

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



Université Dr. Tahar Moulay de Saïda
Faculté de la Technologie
Département d'Electrotechnique



Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme de

Master (LMD)

Spécialité : RESEAUX ELECTRIQUES

Filière : ELECTROTECHNIQUE

Intitulé :

**Contribution à l'étude de l'insertion de dispositifs FACTS
(IPFC) dans un réseau électrique**

Présenté par :

**Hamdani Hanene
Sari Sara Wissem**

Devant le jury composé de :

**Pr. L. BOUMEDIENE
Dr. F. LAKDJA
Pr. R. MEZIANE
Dr. M. YAHYAOU**

**Président
Encadreur
Examinateur
Examinateur**

Soutenu le 03/07/2019
Promotion 2018-2019

REMERCIEMENTS

On tient tout d'abord à remercier Dieu tout puissant qui nous a donné la santé, le courage et la patience pour mener à bien ce modeste travail.

On exprime toutes nos profondes reconnaissances à notre encadreuse Dr.KENNICHE pour le temps consacré à nous écouter, nous orienter et nous corriger tout au long de notre projet.

On adresse nos remerciements à tous les membres du jury d'accepter de juger ce modeste travail et on souhaite exprimer nos profondes gratitude à tous les enseignants qui nous ont formé dès la 1ere année jusqu'à la 5eme année à Université Moulay Taher de Saïda.

Dédicaces

C'est avec plein de joie que je dédie ce travail à ceux qui m'ont été une source d'inspiration et de volonté , à ma mère et mon père pour leurs encouragements et conseils durant la période de mes études ;

Je le dédie à mes très chers frère et sœur ainsi qu'à toute ma grande famille ;

Une dédicace spéciale à tous mes amis, et pour tous ceux qui me connaissent, sans oublier les habitants de ma ville.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme.

- Sarí Sara Wissem.

Dédicaces

Je dédie ce mémoire à

*Mes deux chers parents, qui n'ont jamais cessés
de me soutenir.*

*Merci d'avoir toujours été là pour moi, que
dieu vous protège et vous accorde une longue
vie*

*A Mes chers frères et sœurs et toute ma
famille*

A toutes les personnes qui me sont chères

A la fin une dédicace spéciale à mon binôme.

- Hamdani Hanane.

TABLE DES MATIERES

Table des matières.....	I
Liste des figures	V
Liste des tableaux.....	VII
Liste des acronymes	VIII
Introduction générale	1

CHAPITRE I : La compensation série

I.1.Introduction.....	3
I.2 Propriétés électrique des lignes de transport.....	3
I.3. Principe de la compensation.....	4
I.4. Moyens de compensation classiques.....	5
I .4.1. Les compensateurs parallèles	6
I .4.2. Les compensateurs séries.....	6
I.5. La compensation série.....	7
I.5.1. La compensation série classique.....	7
I.5.2.La compensation série statique	9
I.5.2.1. Les avantages de la compensation statique	9
I.5.2.2. Les inconvénients de la compensation statique	9
I.5.2.3.Objectif de la compensation statique.....	9
I.6. Protection de la compensation série	9
I.7. Conclusion	10

CHAPITRE II : FACTS serie

II.1. Introduction	11
II.2. Les systèmes de transmission flexibles en courant alternatif.....	11
II.3. Définition des FACTS :	12

Table des matières

II.4. Objectifs des FACTS	13
II.5. Classification des FACTS	14
II.5.1. Les dispositifs shunt.....	15
II.5.1.1. Le SVC (Static Var Compensator).....	15
II.5.1.2. Le STATCOM (Static Compensator).....	17
II.5.2. Les dispositifs série.....	18
II.5.3. Les dispositifs Hybride (Série-Shunt)	19
II.5.3.1. Le DPFC (Dynamic Power Flow Controller)	19
II.5.3.2. L'UPFC (Unified Power Flow Controller)	20
II.6. Coût des dispositifs FACTS	20
II.7. Les FACTS série	21
II.7.1. TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)	22
II.7.2. SSSC (Static Synchronous Series Compensator).....	23
II.7.3. L'IPFC (Interline Power Flow Controller).....	24
II.7.3.1. Principe de fonctionnement	25
II.8. Synthèse des types de FACTS.....	29
II.9. Propriétés des FACTS	30
II.9.1. Avantages des dispositifs FACTS.....	30
II.9.2. Inconvénients des dispositifs FACTS	30
II.10. Conclusion.....	31

CHAPITRE III : Modélisation et Ecoulement de puissance

III.1. Introduction.....	32
III.2. But de l'étude de l'écoulement de puissance	32
III.3. Principe de l'écoulement de puissance.....	32
III.4. Classification des jeux de barres.....	33
III.5. Equations d'écoulement de puissance	34

III.5.1. La matrice d'admittance.....	34
III.5.1.1. Formulation des équations de tension	36
III.5.1.2. Formulation des équations d'écoulement de puissance.....	37
III.5.1.3. Formulation de l'équation des pertes en puissance active	37
III.5.1.4. Formulation de l'équation des pertes en puissance réactive	38
III.5.2. Les méthodes utilisées pour le calcul de l'écoulement de puissance	38
III.5.2.1. Méthode de Newton-Raphson.....	40
III.6. Modélisation simplifiée des éléments du réseau électrique pour l'étude de l'écoulement de puissance	44
III.6.1. Modèle du générateur	44
III.6.2. Modèle de la ligne de transmission	44
III.6.3. Modèle de la charge électrique	45
III.6.4. Modèle de l'élément shunt	46
III.6.5. Modélisation de l'IPFC	46
III.7. Conclusion.....	50

CHAPITRE IV : Simulations

IV.1. Introduction.....	51
IV.2. Présentation du réseau IEEE 5 nœuds.....	51
IV.3. Calcul de l'écoulement de puissance pour un réseau IEEE 5 nœuds	52
IV.3.1. Réseau IEEE 5 nœuds sans IPFC	52
IV.3.1.1. Discussion des résultats.....	54
IV.3.2. Réseau IEEE 5 nœuds avec IPFC	54
IV.3.2.1. Discussion des résultats.....	57
IV.4. Présentation du réseau IEEE 30 nœuds.....	58
IV.5. Calcul de l'écoulement de puissance pour un réseau IEEE 30 nœuds.....	60
IV.5.1. Réseau IEEE 30 nœuds sans IPFC	60

Table des matières

IV.5.1.1. Discussion des résultats.....	63
IV.5.2. Réseau IEEE 30 nœuds avec IPFC.....	63
IV.5.2.1. Discussion des résultats.....	68
IV.6. Conclusion	68
Conclusion générale	69
Références bibliographiques	70

LISTE DES FIGURES

Figure (I.1): principe de la compensation série.....	6
Figure (I.2): la compensation série ((a) sans compensation, (b) avec compensation).....	7
Figure (I.3): Caractéristique $P(\delta)$ d'un réseau compensé série avec des valeurs de la capacité de condensateur variable.	8
Figure (I.4): Protection du condensateur série contre la surtension.....	10
Figure (II.1) : Modèle SVC et sa caractéristique.....	16
Figure (II.2): Photo montrant l'une des Plates-formes des trois SVC en l'Algérie.....	17
Figure (II.3) : Structure STATCOM et caractéristique tension/courant.	18
Figure (II.4) : Photos réelles du STATCOM.	18
Figure (II.5) : Configuration de la compensation série.....	19
Figure (II.6) : Configuration du DPFC.	19
Figure (II.7) : Configuration d'un UPFC.....	20
Figure (II.8) : Structure du TCSC.	23
Figure (II.9) : Exemple réel du TCSC.	23
Figure (II.10) : Structure du SSSC.....	24
Figure (II.11) : Caractéristique statique du SSSC.	24
Figure (II.12) : Configuration de l'IPFC.....	25
Figure (II.13) : Réseau d'interconnexion.	26
Figure (II.14) : Schéma de l'IPFC.	26
Figure (II.15) : Diagramme vectoriel de tensions ($\bar{V} = \bar{V}'$).....	27
Figure (II.16) : Diagramme vectoriel des tensions ($\bar{V} \neq \bar{V}'$).....	28
Figure (II.17) : Caractéristique de la puissance transmissible maximale	29
Figure (III.1) : Exemple d'un réseau bouclé.....	34
Figure (III.2) : Schéma général du calcul itératif	39
Figure (III.3) : Représentation géométrique de la méthode de N-R.	40
Figure (III.4) : Modèle d'un générateur.....	44
Figure (III.5) : Schéma équivalent en (π) d'une ligne de transmission.	45
Figure (III.6) : Modèle de la charge électrique.....	45
Figure (III.7) : Modèle de l'élément shunt.	46
Figure (III.8) : Principe de fonctionnement de l'IPFC à deux convertisseurs.....	47
Figure (III.9) : Circuit équivalent de l'IPFC à deux convertisseurs.	47

Liste des figures

Figure (IV.1) : Réseau IEEE 5 nœuds.....	52
Figure (IV.2) : Le profil de tension au niveau de chaque nœud.....	53
Figure (IV.3) : Les pertes actives au niveau des lignes.....	54
Figure (IV.4) : Réseau IEEE 5 avec IPFC.	55
Figure (IV.5) : Le profil de tension au niveau de chaque nœud avec et sans IPFC.	56
Figure (IV.6) : les pertes actives au niveau des lignes avec et sans IPFC.	57
Figure (IV.7) : Réseau IEEE 30 nœuds.....	59
Figure (IV.8) : Le profil de tension au niveau de chaque nœud.....	62
Figure (IV.9) : Les pertes actives au niveau des lignes.....	62
Figure (IV.10) : Réseau IEEE 30 nœuds avec IPFC.	64
Figure (IV.11) : Le profil de tension au niveau de chaque nœud avec et sans IPFC.	67
Figure (IV.12) : les pertes actives au niveau des lignes avec et sans IPFC.	67

LISTE DES TABLEAUX

Tableau (II. 1) : Bénéfices techniques des dispositifs FACTS.....	30
Tableau (III.1) : Propriétés des nœuds.....	34
Tableau (IV.1) : Tableau des tensions.....	52
Tableau (IV.2) : Tableau des pertes.	53
Tableau (IV.3) : Tableau des tensions.....	55
Tableau (IV.4) : Tableau des pertes avec IPFC.	56
Tableau (IV.5) : tableau des tensions.	60
Tableau (IV.6) : Tableau des pertes.	61
Tableau (IV.7) : Calcul d'écoulement de puissance avec IPFC.	65
Tableau (IV.8) : Tableau des pertes avec IPFC.	66

LISTE DES ACRONYMES

FACTS: Flexible Alternative Current
Transmission Systems

SVC: Static Var Compensator

TCSC: Thyristor Controlled Series
Capacitor

STATCOM: Static Synchronous
Compensator

IPFC: Interline Power Flow Controller

DPFC: Dynamic Power Flow Controller

UPFC: Unified Power Flow Controller

TCR: Thyristor Switched Reactors

TSR: Thyristor Controlled Reactors

TSC: Thyristor Switched Capacitors

SSSC: Static Synchronous Series
Compensator

VSC: Voltage Source Converters

MOV: Metal Oxide Varistor

SSR: SubSynchronous Resonance

CSPR: Control System for Proposed Rules

GTO: Gate Turn-off Thyristor

IGBT: Insulated Gate Bipolar Transistor

EPRI: Electric Power Research Institute

DC: Direct Current

AC: Alternative Current

HT: Haute Tension

MT: Moyenne Tension

BT: Basse Tension

CC: Court-Circuit

CCHT: Courant Continu Haute Tension

NR: Newton Raphson

MATLAB: MATrix LABoratory

IEEE: Institute of Elecricals and
Electronics Engineers

Introduction

Générale

INTRODUCTION GENERALE

Les réseaux électriques jusqu'à ces dernières années sont contrôlés avec des dispositifs mécaniques ayant un temps de réponse plus au moins long et avec lesquels l'action d'amorçage et de réamorçage ne peut être répétitivement exécutée à une fréquence élevée. L'augmentation des transits de puissance dans les réseaux d'énergie électrique ainsi que les contraintes environnementales ont conduit à l'introduction des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission Systems) pour l'amélioration de l'exploitation des réseaux. Ces dispositifs sont capables de remplir diverses fonctions comme le maintien de la tension, le contrôle des flux de puissance, l'amélioration de la stabilité du réseau, l'augmentation de la puissance transmissible maximale, etc. De plus, grâce à leur temps de réponse rapide, ils sont apparus comme des outils efficaces pour l'amortissement des oscillations électromécaniques très basses fréquences. Cette nouvelle fonction des dispositifs FACTS est d'autant plus importante que les réseaux mondiaux sont de plus en plus interconnectés.

Le sujet de ce mémoire concerne l'analyse de l'écoulement de puissance dans un réseau de transport d'énergie électrique au moyen de dispositifs IPFC. Afin d'analyser l'écoulement de puissance et l'influence des FACTS, on a eu recours à la programmation en utilisant le logiciel « MATLAB ». Pour atteindre ces objectifs de recherche, Ce mémoire est organisé en quatre chapitres :

- ✚ Le premier chapitre sera consacré à une introduction générale à la compensation, c'est-à-dire son objectif, son principe, ses moyens ainsi que ses types et on se basera essentiellement sur la compensation série.
- ✚ Dans le deuxième chapitre, on introduira quelques dispositifs FACTS et citera le rôle important qu'ils jouent dans l'exploitation et la gestion des réseaux électriques, en donnant pour chacun d'entre eux sa configuration, son principe de fonctionnement et ses applications. Le dispositif IPFC sera étudié avec plus de détail.
- ✚ Dans le troisième chapitre, on présentera la modélisation de quelques éléments essentiels dans notre étude, ensuite on va proposer quelques méthodes simples et directes sur le calcul de l'écoulement de puissance, on expliquera de façon détaillée la méthode de Newthor-Raphson en raison de son application dans notre travail de simulation.

- ✚ Le quatrième chapitre vient pour appliquer cette étude sur deux modèles de réseau électrique : IEEE5 et IEEE30, avec la présence du dispositif IPFC. Une comparaison de profil de tension et de pertes actives sera faite avant et après l'intégration de l'IPFC.
- ✚ Finalement, une conclusion générale récapitulera les principaux résultats de ce travail et apportera quelques perspectives.

Chapitre I

La compensation série

I.1. Introduction

Le fonctionnement d'un système électrique est gouverné, à chaque instant, par l'équilibre nécessaire entre les puissances actives et réactives produites et consommées. Lorsque cette condition nécessaire de fonctionnement est respectée, l'état du système est caractérisé, en régime stationnaire, par la fréquence f (grandeurs globales) et les tensions (grandeurs locales). La fréquence f est fixée par la vitesse de rotation de toutes les machines qui doivent rester synchrones (en régime permanent).

Contrairement à ce qu'un abus de langage pourrait laisser croire, l'objectif du réglage des réseaux n'est pas de maintenir l'équilibre entre la production et la consommation. Par contre, l'objectif des réglages est de maintenir la fréquence et la tension dans des limites contractuelles qui sont plus contraignantes que les limites imposées par les conditions nécessaires de fonctionnement [1].

L'amélioration du facteur de puissance constitue sans doute un paramètre très important dans l'amélioration de la qualité de l'énergie du point de vue technique et économique, parmi les méthodes d'amélioration du facteur de puissance il y a la compensation de l'énergie réactive. La compensation série aide à transférer la puissance sans changer les paramètres du réseau. Ce type de compensation consiste à ajouter une réactance capacitive à la réactance équivalente de la ligne de transport en réduisant sa grandeur. L'effet de cette réduction augmente les limites de transfert de puissance à des valeurs plus grandes que celle de la puissance d'opération. Ce dernier est l'objectif de ce chapitre, où tout d'abord, on va donner la définition de la compensation, ses types puis on va terminer par définir la compensation série. [2]

I.2 Propriétés électriques des lignes de transport

Le rôle fondamental d'une ligne est de transporter une puissance active. Si elle doit également transporter une puissance réactive, celle-ci doit être faible par rapport à la puissance active, à moins que la distance de transport ne soit courte. En plus de ces exigences, une ligne de transport doit posséder les caractéristiques de base suivantes [3]:

- a) la tension doit demeurer assez constante sur toute la longueur de la ligne et pour toutes les charges comprises entre zéro et la charge nominale
- b) les pertes doivent être faibles afin que la ligne possède un bon rendement
- c) les pertes Joule ne doivent pas faire surchauffer les conducteurs.

Si la ligne ne peut d'elle-même répondre à ces exigences, on doit alors ajouter de l'équipement supplémentaire afin de réaliser toutes ces conditions.

I.3. Principe de la compensation

Plusieurs techniques de compensation du réseau ont été utilisées. Cela comprend la technique de compensation shunt qui intervient sur la tension à chaque barre, la technique de compensation série qui intervient sur l'impédance équivalente de la ligne et la technique utilisant le compensateur statique. La technique de compensation shunt consiste en un groupe de condensateurs en parallèle avec les inductances shunt équivalentes de la ligne de transport. Ce schéma permet d'injecter la puissance en KVars demandées pour le système au point de raccordement du banc des condensateurs. Un condensateur shunt aura le même effet qu'un compensateur synchrone surexcité. Le but de cette compensation est de maintenir la tension constante au bout de la ligne indépendamment des variations de la charge. La compensation série consiste en un groupe de condensateurs en série avec l'inductance équivalente de la ligne de transport. Ce schéma diminue l'impédance de la ligne, il réduit la dégradation de la tension et augmente la capacité de transport de la puissance. Contrairement à la compensation shunt, la technique de compensation série change instantanément avec les variations de la charge ce qui crée un effet de dépendance.

De manière générale, il faut signaler que la compensation, avec l'utilisation des condensateurs shunt et série, corrige la tension en augmentant le facteur de puissance à la charge. Les paramètres comme l'amplitude de la charge, le facteur de puissance et la réactance de la ligne sont des données demandées par les deux techniques de compensation. L'application du condensateur série diffère du condensateur shunt au niveau de l'installation puisque la grandeur de la puissance réactive utilisée dans la compensation shunt est plus grande par rapport à la compensation série. Normalement, dans les applications industrielles, la valeur en KVars de la compensation série est d'un quart à un demi de la compensation shunt en permettant ainsi la réduction des coûts de l'installation. Les perturbations produites par des installations compensées dans le réseau électrique sont devenues une contrainte très importante et une constante préoccupation due aux phénomènes de résonance produits par ces perturbations.

Selon les alternatives mentionnées précédemment, la compensation série est la solution la plus appropriée et la plus sollicitée par les entreprises de transport de l'énergie

puisque'elle présente un meilleur rapport d'efficacité vs coût d'opération. En termes de stabilité, cette technologie présente plusieurs avantages tels que, l'élévation du transfert de puissance, le temps de réponse grâce à l'effet instantané sur les profils de tension en évitant le phénomène de papillotement et essentiellement à la sensibilité aux variations de la charge. Ces caractéristiques sont des facteurs très importants particulièrement dans les régions où les lignes de distribution sont longues et les clients résidentiels dispersés et où, en plus, des clients industriels exigent une plus grande demande de puissance du réseau. [4]

I.4. Moyens de compensation classiques

Les limites actuelles des réseaux de transport de l'électricité peuvent être repoussées par l'ajout de nouvelles capacités de transport et/ou production. Cependant, les exploitants de réseaux cherchent des moyens pour utiliser plus efficacement les lignes de transport existantes. Cela nécessite :

- d'améliorer le régime permanent des lignes longues, en autorisant des flux d'énergie beaucoup plus importants que ceux imposés par la seule limite de stabilité ;
- d'améliorer, dans les réseaux fortement maillés, les flux d'énergie imposés par les charges. Le flux naturel, résultant des impédances de lignes, n'est pas forcément celui qui minimise les pertes.
- le contrôle de la tension permet d'augmenter la capacité de transport de la ligne ;
- l'angle de transport maximum, imposé par la stabilité du réseau, constitue la restriction majeur qui empêche de transporter la puissance que laisse envisager la limite thermique des lignes ;
- la modification de l'impédance de ligne permet d'augmenter la capacité de transport de puissance au-delà de la limite imposée par la stabilité.

Les Moyens de compensation classiques peuvent être classés en deux catégories selon leur branchement :

- **en série**
- **en shunt**

The diagram shows the equation $P_A = P_B = \frac{V_A V_B}{X} \cdot \sin \theta$ (1) enclosed in a red box. Arrows point from text labels to parts of the equation:

- Réglage de l'excitation des rotors des alternateurs* points to V_A .
- Réglage du plan de tension* points to V_B .
- Contrôle de l'impédance de ligne* points to X .
- Contrôle de l'angle de transport* points to θ .

- ➡ Le réglage du plan de tension est assuré par des compensateurs de puissance réactive placés en différents points du réseau. Ce sont des compensateurs parallèles.
- ➡ Ce sont des transformateurs déphaseurs qui maintiennent l'angle de transport dans la plage de stabilité.
- ➡ Le contrôle de l'impédance de ligne est effectué par des compensateurs séries.

I .4.1. Les compensateurs parallèles

Les compensateurs parallèles permettent le contrôle de la tension en un point du réseau grâce à l'injection de puissance réactive (cf. la problématique du gestionnaire de réseau). Ces compensateurs sont connectés entre phase et terre.

Il en existe de plusieurs types :

- ❖ Compensateur synchrone
- ❖ Condensateurs
- ❖ Compensateur statique

I .4.2. Les compensateurs séries

Les compensateurs série permettent de modifier l'impédance de ligne. En abaissant l'impédance de la ligne, on étend la zone de fonctionnement stable et on accroît les capacités de transport (cf. problématique du gestionnaire de réseau). [5]

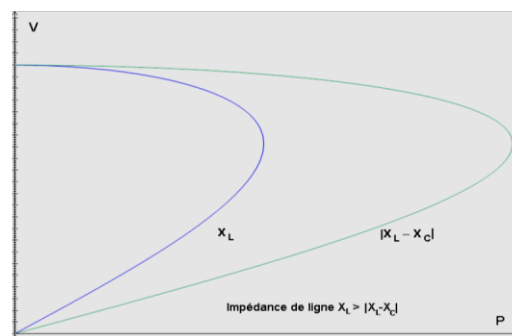


Figure (I.1) : principe de la compensation série.

I.5. La compensation série

Le transport de la puissance réactive par les lignes électriques cause des pertes, une diminution de la stabilité du réseau et une chute de tension à son extrémité. Afin d'éviter cela, la compensation de puissance réactive, série ou shunt selon les cas, est utilisée pour limiter ce transport de puissance réactive [6], on peut également classer la compensation série en deux grandes catégories : série classique et série statique.

I.5.1. La compensation série classique

Les condensateurs sont placés en séries sur une ligne dont ils compensent la réactance. La compensation série est employée sur certaines lignes à haute tension à la fois très longues et très chargées. Elle est justifiée par des considérations telles que la stabilité. Ce type de compensation est assez exceptionnel. Mentionnons que les principaux problèmes résident dans la protection contre les surintensités qui traversent les batteries lorsqu'un court-circuit se produit sur la ligne où elles sont installées.

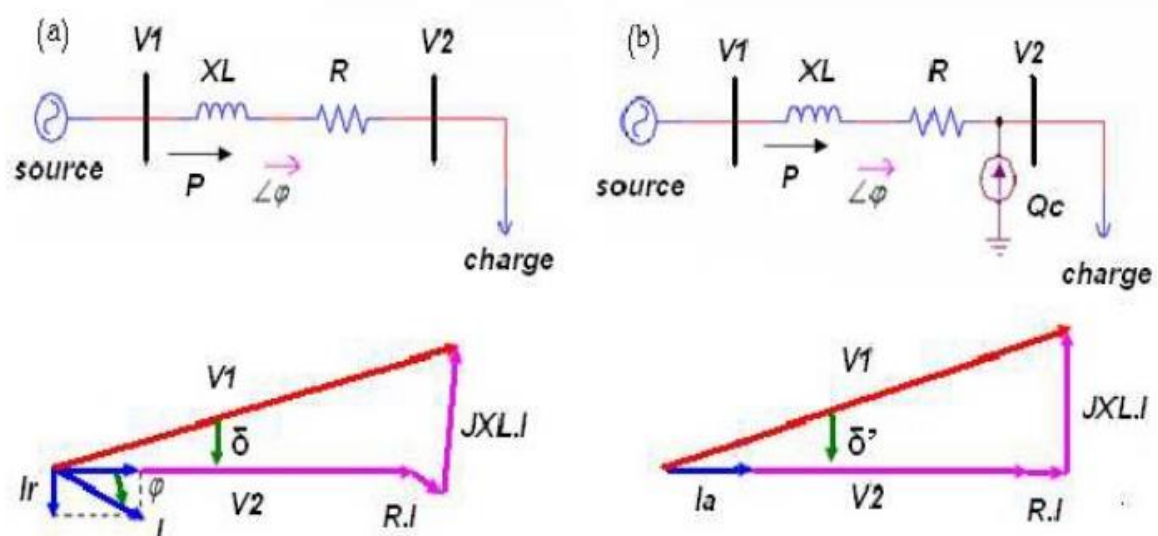


Figure (I.2) : la compensation série ((a) sans compensation, (b) avec compensation).

Artificiellement, l'impédance de la ligne est donc réduite de X_L à $(X_L - X_C)$ et le transit de puissance est augmenté. De plus, comme le montre le diagramme de Fresnel illustré sur la figure (I.2), l'angle de transport δ est réduit.

Pour transporter la puissance de façon stable il est nécessaire que l'angle de transmission, δ , soit inférieur à 90° et idéalement assez faible pour prévoir les cas d'un appel de puissance à la suite d'une perturbation sur le réseau.

En pratique, la compensation série est localisée dans les postes situés à des endroits stratégiques sur les lignes. Pour mieux comprendre son influence, il est utile de considérer qu'elle est répartie uniformément sur toute la longueur de la ligne. Dans ce cas, le degré de compensation série se définit comme étant la valeur absolue du rapport de la susceptance inductive série (B_L), de la ligne par unité de longueur sur la susceptance par unité de longueur de la capacité série (B_{Se}), qui est ajoutée [7]

La figure qui suit montre la courbe de la puissance active le long de la ligne en fonction de l'angle δ pour trois valeurs différentes du degré de compensation K_{se} . Plus la valeur de K_{se} augmente, plus P/P_{max} augmente, permettant ainsi un transit de puissance de plus en plus grand. Même si théoriquement, on peut réaliser une compensation de 100%, la pratique limite la compensation fixe aux alentours de 40 à 75 % pour se mettre à l'abri des risques de résonance sous synchrone [7]

Le phénomène de résonance est défini comme étant une réponse particulièrement élevée d'un système suite à une excitation périodique dont la fréquence correspond à la fréquence propre du système excité.

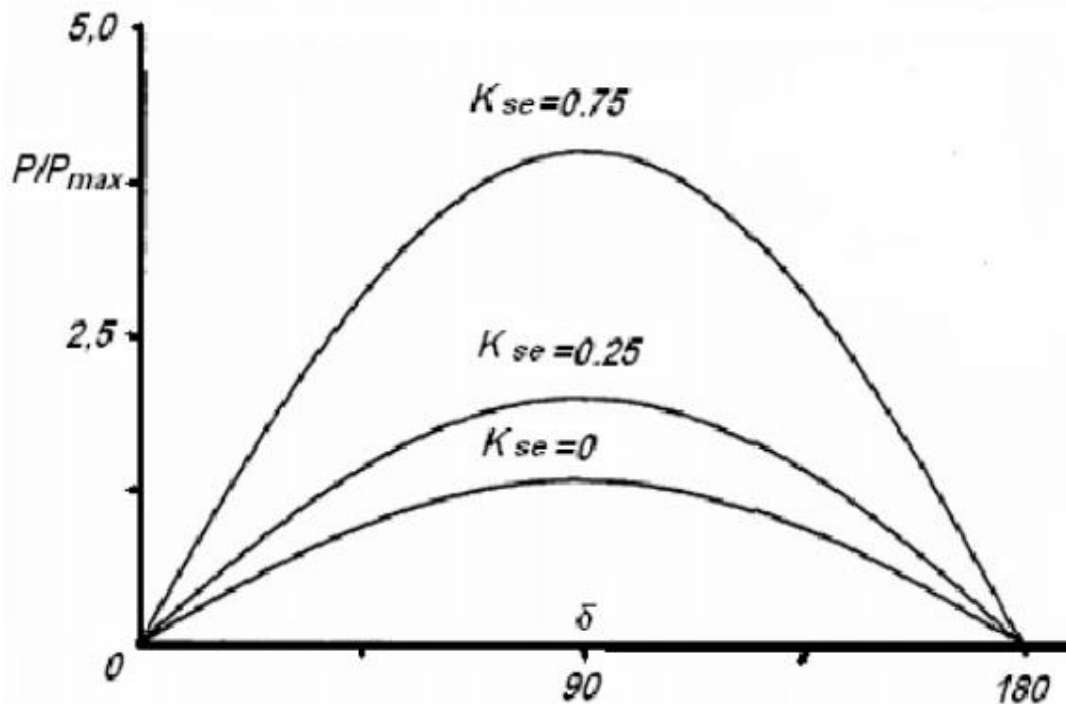


Figure (I.3) : Caractéristique $P(\delta)$ d'un réseau compensé série avec des valeurs de la capacité de condensateur variable.

I.5.2. La compensation série statique

Les compensateurs statiques 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 [8].

I.5.2.1. Les avantages de la compensation statique

- Une amélioration de la stabilité statique et dynamique du réseau.
- Une régulation de la tension ; avec limitation selon la puissance réactive échangée avec le réseau.
- Une atténuation considérable de phénomène du FLICKER, provoqué par des charges fortement perturbatrices.

I.5.2.2. Les inconvénients de la compensation statique

L'inconvénient majeur de ces compensateurs, c'est les limites (tension et courant) d'utilisation en basse tension, parfois nous sommes obligés de compenser en haute tension pour équilibrer un réseau de transport. Les nouvelles recherches en électronique de puissance ont abouti à des thyristors (GTO, IGBT) avec des tensions et courants très élevés. Actuellement la compensation en haute tension s'effectue par des convertisseurs à base des thyristors GTO.

I.5.2.3. Objectif de la compensation statique

L'intérêt majeur de la compensation statique 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 de contrôler plusieurs paramètres qui gouvernent l'opération de transmission de l'énergie dans une ligne tel que les impédances séries, impédances shunts, courant, tension, angle de phase. [9]

I.6. Protection de la compensation série

Dans les installations typiques de condensateurs série, il existe plusieurs techniques utilisées pour protéger les condensateurs. Lors d'un court-circuit sur la ligne, la tension aux bornes du condensateur peut dépasser le seuil admissible.

Afin de limiter la surtension, on installe un varistor en parallèle avec le condensateur. Par mesure de sécurité supplémentaire, on ajoute un éclateur en parallèle avec l'ensemble. Lorsque l'éclateur est amorcé, il court-circuite le condensateur et le varistor. Ensuite, le courant important est détecté par les relais de protection qui font ouvrir les disjoncteurs à chaque extrémité de la ligne [7]

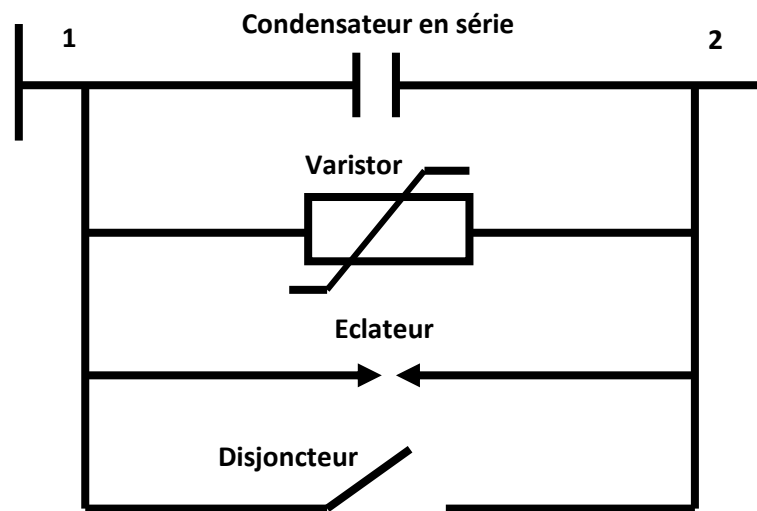


Figure (I.4) : Protection du condensateur série contre la surtension.

Le disjoncteur permet de contourner le tout et de mettre la compensation hors service. L'ouverture de ce disjoncteur permet aussi de remettre la compensation en service lorsque la ligne est en charge [7]

I.7. Conclusion

On a présenté dans ce chapitre un aperçu sur le fonctionnement d'un système électrique comme introduction. On a vu brièvement les propriétés électriques des lignes de transport. La puissance active transportée sur une ligne est donnée par une formule simple. Elle dépend de la tension d'exploitation de la ligne, de sa réactance inductive et du déphasage angulaire des tensions aux deux extrémités. Pour mieux contrôler cette puissance transportable, on a définie la compensation en générale et ces différents types. Ayant choisi la compensation série comme la solution envisagée, on l'a définie en détail, en citant ses différents types, avantages, inconvénients ainsi que sa protection. On s'est orienté en définition vers la compensation statique, cette nouvelle technologie appelé aussi FACTS.

Dans le chapitre suivant, on va présenter les dispositifs basés sur l'électronique de puissance nommés « FACTS » et leurs différentes configurations...

Chapitre II

FACTS série

II.1. Introduction

Les forces financières du marché exigent un fonctionnement plus optimal et plus rentable du système électrique au niveau de la production, la transmission et la distribution de l'énergie électrique. Aujourd'hui, les technologies avancées sont primordiales pour le fonctionnement fiable et sécurisé des réseaux électriques. Pour atteindre à la fois la fiabilité opérationnelle et la rentabilité financière, il est devenu évident qu'une utilisation et un contrôle plus efficace du système de transmission soit nécessaire.

L'utilisation améliorée du système d'alimentation existant est fournie grâce à l'application des technologies de contrôle avancées. Les FACTS (Systèmes de Transmission Flexible en Courant Alternatif) fournissent des solutions techniques éprouvées pour répondre à ces nouveaux défis d'exploitation présentés aujourd'hui [12]. Ce chapitre donne une introduction aux dispositifs FACTS ainsi que leurs conceptions de base.

II.2. Les systèmes de transmission flexibles en courant alternatif

Les dispositifs FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) peuvent contribuer à faire face aux problèmes rencontrés dans l'exploitation des réseaux électriques. Le concept FACTS, introduit en 1986 par Electric Power Research Institute (EPRI), regroupe l'ensemble des dispositifs, basés sur l'électronique de puissance, qui permettent d'améliorer l'exploitation d'un réseau électrique. Son développement est étroitement lié aux progrès réalisés dans le domaine des semi-conducteurs de puissance et plus particulièrement des éléments commendables tels que le thyristor et le thyristor GTO. Ces éléments jouent le rôle d'interrupteurs très rapides ; ce qui confère aux dispositifs FACTS une vitesse et une fiabilité bien supérieures à celles des systèmes électromécaniques classiques.

Des études et des réalisations pratiques ont mis en évidence l'énorme potentiel des dispositifs FACTS. Avec leur capacité à modifier l'impédance apparente d'une ligne de transport, ils peuvent être utilisés aussi bien pour le contrôle de la puissance active que celui de la puissance réactive et de la tension. En régime permanent, les FACTS permettent d'utiliser les lignes plus près de leur limite thermique en repoussant les limitations liées à la stabilité.

Leur vitesse de commande élevée leur confère également un grand nombre d'avantages en régime transitoire ainsi qu'en cas de court-circuit. De manière générale, les dispositifs FACTS agissent en fournissant ou en absorbant de la puissance réactive, en augmentant ou en réduisant la tension aux nœuds, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les phases des tensions.

Un autre avantage des équipements FACTS réside dans le fait que cette technologie autorise une extension des limites du réseau d'une manière échelonnée en installant les FACTS pas à pas lorsqu'ils deviennent nécessaires. Il est ainsi possible de répartir les investissements dans le temps. De plus, avec les FACTS de la dernière génération, il est possible de déplacer une installation en l'espace de quelques mois, si les conditions d'exploitation venaient à changer en rendant le dispositif inutile dans son emplacement initial.

Plusieurs types de FACTS avec des architectures et des technologies différents, ont été développés. Parmi eux, les plus connus sont le SVC (Static Var Compensator), le TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor), le STATCOM (Static Synchronous Compensator), et l'IPFC (Interline Power Flow Controller). Chacun de ces dispositifs possède ses propres caractéristiques et peut être utilisé pour répondre à des besoins bien précis. Le choix du dispositif approprié est donc essentiel et dépend des objectifs à atteindre. La position de l'installation dans le réseau est également un paramètre important pour son efficacité. Lorsque plusieurs dispositifs sont insérés dans un réseau, il convient que leurs effets soient coordonnés afin qu'ils n'agissent pas de façon opposée. Dans ce cas, la stratégie de contrôle revêt une importance toute particulière. [10]

II.3. Définition des FACTS

“ FACTS ” est un terme générique qui caractérise l'ensemble des équipements mettant en jeu de l'électronique de puissance (diodes, thyristors, GTO, IGBT...), ces éléments jouent le rôle d'interrupteurs très rapides, ce qui confère aux dispositifs FACTS une vitesse et une fiabilité bien supérieures à celles des systèmes électro-mécaniques classiques.

Ces équipements contrôlent dynamiquement ensemble ou séparément les différents paramètres du réseau : tension, impédance, la phase du réseau....etc.

Ils sont utilisés pour améliorer de façon générale les performances d'un réseau (stabilité, capacité de transport...). Les FACTS sont définis comme suit :

Ce sont des systèmes à courant alternatif incorporant des éléments d'électronique de puissance et d'autres contrôleurs statiques pour l'amélioration de la contrôlabilité et la capacité du transit de la puissance. Ils peuvent contribuer à faire face aux problèmes rencontrés dans l'exploitation des réseaux électriques.

Il est possible d'augmenter la puissance active transitée entre deux réseaux soit en maintenant la tension des systèmes, soit en réduisant artificiellement l'impédance de la liaison. En jouant sur un ou plusieurs de ces paramètres, les FACTS permettent un contrôle précis des transits de puissance réactive, une optimisation des transits de puissance active sur les installations existantes et une amélioration de la stabilité dynamique du réseau. Ils permettent aussi aux consommateurs industriels de réduire les déséquilibres de charges et de contrôler les fluctuations de tensions créées par des variations rapides de la demande de puissance active et ainsi d'augmenter les productions [11]

II.4. Objectifs des FACTS

En générale, les FACTS peuvent être utilisés pour augmenter la capacité de transmission, la marge de stabilité et le comportement dynamique du réseau. Leurs capacités principales sont la compensation de puissance réactive, le contrôle de la tension et le contrôle du flux de puissance. En raison de leur électronique de puissance contrôlable, les dispositifs FACTS assure toujours une maîtrise rapide par rapport aux dispositifs conventionnels. Les dispositifs FACTS, insérés dans un réseau électrique, peuvent satisfaire plusieurs besoins comme :

- L'augmentation de la capacité de transfert de puissance des systèmes de transmission existants.
- La contribution à l'exploitation optimale d'un système électrique par la réduction du coût de production et des pertes de puissances.
- L'amélioration du profil de tension et la compensation d'énergie réactive.
- Le contrôle de flux de puissance active et réactive.
- L'amortissement des oscillations du système.

- La réduction des flux en boucle et éviter le problème de résonance subsynchrone.
- L'intégration avec les énergies renouvelables.
- L'augmentation de la stabilité du réseau dynamique et transitoire. [12]

II.5. Classification des FACTS

Les FACTS peuvent être classés en trois catégories, selon le mode de connexion :

- Compensateurs série
- Compensateurs parallèles
- Compensateurs hybrides

Dans chaque catégorie, plusieurs FACTS et chacun possède ses propres propriétés et peut être utilisé dans des contextes spécifiques. Le choix des dispositifs appropriés est important car cela dépend des objectifs à atteindre. Selon les caractéristiques technologiques, les dispositifs FACTS peuvent être divisés en trois générations :

- **La première génération**

Basée sur les thyristors classiques. Ceux-ci sont généralement utilisés pour enclencher ou déclencher les composants afin de fournir ou absorber de la puissance réactive dans les transformateurs de réglage.

- **La deuxième génération**

Dite avancée, est née avec l'avènement des semi-conducteurs de puissance commandables à la fermeture et à l'ouverture, comme le thyristor GTO. Ces éléments sont assemblés pour former les convertisseurs de tension ou de courant afin d'injecter des tensions contrôlables dans le réseau.

- **La troisième génération**

FACTS utilisant des composants hybrides et qui est adaptée à chaque cas. Contrairement aux deux premières générations, celle-ci n'utilise pas de dispositifs auxiliaires encombrants tels que des transformateurs pour le couplage avec le réseau [12] [13].

II.5.1. Les dispositifs shunt

Le dispositif FACTS le plus utilisé est le SVC : un générateur (ou absorbeur) statique d'énergie réactive shunt, dont la sortie est ajustée en courant capacitif ou inductif afin de contrôler des paramètres spécifiques du réseau électrique, typiquement la tension des jeux de barres [17]. Ou la version avec le convertisseur de source de tension appelé STATCOM. Ces dispositifs shunt fonctionnent en tant que compensateurs de puissance réactive.

Les applications principales dans le réseau du transport, distribution et les réseaux industriels sont :

- Réduction des flux de puissance réactifs non désirés et donc de pertes réduites de réseau.
- Conservation des échanges de puissance contractuelle avec une puissance réactive équilibrée.
- La compensation des consommateurs et l'amélioration de la qualité de puissance particulièrement avec des fluctuations énormes de demande comme les machines industrielles, les usines de fusion des métaux, le chemin de fer...etc.
- La compensation des convertisseurs de thyristor par exemple dans le CCHT (courant continu haute tension) conventionnel.
- Amélioration de stabilité statique et dynamique [14]

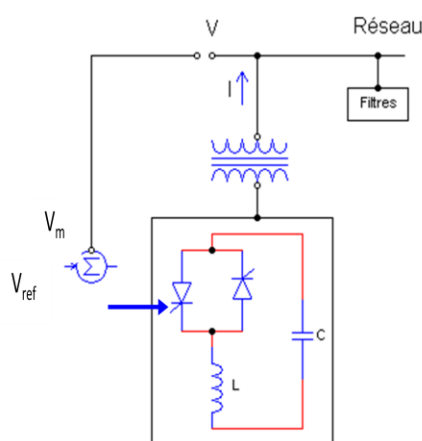
II.5.1.1. Le SVC (Static Var Compensator)

Le compensateur statique de puissance réactive peut sans interruption fournir la puissance réactive exigée pour contrôler les oscillations dynamique de tension dans diverses conditions du système pour améliorer la stabilité des réseaux de transport et de distribution. L'installation d'un SVC à un ou plusieurs points appropriés dans le réseau peut augmenter la capacité de transfert et réduire des pertes et maintient un bon profil de tension sous différentes conditions.

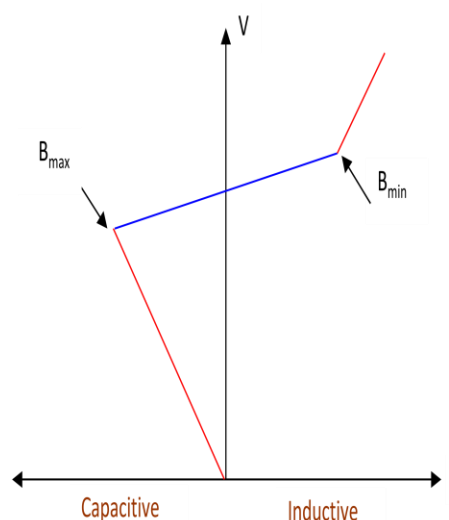
En outre, un SVC peut atténuer les oscillations de la puissance active par la modulation d'amplitude de tension.

Les SVC se composent d'un certain nombre de blocs. Le plus important est la valve des thyristors antiparallèles connectés en série. Les réactances à noyau d'air et les condensateurs de la haute tension sont les éléments de puissances réactives utilisés avec les valves de thyristor. Le raccordement de cet équipement à la ligne de transport est réalisé par un transformateur de puissance.

En principe le SVC se compose de condensateurs contrôlés par thyristor (TSC : Thyristor Switched Capacitors) et des réactances contrôlées par thyristor (TSR/TCR : Thyristor Switched/Controlled Reactors). La commande coordonnée d'une combinaison de ces branches varie la puissance réactive.



Structure de base d'un SVC



Courbe caractéristique tension-courant du SVC.

Figure (II.1) : Modèle SVC et sa caractéristique.

La caractéristique présentée dans la figure (II.1) a trois zones distinctes :

- Une zone où seules les capacités sont connectées au réseau.
- Une zone de réglage où l'énergie réactive est une combinaison des TCR et des TSC.
- Une zone où le TCR donne son énergie maximale (butée de réglage), les condensateurs sont déconnectés [14]



Figure(II.2): Photo montrant l'une des Plates-formes des trois SVC en l'Algérie.

II.5.1.2. Le STATCOM (Static Compensator)

Un STATCOM est construit avec des thyristors commandés à la fermeture et à l'ouverture ou avec des IGBT (Insulated-Gate Bipolar Transistor). La structure et la caractéristique opérationnelle sont montrées dans la figure (II.3).

La ligne statique entre les limites du courant a une certaine inclinaison qui détermine la commande caractéristique pour la tension.

L'avantage d'un STATCOM est que le contrôle de la puissance réactive est indépendant de la tension sur le point de raccordement. Ceci peut être vu dans le diagramme pour les courants maximaux qui sont indépendants de la tension en comparant avec le SVC dans la figure (II.1). Cela veut dire que même dans la plupart des éventualités graves, le STATCOM garde ses pleines capacités.

Le rôle du STATCOM est d'échanger de l'énergie réactive avec le réseau. Pour se faire, l'onduleur est couplé au réseau par l'intermédiaire d'une inductance, qui est en général l'inductance de fuite du transformateur de couplage [15]

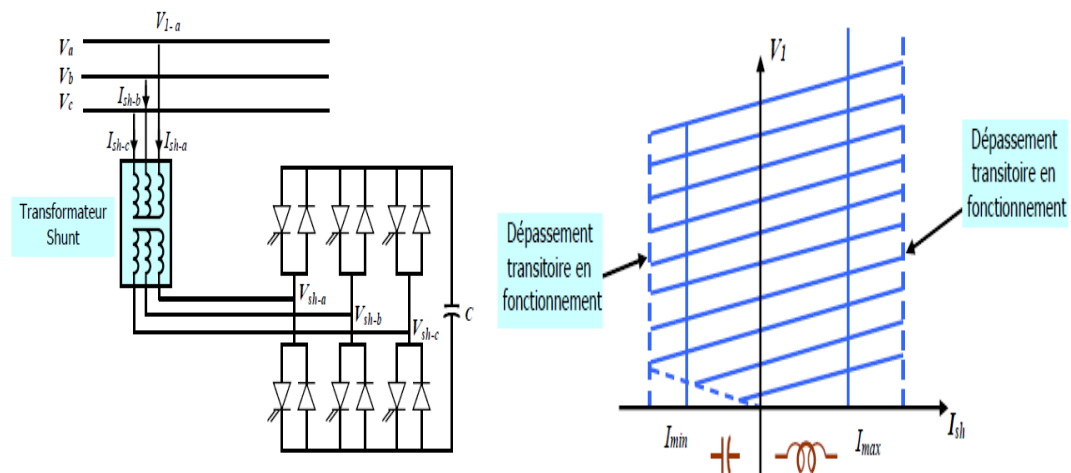
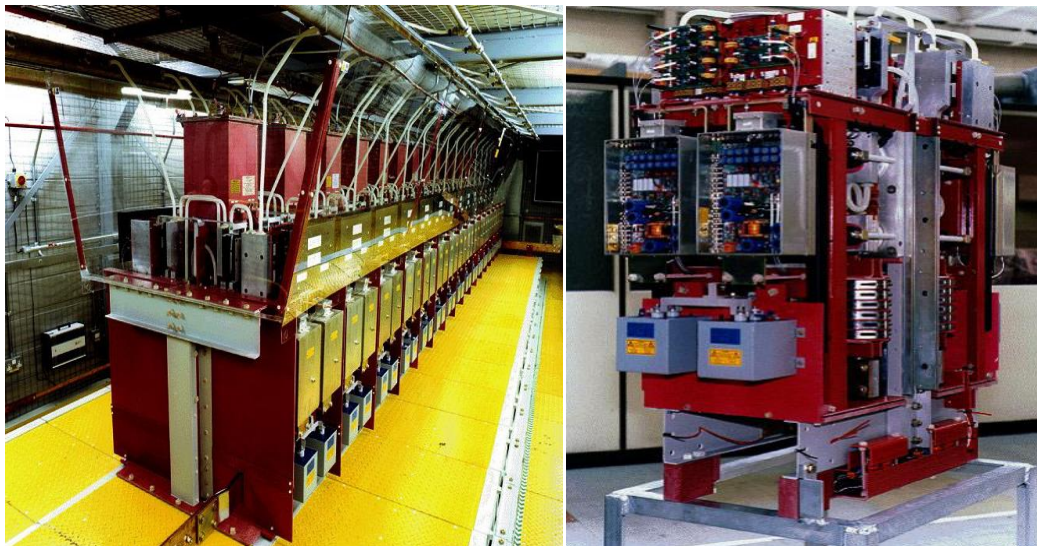


Figure (II.3) : Structure STATCOM et caractéristique tension/courant.



Figure(II.4) : Photos réelles du STATCOM.

II.5.2. Les dispositifs série

Ce type de FACTS peut être utilisé comme source de tension variable ou impédance inductive ou capacitive variable. Celle-ci insérée dans la ligne de transport peut modifier l'impédance de la liaison du réseau [16].

La figure (II.5) montre la configuration d'une compensation série :

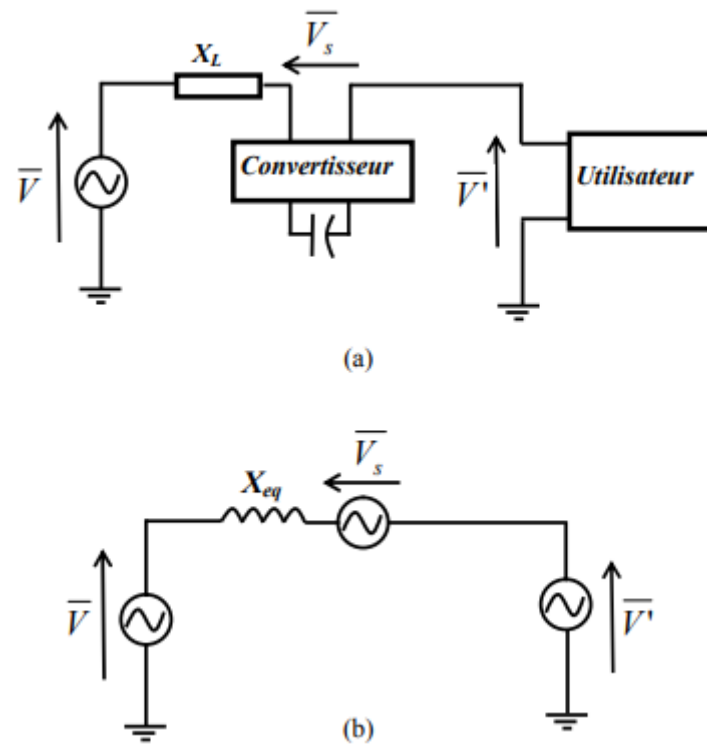


Figure (II.5) : Configuration de la compensation série.

II.5.3. Les dispositifs Hybride (Série-Shunt)

II.5.3.1. Le DPFC (Dynamic Power Flow Controller)

Un nouveau dispositif dans le domaine de contrôle d'écoulement de puissance est le contrôleur dynamique de flux de puissance DPFC. Le DPFC est un dispositif hybride entre un transformateur déphaseur (PST) et une compensation série.

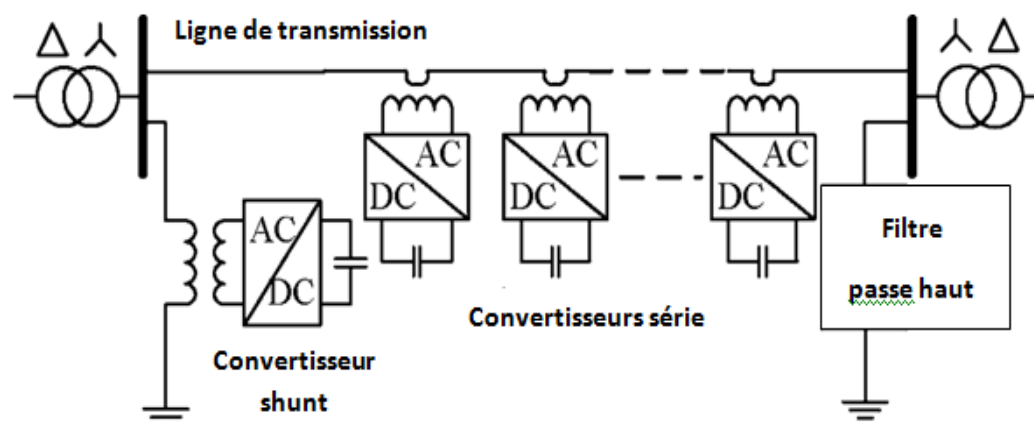


Figure (II.6) : Configuration du DPFC.

Le contrôleur dynamique du flux de puissance comprend les composants suivants :

- Un transformateur déphaseur standard.
- Des condensateurs commutés par thyristors connectés en série.
- Un condensateur shunt mécaniquement commuté (facultatif selon le besoin de puissance réactive) [15]

II.5.3.2. L'UPFC (Unified Power Flow Controller)

L'UPFC est une combinaison d'un compensateur statique (STATCOM) et d'un compensateur série statique contrôlé (SSSC). Il s'agit en tant que compensation shunt et dispositif déphaseur simultanément.

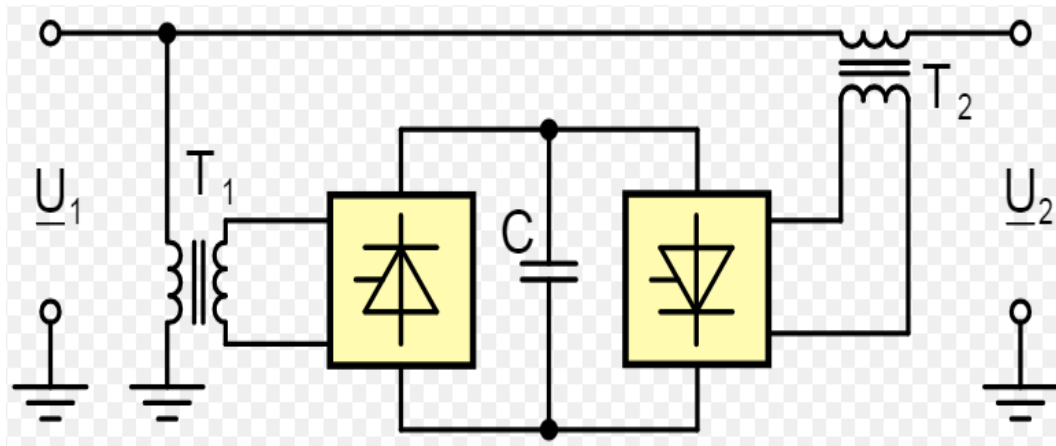


Figure (II.7) : Configuration d'un UPFC.

L'UPFC se compose d'un transformateur shunt et l'autre série, qui sont reliés :

à deux VSC qui ont une capacité DC commune. Le circuit DC permet l'échange de puissance active entre les convertisseurs série et shunt pour commander l'angle de phase de la tension. Cette installation, comme le montre la figure, fournit la pleine contrôlabilité pour l'écoulement de puissance et pour la tension.

Le convertisseur série doit être protégé avec un pont en thyristors. En raison des efforts élevés des VSCs et de la protection, un UPFC devient tout à fait cher, ce qui limite les applications pratiques où la commande d'écoulement de puissance et de tension est exigée simultanément [15]

II.6.Coût des dispositifs FACTS

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

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

À puissance égale, les dispositifs basés sur des convertisseurs avec thyristors GTO sont environ 25% plus chers que les FACTS utilisant des thyristors classiques. Une étude menée en Californie a montré que la meilleure solution, l'installation d'un UPFC de devisé à 25.4 millions de dollars, possède un retour sur investissement de l'ordre de 13 ans. Dans cette étude, le coût des différents dispositifs FACTS (SVC et convertisseurs) est estimé à 40000 \$/MVA. A cette somme viennent encore s'ajouter les coûts liés à la sous-station ainsi qu'au renforcement du réseau.

Les prix annoncés pour des dispositifs déphaseurs sont de l'ordre de 33000 \$/MVA. Finalement, on notera encore qu'un STATCOM d'une puissance de +133/ - 41MVA installé sur le réseau de 115KV la Vermont Electric Power à coûté environ 15 millions de dollars.

A titre de comparaison, les coûts imputés aux congestions sont chiffrés à plusieurs milliards de dollars par année aux États-Unis. Rien qu'en Nouvelle-Angleterre, le gestionnaire du réseau les estime compris entre 125 et 600 millions de dollars. En Europe, les gestionnaires des réseaux ont estimé les coûts des congestions à 37 millions d'euros pour l'Angleterre et le Pays de Galles, 5 millions d'euros pour la Norvège et 1 million pour la Suède.

Ces coûts de congestions correspondent principalement aux augmentations du prix de l'énergie sur les transactions qui auraient conduit à des surcharges sur le réseau. [12]

II.7. Les FACTS série

Les dispositifs séries sont les compensations séries contrôlés par thyristors (TCSC) de ou même des dispositifs basés sur les VSCs. Les applications principales sont :

- Réduction de la chute de tension série de la ligne en module et en angle.
- Réduction des fluctuations de tension dans des limites définies pendant les changements des puissances transmises.
- L'atténuation des oscillations.
- Limitation des courants de court-circuit dans les réseaux ou les postes.
- Prévention de flux de boucle et ajustement de flux de puissance.

II.7.1. TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)

Un condensateur série commandée par thyristors TCSC (Thyristor Controlled Séries Capacitor) est la première génération FACTS qui contrôle l'impédance de la ligne. Le TCSC est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, le tout en parallèle avec un condensateur.

Généralement, ce dispositif possède un élément de protection contre les surtensions placés en parallèle avec ce dernier appelé MOV (Métal Oxide Varistor), comme l'indique la (figure II.8).

Du point de vue fonctionnement, le TCSC se comporte comme une réactance variable connectée en série avec la ligne de transmission [14].

Les TCSC abordent des problèmes dynamiques spécifiques dans les réseaux de transport :

- Premièrement, ils augmentent l'amortissement des oscillations lors de l'interconnexion des grands réseaux électriques.
- Deuxièmement, ils peuvent surmonter le problème de la résonance sous-synchrone (SSR), un phénomène qui implique l'interaction entre les grandes unités de production et les réseaux de transports compensés en série [15]

La grande vitesse de commutation du TCSC fournit un mécanisme pour le contrôle d'écoulement de puissance de la ligne, qui permet l'augmentation de la

puissance transportée par les lignes de transport existantes, et tient compte du réajustement rapide d'écoulement de puissance de la ligne en réponse à des éventualités diverses. Le TCSC peut également régler le flux de puissance à l'état stable dans ses limites d'estimation [14]

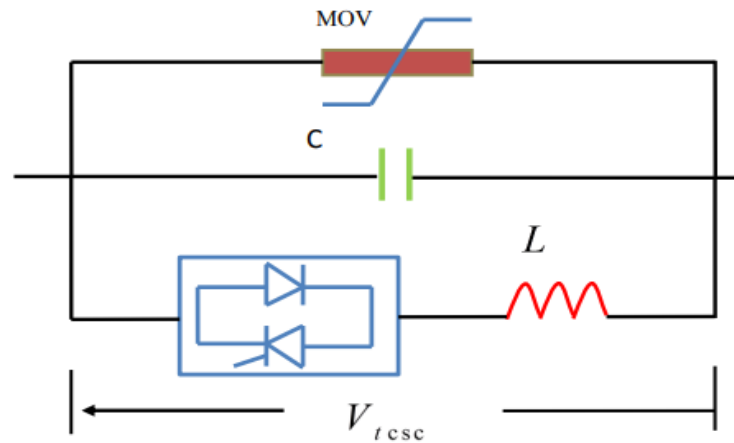


Figure (II.8) : Structure du TCSC.



Figure(II.9) : Exemple réel du TCSC.

II.7.2. SSSC (Static Synchronous Series Compensator)

Tandis que le TCSC peut être modélisé comme une impédance série, le SSSC est une source de tension série. La configuration est montrée dans la figure (II.10). Une protection de semi-conducteurs est absolument nécessaire, particulièrement quand les IGBTs sont employés [15]

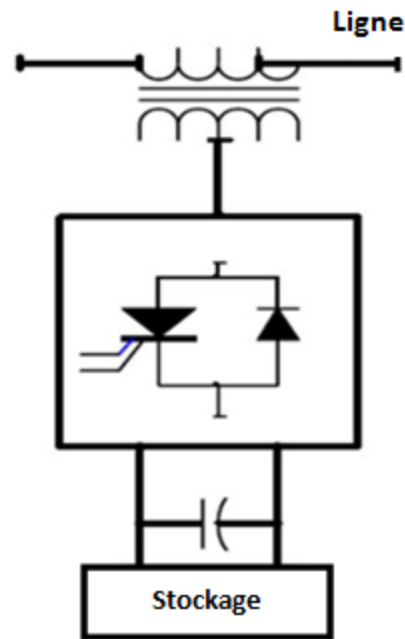
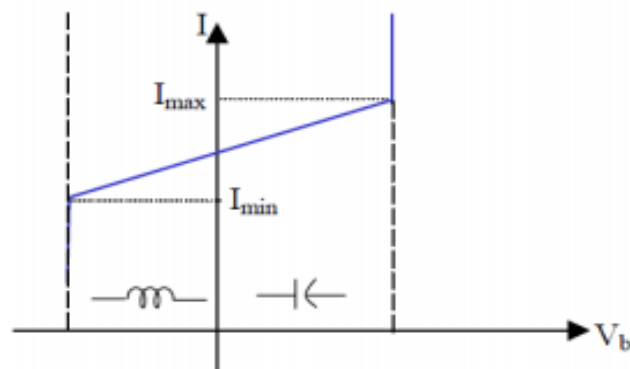


Figure (II.10) : Structure du SSSC.

La caractéristique statique d'un SSSC est donnée comme suit :



Figure(II.11) : Caractéristique statique du SSSC.

II.7.3. L'IPFC (Interline Power Flow Controller)

Il est parfois intéressant de pouvoir agir non seulement sur la puissance réactive mais aussi sur la puissance active afin de pouvoir augmenter la stabilité des réseaux et gérer les flux de puissances transitant par les lignes. A l'aide de deux convertisseurs à pulsation, on peut réaliser un système capable d'injecter une tension variable en module et en phase sur le réseau. [16]

L'IPFC combine deux convertisseurs série ou plus. Quand les flux de puissance de deux lignes du même poste ayant besoin d'être commandé, un contrôleur interligne de flux de puissance (IPFC) peut être employé. L'IPFC se compose de deux VSCs séries partageant le même condensateur DC. Ceci permet à la puissance active de circuler entre les deux VSCs. La figure (II.12) montre la configuration d'un IPFC. Avec cette configuration, deux lignes peuvent être commandées simultanément pour optimiser l'utilisation de réseau. Généralement, en raison de son installation complexe, des cas spécifiques d'application doivent être identifiés justifiant l'investissement [14]

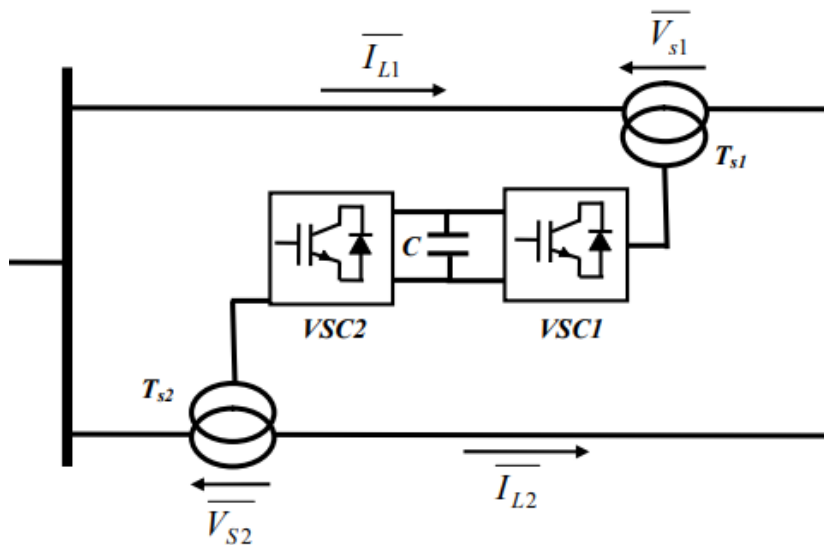


Figure (II.12): Configuration de l'IPFC.

II.7.3.1. Principe de fonctionnement

Le réseau de la figure (II.13) a ses tensions V et V' égales en modules et en phases. Les régions étant réunies par une ligne d'impédance X_L , le courant de ligne sera nul car la différence de potentiel entre les deux extrémités est nulle. Il n'y aura donc pas d'échange de puissance active ou réactive entre les deux régions. Or une région disposant d'un surplus de puissance pourrait contribuer à l'alimentation de la région qui lui est connectée et qui pourrait être en déficit.

De même, une perturbation dans une région serait moins néfaste si la région voisine pouvait lui venir en aide. Durant ces moments critiques, une réponse immédiate s'impose. Les puissances actives et réactives appropriées doivent être transitées sur la ligne rapidement [16].

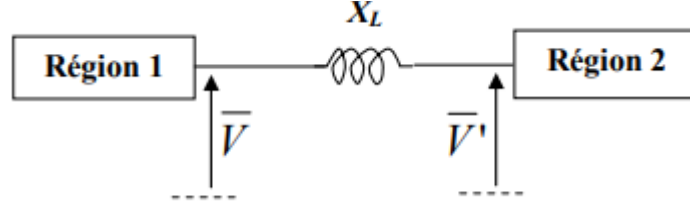


Figure (II.13) : Réseau d'interconnexion.

Une source de tension V_s due au convertisseur VSC DC/AC branché côté première région comme la montre la figure (II.14) et dont la valeur et l'angle sont variables permet d'atteindre cet objectif.

La tension résultante V_T en amont de la réactance X_L est alors égale à la somme vectorielle de V et V_s . Si l'angle entre V_T et V' est σ , il s'ensuit qu'une puissance active sera transportée sur la ligne [16]

$$P = \frac{V_T V'}{X_L} \sin \sigma \quad (\text{II.1})$$

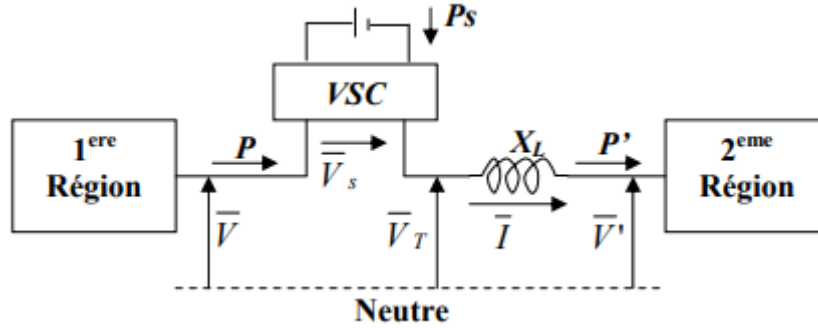


Figure (II.14) : Schéma de l'IPFC.

Le diagramme vectoriel de la figure (II.15) montre les conditions lorsque $\bar{V}_s$ est en avance sur $\bar{V}$ et par conséquent sur $\bar{V}'$ d'un angle ϕ . Il s'ensuit que $\bar{V}_T$ sera en avance sur $\bar{V}'$ d'un angle σ . Si l'on fait varier l'angle ϕ du convertisseur tout en gardant $\bar{V}_s$ constante, l'extrémité de $\bar{V}_s$ décrira un cercle en pointillé centré sur l'extrémité de $\bar{V}'$ comme le montre la figure.

L'extrémité de la tension $\bar{V}_T$ décrira ce cercle. L'angle σ variera progressivement d'une valeur maximale positive à une valeur minimale négative correspondant respectivement à $\phi = +90^\circ$ et $\phi = -90^\circ$ en passant par une valeur nulle.

Ainsi, selon l'équation (II.1), la puissance active portée par la ligne peut être positive ou négative, ce qui revient à dire qu'elle peut circuler dans les deux sens. De plus, on peut faire varier la puissance en faisant varier l'amplitude de $\bar{V}_s$ et par conséquent celle de $\bar{V}_T$.

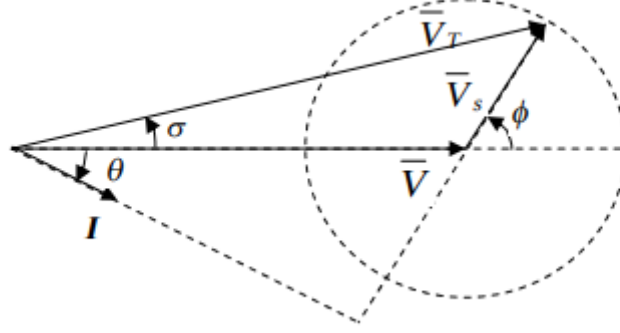


Figure (II.15) : Diagramme vectoriel de tensions ($\bar{V} = \bar{V}'$).

$\bar{I}$ est en retard sur $\bar{V}_s$ de 90° d'où $\phi - \theta = 90^\circ$ et par suite les puissances active P_s et réactive Q_s débitées par le convertisseur sont :

$$P_s = V_s I \cos(\phi - \theta) = 0 \quad (\text{II.2})$$

$$Q_s = V_s I \sin(\phi - \theta) = V_s I \quad (\text{II.3})$$

Q_s est la puissance réactive absorbée par la ligne. Les puissances active P et réactive Q échangées dans le réseau entre les 2 régions sont telles que :

$$P = V I \cos \theta \quad (\text{II.4})$$

$$Q = V I \sin \theta \quad (\text{II.5})$$

Le contrôle de l'angle de transmission nous permettra de commander la puissance maximale transmissible dans la ligne dont les tensions des extrémités $\bar{V}$ et $\bar{V}'$ sont différentes en modules et en phases.

Pour une tension de compensation $\bar{V}_s$ fixe en module, on a montré que son extrémité se déplace sur le cercle en pointillés comme le montre la figure (II.15) où $\bar{V}_T$ est telle que :

$$\bar{V}_T = \bar{V} + \bar{V}_s \quad (\text{II.6})$$

En désignant les tensions par :

$$\bar{V} = V \angle \theta \quad (\text{II.7})$$

$$\bar{V}' = V' \angle \theta' \quad (\text{II.8})$$

$$\bar{V}_s = V_s \angle \theta_s \quad (\text{II.9})$$

Et en prenant $\bar{V}$ comme origine des phases, on aura :

$$\bar{V} = V \angle 0^\circ \quad (\text{II.10})$$

Le diagramme vectoriel de tensions est donné par la figure (II.16) :

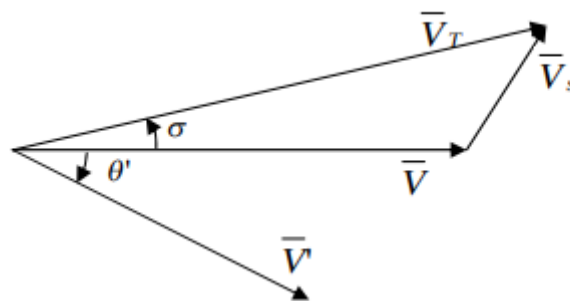


Figure (II.16) : Diagramme vectoriel des tensions ($\bar{V} \neq \bar{V}'$).

La puissance active transmissible est telle que :

$$P = \frac{V_T V'}{X_L} \sin (\sigma - \theta') \quad (\text{II.11})$$

Elle s'écrit aussi sous la forme :

$$P = \frac{V V'}{X_L} \sin (\theta - \theta') \quad (\text{II.12})$$

$$\text{Avec : } \delta = \theta - \theta' \quad (\text{II.13})$$

En prenant $\bar{V}$ comme origine des phases $\delta = -\theta'$ et par suite, l'expression (II.14) s'écrit

$$P = \frac{V_T V'}{X_L} \sin (\sigma + \delta) \quad (\text{II.14})$$

La relation (II.14) montre qu'il est possible de contrôler la puissance maximale transmissible en réglant l'angle σ selon la variation de la charge qui dépend de δ .

La figure (II.17) illustre cette commande :

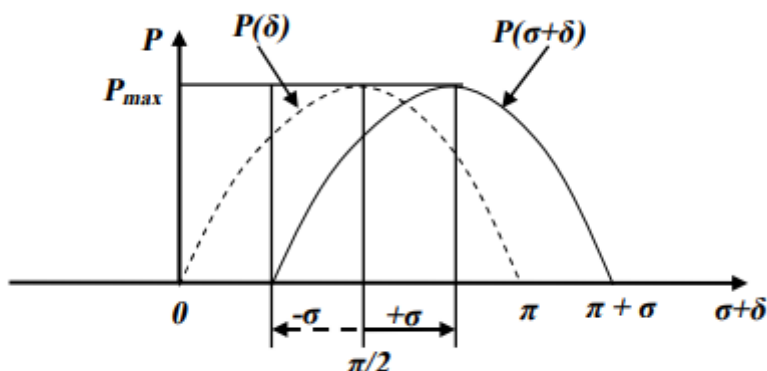


Figure (II.17) : Caractéristique de la puissance transmissible maximale.

Comme le convertisseur fournit de la puissance active au système, il doit en absorber autant de l'accumulateur. A moins d'être assez puissant, celui-ci se déchargera rapidement. Donc, au lieu d'utiliser un accumulateur, on le remplace par un redresseur qui tire son énergie de la deuxième ligne.

Cette solution demande l'installation de deux convertisseurs connectés par une liaison à courant continu. Le deuxième convertisseur redresse la puissance à courant alternatif provenant du transformateur de couplage, et l'envoie au circuit de liaison à courant continu du premier convertisseur qui le retransforme en puissance à courant alternatif et l'injecte dans la première ligne de transport sous une tension série. L'ensemble des deux convertisseurs porte le nom IPFC [16]

II.8. Synthèse des types de FACTS

Les différents dispositifs FACTS présentés dans ce chapitre possèdent tous leurs propres caractéristiques tant en régime permanent qu'en régime transitoire. Chaque type de dispositif sera donc utilisé pour répondre à des objectifs bien définis. Des considérations économiques entreront également dans le choix du type d'installation à utiliser.

Le tableau (II.1) synthétise les principaux bénéfices techniques des nouvelles technologies de FACTS. Le nombre "+" est proportionnel à l'efficacité du dispositif.

Dispositifs	Contrôle du transit de puissance	Contrôle de la tension	Stabilité transitoire	Stabilité statique
STATCOM	+	+++	++	++
SSSC	++	+	+++	++
IPFC	+++	++	+++	++

Tableau (II.1): Bénéfices techniques des dispositifs FACTS.

+ : Petite

++ : Moyenne

+++ : Forte

II.9. Propriétés des FACTS

L'utilisation de la nouvelle technologie FACTS est un moyen susceptible d'apporter des solutions qui semblent meilleurs. Les systèmes FACTS permettent aux circuits de transmission d'être utilisés à leur capacité thermique maximale et aussi offre au système de puissance une plus grande flexibilité [10]

II.9.1. Avantages des dispositifs FACTS

- Grande fiabilité grâce à l'utilisation de contrôleur d'électronique de puissance caractérisée par une grande rapidité de réaction
- Une grande flexibilité dans le contrôle de la puissance de telle sorte qu'elle s'écoule le long de l'itinéraire de transmission prescrit
- Amélioration de la stabilité transitoire [10]

II.9.2. Inconvénients des dispositifs FACTS

Les dispositifs FACTS sont considérés comme des solutions pour aider les systèmes électriques, mais ils présentent aussi des inconvénients. En plus qu'ils ne représentent pas une solution universelle, ils existent plusieurs contraintes pour que ces dispositifs soient efficaces et rendables :

- Le choix du FACTS
- Le choix du modèle du FACTS
- Le choix de la localisation du FACTS
- Protection pour les FACTS et pour le réseau
- Interaction entre les dispositifs FACTS et l'autre élément [10]

II.10.Conclusion

Les équipements à base de l'électronique de puissance, y compris leurs commandes appropriées, offrent des solutions efficaces à beaucoup de problèmes des réseaux modernes. Grâce aux avancées récentes dans la technologie d'électronique de puissance, le temps de réaction des dispositifs FACTS est diminué à quelques millisecondes.

En effet les systèmes FACTS ont la capacité d'améliorer la stabilité transitoire en utilisant une commande appropriée. Elles peuvent également contrôler la puissance transmissible de la ligne en utilisant deux méthodes : la compensation série et la compensation parallèle. Dans ce chapitre, on a présenté les systèmes FACTS en général. On a choisi d'étudier l'IPFC d'une manière détaillée pour contrôler et améliorer le transit dans un réseau électrique.

Le chapitre suivant sera consacré à l'étude de l'écoulement de puissance dans lequel on va présenter son objectif, les différentes méthodes utilisées pour les calculs, la modélisation des éléments essentiels pour notre étude ainsi que la modélisation du dispositif IPFC.

Chapitre III

Modélisation et Ecoulement de
puissance

III.1. Introduction

L'étude de l'écoulement de puissance (load flow) permet d'avoir la solution des grandeurs d'un réseau électrique en fonctionnement normal et anormal afin d'assurer une exploitation efficace, c'est-à-dire conforme aux normes techniques. Ces grandeurs sont les tensions aux nœuds, les puissances injectées aux nœuds et celles qui transitent dans les lignes. Les pertes et les courants s'en déduisent. Les études de l'écoulement de puissance permettent de planifier la construction et l'extension des réseaux électriques ainsi que la conduite et le contrôle de ces réseaux [18]. Dans ce chapitre on rappelle d'abord les modèles des éléments du réseau électrique ; puis on présente le principe de l'écoulement de puissance en décrivant essentiellement la méthode numérique de Newton Raphson.

III.2. But de l'étude de l'écoulement de puissance

L'étude de l'écoulement de puissance ou de flux de puissance est une étape essentielle pour l'étude et la conception des réseaux électriques. Cette étude est nécessaire pour la planification, l'échange de puissance entre les centres de production et le dispatching économique. Elle est aussi essentielle pour l'évaluation de la stabilité transitoire, stabilité dynamique et l'estimation de l'état du réseau ainsi que la prise de mesure adéquate à d'éventuelles imprévues [22].

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 approprié.
- La spécification d'un certain nombre de variables et de contraintes dans les nœuds du système.
- La résolution numérique du système.

III.3. Principe de l'écoulement de puissance

La résolution du problème de l'écoulement des puissances nous permet de déterminer les tensions complexes aux niveaux des différents nœuds, les puissances transitées d'un nœud à un autre, les puissances injectées à chaque nœud et les pertes actives et réactives dans le réseau électrique. Ce qui nous permettra de calculer les puissances transitées, générées et les pertes afin de garder l'équilibre entre production et consommation.

Pour résoudre le problème de l'écoulement de puissances, il existe deux méthodes, l'une dite des mailles, l'autre dite des nœuds. Cette dernière méthode est préférable car elle prend en considération la matrice admittance $[Y]$, qui est une matrice creuse, de même elle est facile à introduire les données du problème. [23]

Pratiquement, dans les méthodes de calcul d'écoulement de puissance, on exploite la configuration du réseau et les propriétés de ses équipements pour déterminer la tension complexe au niveau de chaque nœud. D'autre part, on profite de la symétrie entre les trois phases du système triphasés du réseau électrique. [18]

III.4. Classification des jeux de barres

Dans le réseau électrique, les jeux de barres sont caractérisés par un ensemble de quatre variables; les puissances active et réactive P et Q , la tension V et son angle de phase. Généralement, deux sont connues et les deux autres sont à déterminer. On a généralement à faire à trois types de nœuds :

- **Nœud de charge** : C'est un jeu de barres où uniquement une ou plusieurs charges sont connectées. Dans ce jeu de barres les puissances active et réactive sont les deux variables connues, les deux autres sont à déterminer.
- **Nœud Générateur** : Dans ces jeux de barres, les variables connues sont la puissance active et l'amplitude de la tension $|V|$, les deux autres sont aussi à déterminer. Dans ce nœud les limites de la puissance réactive sont spécifiées.
- **Nœud Bilan** : Dans le réseau, l'écoulement de puissance nous impose des pertes dans les lignes, le bilan des puissances nous donne :

$$P_g - P_c - P_p = 0 \quad (III.1)$$

$$Q_g - Q_c - Q_p = 0 \quad (III.2)$$

P_g, Q_g : Puissances active et réactive générées.

P_c, Q_c : Puissances active et réactive des charges.

P_p, Q_p : Pertes de puissances active et réactive dans les lignes.

Ce nœud est aussi appelé nœud de référence, l'amplitude de la tension ainsi que son angle de phase sont imposées, ce dernier est choisi généralement égal à zéro.

Tous les autres nœuds sont comparés à celui-ci pour déterminer leur angle de phase. En plus des puissances exigées par les charges il fournit une puissance qui sera perdue dans les lignes. [22]

Nœud	Variables spécifiés	Variables à calculer
Nœud de charge	P et Q	Module de V et δ
Nœud générateur (Nœud à tension contrôlée)	Module de V et P	δ et Q
Nœud bilan	Module de V et δ	P et Q

Tableau (III.1) : Propriétés des nœuds.

III.5. Equations d'écoulement de puissance

Les équations du réseau électrique peuvent être exprimées par plusieurs formes, néanmoins, la méthode des tensions nodales est la plus utilisée. Les équations des courants à chaque nœud nous donnent la matrice admittance, cette dernière est ensuite utilisée pour déterminer les tensions à différents jeux de barres sous forme d'équations non linéaires qui sont résolues avec plusieurs méthodes. Les puissances active et réactive sont déduites depuis les résultats de tension obtenus. [22]

III.5.1. La matrice d'admittance

Cette matrice est obtenue en utilisant les équations de courant obtenues dans les nœuds constituant le circuit du réseau comme suit :

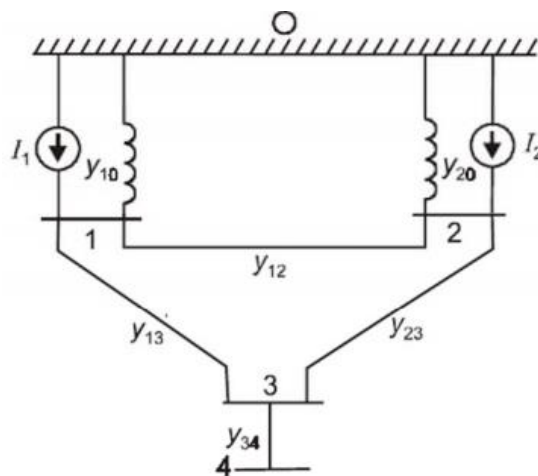


Figure (III.1) : Exemple d'un réseau bouclé.

En appliquant le théorème de Kirchhoff dans les quatre jeux de barre, on obtient les équations suivantes :

$$I_1 = Y_{10}V_1 + Y_{12}(V_1 - V_2) + Y_{13}(V_1 - V_3) \quad (\text{III.3})$$

$$I_2 = Y_{20}V_2 + Y_{12}(V_2 - V_1) + Y_{23}(V_2 - V_3) \quad (\text{III.4})$$

$$0 = Y_{23}(V_3 - V_2) + Y_{12}(V_3 - V_1) + Y_{23}(V_3 - V_4) \quad (\text{III.5})$$

$$0 = Y_{34}(V_4 - V_3) \quad (\text{III.6})$$

En réarrangeant les équations précédentes, on obtient :

$$I_1 = (Y_{10} + Y_{12} + Y_{13})V_1 + Y_{12}V_2 - Y_{13}V_3 \quad (\text{III.7})$$

$$I_2 = -Y_{12}V_1 + (Y_{20} + Y_{12} + Y_{23})V_2 - Y_{23}V_3 \quad (\text{III.8})$$

$$0 = -Y_{13}V_3 - Y_{23}V_2 + (Y_{13} + Y_{23} + Y_{34})V_3 - Y_{34}V_4 \quad (\text{III.9})$$

$$0 = -Y_{34}V_3 + Y_{34}V_4 \quad (\text{III.10})$$

Ainsi on obtient les éléments de la matrice admittance :

$$Y_{11} = (y_{10} + y_{12} + y_{13}) \quad (\text{III.11})$$

$$Y_{22} = (y_{20} + y_{12} + y_{23}) \quad (\text{III.12})$$

$$Y_{33} = (y_{13} + y_{23} + y_{34}) \quad (\text{III.13})$$

$$Y_{44} = y_{34} \quad (\text{III.14})$$

$$Y_{12} = Y_{21} = -y_{12} \quad (\text{III.15})$$

$$Y_{13} = Y_{31} = -y_{13} \quad (\text{III.16})$$

$$Y_{23} = Y_{32} = -y_{23} \quad (\text{III.17})$$

$$Y_{34} = Y_{43} = -y_{34} \quad (\text{III.18})$$

Les équations finales sont :

$$I_1 = Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 + Y_{13}V_3 + Y_{14}V_4 \quad (\text{III.19})$$

$$I^2 = Y^{21}V^1 + Y^{22}V^2 + Y^{23}V^3 + Y^{24}V^4 \quad (\text{III.20})$$

$$I_3 = Y_{31}V_1 + Y_{32}V_2 + Y_{33}V_3 + Y_{34}V_4 \quad (\text{III.21})$$

$$I_4 = Y_{41}V_1 + Y_{42}V_2 + Y_{43}V_3 + Y_{44}V_4 \quad (\text{III.22})$$

Sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} \quad (\text{III.23})$$

En général, on peut écrire :

$$I_{bus} = Y_{bus}V_{bus} \quad (\text{III.24})$$

I_{bus} : Vecteur des courants injectés.

V_{bus} : Vecteur des tensions.

Y_{bus} : Matrice admittance.

III.5.1.1. Formulation des équations de tension

D'après l'équation :

$$I_i = Y_{ii}V_i + \sum_{m=1}^n Y_{im}V_m \quad (\text{III.25})$$

Et on a aussi :

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (\text{III.26})$$

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (\text{III.27})$$

En remplaçant l'équation (III.27) dans (III.25) on obtient :

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = Y_{ii}V_i + \sum_{m=1}^n Y_{im}V_m \quad (\text{III.28})$$

Alors :

$$Y_{ii}V_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{m=1}^n Y_{im}V_m \quad (\text{III.29})$$

Et finalement l'équation (III.29) s'écrira :

$$Vi = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{Vi^*} - \sum_{m=1}^n Y_{im} V_m \right] \quad (III.30)$$

III.5.1.2. Formulation des équations d'écoulement de puissance

Avec les mêmes étapes qu'avec les équations de tensions, on parvient aux équations des puissances actives et réactives comme suit : [22]

$$\frac{P_i - jQ_i}{Vi^*} = Y_{ii} Vi + \sum_{m=1}^n Y_{im} V_m \quad (III.31)$$

$$P_i - jQ_i = Vi^* [Y_{ii} Vi + \sum_{m=1}^n Y_{im} V_m] \quad (III.32)$$

Où :

$$Y_{ii} = |Y_{ii}| \angle \theta_{ii}, Y_{im} = |Y_{im}| \angle \theta_{im} \quad (III.33)$$

$$Vi^* = |Vi| \angle -\delta_i, V_m = |V_m| \angle \delta_m \quad (III.34)$$

$$Vi = |Vi| \angle \delta_i \quad (III.35)$$

Et donc on aura :

$$P_i - jQ_i = |Vi|^2 |Y_{ii}| \angle \theta_{ii} + \sum_{m=1}^n |Y_{im}| |Vi| |V_m| \angle \theta_{im} + \delta_m - \delta_i \quad (III.36)$$

Et finalement :

$$P_i = \sum_{m=1}^n |Vi| |V_m| |Y_{im}| \cos(\theta_{im} - \delta_i + \delta_m) \quad (III.37)$$

$$Q_i = - \sum_{m=1}^n |Vi| |V_m| |Y_{im}| \sin(\theta_{im} - \delta_i + \delta_m) \quad (III.38)$$

III.5.1.3. Formulation de l'équation des pertes en puissance active

$$\text{On a :} \quad P_{\text{LOSS(im)}} = P_{im} + P_{mi} \quad (III.39)$$

Où :

$$P_{mi} = -|V_m|^2 |Y_{im}| \cos \theta_{im} + |Vi| |V_m| |Y_{im}| \cos(\theta_{im} - \delta_m + \delta_i) \quad (III.40)$$

$$P_{im} = -|Vi|^2 |Y_{im}| \cos \theta_{im} + |Vi| |V_m| |Y_{im}| \cos(\theta_{im} - \delta_i + \delta_m) \quad (III.41)$$

Donc on aura :

$$P_{LOSS(im)} = [2|Vi||Ym| \cos(\delta i - \delta m) - |Vi|^2 - |Vm|^2]|Yim| \cos \theta im \quad (III.42)$$

On a aussi :

$$Y_{im} = G_{im} + jB_{im} \quad (III.43)$$

$$G_{im} = |Yim| \cos \theta im \quad (III.44)$$

$$B_{im} = |Yim| \sin \theta im \quad (III.45)$$

D'où :

$$P_{LOSS(im)} = G_{im}[2|Vi||Ym| \cos(\delta i - \delta m) - |Vi|^2 - |Vm|^2] \quad (III.46)$$

III.5.1.4. Formulation de l'équation des pertes en puissance réactive

On a l'équation (III.47) :

$$Q_{LOSS(im)} = Q_{im} + Q_{mi} \quad (III.47)$$

Où :

$$Q_{im} = |Vi|^2|Yim| \sin \theta im - |Vi||Vm||Yim| \sin(\theta im - \delta m + \delta i) - |Vm|^2|Y^0mi| \quad (III.48)$$

$$Q_{im} = |Vi|^2|Yim| \sin \theta im - |Vi||Vm||Yim| \sin(\theta im - \delta i + \delta m) - |Vi|^2|Y^0im| \quad (III.49)$$

$$Q_{LOSS(im)} = (|Vi|^2 + |V|^2)B_{im} - (|Vi|^2|Y^0im| + |Vm|^2|Y^0mi|) - |Vi||Vm||Yim|[\sin(\theta im - \delta i + \delta m) + \sin(\theta im - \delta m + \delta i)] \quad (III.50)$$

III.5.2. Les méthodes utilisées pour le calcul de l'écoulement de puissance

Le système non linéaire des équations qui définissent le problème de la répartition des puissances nous oblige à l'utilisation des algorithmes itératifs. A partir d'une valeur initiale des tensions et des phases, nous actualisons itérativement ses valeurs, jusqu'à la vérification du critère d'arrêt.

Le schéma général pour le calcul itératif est comme suit :

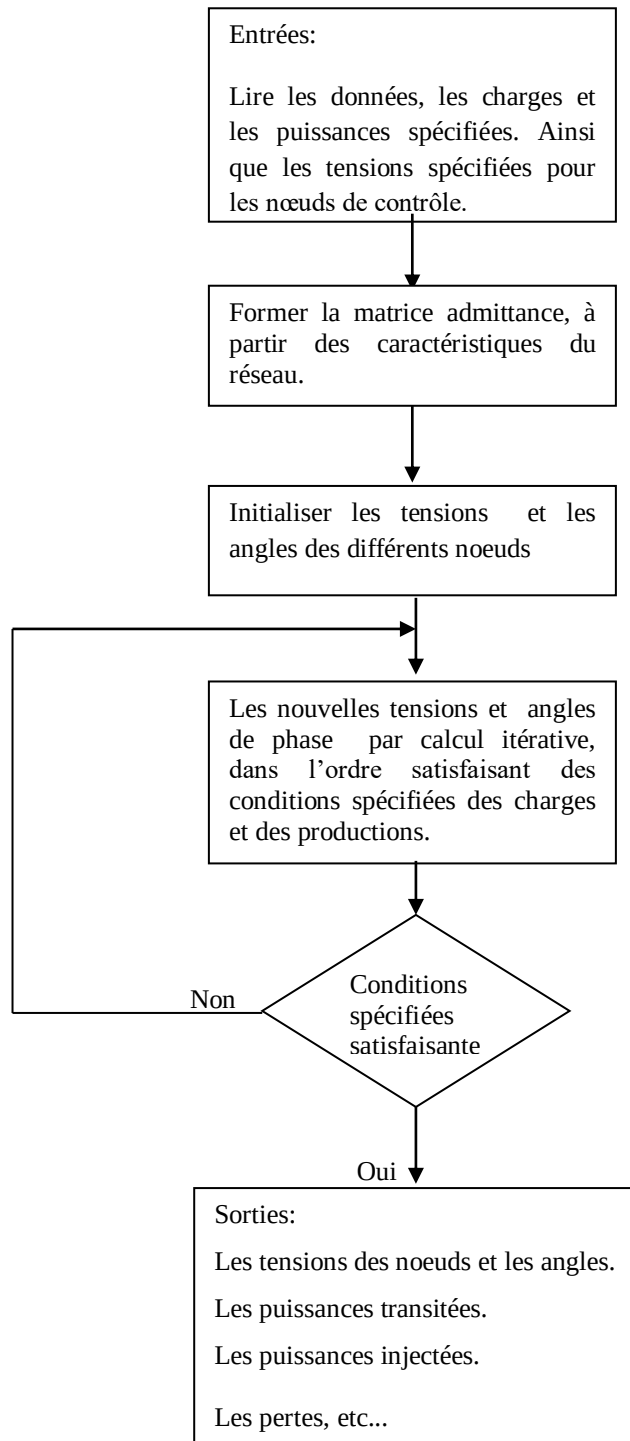


Figure (III.2) : Schéma général du calcul itératif.

Les algorithmes itératifs de résolutions sont généralement de trois types :

- Gauss-Seidel : Le premier à être utilisé historiquement, mais largement moins rapide en vitesse de calcul et de convergence.
- Newton-Raphson : Convergence robuste et nombre d'itération réduit, mais très grand pour la programmation.

- Découplé rapide *FDLF* (*Fast Decoupled Load Flow*) : c'est une variante de l'algorithme de Newton-Raphson, avec une mauvaise caractéristique de convergence, mais très rapide dans l'exécution du programme.

Ces trois types d'algorithmes ont en commun la formulation nodale des équations où on peut avoir deux versions pour le même algorithme. L'un est basé sur les coordonnées polaires et l'autre sur les coordonnées cartésiennes. [25]

III.5.2.1. Méthode de Newton-Raphson

Cette méthode nécessite plus de temps par itération que celle de Gauss-Seidel, alors qu'elle ne demande que quelques itérations même pour les grands réseaux. Par conséquent, cette méthode permet de réduire fortement le temps d'exécution du calcul de l'écoulement de puissance surtout pour les grands réseaux. Par contre, elle nécessite une très grande mémoire de stockage. [19]

III.5.2.1.1. Représentation géométrique de la méthode de N-R

Elle est basée sur la détermination de la tangente à la courbe $f(x)$ en chaque point $(x^{(k)}, f(x^{(k)}))$. L'intersection de cette tangente avec l'axe des x fournit le point étant une approximation de l'erreur commise sur x à l'itération (k) . [18]

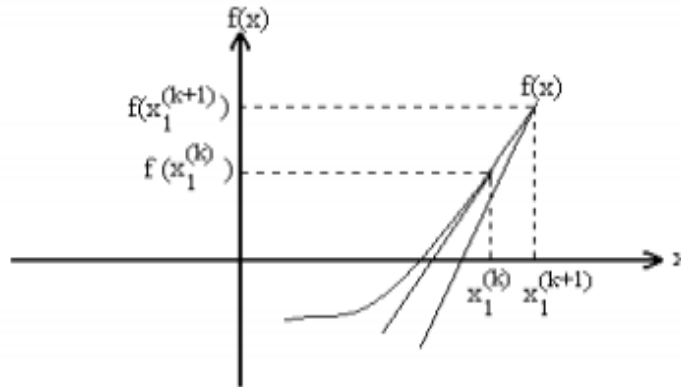


Figure (III.3) : Représentation géométrique de la méthode de N-R .

Les expressions des puissances actives et réactives de chaque nœud i du réseau peuvent se mettre sous la forme ci-dessous :

$$P_i = \sum_{m=1}^n |V_i| |V_m| |Y_{im}| \cos(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}) \quad (\text{III.54})$$

$$Q_i = - \sum_{m=1}^n |V_i| |V_m| |Y_{im}| \sin(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}), \text{ avec : } i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{III.55})$$

i = 1: Représente le nœud de référence.

n : Nombre de nœuds.

i : Numéro du nœud.

Après développement de P_i et Q_i en série de TAYLOR autour de la première approximation :

$$P_i = P_i^{(0)} + \left(\frac{\partial P_i}{\partial \delta_2}\right)^0 \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial P_i}{\partial \delta_n}\right)^0 \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial P_i}{\partial |V_2|}\right)^0 \Delta |V_2|^{(0)} + \left(\frac{\partial P_i}{\partial |V_n|}\right)^0 \Delta |V_n|^{(0)} \quad (\text{III.56})$$

$$Q_i = Q_i^{(0)} + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_2}\right)^0 \Delta \delta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_n}\right)^0 \Delta \delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial |V_2|}\right)^0 \Delta |V_2|^{(0)} + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial |V_n|}\right)^0 \Delta |V_n|^{(0)} \quad (\text{III.57})$$

A partir de la relation de $\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$ avec :

$$\Delta P^{(0)}_i = P_i - P_i^{(0)} \quad (\text{III.58})$$

$$\Delta Q^{(0)}_i = Q_i - Q_i^{(0)} \quad (\text{III.59})$$

Les systèmes d'équation donnent :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(0)} \\ \Delta Q_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\Delta P_2}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta P_2}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\Delta P_2}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta P_2}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\Delta P_n}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta P_n}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\Delta P_n}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta P_n}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \\ \left(\frac{\Delta Q_2}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta Q_2}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\Delta Q_2}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta Q_2}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\Delta Q_n}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta Q_n}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\Delta Q_n}{\partial |V_2|}\right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\Delta Q_n}{\partial |V_n|}\right)^{(0)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(0)} \\ \Delta |V_2|^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta |V_n|^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{III.60})$$

Donc on peut écrire le système comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}] \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta |V|^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{III.61})$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta |V|^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} \quad (\text{III.62})$$

On rappelle que :

$$\Delta \delta^{(k)} = \delta i^{(k+1)} - \delta i^{(k)} \quad (\text{III.63})$$

$$\Delta |Vi|^{(k)} = |Vi|^{(k+1)} - |Vi|^{(k)} \quad (\text{III.64})$$

L'adaptation (III.62) avec (III.64) donne :

$$\begin{bmatrix} \delta i^{(k+1)} \\ |Vi|^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^{(k)} \\ |V|^{(k)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (\text{III.65})$$

$$\begin{bmatrix} \delta i^{(k+1)} \\ |Vi|^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^{(k)} \\ |V|^{(k)} \end{bmatrix} + [J^{(k)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix} \quad (\text{III.66})$$

En remplaçant l'expression de l'équation (III.62) dans l'équation ci-dessus on aura :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (\text{III.67})$$

Avec :

$$J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \quad (\text{III.68})$$

J_1, J_2, J_3 et J_4 sont les sous-matrices de Jacobienne.

III.5.2.1.2. Détermination des sous-matrices de Jacobienne J_i

A partir du système (III.54) et (III.55), on peut déterminer les éléments de J.

Sous matrice J_1 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta i} = -|Y_{im}||Vi||Vm| \sin(\delta m - \delta i + \theta_{im}), i \neq m \quad (\text{III.69})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta i} = \sum_{\substack{m=1 \\ i \neq m}}^n |Y_{im}||Vi||Vm| \sin(\delta m - \delta i + \theta_{im}), i = m \quad (\text{III.70})$$

sous matrice J_2 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |Vi|} = |Y_{im}||Vm| \cos(\delta m - \delta i + \theta_{im}), i \neq m \quad (\text{III.71})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |Vi|} = 2 |Y_{im}||Vm| \cos(\theta_{im}) + \sum_{\substack{m=1 \\ i \neq m}}^n |Y_{im}||Vm| \cos(\delta m - \delta i + \theta_{im}) i = m \quad (\text{III.72})$$

Sous matrice J_3 :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = -|Y_{im}||V_m||V_i|\cos(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}), i \neq m \quad (\text{III.73})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{\substack{m=1 \\ i \neq m}}^n |Y_{im}||V_m||V_i|\cos(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}), i = m \quad (\text{III.74})$$

Sous matrice J_4 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = -|Y_{im}||V_m|\sin(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}), i \neq m \quad (\text{III.75})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = -\sum_{\substack{m=1 \\ i \neq m}}^n |Y_{im}||V_m|\sin(\delta_m - \delta_i + \theta_{im}) - 2|Y_{im}||V_i|\sin(\theta_{im}), i = m \quad (\text{III.76})$$

III.5.2.1.3. Les étapes du calcul

- 1- A partir des données du système, on prend la matrice d'admittance bus Y_{bus} .
- 2- On estime les valeurs initiales $|V_i^{(0)}|$ et $\delta_i^{(0)}$ pour les nœuds de charge et $\delta_i^{(0)}$ pour les nœuds de contrôle.
- 3- On calcule P_i, Q_i qui nous donne $\Delta P, \Delta Q$.
- 4- Formation de la matrice Jacobienne J .
- 5- On trouve l'inverse de Jacobienne.
- 6- On calcule :

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (\text{III.77})$$

On obtient :

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} - \Delta \delta_i^{(k)} \quad (\text{III.78})$$

$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + |\Delta V_i^{(k)}| \quad (\text{III.79})$$

- 7- Le processus se répète jusqu'à ce que la tolérance suivante se vérifie.

$$\max |\Delta P_i^k| \leq \varepsilon \quad (\text{III.80})$$

$$\max |\Delta Q_i^k| \leq \varepsilon \quad (\text{III.81})$$

- 8- On prend les résultats obtenus.

III.6. Modélisation simplifiée des éléments du réseau électrique pour l'étude de l'écoulement de puissance

Les éléments qui interviennent dans le problème de répartition des charges sont ceux qui sont exposés à des hautes tensions et à des forts courants, à savoir : générateurs de puissance (machine synchrone), charges électriques, lignes de transports, transformateurs de puissances et compensateurs statiques. [18]

III.6.1. Modèle du générateur

Le générateur est considéré comme le cœur du réseau électrique. Il assure la production de l'énergie électrique demandée par le consommateur. Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, le générateur est modélisé comme une source de tension constante V_g qui injecte de la puissance active P_g et réactive Q_g (figure III.4).

La puissance réactive du générateur s'adapte de façon à maintenir la tension au nœud i constante. Aussi, le générateur est caractérisé par deux limites de puissance réactive Q_{gmin} et Q_{gmax} . Lorsque l'une de ces limites est atteinte, la puissance Q_s reste inchangée et la tension au nœud n n'est plus fixe. [18][19]

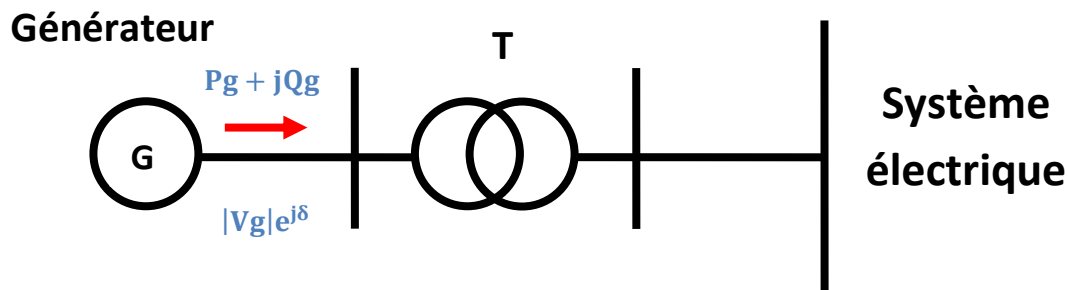


Figure (III.4): Modèle d'un générateur.

III.6.2. Modèle de la ligne de transmission

La ligne de transmission de l'énergie électrique située entre les nœuds i et m est généralement représentée par le schéma équivalent par phase de type (π) comme indiqué sur la figure (III.5) :

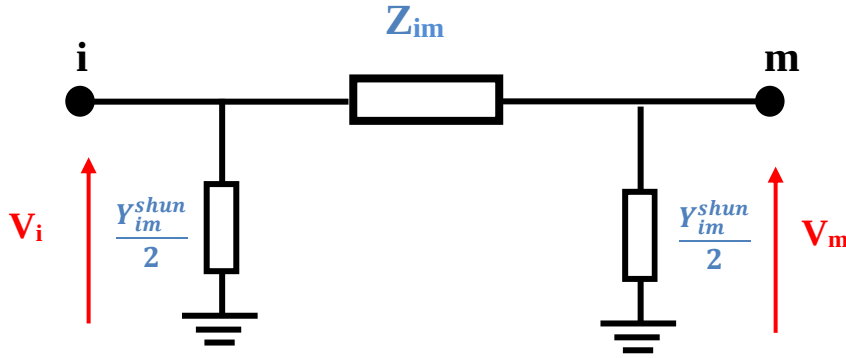


Figure (III.5): Schéma équivalent en (π) d'une ligne de transmission.

Ce modèle est caractérisé par les paramètres suivants :

Z_{im} est l'impédance série ou longitudinale par phase en (Ω) :

$$Z_{im} = R + jX \quad (III.82)$$

R et X sont respectivement la résistance et la réactance de la ligne entre les jeux de barres i et m .

Y_{im}^{shunt} est l'admittance shunt.

Ces paramètres spécifiques pour des lignes ou des câbles avec une configuration donnée, dépendent de la nature des conducteurs et de leurs géométries. Dans la plupart des cas, la valeur est si petite qu'on peut la négliger. [18] [19]

III.6.3. Modèle de la charge électrique

La charge électrique est souvent modélisée sous forme d'une impédance constante. Ils reflètent souvent des postes de répartition (sous stations) qui alimentent des réseaux de distribution.

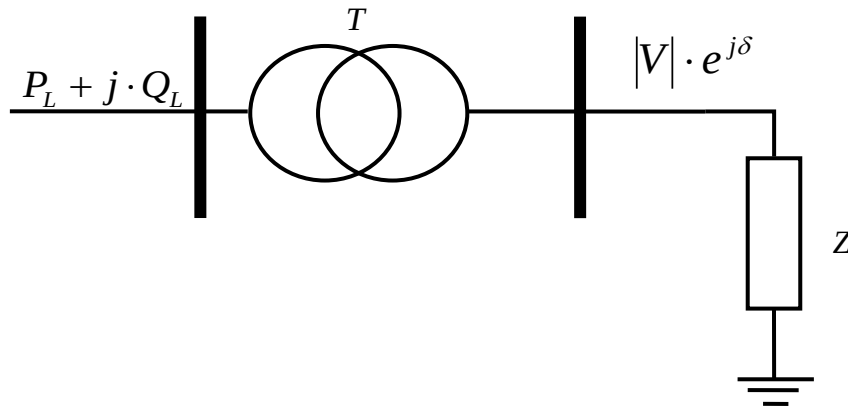
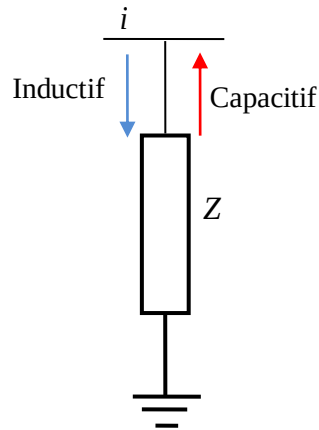


Figure (III.6) : Modèle de la charge électrique.

III.6.4. Modèle de l'élément shunt

Dans la plupart des cas, des éléments shunt (batteries de condensateurs ou réactances) sont insérés dans le réseau électrique pour fournir ou absorber de la puissance réactive afin d'obtenir un meilleur profil de tension.



Figure(III.7): Modèle de l'élément shunt.

III.6.5. Modélisation de l'IPFC

La fonction principale pour laquelle a été conçu le compensateur hybride connu sous le nom d'IPFC est la compensation d'un certain nombre de lignes de transmission d'une sous station, il utilise des convertisseurs DC-AC placés en série avec la ligne à compenser. En d'autres termes, l'IPFC comporte un certain nombre de SSSC. Un simple IPFC, avec trois nœuds de FACTS i , j et m comme elle est montrée à la figure (III.9), est utilisé pour illustrer le principe de fonctionnement de base.

L'IPFC est composé de deux convertisseurs étant connecté en série avec deux lignes de transmission au moyen de transformateurs. Il peut contrôler trois grandeurs de système d'alimentation indépendamment de trois transits d'énergie des deux lignes. On peut constater que l'envoi-extrémités des deux lignes de transmission sont connectés en série respectivement avec les nœuds j et m de FACTS.

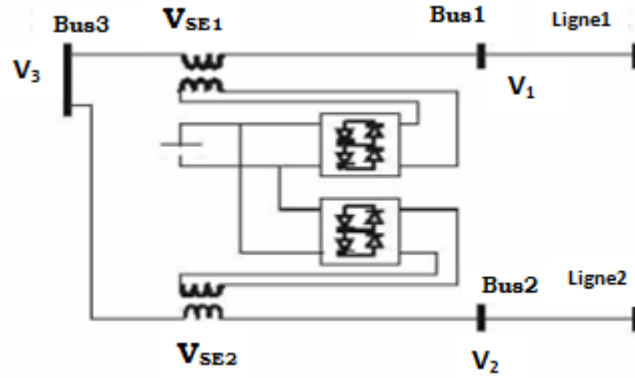


Figure (III.8): Principe de fonctionnement de l'IPFC à deux convertisseurs.

Un circuit équivalent de l'IPFC avec deux sources de tensions contrôlables injectées en série est représenté à la figure (III.9). La puissance réelle peut être échangée entre ou parmi les convertisseurs série via la liaison CC commune alors que la somme de l'échange réel devrait être nulle. Supposons qu'à la figure (III.9) l'impédance du transformateur série est $Z_{se}(in)$, et la source de tension réglable injecté est :

$$V_{se}(in) = V_{se}(in) \angle \theta_{se}(in) \quad (n = j, m) \quad (III.83)$$

Le transit de puissance active et réactive de système FACTS aux nœuds i, j et m sont donnés par:

$$P_{in} = V_i^2 \cdot G_{in} - V_i V_n (G_{in} \cos \theta_{in} + B_{in} \sin \theta_{in}) - V_i V_{se}(in) (G_{in} \cos(\theta_i - \theta_{se}(in)) + B_{in} \sin(\theta_i - \theta_{se}(in))) \quad (III.84)$$

$$Q_{in} = -V_i^2 \cdot B_{in} - V_i V_n (G_{in} \sin \theta_{in} + B_{in} \cos \theta_{in}) - V_i V_{se}(in) (G_{in} \sin(\theta_i - \theta_{se}(in)) + B_{in} \cos(\theta_i - \theta_{se}(in))) \quad (III.85)$$

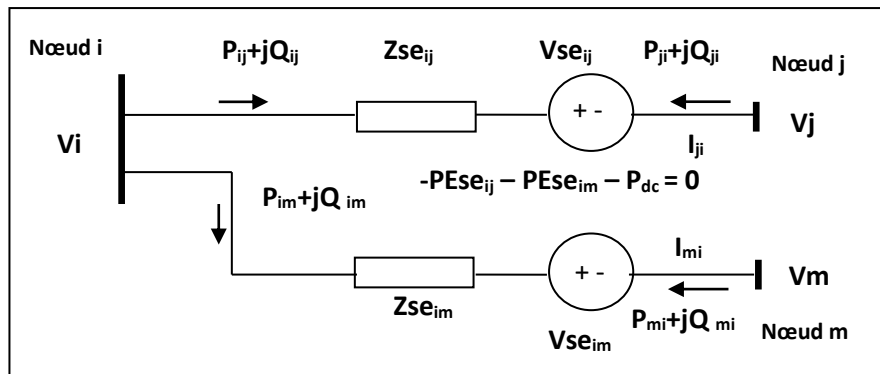


Figure (III.9) : Circuit équivalent de l'IPFC à deux convertisseurs.

$$P_{in} = V_i^2 \cdot G_{in} - V_i V_n (G_{in} \cdot \cos(\theta_n - \theta_i) + B_{in} \sin(\theta_n - \theta_i)) - V_i V_{se(in)} (G_{in} \cdot \cos(\theta_n - \theta_{se(i)}) + B_{in} \sin(\theta_n - \theta_{se(in)})) \quad (III.86)$$

$$Q_{in} = -V_i^2 \cdot G_{in} - V_i V_n (G_{in} \cdot \cos(\theta_n - \theta_i) + B_{in} \sin(\theta_n - \theta_i)) - V_i V_{se(in)} (G_{in} \cdot \cos(\theta_n - \theta_{se(i)}) + B_{in} \sin(\theta_n - \theta_{se(in)})) \quad (III.87)$$

Avec :

$$G_{in} = \text{Re}(1/Z_{se(in)}) \quad (III.88)$$

$$B_{in} = \text{Im}(1/Z_{se(in)}) \quad (III.89)$$

$P_{in}, Q_{in} (n=j, m)$: La puissance active et réactive des deux branches de l'IPFC au nœud i.

$P_{ni}, Q_{ni} (n=j, m)$: La puissance active et réactive de branche série n-i de l'IPFC au nœud n.

Dès lors que deux lignes de transmission sont connectées en série avec les branches i-j

et i-m de l'IPFC par les nœuds j et m, les transits de puissance active et réactive $P_{ni}, Q_{ni} (n=j, m)$ sont égaux au bout des lignes de transmission. Pour l'IPFC, la puissance au nœud i, j et m doit être [21] :

$$\Delta P_m = P_{gm} - P_{dm} - P_m = 0 \quad (III.90)$$

$$\Delta Q_m = Q_{gm} - Q_{dm} - Q_m = 0 \quad (III.91)$$

Avec :

$P_{gm}, Q_{gm} (m=i, j, m)$: la puissance active et réactive générée entrant dans le nœud m.

$P_{dm}, Q_{dm} (m=i, j, m)$: la puissance active et réactive de la charge sortant de nœud m.

$P_m, Q_m (m=i, j, m)$: la somme des puissances active et réactive transit des circuits connectés au nœud m.

Selon le principe de fonctionnement du l'IPFC, la contrainte d'exploitation, représentant l'échange de puissance active entre les convertisseurs séries via la liaison CC commun est la suivante [21] :

$$P_{Ex} = -\sum P \cdot E_{se(in)} - P_{dc} = 0 \quad (III.92)$$

Avec :

$$PEse(in) = Re(Vse(in)I_{ni}^*), \quad (n = j, m). \quad (III.93)$$

$I_{ni} \quad (n=j, m)$: est le courant continu de convertisseur série.

L'IPFC représenté à la figure (III.8) et la figure (III.9) peut contrôler à la fois les transits de puissance active et réactive de la première ligne, mais uniquement le transit de puissance active (ou de puissance réactive) de la deuxième ligne. Les contraintes de contrôle de transit de puissance active et réactive de l'IPFC sont :

$$\Delta P_{ni} = P_{ni} - P_{ni}^{spec} = 0 \quad (III.94)$$

$$\Delta Q_{ni} = Q_{ni} - Q_{ni}^{spec} = 0 \quad (III.95)$$

Avec : $n=j, m$

$P_{ni}^{spec}, Q_{ni}^{spec}$: La puissance active et réactive de références de commande

$$\text{Et :} \quad P_{ni} = Re(V_n I_{ni}^*), \quad Q_{ni} = Im(V_n I_{ni}^*) \quad (III.96)$$

Les contraintes de chaque convertisseur série sont les suivants [21] :

$$0 \leq \theta_{se_{in}} \leq 2\pi \quad (III.97)$$

$$Vse_{in}^{min} \leq Vse_{in} \leq Vse_{in}^{max} \quad (III.98)$$

$$-P.Ese_{in}^{max} \leq P.Ese_{in} \leq P.Ese_{in}^{max} \quad (III.99)$$

$$I_{in} \leq I_{in}^{max} \quad n = j, m \quad (III.100)$$

Avec :

Vse_{in} : La source de tension réglable injectée du convertisseur série.

$\theta_{se_{in}}$: L'angle de déphasage du convertisseur série.

$PEse_{in}^{max}$: La limite maximale de l'échange de puissance du convertisseur série avec la liaison à courant continu.

I_{in}^{max} : Le courant nominal du convertisseur série.

$$PEse(in) = Re(Vse(in) I_{ni}^*) \quad (III.101)$$

III.7. Conclusion

Dans ce chapitre, on a vu l'objectif de l'analyse de l'écoulement de puissance, son principe de fonctionnement ainsi que les méthodes de résolution de ce problème. Puis, on a détaillé la méthode de Newton Raphson qui est dans son application la plus simple, qui nécessite très peu d'étapes par rapport aux autres méthodes pour arriver au minimum et qui prend en compte les informations des dérivés secondes. On a par la suite conclu que cette méthode représente des avantages énormes et c'est pour cette raison qu'on l'a choisi pour l'utiliser dans la partie de la simulation qu'on va effectuer par la suite. La modélisation du dispositif IPFC a été aussi détaillée avec son intégration dans les expressions des puissances injectées. Le chapitre qui suit va traiter le calcul de l'écoulement de puissance sans et avec l'intégration du dispositif IPFC pour des réseaux tests.

Chapitre IV

Simulations

IV.1. Introduction

L'amélioration de la qualité de l'énergie, l'augmentation de la capacité de l'énergie transitée et le contrôle des réseaux existants peuvent être obtenus grâce à la mise en place de nouvelles technologies. Les FACTS à base d'électronique de puissance apportent des solutions dynamiques, efficaces et prouvées à la conduite des réseaux. Certaines lignes situées sur des chemins privilégiés peuvent être surchargées. Dès lors, il est intéressant pour le gestionnaire du réseau de contrôler ces transits de puissance afin d'exploiter le réseau de manière plus efficace et plus sûre. La technologie FACTS est un moyen permettant de remplir cette fonction. Avec leur aptitude à modifier l'impédance apparente des lignes, les dispositifs FACTS peuvent être utilisés aussi bien pour le contrôle de la puissance active que pour celui de la puissance réactive ou de la tension. Plusieurs types de FACTS existent et le choix du dispositif approprié dépend des objectifs à atteindre. Dans ce chapitre, on a choisi d'étudier l'IPFC (Interline Power Flow Controller) comme dispositif FACTS pour contrôler et améliorer la tension et le transit des puissances pour deux réseaux électriques tests : IEEE5 nœuds et IEEE30 nœuds en se basant sur la méthode numérique itérative de Newton-Raphson à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink.

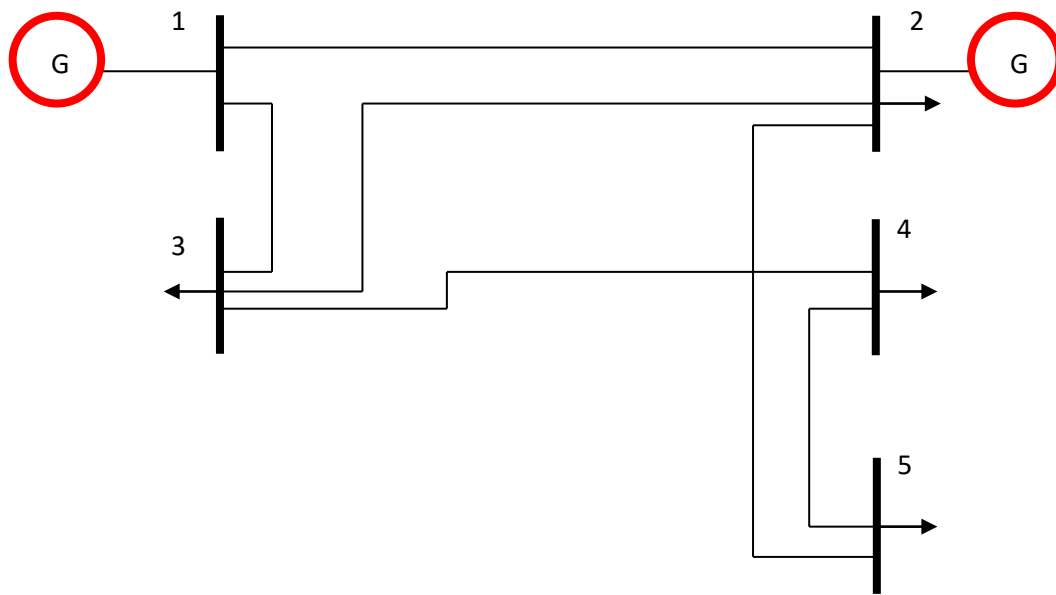
IV.2. Présentation du réseau IEEE 5 nœuds

Le réseau de transport qui va servir de base à notre étude est issu d'un réseau test simplifié qui est le réseau test IEEE 5 nœuds représentant un système de puissance électrique. L'analyse sera faite pour le réseau sans IPFC puis avec l'IPFC.

Le réseau électrique est constitué de :

- 5 jeux de barres.
- 4 nœuds de charge.
- 2 nœuds générateurs au niveau du nœud 1 et 2.
- 6 lignes.

Les données du réseau test IEEE5 nœuds (sans IPFC puis avec l'IPFC) ainsi que les caractéristiques des branches sont mentionnés dans l'annexe.



Figure(IV.1) : Réseau IEEE 5 nœuds.

IV.3. Calcul de l'écoulement de puissance pour un réseau IEEE 5 nœuds

IV.3.1. Réseau IEEE 5 nœuds sans IPFC

En appliquant les étapes de l'algorithme de Newton-Raphson dans la simulation sur un réseau IEEE standard à 5 nœuds, on obtient les solutions de l'écoulement de puissance illustrées dans le tableau (IV.1) et le tableau (IV.2) :

Nœuds	Tension (pu)	δ (degré)	P_L (MW)	Q_L (MVar)	P_G (MW)	Q_G (MVar)
1	1.060	0.000	0.000	0.000	131.924	86.176
2	1.000	-1.799	20.000	10.000	40.000	-73.778
3	0.984	-5.759	45.000	15.000	0.000	0.000
4	0.980	-6.439	40.000	5.000	0.000	0.000
5	0.973	-6.135	60.000	10.000	0.000	0.000

Tableau (IV.1) : Tableau des tensions.

Ligne k - m	P_{k-m} (MW)	Q_{k-m} (MVar)	Ligne m - k	P_{m-k} (MW)	Q_{m-k} (MVar)	Pertes actives (MW)
1 - 2	81.976	72.804	2 - 1	-79.653	-78.578	2.322
1 - 3	49.949	13.372	3 - 1	-47.915	-17.735	2.033
2 - 3	36.996	-6.290	3 - 2	-36.172	0.888	0.824
2 - 5	62.657	1.090	5 - 2	-61.080	-2.198	1.577
3 - 4	39.087	1.847	4 - 3	-38.929	-3.300	0.159
4 - 5	-1.071	-1.700	5 - 4	1.080	-7.802	0.009

Pertes totales : 6.924 MW

Tableau (IV.2) : Tableau des puissances transmises et des pertes.

Les deux figures ci-dessous présentent respectivement le profil de tension au niveau de chaque nœud et les pertes actives au niveau des lignes :

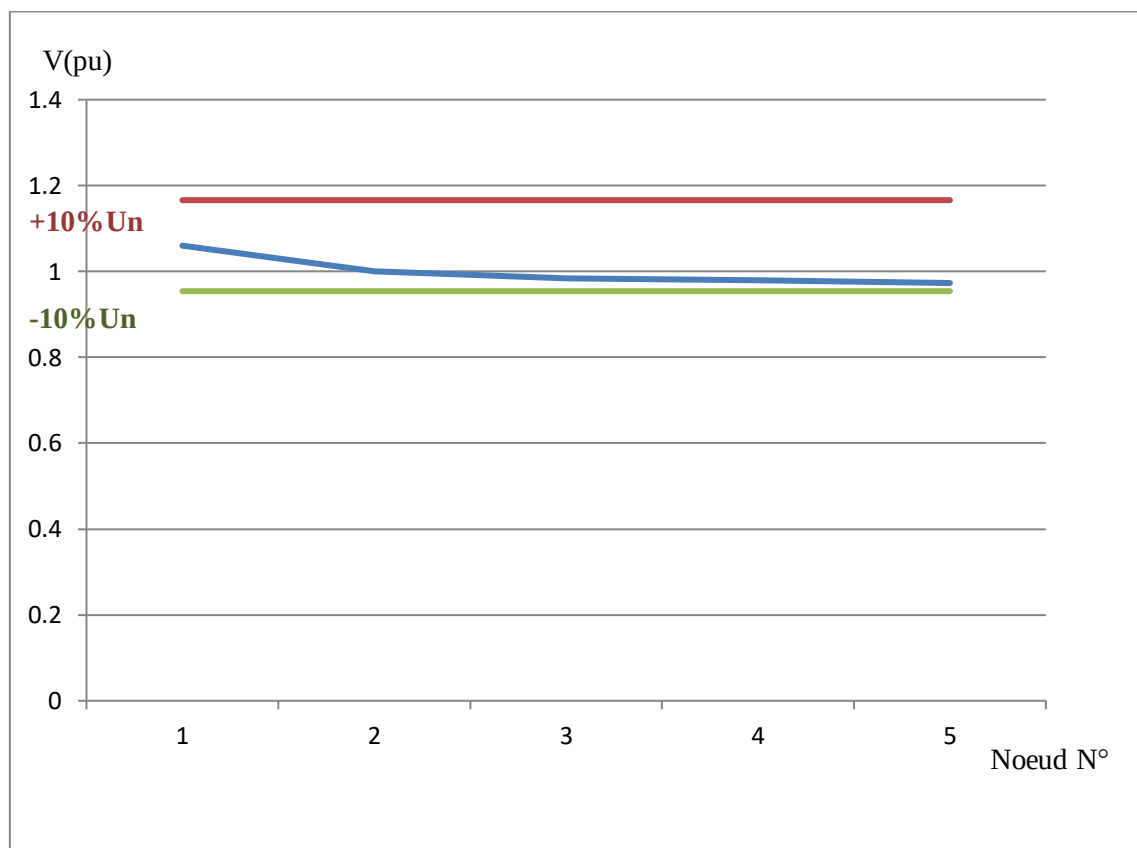


Figure (IV.2) : Le profil de tension au niveau de chaque nœud.

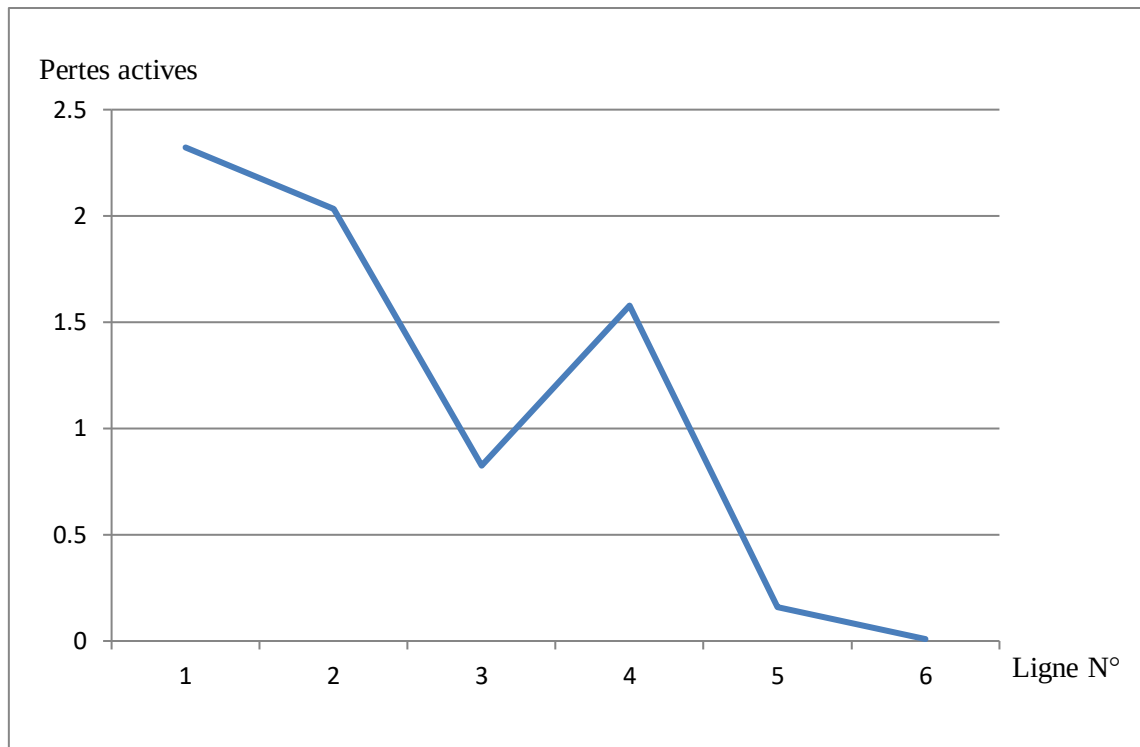


Figure (IV.3) : Les pertes actives au niveau des lignes.

IV.3.1.1. Discussion des résultats

Après 4 itérations, les résultats résumés dans les tableaux et les figures ci-dessus nous montrent que la valeur la plus élevée du profil de tension est enregistrée au niveau du nœud bilan 1 avec une valeur de 1.06 pu, suivi par le nœud 2 et 3. La tension la plus faible est enregistrée au nœud 5.

Pour les pertes actives, on remarque également que la valeur la plus élevée se situe au niveau de la ligne qui est en relation avec le nœud bilan avec une valeur de 2.322 MW. Par contre, on remarque que les pertes les plus faibles sont observées au niveau de la ligne (4-5) de l'ordre de 0,009 MW, cela se justifie par le faible transit de puissance circulant dans cette ligne.

IV.3.2. Réseau IEEE 5 nœuds avec IPFC

L'IPFC représente un FACTS exceptionnel pour l'amélioration de la flexibilité, la contrôlabilité et la stabilité d'un réseau électrique. Le but de notre étude est d'analyser l'effet de l'IPFC sur la stabilité du réseau électrique. La performance de l'IPFC est démontrée pour l'amélioration du profil de tension et du transit de puissance ainsi que pour la diminution des pertes actives.

Dans cet essai, on a inséré deux convertisseurs IPFC dans le réseau standard IEEE à 5 nœuds à travers le nœud 4 car il est considéré comme meilleur emplacement pour objectif d'améliorer la tension du nœud 5, ainsi que d'augmenter le transit de puissance de la ligne (4-5) d'où la possibilité d'obtenir les meilleurs résultats possibles.

Il faut noter que l'ajout des deux convertisseurs IPFC dans un réseau électrique nous oblige à créer deux nœuds de connexion, donc deux lignes additives de réactances faibles (0.1 pu) et de résistances nulles, sans changer la base constructive du réseau initiale.

Les résultats de l'écoulement de puissance sur le réseau standard IEEE à 5 nœuds après insertion de l'IPFC sont présentés dans les deux tableaux (IV.3) et (IV.4) ci-dessous.

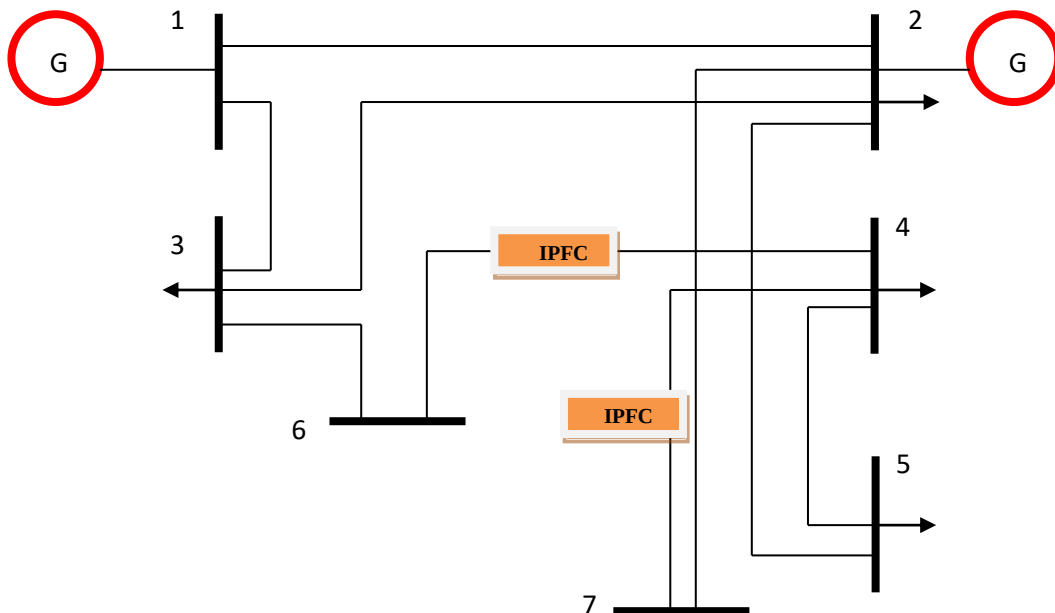


Figure (IV.4) : Réseau IEEE 5 avec IPFC.

Les valeurs des tensions et puissances sont présentées comme suit :

Nœuds	Tension (pu)	δ (degré)	P_L (MW)	Q_L (MVar)	P_G (MW)	Q_G (MVar)
1	1.0600	0.000	0.000	0.000	131.113	82.461
2	1.0000	-2.0170	20.000	10.000	40.000	-84.106
3	0.9924	-4.8851	45.000	15.000	0.000	0.000
4	0.9931	-3.8913	40.000	5.000	0.000	0.000
5	0.9781	-5.4217	60.000	10.000	0.000	0.000
6	0.9892	-5.2581	0.000	0.000	0.000	0.000
7	0.9946	-5.3248	0.000	0.000	0.000	0.000

Tableau (IV.3) : Tableau des tensions.

Ligne k - m	P_{k-m} (MW)	Q_{k-m} (MVar)	Ligne m - k	P_{m-k} (MW)	Q_{m-k} (MVar)	Pertes actives (MW)
1 - 2	88.089	77.731	2 - 1	-85.633	-70.361	2.457
1 - 3	43.024	17.089	3 - 1	-41.498	-12.512	1.526
2 - 3	26.297	-3.876	3 - 2	-25.873	5.148	0.424
2 - 7	29.867	-6.049	7 - 2	-29.310	7.721	0.557
2 - 5	49.468	3.180	5 - 2	-48.486	-0.231	0.983
3 - 6	22.371	3.198	6 - 3	-22.319	-3.043	0.052
4 - 5	11.629	2.459	5 - 4	-11.514	-2.115	0.115
4 - 6	-22.280	-5.552	6 - 4	22.319	5.000	0.039
4 - 7	-29.349	3.025	7 - 4	29.310	-3.764	-0.039

Pertes totales : 6.114 MW

Tableau (IV.4) : Tableau des puissances et des pertes avec IPFC.

Les figure (IV.5) et (IV.6) présentent respectivement une comparaison sur le profil de tension au niveau de chaque nœud avec et sans IPFC et les pertes actives au niveau des lignes avec et sans IPFC :

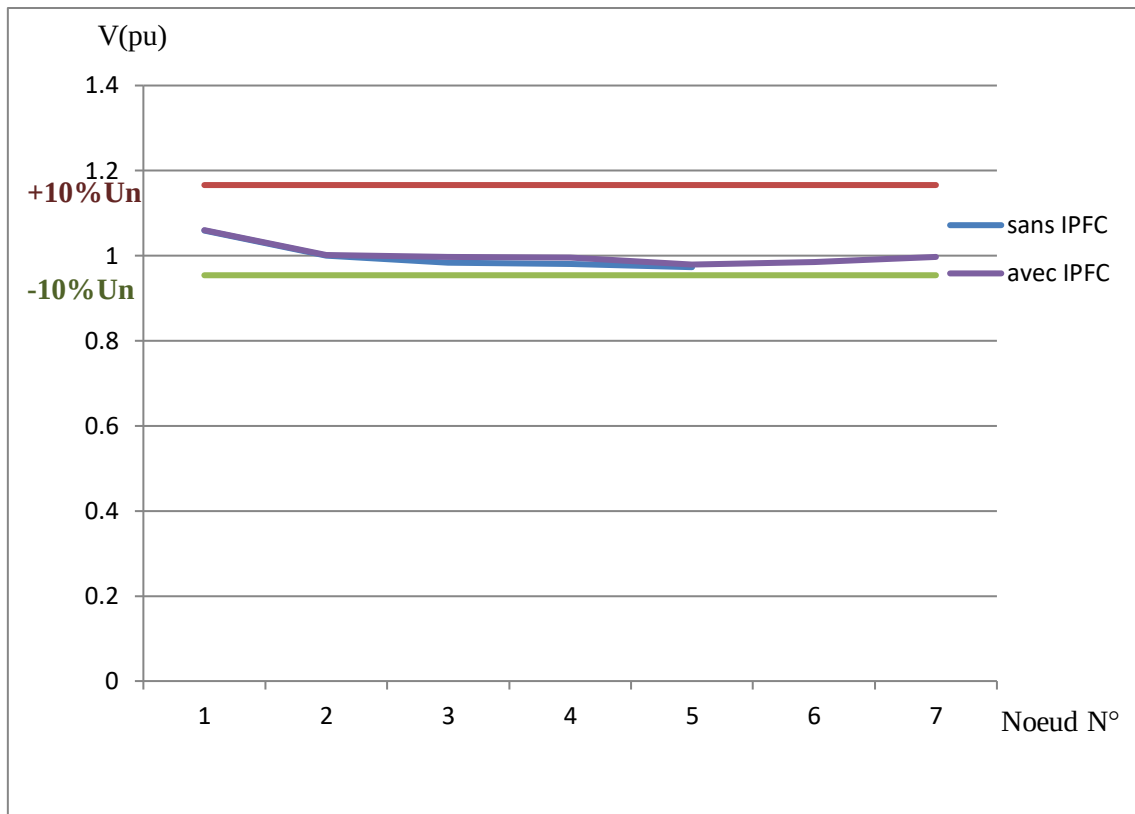


Figure (IV.5) : Le profil de tension au niveau de chaque nœud avec et sans IPFC.

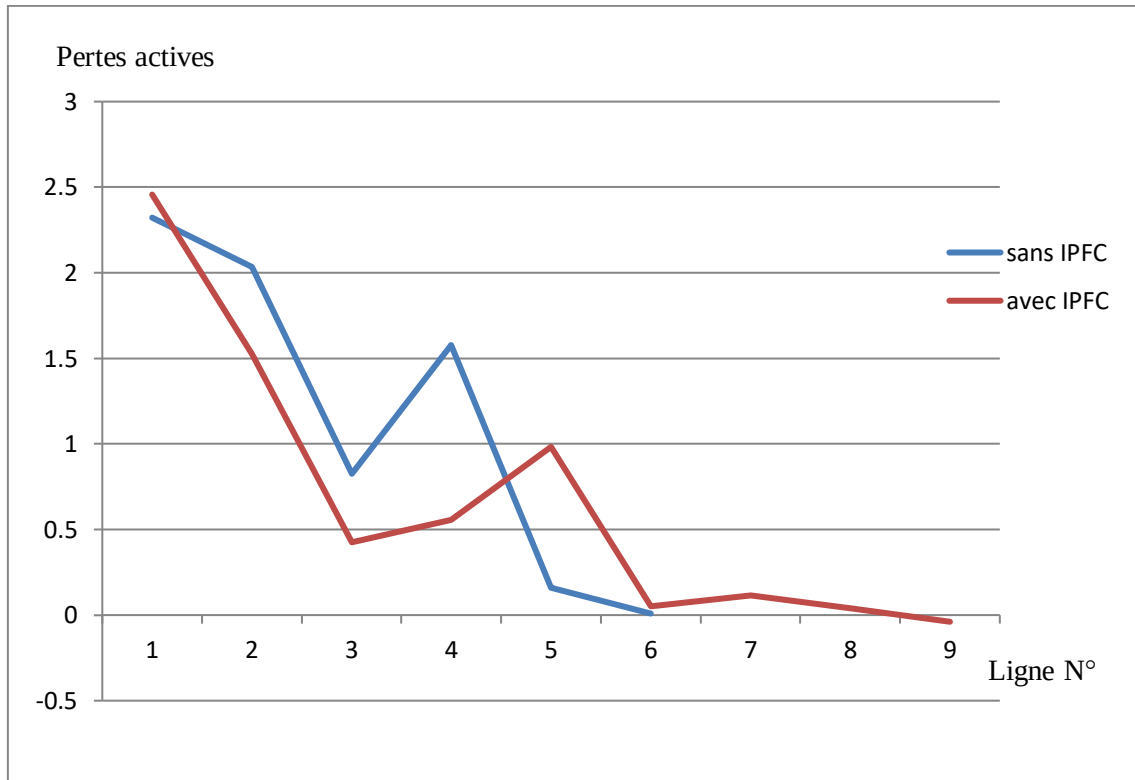


Figure (IV.6) : les pertes actives au niveau des lignes avec et sans IPFC.

IV.3.2.1. Discussion des résultats

A partir de la figure (IV.5), on peut voir que le profil de tension est amélioré après avoir intégré l'IPFC dans le réseau, car l'amplitude a été augmentée tout en respectant les limites imposées de la tension qui est de $\pm 10\%U_n$.

Pour une comparaison plus précise, on observe clairement que la tension du nœud bilan est restée la même de l'ordre de 1.06 pu, aussi, on peut observer le soulagement du générateur du nœud bilan qui est passé de 131,924 MW à 131,113 MW en puissance active, et de 86,176 Mvar à la valeur 82,461 Mvar en puissance réactive. On peut lisiblement remarquer aussi la nette amélioration du transit de puissance de la ligne (4-5) qui est passée de -1,701 MW à la valeur 11,629 MW en puissance active.

Après avoir essayé tous les emplacements possibles, on a conclut qu'à travers le nœud 4, on a pu créer des liaisons d'emplacement du contrôleur IPFC qui a aboutit à des résultats meilleurs. Comme justificatif, il a diminué les pertes actives beaucoup plus que les autres nœuds. On voit clairement que les pertes actives diminuent en installant l'IPFC entre les nœuds 4, 6 et 4, 7 à partir de 6.924 MW à 6.114 MW. La valeur de cette diminution dépend de l'emplacement de l'IPFC et de l'angle de réglage ($\Theta = -90$ et $\Theta = 90$).

L'IPFC permet de transférer la puissance active entre les lignes compensées pour égaliser les transits de puissances sur les lignes ou pour décharger une ligne surchargée vers une autre moins chargée.

IV.4. Présentation du réseau IEEE 30 nœuds

Le même travail a été réalisé pour le réseau test IEEE 30 nœuds. L'analyse sera faite pour le réseau sans IPFC puis avec l'IPFC.

Ce réseau électrique est constitué de :

- 30 jeux de barres.
- 8 nœuds générateurs au niveau des nœuds 1, 2, 5, 8, 10, 11, 13 et 24.
- 21 nœuds de charge.
- Le nœud de référence où le module de sa tension est fixé à 1.06 pu et la phase de référence quant à elle est égale à 0° .
- 41 lignes.

Les données des du réseau test IEEE 30 nœuds (sans IPFC puis avec l'IPFC) ainsi que les caractéristiques des branches sont indiquées dans l'annexe.

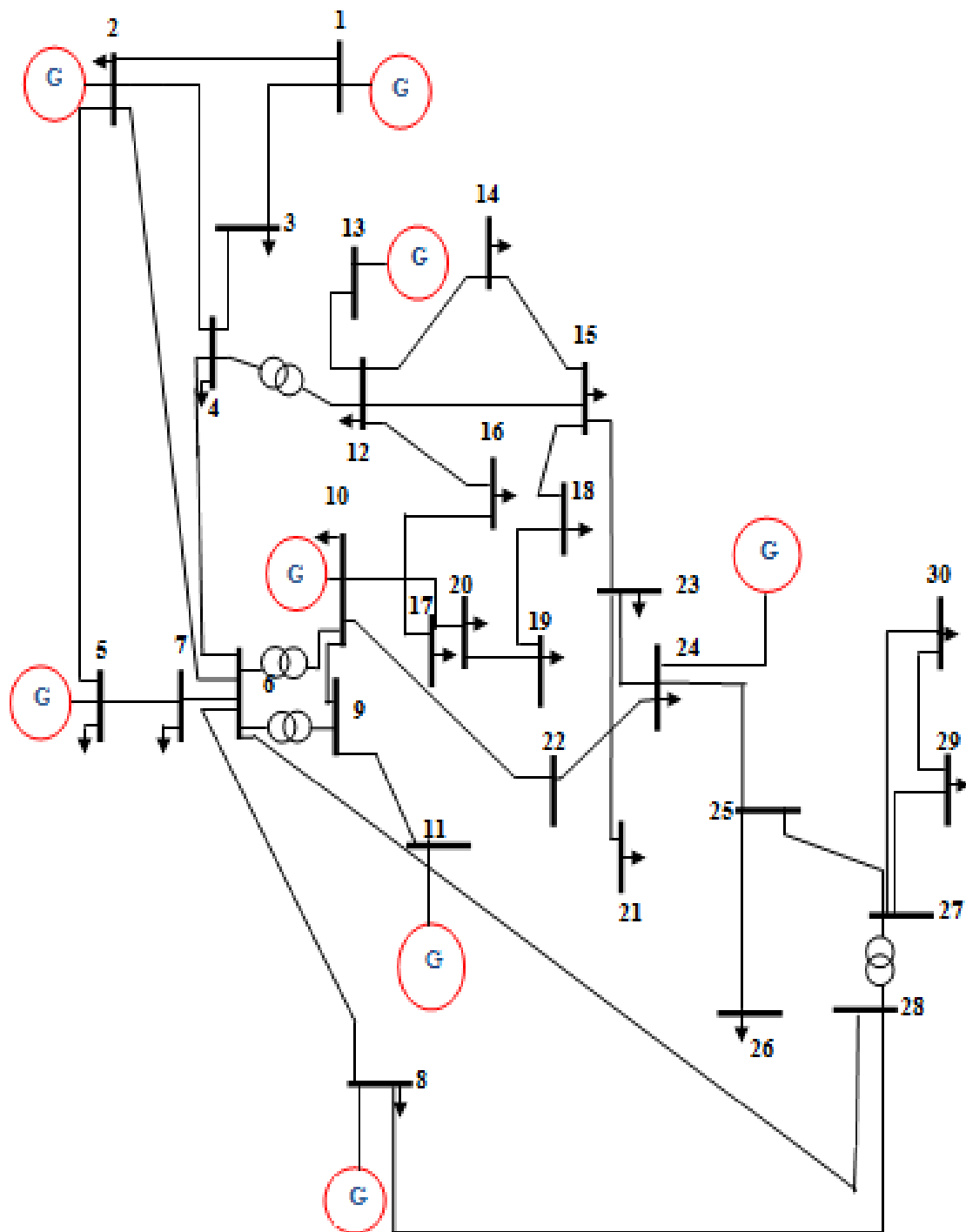


Figure (IV.7) : Réseau IEEE 30 nœuds.

IV.5. Calcul de l'écoulement de puissance pour un réseau IEEE 30 nœuds

IV.5.1. Réseau IEEE 30 nœuds sans IPFC

En appliquant les étapes de l'algorithme de Newton-Raphson dans la simulation sur un réseau IEEE standard à 30 nœuds, on obtient les solutions de l'écoulement de puissance illustrées dans le tableau (IV.5) et le tableau (IV.6) :

Nœuds	Tension (pu)	δ (degré)	P_L (MW)	Q_L (MVar)	P_G (MW)	Q_G (MVar)
1	1.060	0.000	0.000	0.000	260.928	-17.118
2	1.043	-5.397	21.700	12.700	40.000	47.766
3	1.022	-7.545	2.400	1.200	0.000	0.000
4	1.013	-9.229	7.600	1.600	0.000	0.000
5	1.010	-14.154	94.200	19.000	0.000	35.965
6	1.012	-11.088	0.000	0.000	0.000	0.000
7	1.003	-12.873	22.800	10.900	0.000	0.000
8	1.010	-11.804	30.000	30.000	0.000	30.691
9	1.051	-14.136	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1.044	-15.734	5.800	2.000	0.000	19.000
11	1.082	-14.136	0.000	0.000	0.000	16.270
12	1.058	-14.942	11.200	7.500	0.000	0.000
13	1.071	-14.942	0.000	0.000	0.000	10.247
14	1.043	-15.824	6.200	1.600	0.000	0.000
15	1.038	-15.910	8.200	2.500	0.000	0.000
16	1.045	-15.549	3.500	1.800	0.000	0.000
17	1.039	-15.886	9.000	5.800	0.000	0.000
18	1.028	-16.542	3.200	0.900	0.000	0.000
19	1.025	-16.727	9.500	3.400	0.000	0.000
20	1.029	-16.536	2.200	0.700	0.000	0.000
21	1.029	-16.246	17.500	11.200	0.000	0.000
22	1.035	-16.074	0.000	0.000	0.000	0.000
23	1.029	-16.253	3.200	1.600	0.000	0.000
24	1.024	-16.441	8.700	6.700	0.000	0.000
25	1.020	-16.054	0.000	0.000	0.000	0.000
26	1.003	-16.471	3.500	2.300	0.000	0.000
27	1.027	-15.556	0.000	0.000	0.000	0.000
28	1.011	-11.747	0.000	0.000	0.000	0.000
29	1.007	-16.778	2.400	0.900	0.000	0.000
30	0.995	-17.655	10.600	1.900	0.000	0.000

Tableau (IV.5) : Tableau des tensions nodales.

Ligne k - m	P _{k-m} (MW)	Q _{k-m} (MVar)	Ligne m - k	P _{m-k} (MW)	Q _{m-k} (MVar)	Pertes actives (MW)
1 – 2	173.143	-21.074	2 – 1	-167.964	30.745	5.179
1 – 3	87.785	3.956	3 – 1	-84.669	3.010	3.116
2 – 4	43.619	3.193	4 – 2	-42.607	-4.001	1.011
2 – 5	82.293	1.759	5 – 2	-70.347	6.210	2.945
2 – 6	60.353	-0.631	6 – 2	-58.406	2.587	1.946
3 – 4	82.269	-4.210	4 – 3	-81.412	5.804	0.858
4 – 6	72.272	-17.983	6 – 4	-71.631	19.292	0.641
4 – 12	44.147	14.580	12 – 4	-44.147	-9.896	0.000
5 – 7	-14.853	10.755	7 – 5	15.012	-12.414	0.162
6 – 7	38.195	-2.071	7 – 6	-37.815	1.514	0.381
6 – 8	29.490	-3.675	8 – 6	-29.387	3.115	0.103
6 – 9	27.799	-7.158	9 – 6	-27.799	8.758	0.000
6 – 10	15.882	0.777	10 – 6	-15.882	0.512	0.000
6 – 28	18.670	-9.752	28 – 6	-18.611	-3.338	0.059
8 – 28	-0.613	-2.424	28 – 8	0.614	-1.945	0.000
9 – 11	0.000	-15.799	11 – 9	0.000	16.270	0.000
9 – 10	27.799	7.041	10 – 9	-27.799	-6.222	0.000
10 – 20	8.749	3.471	20 – 10	-8.673	-3.301	0.076
10 – 17	5.067	4.367	17 – 10	-5.054	-4.332	0.013
10 – 21	18.286	11.764	21 – 10	-18.135	-11.439	0.151
10 – 22	5.780	3.107	22 – 10	-5.751	-3.048	0.029
12 – 13	0.000	-10.119	13 – 12	0.000	10.247	0.000
12 – 14	7.790	2.390	14 – 12	-7.717	-2.238	0.073
12 – 15	17.639	6.705	15 – 12	-17.429	-6.290	0.211
12 – 16	7.518	3.420	16 – 12	-7.460	-3.299	0.058
14 – 15	1.517	0.638	15 – 14	-1.511	-0.633	0.006
15 – 18	6.291	1.829	18 – 15	-6.249	-1.742	0.043
15 – 23	4.449	2.593	23 – 15	-4.424	-2.544	0.025
16 – 17	3.960	1.499	17 – 16	-3.946	-1.468	0.014
18 – 19	3.049	0.842	19 – 18	-3.043	-0.830	0.006
19 – 20	-6.473	-2.601	20 – 19	6.501	2.592	0.016
21 – 23	0.635	0.239	23 – 21	-0.635	-0.239	0.000
22 – 24	5.751	3.048	24 – 22	-5.706	-2.977	0.045
23 – 24	1.859	1.183	24 – 23	-1.853	-1.171	0.006
24 – 25	-1.142	1.748	25 – 24	1.149	-1.734	0.008
25 – 26	3.544	2.366	26 – 25	-3.500	-2.300	0.044
25 – 27	-4.694	-0.632	27 – 25	4.717	0.671	0.024
27 – 28	-17.998	-4.006	28 – 27	17.998	5.283	0.000
27 – 29	6.189	1.667	29 – 27	-6.103	-1.505	0.086
27 – 30	7.091	1.661	30 – 27	-6.930	-1.358	0.161
29 – 30	3.703	0.605	30 – 29	-3.670	-0.542	0.033

Pertes totales : 17.528 MW

Tableau (IV.6) : Tableau des puissances transmises et des pertes.

Les deux figures ci-dessous présentent respectivement le profil de tension au niveau de chaque nœud et les pertes actives au niveau des lignes :

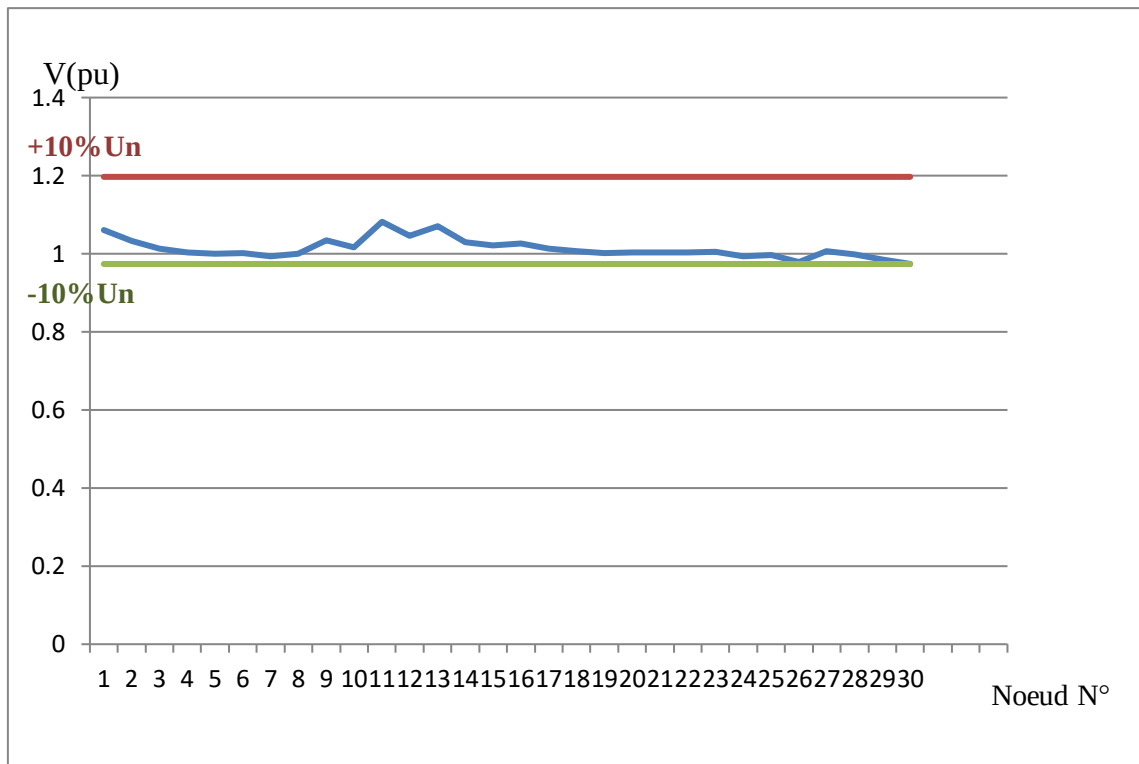


Figure (IV.8) : Le profil de tension au niveau de chaque nœud.

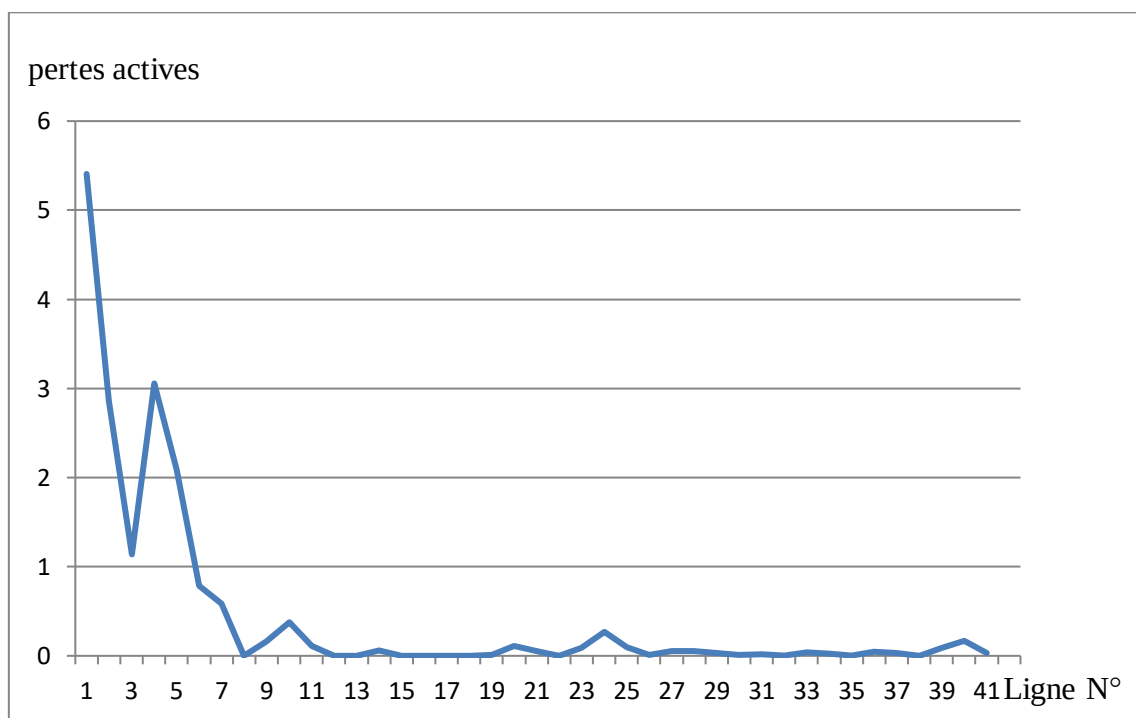


Figure (IV.9) : Les pertes actives au niveau des lignes.

IV.5.1.1. Discussion des résultats

Après 4 itérations et d'après les résultats d'écoulement de puissance résumés dans les deux tableaux et les deux figures ci-dessus, on remarque que la plus grande tension atteint une amplitude de 1.082 pu au niveau du nœud 11. La plus faible tension est observée au niveau du dernier nœud avec une amplitude de 0,995 pu. Cela est justifié par l'accumulation des chutes de tension dans les branches.

Les plus grandes pertes de puissances actives sont enregistrées respectivement au niveau de la 1^{ère} et 2^{ème} ligne avec des valeurs de 5,179 MW et 3.116 MW. Cela est justifié par les valeurs des impédances de ces lignes.

Le nœud numéro 10 est le plus chargé avec quatre branches et une amplitude de tension de 1,044 pu donc plus sensible, d'où l'intérêt de l'avoir choisi comme meilleur emplacement pour l'IPFC.

IV.5.2. Réseau IEEE 30 nœuds avec IPFC

Dans le but d'améliorer le profil de tension, augmenter le transit de puissances dans les lignes ainsi que de minimiser les pertes actives, on a inséré deux IPFC dans le réseau standard IEEE à 30 nœuds à travers le nœud 10, qui représente le nœud générateur le plus chargé. Par conséquent, on a ajouté deux nœuds de connexions dans le réseau qui sont respectivement 31 et 32 comme le montre la figure (IV.10).

Les résultats de l'écoulement de puissance sur le réseau standard IEEE à 30 nœuds après insertion de l'IPFC sont présentés dans les deux tableaux (IV.7) et (IV.8), avec les variables d'IPFC fixées pour $\Theta = -90$ et $\Theta = 90$.

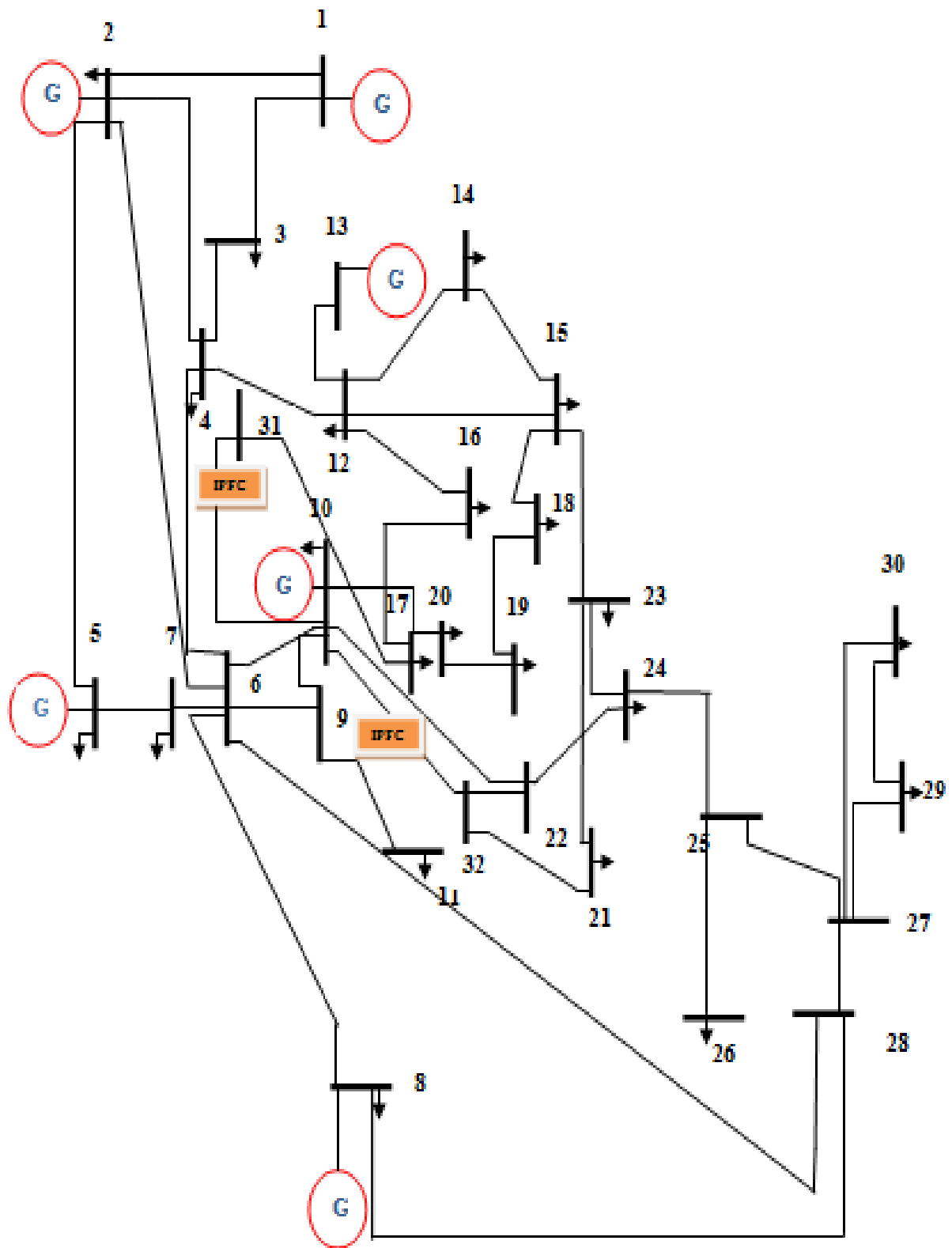


Figure (IV.10) : Réseau IEEE 30 nœuds avec IPFC.

Noeuds	Tension (pu)	δ (degré)	P _L (MW)	Q _L (MVar)	P _G (MW)	Q _G (MVar)
1	1.0600	0.000	0.000	0.000	261.350	-21.028
2	1.0430	-5.3559	21.700	12.700	40.000	38.778
3	1.0278	-7.6057	2.400	1.200	0.000	0.000
4	1.0205	-9.3672	7.600	1.600	0.000	0.000
5	1.0100	-14.1541	94.200	19.000	0.000	31.786
6	1.0201	-11.2776	0.000	0.000	0.000	0.000
7	1.0082	-12.9821	22.800	10.900	0.000	0.000
8	1.0100	-11.8493	30.000	30.000	0.000	7.030
9	1.0921	-14.6944	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1.1248	-16.3691	5.800	2.000	-96.474	143.897
11	1.0820	-14.6944	0.000	0.000	0.000	-5.242
12	1.0775	-14.1046	11.200	7.500	0.000	0.000
13	1.0710	-14.1046	0.000	0.000	0.000	-4.955
14	1.0711	-15.0481	6.200	1.600	0.000	0.000
15	1.0738	-15.3954	8.200	2.500	0.000	0.000
16	1.0762	-14.3810	3.500	1.800	0.000	0.000
17	1.0811	-14.3867	9.000	5.800	0.000	0.000
18	1.0801	-16.3806	3.200	0.900	0.000	0.000
19	1.0869	-16.7839	9.500	3.400	0.000	0.000
20	1.0956	-16.7391	2.200	0.700	0.000	0.000
21	1.0808	-15.9769	17.500	11.200	0.000	0.000
22	1.1055	-16.4608	0.000	0.000	0.000	0.000
23	1.0796	-15.9768	3.200	1.600	0.000	0.000
24	1.0806	-16.4255	8.700	6.700	0.000	4.300
25	1.0596	-15.8561	0.000	0.000	0.000	0.000
26	1.0427	-16.2424	3.500	2.300	0.000	0.000
27	1.0547	-15.2740	0.000	0.000	0.000	0.000
28	1.0196	-11.8968	0.000	0.000	0.000	0.000
29	1.0355	-16.4303	2.400	0.900	0.000	0.000
30	1.0244	-17.2586	10.600	1.900	0.000	0.000
31	1.0905	-14.1066	0.000	0.000	58.412	-28.248
32	1.0983	-15.5279	0.000	0.000	38.149	-12.657

Tableau (IV.7) : Tableaux des tensions nodales avec IPFC.

Ligne k - m	P _{k-m} (MW)	Q _{k-m} (MVar)	Ligne m - k	P _{m-k} (MW)	Q _{m-k} (MVar)	Pertes actives (MW)
1 – 2	173.407	-18.169	2 - 1	-168.213	33.726	5.195
1 – 3	87.942	2.399	3 – 1	-84.829	8.980	3.113
2 – 4	43.145	0.857	4 – 2	-42.170	2.117	0.976
3 – 4	82.429	-7.581	4 – 3	-81.573	10.039	0.856
2 – 5	82.216	4.039	5 – 2	-79.276	8.313	2.940
2 – 6	61.152	-3.363	6 – 2	-59.148	9.441	2.003
4 – 6	78.081	-19.982	6 – 4	-77.338	22.565	0.742
5 – 7	-14.924	7.646	7 – 5	15.051	-7.326	0.127
6 – 7	38.228	2.831	7 - 6	-37.851	-1.673	0.377
6 – 8	29.114	16.243	8 – 6	-28.986	-15.795	0.128
6 – 9	32.637	-35.138	9 – 6	-32.637	39.635	0.000
6 – 10	18.900	-18.993	10 – 6	-18.900	22.711	0.000
9 - 11	0.000	5.291	11 – 9	0.000	-5.242	0.000
9 – 10	32.637	-32.028	10 – 9	-32.637	33.956	0.000
4 – 12	38.062	-22.798	12 – 4	-38.062	27.308	0.000
12 – 13	0.000	4.985	13 – 12	0.000	-4.955	0.000
12 – 14	7.101	-0.677	14 – 12	-7.047	0.789	0.054
12 – 15	17.195	-5.503	15 – 12	-17.009	5.869	0.186
12 – 16	2.566	-0.524	16 – 12	-2.560	0.535	0.006
14 – 15	0.847	-2.389	15 – 14	-0.835	2.401	0.012
16 – 17	-0.940	-2.335	17 – 16	0.944	2.346	0.005
15 – 18	6.163	-6.038	18 – 15	-6.094	6.179	0.069
18 – 19	2.894	-7.079	19 – 18	-2.862	7.143	0.032
19 – 20	-6.638	-10.543	20 – 19	6.683	10.633	0.045
10 – 20	9.045	11.694	20 – 10	-8.883	-11.333	0.162
10 - 31	-52.243	26.600	31 – 10	51.625	-23.768	-0.617
10 – 32	-40.387	-45.780	32 – 10	38.775	45.275	-1.613
10 – 22	6.779	11.241	22 – 10	-6.680	-11.037	0.099
21 – 23	2.318	4.727	23 – 21	-2.316	-4.721	0.003
15 – 23	3.481	-4.733	23 - 15	-3.451	4.793	0.030
22 – 24	6.680	11.037	24 – 22	-6.523	-10.793	0.157
23 – 24	2.566	-1.672	24 – 23	-2.556	1.694	0.011
24 – 25	0.379	6.699	25 – 24	-0.306	-6.572	0.073
25 – 26	3.541	2.361	26 – 25	-3.500	-2.300	0.041
25 – 27	-3.235	4.211	27 – 25	3.262	-4.158	0.027
28 – 27	16.527	-8.850	27 – 28	-16.527	10.146	0.000
27 – 29	6.182	1.654	29 – 27	-6.101	-1.501	0.081
27 – 30	7.082	1.645	30 – 27	-6.930	-1.358	0.152
29 – 30	3.701	0.601	30 – 29	-3.670	-0.542	0.031
8 – 28	-1.014	-4.533	28 – 8	1.027	4.575	0.013
6 – 28	17.607	-4.104	28 – 6	-17.554	4.292	0.053
31 – 17	9.990	8.265	17 – 31	-9.944	-8.146	0.046
32 - 21	20.011	16.341	21 – 32	-19.818	-15.927	0.193
Pertes totales : 15.807 MW						

Tableau(IV.8) : Tableau des puissances transmises et des pertes avec IPFC.

Les figure (IV.11) et (IV.12) présentent respectivement une comparaison sur le profil de tension au niveau de chaque nœud avec et sans IPFC et les pertes actives au niveau des lignes avec et sans IPFC :

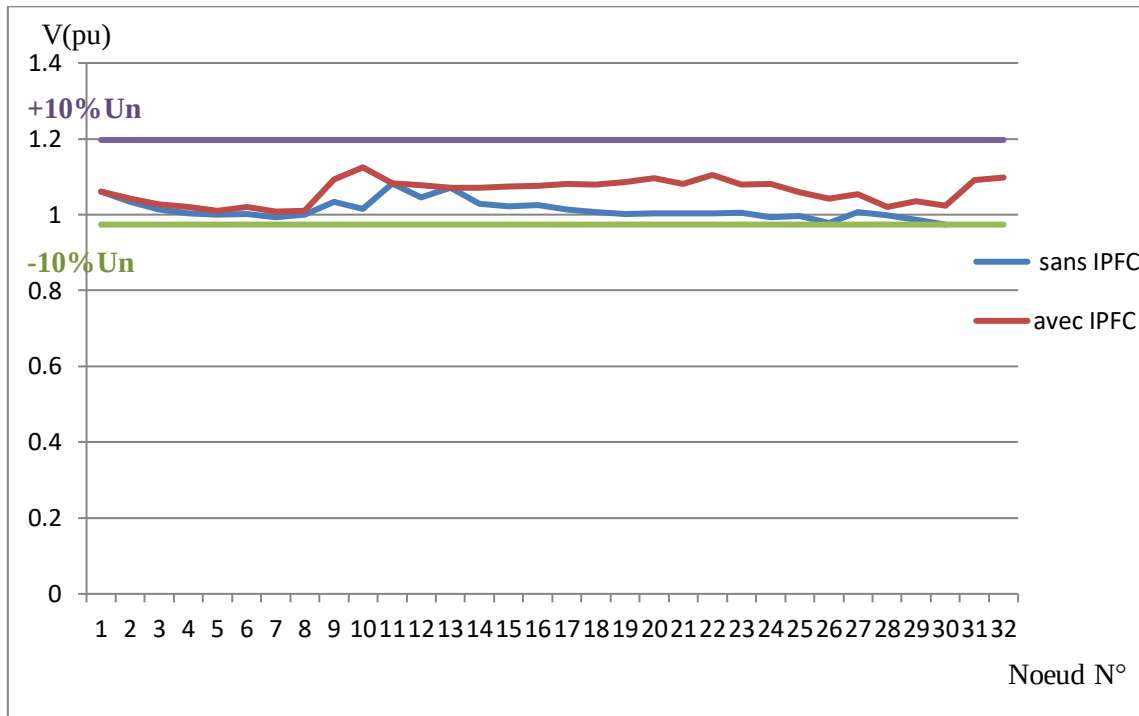


Figure (IV.11) : Le profil de tension au niveau de chaque nœud avec et sans IPFC.

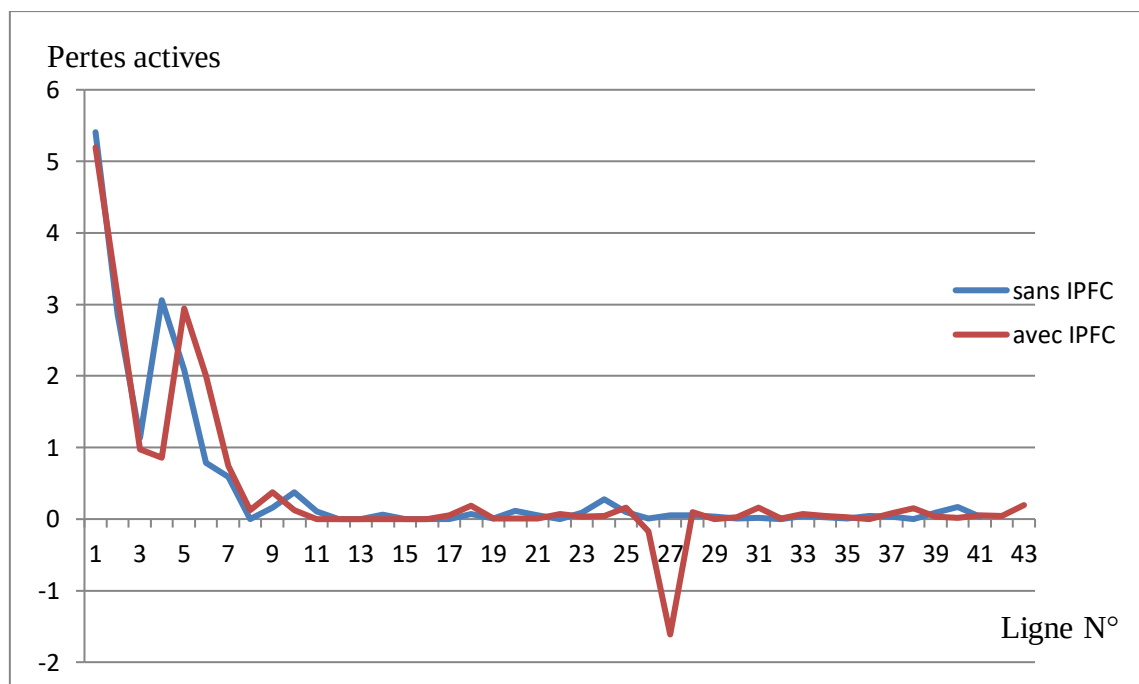


Figure (IV.12) : les pertes actives au niveau des lignes avec et sans IPFC.

IV.5.2.1. Discussion des résultats

Après 19 itérations et d'après le tableau (IV.7) et la figure (IV.11), on peut voir qu'à l'exception du nœud bilan, le profil de tension est nettement amélioré après avoir intégré l'IPFC dans le réseau, surtout à travers le nœud 10 dans les lignes (10 - 31) et (10 - 32) qui a été choisi comme meilleur emplacement pour les dispositifs après avoir testé ces derniers sur tous les autres endroits. La valeur de la tension sur ce nœud augmente de 1.044 pu à 1.1248 pu.

On peut voir aussi à partir du tableau (IV.8) et la figure (IV.12) que l'amplitude a été augmentée après l'insertion de l'IPFC et par conséquent, un soulagement au niveau de nombreuses lignes dans sa région et une diminution de pertes actives totales du réseau de 17.604 MW à 15.807 MW. On observe une chute de pertes importante au niveau de la 27^{ème} ligne avec une valeur de -1.613 MW. Cela est justifié par l'efficacité de la fonction du dispositif le fait qu'il soit connecté dans cette ligne. Plus le dispositif est près d'une ligne, plus son effet est remarquable sur cette dernière et celles d'à proximité.

D'après les résultats de simulation, on a constaté que le compensateur IPFC a un effet apparent sur les tensions nodales du réseau et sur les pertes totales des lignes.

IV.6. Conclusion

L'analyse d'écoulement de puissance est l'approche la plus importante et la plus essentielle pour l'étude des problèmes de fonctionnement et de planification des réseaux électriques, comme on a pu le constater tout le long de ce mémoire. Ce travail a été consacré à la modélisation de l'IPFC pour l'incorporer dans un programme de calcul d'écoulement de puissance. Ce calcul a été réalisé avec la méthode de Newton-Raphson qui est l'algorithme le plus utilisé. Les résultats de calcul d'écoulement de puissance ont montré que l'IPFC modifie la configuration du réseau et sa position dans le réseau influe sur les pertes de puissance et le profil de tension. Son effet est très remarquable sur le réseau IEEE5 nœuds par rapport au réseau IEEE30 du fait que ce dernier soit plus grand et complexe que l'autre. Parce que plus le réseau est grand, plus il devient complexe et difficile à stabiliser.

Conclusion

Générale

CONCLUSION GENERALE

Dans ce travail, on a pu montrer que les performances d'un IPFC peuvent être très élevées dans le contrôle de transit de puissances, le maintien de la tension du réseau et l'amélioration de sa stabilité. Les systèmes FACTS soutiennent la tension de façon homogène sur l'ensemble du réseau. Afin de distinguer l'IPFC des autres dispositifs FACTS, on a dans le deuxième chapitre rappelé d'une manière succincte le rôle de chaque type de FACTS : série, parallèle et hybride.

On a traité le problème de la puissance active, les pertes actives et le contrôle des tensions des réseaux d'énergie électrique en incorporant les dispositifs IPFC. Une étude sur les dispositifs FACTS a été réalisée en plus de l'étude détaillée sur les dispositifs IPFC (définition, modélisation, incorporation dans le réseau).

Dans la dernière étape, on a présenté les schémas électriques équivalents des réseaux étudiés détaillés à savoir IEEE5 et IEEE30 et on a étudié l'écoulement de puissance de ces réseaux sans la présence de l'IPFC. Par la suite, le réseau a été déséquilibré lorsqu'on l'a surchargé au niveau de sa zone faible puis l'étude de l'écoulement a été refaite avec la présence du compensateur IPFC. Pour avoir un meilleur contrôle du réseau électrique, le dispositif IPFC est implanté sur le nœud de charge numéro 4 pour le IEEE5 et 10 pour le IEEE30 qui constituent les nœuds les plus fragiles des réseaux standards. Les résultats obtenus montrent clairement que le dispositif IPFC peut jouer un rôle très important dans le domaine de la compensation des puissances actives et le contrôle des tensions des différents nœuds. En effet, il permet l'amélioration du niveau de tension du nœud où il est incorporé, ainsi que les nœuds voisins.

Comme perspective de ce travail, on propose d'introduire l'optimisation de l'emplacement des FACTS série et parallèle pour avoir le meilleur profil de la tension et le minimum de pertes de puissance tout en respectant toutes les contraintes techniques imposées préalablement et ce en appliquant des méthodes d'optimisation évolutionnaires.

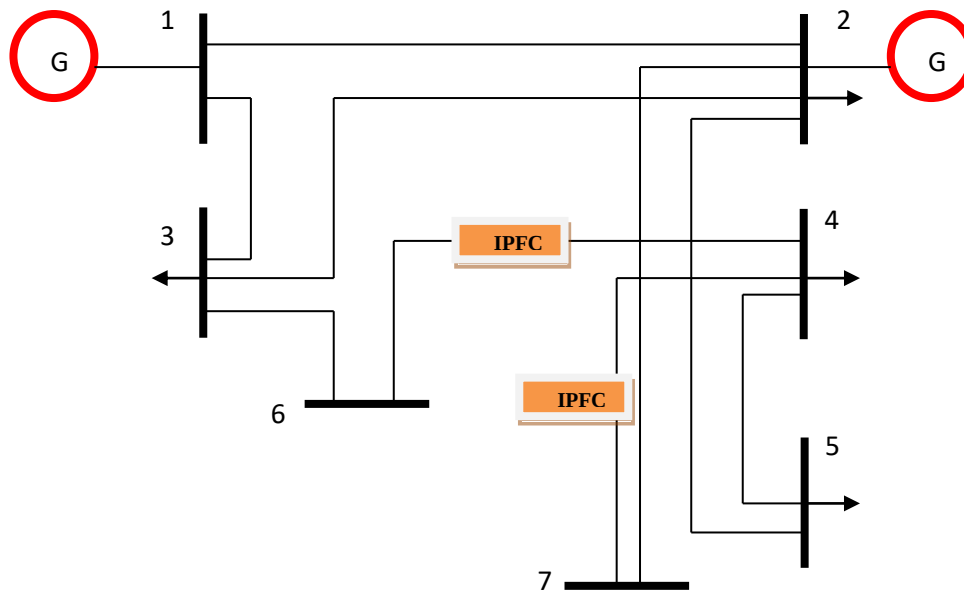
- [1] : **P. BORNARD, M. PAVARD**, "Réseaux d'interconnexion et de transport : réglage et fonctionnement", Technique de l'ingénieur D 4 090, pp 1-23.
- [2]: <http://depositum.uqat.ca/240/1/ederernestofernandezramirez.pdf>
- [3]: **Théodore Wildi** "Electrotechnique", 4eme edition.
- [4] : **EDER ERNESTO Fernandez Ramirez**, « Optimisation du taux de compensation série d'une longue ligne de distribution cas de l'hydro-quebec: abitibi teminscamingue »,
- [5] : eduscol.education.fr/sti/sites/eduscol.education.fr/sti/.../343-4-les-compensateurs.pdf
- [6]: https://fr.wikipedia.org/wiki/Compensation_de_puissance_r%C3%A9active
- [7] : **El BOURDJI Abderrahim, Bousahla Djamel** « Utilisation de la compensation série avancée dans les réseaux électriques » mémoire de Magister, université de Sidi Bel Abbess, promotion 2008.
- [8]: **BEN HAKKOUM Med abdelilah, LEGOUGUI Ali**, « Compensation de l'énergie réactive d'un réseau IEEE par système FACTS » mémoire master académique, université de Ouargla, 2016.
- [9] : **GUENTRI Hocine** « contribution à l'étude des réseaux électriques intelligents et développement de la nouvelle économie de l'énergie » thèse de doctorat de l'université de Djilali Liabes de Sidi-Bel-Abbes, Décembre 2017.
- [10] : https://pmb.univ-saida.dz/butecopac/doc_num.php?explnum_id=293
- [11] : **MEFTOUHI Abdelmalek** « Influence des FACTS sur L'écoulement De puissance Dans Les Réseaux D'énergie Electrique » Magister, USTO, 2013
- [12] : **ADJOUDJ, Labiba** « Contribution à l'étude de l'OPF du réseau Algérien basée sur les énergies renouvelables et les FACTS » thèse de doctorat de l'université Djillali Liabes de Sidi-Bel-Abbes, 2018.
- [13] : **BENAISSA, Mohammed Omar** « Contribution à l'étude du transfert d'énergie dans les systèmes photovoltaïques » » thèse de doctorat de l'université Djillali Liabes de Sidi-Bel-Abbes, 2018.
- [14] : **OUCIF Ahmed** « Modélisation et commande d'un compensateur TCSC ». Mémoire de fin d'études master en génie électriques, Université Mohamed Boudiaf M'SILA, 2016.

- [15] : **DJILANI KOBIBI Youcef Islam** « Incorporation de l'UPFC dans le calcul de la répartition des puissances dans un réseau électrique » Thèse de doctorat de l'université DJILLALI LIABES DE SIDI BEL ABBES, 2016.
- [16] : **BOUDIAF Mohamed** « Contribution de l'IPFC à la stabilisation des réseaux électriques » Thèse de doctorat ES-SCIENCES, USTO, 2014.
- [17] : **OUDAYA Mohamed Bachir, DRISSI Mohamed El Hadi** « Amélioration de la stabilité de tension par l'emplacement optimal des dispositifs FACTS » mémoire de fin étude master systèmes énergétiques Université Dr. Tahar Moulay de Saïda, 2017
- [18] : **MAHDAD Belkacem** « Optimisation de l'écoulement de puissance Par algorithmes : AG et PSO-TVAC » mémoire de fin étude master réseau électrique, Université Mohamed Khider Biskra, 2014
- [19] : **BENCHEIKH Abdelhak DEROUICHE Abdelghani** « Etude de l'écoulement de puissance sur un réseau électrique en présence des systèmes FACTS » mémoire de fin étude master réseau électrique de l'Université KASDI MERBAH OUARGLA, 2016.
- [20] : **GACEM Abdelmalek** « Utilisation des méthodes d'optimisations méta heuristiques pour La résolution du Problème de répartition optimale de La Puissance dans les réseaux électriques », mémoire de Magister, Université d'El-oued, 2010.
- [21] : **BOT Youcef** « Influence des FACTS sur le calcul de l'écoulement des puissances en utilisant un IPFC », thèse du doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, 2011
- [22] : **SAADI Farhat, TENBOUKTI Hanafi** « Calcul de l'écoulement de puissance dans un réseade distribution radialavecinsertion d'un générateur éolien » mémoire de fin d'étude master réseau électrique, Université A.MIRA de Bejaia, 2016
- [23] : https://www.univ-usto.dz/images/coursenligne/TTP_NAAMA.pdf
- [24] : **SEDEKI Zahra** « optimisation de l'écoulement de puissance dans un système d'énergie éclectique par la méthode du point intérieur » mémoire de fin étude master réseau électrique, Université de Hassiba Ben Bouali de Chlef , 2009.
- [25] : **M.Khiat**, Répartition optimale des puissances réactives dans un réseau d'énergie Electrique sous certaines contraintes de sécurité, Thèse de Doctorat d'état USTO (Oran), juillet 2003

Annexe

Données du réseau 5 nœuds (sans et avec IPFC).

Figure (A.1) : Réseau IEEE 5 nœuds.



Tableau(A.1) : Données des tensions (Réseau IEEE 5 nœuds)

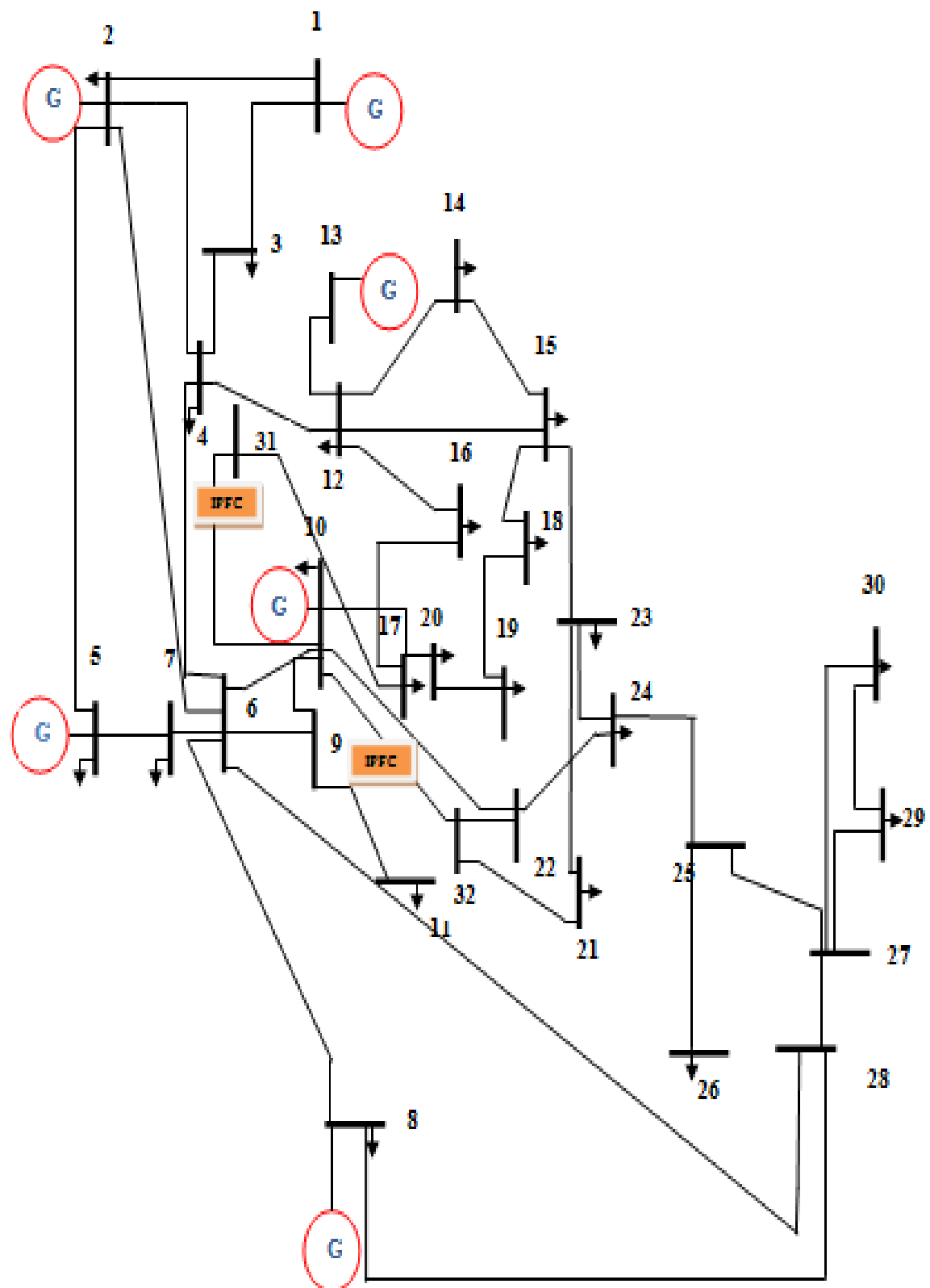
%	Bus	Bus	Voltage	Angle	---Load----	-----Generator-----	Static	Mvar			
%	No	code	Mag.	Degree	MW	Mvar	MW	Mvar	Qmin	Qmax	+Qc/-Ql
busdata=	[1	1	1.06	0	0	0	0	0	-500	500	0;
	2	2	1	0	20	10	40	0	-300	300	0;
	3	3	1	0	45	15	0	0	0	0	0;
	4	3	1	0	40	5	0	0	0	0	0;
	5	3	1	0	60	10	0	0	0	0	0;
	6	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0;
	7	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0];

Tableau(A.2) : Données des lignes (Réseau IEEE 5 nœuds)

Bus	bus	R	X	1/2 B	= 1 for lines	
%	nl	nr	p.u.	p.u.	p.u.	> 1 or < 1 tr. tap at bus nl
linedata=	[1	2	0.02	0.06	0.06	1
	1	3	0.08	0.24	0.05	1
	2	3	0.06	0.18	0.04	1
	2	7	0.06	0.18	0.04	1
	2	5	0.04	0.12	0.03	1
	3	6	0.01	0.03	0.02	1];

Données du réseau 30 nœuds (sans et avec IPFC).

Figure (A.2) : Réseau IEEE 30 nœuds.



Tableau(A.2) : Données des tensions (Réseau IEEE 30 nœuds)

%	Bus	Type	Vsp	theta	PGi	QGi	PLi	QLi	Qmin	Qmax
busdata =	[1	1	1.06	0	0	0	0	0	0	0;
	2	2	1.043	0	40	50.0	21.7	12.7	-40	50;
	3	3	1.0	0	0	0	2.4	1.2	0	0;
	4	3	1.06	0	0	0	7.6	1.6	0	0;
	5	2	1.01	0	0	37.0	94.2	19.0	-40	40;
	6	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0;
	7	3	1.0	0	0	0	22.8	10.9	0	0;
	8	2	1.01	0	0	37.3	30.0	30.0	-10	40;
	9	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0;
	10	3	1.0	0	0	19.0	5.8	2.0	0	0;
	11	2	1.082	0	0	16.2	0.0	0.0	-6	24;
	12	3	1.0	0	0	0	11.2	7.5	0	0;
	13	2	1.071	0	0	10.6	0.0	0.0	-6	24;
	14	3	1.0	0	0	0	6.2	1.6	0	0;
	15	3	1.0	0	0	0	8.2	2.5	0	0;
	16	3	1.0	0	0	0	3.5	1.8	0	0;
	17	3	1.0	0	0	0	9.0	5.8	0	0;
	18	3	1.0	0	0	0	3.2	0.9	0	0;
	19	3	1.0	0	0	0	9.5	3.4	0	0;
	20	3	1.0	0	0	0	2.2	0.7	0	0;
	21	3	1.0	0	0	0	17.5	11.2	0	0;
	22	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0;
	23	3	1.0	0	0	0	3.2	1.6	0	0;
	24	3	1.0	0	0	4.3	8.7	6.7	0	0;
	25	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0;
	26	3	1.0	0	0	0	3.5	2.3	0	0;
	27	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0;
	28	3	1.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0;
	29	3	1.0	0	0	0	2.4	0.9	0	0;
	30	3	1.0	0	0	0	10.6	1.9	0	0;
	31	3	1.0	0	0	0	0	0	0	0;
	32	3	1.0	0	0	0	0	0	0	0];

Tableau(A.3) : Données des lignes (Réseau IEEE 30 nœuds)

%	From	To	R	X	B/2	X'mer
%	Bus	Bus	pu	pu	pu	TAP (a)
linedata =	[1	2	0.0192	0.0575	0.0264	1
	1	3	0.0452	0.1652	0.0204	1
	2	4	0.0570	0.1737	0.0184	1
	3	4	0.0132	0.0379	0.0042	1
	2	5	0.0472	0.1983	0.0209	1
	2	6	0.0581	0.1763	0.0187	1
	4	6	0.0119	0.0414	0.0045	1
	5	7	0.0460	0.1160	0.0102	1
	6	7	0.0267	0.0820	0.0085	1
	6	8	0.0120	0.0420	0.0045	1
	6	9	0.0	0.2080	0.0	0.978
	6	10	0.0	0.5560	0.0	0.969
	9	11	0.0	0.2080	0.0	1
	9	10	0.0	0.1100	0.0	1
	4	12	0.0	0.2560	0.0	0.932
	12	13	0.0	0.1400	0.0	1
	12	14	0.1231	0.2559	0.0	1
	12	15	0.0662	0.1304	0.0	1
	12	16	0.0945	0.1987	0.0	1
	14	15	0.2210	0.1997	0.0	1
	16	17	0.0824	0.1923	0.0	1
	15	18	0.1073	0.2185	0.0	1
	18	19	0.0639	0.1292	0.0	1
	19	20	0.0340	0.0680	0.0	1
	10	20	0.0936	0.2090	0.0	1
	10	31	0	0.1000	0.0	1
	10	32	0	0.1000	0.0	1
	10	22	0.0727	0.1499	0.0	1
	21	23	0.0116	0.0236	0.0	1
	15	23	0.1000	0.2020	0.0	1
	22	24	0.1150	0.1790	0.0	1
	23	24	0.1320	0.2700	0.0	1
	24	25	0.1885	0.3292	0.0	1
	25	26	0.2544	0.3800	0.0	1
	25	27	0.1093	0.2087	0.0	1
	28	27	0.0	0.3960	0.0	0.968
	27	29	0.2198	0.4153	0.0	1
	27	30	0.3202	0.6027	0.0	1
	29	30	0.2399	0.4533	0.0	1
	8	28	0.0636	0.2000	0.0214	1
	6	28	0.0169	0.0599	0.065	1
	31	17	0.0324	0.0845	0.0	1
	32	21	0.0348	0.0749	0.0	1];