1).

- ✓ Pour certaines valeurs α , B_{svc} est positif donc le montage fonctionne en mode inductif.
- ✓ Pour des autres valeurs, B_{svc} est négatif donc le montage fonctionne en mode capacitif.
- ✓ Pour $\alpha = \alpha_0$, B_{svc} est nulle donc le montage est représenté par une charge infinie.

4.7.2 Ecoulement de puissances avec le SVC

L'étude de l'écoulement de puissance coordonne l'exploitation de toutes les ressources d'énergie et la répartition de la production entre les différents usagers, dont le but est d'obtenir l'exploitation la plus économique qui conduit à la meilleure utilisation de toutes les ressources. Des prévisions concernant la consommation et la production ont été faites par études approfondies, utilisant les méthodes numériques appliquées dans ce domaine.

On peut démontrer les propriétés de l'étude de l'écoulement de puissance par la discussion d'un système de n jeux de barres.

Chaque jeu de barres est alimenté d'un générateur. Les générateurs fournissent les énergies $S_{G1}, S_{G2}, \dots, S_{Gn}$. Les charges demandées sont prises de chaque jeu de barres à des quantités S_{D1}, \dots, S_{Dn} , les jeux de barres sont liés par des lignes qui sont caractérisés par Y_{bus} [24, 35]. Les tensions des jeux de barres sont symbolisées par V_1, V_2, \dots, V_n , respectivement. Pour ce réseau la puissance de chaque jeu de barres est donnée par :

$$P_i + jQ_i = (P_{Gi} - P_{Di}) + (Q_{Gi} - Q_{Di})$$

La puissance apparente injectée S_i au jeu de barres i est donnée par l'équation

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i \cdot I_i^*$$

Pour le jeu de barres de contrôle :

$$Q_i = Q_{svc} - Q_{Di}$$

$$Q_{svc} = Q_i + Q_{Di}$$

Pour le réglage flexible de la tension au niveau des jeux de barres, on calcule la valeur de l'énergie réactive Q_i nécessaire pour ramener la tension V_i à la tension désirée $V_{réf}$ puis on calcule la susceptance en aboutissant enfin à la valeur de l'angle α .

Cette tension varie suivant une pente de régulation du compensateur statique. On peut donner un organigramme qui décrit les étapes de fonctionnement du SVC dans un réseau électrique.

Le système de commande est basé sur les équations, la tension, la susceptance et l'énergie réactive fournie par le compensateur.

Le compensateur statique SVC permet de stabiliser très rapidement la tension du réseau à la valeur de consigne. Le système de commande lit en permanence la tension mesurée au primaire du transformateur de couplage. Cette tension est comparée avec la valeur de consigne. Si la tension change à la suite d'une manœuvre ou d'une instabilité de réseau. L'erreur est détectée par le système de commande. Celui-ci réajuste automatiquement la puissance réactive absorbée ou générée par le SVC.

L'équation linéaire, où la susceptance équivalente B_{SVC} est considérée comme variable d'état :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{\partial Q_k}{\partial B_{SVC}} \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta B_{SVC} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (4.55)$$

À la fin de l'itération (i), le nouveau shunt variable de la susceptance B_{SVC} est obtenu selon la formule suivante :

$$B_{SVC}^{(i)} = B_{SVC}^{(i-1)} + \Delta B_{SVC}^{(i)} \quad (4.56)$$

Un autre modèle alternatif de SVC qui inclut le processus itératif additionnel consiste à prendre l'angle d'amorçage α du TCR, comme une variable d'état dans la formulation du problème de la répartition des puissances.

La puissance réactive Q_{SVC} varie entre une valeur inductive Q_{ind} et une valeur capacitive Q_{cap} :

$$Q_{cap} = -\frac{V_{SVC}^2}{X_C}, \quad Q_{ind} = \frac{V_{SVC}^2}{X_L} \quad (4.57)$$

On aura :

$$Q_{SVC} = Q_{cap} + Q_{ind} = \frac{V_{SVC}^2}{X_L} - \frac{V_{SVC}^2}{X_C} \quad (4.58)$$

D'où on obtient la puissance Q_{SVC} comme suit :

$$Q_{SVC} = Q_k = -V^2 \frac{X_C[2(\pi-\alpha)+\sin 2\alpha]-\pi X_L}{\pi X_C X_L} \quad (4.59)$$

La séquence positive de susceptance du SVC est :

$$B_{SVC} = \frac{X_C[2(\pi-\alpha)+\sin 2\alpha]-\pi X_L}{\pi X_C X_L} \quad (4.60)$$

L'équation linéaire du SVC en fonction de la variable d'état α est donnée comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{\partial Q_k}{\partial \alpha} \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \alpha \end{bmatrix}^{(i)} \quad (4.61)$$

D'où on obtient l'équation linéaire suivante :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{2V_k^2}{\pi X_L} [\cos(2\alpha) - 1] \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \alpha \end{bmatrix}^{(i)} \quad (4.62)$$

À la fin de l'itération (i) la nouvelle variable de l'angle d'amorçage α est comme suit :

$$\alpha^{(i)}_{SVC} = \alpha^{(i-1)}_{SVC} + \Delta \alpha^{(i)}_{SVC} \quad (4.63)$$

Le nœud de connexion du SVC est un nœud à tension contrôlée (*PV bus*) où l'amplitude de tension et les puissances actives et réactives sont spécifiées alors que, soit l'angle d'amorçage α soit la susceptance équivalente B_{SVC} sont présent comme variables d'état. Ce nœud est défini comme étant de type PVB.

Si α ou B_{SVC} sont dans leurs limites, l'amplitude de tension spécifiée est atteinte et le nœud contrôlé demeure PV. Cependant si α et B_{SVC} vont en dehors de leurs limites, alors les variables seront fixées à la limite dépassée et leur nœud devient alors PQ. [2], [4]

4.8 Conclusion

L'élaboration d'un modèle mathématique d'un réseau électrique pour calculer les différentes caractéristiques du réseau (puissances générées, puissances transmises, pertes, tensions et courants) est nécessaire pour résoudre le problème de répartition des charges. Parmi les méthodes de résolution du problème de répartitions des puissances, on a choisi la méthode de *Newton-Raphson*. Cette dernière a été appliquées pour différents réseaux, avec et sans incorporation des dispositifs FACTS (SVC).

CHAPITRE 5

Optimisation des puissances réactives et contrôle des tensions

5.1 Introduction

Le problème de l'optimisation de l'écoulement de puissances (OPF) joue un rôle très important dans l'exploitation des systèmes électro-énergétiques afin de répartir judicieusement les puissances générées par l'ensemble des centrales.

En plus de l'aspect économique, l'opération optimale de l'écoulement de puissances permet d'assurer la sécurité des limites des générateurs et une bonne transmission de puissances.

Des efforts immenses ont été faits dans le but d'apporter une solution radicale au problème d'optimisation de la répartition de puissances. La complexité et le dimensionnement des données du problème ont abouti à un système non linéaire d'ordre élevé. La résolution de ce dernier a poussé plusieurs chercheurs à trouver des méthodes plus simples et rapides afin d'améliorer leur convergence, réduire le temps d'exécution et économiser une bonne partie de la mémoire de l'ordinateur.

Le développement des techniques de programmation et de la puissance de calcul des ordinateurs, ont contribué à la résolution des systèmes de plus en plus complexes. Cette évolution a conduit à l'élaboration de nouvelles méthodes de résolution qui sont connues sous l'appellation : répartition optimale des charges ou *OPF (Optimal Power Flow)* [77]. Pour la planification et l'exploitation des systèmes électriques de puissance, l'*OPF* permet d'optimiser des fonctions objectives distinctes liées à des contraintes.

Actuellement, pour toute entreprise électrique, l'*OPF* est devenu un outil indispensable. En exploitation, un *OPF* détermine périodiquement les valeurs optimales des variables électriques, en considérant toutes les contraintes et les limites. En se basant sur ces valeurs optimales, les opérateurs réalisent les manœuvres nécessaires pour obtenir l'exploitation optimale du système, en suivant les variations de la demande.

5.2 Optimisation des puissances réactives

Pour étudier le problème de la répartition optimale des puissances réactives, la programmation mathématique met à notre disposition des algorithmes de résolution, soit pour l'optimisation linéaires sous contraintes linéaires, soit pour l'optimisation des fonctions non

linéaires avec ou sans contraintes. Ce problème peut être résolu par plusieurs techniques [14,55], à savoir :

- Le contrôle des tensions en temps réel.
- La minimisation des pertes actives.
- La maximisation des réserves de puissance réactive en les distribuant uniformément entre les générateurs de production.
- L'optimisation et la localisation du volume des moyens de compensation de puissance réactive de telle sorte que les limites des tensions seront respectées.

Donc on peut formuler deux principaux objectifs pour l'optimisation des puissances réactives et la tension, dont l'un est orienté à la sécurité, quand la demande est importante, et l'autre est orientée à l'économie quand le réseau travaille sous certaines conditions de fonctionnement.

Dans l'état d'incidents, l'objectif principal est la correction des violations des limites existantes avec le minimum d'actions.

Dans l'état normal, généralement, l'objectif est de réduire les coûts et de maintenir une capacité adéquate de générer de la puissance réactive, pour faire face aux incidents possibles. Pour cela, le maintien des marges suffisantes de génération de la puissance réactive n'est pas une question critique dans les heures de faible charge. Mais, elle acquiert une importance cruciale quand le réseau fonctionne en pleine charge. Ce dernier doit assurer une continuité de service.

Dans notre travail la technique utilisée pour l'optimisation des puissances réactives est celle de la minimisation des pertes actives, en considérant les puissances actives des générateurs optimales et fixes excepté celle du nœud de bilan. La résolution de cette dernière est basée sur la programmation non linéaire à savoir la méthode du gradient réduit [14,55]. Les variables de contrôle utilisées sont : les puissances réactives des générateurs de production, les puissances réactives et les angles d'amorçage des dispositifs FACTS.

Actuellement, il existe une large gamme de méthodes d'optimisation et une multitude de variantes pour les mêmes algorithmes. Ces méthodes sont utilisées en respectant des contraintes de type égalité et inégalité et en se basant, généralement, sur le schéma suivant (figure 5-1) :

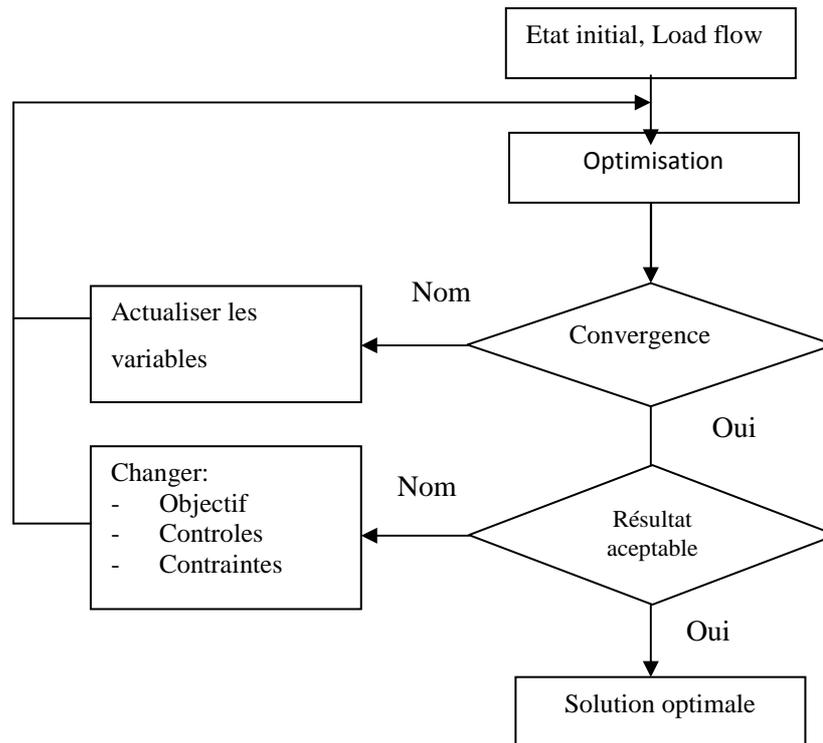


Figure 6-1 : Structure d'un OPF.

5.3 Formulation du problème et solution

De manière générale, Le problème de la répartition optimale des puissances réactives peut être défini par la minimisation d'une fonction objective adaptée tout en respectant un certain nombre de contraintes de type égalité et inégalité.

Le problème peut être posé sous la formulation mathématique suivante :

$$\text{Min } f(x,u) \quad (5.1)$$

Sous les contraintes :

$$g(x,u) = 0 \quad (5.2)$$

$$u_{i,\min} \leq u_i \leq u_{i,\max} \quad (5.3)$$

$$x_{i,\min} \leq x_i \leq x_{i,\max} \quad (5.4)$$

En utilisant la fonction de Lagrange, et en ignorant les contraintes de type inégalité, on obtient une nouvelle fonction :

$$L(x,u,\lambda) = f(x,u) + \lambda^t \cdot g(x,u) \quad (5.5)$$

Les conditions d'optimisation sont obtenues par la série d'équations non linéaires :

$$\frac{\partial L}{\partial x} = \nabla f_x + J_x^t \cdot \lambda = 0 \quad (5.6)$$

$$\frac{\partial L}{\partial u} = \nabla f_u + J_u^t \cdot \lambda = 0 \quad (5.7)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = g(x,u) = 0 \quad (5.8)$$

Avec:

J_x^t, J_u^t : Les matrices transposées du Jacobien.

$\nabla f_x, \nabla f_u$: Les vecteurs gradients.

De la première expression (5.6), on peut calculer les multiplicateurs de Lagrange λ :

$$\lambda = -[J_x^t]^{-1} \nabla f_x \quad (5.9)$$

Connaissant le vecteur des λ , La deuxième expression (5.7), peut être déterminé :

$$\nabla_u f = \nabla f_u + J_u^t \lambda \quad (5.10)$$

Les éléments de l'expression (5.7) fournissent les sensibilités de la fonction objective, par rapport aux différentes variables de contrôle.

La nouvelle amélioration du vecteur de contrôle est donnée par :

$$u^{(k+1)} = u^k + \Delta u \quad (5.11)$$

Avec :

$$\Delta u = -\alpha \cdot \frac{dL}{du} \quad (5.12)$$

Le choix du pas α peut être déterminé par plusieurs approches [14,55]. Pour notre cas, l'approche suivante a été utilisée:

$$\alpha = \min \left\{ \begin{array}{l} 1 \\ \frac{u_i^k - u_{i,\min}}{\frac{\partial L}{\partial u_i}} \\ \frac{u_{i,\max} - u_i^k}{-\frac{\partial L}{\partial u_i}} \end{array} \right. \quad (5.13)$$

Pour satisfaire les équations (5.6), (5.7), (5.8), la procédure itérative suivante a été adoptée :

- 1- Supposer un ensemble de variables de contrôle.
- 2- Utiliser la méthode de Newton- Raphson pour la résolution du problème de la répartition des charges et déterminer la valeur de la fonction objective.
- 3- Déterminer les valeurs des multiplicateurs de Lagrange λ par l'équation (5.6).
- 4- Utiliser les valeurs de λ dans l'équation (5.7), pour déterminer le vecteur Gradient des variables de contrôle.
- 5- Trouvez les nouvelles valeurs des variables de contrôle par la relation (5.11).

Retourner à l'étape 2.

Le processus itératif s'arrêtera jusqu'à la satisfaction de la relation suivante :

$$u^{(k+1)} - u^k \leq \varepsilon \quad (5.14)$$

Dans le processus itératif, les contraintes de type inégalité des variables de contrôle ont été respectées, dans chaque itération.

Les variables d'états qui sont les tensions et les angles de charge, sont respectées, en injectant des puissances réactives et en ajustant les rapports de transformation des transformateurs dans la résolution du problème de la répartition des charges avant l'optimisation.

5.4 Application

La fonction objective considérée dans notre cas est la fonction des pertes actives totales. Le problème d'optimisation répond aux équations suivantes :

$$\text{Min} : P_L(V_i, \theta_i) \quad (5.15)$$

Sous les contraintes :

$$\Delta P_j = \sum_{j=2}^n V_i \cdot V_j \cdot (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin \theta_{ij}) - P_i^g + P_i^c = 0 \quad (5.16)$$

$$\Delta Q_j = \sum_{j=2}^n V_i \cdot V_j \cdot (G_{ij} \cdot \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) - Q_i^g - Q_{SVCi} + Q_i^c = 0 \quad (5.17)$$

$$Q_{i,\min}^g \leq Q_i^g \leq Q_{i,\max}^g \quad i = 1, \dots, n_g \quad (5.18)$$

$$a_{i,\min} \leq a_i \leq a_{i,\max} \quad i = 1, \dots, n_T \quad (5.19)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad i = 1, \dots, n \quad (5.20)$$

Avec :

$$P_L = \sum_i^n \sum_j^m -G_{ij} \cdot (V_i^2 + V_j^2 - 2 \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ij}) \quad (5.21)$$

Où :

n_g : Nombre de générateurs.

n_T : Nombre de transformateurs.

n : Nombre de nœuds.

a : Rapport de transformation des transformateurs.

P_i^g, Q_i^g : Puissances active et réactive générées dans le nœud i .

P_i^c, Q_i^c : Puissances active et réactive de charge dans le nœud i .

$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$: Angles des tensions aux nœuds i et j .

B_{ij} : Susceptance entre les nœuds i et j .

G_{ij} : Conductance entre les nœuds i et j .

Dans notre travail, nous sommes intéressés à l'étude de quatre variantes. Les deux premières concernent un seul type de variables de contrôle. Il s'agit de $u = [Q_i^g]$, $u = [Q_{SVC_i}]$, et de $u = [\alpha_{SVC_i}]$, alors que la quatrième consiste à tenir compte des trois types de variables de contrôle, c'est à dire, $u = [Q_i^g, Q_{SVC_i}, \alpha_{SVC_i}]$. Dans les quatre cas les variables d'état sont : $x = [V_i, \theta_i]$.

5.4.1 Variante 1 : ($u = [Q_i^g]$)

En appliquant l'expression (5.6), en forme matricielle, on obtient :

$$L = P_L + [\lambda_1, \dots, \lambda_{2(n-1)}] \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} \quad (5.22)$$

Les conditions d'optimisation, selon les expressions (5.6), (5.7), (5.8) sont :

$$\begin{bmatrix} \frac{dL}{d\theta_2} \\ \frac{dL}{dV_2} \\ \vdots \\ \frac{dL}{d\theta_n} \\ \frac{dL}{dV_n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{dP_L}{d\theta_2} \\ \frac{dP_L}{dV_2} \\ \vdots \\ \frac{dP_L}{d\theta_n} \\ \frac{dP_L}{dV_n} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{d\Delta P_2}{d\theta_2} & \frac{d\Delta Q_2}{d\theta_2} & \cdots & \frac{d\Delta Q_n}{d\theta_2} \\ \frac{d\Delta P_2}{dV_2} & \frac{d\Delta Q_2}{dV_2} & \cdots & \frac{d\Delta Q_n}{dV_2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{d\Delta P_2}{d\theta_n} & \frac{d\Delta Q_2}{d\theta_n} & \cdots & \frac{d\Delta Q_n}{d\theta_n} \\ \frac{d\Delta P_2}{dV_n} & \frac{d\Delta Q_2}{dV_n} & \cdots & \frac{d\Delta Q_n}{dV_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \lambda_{2^*(n-1)} \end{bmatrix} = 0 \quad (5.23)$$

Et :

$$\begin{bmatrix} \frac{dL}{dQ_2^g} \\ \dots \\ \frac{dL}{dQ_n^g} \end{bmatrix} = 0 + \begin{bmatrix} \frac{d\Delta P_2}{dQ_2^g} & \frac{d\Delta Q_2}{dQ_2^g} & \dots & \dots & \frac{d\Delta Q_n}{dQ_2^g} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{d\Delta P_2}{dQ_n^g} & \frac{d\Delta Q_2}{dQ_n^g} & \dots & \dots & \frac{d\Delta Q_n}{dQ_n^g} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \lambda_{2(n-1)} \end{bmatrix} = 0 \quad (5.24)$$

Et :

$$\frac{dL}{d\lambda} = 0 \Rightarrow \Delta P_j = 0, \Delta Q_j = 0 \quad (5.25)$$

De l'équation (5.23), on obtient les valeurs du vecteur des λ . Ces derniers sont remplacés dans l'équation (5.24), pour déterminer le vecteur Gradient des Q_i^g :

$$\begin{bmatrix} \frac{dL}{dQ_2^g} \\ \dots \\ \frac{dL}{dQ_n^g} \end{bmatrix} \quad (5.26)$$

Commençant par le vecteur $Q_i^{g(k)}$, on obtient les différentes nouvelles valeurs des puissances réactives aux nœuds de génération par :

$$Q_i^{g(k+1)} = Q_i^{g(k)} - \alpha \cdot \frac{dL}{dQ_i^g} \quad (5.27)$$

5.4.2 Variante 2 : ($u = [Q_{SVCi}]$)

De la même manière que dans le sous chapitre précédemment. On obtient le vecteur des λ de l'équation (5.6), ce dernier est remplacé dans l'équation suivante pour obtenir le vecteur Gradient des Q_{SVCi} :

$$\begin{bmatrix} \frac{dL}{dQ_{SVC1}} \\ \dots \\ \frac{dL}{dQ_{SVCn}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial Q_{SVC1}} \\ \dots \\ \frac{\partial P_L}{\partial Q_{SVCn}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{d\Delta P_2}{dQ_{SVC1}} & \frac{d\Delta Q_2}{dQ_{SVC1}} & \dots & \frac{d\Delta Q_n}{dQ_{SVC1}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{d\Delta P_n}{dQ_{SVCn}} & \frac{d\Delta Q_n}{dQ_{SVCn}} & \dots & \frac{d\Delta Q_n}{dQ_{SVCn}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \dots \\ \lambda_{2(n-1)} \end{bmatrix} = 0 \quad (5.29)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{dL}{dQ_{SVC1}} \\ \dots \\ \frac{dL}{dQ_{SVCn}} \end{bmatrix} = 0 + \begin{bmatrix} \frac{d\Delta P_2}{dQ_{SVC1}} & \frac{d\Delta Q_2}{dQ_{SVC1}} & \dots & \frac{d\Delta Q_n}{dQ_{SVC1}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{d\Delta P_n}{dQ_{SVCn}} & \frac{d\Delta Q_n}{dQ_{SVCn}} & \dots & \frac{d\Delta Q_n}{dQ_{SVCn}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \dots \\ \lambda_{2(n-1)} \end{bmatrix} = 0$$

Commençant par le vecteur $Q_{SVCi}^{(k)}$, on obtient les différentes nouvelles valeurs des rapports de transformation des transformateurs insérées dans le réseau par :

$$Q_{SVCi}^{(k+1)} = Q_{SVCi}^{(k)} - \alpha \cdot \frac{dL}{dQ_{SVCi}} \quad (5.30)$$

5.4.3 Variante 3 : $u = [\alpha_{SVCi}]$

En procédant de la même manière que dans la première et la deuxième variante, on aura le vecteur Gradient des α_{SVCi} par :

$$\begin{bmatrix} \frac{dL}{d\alpha_{SVC1}} \\ \dots \\ \frac{dL}{d\alpha_{SVCn}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \alpha_{SVC1}} \\ \dots \\ \frac{\partial P_L}{\partial \alpha_{SVCn}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{d\Delta P_2}{d\alpha_{SVC1}} & \frac{d\Delta Q_2}{d\alpha_{SVC1}} & \dots & \frac{d\Delta Q_n}{d\alpha_{SVC1}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{d\Delta P_n}{d\alpha_{SVCn}} & \frac{d\Delta Q_n}{d\alpha_{SVCn}} & \dots & \frac{d\Delta Q_n}{d\alpha_{SVCn}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \dots \\ \lambda_{2(n-1)} \end{bmatrix} = 0 \quad (5.31)$$

Commençant par le vecteur $[\alpha_{SVC_i}^{(k)}]$, on obtient les nouvelles différentes valeurs des puissances réactives aux nœuds de génération et les nouveaux rapports de transformation par:

$$\alpha_{SVC_i}^{(k+1)} = \alpha_{SVC_i}^{(k)} - \alpha \cdot \frac{dL}{d\alpha_{SVC_i}} \quad (6.32)$$

5.4.4 Variante 4 : $u = [Q_i^g, Q_{SVC_i}, \alpha_{SVC_i}]$

En procédant de la même manière que dans la première, la deuxième et la troisième variante, on aura le vecteur Gradient des $[Q_i^g, Q_{SVC_i}, \alpha_{SVC_i}]$ par :

$$\begin{bmatrix} \frac{dL}{dQ_2^g} \\ \frac{dL}{dQ_{SVC1}} \\ \frac{dL}{d\alpha_{SVC1}} \\ \dots \\ \frac{dL}{dQ_n^g} \\ \frac{dL}{dQ_{SVCn}} \\ \frac{dL}{d\alpha_{SVCn}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \frac{\partial P_L}{\partial \alpha_{SVC1}} \\ \dots \\ \dots \\ 0 \\ 0 \\ \frac{\partial P_L}{\partial \alpha_{SVCn}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{d\Delta P_2}{dQ_2^g} & \frac{d\Delta Q_2}{dQ_2^g} & \dots & \frac{d\Delta Q_n}{dQ_2^g} \\ \frac{d\Delta P_2}{dQ_{SVC1}} & \frac{d\Delta Q_2}{dQ_{SVC1}} & \dots & \frac{d\Delta Q_n}{dQ_{SVC1}} \\ \frac{d\Delta P_2}{d\alpha_{SVC1}} & \frac{d\Delta Q_2}{d\alpha_{SVC1}} & \dots & \frac{d\Delta Q_n}{d\alpha_{SVC1}} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{d\Delta P_2}{dQ_n^g} & \frac{d\Delta Q_2}{dQ_n^g} & \dots & \frac{d\Delta Q_n}{dQ_n^g} \\ \frac{d\Delta P_2}{dQ_{SVCn}} & \frac{d\Delta Q_2}{dQ_{SVCn}} & \dots & \frac{d\Delta Q_n}{dQ_{SVCn}} \\ \frac{d\Delta P_2}{d\alpha_{SVCn}} & \frac{d\Delta Q_2}{d\alpha_{SVCn}} & \dots & \frac{d\Delta Q_n}{d\alpha_{SVCn}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \lambda_{2(n-1)} \end{bmatrix} = 0 \quad (6.33)$$

L'application de la méthode d'optimisation est illustrée, pour le réseau Ouest algérien 220/60 KV. Les résultats sont présentés dans l'annexe C.

5.5 Conclusion

Le processus d'optimisation basé sur la programmation non linéaire nous permettra d'optimiser la puissance réactive des différents groupes de production et des dispositifs FACTS incorporés dans le réseau. Une deuxième variante a été utilisée, qui consiste à optimiser avec les puissances réactives, les angles d'amorçage des dispositifs FACTS. Ce qui nous permet d'améliorer avec succès le profil des tensions, et la minimisation des pertes actives de puissance.

CHAPITRE 6

Illustration et analyse des résultats

6.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous illustrons notre approche de contrôle qui est basée sur l'optimisation des puissances réactives et le maintien des tensions de tous les nœuds dans leurs limites sur un cas réel, à savoir le réseau électrique ouest algérien de transport et de répartition 220/60 kV. Ceci pour remédier à la structure spécifique de ce dernier et aux problèmes sérieux de la tension et à la pénurie de la puissance réactive, surtout pour le réseau 60 kV.

6.2 Schéma adopté

Le réseau Ouest algérien de transport et de répartition 220/60 kV est caractérisé par :

- Un grand nombre de nœuds de charge qui sont connectés radialement aux nœuds principaux.
- Certaines régions de consommation sont situées loin des nœuds de production.
- Une distribution inadéquate des réserves de la puissance réactive malgré la Présence des générateurs.
- Un nombre insuffisant de capacités shunts.

Pour cela, les opérateurs sont continuellement face à de sérieux problèmes de tension et de répartition de la puissance réactive qui est devenue une des inquiétudes les plus pertinentes dans les centres du contrôle. Pour remédier à la structure spécifique de ce réseau et aux problèmes sérieux de la tension et à la pénurie de la puissance réactive, surtout pour le réseau 60 KV, une première correction a été réalisée dans [14]. Dans notre travail, on a modifié le réseau ouest algérien décrit dans [14] en incorporant, d'autres générateurs est des SVCs, pour un meilleur contrôle des puissances réactives et des tensions des différents nœuds.

Dans la première phase on s'intéresse au calcul de l'écoulement de puissance avec et sans dispositifs FACTS par la méthode de Newton -Raphson. :

- Cas 1 : calcul de base avant la première correction.
- Cas 2 : étape 1a avec insertion on d'un SVC dans le nœud 16.
- Cas 2 : étape 1b avec insertion du 2ème SVC dans le nœud 15.

Dans la deuxième phase on s'intéresse à résoudre le problème d'optimisation des puissances réactives en présence des dispositifs FACTS par des méthodes Non-Linéaires. A cet effet nous avons utilisé la méthode de gradient Réduit, on tenant compte de plusieurs variables de contrôle. La fonction objective utilisée est la minimisation des pertes actives.

- Cas 3 : étape 2/ les variables de contrôles sont les puissances réactives des générateurs et des SVC [Qg, Q_{SVC}],
- Cas 4 : étape 3/ la variable de contrôle est l'angle d'amorçage du SVC [α_{SVC}].
- Cas 5 : étape 4/ les variables de contrôle sont [$Qg, Q_{SVC}, \alpha_{SVC}$],

Tous les calculs effectués ont été développés sous l'environnement MATLAB version 7.11 et ce par utilisation d'un ordinateur doté d'un processeur Intel Pentium® Dual-Core, 2.50 GHz et une mémoire vive de 2 GO.

6.3 Illustration

Le schéma du réseau Ouest algérien de transport et de répartition 220/60 kV est représenté dans la figure 6-1. Les données des lignes et des transformateurs sont résumées dans le tableau C1 (*annexe C*) ainsi que les valeurs planifiées dans le tableau C2 et les caractéristiques du réseau dans [14].

Tous les détails des résultats sont reportés dans les tableaux C3, C4, C5, C6, C7, C8 en annexe C.

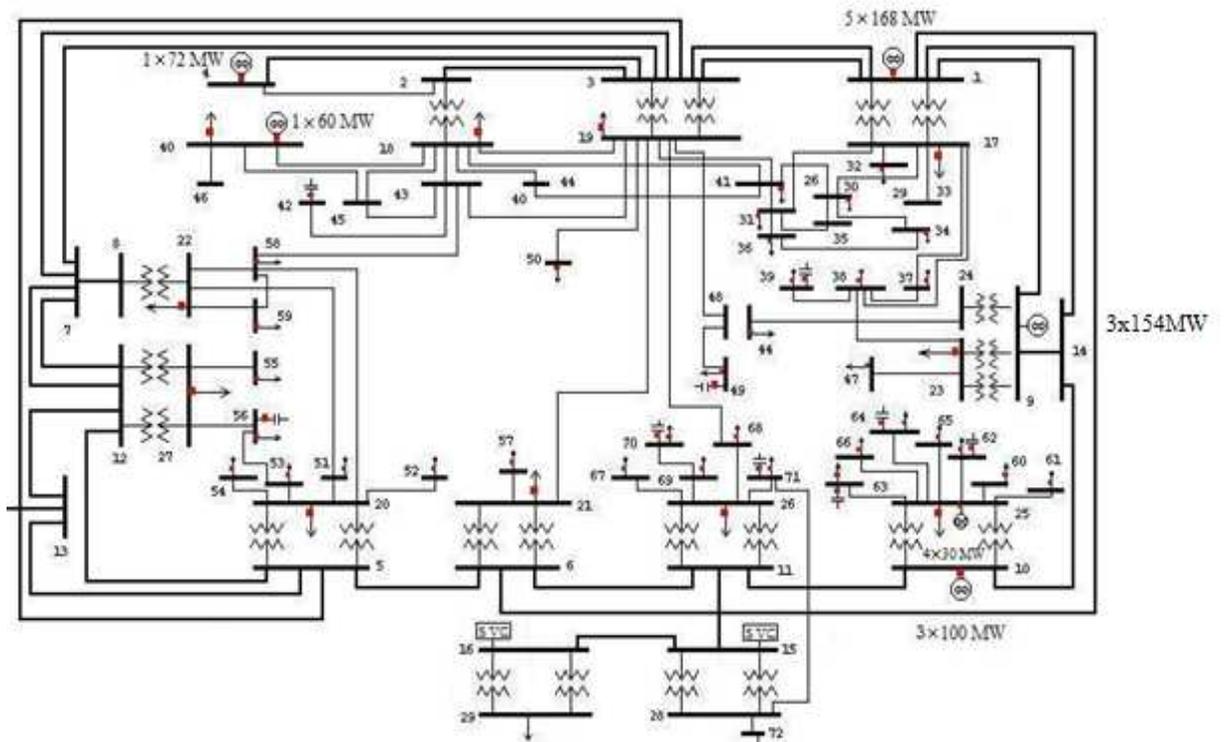


Figure 6-1 : Réseau Ouest Algérien 220/60 KV.

6.3.1 Contrôle des tensions

D'après le calcul de base on a constaté qu'il ya une violation de tension pour le réseau 220KV, de même pour le réseau 60KV. Les Figures 6-2a ,6-2b montrent les différentes tensions du réseau. Augmenter la tension dont la valeur est inferieur à 0,99 pu (nœud le plus critique 16) constitue le but de **l'étape 1a** et la tache la plus urgente. Dans cette phase, le but est d'insérer un dispositif FACTS de type SVC au nœud 16 ; et maintenir les capacités shunts localisées dans des endroits stratégiques, afin d'alléger les plus sévères violations de tension.

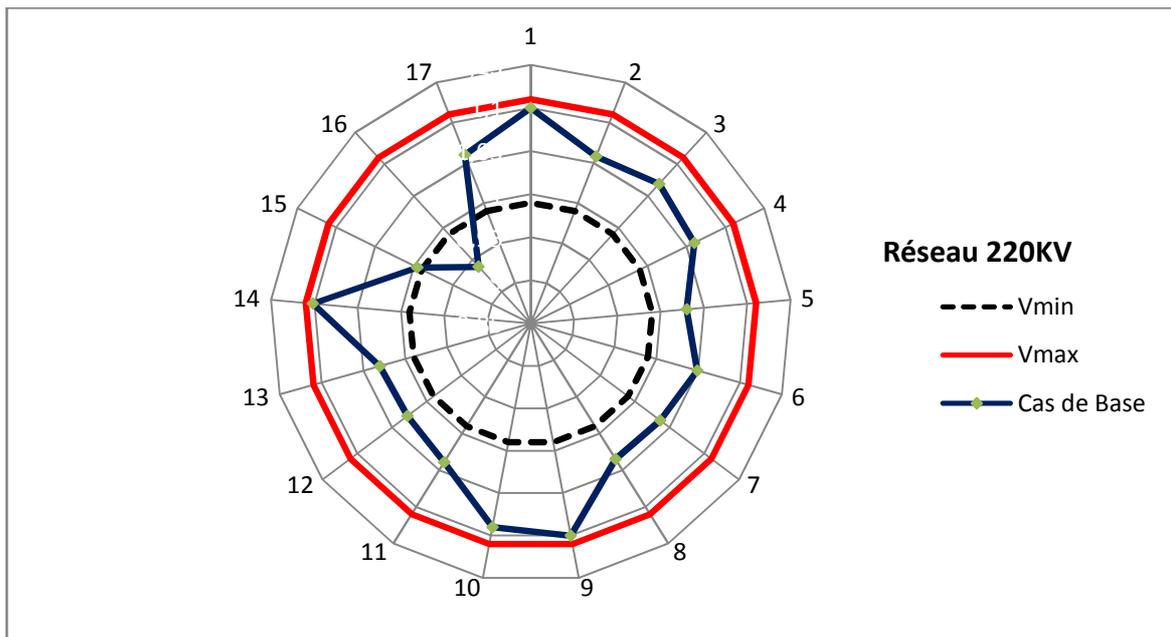


Figure 6-2a : Profil de tensions (Calcul de Base). Réseau 220 kV

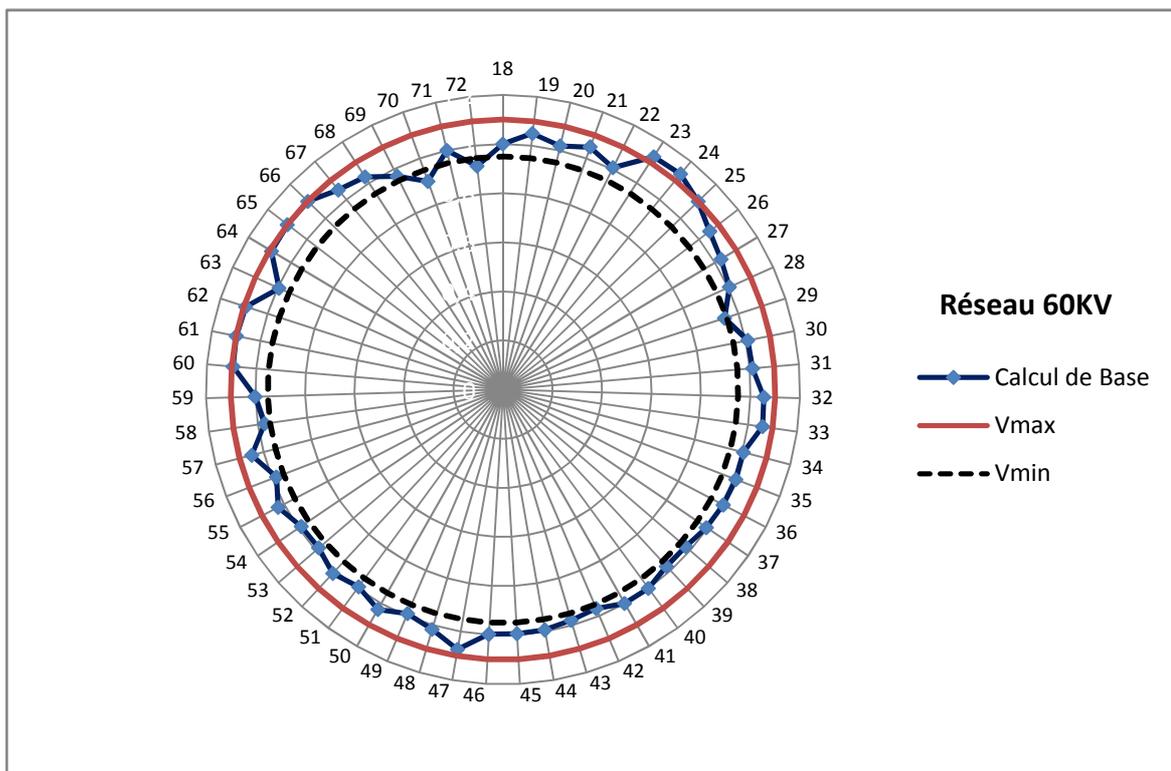


Figure 6-2b : Profil de tensions (Calcul de Base). Réseau 60 kV

Dans cet étape, après incorporation du SVC au nœud 16 et d'après les simulations, on a corrigé les violations de tension pour le réseau 220KV, mais pour le réseau 60KV il y'a toujours des violations de tensions dans certains nœuds (70,72, 23,24), ces dernières persistent c'est pour cela qu'on a insérer un deuxième SVC au nœud 15. Les Figures 6-3a ,6-3b montrent les différentes tensions du réseau. On remarque que les tensions aux nœuds 23,24 dépassent la limite supérieure.

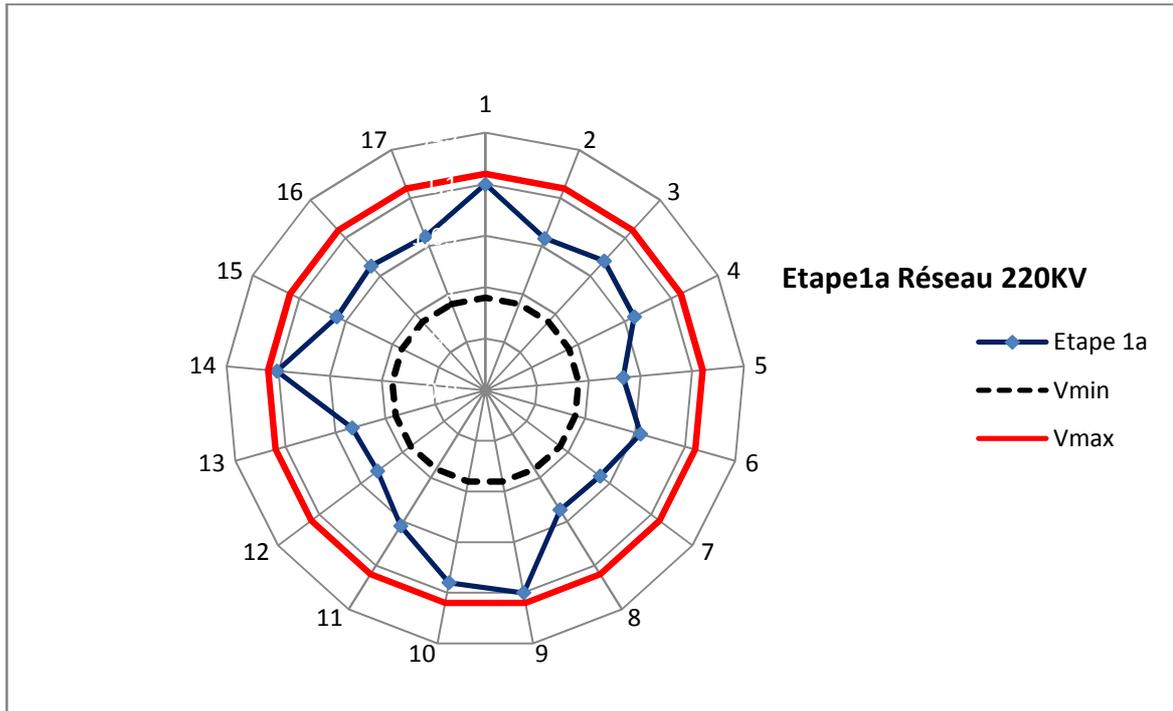


Figure 6-3a : Profil de tensions après l'étape1a. Réseau 220 kV

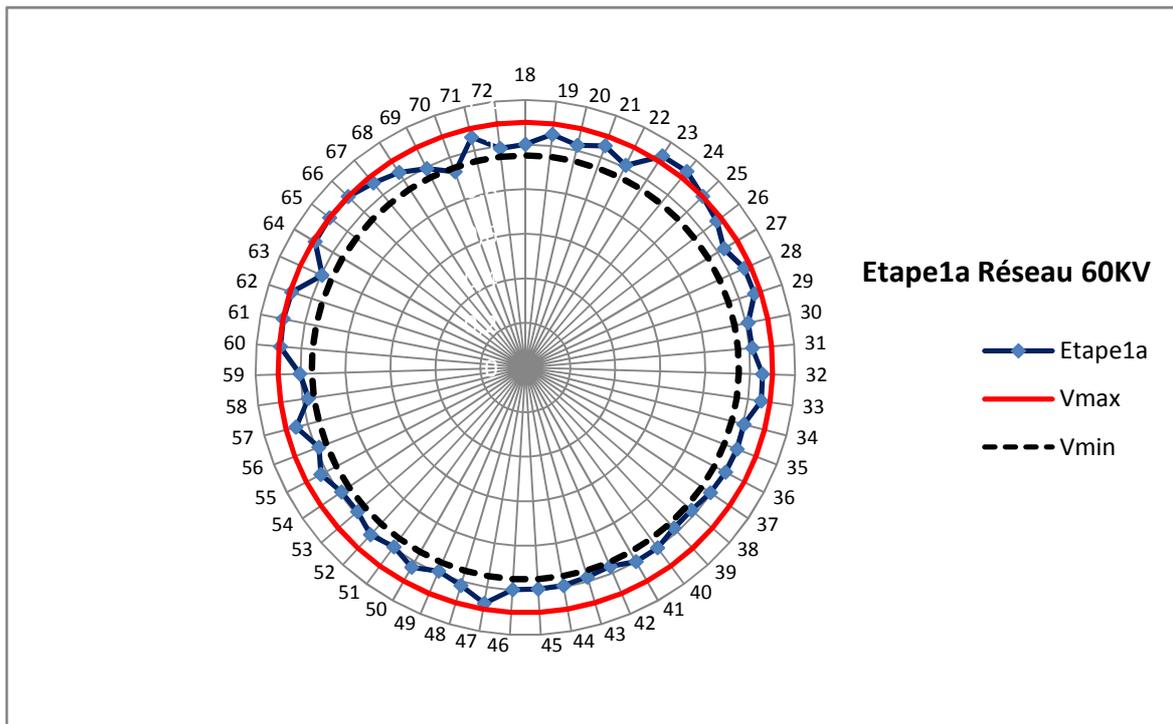


Figure 6-3b : Profil de tensions après l'étape 1a. Réseau 60 kV

La susceptance et l'angle d'amorçage ainsi que la puissance réactive injecté par le dispositif SVC au nœud 16 est donnée dans le tableau 6.1.

Tableau 6.1 1 : Susceptance B_{SVC} , l'angle d'amorçage α et la puissance réactive injectée par le SVC au nœud 16,

	B_{SVC} (16)	α_{SVC} (16)	Q_{SVC} (16) (MVAR)
Modèle de susceptance B_{SVC}	0.18		20.35
Modèle d'angle d'amorçage	0.18	139°	20.35

Après insertion du deuxième SVC au Nœud 15, Ceci permet de corriger toutes les tensions pour le réseau 220KV. Les résultats sont montrés graphiquement dans les figures 6-4a, et 6-4b. Toutes les tensions finales pour le réseau 220KV sont à l'intérieur des limites acceptables, mais pour le réseau 60 KV nous constatons que les tensions aux nœuds 23,24 atteignent la limite supérieure. Dans cette situation, la recommandation suggérée est d'optimisé les puissances réactive injectées par les SVCs et générée par les générateurs.

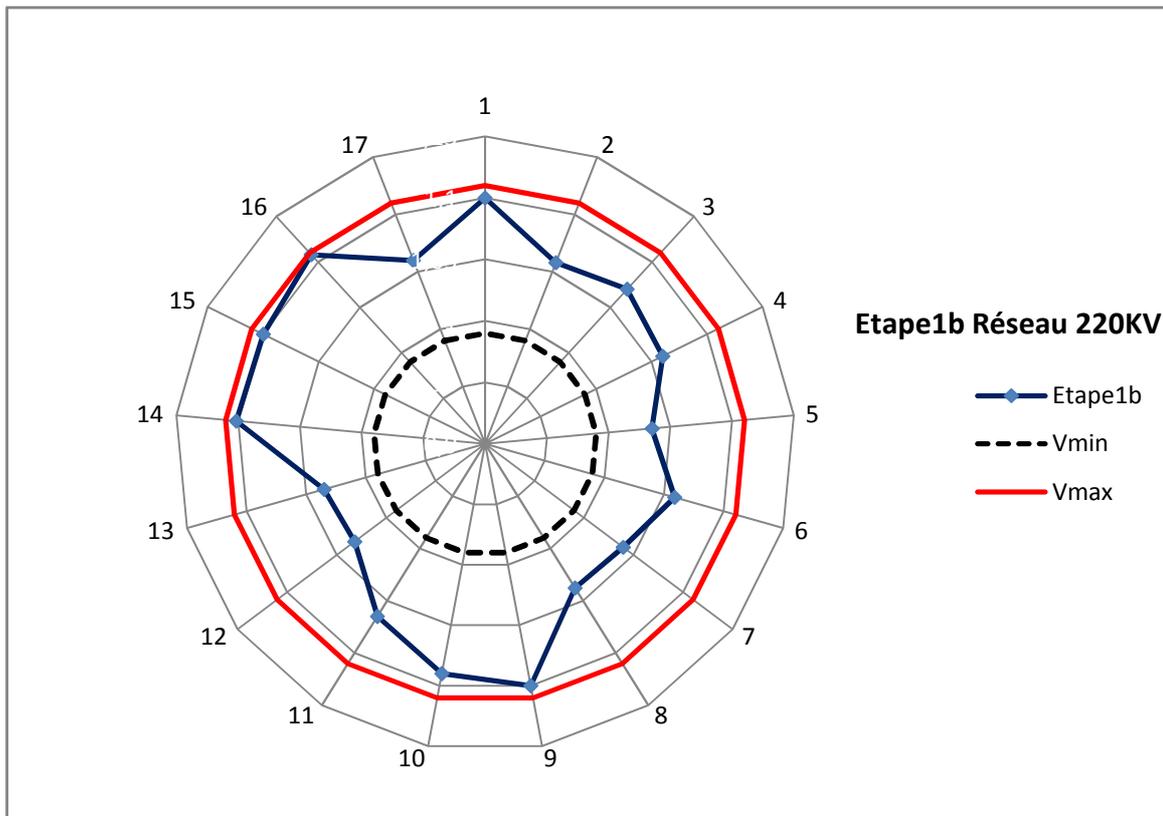


Figure 6-4a : Profil de tensions après l'étape1b. Réseau 220 kV

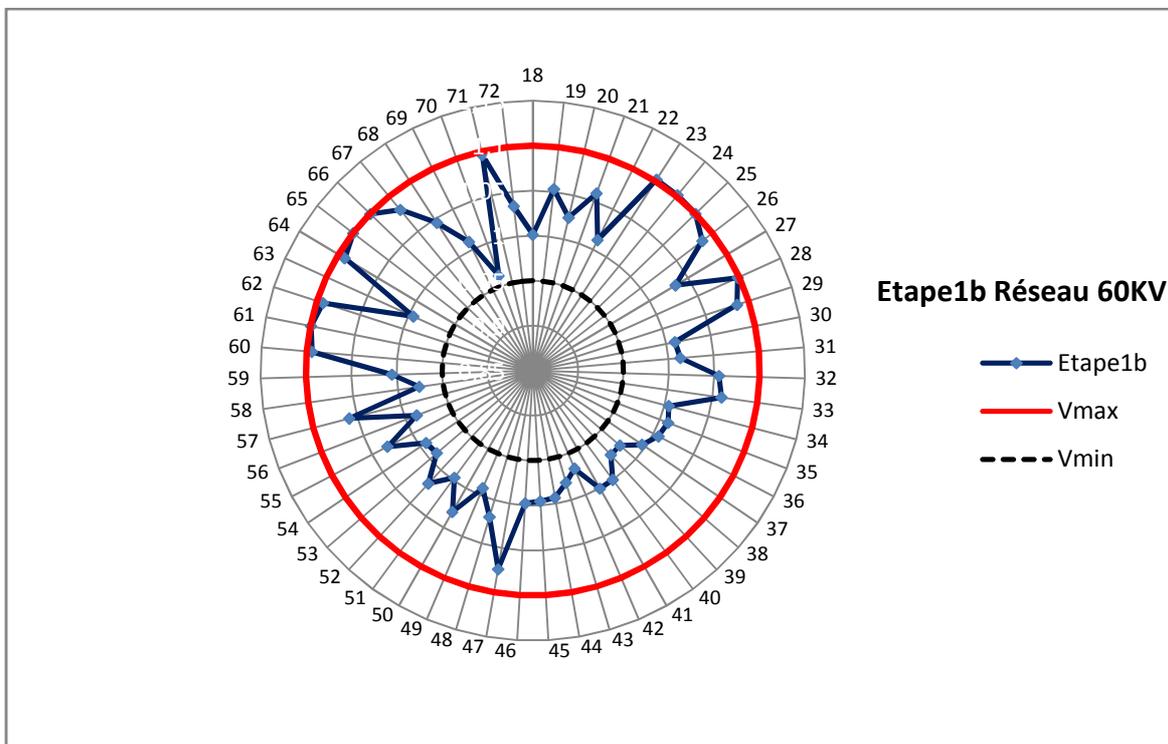


Figure 6-4b : Profil de tensions après l'étape1b. Réseau 60 kV

Les susceptances et les angles d'amorçages ainsi que les puissances réactives injectés par les dispositifs SVCs sont données dans le tableau 6.2.

Tableau 6.2 : Les susceptances B_{SVC} , les angles d'amorçage α des SVCs et les puissances réactives injectées par les SVCs

	B_{svc} (15)	B_{svc} (16)	$\alpha_{svc}(15)$	$\alpha_{svc}(16)$	$Q_{svc}(15)$ (MVAR)	$Q_{svc}(16)$ (MVAR)
Modèle de susceptance B_{svc}	0,15	0,18	-	-	17.67	22.11
Modèle d'angle d'amorçage	0,15	0,18	139°	140°	17.67	22.11

Selon les Figures 6-4a, 6-4b nous remarquons que les SVCs ont amélioré les profils des tensions de tous le système 220KV. Après l'étape 1b on a toujours des violations des tensions des nœuds 23,24.

Les corrections des tensions pour les nœuds critiques (23,24) après l'étape 1b sont données dans le tableau 6.3.

Tableau 6.3 : Les corrections des tensions après l'étape 1b.

	Avant l'étape 1b	Après l'étape 1b	Correction
Nœud 23	1,1272	1.1022	0,0250
Nœud 24	1,1346	1,1017	0,0329

Dans la deuxième étape qui est la phase d'optimisation, on fixe les capacités shunts utilisées dans le réseau ainsi que le rapport de transformation des transformateurs. Puis, on favorise les générateurs et les SVCs qui sont utilisées afin améliorer le profil de tension. Finalement, quelques variables de contrôle (la puissance réactive des générateurs, et la puissance réactive injectées dans le réseau par le dispositif SVC ainsi que l'angle d'amorçage des thyristors pour les SVCs) sont réglées pour la minimisation des pertes actives. Les variables de contrôles sélectionnées varient au fur et à mesure jusqu'à l'obtention des corrections requises.

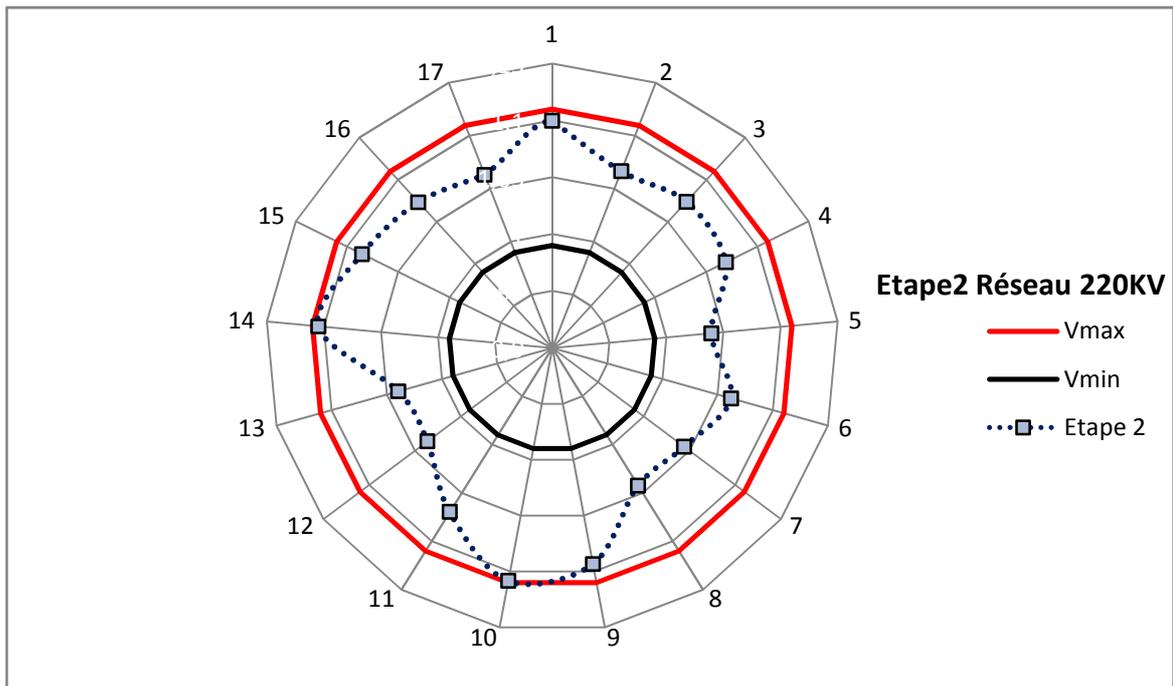


Figure 6-5a : Tensions après l'étape2. Réseau 220 kV

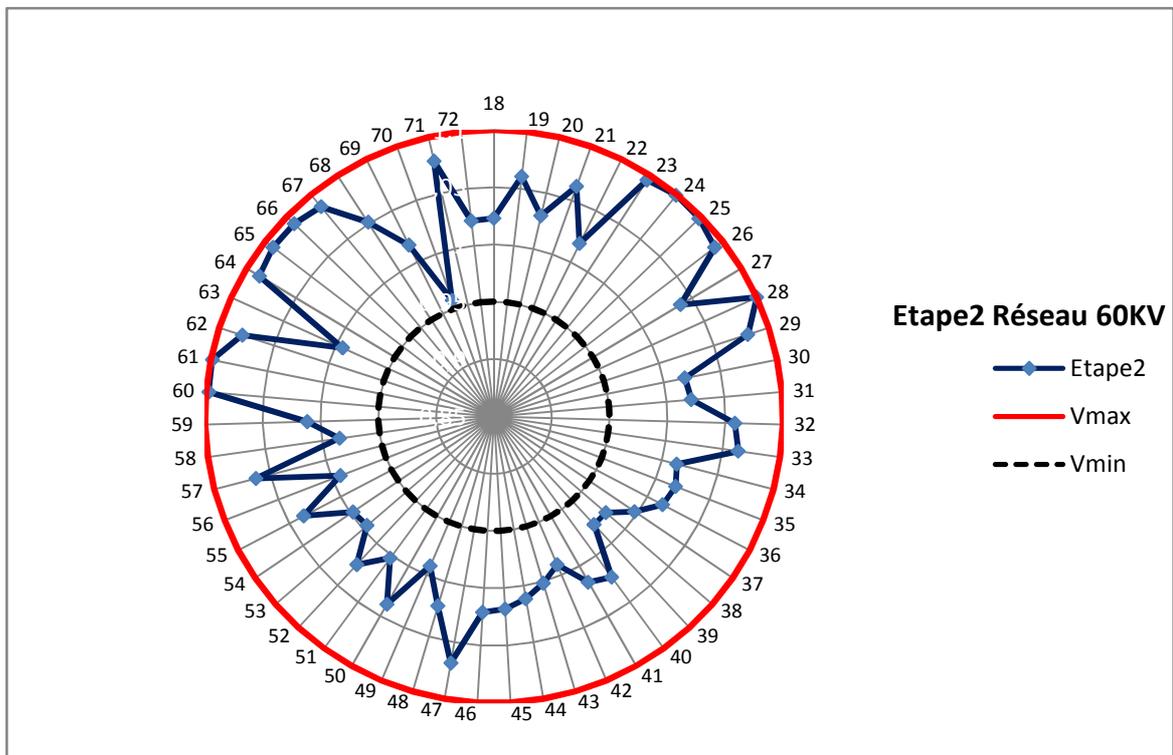


Figure 6-5b : Tensions après l'étape2. Réseau 60 kV

Après l'étape 2 on a constaté que tous les tensions sont dans les limites admissibles imposées, les corrections des tensions pour les nœuds critiques (23,24) sont données dans le tableau 6.4.

Tableau 6.4 : Les corrections des tensions après l'étape 2

	Avant l'étape 1b	Après l'étape 2	Correction
Nœud 23(pu)	1.1272	1.0949	0.0323
Nœud 24(pu)	1.1346	1.099	0,0356

Quand toutes les actions de contrôle recommandées durant l'étape 2 ont été menées d'une façon correcte, on doit, afin de réduire les pertes de puissance active, passer à l'étape 3 et l'étape 4. Les résultats sont montrés graphiquement dans les figures (6-6a, 6-6b) et (6-6a, 6-6b). Nous constatons une diminution des pertes (*tableau 6.9*) et un meilleur profil de tension que celui de l'étape 2b.

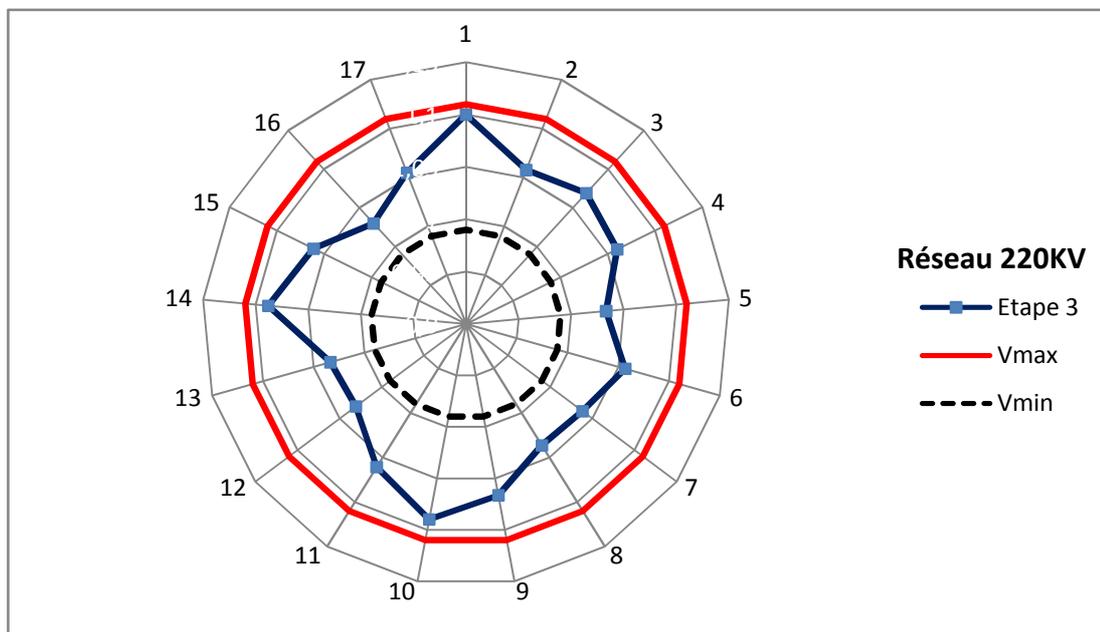


Figure 6-6a : Tensions après l'étape3. Réseau 220 kV

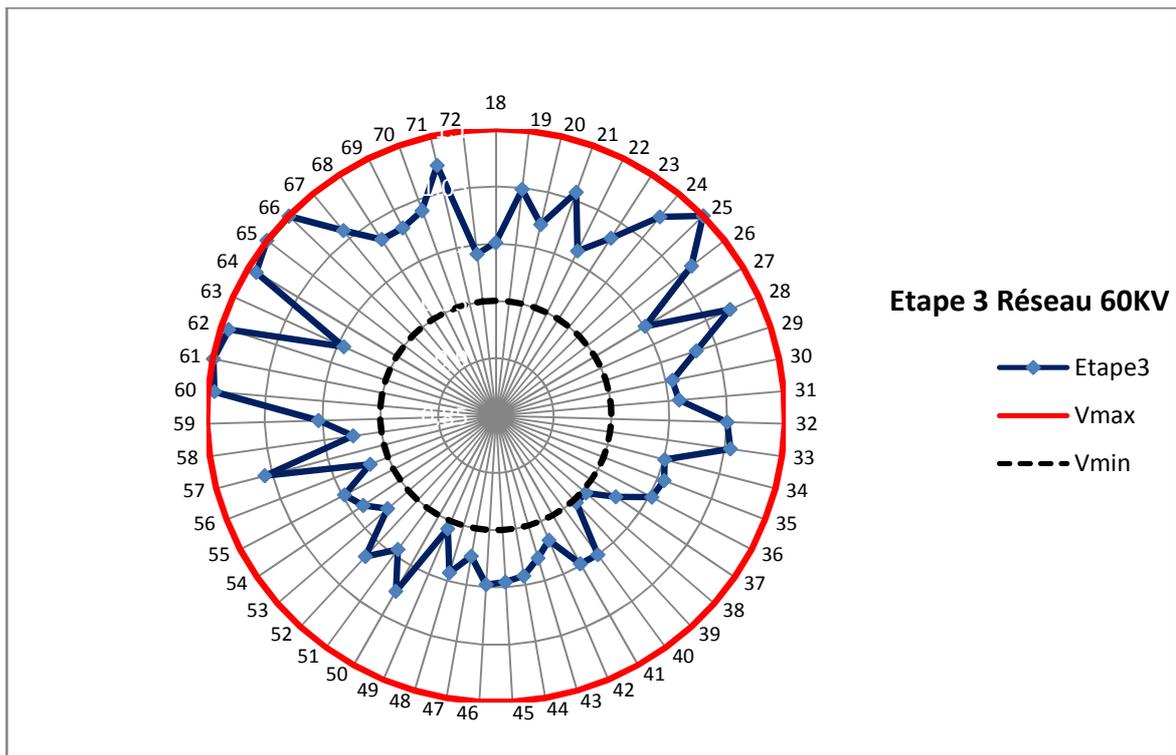


Figure 6-6b : Tensions après l'étape3. Réseau 60 kV

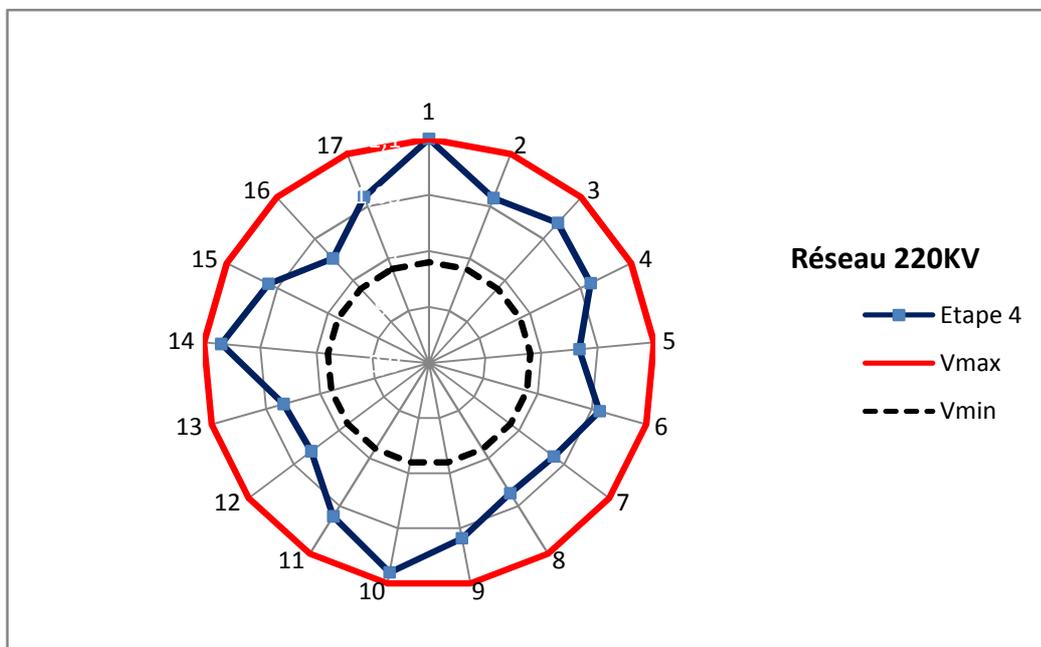


Figure 6-7a : Tensions après l'étape4. Réseau 220 kV

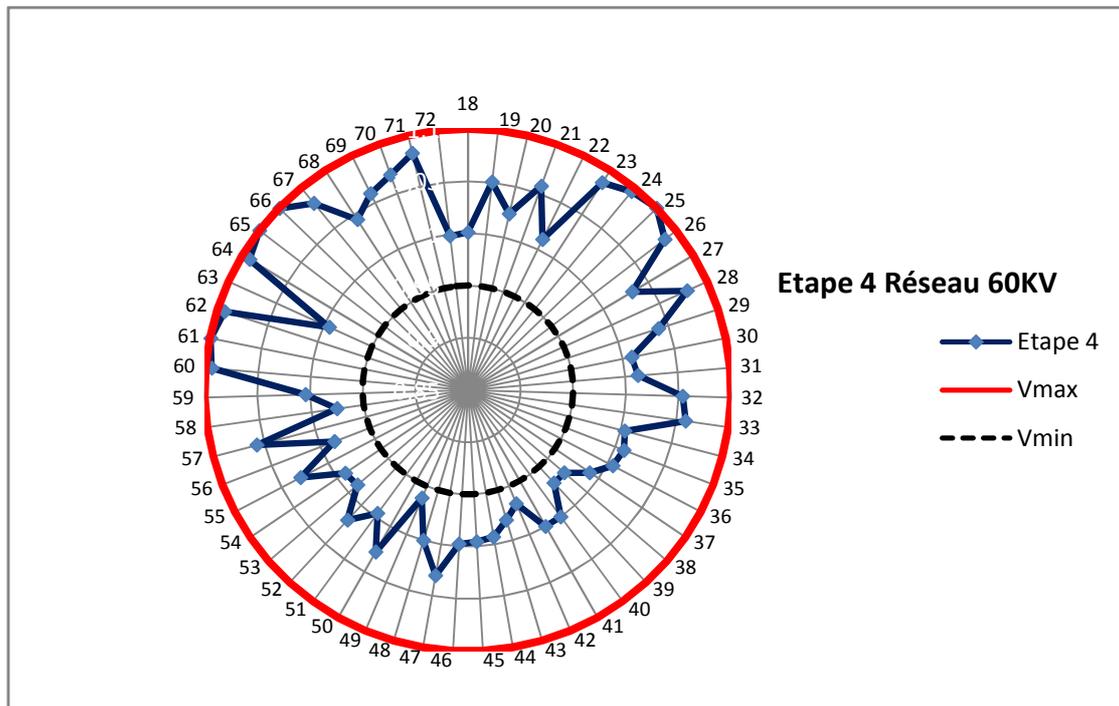


Figure 6-7b : Tensions après l'étape4. Réseau 60 kV

Les susceptances et les angles d'amorçage optimal ainsi que les puissances réactives injectés par les dispositifs SVCs sont données dans le tableau 6.5.

Tableau 6. 5 : Les susceptances B_{SVC} , les angles d'amorçage α des SVCs et les puissances réactives injectées par les SVCs

	B_{svc} (15)	B_{svc} (16)	α_{svc} (15)	α_{svc} (16) [°]	Q_{svc} (16) (MVAR)	Q_{svc} (16) (MVAR)
Modèle de susceptance B_{svc}	0.15	0.18			16.81	18.96
Modèle d'angle d'amorçage	0,15	0,18	135,578	132.241	16.81	18.96

6.3.2 Les puissances et les pertes

Le tableau 6.6 montre la puissance active générée par les générateurs durant les différentes étapes de simulations.

Tableau 6.6 : Puissance Active générée par les générateurs

Puissance Active Généré (MW)	Calcul de Base	Etape 1a	Etape1b	Etape 2	Etape3	Etape4
P_{G1}	539.023	538.084	538.118	536.122	536.012	535,017
P_{G4}	65.00	65.00	65.00	65.00	65.00	65.00
P_{G9}	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
P_{G10}	250.00	250.00	250.00	250.00	250.00	250.00
P_{G25}	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
P_{G40}	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00

On constate qu'il y'a diminution de la puissance active générée par le nœud bilan, ce qui est normal par ce que notre approche est basé sur la minimisation des pertes actives.

Nous remarquons aussi une diminution de puissance réactive générée par le nœud de bilan après insertion du dispositif FACTS dans le réseau et après optimisation, nous dirons que l'emplacement des SVCs près de la charge perturbatrice permet de régler le double problème qui est de diminuer les pertes actives et éviter le transit de la puissance réactive à travers les lignes de transmissions.

Les tableaux (6.7), (6.8) montrent l'évolution des puissances réactives générée par les génératrices, et injectées par les SVCs durant les différents étapes de simulation.

Tableau 6.7 : Puissance Réactive générée par les générateurs

Puissance Réactive Généré (MVAR)	Calcul de Base	Etape 1a	Etape1b	Etape 2	Etape3	Etape4
Q_{G1}	383.251	368.544	359.276	352.789	347.574	345.250
Q_{G4}	23.855	21.753	20.451	30.0	30.00	30.00
Q_{G9}	41.222	40.917	40.711	30.221	-3.738	-3.584
Q_{G10}	49.914	33.932	23.977	-36.55	-20.521	-15.263
Q_{G25}	-39.845	-39.721	-39.721	31.852	33.542	34.370
Q_{G40}	15.463	14.410	13.749	26.00	26.00	26.00

Tableau 6.8/ Puissances réactives injectées par les SVCs

	Cas de Base	Etape 1a	Etape1b	Etape 2	Etape3	Etape4
Nœud 15			18.14	17.67	16,90	16.81
Nœud 16		20.35	22.11	20,74	19.10	18.96

Nous constatons une diminution des pertes (*tableau 6.9*) et un meilleur profil de tension que celui de l'étape de calcul de base.

Tableau 6.9 : Les pertes actives totales suivant les différentes étapes.

	Calcul de Base	Etape 1a	Etape1b	Etape 2	Etape3	Etape4
Pertes [MW]	53,523	52,584	52,618	50,622	50,512	49,517
Reduction[MW]		0,939	0,905	2,901	3,011	4,006
Reduction[%]		1,754	1,690	5,420	5,625	7,484

Finalement, les résultats obtenus durant la phase d'optimisation des deux variables de contrôle démontrent l'efficacité de la méthode d'optimisation. Les résultats sont très satisfaisants et on peut dire qu'ils sont plus proches à la réalité. Pour les pertes, on constate une diminution de 7,484% par rapport au cas initial.

6.4 Conclusion

Notre travail est surtout basé sur le problème de contrôle de la tension et de la puissance réactive du réseau ouest algérien. La solution adéquate permettant la résolution de ce problème est basée sur l'optimisation des puissances réactives des générateurs et des dispositifs FACTS. Ceci nous a permis de contrôler les tensions et de minimiser les pertes actives.

Conclusion générale

Nous avons traité le problème du contrôle des puissances réactives et le contrôle des tensions au niveau des différents nœuds et nous avons essayé d'illustrer l'utilité, l'efficacité et la rapidité de contrôle par l'insertion des dispositifs FACTS. Ces derniers peuvent permettre d'exploiter les interconnexions à leur meilleur niveau en optimisant les capacités de transfert d'énergie, en préservant la stabilité des réseaux dans diverses conditions d'exploitation, et en optimisant en permanence le partage des charges entre les circuits parallèles.

La méthode utilisée, a donné des résultats très satisfaisants ou on a amélioré avec succès le profil des tensions, et on a réduit les pertes actives de puissance.

Les résultats obtenus, à partir des différentes simulations, nous ont permis de formuler les conclusions suivantes :

- Le calcul de la répartition des charges par la méthode de Newton Raphson, a donné des résultats très satisfaisants.
- L'introduction du dispositif FACTS au niveau des jeux de barre critique, nous a permis de compenser l'énergie réactive, et augmenter la capacité de transport de la puissance active.

Le processus d'optimisation utilisé, est simple, efficace et a donné en plus des résultats satisfaisants. Ce dernier nous a permis d'optimiser les puissances réactives en simulant plusieurs cas selon les variables de contrôle utilisées.

La méthode d'optimisation avec plusieurs variables de contrôle, à savoir la puissance réactive des nœuds de production et des SVCs et leur angle d'amorçage, nous a permis de corriger les différentes tensions et améliorer tous les paramètres du réseau et le profil des tensions.

En perspectives, nous pouvons énoncer quelques thèmes de recherche ayant pour objectif de compléter ce que nous avons présenté dans ce travail:

- Etude de l'impact des autres dispositifs FACTS sur les réseaux d'énergie électriques.

- Contrôle des tensions et des transits de puissance réactive par intégration d'autres dispositifs FACTS, tels que : le STATCOM, SSSC, TCSC et UPFC.
- Elargissement de la fonction objective en tenant compte de la fonction cout des FACTS et faire des études avec autres méthodes d'optimisation soit conventionnelles ou évolutives.

Ce travail a fait l'objet de deux publications internationales, et de plusieurs communications internationales et nationales.

Rèférences

- [1] G. Radman, R.S. RAJE “*Power flow model/calculation for power Systems with multiple FACTS controllers*”, Elsevier, Electrical Power systems research, Vol. 77, Issue 12, October 2007, pp.1521- 1531
- [2] Hugo Ambriz-Pérez , Enrique Acha, Claudio R. Fuerte-Esquivel , TCSC-firing angle model for optimal power flow solutions using Newton’s method, Elsevier, Electrical power systems research Vol. 28, pp. 77–85 (2006)
- [3] H. Ambriz-Pérez, E. Acha, and C. R. Fuerte-Esquivel, Advanced SVC Models for Newton-Raphson Load Flow and Optimal Power Flow Studies, *IEEE Trans. Power Systems* vol. 15 n. 1, 2000, pp.129-136.
- [4] C. R. Fuerte-Esquivel, E. Acha, H. Ambriz-pérez, Integrated SVC and Step –down Transformer Model for Newton-Raphson Load Flow Studies, *IEEE power Engineering Review*, vol. 20 n. 2, 2000, pp. 45-46.
- [5] C. A. Enrique, R.Clodio, Claudio, R. Fuerte-Esquivel, H.Ambriz-Perez, C.Angelos Camacho, "Modelling and Simulation in Power Networks", John Wily & Sons, LTD, 2004.
- [6] L. Gyugyi, power electronics in electric utilities: Static VAR Compensators, *Proc. Of the IEEE*, vol. 76, no 4, Apr. 1988, pp. 483-494.
- [7] G. N. Taranto, L. M. V. G. Pinto, and M. V. F. Pereira. Representation of FACTS devices in power system economic dispatch. *Transactions on Power Systems*, vol. 7, n. 2, May 1992 pp.572.
- [8] Abdel-Aty Edris. Flexible AC transmission systems, *In Semposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (SEPOPE)*, Foz do Iguacu, Brazil, May 1994.
- [9]Abdel-Aty Edris. Flexible AC transmission systems, *In Semposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (SEPOPE)*, Foz do Iguacu, Brazil, May 1994.
- [10] Guide Power quality perturbation en tension, section 5.1.4, Leonardo energy, October 2008.
- [11] E. Acha, V.G.Agelidis, O.Anaya-Lara, T.J.E Miller « Power Electronic Control in Electrical Systems» Newnes Power Engineering Series, 2002

- [12] Stéphane Gerbex. "Métaheuristiques appliquées au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique", thèse de doctorat n° 2742 Ecole polytechnique fédérale de Lausanne (2003)
- [13] B. Mahdad "Contribution to the improvement of power quality using multi hybrid model based Wind-Shunt FACTS," *10PthP IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering*, Italy, 2011
- [14] Khiat Mounir « Répartition optimale des puissances réactives dans un réseau d'énergie électrique sous certaines contraintes de sécurité » Thèse de doctorat d'état .Oran 2003
- [15] L. Boumediene, M. Khiat M. Rahli, A.Chaker "Harmonic Power Flow in Electric Power Systems Using Modified Newton Raphson Method", *International Review of Electrical Engineering (I.R.E.E.)*, Issue 3, Volume 4, May- June 2009.
- [16] J. C. Das *Amec, Inc Atlanta, Georgia* "Power System Analysis Short-Circuit Load Flow and Harmonics" Copyright 2002 by Marcel Dekker
- [17] Stagg et El Abiad , " Computer methods in power system analysis", MG Graw Hill book Company New york 1983.
- [18] M. Sarvi, M. Sedighzadeh, J. Qarebaghi "Optimal Location and Parameters Setting of UPFC Based on Particle Swarm Optimization for Increasing Loadability " , *International Review of Electrical Engineering (I.R.E.E.)*, Issue 5, Volume 5, September-October 2010, pp. 2234-2240.
- [19] L. Boumediene, K. Hartani, " Optimal Placement of FACTS Devices in Large Power System using PSO Method " , *International Review of Electrical Engineering (I.R.E.E.)*, Vol. 6, N°2, March- April 2011.
- [20] Nannan Yan, Zhengcai Fu "Optimization and Coordination of UPFC Controls Using MOPSO", *International Review of Electrical Engineering (I.R.E.E.)*, Issue 5, Volume 5, September-October 2010, pp. 2327-2332.
- [21] Arjang Yousefi-Talouki, S.Asghar Gholamian, Mehdi Hosseini, Sepideh Valiollahi "Optimal Power Flow with Unified Power Flow Controller Using Artificial Bee Colony Algorithm", *International Review of Electrical Engineering (I.R.E.E.)*, Issue 6, Volume 5, December 2010, pp. 2327-2332.

- [22] J. Moshtagh, A. Jalali, K. Karimizadeh Valiollahi "Optimum Placement and Sizing of DG Using Binary PSO Algorithm to Achieve the Minimum Electricity Cost for Consumers",,
- [23] Alireza Seifi, Ph.D. Sasan Gholami, M.S.; and Amin Shabanpour, M.S. Power Flow Study and Comparison of FACTS: Series (SSSC), Shunt (STATCOM), and Shunt-Series (UPFC). The Pacific Journal of Science and Technology, Volume 11. Number 1. May 2010 (Spring)
- [24] X.-P. Zhang , E. Handschin , M. Yao, Multi-control functional static synchronous compensator (STATCOM) in power system steady-state operations, Electric Power Systems Research 72 (2004) 269–278
- [25] D.J. Gotham, G.T. Heydt. Power flow control and power loss studies for Systems with FACTS devices''. IEEE Tran. Power System, 13(1):60-65 February 1998.
- [26] E.Acha, V.G. Agelidis, O. Anaya-Lara, T.J.E. Miller, "Power electronic control in electrical systems", Newnes 2002.
- [27] Mounir Khiat, Alejandromarano, Saliha Chettih, Jose Luise Martinez Ramos ' A Hybrid Methodology for optimal VAR Disptching The Western Algerian Power , Rev. Roum. Sci. Techn.– Électrotechn. et Énerg.,, p. , Bucarest, 2012
- [28] Rahli.M “ Contribution à l’Etude de la Répartition Optimale des Puissances Actives dans un Réseau d’Energie Electrique ”, Thèse d’Etat, Soutenue à l’USTO,1996.
- [29] Khiat .M, “ Répartition Optimale des puissances Actives dans un Réseau d’énergie Electrique par la Programmation Linéaire” Projet Fin d’Etude, Soutenue à l’USTO,1986.
- [30] Moudjahed.M, “ Etude Initiale de Répartition Economique des Puissances Actives Dans le réseau Algérien 220Kv”, Thèse de Magister, Soutenue à l’USTO,1987.
- [31] Martínez J.L., Gómez A., Cortés J., Méndez E., Méndez E., Cuéllar Y., “ A Hybrid Tool to Assist the Operator in Reactive Power/ Voltage Control and Optimization” . IEEE/ PES Summer Meeting 1994, paper No. 94 SM 537-1 PWRs. San Francisco, July 1994.
- [32] Gómez A., Martínez J.L., Ruíz J.L., Cuéllar Y., “ Sensitivity- Based Reactive Power Control for Voltage Profile Improvement”. IEEE Trans. On Power Systems, Vol.8, No.3, pp.937-945. August 1993.

- [33] Cuéllar Y., Blasco J.A., Cortés J., Martínez J.L., Gómez A., “ SETRE: Sistema Experto de Control de Tensión y Energía Reactiva” . Terceras Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, pp.1125-1134. Barcelona, Julio 1993.
- [34] Gomez A and al, “ SETRE, Proyecto de Investigacion con la Sevillana de Electricidad”, Isotrol (DIE/AICIA-SADIEL), 1994.
- [35] Lebow W.M, Mehra R.K, Nadira R, Rouhani R, Usoro P.B, “ Optimization of Reactive Volt-Ampere (VAR) Sources in System Planning ” Volume 1, Power System Planning and Operations Program, Electrical System Division.
- [36] Wallah Y, “ Calculation and Program for Power System Networks”, Prentice-Hall, Inc, Englewood Cliffs, 1986.
- [37]. J. L . Martinez Ramos, A . Gómez Exposito, *A Hybrid Tool to Assist the operator in Reactive power/ Voltage control and Optimization.IEEE Trans. Power Systems.* (1994).
- [38] M. Khiat, A. Chaker, A . Gómez Exposito, J.L . Martinez Ramos, *Reactive Power Optimization and Voltage Control in the Western Algerian Transmission System: A Hybrid Approach*, Elsevier – EPSR, **64**, pp. 3-10, 2003..
- [39] SVC for cost-effective replacing of local generation with remote power import, www.abb.com/FACTS, 102-0183E, 2011-01, Elanders Sverige AB.
- [40] Benzerga. F, «Répartition des Charges et Optimisation des Puissances Réactives des Réseaux Electriques de Grande Taille.», Thèse de magister, soutenue à l’ENSET Oran, 1999.
- [41] Adapta.R, “Summary of EPRI’s FACTS System Studies”, CIGRE SC,14 International Colloquium on HVDC & FACTS, Montreal, September 1995.
- [42] Baker M.H, Povh D,Larsen E.V “ FACTS Equipments”Special Report CIGRE Symposium on Power Electronics in Electric Power Systems, Tokyo, May 1995.
- [43] Breuer G, “ Flexible AC Transmission Scoping Studies”, EPRI , Pceeding, FACTS, Conference 1, Cincinnati,OH, November 1990.
- [44] IEEE Power Engineering Society., “ Reactive Power: Basics, Problems & Solutions”. 87 EM0262-6- PWR. 1987.
- [45] Gomez Exposito A, “ Reparto de Cargas en la Simulacion y Analisis de Redes Electricas mediante Microprocesadores en Paralelo”, Tesis, Doctoral, Universidad de Sevilla, 1985.

- [46] Ward J.B, Hale H.W, “ Digital Computer Solution of Power Flow Problems”, Pas-75, pp. 398-404, 1956.
- [47] Glimn A.F., Stagg G.W., “ Automatic Calculation of Load Flows”. PAS-76, pp. 817-825, 1957.
- [48] Jordan R.H, “ Rapid Converging Digital Load Flow”, Pas-76, pp 1433-1438,1958.
- [49] Van Ness J.E, “Convergence of Iterative Load Flow Studies”, Pas-78B, pp. 299-304, 1961.
- [50] Van Ness J.E, Griffin J.H, “ Elimination Methods for Load Flow Studies”, Pas-80,pp.299-304, 1961.
- [51] Gupta P.P, Davies M.W.H., “ Digital Computers in Power System Analysis”, Proceeding, IEE-108, pp.383-404, 1961.
- [52] Bremeller A, Denmead J.K, “Some Improved Methods of Digital Network Analysis”, Proceeding IEE? Vol 109, pp. 109-116, 1962.
- [53] Brown H.E, Carter G.K, Happ H.H, Person C.E, “ Power Flow Solution by Impedance Matrix Iterative Method”, Pas-82, pp.1-10, 1963.
- [54] Tinney W.F., Hart C.E., “ Power Flow Solution by Newton’s Method ”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol PAS-86, pp.1449-1460. November1967.
- [55] Yahiaoui M.,” control des tensions et des puissances réactive dans un réseau d’énergie de grand taille” Thèse de magister, soutenue à l’ENSET Oran, 2001.
- [56] Slimani linda “ Contribution à l’application de l’optimisation par des méthodes metaheuristiques à l’écoulement de puissance optimal dans un environnement de l’électricité dérégulé. Thèse de doctorat université de Batna 12/2009.
- [57] T. Bouktir ; “Application de la programmation orientée objet à l’optimisation de l’écoulement de puissances”, Thèse de doctorat d’état. Université de Batna, Algérie, juin 2004.
- [58] M. A. Abido,”Multiobjective Evolutionary Algorithms for Electric Power Dispatch Problem,” IEEE Trans on Evolutionary computation ,vol. 10,NO.3,june .2006 .

- [59] M. A. Abido, "A niched Pareto genetic algorithm for multiobjective environmental/economic dispatch," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 25, pp. 97–105, 2003 .
- [60] H. Saadat, *Power system analysis*, Second Edition, McGraw-Hill International Editions, 2004.
- [61] T.Nadeem Malik ,A ul Asar ,M.F.Wyne,S.Akhtar "A new hybrid approach for the solution of nonconvex economic dispatch problem with valve-point effects"*Electric Power Systems Research* 80 (2010) 1128-1136.
- [62] Victoire TAA, Jeyakumar AE."Hybrid PSO–SQP for economic dispatch with valve-point effect" *Electric Power Syst Res* 2004;71:51–9.
- [63] L. Bayón, J.M. Grau, M.M. Ruiz, P.M. Suárez " Algorithm for calculating the analytic solution for economic dispatch with multiple fuel units"*Computers & Mathematics with Applications*, Volume 62, Issue 5, September 2011, Pages 2225-2234.
- [64] Mark A. Delucchi, Mark Z. Jacobson" Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part II: Reliability, system and transmission costs, and policies" *Energy Policy* Volume 39, Issue 3, March 2011, Pages 1170–1190.
- [65] Fan JY, McDonald JD. A "practical approach to real time economic dispatch considering unit's prohibited operating zones". *IEEE Trans Power Syst* 1994;9(4):1737–43.
- [66] Lee FN, Breipohl AM. "Reserve constrained economic dispatch with prohibited operating zones".*IEEE Trans Power Syst* 1993;8(1):246–54.
- [67] T. Bouktir and L. Slimani, "Optimal power flow of the Algerian Electrical Network using an ant colony optimization method", *Applied Simulation and Modelling*, Editor: M. H. Hamza, ISBN: 0-88986-467-5, ISSN: 1021-8181 a publication of IASTED, Acta press, Juin 2005

- [68] T. Bouktir and L. Slimani, "An ant colony optimization for solving the optimal power flow problem in medium scale electrical network", Journal of Electrical Engineering, ISSN 1582-4594, "Politehnica" Publishing House, Romaine. Vol 6, N°1, pp.10-15, 2006
- [69] Vincent Manzo " Traitement des congestions dans les réseaux de transport et dans un environnement dérégulé" these PhD" INP de Grenoble, Octobre 2004
- [70] LU Wei, " Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité", thèse de doctorat, Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble, Juillet 2009.
- [71] J.L. LILIEN, "Transport et Distribution de l'Energie Electrique", Cours donné à l'Institut d'Electricité Montefiore, Université de Liège 2013.
- [72] Claude Crampes, "Marché de gros et bourses de l'électricité", Conférences Jules Dupuit, 5 décembre 2002.
- [73] Federico Milano, "Pricing System Security in Electricity Market Models with Inclusion of Voltage Stability Constraints", these PhD, Electrical Engineering Genova, Italy, April 2003.
- [74] Christie R.D., Wollenberg B.F., Wangensteen I., "Transmission Management in the Deregulated Environment", Proceedings of the IEE, vol.88, n°2, p.170-194, Février 2000.
- [75] Gedra T.W., "On Transmission Congestion and Pricing", IEEE Trans on PS, vol.14, n°1, pp.241-248, Février 1999.
- [76] Rudnick H., Palma R., Fernandez J.E., "Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, n°2, p. 1125-1142, Mai 1995.
- [77] LU Wei, Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité. Thèse Doctorat, Institut Polytechnique de Grenoble, le 6 Juillet 2009
- [78] Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS), mémoire de magister, université de Biskra 28/01/2012.
- [79] Larbi Boumediene « Placement Des Dispositifs «D-FACTS» et Contrôle Des tensions Dans Un Réseau de Distribution », thèse de doctorat Oran 2010
- [80] Haimour Rachida« Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions par les Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique» mémoire de magister, Ecole Normale Supérieure de l'Enseignement Technologique d'Oran 2008-2009

Références

[81] Hanane Kouara « Application d'un filtre actif série au contrôle de la tension d'un réseau basse tension » mémoire de magister, université de Batna 28/02/2006.

[82] Boudjella Houari « contrôle des puissances et des tensions dans un réseau de transport au moyen de dispositifs FACTS (SVC) » mémoire de magister, université de Sidi Bel-Abbes 23 Janvier 2008.

[83] Oussama MAMMERY , ' différentes méthodes de calcul de la puissance réactive dans une nœud a charge non linéaire en présence d'un système de compensation de l'énergie' Mémoire de magister , université de Batna, 2011-2012,

Annexe A

Algorithmes de résolution du problème de la répartition des charges

Dans cette annexe, nous présentons les différentes méthodes permettant la résolution du problème de la répartition des charges.

A.1 Formulation du problème de l'écoulement de puissance : [17]

Le bilan énergétique du nœud k est donné par :

$$S_k = S_{Gk} - S_{ch k} \quad (\text{A-1})$$

$$S_k = E_k I_k^* \quad (\text{A-2})$$

De l'expression (A.1) :

$$I_k = \sum_{m=1}^n Y_{km} V_m \quad (\text{A-3})$$

Avec :

$$Y_{km} = G_{km} - jB_{km} = \begin{cases} -y_{km} & \text{si } k \neq m \\ \sum_{m=1}^n y_{km} + \sum_{m=1}^n y_{shkm} / 2 & \text{si } k = m \end{cases} \quad (\text{A-4})$$

$$I_k = S_k^* / V_k^* = (P_k - jQ_k) / V_k^* \quad (\text{A-5})$$

L'écoulement de puissance du nœud k vers le nœud m

$$S_{km} = V_k I_{km}^* \quad (\text{A-6})$$

Ou bien :

$$S_{km}^* = V_k^* I_{km} \quad (\text{A-7})$$

$$\text{Avec :} \quad I_{km} = (V_k - V_m) y_{km} + V_m y_{shkm} / 2 \quad (\text{A-8})$$

Donc l'expression des puissances transmises du nœud k vers le nœud m sera :

$$S_{km}^* = V_k^* (V_k - V_m) y_{km} + V_k^* V_k (y_{Shkm}) \quad (\text{A-9})$$

Les puissances injectées :

$$S_k = \sum_{m=1}^n S_{km} \quad (\text{A-10})$$

Et les pertes de puissances :

$$S_L = P_L - jQ_L = \sum_{k=1}^n P_k - j \sum_{k=1}^n Q_k \quad (\text{A-11})$$

A.2 Méthodes de calcul de l'écoulement des puissances : [17]

A .2.1 Méthode de Gauss -Seidel :

Elle consiste à supposer initialement des tensions pour tous les nœuds à l'exception du nœud bilan qui est considéré comme constant durant le calcul.

Dans un réseau à "n" nœuds, les équations reliant les tensions aux nœuds et les courants injectés aux nœuds s'écrit :

$$I = Y * V \quad (\text{A-12})$$

Les courants sont calculés pour tous les nœuds comme

$$I_k = \frac{S_k}{V_k} = \frac{P_k - jQ_k}{V_k} \quad k = 1, \dots, n \quad (\text{A-13})$$

En utilisant les équations (A-12) et (A-13) on peut écrire :

$$\frac{P_k - jQ_k}{V_k} = \sum_{m=1}^n V_m Y_{km} \quad k = 1, \dots, n \quad (\text{A-14})$$

Ou encore :

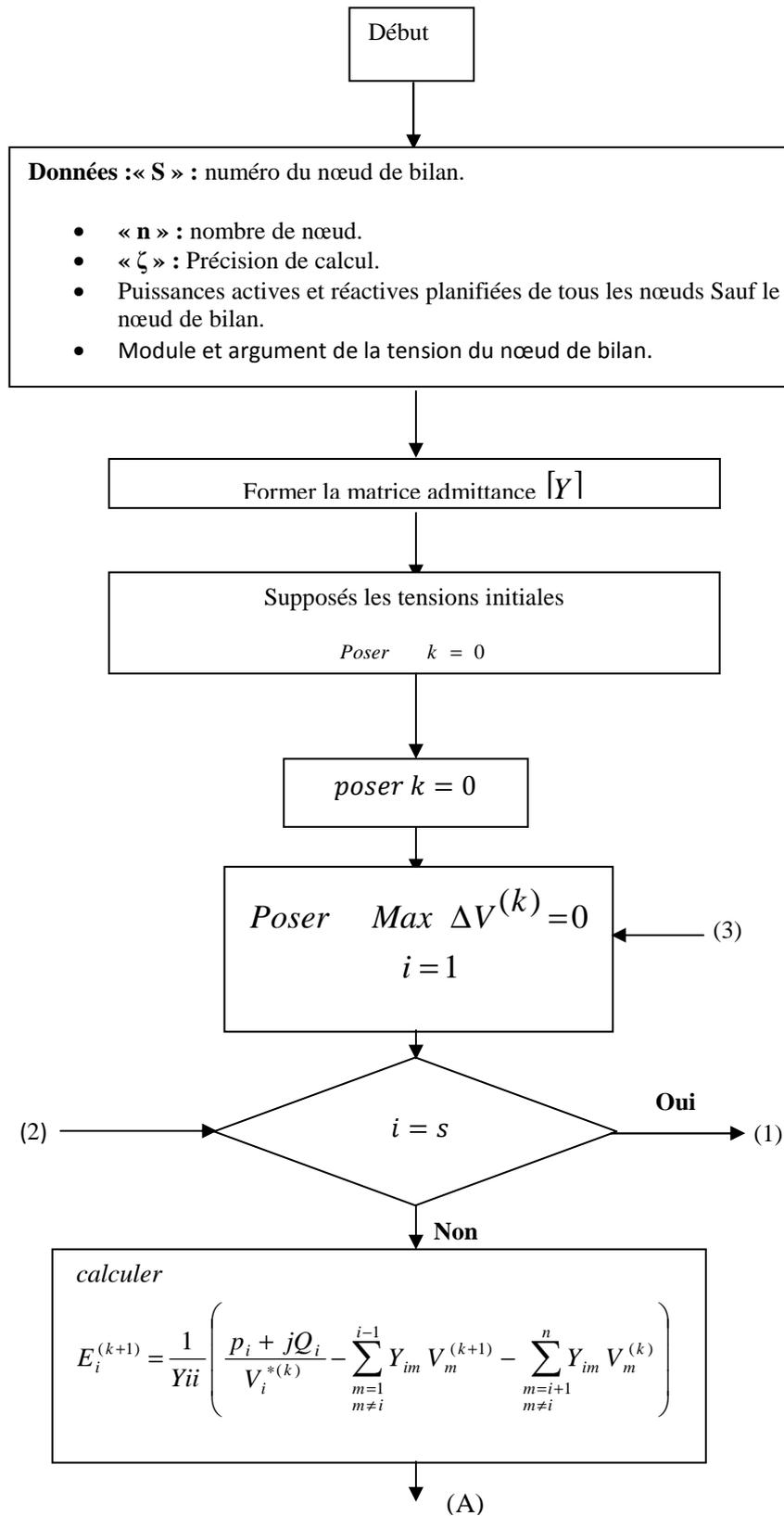
$$\frac{P_k - jQ_k}{V_k} = Y_{kk} V_k + \sum_{m=1}^n V_m Y_{km} \quad k = 1, \dots, n \quad (\text{A-15})$$

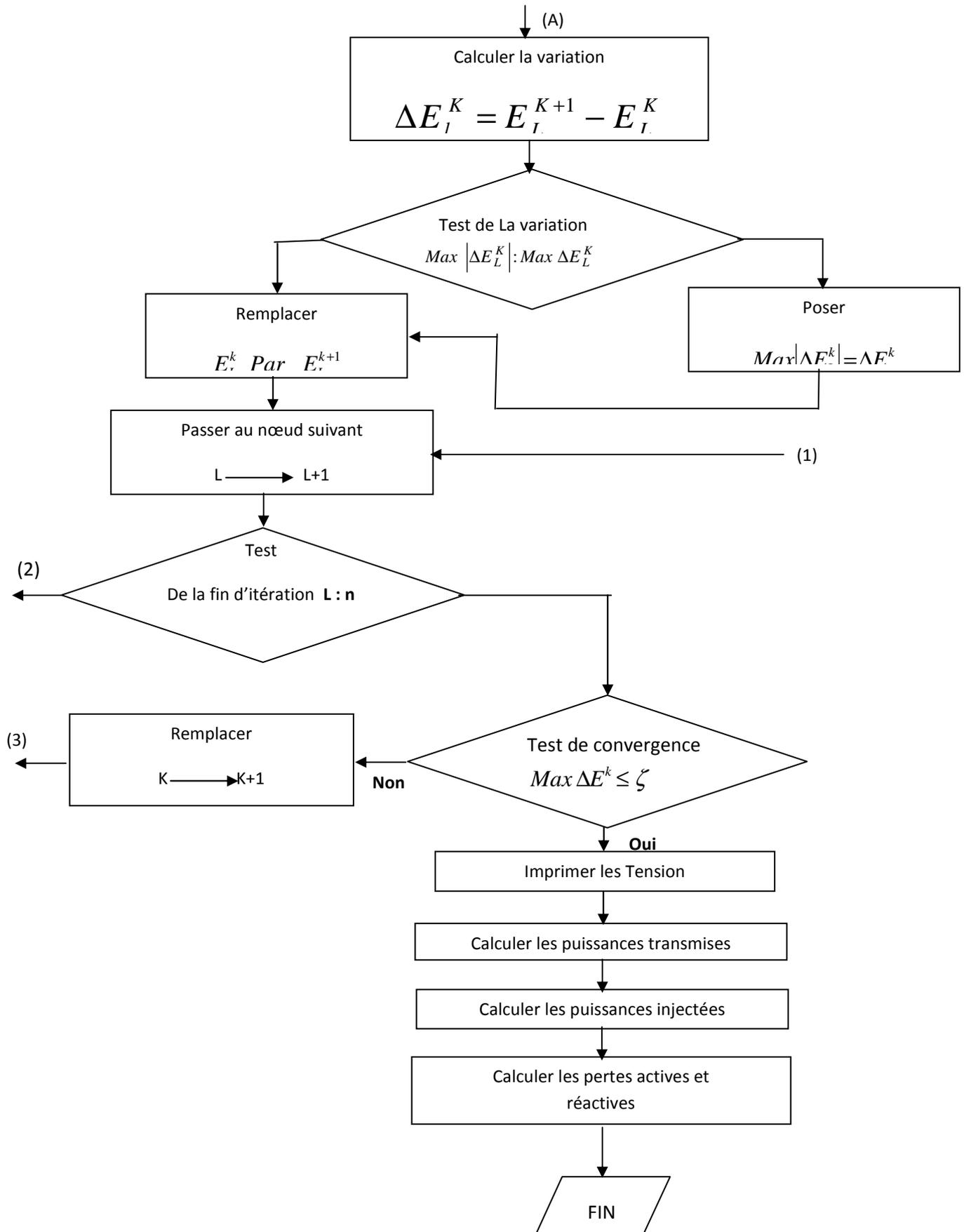
Ainsi l'équation de la tension V_k s'écrit :

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} \left(\frac{P_k - jQ_k}{V_k} - \sum_{m=1}^n V_m Y_{km} \right) \quad k = 1, \dots, n \quad (\text{A-16})$$

Cette dernière équation est la base du calcul itératif.

A 2.1.1 Organigramme de la méthode de GAUSS- SEIDEL :





A.2.2 Méthode de Newton-Raphson[5]

La méthode généralisée de Newton- Raphson est un algorithme utilisé pour résoudre un système d'équation non linéaire dont le nombre d'inconnues est égales au nombre d'équations.

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \end{cases} \quad (\text{A.17})$$

Ou

$F(X) = 0$, F représente le système de n équations non linéaire et X le vecteur de n variables d'état. La méthode consiste à déterminer le vecteur des variables état X en effectuant un développement en série de Taylor de la fonction $F(X)$ au voisinage de $X^{(0)}$.

$$F(x) = F(X^{(0)}) + J(X^{(0)})(X - X^{(0)}) \quad (\text{A.18})$$

Avec

$X^{(0)}$: Estimation initiale.

$J(X^{(0)})$: est une matrice des dérivés partiels de premier ordre de $F(x)$ par rapport à x au voisinage de $(X^{(0)})$.

$$\begin{bmatrix} f_1(X^{(1)}) \\ f_2(X^{(1)}) \\ \vdots \\ f_n(X^{(1)}) \end{bmatrix} \approx \begin{bmatrix} f_1(X^{(0)}) \\ f_2(X^{(0)}) \\ \vdots \\ f_n(X^{(0)}) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(X)}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1(X)}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n(X)}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n(X)}{\partial x_n} \end{bmatrix}_{X=X^{(0)}} \begin{bmatrix} X_1^{(1)} - X_1^{(0)} \\ X_2^{(1)} - X_2^{(0)} \\ \vdots \\ X_n^{(1)} - X_n^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{A.19})$$

Sous forme générale

$$F(X^{(i)}) = F(X^{(i-1)}) + J(X^{(i-1)})(X^{(i)} - X^{(i-1)}) = 0 \quad (\text{A.20})$$

$$X^{(i)} = X^{(i-1)} - J^{-1}(X^{(i-1)})F(X^{(i-1)}) \quad (\text{A.21})$$

$$\Delta X^{(i)} = X^{(i)} - X^{(i-1)} \quad (\text{A.22})$$

$$\Delta X^{(i)} = -J^{-1}(X^{(i-1)})F(X^{(i-1)}) \quad (\text{A.23})$$

$$X^{(i)} = X^{(i-1)} + \Delta X^{(i)} \quad (\text{A.24})$$

A.2.2.1 Méthode de Newton- Raphson appliqué au réseau électrique :

La puissance injectée au nœud k (S_k) est :

$$S_k = P_k + jQ_k = E_k I_k^* \quad (\text{A.25})$$

Le courant I_k s'exprime, en fonction des admittances aux nœuds, par la relation suivante :

$$I_k = \sum_{m=1}^n Y_{km} \cdot E_m \quad (\text{A.26})$$

En substituant (1-14) dans l'équation (1-13), on obtient :

$$S_k = P_k + jQ_k = E_k \cdot I_k^* = \sum_{m=1}^n E_k \cdot Y_{km}^* \cdot E_m \quad (\text{A.27})$$

Les tensions des nœuds et les éléments de la matrice admittance en module et argument sont présentés comme suit :

$$\begin{aligned} E_k &= |E_k| \angle \delta_k \\ E_m &= |E_m| \angle \delta_m \\ Y_{kM} &= |Y_{kM}| \angle \theta_{km} \end{aligned} \quad (\text{A.28})$$

Par substitution dans l'équation (A-27), on obtient :

$$S_k = P_k + jQ_k = \sum_{m=1}^n |E_k \cdot E_m \cdot Y_{km}| \angle (\delta_k - \delta_m - \theta_{km}) \quad (\text{A.29})$$

En séparant la partie réel et la partie imaginaire, on obtient :

$$\begin{aligned} P_k &= \sum_{m=1}^n |E_k \cdot E_m \cdot Y_{km}| \cos(\delta_k - \delta_m - \theta_{km}) \\ Q_k &= \sum_{m=1}^n |E_k \cdot E_m \cdot Y_{km}| \sin(\delta_k - \delta_m - \theta_{km}) \end{aligned} \quad (\text{A.30})$$

Avec :

$$Y_{km} = G_{km} - jB_{km} = |Y_{km} \angle -\theta_{km}| \quad (\text{A-31})$$

Donc les équations (A-36) et (A-37) peuvent s'exprimer comme suit :

$$\begin{aligned} P_k &= \sum_{k=1}^n |E_k \cdot E_m \cdot Y_{km}| \cos(\delta_k - \delta_m + \theta_{km}) \\ Q_k &= \sum_{k=1}^n |E_k \cdot E_m \cdot Y_{km}| \sin(\delta_k - \delta_m + \theta_{km}) \end{aligned} \quad (\text{A-32})$$

• **Détermination des Jacobiens :**

Les éléments du Jacobien sont calculés à partir de l'équation (A-32) :

Le Jacobien J_1 :

- Eléments non diagonaux :

$$\partial P_k / \partial \delta_k = |E_k \cdot E_m \cdot Y_{km}| \sin(\delta_k - \delta_m + \theta_{km}) \quad m \neq k$$

- Eléments diagonaux :

$$\partial P_k / \partial \delta_k = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^n |E_k \cdot E_m \cdot Y_{km}| \sin(\delta_k - \delta_m + \theta_{km}) \quad (\text{A.33})$$

Le Jacobien J_2 :

- Eléments non diagonaux :

$$\partial P_k / \partial \delta_k = \sum_{m=1}^n |E_k \cdot E_m \cdot Y_{km}| \sin(\delta_k - \delta_m + \theta_{km}) \quad m \neq k$$

- Eléments diagonaux :

$$\partial P_k / \partial |E_k| = 2|E_k \cdot Y_{kk}| + \sum_{k=1}^n |E_k \cdot E_m \cdot Y_{km}| \sin(\delta_k - \delta_m + \theta_{km}) \quad m \neq k \quad (\text{A.34})$$

- Eléments non diagonaux :

$$\partial Q_k / \partial \delta_m = -|E_k \cdot E_m \cdot Y_{km}| \cos(\delta_k - \delta_m + \theta_{km}) \quad m \neq k$$

Le Jacobien J_3 :

- Eléments diagonaux :

$$\partial Q_k / \partial \delta_k = - \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^n |E_k \cdot E_m \cdot Y_{km}| \cos(\delta_k - \delta_m + \theta_{km}) \quad (\text{A.35})$$

Le Jacobien J_4 :

-Eléments non diagonaux :

$$\partial Q_k / \partial |E_m| = |E_k \cdot Y_{km}| \sin(\delta_k - \delta_m + \theta_{km})$$

-Eléments diagonaux :

$$\partial Q_k / \partial |E_k| = 2|E_k \cdot Y_{kk}| \sin(\theta_{kk}) + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^n |E_k \cdot E_m \cdot Y_{km}| \sin(\delta_k - \delta_m + \theta_{km}) \quad (\text{A-36})$$

La matrice du jacobien s'écrit sous la forme :

$$J = \begin{bmatrix} j_1 & j_2 \\ j_3 & j_4 \end{bmatrix} \quad (\text{A-37})$$

En donnant des valeurs initiales aux tensions, on peut calculer les puissances P_k^{it} et Q_k^{it} . Les variations de puissances sont obtenues par les équations suivantes :

$$\begin{aligned} \Delta P_k^{it} &= P_{planifiée} - P_{p \text{ calculée}} \\ \Delta Q_k^{it} &= Q_{planifiée} - Q_{p \text{ calculée}} \end{aligned} \quad (\text{A-38})$$

A.2.2.1.2 Algorithme de la La méthode de Newton- Raphson :

1^{ère} étape :

Introduction de la précision du calcul, les puissances planifiées, estimation des valeurs initiales des tensions nodales à l'exception du nœud bilan.

Introduction des données du réseau (impédance, admittance shunte,...) formation de la matrice admittance $[Y]$.

2^{ème} étape :

Calcul des puissances actives et réactives (P_m et Q_m) pour $k=1$ jusqu'à $(n-1)$ à l'exception du nœud bilan. (A-30).

3^{ème} étape :

Grâce aux valeurs des puissances planifiées (P_{km} et Q_{km}), données par le tableau de planification, on peut calculer les variations de puissances comme suit :

$$\begin{aligned}\Delta P_K^{(e)} &= P_{PK} - P_K^{(e)} \\ \text{et} \\ \Delta Q_K^{(e)} &= Q_{PK} - Q_K^{(e)}\end{aligned}\tag{A-39}$$

Ou (e) numéro d'itération.

4^{ème} étape : On calcul le jacobien en contrôlant les puissances réactives

Le jacobien s'écrit sous la forme suivante :

$$J = \begin{bmatrix} J1_{im} & J2_{im} \\ J3_{im} & J4_{im} \end{bmatrix}\tag{A.40}$$

Quand «i» est un nœud producteur :

$Q_i^{(e)} = \in [Q_{i\min}, Q_{i\max}]$ On calcul «J» en modifiant seulement la première ligne.

$Q_i^{(e)} \leq Q_{i\min}$ On calcul la variation de la puissance réactive avec la relation suivante :

$$\Delta Q_i^{(e)} = Q_{i\min}^{(e)} - Q_i^{(e)}$$

Et en calcul le jacobien «J» $Q_i^{(e)} > Q_{i\max}$ On ré calcul la variation de la puissance réactive avec la relation suivante :

$$\Delta Q_i^{(e)} = Q_{i\max}^{(e)} - Q_i^{(e)}$$

Ensuite on recalcule «J»

5^{ème} étape : Résolution matricielle du système linéaire

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta E \end{bmatrix}\tag{A-41}$$

6^{ème} étape :

Les nouvelles estimations de la tension nodale sont déterminées en utilisant les corrections sur les tensions calculées à l'étape 5

$$\begin{aligned}\delta_k^{(e+1)} &= \delta_k^{(e)} + \Delta \delta_k^{(e)} \\ |E_k^{(e+1)}| &= |E_k^{(e)}| + |\Delta E_k^{(e)}|\end{aligned}\tag{A-42}$$

7^{ème} étape : Calcul des puissances P_k et Q_k , les variations des puissances ΔP_k et ΔQ_k ainsi que les jacobiens, Pour les nouvelles valeurs obtenues $\Delta \delta E_k^{(e+1)}$ et $\Delta E_k^{(e+1)}$

8^{ème} étape :

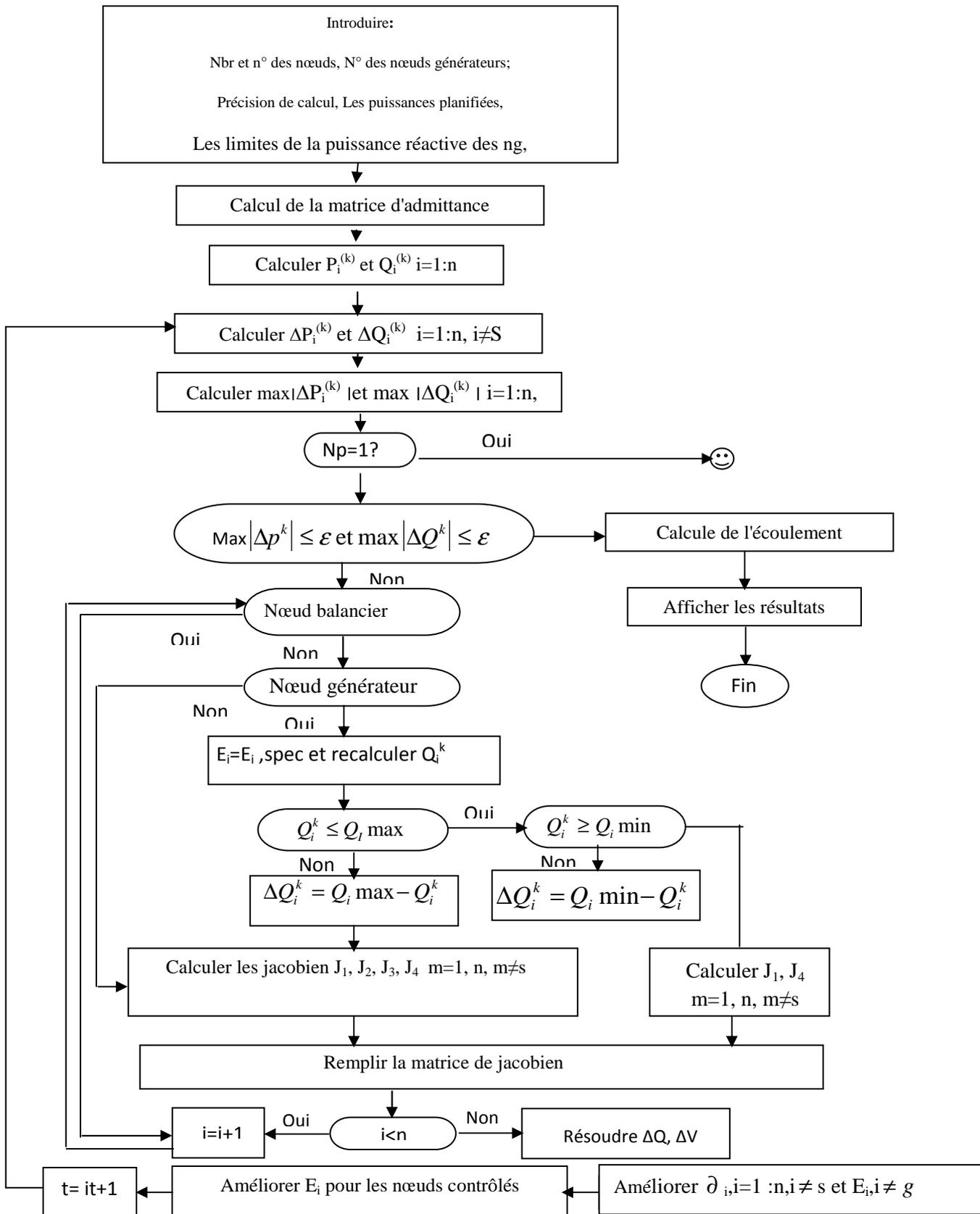
Lorsque les variations de puissances seront aussi petites que possible, le processus itératif atteint sa fin tel que :

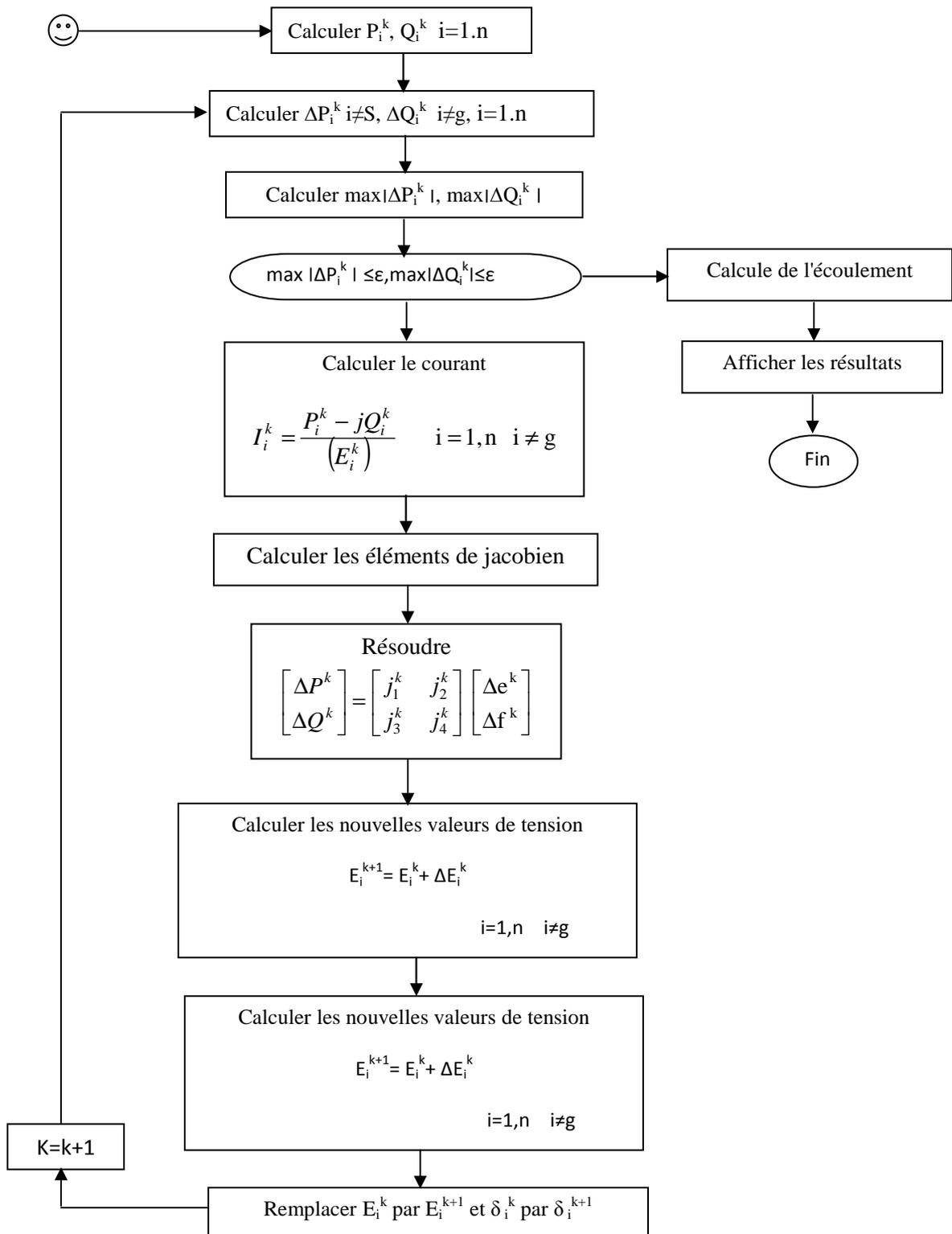
$$\Delta P \leq \zeta \quad \text{et} \quad \Delta Q \leq \zeta$$

9^{ème} étape :

Calcul de l'écoulement de puissances injectées, puissances transmises et des pertes.

IV.2.4.3 Organigramme de la méthode





A -2-2 La méthode découplée : [17]

Lorsque les angles δ_k et δ_m sont très petits, leurs cosinus seront voisins de l'unité, leurs sinus sont voisins de 0 et les termes J_1 et J_2 seront prépondérants par rapport à ceux des J_2 et J_3 . On néglige J_2 et J_3 devant J_1 et J_4 ce qui donne le Jacobien découplé :

$$J = \begin{bmatrix} J_1 & 0 \\ 0 & J_4 \end{bmatrix} \quad (\text{A-43})$$

La première équation de l'écoulement de puissances peut être exprimée comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & 0 \\ 0 & J_4 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta E \end{bmatrix} \quad (\text{A-44})$$

Le système (A-44) peut être écrit sous la forme suivante :

$$\begin{aligned} [\Delta P] &= [J_1][\Delta \delta] \\ [\Delta Q] &= [J_4][\Delta E] \end{aligned} \quad (\text{A-45})$$

A-2-3 La méthode découplée rapide :

La méthode découplée rapide est une simplification de la méthode découplée où les Jacobiens J_2 et J_3 sont négligés, et les Jacobiens J_1 et J_4 sont pris séparément, donc, on aura un système d'équations linéaires comme suit :

$$[\Delta P] = [J_1][\Delta \delta] \quad (\text{A-46})$$

$$[\Delta Q] = [J_4][\Delta E] \quad (\text{A-47})$$

Où les éléments des Jacobiens $[J_1]$ et $[J_4]$ sont obtenus après certaines approximations successives :

$$\begin{cases} \cos(\delta_k - \delta_m) \approx 1 \\ \sin(\delta_k - \delta_m) \approx 0 \\ G_{km} \ll B_{km} \end{cases} \quad (\text{A.48})$$

Annexe B

Algorithmes de résolution d'un OPF

B.1 Résolution du Problème d'optimisation

La recherche de l'optimum d'un problème est réalisée à l'aide de méthodes d'optimisation qui seront généralement présentées dans deux grandes catégories :

- Certaines de ces méthodes sont dites déterministes car elles conduisent, pour une solution initiale donnée toujours au même résultat final. Pour trouver l'optimum, elles s'appuient sur une direction de recherche qui peut être fournie par les dérivées de la fonction objective. Ces méthodes ont la réputation d'être efficaces lorsque la solution initiale est proche de l'optimum recherché. Cette particularité constitue un inconvénient majeur dans le cas d'une fonction objective possédant plusieurs optimums, elles peuvent en effet, converger vers un optimum local [55].
- Les méthodes stochastiques, contrairement à la plupart des méthodes déterministes, ne nécessitent ni point de départ, ni la connaissance de gradient de la fonction objective pour atteindre la solution optimale. Elles s'appuient sur des mécanismes de transition probabilistes et aléatoires qui explorent efficacement l'espace de recherche et convergent vers l'optimum global. Leur nature aléatoire implique que plusieurs exécutions successives de ces méthodes conduisent à des résultats différents pour une même initialisation du problème d'optimisation. Cependant elles demandent un nombre important d'évaluations de la fonction objective en comparaison avec les méthodes déterministes exploitant la dérivée de la fonction objective

B.1.1 Méthodes d'optimisation déterministes

Les méthodes d'optimisation conventionnelles (déterministes) sont classées en deux grandes catégories : programmation linéaire et programmation non-linéaire.

Le premier groupe traite la résolution des problèmes parfaitement représentés par un système d'équations linéaires tandis que la programmation non-linéaire traite les problèmes non-linéaires. Les méthodes déterministes sont basées sur le calcul de la dérivée du problème, ou sur des approximations de cette dernière. Elles nécessitent donc quelques informations sur le vecteur gradient.

B.1.1.1 Méthode de programmation linéaire

Le modèle standard du problème de l'OPF est formulé comme suit :

$$\min f(x, u) \quad (\text{B.1})$$

$$\text{Sous : } g(x, u) = 0 \quad (\text{B.2})$$

$$h(x, u) \leq 0 \quad (\text{B.3})$$

x : Vecteur des variables d'état

u : Vecteur des variables de contrôle.

Le problème d'optimisation donné par les équations (B.1), (B.2) est linéarisé autour d'un point initial qui est la solution initiale de l'écoulement de puissance x_0, u_0 comme suit :

$$\text{Minimiser } \Delta f(x, u) = \frac{\partial f}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial f}{\partial u} \Delta u$$

$$\text{Sous } \frac{\partial g_i}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial g_i}{\partial u} \Delta u + g_i(x_0, u_0) = 0 \quad (\text{B.4})$$

$$\frac{\partial h_j}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial h_j}{\partial u} \Delta u + h_j(x_0, u_0) = 0 \quad (\text{B.5})$$

$\frac{\partial}{\partial x}, \frac{\partial}{\partial u}$ Représentent les sous matrices jacobéennes par rapport aux variables x et u . Δx et Δu désignent respectivement les accroissements de x et de u . Pour que la linéarisation soit exacte, les accroissements Δx et Δu doivent varier dans un intervalle petit

$$-\sigma \leq \Delta x \leq \sigma$$

$$-\sigma \leq \Delta u \leq \sigma$$

σ est le vecteur de bornes de l'intervalle linéarisation contenant des nombres petits. D'autre part, le nouveau point de fonctionnement x, u doit rester entre sa limite minimale (x_{min}, u_{min}) et sa limite maximale (x_{max}, u_{max}) . Les nouveaux intervalles de linéarisation deviennent comme suit

$$\max(x_{min} - x_0, -\sigma) \leq \Delta x \leq \min(x_{max} - x_0, \sigma) \quad (\text{B.6})$$

$$\max(u_{min} - u_0, -\sigma) \leq \Delta u \leq \min(u_{max} - u_0, \sigma) \quad (\text{B.7})$$

Le sous problème linéarisé d'OPF, donné par la formulation (B.4) et (B.7) est un problème de programmation linéaire classique. Afin de réduire la taille du sous problème de

programmation linéaire, on peut faire une transformation pour l'exprimer en fonction de l'accroissement des variables de contrôle Δu . Pour cela et à partir des contraintes d'égalité qui ne sont que les équations linéarisées de l'écoulement de puissance découplé, on tire la relation donnant Δx en fonction de Δu et qui sera ensuite remplacée dans les contraintes d'inégalités. Ainsi le problème sera exprimé en fonction de la variable de contrôle Δu . La résolution du sous problème de programmation linéaire, nous donne le vecteur Δu , qui sera ajouté au vecteur initial u_0 pour avoir un nouveau vecteur mis à jour u donné par:

$$u = u_0 + \Delta u \quad (\text{B.8})$$

Un nouveau point de fonctionnement (x, u) est calculé en utilisant l'écoulement de puissance en fonction de nouveau vecteur de contrôle u . Le processus de la programmation linéaire successive (SLP) répété, jusqu'à ce que les accroissements Δx et Δu , soient inférieures à une certaine tolérance ε .

B.1.1.2 Méthodes de programmation Non-linéaire

Pour ces méthodes, on cherche un minimum ou un maximum d'une fonction f de n variables x_1, x_2, \dots, x_n . Chacune de ces variables peuvent prendre n'importe quelle valeur de $-\infty$ à $+\infty$.

Les méthodes de programmation non linéaire sont considérées comme les plus efficaces pour la résolution du problème d'optimisation avec ou sans contraintes. Ces méthodes consistent à minimiser la fonction objective sous les contraintes de type égalité et d'inégalité. Parmi les méthodes les plus utilisés :

- par la méthode de Newton
- Méthodes de type quasi-newton
- Les méthodes de kuhn-Tucker

B.1.1.2.1 ORPF par la méthode de Newton

La méthode de Newton est très puissante à cause de sa convergence rapide au voisinage de la solution. Cette propriété est spécialement utile pour les applications du système électrique parce qu'une estimation initiale proche de la solution est facile à obtenir. Les niveaux de tension du système peuvent être pris au voisinage des valeurs nominales, les puissances produites des La méthode du gradient générateurs peuvent être estimées à partir des données historiques et les taux de prises de charges peuvent être pris proches de l'unité (1.0 p.u) [14]. La solution du problème d'OPF en présence des contraintes d'égalités et d'inégalités par

la méthode de Newton demande la création du Lagrangien appelé aussi la fonction de coût augmentée :

$$L(z) = f(x) + \lambda^t g(x) + \mu^t h(x) \quad (\text{B.9})$$

Avec $z = [x, \lambda, \mu]^t$, λ et μ sont les vecteurs des multiplicateurs de Lagrange, et $h(x)$ inclut seulement les contraintes d'inégalités actives. Alors, le gradient et le Hessien du Lagrangien peuvent être définis.

Le vecteur gradient est constitué des premières dérivées partielles du Lagrangien par rapport au vecteur z .

$$\nabla L(z) = \frac{\partial L}{\partial z_i} \quad (\text{B.10})$$

La matrice Hessienne est constituée des deuxièmes dérivées partielles du Lagrangien par rapport au vecteur z .

$$\nabla^2 L(z) = \frac{\partial^2 L}{\partial z_i \partial z_j} = H = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 L}{\partial x_i \partial x_j} & \frac{\partial^2 L}{\partial x_i \partial \lambda_j} & \frac{\partial^2 L}{\partial x_i \partial \mu_j} \\ \frac{\partial^2 L}{\partial \lambda_i \partial x_j} & 0 & 0 \\ \frac{\partial^2 L}{\partial \mu_i \partial x_j} & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{B.11})$$

La théorie de Kuhn-Tucker exige que: toutes les contraintes d'égalités et d'inégalités sont satisfaites, une réduction supplémentaire dans la fonction objectif ne peut être accomplie que si les contraintes sont forcées, et que la projection du Hessien dans la région faisable est définie positive.

$$\nabla_x L(z^*) = \nabla_x L([x^*, \lambda^*, \mu^*]) = 0;$$

$$\nabla_\lambda L(z^*) = \nabla_\lambda L([x^*, \lambda^*, \mu^*]) = 0; \quad (\text{B-12})$$

$$\nabla_\mu L(z^*) = \nabla_\mu L([x^*, \lambda^*, \mu^*]) = 0;$$

$$\mu_i^* \geq 0 \text{ si } h(x^*) = 0 \text{ (c-à-d, la contrainte d'inégalité est active)}$$

$$\mu_i^* = 0 \text{ si } h(x^*) \leq 0 \text{ (c-à-d, la contrainte d'inégalité est inactive)}$$

$$\lambda_i^* = \text{réel}$$

Avec $z^* = [x^*, \lambda^*, \mu^*]$ est la solution optimale. Donc, la résolution de l'équation

$\nabla_x L(z^*) = 0$ Donne la solution optimale du problème.

1. Algorithme de Newton

L'algorithme de Newton est une méthode très générale pour résoudre un système d'équations non linéaires de la forme :

$$F(x) = 0$$

Où $F: R^n \rightarrow R^n$ est régulière (au moins différentiable). On cherche donc x^* tel que $F(x) = 0$ Pour tout $i = 1, \dots, n$.

L'algorithme de Newton génère une suite $\{x_k\}$ de la manière suivante. Supposons connu l'itéré courant x_k , l'équation linéarisée en x_k est l'équation en x suivante:

$$F(x_k) + F'(x_k)(x - x_k) = 0$$

Lorsque $F'(x_k)$ est inversible, on peut résoudre cette équation. Sa solution x_{k+1} est la nouvelle itération de l'algorithme de Newton. Il s'écrit $x_{k+1} = x_k + d_k$

Où $d_k = -\nabla^2 f(x_k)^{-1} \cdot \nabla F(x_k)$

Les étapes de l'algorithme de Newton sont comme suit:

1. Choix d'itération initial $x_1 \in R^n$

Initialisation: $k:= 1$;

2. Test d'arrêt: Si $F(x) \cong 0$ arrêt de l'algorithme;

3. Calculer $d_k = -\nabla^2 f(x_k)^{-1} \cdot \nabla F(x_k)$

4. $x_{k+1} = x_k + \alpha_k \cdot d_k$

Accroître k de 1 et aller en 2

2. Algorithme OPF-Newton

La solution de l'OPF peut être accomplie en utilisant l'algorithme de Newton comme suit:

Etape 1. Choisir un vecteur initial z (les niveaux de tension et les angles de phase des jeux de barres, les puissances de sortie des générateurs, les valeurs des prises de charge et les décalages des phases des transformateurs dynamiques ainsi que tous les multiplicateurs de Lagrange).

Initialisation: $k=1$.

Etape 2. Évaluer les contraintes d'inégalités qui doivent être actives ou inactives en utilisant les informations des multiplicateurs de Lagrange.

Etape 3. Déterminer la faisabilité de la solution de l'OPF. A présent cela assure qu'aucun des générateurs ne possède une puissance active limite (min. et max.)

Etape 4. Calculer le gradient et le Hessien du Lagrangien.

Etape 5. Résoudre l'équation $[H]. \Delta z = \nabla L(z)$.

Etape 6. Mettre à jour la solution $z_{k+1} = z_k - \Delta z$.

Etape 7. Vérifier que $\|\Delta z\| < \varepsilon$. Si elle est affirmée continue, sinon, aller à l'étape 4.

Etape 8. Vérifier que les inégalités modifiées ont été bien ajustées. Si c'est le cas le problème est résolu, sinon, accroître k de 1 et aller vers l'étape 2.

3. Les inconvénients de la méthode de Newton

Les inconvénients de la méthode de Newton sont bien connus:

1. l'algorithme n'est pas globalement convergent;
2. L'algorithme n'est pas défini aux points x où $\nabla^2 f(x)$ est singulière;
3. si F n'est pas strictement convexe, l'algorithme ne génère pas nécessairement des directions de descente de F .

Dans la littérature, divers modifications de la méthode Newton ont été faites de manière à améliorer ses aspects défavorables [5].

B.1.1.2 Méthode quasi-Newton

Les méthodes quasi-Newton consistent à imiter la méthode de Newton où l'optimisation d'une fonction est obtenue à partir de minimisations successives de son approximation au second ordre. Elles ne calculent pas le Hessien mais elles utilisent une approximation définie positive du Hessien qui peut être obtenue soit par l'expression proposé par Davidon-Fletcher-Powell (DFP) [MIN 83], soit par celle proposée par Broyden-Fletcher- Goldfarb-Shanno (BFGS) [MIN 83]. Durant le processus itératif, les itérés sont donc générés par la récurrence:

$$x_{k+1} = x_k + \alpha_k \cdot d_k, \quad (\text{B.13})$$

Où d_k est une direction de descente et le pas $\alpha_k > 0$ est déterminé par une recherche linéaire de manière à satisfaire les deux inégalités suivantes appelées conditions de Wolfe:

$$F(x_k + \alpha_k \cdot d_k) \leq F(x_k) + w_1 \alpha_k (\nabla F(x_k), d_k) \quad (\text{B.14})$$

$$(\nabla F(x_k + \alpha_k \cdot d_k), d_k) \geq w_2 (\nabla F(x_k), d_k) \quad (\text{B.15})$$

Où les constantes w_1 et w_2 sont choisies telles que $0 < w_1 < w_2 < 1$

La première inégalité est la condition de décroissance, tandis que le rôle de la deuxième est d'empêcher le pas d'être trop petit.

Dans les méthodes de type quasi-Newton, d_k est de la forme

$$d_k = -M_k^{-1} \nabla F(x_k) \quad (\text{B.16})$$

La matrice M_k n'est pas égale à $\nabla^2 F(x_k)$ mais générée par des formules qui cherchent à ce que M_k soit proche de $\nabla^2 F(x_k)$. On parle de formules de mise-à-jour. Celles-ci n'utilisent que les dérivées premières de F .

1. Formule de BFGS

Pour utiliser la formule de mise à jour de la matrice Hessienne proposée par Broyden, Fletcher, Goldfarb, et Shanno (BFGS) dans des articles parus en 1970 [55], il faut que la matrice M_k de l'itération k soit connue, symétrique et définie positive et que

$$q_k = \nabla F(x_{k+1}) - \nabla F(x_k) \neq 0 \quad (\text{B.17})$$

$$M_{k+1} = M_k + \frac{q_k q_k^T}{q_k^T \Delta x_k} + \frac{M_k^T \Delta x_k^T \Delta x_k M_k}{\Delta x_k^T M_k \Delta x_k} \quad (\text{B.18})$$

$$\Delta x_k = x_{k+1} - x_k \quad (\text{B.19})$$

2. Algorithme ROPF-BFGS

En utilisant les équations citées antérieurement, la procédure du calcul est comme suit:

Etape 1. Choix d'un vecteur initial admissible x et d'une matrice M_1 définie positive (on peut choisir la matrice unitaire); Initialisation: $k = 1$.

Etape 2. Calcul de la direction de descente:

$$d_k = -M_k^{-1} \nabla F(x_k)$$

Etape 3. Recherche linéaire de Wolfe: trouver un pas tel que l'on ait l'équation, (w_1 et w_2 sont deux constantes vérifiant: $0 < w_1 < 0.5$ et $w_1 < w_2 < 1$)

Etape 4. $x_{k+1} = x_k + \alpha_k \cdot d_k$

Étape 5. Vérifier la convergence (toutes les contraintes sont satisfaites et de petits gradients sont formés). Si c'est le cas le problème est résolu, sinon accroître k et aller vers l'étape 2.

B.3.1.2.3 Méthode de Pénalité

Cette méthode permet de transformer ou de convertir le problème de programmation avec contraintes en un problème de programmation sans contraintes. Rappelons que cette méthode était proposé par Carrol et développer par Fiacco et MC Cornick .

La méthode consiste à minimiser la fonction suivante :

$$P(x, r^{(k)}) = f(x) + \frac{1}{r^{(k)}} [\sum_{j=1}^n H(h_j(x))] + (r^{(k)}) \cdot [\sum_{i=1}^n G(g_i(x))] \quad (\text{B.20})$$

Où :

$f(x)$ est la fonction objective.

$r^{(k)}$ est coefficient de pénalisation.

$H(h_j(x))$ et $G(g_i(x))$ sont les fonctions respectivement égalité et inégalité.

a) Méthode de pénalité Exterieur

Dans cette méthode, on introduit les deux types de contraintes :

$$G(g_i(x)) = [g_i(x)]^2 \text{ et } H(h_i(x)) = [h_i(x)]^2 \quad (\text{B.21})$$

Donc

$$P(x, r^{(k)}) = f(x) + \frac{1}{r^{(k)}} [\sum_{j=1}^n (h_j(x))^2] + (r^{(k)}) \cdot [\sum_{i=1}^n (g_i(x))^2] \quad (\text{B.22})$$

b) Méthode de pénalité Intérieure

Ces méthode sont basées uniquement sur la transformation du problème avec contrainte de type inégalité.

$$G[g_i(x)] = \frac{1}{g_i(x)} \quad (\text{B.23})$$

Donc

$$P(x, r^{(k)}) = f(x) + \frac{1}{r^{(k)}} \sum_{i=1}^n \left[\frac{1}{g_i(x)} \right] \quad (\text{B.24})$$

c) Méthode de pénalité Mixtes

C'est une combinaison des deux méthodes précédente :

$$H(h_i(x)) = [h_i(x)]^2 \quad (\text{B.25})$$

$$H(g_i(x)) = [1/g_i(x)]^2 \quad (\text{B.26})$$

Donc

$$P(x, r^{(k)}) = f(x) + \frac{1}{r^{(k)}} [\sum_{j=1}^n (h_j(x))]^2 + (r^{(k)}) \cdot [\sum_{i=1}^n 1/g_i(x)] \quad (\text{B.27})$$

B.4 Méthode du gradient

Les techniques du gradient réduit sont utilisées pour résoudre directement le problème d'optimisation. Dans cette classe de techniques, une séquence d'évaluation d'une solution minimisée $Z^* = (x^*, u^*)$ est générée. Chaque évaluation précédente $z^{(k)}$ est améliorée en prenant le pas dans la direction $\Delta z^{(k)}$ de telle façon que $z^{(k+1)} = z^{(k)} + \alpha^{(k)} \cdot \Delta z^{(k)}$ est plus proche de z^* que de z^k .

Généralement, la direction $\Delta z^{(k)}$ est reliée au gradient négatif de la fonction objective, qui a été modifiée pour prendre en considération les contraintes de type inégalité.

Considérant un point initial x_0 , un gradient négatif comme direction du mouvement et un pas α . Donc, $x_\alpha = x_0 - \alpha \nabla f(x_0)$, $\alpha > 0$, et à partir d'un développement de Taylor de la fonction objective $f(x)$, on peut évaluer le point x_α par :

$$f(x_\alpha) \approx f(x_0) + \nabla f(x_0)^T (x_\alpha - x_0) = f(x_0) - \nabla f(x_0)^T \alpha \nabla f(x_0) = f(x_0) - \alpha [\nabla f(x_0)]^2 \quad (\text{B.28})$$

D'autre part, pour un α suffisamment petit, et si, on peut affirmer que $f(x_\alpha) < f(x_0)$ on aura la direction du gradient négatif qui est une direction de descente (*Steepest Descent*).

Cette méthode se base à actualiser itérativement les variables dans la direction négative du gradient, d'où :

$$x_{k+1} = x_k - \alpha \nabla f(x_k) \quad (\text{B.29})$$

Où α est un nombre réel positif qui minimise la fonction objective dans la direction négative du gradient. Le point le plus crucial de l'algorithme est le choix de α , plusieurs approches [22] ont été utilisées pour déterminer α .

Annexe C

C.1.1 Les données du réseau selon Khiat.M

Tableau C.1
Les données des lignes et des transformateurs.

From bus	To bus	R	X	Ysh/2	Tap
1	3	0.0032	0.0154	0.0115	1.0
1	6	0.0138	0.0668	0.0508	1.0
1	9	0.0178	0.0862	0.0658	1.0
1	14	0.0265	0.1282	0.0977	1.0
1	17	0.0012	0.0675	0.0	0.96
2	3	0.0074	0.027	0.0203	1.0
2	4	0.0015	0.0054	0.0041	1.0
2	18	0.0023	0.135	0.0	0.99
3	5	0.0289	0.0978	0.0726	1.0
3	7	0.0086	0.063	0.083	1.0
3	19	0.0018	0.0793	0.0	0.98
5	6	0.015	0.0733	0.0501	1.0
5	12	0.0139	0.0471	0.0348	1.0
5	13	0.0112	0.054	0.0411	1.0
5	20	0.0018	0.0675	0.0	0.98
6	11	0.0145	0.0703	0.0537	1.0
6	21	0.0018	0.066	0.0	0.98
7	8	9.0E-4	0.0043	0.0066	1.0
7	12	0.0046	0.0337	0.0446	1.0
8	22	0.0036	0.132	0.0	0.99
9	14	0.0166	0.0608	0.0455	1.0
9	23	0.0041	0.117	0.0	0.92
9	24	0.013	0.297	0.0	0.95
10	11	0.022	0.1065	0.0813	1.0

Annexe C

10	14	0.0165	0.08	0.061	1.0
10	25	0.0019	0.065	0.0	0.96
11	15	0.045	0.178	0.135	1.0
11	26	0.0021	0.0866	0.0	0.96
12	13	0.0083	0.04	0.0305	1.0
12	27	0.0045	0.1595	0.0	0.95
15	16	0.051	0.246	0.187	1.0
15	28	0.0021	0.086	0.0	0.98
16	29	0.0018	0.066	0.0	0.98
17	30	0.0308	0.2275	0.0011	1.0
17	31	0.0172	0.1261	0.0060	1.0
17	32	0.0063	0.0466	2.0E-4	1.0
17	33	0.0063	0.0466	2.0E-4	1.0
17	37	0.0702	0.2347	0.0044	1.0
17	38	0.1675	0.567	0.0026	1.0
18	19	0.1086	0.2905	0.0013	1.0
18	40	0.0054	0.0090	0.0023	1.0
18	41	0.0527	0.1786	0.0080	1.0
18	43	0.023	0.078	4.0E-4	1.0
18	44	0.0241	0.0816	4.0E-4	1.0
18	45	0.0136	0.018	0.0038	1.0
19	21	0.165	0.5588	0.0025	1.0
19	41	0.0844	0.2858	0.0013	1.0
19	48	0.11	0.313	0.0013	1.0
19	50	0.057	0.099	4.0E-4	1.0
19	68	0.1611	0.5461	0.0025	1.0
20	51	0.065	0.2205	0.0010	1.0
20	52	0.0128	0.0432	2.0E-4	1.0
20	53	0.236	0.406	1.7E-4	1.0
20	54	0.096	0.32	0.0010	1.0
20	58	0.3511	0.617	0.0025	1.0

Annexe C

21	57	2.0E-4	7.0E-4	0.0	1.0
22	51	0.0986	0.3336	0.0015	1.0
22	58	0.0947	0.3208	2.0E-4	1.0
22	59	0.01	0.035	2.0E-4	1.0
23	38	0.314	0.5403	0.0022	1.0
23	47	0.1195	0.4025	0.0019	1.0
23	49	0.157	0.758	0.0015	1.0
24	48	0.322	0.8866	0.0036	1.0
25	60	0.0158	0.0536	2.0E-4	1.0
25	61	0.019	0.0642	3.0E-4	1.0
25	62	0.0866	0.2917	0.0013	1.0
25	63	0.138	0.4667	0.0021	1.0
25	64	0.172	0.5833	0.0026	1.0
25	65	0.0231	0.0777	4.0E-4	1.0
25	66	0.024	0.0817	4.0E-4	1.0
26	67	0.0186	0.0631	3.0E-4	1.0
26	68	0.392	0.5869	0.0025	1.0
26	69	0.267	0.9043	0.0040	1.0
26	71	0.5621	1.904	0.0084	1.0
27	55	0.0041	0.014	5.0E-5	1.0
27	56	0.1555	0.525	0.0023	1.0
28	71	0.103	0.35	0.0016	1.0
28	72	0.31	1.05	0.0047	1.0
30	34	0.0054	0.04	2.0E-4	1.0
30	35	0.0021	0.0157	1.0E-4	1.0
30	41	0.0305	0.225	0.0011	1.0
31	35	0.0157	0.1158	0.0060	1.0
31	36	0.0045	0.0333	2.0E-4	1.0
31	41	0.0788	0.2672	0.0012	1.0
34	36	0.0020	0.0144	1.0E-4	1.0
37	38	0.0233	0.0788	4.0E-4	1.0

Annexe C

38	39	0.1033	0.35	0.0016	1.0
40	45	0.0106	0.0139	0.0030	1.0
40	46	0.0032	0.0109	5.0E-4	1.0
41	44	0.0172	0.0583	3.0E-4	1.0
42	43	0.052	0.175	0.0080	1.0
43	45	0.0342	0.1155	5.5E-4	1.0
43	58	0.452	0.7945	0.0032	1.0
48	49	0.1194	0.4047	0.0018	1.0
53	56	0.0444	0.175	3.5E-4	1.0
58	59	0.0951	0.3205	0.0015	1.0
69	70	0.38	1.289	0.0060	1.0

Tableau C.2
Valeurs planifiées (valeur de base de la puissance est 100MVA)

N° du nœud	type	Tension [P.U]	Angle [Degré]	P _G [MW]	Q _G [Mvar]	P _c [MW]	Q _c [Mvar]	Q Min	Q max
1	1	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-100.0	400.0
2	3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	2	1.06	0.0	65.0	0.0	0.0	0.0	-25.0	30.0
5	3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	2	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	2	1.09	0.0	250.0	0.0	0.0	0.0	-50.0	200.0
11	3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14	3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16	3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
17	3	1.0	0.0	0.0	0.0	43.0	29.0	0.0	0.0
18	3	1.0	0.0	0.0	0.0	38.0	15.0	0.0	0.0
19	3	1.0	0.0	0.0	0.0	20.0	8.0	0.0	0.0
20	3	1.0	0.0	0.0	0.0	47.0	18.8	0.0	0.0
21	3	1.0	0.0	0.0	0.0	65.0	26.0	0.0	0.0
22	3	1.0	0.0	0.0	0.0	11.0	4.4	0.0	0.0
23	3	1.0	0.0	0.0	0.0	44.0	17.6	0.0	0.0
24	3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
25	2	1.1	0.0	100.0	0.0	31.0	12.4	-50.0	80.0
26	3	1.0	0.0	0.0	0.0	37.0	14.8	0.0	0.0
27	3	1.0	0.0	0.0	0.0	31.0	12.4	0.0	0.0
28	3	1.0	0.0	0.0	0.0	15.0	6.2	0.0	0.0
29	3	1.0	0.0	0.0	0.0	53.0	21.2	0.0	0.0
30	3	1.0	0.0	0.0	0.0	13.0	5.2	0.0	0.0
31	3	1.0	0.0	0.0	0.0	18.0	7.2	0.0	0.0
32	3	1.0	0.0	0.0	0.0	22.0	8.0	0.0	0.0
33	3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
34	3	1.0	0.0	0.0	0.0	42.0	16.8	0.0	0.0
35	3	1.0	0.0	0.0	0.0	3.0	1.2	0.0	0.0
36	3	1.0	0.0	0.0	0.0	17.0	6.8	0.0	0.0
37	3	1.0	0.0	0.0	0.0	4.0	1.6	0.0	0.0
38	3	1.0	0.0	0.0	0.0	72.0	28.8	0.0	0.0
39	3	1.0	0.0	0.0	10.0	14.0	5.6	0.0	0.0
40	2	1.0	0.0	55.0	0.0	0.0	0.0	-25.0	30.0
41	3	1.0	0.0	0.0	0.0	22.0	8.8	0.0	0.0
42	3	1.0	0.0	0.0	5.0	17.0	6.8	0.0	0.0
43	3	1.0	0.0	0.0	0.0	48.0	19.2	0.0	0.0
44	3	1.0	0.0	0.0	0.0	31.0	12.4	0.0	0.0
45	3	1.0	0.0	0.0	0.0	32.0	12.8	0.0	0.0
46	3	1.0	0.0	0.0	0.0	30.0	12.0	0.0	0.0
47	3	1.0	0.0	0.0	0.0	20.0	8.0	0.0	0.0
48	3	1.0	0.0	0.0	0.0	18.0	7.2	0.0	0.0
49	3	1.0	0.0	0.0	10.0	49.0	19.6	0.0	0.0
50	3	1.0	0.0	0.0	0.0	24.0	9.6	0.0	0.0
51	3	1.0	0.0	0.0	0.0	24.0	9.6	0.0	0.0
52	3	1.0	0.0	0.0	0.0	14.0	5.6	0.0	0.0
53	3	1.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.4	0.0	0.0
54	3	1.0	0.0	0.0	0.0	14.0	5.6	0.0	0.0
55	3	1.0	0.0	0.0	0.0	26.0	11.0	0.0	0.0
56	3	1.0	0.0	0.0	10.0	29.0	12.0	0.0	0.0

Annexe C

57	3	1.0	0.0	0.0	0.0	11.0	4.4	0.0	0.0
58	3	1.0	0.0	0.0	0.0	37.0	14.0	0.0	0.0
59	3	1.0	0.0	0.0	0.0	14.0	5.6	0.0	0.0
60	3	1.0	0.0	0.0	0.0	17.0	6.8	0.0	0.0
61	3	1.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.8	0.0	0.0
62	3	1.0	0.0	0.0	10.0	11.0	4.4	0.0	0.0
63	3	1.0	0.0	0.0	10.0	42.0	16.8	0.0	0.0
64	3	1.0	0.0	0.0	10.0	16.0	6.4	0.0	0.0
65	3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.1	0.0	0.0
66	3	1.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.4	0.0	0.0
67	3	1.0	0.0	0.0	0.0	13.0	5.2	0.0	0.0
68	3	1.0	0.0	0.0	0.0	8.3	5.1	0.0	0.0
69	3	1.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.4	0.0	0.0
70	3	1.0	0.0	0.0	10.0	18.0	7.2	0.0	0.0
71	3	1.0	0.0	0.0	10.0	14.0	5.6	0.0	0.0
72	3	1.0	0.0	0.0	0.0	11.0	4.4	0.0	0.0

C.1.2 Résultats

Après l'application du système de contrôle des tensions et des puissances réactives, sur le réseau, on a obtenu les résultats suivants :

Tableau C3. Cas N°1 : Résultats de l'état initial

N° du nœud	Tension [P.U]	Angle [Degré]	P _G [MW]	Q _G [Mvar]
1	1.1	0.0	5.39023	3.83251
2	1.0578	-3.1274	0.0000	0.0000
3	1.0691	-2.614	-0.0000	0.0000
4	1.06	-2.9684	0.6500	0.23855
5	1.03	-6.6966	-0.0000	0.0000
6	1.0489	-4.7784	-0.0000	0.0000
7	1.0363	-6.1621	-0.0000	0.0000
8	1.0346	-6.2921	-0.0000	-0.0000
9	1.1	-2.2201	3.0000	0.41222
10	1.09	2.5923	2.5000	0.49914
11	1.039	-5.5478	-0.0000	0.0000
12	1.0276	-7.0345	-0.0000	-0.0000
13	1.0303	-6.9101	0.0000	0.0000
14	1.1016	-0.1746	0.0000	0.0000
15	0.9959	-14.2677	-0.0000	0.0000
16	0.9392	-21.7791	-0.0000	0.0000
17	1.0598	-7.3804	-0.4300	-0.2900
18	1.0008	-11.0913	-0.3800	-0.1500
19	1.0514	-7.6874	-0.2000	-0.0800
20	1.0209	-10.838	-0.4700	-0.1880
21	1.0524	-7.3424	-0.6500	-0.2600
22	1.0091	-10.7375	-0.1100	-0.0440
23	1.1272	-8.3276	-0.4400	-0.1760
24	1.1345	-4.6667	-0.0000	0.0000
25	1.1	1.95	1.0000	-0.39845
26	1.0702	-9.0635	-0.3700	-0.1480

Annexe C

27	1.0301	-12.8131	-0.3100	-0.1240
28	1.0309	-15.7788	-0.1500	-0.0620
29	0.9684	-23.8758	-0.5300	-0.2120
30	1.0095	-11.5055	-0.1300	-0.0520
31	1.0129	-11.2391	-0.1800	-0.0720
32	1.055	-7.8811	-0.2200	-0.0800
33	1.0599	-7.3805	-0.0000	0.0000
34	1.0048	-12.0102	-0.4200	-0.1680
35	1.0098	-11.4963	-0.0300	-0.0120
36	1.0063	-11.8679	-0.1700	-0.0680
37	0.9956	-12.472	-0.0400	-0.0160
38	0.977	-14.1639	-0.7200	-0.2880
39	0.977	-17.4293	-0.1400	0.0440
40	1	-11.1036	0.5500	0.15463
41	1.0002	-11.5278	-0.2200	-0.0880
42	0.9681	-14.5825	-0.1700	-0.0180
43	0.9796	-12.8175	-0.4800	-0.1920
44	0.993	-11.8828	-0.3100	-0.1240
45	0.9955	-11.2887	-0.3200	-0.1280
46	0.9977	-11.2695	-0.3000	-0.1200
47	1.0738	-11.9756	-0.2000	-0.0800
48	1.0184	-11.872	-0.1800	-0.0720
49	0.9909	-17.7792	-0.4900	-0.0960
50	1.0287	-8.6619	-0.2400	-0.0960
51	0.9939	-12.4019	-0.2400	-0.0960
52	1.0168	-11.1331	-0.1400	-0.0560
53	0.9863	-14.872	-0.0100	-0.0040
54	0.9887	-13.0873	-0.1400	-0.0560
55	1.0276	-12.9861	-0.2600	-0.1100
56	0.9835	-16.5223	-0.2900	-0.0200
57	1.0523	-7.3459	-0.1100	-0.0440
58	0.9739	-13.2756	-0.3700	-0.1400
59	1.0026	-11.2042	-0.1400	-0.0560
60	1.0942	1.5672	-0.1700	-0.0680
61	1.0992	1.896	-0.0200	-0.0080
62	1.0929	0.2038	-0.1100	0.0560
63	0.9946	-7.8868	-0.4200	-0.0680
64	1.0919	-2.8286	-0.1600	0.0360
65	1.0999	1.9432	-0.0020	-0.0010
66	1.0995	1.9153	-0.0100	-0.0040
67	1.0649	-9.4325	-0.1300	-0.0520
68	1.037	-9.2011	-0.0830	-0.0510
69	1.0403	-19.1466	-0.0100	-0.0040
70	1.0481	-35.0429	-0.1800	0.0280
71	1.0389	-17.1839	-0.1400	0.0440
72	0.9447	-21.9043	-0.1100	-0.0440

Tableau C4. Cas N°2(Etape 1a) : Résultats SVC au nœud 16

N° du nœud	Tension [P.U]	Angle [Degré]	P _G [MW]	Q _G [Mvar]
1	1.1	0	5.38084	3.68544
2	1.058	-0.0544	0.0000	0.0000
3	1.0697	-0.0456	-0.0000	0.0000
4	1.06	-0.0516	0.6500	0.21753
5	1.0332	-0.1170	-0.0000	0.0000
6	1.0552	-0.0842	-0.0000	0.0000
7	1.0383	-0.1075	-0.0000	0.0000
8	1.0365	-0.1098	-0.0000	0.0000
9	1.1	-0.0389	3.0000	0.40917
10	1.09	0.0445	2.5000	0.33932
11	1.055	-0.0991	0.0000	0.0000
12	1.0302	-0.1227	-0.0000	-0.0000
13	1.0332	-0.1206	-0.0000	0.0000
14	1.1016	-0.0034	0.0000	0.0000
15	1.0597	-0.2513	0.0000	0.0000
16	1.0633	-0.3707	0.0000	0.2035
17	1.0599	-0.1287	-0.4300	-0.2900
18	1.0009	-0.1930	-0.3800	-0.1500
19	1.0519	-0.1338	-0.2000	-0.0800
20	1.0225	-0.1889	-0.4700	-0.1880
21	1.0553	-0.1285	-0.6500	-0.2600
22	1.0102	-0.1870	-0.1100	-0.0440
23	1.1272	-0.1454	-0.4400	-0.1760
24	1.1346	-0.0815	-0.0000	0.0000
25	1.1	0.0333	1.0000	-0.39721
26	1.0744	-0.1585	-0.3700	-0.1480
27	1.0316	-0.2230	-0.3100	-0.1240
28	1.0704	-0.2747	-0.1500	-0.0620
29	1.0706	-0.3990	-0.5300	-0.2120
30	1.0096	-0.2005	-0.1300	-0.0520
31	1.013	-0.1959	-0.1800	-0.0720
32	1.055	-0.1374	-0.2200	-0.0800
33	1.0599	-0.1287	-0.0000	0.0000
34	1.0049	-0.2094	-0.4200	-0.1680
35	1.0099	-0.2004	-0.0300	-0.0120
36	1.0064	-0.2069	-0.1700	-0.0680
37	0.9957	-0.2176	-0.0400	-0.0160
38	0.9771	-0.2471	-0.7200	-0.2880
39	0.977	-0.3041	-0.1400	0.0440
40	1	-0.1932	0.5500	0.1441
41	1.0003	-0.2008	-0.2200	-0.0880
42	0.9682	-0.2539	-0.1700	-0.0180
43	0.9797	-0.2231	-0.4800	-0.1920
44	0.9931	-0.2069	-0.3100	-0.1240
45	0.9955	-0.1965	-0.3200	-0.1280
46	0.9977	-0.1961	-0.3000	-0.1200
47	1.0739	-0.2090	-0.2000	-0.0800
48	1.0188	-0.2068	-0.1800	-0.0720
49	0.9912	-0.3099	-0.4900	-0.0960

50	1.0293	-0.1507	-0.2400	-0.0960
51	0.9952	-0.2160	-0.2400	-0.0960
52	1.0183	-0.1940	-0.1400	-0.0560
53	0.9879	-0.2588	-0.0100	-0.0040
54	0.9903	-0.2279	-0.1400	-0.0560
55	1.0291	-0.2260	-0.2600	-0.1100
56	0.9851	-0.2874	-0.2900	-0.0200
57	1.0553	-0.1285	-0.1100	-0.0440
58	0.975	-0.2312	-0.3700	-0.1400
59	1.0037	-0.1951	-0.1400	-0.0560
60	1.0942	0.0266	-0.1700	-0.0680
61	1.0992	0.0324	-0.0200	-0.0080
62	1.0929	0.0028	-0.1100	0.0560
63	0.9946	-0.1384	-0.4200	-0.0680
64	1.0919	-0.0501	-0.1600	0.0360
65	1.0999	0.0332	-0.0020	-0.0010
66	1.0995	0.0327	-0.0100	-0.0040
67	1.0691	-0.1647	-0.1300	-0.0520
68	1.0393	-0.1591	-0.0830	-0.0510
69	0.9939	-0.3271	-0.0100	-0.0040
70	0.9311	-0.5885	-0.1800	0.0280
71	1.0593	-0.2956	-0.1400	0.0440
72	0.9889	-0.3679	-0.1100	-0.0440

Tableau C5. Cas N°3 (Etape 1b) : Résultats SVC au nœud 16,15

N° du nœud	Tension [P.U]	Angle [Degré]	P _G [MW]	Q _G [Mvar]
1	1.1	0	5.38118	3.59276
2	1.058	-0.0543	0.0000	0.0000
3	1.0701	-0.0456	-0.0000	0.0000
4	1.06	-0.0515	0.6500	0.21753
5	1.0352	-0.1170	-0.0000	0.0000
6	1.059	-0.0844	-0.0000	0.0000
7	1.0395	-0.1075	-0.0000	0.0000
8	1.0378	-0.1098	-0.0000	0.0000
9	1.1	-0.0389	3.0000	0.40917
10	1.09	0.0444	2.5000	0.33932
11	1.065	-0.0996	0.0000	0.0000
12	1.0318	-0.1227	-0.0000	-0.0000
13	1.035	-0.1206	-0.0000	0.0000
14	1.1016	-0.0034	0.0000	0.0000
15	1.0998	-0.2511	0.0000	18.14
16	1.1082	-0.3682	0.0000	22.11
17	1.06	-0.1287	-0.4300	-0.2900
18	1.0009	-0.1929	-0.3800	-0.1500
19	1.0529	-0.1336	-0.2000	-0.0800
20	1.0244	-0.1888	-0.4700	-0.1880
21	1.059	-0.1285	-0.6500	-0.2600
22	1.0116	-0.1869	-0.1100	-0.0440
23	1.1022	-0.1454	-0.4400	-0.1760
24	1.1017	-0.0814	0.0000	0.0000

Annexe C

25	1.1	0.0332	1.0000	-0.39721
26	1.0859	-0.1585	-0.3700	-0.1480
27	1.0335	-0.2229	-0.3100	-0.1240
28	1.0982	-0.2741	-0.1500	-0.0620
29	1.0867	-0.3963	-0.5300	-0.2120
30	1.0097	-0.2005	-0.1300	-0.0520
31	1.0131	-0.1958	-0.1800	-0.0720
32	1.0551	-0.1374	-0.2200	-0.0800
33	1.06	-0.1287	-0.0000	0
34	1.005	-0.2093	-0.4200	-0.1680
35	1.01	-0.2003	-0.0300	-0.0120
36	1.0065	-0.2068	-0.1700	-0.0680
37	0.9958	-0.2175	-0.0400	-0.0160
38	0.9771	-0.2471	-0.7200	-0.2880
39	0.9771	-0.3040	-0.1400	0.0440
40	1	-0.1930	0.5500	0.14410
41	1.0005	-0.2006	-0.2200	-0.0880
42	0.9683	-0.2537	-0.1700	-0.0180
43	0.9798	-0.2229	-0.4800	-0.1920
44	0.9933	-0.2067	-0.3100	-0.1240
45	0.9955	-0.1963	-0.3200	-0.1280
46	0.9977	-0.1959	-0.3000	-0.1200
47	1.074	-0.2090	-0.2000	-0.0800
48	1.0195	-0.2067	-0.1800	-0.0720
49	0.9917	-0.3097	-0.4900	-0.0960
50	1.0303	-0.1506	-0.2400	-0.0960
51	0.997	-0.2159	-0.2400	-0.0960
52	1.0203	-0.1939	-0.1400	-0.0560
53	0.9899	-0.2586	-0.0100	-0.0040
54	0.9923	-0.2278	-0.1400	-0.0560
55	1.0309	-0.2259	-0.2600	-0.1100
56	0.9871	-0.2871	-0.2900	-0.0200
57	1.059	-0.1286	-0.1100	-0.0440
58	0.9764	-0.2310	-0.3700	-0.1400
59	1.0051	-0.1950	-0.1400	-0.0560
60	1.0942	0.0265	-0.1700	-0.0680
61	1.0992	0.0322	-0.0200	-0.0080
62	1.0929	0.0059	-0.1100	0.0560
63	0.9946	-0.1385	-0.4200	-0.0680
64	1.0919	-0.0502	-0.1600	0.0360
65	1.0999	0.0331	-0.0020	-0.0010
66	1.0995	0.0326	-0.0100	-0.0040
67	1.0806	-0.1646	-0.1300	-0.0520
68	1.0451	-0.1584	-0.0830	-0.0510
69	1.0092	-0.3287	-0.0100	-0.0040
70	0.9619	-0.5622	-0.1800	0.0280
71	1.0959	-0.2914	-0.1400	0.0440
72	1.0338	-0.3662	-0.1100	-0.0440

Tableau C6. Cas N°4(Etape 2) : optimisation de la puissance réactive

N° du nœud	Tension [P.U]	Angle [Degré]	P _G [MW]	Q _G [Mvar]
1	1.1	0	5.36122	3.52789
2	1.0668	-0.0534	0.0000	0.0000
3	1.0741	-0.0447	-0.0000	0.0000
4	1.0693	-0.0506	0.6500	0.3000
5	1.0396	-0.1137	-0.0000	-0.0000
6	1.0623	-0.0777	-0.0000	0.0000
7	1.0442	-0.1054	-0.0000	0.0000
8	1.0425	-0.1077	-0.0000	-0.0000
9	1.0934	-0.0364	3.0000	0.30221
10	1.1085	0.0544	2.5000	-0.3655
11	1.0697	-0.0820	-0.0000	0.0000
12	1.0364	-0.1201	0.0000	-0.0000
13	1.0395	-0.1177	0.0000	-0.0000
14	1.1048	0.0011	0.0000	0.0000
15	1.0853	-0.1954	0.0000	0.1767
16	1.0734	-0.2818	0.0000	0.2074
17	1.0634	-0.1284	-0.4300	-0.2900
18	1.0227	-0.1918	-0.3800	-0.1500
19	1.0606	-0.1318	-0.2000	-0.0800
20	1.0296	-0.1858	-0.4700	-0.1880
21	1.0629	-0.1224	-0.6500	-0.2600
22	1.0179	-0.1848	-0.1100	-0.0440
23	1.0949	-0.1431	-0.4400	-0.1760
24	1.099	-0.0790	-0.0000	0.0000
25	1.0973	0.0432	1.0000	0.31852
26	1.0914	-0.1411	-0.3700	-0.1480
27	1.0386	-0.2203	-0.3100	-0.1240
28	1.0999	-0.2207	-0.1500	-0.0620
29	1.081	-0.3136	-0.5300	-0.2120
30	1.0185	-0.1999	-0.1300	-0.0520
31	1.0214	-0.1953	-0.1800	-0.0720
32	1.0586	-0.1371	-0.2200	-0.0800
33	1.0635	-0.1284	-0.0000	-0.0000
34	1.0136	-0.2087	-0.4200	-0.1680
35	1.0187	-0.1997	-0.0300	-0.0120
36	1.015	-0.2062	-0.1700	-0.0680
37	0.9974	-0.2169	-0.0400	-0.0160
38	0.9782	-0.2463	-0.7200	-0.2880
39	0.9781	-0.3033	-0.1400	0.0440
40	1.0233	-0.1920	0.5500	0.2600
41	1.016	-0.1996	-0.2200	-0.0880
42	0.9905	-0.2526	-0.1700	-0.0180
43	1.0017	-0.2218	-0.4800	-0.1920
44	1.0115	-0.2057	-0.3100	-0.1240
45	1.0182	-0.1952	-0.3200	-0.1280
46	1.0211	-0.1949	-0.3000	-0.1200
47	1.0683	-0.2068	-0.2000	-0.0800
48	1.0223	-0.2047	-0.1800	-0.0720
49	0.9917	-0.3077	-0.4900	-0.0960

50	1.0382	-0.1487	-0.2400	-0.0960
51	1.0028	-0.2132	-0.2400	-0.0960
52	1.0254	-0.1909	-0.1400	-0.0560
53	0.9952	-0.2558	-0.0100	-0.0040
54	0.9977	-0.2248	-0.1400	-0.0560
55	1.0361	-0.2233	-0.2600	-0.1100
56	0.9925	-0.2845	-0.2900	-0.0200
57	1.0629	-0.1225	-0.1100	-0.0440
58	0.9849	-0.2289	-0.3700	-0.1400
59	1.0116	-0.1929	-0.1400	-0.0560
60	1.09757	0.0365	-0.1700	-0.0680
61	1.0986	0.0422	-0.0200	-0.0080
62	1.0789	0.0159	-0.1100	0.0560
63	0.9939	-0.1285	-0.4200	-0.0680
64	1.087	-0.0402	-0.1600	0.0360
65	1.0913	0.0430	-0.0020	-0.0010
66	1.0909	0.0426	-0.0100	-0.0040
67	1.0862	-0.1473	-0.1300	-0.0520
68	1.0512	-0.1499	-0.0830	-0.0510
69	1.0165	-0.3129	-0.0100	-0.0040
70	0.9575	-0.5490	-0.1800	0.0280
71	1.0785	-0.2480	-0.1400	0.0440
72	1.0216	-0.3173	-0.1100	-0.0440

Tableau C7. Cas N°5 (Etape 3) : optimisation des angles d'amorçage des SVCs

N° du nœud	Tension [P.U]	Angle [Degré]	P _G [MW]	Q _G [Mvar]
1	1.1	0	5.36012	3.47574
2	1.0578	-0.0533	0.0000	0.0000
3	1.0691	-0.0447	-0.0000	0.0000
4	1.06	-0.0505	0.6500	0.3000
5	1.0333	-0.1135	-0.0000	-0.0000
6	1.0568	-0.0772	-0.0000	0.0000
7	1.0383	-0.1053	-0.0000	0.0000
8	1.0365	-0.1075	-0.0000	-0.0000
9	1.0666	-0.0362	3.0000	-0.3738
10	1.09	0.0551	2.5000	-0.20521
11	1.0609	-0.0808	-0.0000	0.0000
12	1.0307	-0.1198	0.0000	-0.0000
13	1.0335	-0.1175	0.0000	-0.0000
14	1.0881	0.0015	0.0000	0.0000
15	1.0614	-0.1914	0.0000	0.1690
16	1.03	-0.2746	0.0000	0.1910
17	1.0549	-0.1283	-0.4300	-0.2900
18	1.0007	-0.1917	-0.3800	-0.1500
19	1.0487	-0.1316	-0.2000	-0.0800
20	1.021	-0.1855	-0.4700	-0.1880
21	1.0567	-0.1219	-0.6500	-0.2600
22	1.0099	-0.1846	-0.1100	-0.0440
23	1.0339	-0.1430	-0.4400	-0.1760
24	1.0739	-0.0788	-0.0000	0.0000
25	1.1	0.0439	1.0000	0.33542

Annexe C

26	1.0637	-0.1398	-0.3700	-0.1480
27	1.0007	-0.2200	-0.3100	-0.1240
28	1.0727	-0.2167	-0.1500	-0.0620
29	1.0323	-0.3061	-0.5300	-0.2120
30	1.0058	-0.1998	-0.1300	-0.0520
31	1.0091	-0.1952	-0.1800	-0.0720
32	1.05	-0.1371	-0.2200	-0.0800
33	1.0549	-0.1283	0.0000	0.0000
34	1.001	-0.2087	-0.4200	-0.1680
35	1.006	-0.1997	-0.0300	-0.0120
36	1.0025	-0.2062	-0.1700	-0.0680
37	0.9756	-0.2168	-0.0400	-0.0160
38	0.953	-0.2462	-0.7200	-0.2880
39	0.9529	-0.3032	-0.1400	0.0440
40	1	-0.1919	0.5500	0.2600
41	0.9984	-0.1995	-0.2200	-0.0880
42	0.968	-0.2525	-0.1700	-0.0180
43	0.9795	-0.2217	-0.4800	-0.1920
44	0.9919	-0.2056	-0.3100	-0.1240
45	0.9954	-0.1951	-0.3200	-0.1280
46	0.9977	-0.1947	-0.3000	-0.1200
47	0.9745	-0.2066	-0.2000	-0.0800
48	0.9928	-0.2045	-0.1800	-0.0720
49	0.9571	-0.3075	-0.4900	-0.0960
50	1.026	-0.1486	-0.2400	-0.0960
51	0.9943	-0.2130	-0.2400	-0.0960
52	1.0169	-0.1906	-0.1400	-0.0560
53	0.9739	-0.2555	-0.0100	-0.0040
54	0.9889	-0.2245	-0.1400	-0.0560
55	0.9981	-0.2230	-0.2600	-0.1100
56	0.9667	-0.2842	-0.2900	-0.0200
57	1.0566	-0.1220	-0.1100	-0.0440
58	0.9746	-0.2287	-0.3700	-0.1400
59	1.0034	-0.1927	-0.1400	-0.0560
60	1.0942	0.0372	-0.1700	-0.0680
61	1.0992	0.0429	-0.0200	-0.0080
62	1.0929	0.0166	-0.1100	0.0560
63	0.9946	-0.1278	-0.4200	-0.0680
64	1.0919	-0.0395	-0.1600	0.0360
65	1.0999	0.0438	-0.0020	-0.0010
66	1.0995	0.0433	-0.0100	-0.0040
67	1.0583	-0.1460	-0.1300	-0.0520
68	1.0326	-0.1492	-0.0830	-0.0510
69	1.0324	-0.3113	-0.0100	-0.0040
70	1.0396	-0.5468	-0.1800	0.0280
71	1.074	-0.2443	-0.1400	0.0440
72	0.9916	-0.3127	-0.1100	-0.0440

Tableau C8. Cas N°6 (Etape 4) : optimisation des angles d'amorçage des SVCs et la puissance réactive

N° du nœud	Tension [P.U]	Angle [Degré]	P _G [MW]	Q _G [Mvar]
1	1.1	0	5.35017	3.4525
2	1.0579	-0.0521	0.0000	0.0000
3	1.0694	-0.0426	-0.0000	0.0000
4	1.06	-0.0494	0.6500	0.3000
5	1.0338	-0.1079	-0.0000	-0.0000
6	1.0571	-0.0682	-0.0000	0.0000
7	1.0385	-0.1011	-0.0000	0.0000
8	1.0367	-0.1034	-0.0000	-0.0000
9	1.059	0.0903	3.0000	-0.3584
10	1.09	0.1179	2.5000	-0.15263
11	1.0609	-0.0590	-0.0000	0.0000
12	1.0306	-0.1149	0.0000	-0.0000
13	1.0337	-0.1122	0.0000	-0.0000
14	1.0847	0.0791	0.0000	0.0000
15	1.0587	-0.2085	0.0000	16.81
16	1.0263	-0.3248	0.0000	18.96
17	1.0588	-0.1196	-0.4300	-0.2900
18	1.0008	-0.1854	-0.3800	-0.1500
19	1.0506	-0.1202	-0.2000	-0.0800
20	1.0231	-0.1791	-0.4700	-0.1880
21	1.0571	-0.1122	-0.6500	-0.2600
22	1.0105	-0.1787	-0.1100	-0.0440
23	1.0861	-0.0290	-0.4400	-0.1760
24	1.0956	0.0317	-0.0000	0.0000
25	1.1	0.1226	1.0000	0.34376
26	1.0853	-0.1189	-0.3700	-0.1480
27	1.0321	-0.2138	-0.3100	-0.1240
28	1.0761	-0.2317	-0.1500	-0.0620
29	1.0361	-0.3540	-0.5300	-0.2120
30	1.0087	-0.1904	-0.1300	-0.0520
31	1.0121	-0.1858	-0.1800	-0.0720
32	1.054	-0.1283	-0.2200	-0.0800
33	1.0588	-0.1196	0.0000	0.0000
34	1.004	-0.1990	-0.4200	-0.1680
35	1.009	-0.1902	-0.0300	-0.0120
36	1.0055	-0.1966	-0.1700	-0.0680
37	0.9903	-0.1862	-0.0400	-0.0160
38	0.971	-0.2075	-0.7200	-0.2880
39	0.9709	-0.2637	-0.1400	0.0440
40	1	-0.1865	0.5500	0.2600
41	0.9998	-0.1908	-0.2200	-0.0880
42	0.9682	-0.2440	-0.1700	-0.0180
43	0.9796	-0.2145	-0.4800	-0.1920
44	0.9928	-0.1976	-0.3100	-0.1240
45	0.9955	-0.1892	-0.3200	-0.1280
46	0.9977	-0.1893	-0.3000	-0.1200
47	1.0303	-0.0885	-0.2000	-0.0800
48	1	-0.1504	-0.1800	-0.0720
49	0.9621	-0.2243	-0.4900	-0.0960

Annexe C

50	1.0279	-0.1369	-0.2400	-0.0960
51	0.9958	-0.2063	-0.2400	-0.0960
52	1.0189	-0.1841	-0.1400	-0.0560
53	0.9885	-0.2485	-0.0100	-0.0040
54	0.991	-0.2175	-0.1400	-0.0560
55	1.0296	-0.2168	-0.2600	-0.1100
56	0.9857	-0.2768	-0.2900	-0.0200
57	1.057	-0.1122	-0.1100	-0.0440
58	0.9754	-0.2216	-0.3700	-0.1400
59	1.0041	-0.1866	-0.1400	-0.0560
60	1.0942	0.1162	-0.1700	-0.0680
61	1.0992	0.1217	-0.0200	-0.0080
62	1.0929	0.0933	-0.1100	0.0560
63	0.9946	-0.0396	-0.4200	-0.0680
64	1.0919	0.0475	-0.1600	0.0360
65	1.0999	0.1225	-0.0020	-0.0010
66	1.0995	0.1220	-0.0100	-0.0040
67	1.08	-0.1250	-0.1300	-0.0520
68	1.0436	-0.1336	-0.0830	-0.0510
69	1.0585	-0.2841	-0.0100	-0.0040
70	1.0675	-0.5383	-0.1800	0.0280
71	1.0802	-0.2526	-0.1400	0.0440
72	0.9953	-0.3238	-0.1100	-0.0440