RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ IBN KHALDOUN DE TIARET

FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES

DÉPARTEMENT de GÉNIE ÉLECTRIQUE

Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme de Master

Spécialité : Génie Electrique

Option : Réseaux Électriques et Haute Tension

Présenté par :

Mr : ABDELHAK RABAH

Mr : BENSEFIA KAMEL EDDINE

Sujet du mémoire

Étude De L'écoulement De Puissance D'un Réseau Électrique Par HVDC

Soutenu publiquement devant le jury composé de :

Mr, BENAYADA Amar	Président
Mme, k.BELHACEL	Rapporteur
Mme, H.BOURANANE	Examinateur

PROMOTION : 2015

Remerciements

À l'issue de cette fin d'étude, nous a dressons nos s'incères remerciements premièrement à « Allah »tout puissant qui nous a donné la santé, la patience.

Nous remercions sincèrement Monsieur BENAYADA Amar , pour le grand honneur d'avoir accepté de présider le jury de soutenance.
Ensuite, on teinta adresser nos plus vifs remerciement sa notre promoteur Madame K.Belahcel, pour nous avoir encadré, suivi et encouragé.

Nos vifs remerciements vont également à Madame H.Bouranane, d'avoir accepté d'examiner notre travail et d'être membres du jury de soutenance.

On remercie tous nos enseignants du département de GE.

On n'exclue pas de ces remerciements toutes les personnes qui ont aidé de près ou de loin dans la réalisation de cette PFE.

Enfin, on remercie tout particulièrement nos parents, pour leur soutien inconditionnel tout au long de nos longues années d'études.

Onveut également remercier nos familles et nos amis pour leur soutien moral.

Les discussions, les remarques et les commentaires de nos collègues ont étés ourses d'idées et ont contribué au développement et à l'amélioration de cette étude.

Sommaire

I.1 Introduction générale……...……...…….1

Chapitre I : Les systèmes FACTS

I.1 Introduction..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.2 Généralités ..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.3 Différentes Catégories des FACTS..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.4 Apports et Avantages des FACTS ..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.5 Applications Pratiques des Dispositifs FACTS ..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.6. Structure des principaux dispositifs FACTS ..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.6.1 Dispositifs de compensation dynamique shunts ..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.6.1.1 Compensateur statique de puissance réactive SVC..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.6.1.1.1 Définition ..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.6.1.1.2 Principe de fonctionnement ..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.6.1.2 Le STATCOM (Static Compensator)..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.6.1.2.1 Définition ..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.6.1.2.2 Principe de fonctionnement ..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.6.2 Dispositifs de compensation dynamique série ..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.6.2.1 La capacité série commande par thyristor (TCSC) ..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.6.2.1.1 Définition ..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.6.2.1.2 Principe de fonctionnement ..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.6.2.2 Compensateur statique série synchrone SSSC..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.6.2.2.1 Définition ..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.6.2.2.2 Principe de compensation par SSSC ..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.6.3 Dispositifs de compensation dynamique hybrides "série - parallèle "**Erreur ! Signet non défini.**
I.6.3.1 Compensateur universel..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.6.3.1.1 Définition ..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.6.3.1.2 Principe de fonctionnement ..... **Erreur ! Signet non défini.**
I.7 HVDC (High Voltage Direct Current) ..... **Erreur ! Signet non défini.**

Chapitre II : présentation des systèmes HVDC

I.8 Conclusion ..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.1 Introduction ..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.2 Aperçu Historique..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.3 Définition et principe de fonctionnement ..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.3.1 Définition de L' HVDC..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.3.2 principe de fonctionnement ..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.4.1 Poste de conversion « Émetteur »..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.4.2 Les convertisseurs ..... **Erreur ! Signet non défini.**

III.4.3 Les transformateurs ..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.4.4 Les Filtres ..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.4.5 Réactance de lissage..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.4.6 Source de puissance réactive ..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.4.7 Électrode de mise à la terre ..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.5 Évaluation des coûts de la transmission..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.6 Évaluation de Considérations Techniques ..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.6.1 Pertes minimes..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.6.2 Alimenter et stabiliser un réseau à courant alternatif..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.6.3 Liaisons longues souterraines et sous-marines..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.6.4 Liaisons entre grande centrale électrique et charge distante . **Erreur ! Signet non défini.**
II.6.5 L'interconnexion asynchrone de deux systèmes d'alimentation**Erreur ! Signet non défini.**
II.6.6 Augmentation de la capacité de transit ..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.6.7 L'intégration de sources d'énergie renouvelables dans les réseaux**Erreur ! Signet non défini.**
II.8 Les différentes configurations des lignes de transport d'énergie à C.C**Erreur ! Signet non défini.**
II.8.1 Configuration monopolaire..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.8.2 La configuration bipolaire ..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.8.3 Systems DC "back-to-back" ..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.9 Types de convertisseurs (VSC, CSC) ..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.9.1 Convertisseurs de source de courant (CSC) ..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.9.2. Convertisseur à source de tension (VSC) basé sur IGBT .... **Erreur ! Signet non défini.**
II.10 Les avantages et les inconvénients de chaque type ..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.10.1 Les avantages de convertisseurs CSC..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.10.2 Les inconvénients de convertisseurs CSC..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.10.3 Les avantages de convertisseurs VSC..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.10.4 Les inconvénients de convertisseurs VSC-HVDC ..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.11 Comparaison entre CSC et VSC..... **Erreur ! Signet non défini.**
II.12 Conclusion..... **Erreur ! Signet non défini.**

Chapitre III : Modélisation des Éléments du Réseau Électrique

III.1 Introduction..... **Erreur ! Signet non défini.**
III.2 Présentation générale des réseaux ..... **Erreur ! Signet non défini.**
III.2.1 Les réseaux de transport et d'interconnexion ..... **Erreur ! Signet non défini.**
III.2.2 Les réseaux de répartition : ..... **Erreur ! Signet non défini.**
III.2.3 Les réseaux de distribution..... **Erreur ! Signet non défini.**
III.3 Modélisation de la machine synchrone..... **Erreur ! Signet non défini.**
III.3.1 Hypothèses simplificatrices..... **Erreur ! Signet non défini.**
III.3.2 Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park .... **Erreur ! Signet non défini.**
III.3.3 Équations électriques et magnétiques ..... **Erreur ! Signet non défini.**
III.3.4 Équation du mouvement des machines synchrones..... **Erreur ! Signet non défini.**
III.3.5 Expression de la tension aux bornes de la machine..... **Erreur ! Signet non défini.**
III.3.6 Mise en équation du réseau électrique ..... **Erreur ! Signet non défini.**

III.3.6.1 Réduction de la matrice admittance ..... **Erreur ! Signet non défini.**
III.3.7 Expression de la puissance électrique ..... **Erreur ! Signet non défini.**
III.4 Modélisation d'une ligne de transport ..... **Erreur ! Signet non défini.**
III.5 Modélisation du transformateur ..... **Erreur ! Signet non défini.**
III.6 Modélisation d'une charge ..... **Erreur ! Signet non défini.**
III.7 Modélisation des dispositifs de régulation ..... **Erreur ! Signet non défini.**
III.7.1 Régulateur de tension ..... **Erreur ! Signet non défini.**
III.7.2 Régulateur de vitesse ..... **Erreur ! Signet non défini.**
III.8 Conclusion ..... **Erreur ! Signet non défini.**

Chapitre IV : Écoulement de puissance et simulation

IV.1 Introduction ..... **Erreur ! Signet non défini.**
IV.2 Modélisation du système HVDC ..... **Erreur ! Signet non défini.**
IV. 3 Formulation mathématique de l'écoulement de puissance AC-HVDC**Erreur ! Signet non défini.**
IV.3.1 Équations du redresseur ..... **Erreur ! Signet non défini.**
IV.3.2 Équations de l'onduleur ..... **Erreur ! Signet non défini.**
IV.3.3 Réseau électrique ..... **Erreur ! Signet non défini.**
IV.4 Caractéristiques d'un réseau électrique ..... **Erreur ! Signet non défini.**
IV.4.1 Variables associés aux nœuds ..... **Erreur ! Signet non défini.**
IV.4.2 Bilan de puissances ..... **Erreur ! Signet non défini.**
IV.4.3 Le générateur balancier ..... **Erreur ! Signet non défini.**
IV.4.4 Classification des nœuds ..... **Erreur ! Signet non défini.**
IV.5 Méthodologie de l'écoulement de puissance ..... **Erreur ! Signet non défini.**
IV.5.1 L'algorithme de la méthode Newton-Raphson rapide découplée**Erreur ! Signet non défini.**
IV.5.2 Organigramme de la méthode de Newton Raphson rapide découplée**Erreur ! Signet non défini.**
IV.6 Logiciel de simulation ..... **Erreur ! Signet non défini.**
IV.6.1 Réseau test ..... **Erreur ! Signet non défini.**
IV.6.2 Résultats obtenus ..... **Erreur ! Signet non défini.**
IV.6.3 Simulation du réseau avec variation de la charge ..... **Erreur ! Signet non défini.**
IV.6.4 Simulation du réseau avec HVDC ..... **Erreur ! Signet non défini.**
IV.6.5 Simulation du réseau avec HVDC ..... **Erreur ! Signet non défini.**
IV.7 Interprétation des résultats par la méthode de Newton Raphson rapide découplée**Erreur ! Signet no**
IV.8 Impact de l' HVDC sur le réseau ..... **Erreur ! Signet non défini.**
IV.9 Conclusion ..... **Erreur ! Signet non défini.**
Conclusion générale 75

Introduction générale

Introduction générale

Les réseaux électriques continuent de s'étendre et de s'adapter à l'accroissement de la demande, à l'émergence de nouvelles technologies et à l'évolution des marchés. Cependant, l'ajout de moyens de contrôle pour pouvoir exploiter pleinement les capacités de transport existantes, ou de nouvelles lignes contrôlées, peut créer de nouveaux problèmes au niveau du comportement de l'ensemble du système dont le contrôle doit alors être repensé.

Il existe aujourd'hui des dispositifs à électronique de puissance commandables, qui offrent non seulement aux compagnies d'électricité un large éventail de nouvelles options, mais ouvrent également la voie à un nouveau type de réseau : les systèmes de transmission flexibles en courant alternatif ou FACTS (Flexible AC Transmission Systems).

Les dispositifs FACTS sont insérés dans un réseau pour satisfaire plusieurs besoins, tels que la répartition des puissances et la compensation de puissance réactive, ou réaliser des fonctions auxiliaires comme l'amortissement des oscillations. En termes simples.

Le but de notre travail est de déterminer l'état électrique complet du réseau, à savoir les tensions à tous les nœuds, les transits de puissance dans toutes les branches et les pertes de puissances à partir des consommations et des productions spécifiées en ces nœuds. Et d'étudier la contribution d'un HVDC pour contrôler l'écoulement de puissance et voir que l'installation de l' HVDC est indispensable pour augmenter la capacité et la contrôlabilité d'un réseau électrique .Dans ce mémoire on a projeté la lumière sur d'autres avantages de la technologie HVDC peuvent également justifier son choix sur des liaisons plus courtes : facilité de réglage, influence sur la stabilité et possibilité de régler la puissance transitée.

Nous avons structuré ce travail comme suit :

Dans le premier chapitre, nous exposons une exploration rapide dans l'historique des systèmes FACTS et de brèves définitions des célèbres dispositifs FACTS sont données. Dans le deuxième chapitre, Nous présenterons les principes de base et les applications du Système de transport d'énergie HVDC, ensuite les différentes configurations et les types de convertisseurs que nous pouvons rencontrer pour ces systèmes. Dans le troisième chapitre quant à lui donne la modélisation des principaux éléments d'un réseau électrique . Dans le quatrième chapitre est consacré à la simulation d'un réseau test en régime permanent avec et sans l'HVDC et ce dans le but de déterminer la contribution de l'HVDC à la conduite d'un réseau. Des conclusions constructive ont été tirée suite aux différents résultats obtenus lors de la simulation .Toutes nos simulations ont été effectuées avec le logiciel MATLAB/PSAT.

Enfin, en terminent par une conclusion générale. Ainsi qu'une perspective d'avenir.

Chapitre I
Les systèmes FACTS

I.1 Introduction

Dans ce chapitre nous allons présenter Les systèmes de dispositifs FACTS sont employés pour le contrôle dynamique de tension, impédance et angle de phase de tension afin d'améliorer le comportement dynamique des réseaux ainsi que la répartition et l'écoulement des puissances dans les réseaux. Selon *IEEE,* 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 [5].

I.2 Généralités

Un FACTS est un élément à base d'électronique de puissance consistant à améliorer la capacité d'un réseau électrique interconnecté. Electric Power Research Institute (EPRI) a lancé, en 1988, un projet d'étude des systèmes FACTS à base d'électronique de puissance (thyristors et thyristors GTO) afin de mieux maîtriser le transit des puissances et l'exploitation des réseaux électriques. Le problème qui se pose dans les systèmes électromécaniques classiques est leur temps de réponse lent. Par contre la technologie des systèmes FACTS qui comporte des interrupteurs statiques, assure un temps de réponse rapide due à l'absence de l'inertie. Les FACTS peuvent donc contrôler le transit de puissance dans les réseaux et augmenter leur capacité de transport tout en maintenant voire améliorant, la stabilité des réseaux.

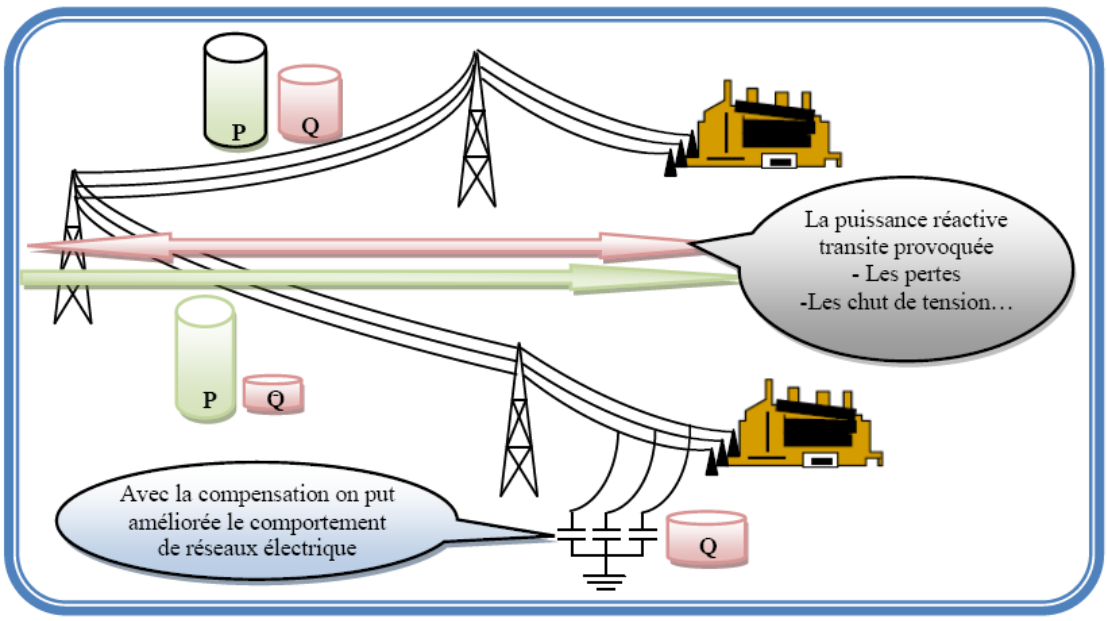


Figure. I. 1 : Diagramme traduisant l'échange d'énergie et montrant l'intérêt de la compensation.

I.3 Différentes Catégories des FACTS

Le tableau de la figure I.2 représente les grandes catégories des dispositifs de contrôle des réseaux électriques; la colonne sur la gauche contient les systèmes conventionnels constitues de composant de base R L C et transformateurs de valeurs fixes (compensation fixe) ou variable commandés par des interrupteur mécaniques. Les dispositifs FACTS continents également les mêmes composants mais rapidement, commander avec des interrupteurs statiques et convertisseurs de l'électronique de puissance [1].

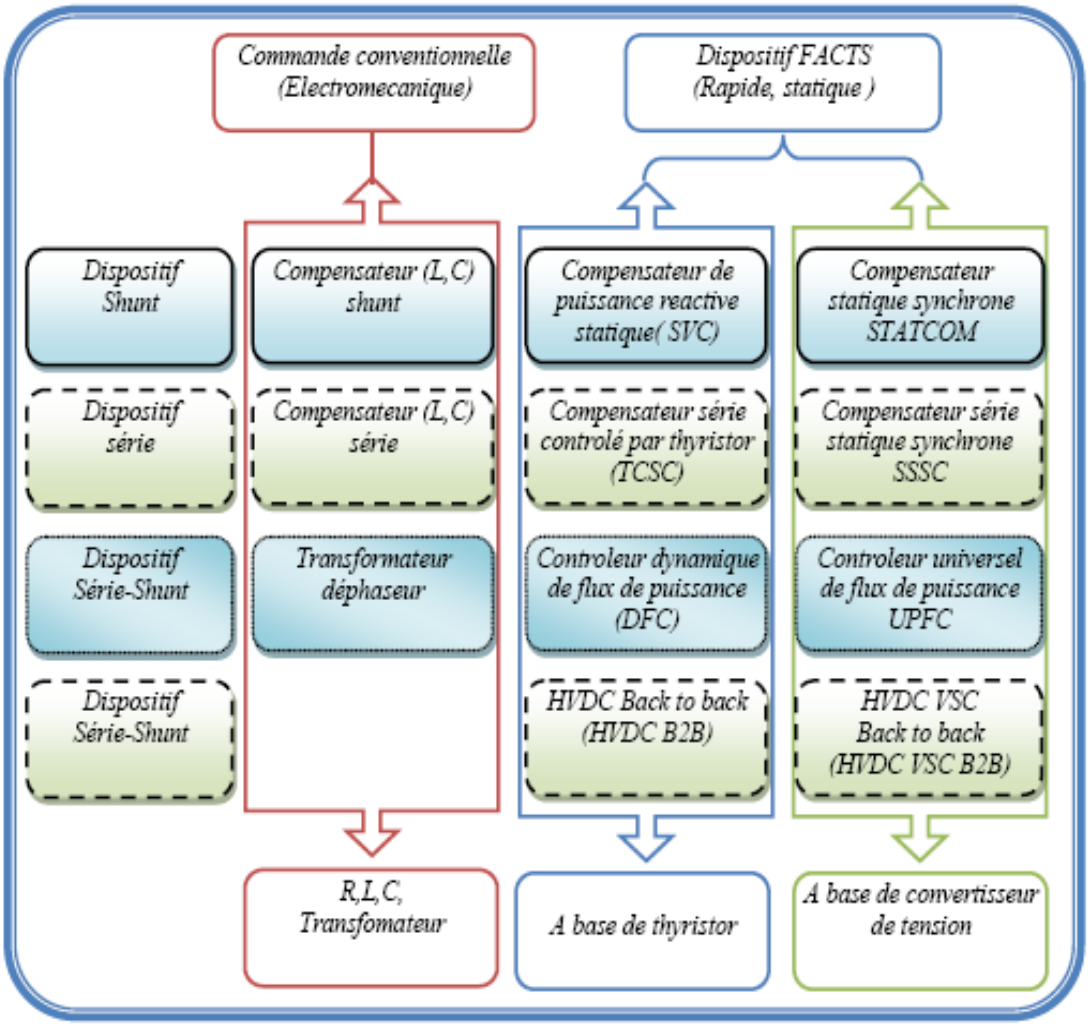


Figure. I. 2 : Principaux Dispositifs FACTS.

La colonne gauche des systèmes FACTS présente les contrôleurs à base des thyristors ou bien à des convertisseurs à thyristor tel que le SVC et le TCSC qui sont connu depuis plusieurs dizaines d'années à titre de compensateurs shunt et série respectivement et qui ont prouvé leur fiabilité dans le contrôle des réseaux.

Les dispositifs dans la colonne de droite sont la technologie la plus avancée des FACTS avec des convertisseurs de sources de tension à base des interrupteurs statiques sophistiqués IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistors) ou bien les IGCT (Insulated Gate Commutated

Thyristors) tel que le STATCOM, le SSSC et l'UPFC. Ces convertisseurs de source de tension fournissent ou injectent une tension totalement contrôlable en amplitude et en phase en série ou en parallèle dans le réseau selon les exigences de contrôle en exerçant une MLI sur les gâchettes des interrupteurs de ces convertisseurs.

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

- **Compensateurs séries :**

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau comme une impédance variable (inductive ou capacitive) ou une source de tension variable. Utilisés pour la compensation série de la puissance réactive et par leur influence sur l'impédance effective des lignes ils interviennent dans le contrôle du flux de puissance et la stabilité de ce dernier. En général ces dispositifs séries injectent une tension en série avec la ligne de transmission. [1][8]

- **Compensateurs shunts :**

Ils consistent en une impédance variable, source variable ou une combinaison des deux. Ils injectent un courant dans le réseau à travers le point de connexion. Ils sont principalement pour la compensation de la puissance réactive et par conséquence contrôler de tension des nœuds [1].

- **Compensateurs hybrides série-shunt :**

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

I.4 Apports et Avantages des FACTS

L'intérêt majeur de la technologie FACTS pour les opérateurs de l'énergie électrique est d'ouvrir plus d'opportunités pour le contrôle de la puissance et d'augmenter les capacités utilisables des présentes lignes sous les conditions normales. Ces possibilités résulté par l'habilité des contrôleurs FACTS de contrôler les paramètres intervenant dans l'équation (I.1) qui gouverne l'opération de transmission de l'énergie dans une ligne tel que les impédances séries, impédances shunts, courant , tension angle de phase.

$$P = \frac{V_r V_s}{X} Sin(\delta) \qquad (I.1)$$

Par cette action les contrôleurs FACTS permettent dans un système énergétique d'obtenir un sinon plusieurs des bénéfices suivants:

- contrôle du flux de puissance qui est la principale fonction des dispositifs FACTS.

Ce contrôle doit être réalisé selon un chier de charge prédéfini pour satisfaire les besoins des consommateurs.

- Contrôle des tensions dans les nœuds.
- Augmenter les capacités de charge des lignes vers leurs limites thermiques.
- Contrôle de la puissance réactive: Réduction de l'écoulement de la puissance réactive,
- Améliorer la stabilité dynamique du système: entre autre des fonctions des FACTS l'amélioration de la stabilité transitoire, atténuation des oscillations et le contrôle de la stabilité des tensions.

Donc permettre aux lignes de transmettre plus d'énergies active et par conséquence réduire les pertes de transmission.

- Amélioration de la qualité de l'énergie.

I.5 Applications Pratiques des Dispositifs FACTS

Les systèmes FACTS sont habituellement connus comme nouvelle technologie, mais des centaines d'installations dans le monde, plus particulièrement du SVC depuis 1970 avec une puissance totale installée de 90.000 MVAR, prouvent l'acceptation de ce genre de technologie. Le tableau de la figure I.2 montre des chiffres approximatifs des dispositifs FACTS installés dans le monde avec les puissances totales installées [1].

Type	*Nombre*	*Puissance installée en MVA*
SVC	**600**	**90.000**
STATCOM	**15**	**1.200**
Série Compensation	**700**	**350.000**
TCSC	**10**	**2.000**
HVDCB2B	**41**	**14.000**
UPFC	**2-3**	**250**

Figure. I. 3 : Dispositifs FACTS installés dans le monde et leurs puissances totales**.**

I.6. Structure des principaux dispositifs FACTS

I.6.1 Dispositifs de compensation dynamique shunts

Vers la fin des années 60 plusieurs équipements utilisant l'électronique de puissance ont fait leurs apparitions. Ces derniers avaient l'avantage d'éliminer les parties mécaniques et

d'avoir un temps de réponse très court. Ces équipements étaient constitués essentiellement d'une inductance en série avec un gradateur. Le retard à l'amorçage des thyristors permet de régler l'énergie réactive absorbée par le dispositif.

En effet tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau via le point de raccordement. Quand une impédance variable est connectée en parallèle sur un réseau, elle consomme (ou injecte) un courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactive qui transitent dans la ligne [7].

I.6.1.1 Compensateur statique de puissance réactive SVC

I.6.1.1.1 Définition

Compensateur statique de puissance réactive (SVC) est un dispositif de compensation shunts de la famille flexible de systèmes de transmission à courant alternative (FACTS). Il peut fournir en continu la puissance réactive nécessaire pour contrôler les fluctuations dynamiques de la tension sous différents régimes de fonctionnement et ainsi améliorer les performances de réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique. L'installation de SVC en un ou plusieurs points spécifiques du réseau peut accroître la capacité de transit et réduire les pertes tout en maintenant un profil de tension régulier sous différents régimes. De surcroît, un compensateur statique sa puissance réactive peut atténuer les oscillations des amplitudes de tension [7, 8].

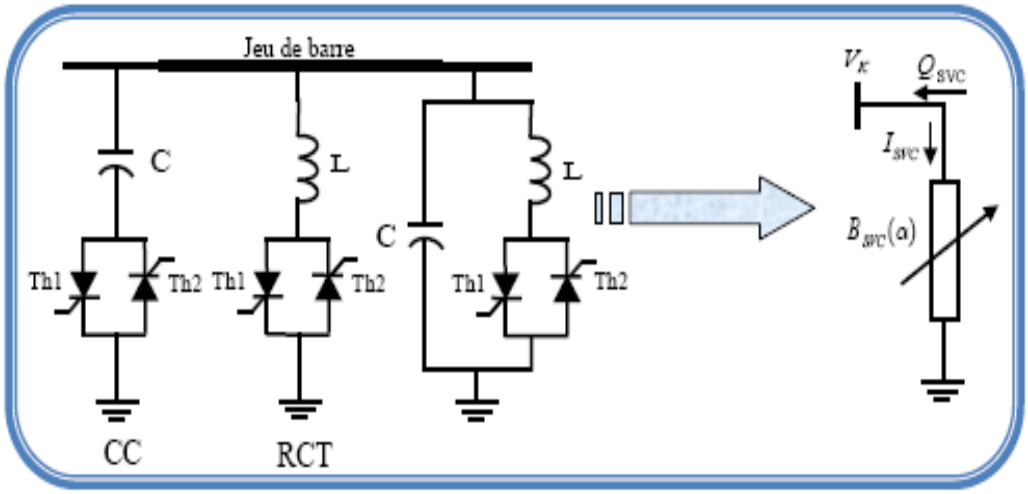


Figure. I. 4 : Modèle mathématique de SVC.

I.6.1.1.2 Principe de fonctionnement

La figure. 1.4 donne une représentation schématique monophasée d'un compensateur statique. Il est composé d'un condensateur avec une réactance capacitive C X et d'une bobine d'inductance avec la réactance L X .Ce système utilise l'angle d'amorçage α des thyristors pour contrôler le courant dans la réactance alors que le contrôle de la puissance réactive par

cette méthode est rapide et d'une façon continue .Le RCT ne peut absorbée que de l'énergie réactive, puisque il est constitue d'élément inductifs.

C'est pour cela que l'on associe ses dispositifs avec des bancs de condensateur commandé par thyristor (CCT) qui fournit de l'énergie réactive au réseau. Des thyristors fonctionnent cette fois en pleine conduction (une période complète de la pulsation du réseau). Le réglage de l'énergie absorbée par RCT, le bilan global est la somme de deux énergies.

Ce dispositif est associé à des filtres LC accordés pour éliminer les harmoniques de ces dispositifs RCT, CCT, bancs des capacités fixes et filtres d'harmoniques constitue le compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC dont le premier dispositif à été installé en 1979 en Afrique du Sud. La caractéristique statique de SVC est donnée par la figure. 1.16 trois zone sont distinctes :

- Pour V min $\leq V \leq V$ max : est une zone de réglage où l'énergie réactive est une comb V inaison des CCT et RCT.
- Pour $V > V$max : est une zone où le RCT donne son énergie maximale (bute de réglage). Les condensateurs sont déconnectés.
- Pour $V \leq V$ min : est une zone où les seules capacités sont connectées au réseau.

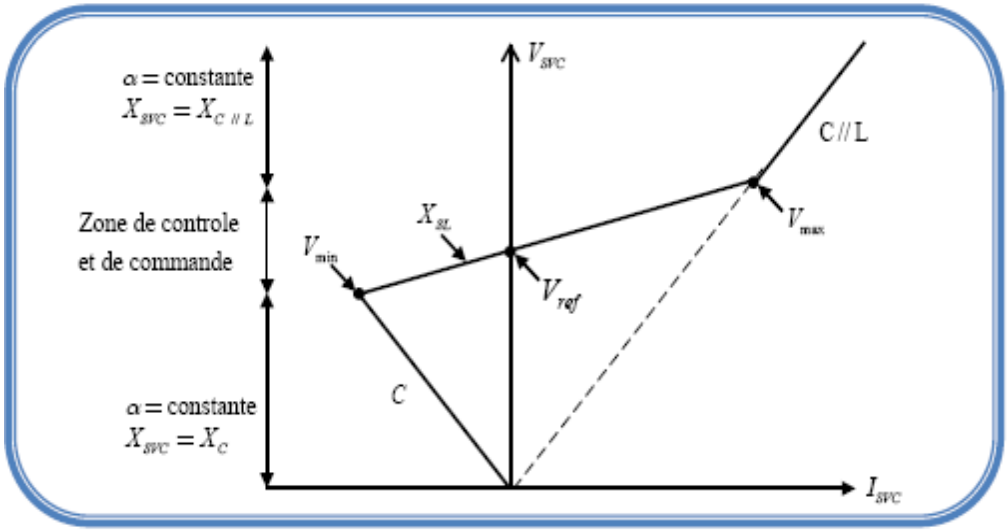


Figure. I. 5 : Fonctionnement du compensateur statique.

Le SVC présente plusieurs avantages :

- Stabiliser la tension dans les systèmes faibles.
- Réduire les pertes de transmission.
- Augmenter la capacité de transmission.
- augmenter la limite de stabilité.

I.6.1.2 Le STATCOM (Static Compensator)

I.6.1.2.1 Définition

Le STATCOM (Statique Compensateur) a connu jusqu'à maintenant différentes appellations, CSERA (Compensateur statique d'énergie réactive de type avancé). ASVC (Advanced Static Var Compensator). SVG (Static Var Generator) et STATCON (Static Condenser).

Un STACOM est un système d'électronique de puissance connecté en parallèle, qui injecte dans le réseau un courant alternatif contrôlé en phase et en amplitude. Leur topologie est basée sur des convertisseurs de tension. Le schéma de STATCOM est donné par la figure. I.5. Améliorer la commande et la stabilité de tension.

Atténuer les oscillations de puissance.

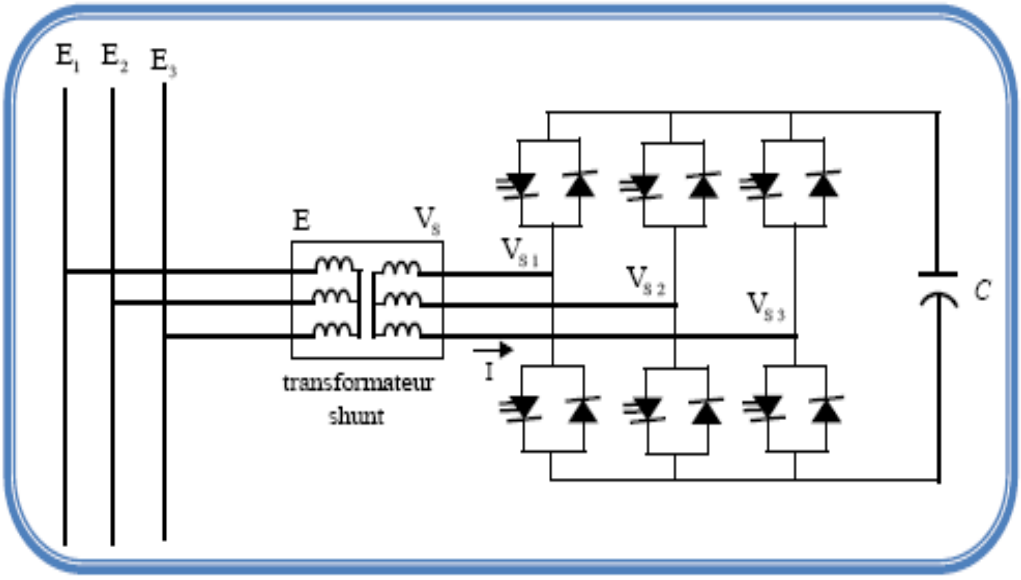


Figure. I. 6 : Schéma de base du STATCOM.

I.6.1.2.2 Principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement de STATCOM est similaire à celui du compensateur synchrone.

Les tensions de sortie sont générées par un onduleur au lieu d'avoir créées par un groupe tournant.

Ce principe a pu être mis en oeuvre grâce à l'évolution des composants de l'électronique de puissance, et surtout grâce à l'apparition des GTO de forte puissance.

Les cellules de commutation sont bidirectionnelles, c'est -à –dire formés de GTO et de diodes en antiparallèle.

Le rôle de STATCOM est d'échanger l'énergie réactive avec les réseaux électriques [7, 9 et 10]. L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur V_S, laquelle est en phase avec la tension du réseau E.

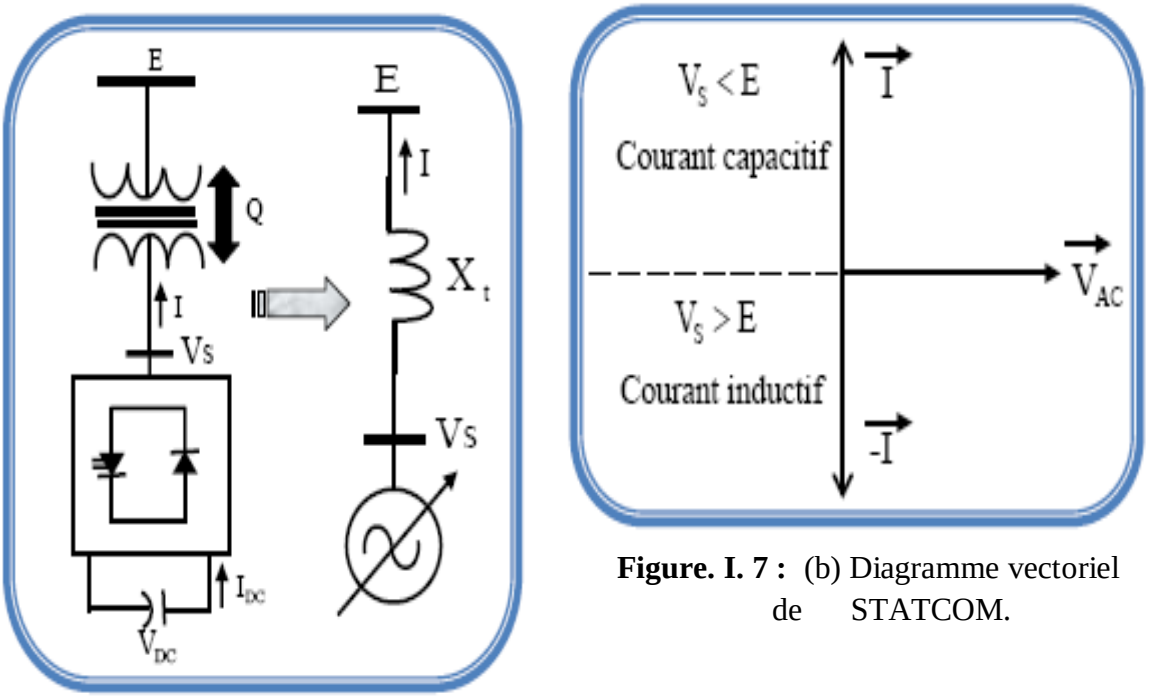


Figure. I. 7 : (a) Présentation d'un compensateur.

Figure. I. 7 : (b) Diagramme vectoriel de STATCOM.

Le fonctionnement peut être décrit de façon suivante :

- Si V_S<VE, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de 2π+ par rapport à la tension E ou le courant est capacitif.
- Si V_S>VE, le courant circulant dans l'inductance est déphasé de 2π−par rapport à la tension E ou le courant est capacitif.
- Si V_S=E, le courant circulant dans l'inductance est nul, il n'y a pas d'échange d'énergie.

On considère dans ce fonctionnement que les tensions sont triphasées et équilibrée. Par ailleurs, l'amplitude de la tension de sortie V_S est proportionnelle à la tension continue aux bornes du condensateur.

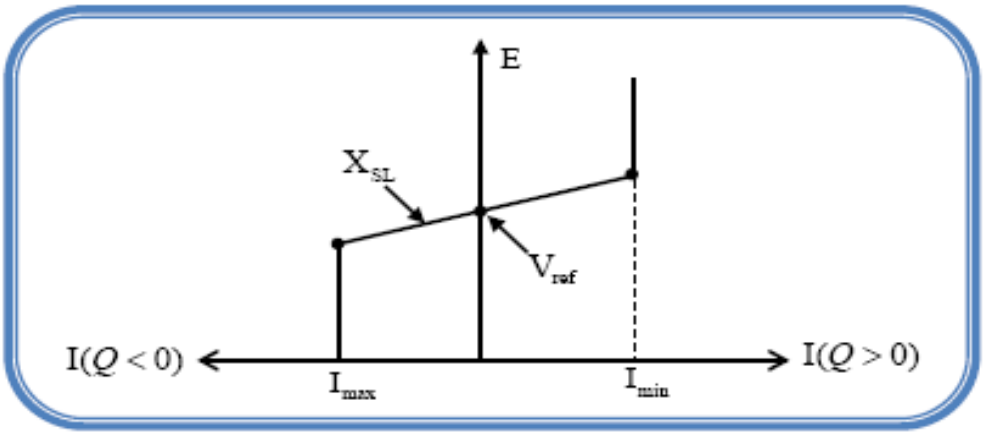


Figure. I. 8 : Caractéristique statique du STATCOM.

Le STATCOM présente plusieurs avantages :

- bonne réponse à faible tension : le STATCOM est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle.
- bonne réponse dynamique : Le système répond instantanément.
- L'étendue de la plage de l'opération est plus large qu'avec un SVC classique.
- Pour un contrôle optimal de la tension, les phases sont contrôlées séparément pendant les perturbations du système.
- Un design modulaire du convertisseur permet une adaptation pour une grande plage de puissances nominales.

I.6.2 Dispositifs de compensation dynamique série

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

I.6.2.1 La capacité série commande par thyristor (TCSC)

I.6.2.1.1 Définition

La capacité série commande par thyristor (TCSC: Thyristors Controlled Séries Compensator) est un dispositif de compensation série, elle utilise l'électronique de puissance comme élément de base .Elle connecte en série avec le réseau pour contrôler le transit de puissance, l'amortissement de résonance subsynchrone et des oscillations de puissance. Ce type de compensateur est apparu au milieu des années 80 [11].

I.6.2.1.2 Principe de fonctionnement

Le TCSC est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristor, le tout en parallèle avec un condensateur. Le TCSC est inséré sur la ligne de transmission (Figure. 1.09). Où :

X $_C$: est l'impédance du condensateur du TCSC.

X $_L$: est l'impédance du l'inductance du TCSC.

X $_{line}$: est l'impédance de la ligne.

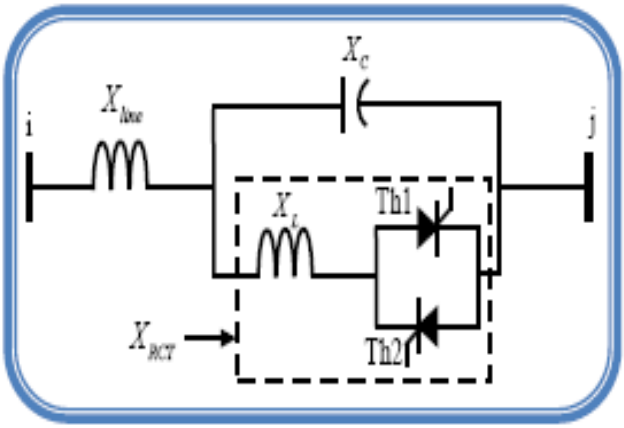


Figure. I. 9 : (a) Insertion d'un TCSC sur une ligne

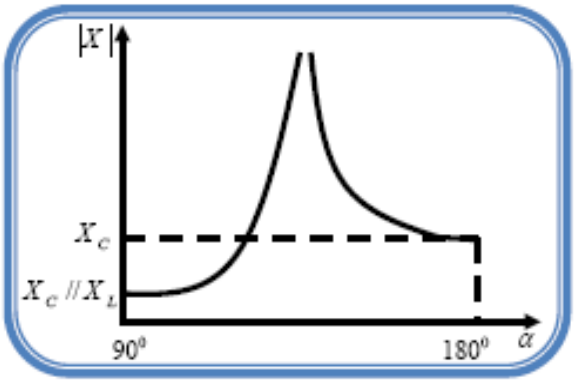


Figure. I. 9 : (b) Impédance du TCSC en fonction de L'angle.

A la réactance variable tel qu'un RCT (Réactances Commandées par Thyristor) et relier a travers un condensateur en série. Quand l'angle d'amorçage de RCT est de 180 degrés, le réacteur devient non conduire et le condensateur en série a sa impédance normale. Pendant que l'angle est avancé de 180 degrés, l'impédance capacitive augmentée. A l'autre extrémité, quand l'angle d'amorçage de RCT est de 90 degrés, le réacteur devient entièrement conduisant, et toute impédance devienne inductive, par ce que l'impédance du réacteur est conçue pour être beaucoup inférieure au condensateur en série impédance. Avec 90 degré, le TCSC aide en limitant le courant de défaut.

Quand l'angle d'amorçage du RCT est de 180 degrés, lui des arrêts conduisant, et les actes non contrôlés du réacteur comme limiteur de courant de défaut.

Le dispositif peut opérer en trois modes différents :

a) Mode hors circuit : les thyristors sont en pleine conduction.

b) Mode bloqué : les thyristors sont bloqués.

c) Mode variable : la conduction des thyristors est contrôlée par un signal d'amorçage et donc le TCSC a une réactance contrôlables dans les régions inductives et capacitives.

Ce dernier cas a un grand intérêt. Les angles d'amorçage des thyristors peuvent changer de 90° jusqu'à une valeur maximale dans une plage de fonctionnement inductif et de fonctionnement capacitif.

Les principaux avantages de l'insertion de TCSC dans un réseau électrique sont :

- Compensation du déséquilibre des courants de charge.
- Réduction des risques de résonance hypo-synchrone.
- Amélioration de la stabilité dynamique, par l'amortissement des oscillations de puissance et de la stabilité de tension.

I.6.2.2 Compensateur statique série synchrone SSSC

I.6.2.2.1 Définition

Le SSSC est un système d'électronique de puissance connecté en série qui injecte une tension en série avec la ligne de transmission à travers un transformateur série. Le SSSC, a une fonction comparable au TCSC [9, 11]. Mais contrairement à ce dernier qui présente une zone morte à la résonance parallèle, le réglage est continu. De plus, l'introduction d'un stockage d'énergie est possible du fait de la structure des convertisseurs de tension (VSC).

I.6.2.2.2 Principe de compensation par SSSC

Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur (Figure. I.10).

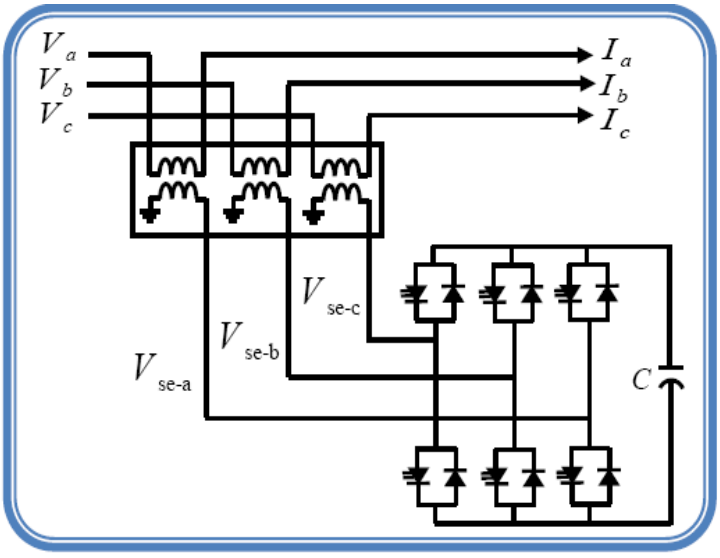


Figure. I. 10 : (a) Schéma de base du SSSC.

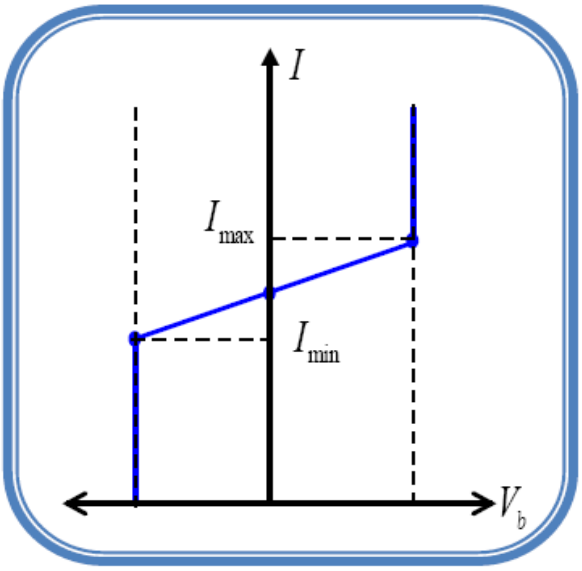


Figure. I. 10 : (b) Statique du SSSC.

Son rôle est d'introduire une tension triphasée, à la fréquence du réseau, en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de ligne.
Nous pouvons, dans ce cas, régler continuellement la valeur apparente de la capacité ou de l'inductance ainsi introduite dans la ligne. L'avantage de ce compensateur est de ne pas introduire physiquement un condensateur ou une inductance, mais de simuler leurs fonctions. Cela évite l'apparition des oscillations dues à la résonance avec les éléments inductifs du réseau. La caractéristique statique d'un Compensateur Synchrone Statique Série est donnée sur la figure (I.10).

I.6.3 Dispositifs de compensation dynamique hybrides "série - parallèle "

I.6.3.1 Compensateur universel

I.6.3.1.1 Définition

L'UPFC (Unified Power Flow Controler), appelé aussi Déphaseur Régulateur Universel (DRU) ou variateur de charge universel, est l'un des plus performants des composants FACTS. Il est capable de contrôler, simultanément et indépendamment, la puissance active et la puissance réactive de la ligne. .L'originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique : la tension, l'impédance de la ligne, le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne.

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

I.6.3.1.2 Principe de fonctionnement

Le dispositif UPFC est constitué de deux onduleurs triphasés de tension à thyristors GTO, l'un connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur triphasé , l'autre connecté en série avec le réseau via trois transformateurs monophasés dont les primaires sont reliés, entre eux, en étoile [6].

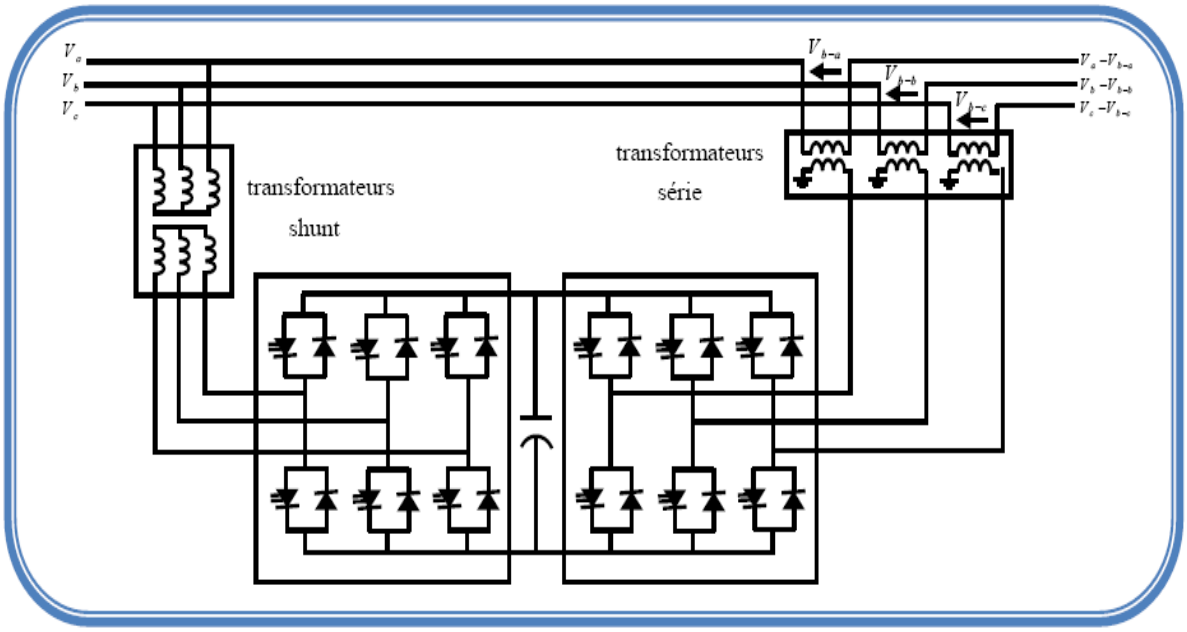


Figure. I. 11 : Schéma simplifié d'un UPFC connecté au réseau électrique.

Les deux onduleurs sont interconnectés par un bus continu et par un condensateur de filtrage comme indiqué sur la figure (I.11).

L'onduleur série injecte une tension à la même fréquence que celle du réseau et dont l'amplitude et la phase est ajustable. Ce réglage d'amplitude et de phase permet d'obtenir trois modes de fonctionnement de la partie série :

- Contrôle de tension : la tension injectée est en phase avec celle du coté shunt.
- Contrôle de l'impédance de ligne : la tension injectée est en quadrature avec le courant de ligne. Ce mode permet de faire varier l'impédance de la ligne comme un compensateur série.
- Contrôle de phase : l'amplitude et la phase de la tension injectée sont calculées de manière à obtenir le même module de la tension avant et après l'UPFC.

Le but principal de ces trois modes de fonctionnement est le contrôle des puissances actives et réactive qui transitent dans la ligne. De plus, l'UPFC est capable de combiner les différentes compensations et de basculer d'un mode de fonctionnement à un autre.

La partie shunt peut être utilisée afin de compenser la puissance réactive pour le maintien du plan de la tension au nœud S et éventuellement fournir de la puissance active injectée dans le réseau par la partie série.

I.7 HVDC (High Voltage Direct Current)

Dans les années 1950, avec le développement des interrupteurs au mercure, les systèmes de transport haute tension à courant continu (HVDC : High Voltage Direct Current) sont devenus attractifs pour les transmissions de puissance longue distance. Leur principe de fonctionnement peut être résumé de la manière suivante : la puissance alternative fournie par une (ou plusieurs) source(s) est dans un premier temps transformée en une puissance continue. Un convertisseur (redresseur) assure l'opération. La puissance continue transite ensuite par l'intermédiaire d'une ligne de transmission et, finalement, un autre convertisseur (onduleur) transforme cette puissance continue en une puissance alternative délivrée à une ou Plusieurs charge(s).

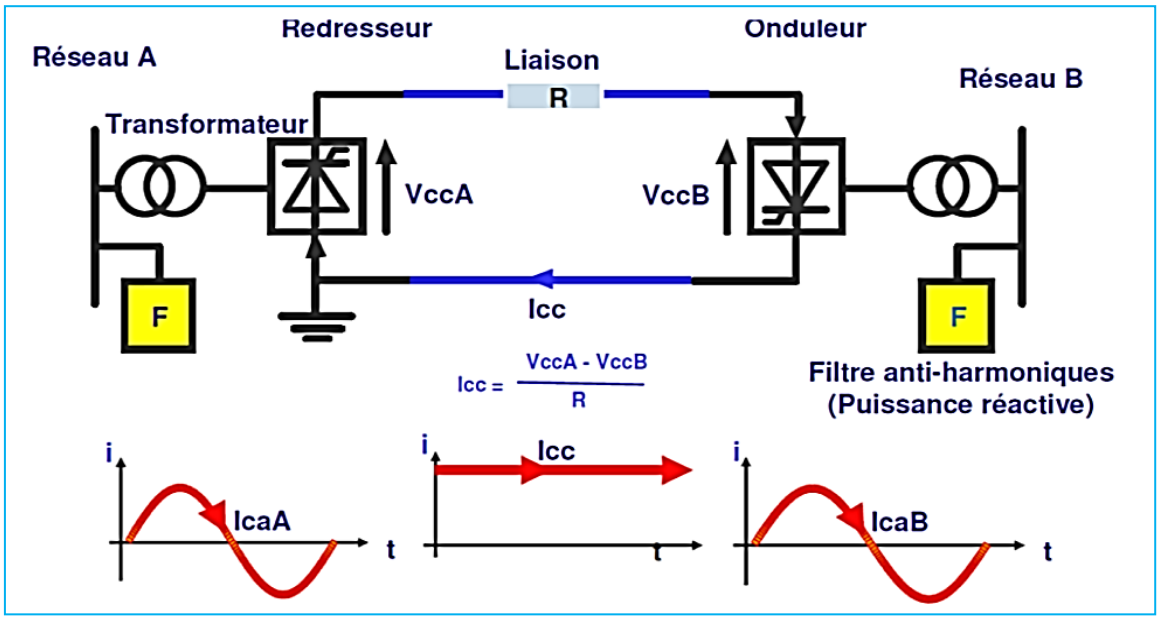


Figure. I. 12 : Schéma d'une ligne de transport à CC reliant deux réseaux.

I.8 Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre, les dispositifs FACTS de types séries, parallèles et hybrides. Et examiner les FACTS les plus utilisés à l'être dans la perspective des évolutions de l'électronique de puissance. Les solutions FACTS seront de plus en plus compétitives face aux développements des réseaux appelés à fonctionner prés de leur limite de stabilité. Nous nous intéresserons tout particulièrement dans la suite de notre étude à la présentation et le fonctionnement des systèmes HVDC.

Chapitre II

Présentation des Systèmes HVDC

II.1 Introduction

La motivation première pour le développement de la technologie du transport à courant continu (HVDC : High Voltage Direct Current) était son efficacité de transmission, car les pertes de puissance d'une ligne de transmission à courant continu (C.C) sont inférieures à celles d'une ligne correspondante à courant alternatif (C.A) pour la même quantité d'énergie transportée. La technologie HVDC a pu se développer grâce aux commutateurs de conversion capables de résister à des tensions élevées.

II.2 Aperçu Historique

Première liaisons du transport en courant continu était en 1906 sur une distance de 200 Km (Moutiers et Lyon) d'une puissance de 20 MW, ont été réalisées en utilisant des génératrices et moteurs à courant connectés en série pour la transformation énergie mécanique énergie électrique.

Le courant alternatif a très vite pris l'avantage dans le développement des liaisons de transport grâce à l'invention du transformateur, tandis que les recherches se poursuivaient sur des moyens statiques de transformation courant alternatif- courant continu : thyristors et valve à vapeur de mercure.

En 1939, une liaison continu de 1 MW est réalisée en Suisse par la compagnie d'électrique Brown Bovery utilisant des valves à vapeur de mercure .En 1940 AEG Siemens réalisent une liaison de30KW avec la même technologie .Ces réalisation ne convainquirent pas en raison de la tension directe supportée par ces valves qui reste trop faible pour une utilisation d'une liaison de transport.

En 1954, la technologie de valve vapeur de mercure suffisamment mûri pour être utilisée dans la première liaison continu commerciale reliant l'ile de Gotland à la Suède. A partir de ce moment nombreuse liaison conteuse sont réalisée, en particulaire la première liaison entre la France et Grande Bretagne de 160 MW en 1961.

En 1965 Générale Electrique réalisée en laboratoire un thyristor .Cette technologie évolue et en 1970, un convertisseur a thyristor est installée en série avec convertisseurs de Gotland, donnant lieu à la première installation commerciale utilisant cette technologie .Les valve à thyristor remplacent alors les valves à vapeur de mercure dans les nouvelles liaisons ou dans les rénovations de liaisons existantes.

En 1986 le grand projet sous-marin IFA2000 entre France et l'Angleterre de 2000 MW est lancé En 1997, la technologie des sources de tension, issue de celle des variateurs de vitesse pour moteur, évolue vers des tensions plus élevées, la rendant utilisable pour des liaisons de transport.

En 1999, la première liaison commerciale 50 MW de ce type est réalisée par ABB à Gotland, Suède.

Actuellement, les nouvelle liaisons sont réalisées tant avec la technologie des thyristors qu'avec celle des sources de tension, souvent en fonction du niveau de puissance [1].

Le projet BorWin1 est le premier raccordement HVDC au monde entre un parc éolien marin et le réseau AC à terre.

Basée sur HVDC Light et longue de 200 km, la liaison relie le parc BARD Off-shore 1, en mer du Nord, au réseau de distribution allemand en courant alternatif à haute tension (CAHT). 400 MW y transitent depuis fin 2009, à une tension continue d'environ 150 kV [12].

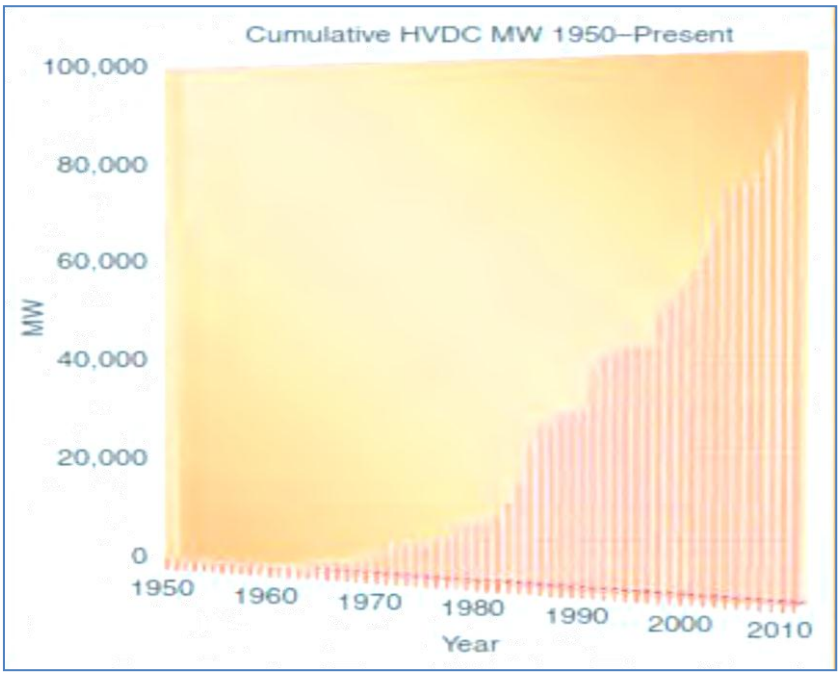


Figure. II. 1 : Évolution de la capacité de transmission des systèmes HVDC dans le monde.

Pour l'instant, les premiers équipements à 600 MW d'AREVA T&D sont prévus pour 2009-2010. Les fermes éoliennes off-shore sont les emplacements parfaits pour ces convertisseurs de taille moyenne. Très rapidement, une deuxième phase permettra de produire des équipements deux fois plus puissants. Le marché évolue rapidement.

Autre réalisation HVDC Light : la nouvelle interconnexion est-ouest qui transportera 500 MW à 200 kV entre l'Irlande et le Pays de Galles. Sur les 250 km séparant les stations de conversion, 186 km sont parcourus par un câble sous-marin en mer d'Irlande et les 64 km restants, par de courts câbles terrestres. La liaison sera opérationnelle en 2012 [13].

En 2012, la plus longue liaison HVDC du monde, sous le nom Rio Madeira (environ 2500 km), reliera l'Amazonas et la zone du Sao Paulo en Brésil [14].

L'Europe, notamment, compte plusieurs projets bien avancés de méga parcs éoliens marins impliquant un transit d'énergie fiable et robuste pour rejoindre le littoral.

Aux États-Unis, le transport électrique est désormais reconnu comme le premier obstacle à une percée de l'éolien et à son objectif d'assurer 20 % de la fourniture électrique du pays, à l'horizon 2025 : la modernisation de ce réseau vétuste est donc le préalable au développement d'une énergie durable [12].

II.3 Définition et principe de fonctionnement

II.3.1 Définition de L' HVDC

HVDC est un équipement d'électronique de puissance utilisé pour la transmission de l'électricité en courant continu haut tension. Le nom est le sigle anglais pour High Voltage Current, c'est-à-dire courant continu haut tension(en voix parfois -rarement-CCHT en français).

II.3.2 principe de fonctionnement

Un système de transport à C.C. utilise une ligne à CC pour relier deux réseaux à CA. La figure (II.2) montre les parties essentielles du système. Le convertisseur 1 est un redresseur en pont triphasé, convertissant la puissance alternative du réseau 1 en puissance continue. Celle-ci est transportée sur une ligne composée de deux conducteurs et reconvertie en puissance alternative par le convertisseur 2, fonctionnant en onduleur. L'onduleur est de type à commutation naturelle. Les deux réseaux peuvent fonctionner à des fréquences différentes, sans affecter le transfert de puissance.

Des inductances de lissage L_1 et L_2 et des filtres F_{CC} sont ajoutés, afin de réduire l'ondulation des tensions de ligne V_{d1} et V_{d2}. Sans ces filtres et ces inductances de lissage, les tensions saccadées V_{1G} et V_{2G} produiraient dans la ligne des courants harmoniques excessifs.

Afin de supporter la haute tension imposée par la ligne de transport et le réseau à CA., chaque thyristor montré sur la figure est en réalité composé de plusieurs thyristors connectés en série. Cet ensemble de thyristors est appelé valve.

Par exemple, une valve à 50 kV peut être composée de 50 thyristors raccordés en série. Les thyristors formant une branche du convertisseur sont allumés simultanément par fibre optique. On peut inverser la direction de la puissance en faisant varier les angles de retard à l'amorçage α_1 et α_2 de sorte que le convertisseur 1 fonctionne en onduleur et le convertisseur 2 en redresseur. Le changement des angles d'amorçage inverse la polarité des conducteurs, mais la direction du courant demeure la même. Le sens des courants est imposé par les thyristors qui bloquent tout courant en sens inverse.

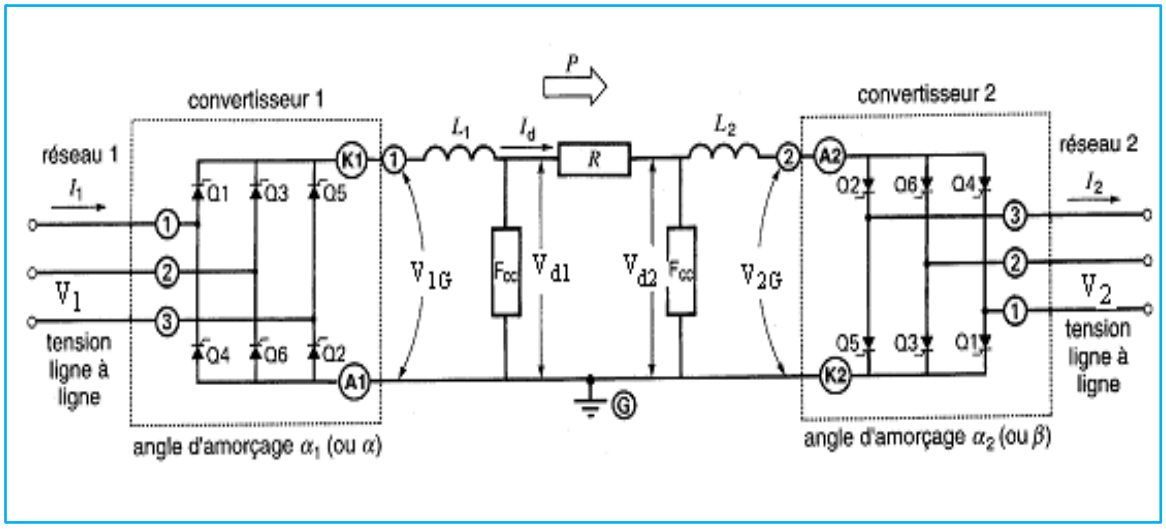


Figure. II. 2 : Schéma de principe de HVDC reliant deux réseaux triphasés.

II.4 Éléments d'une ligne de transport à HVDC

Un système de transport à courant continu comprend plusieurs éléments qui assurent son bon fonctionnement En se référant à la figure (II.3), on remarque les composants principaux, sont :

1- Les inductances de lissage L.
2- Les filtres d'harmoniques du côté C.C. ($F_{C.C.}$).
3- Les filtres d'harmoniques du côté C.A. ($F_{C.A.}$).
4- Les transformateurs (T).
5- Les sources de puissance réactive (Q).
6- Les électrodes de mise à la terre (MALT).
7- Une liaison par micro-onde ou fibre optique entre les postes de conversion.

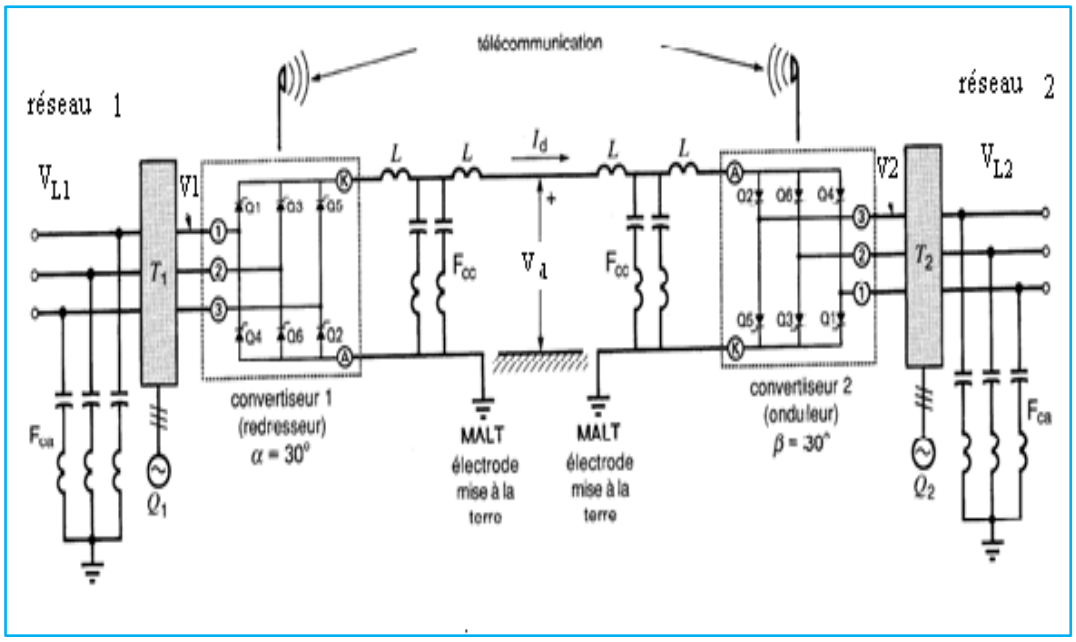


Figure. II. 3 : Schéma du l'HVDC montrant les éléments principaux.

II.4.1 Poste de conversion « Émetteur »

La structure classique d'une station de conversion est donnée ci-dessous. On y trouve deux transformateurs triphasés dont les couplages sont : YD et YY ce qui permet d'obtenir un système de 12 tensions décalés de π/12 et donc de faire du redressement do déca phase. Cela permet de limiter au maximum les contraintes sur les filtres, que ce soit coté AC que du côté DC.

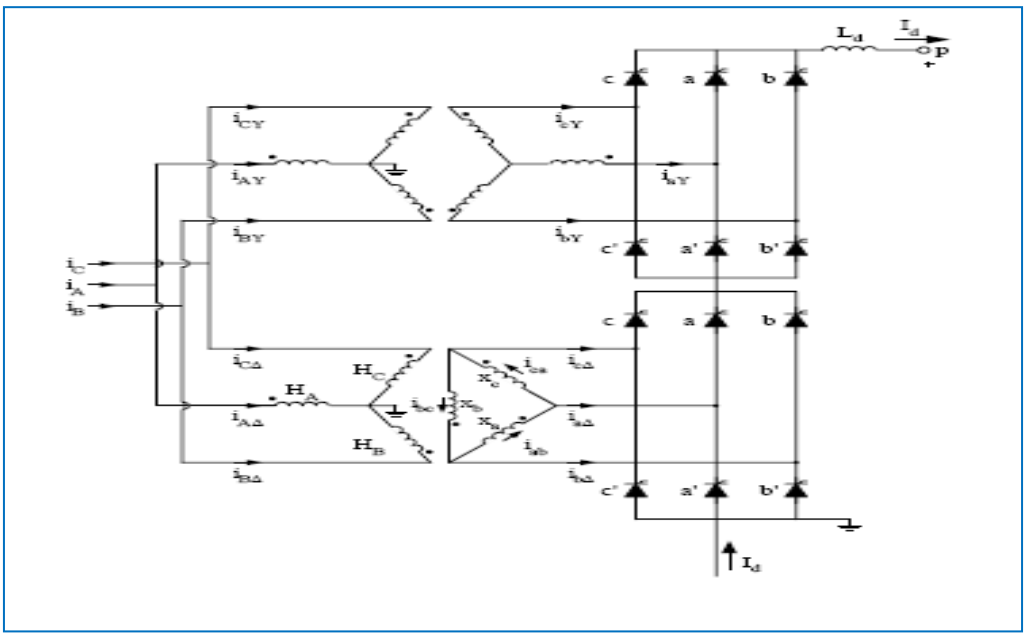


Figure. II. 4 : Pont convertisseur à 12 impulsions.

II.4.2 Les convertisseurs

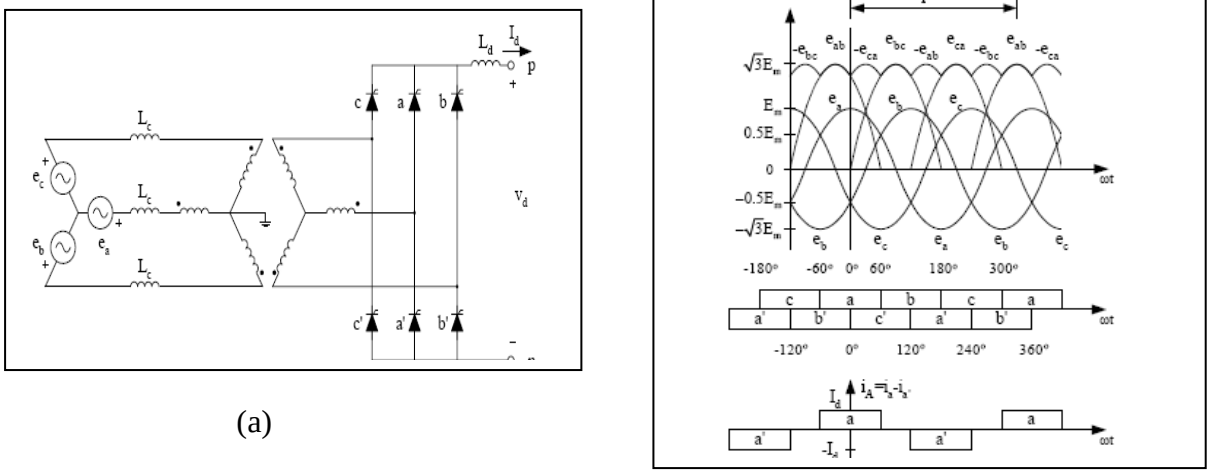
Ils sont constitués habituellement par deux ponts triphasés connectés en série pour former un système de douze interrupteurs. (Limitation des harmoniques).

L'utilisation d'un convertisseur à 12 impulsions est pratiquement plus préférable du point de vue réduction d'harmoniques.

C'est pour cette raison le convertisseur est do déca phase représenté en figures tend à devenir l'unité de conversion de base dans les projets actuels et futures de transport en courant continu.

Pour la conversion alternative/continue plusieurs variantes de schéma de conversion peuvent être utilisées pour la base et moyenne puissance.

Par contre en haute tension et particulièrement en HVDC le schéma universel adopté est celui de convertisseur triphasé double alternance connu sous le nom du pont de Greatz.



(a) (b)

Figure. II. 5 : (a)-Pont convertisseur à 6 impulsions. (b)-ordre d'enclenchement des thyristors.

Il est connu que ce type de structure est réversible en tension mais pas en courant. On associé à l'autre bout de la ligne de transport la même structure inversé pour assurer la circulation du courant et le réglage du sens de transfert s'effectue donc en faisant varier l'angle de commande des thyristors.

III.4.3 Les transformateurs

Les transformateurs qui alimentant les convertisseurs peuvent avoir différentes configurations réalisant un changement de tension pour fournir au pont un système triphasé ou héxaphasé de tension alternative dont l'amplitude permet d'atteindre la tension continue désirée.

Ces transformateurs sont connectés en étoile/étoile et étoile/triangle dont le déphasage de tension est de 30 degré, ils assurent l'isolation galvanique entre le réseau alternatif et la ligne à courant continu.

Décalés de π/12 et donc de faire redressement dodécaphasé, cela permet de limiter au maximum les contraintes sur les filtres, que ce soit coté AC que du côté DC.
Les transformateurs de conversion assurent les fonctions suivantes :

• Alimenter les redresseurs avec un terne de tensions en CA réglé en amplitude par le système de contrôle du poste HVDC ;

• Assurer une séparation électrique du réseau et les redresseurs (onduleurs) afin d'éviter que des tensions continues soient injectées dans le réseau;

• Réduire le bruit harmonique engendré par les convertisseurs (redresseurs et onduleurs) vers le réseau ;

• Limiter le courant de défaut dans les thyristors des convertisseurs en cas de court-circuit ;
Un exemple de transformateur de conversion est montré dans la Figure(II.6) .

Figure. II. 6 : Transformateurs de conversion.

II.4.4 Les Filtres

Trois types de filtres sont utilisés dans le système HVDC :

Filtre à CA : ce sont des circuits passifs qui sont utilisés pour fournir une faible impédance et des raccourcis pour les harmoniques des courants alternatifs.

Filtre à CC : ceux-ci sont semblables aux filtres du CA et sont utilisés pour le filtrage des harmoniques superposés à la composante continue.

Filtre à haute fréquence : ceux-ci sont connectés entre le transformateur de la station de conversion et le bus coté alternatif pour refouler les harmoniques de courant de haute fréquence.

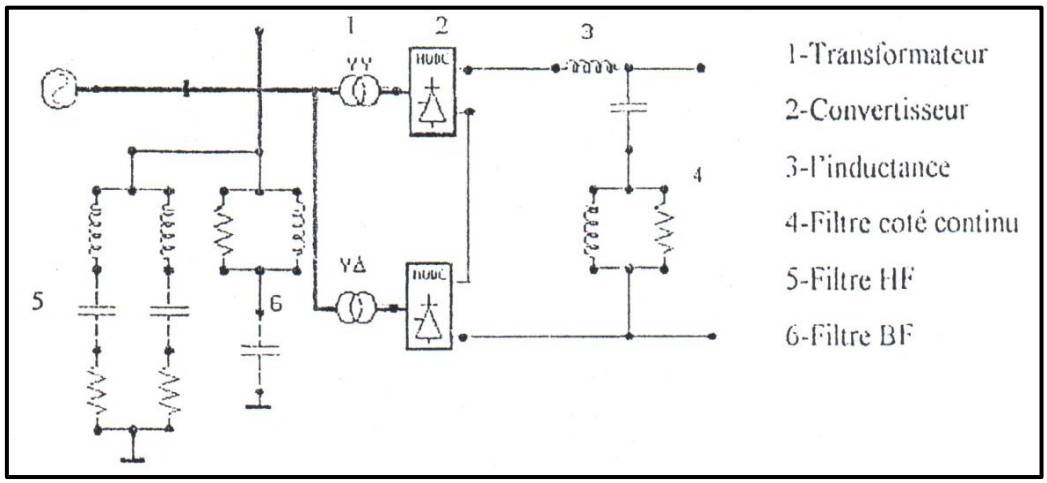


Figure. II. 7 : Différents filtres.

II.4.5 Réactance de lissage

Une réactance suffisamment grande est utilisée du coté continu pour lisser le courant continu et aussi pour la protection.

II.4.6 Source de puissance réactive

La puissance réactive absorbée par les convertisseurs peut être fournie par les réseaux C.A. Auxquels les convertisseurs sont raccordés. En pratique, on utilise une source locale comme un compensateur statique ou un compensateur synchrone. Comme la puissance active transportée varie au cours de la journée, on doit ajuster la puissance réactive en conséquence. Parfois, la puissance réactive est fournie entièrement par des bancs de condensateurs et par des filtres C.A.

II.4.7 Électrode de mise à la terre

L'électrode de mise à la terre mérite une attention particulière car la présence d'un courant continu circulant dans la terre produit de la corrosion. Pour cette raison, l'électrode est toujours placée à quelques kilomètres du poste de conversion. Le conducteur de mise à la terre est soit un câble blinde, soit une ligne aérienne supportée par des poteaux.

On apporte un soin particulier à la construction de l'électrode afin de réduire la résistance de mise à la terre. Cette résistance devient importante lorsque la ligne fonctionne temporairement en mode monopolaire. Dans ce cas, le courant circulant dans le sol peut être de l'ordre de 1000 à 2000A. La chaleur créée pourrait assécher le sol, ce qui provoquerait une augmentation progressive de la résistance. Les meilleurs sites de mise à la terre utilisent une masse d'eau, comme la mer.

II.5 Évaluation des coûts de la transmission

Une liaison a courant alternatif est constituée au minimum de trois conducteurs dont chacun est isolé à la tension de pic de la tension phase mais la puissance transmise est liée aux valeurs efficaces, d'autant plus, la constrictive des lignes doit aussi tenir en compte la circulation d'énergie réactive. Par contre une ligne à courant continu nécessite seulement deux conducteurs ou la tension normale du fonctionnement est celle normale de la ligne. Lorsque la distance est importante le transport en courant continu peut être une solution économique. En effet le coût des stations d'extrémités est compensé par les économies réalisées sur le coût de lignes (conducteurs et pylônes).

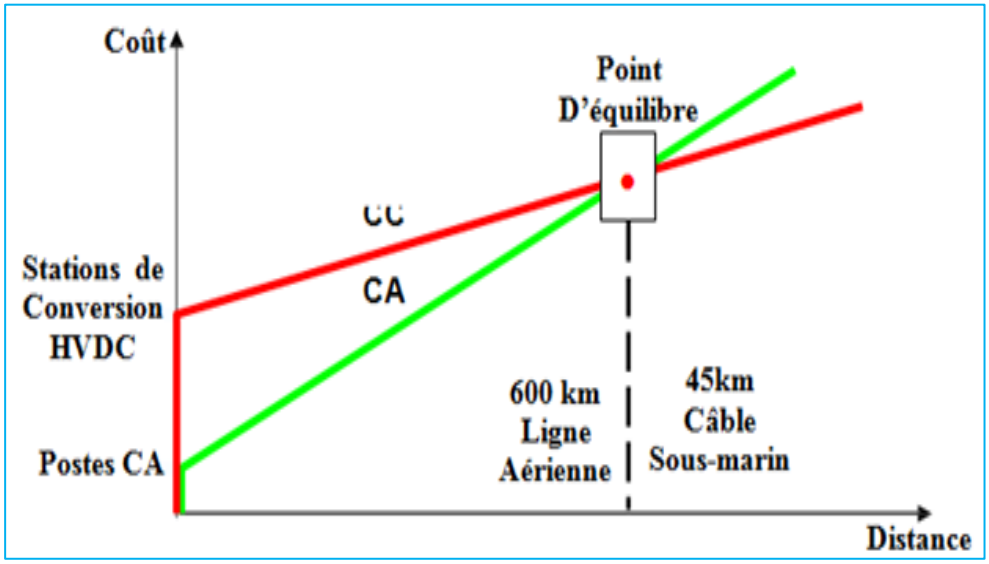


Figure. II. 8 : Coût d'une transmission en fonction de la longueur d'une ligne.

II.6 Évaluation de Considérations Techniques

II.6.1 Pertes minimes

Les pertes d'un système HVDC apparaissent deux niveaux : en ligne et aux bornes des convertisseurs AC-DC. Ces dernières représentent environ 1 à 1,5 % de l'énergie transitée, ce qui est peu comparativement aux pertes en ligne, qui sont fonction de la résistance des conducteurs et de l'intensité du courant.

Sachant qu'il n'y a pas de transfert de puissance réactive sur les liaisons continues, les pertes en ligne du HVDC sont inférieures à celles d'AC. Dans la quasi-totalité des cas, les pertes totales en régime continu sont à transit de puissance égal ou inférieures à celles de l'alternatif.

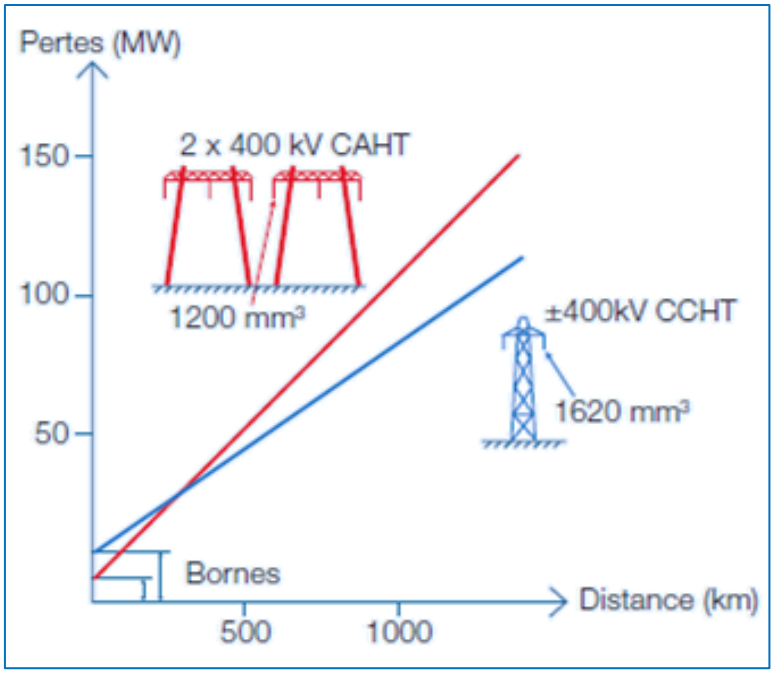


Figure. II. 9 : Les liaisons HVDC et les liaisons HVAC.

II.6.2 Alimenter et stabiliser un réseau à courant alternatif

La commande de la puissance à courant continue peut se faire beaucoup plus rapidement. Par exemple, on peut en moins d'une seconde inverser des puissances de plusieurs centaines de mégawatts. La rapidité des systèmes de commande permet aussi de limiter les courants de court-circuit à des valeurs bien inférieures à celles rencontrées sur un réseau à AC. Enfin, cette réponse rapide permet d'utiliser une ligne à DC pour alimenter et stabiliser un réseau à courant alternatif. Lorsque le réseau à AC est sur le point de devenir instable suite à une perturbation, on peut moduler la puissance à DC de façon à amortir les oscillations.

II.6.3 Liaisons longues souterraines et sous-marines

Le transport à très haute tension à courant continu HVDC par câbles sous-marins ou souterrains constitue une solution toujours très coûteuse à laquelle on n'a recours que lorsque le transport par lignes aériennes s'avère impossible. C'est le cas des liaisons sous-marines (alimentation d'île, raccordement d'une centrale éolienne off-shore, interconnexion de deux réseaux séparés par la mer) et des liaisons souterraines dans les zones fortement urbanisées,

protégées où dans lesquelles l'opinion publique s'oppose à la construction de nouveaux ouvrages de transport aériens.

Le transport en courant continu permet de réduire notablement le coût des câbles (il y a un ou deux conducteurs au lieu de trois, la tenue de tension est entièrement exploitée, la capacité de transit est exploitée à 100 % grâce à la maîtrise du flux de puissance...).

Le courant continu permet de s'affranchir des problèmes de puissance réactive générée par les câbles en courant alternatif qui conduisent à un surdimensionnement, voire à une impossibilité technique en effet, pour les grandes longueurs, il est nécessaire d'absorber cette puissance parasite dans des postes intermédiaires le long du câble, ce qui est fréquemment impossible, en particulier dans les liaisons sous-marines.

Ainsi, à partir d'une certaine valeur du couple longueur — puissance (ex: 1 000 MW sur 40km, 200 MW sur 200 km), le transport à courant continu devient compétitif avec le transport en courant alternatif.

II.6.4 Liaisons entre grande centrale électrique et charge distante

La technologie HVDC offre de grands avantages pour le transport d'une grande puissance depuis une centrale électrique vers une charge éloignée. À la différence des lignes AC, les lignes HVDC n'ont pas besoin de compensation sur de longues distances, la stabilité de la centrale n'est pas menacée, les pertes en lignes sont également très réduites.

La réduction des pertes est en particulier liée au fait que la résistance en courant continu des lignes est plus faible qu'en courant alternatif (absence d'effet de peau), mais surtout au fait que seule la puissance active est transportée en courant continu. Les pertes Joule dues au transport de la puissance réactive n'existent pas en courant continu, le courant est donc seulement limité par les capacités thermiques des conducteurs. Inversement le courant continu haute tension implique des pertes supplémentaires dans les stations de conversion. En dehors de toute considération technique, le choix économique d'utiliser ou pas du courant continu pour une liaison de grande longueur est lié en particulier un équilibre en trois paramètres :

* le coût supplémentaire des stations de conversion ;

* les pertes de ces stations de conversion ;

* les pertes en ligne.

II.6.5 L'interconnexion asynchrone de deux systèmes d'alimentation

On ne peut relier deux réseaux que s'ils fonctionnent à la même fréquence. De plus, l'échange de puissance dans le transport AC est imposé par la réactance de la ligne et le déphasage des tensions entre les deux extrémités. Par contre, la fréquence, la réactance et le déphasage n'interviennent pas dans le transport à DC seule la résistance de la ligne et la différence des tensions entre les deux extrémités détermine la puissance transitée.

II.6.6 Augmentation de la capacité de transit

La conversion de lignes de transport existantes en liaisons à courant continu permet d'en augmenter fortement la capacité de transit. Cela pourrait constituer dans l'avenir, face aux pressions visant à préserver l'environnement, une solution d'ultime recours quand il faut nécessairement augmenter la capacité d'un couloir de lignes dans une région donnée.

En 2004, environ 70 000 MW Sont transportés dans le monde en courant continu par une centaine de liaisons.

II.6.7 L'intégration de sources d'énergie renouvelables dans les réseaux

Le thème des lignes HVDC revient régulièrement dans les débats concernant les énergies renouvelables pour plusieurs raisons. Premièrement, comme vu dans le précédent chapitre, les câbles à courant continu sont les seules solutions pour transporter de l'électricité sous l'eau sur de longues distances. Elles sont donc utilisées pour raccorder les fermes éoliennes offshores éloignées des côtes. La technologie VSC est utilisée car elle nécessite moins d'espace, ne nécessite pas de réseau fort et peut ainsi alimenter une source passive ou évacuer l'énergie provenant d'une centrale fonctionnant par intermittence.

Deuxièmement, les énergies renouvelables modifient la typologie des flux sur le réseau. Ceux-ci fluctuent désormais plus fréquemment, avec des amplitudes de variation plus marquées, et couvrent des distances plus longues. Ce dernier a été conçu pour transporter la puissance depuis des centrales électriques de forte puissance vers les centres de consommation. Les lignes sont donc conçues pour transporter le courant dans un sens bien défini. Les sources d'énergie renouvelable ne se trouvant rarement au même endroit que les centrales de forte puissance, le réseau doit être renforcé là où sont connectées les nouvelles centrales. Par ailleurs les énergies renouvelables fluctuant, il devient important de pouvoir transporter l'électricité sur de plus grande distances.

II.7 Les inconvénients

La demande de transmission d'énergie HVDC est limité par des facteurs tels que:

a) Haut coût de l'équipement de conversion,

b) Incapacité d'utiliser des transformateurs pour modifier les niveaux de tension,

c) Génération des harmoniques,

d) Besoin d'une source de puissance réactive,

e) Complexité des contrôles.

Au fil de sans, il ya eu des avancées significatives de technologie à courant continu, qui ont permis de pallier les inconvénients énumérés ci-dessus, sauf pour l'inconvénient cité en b.

Les progrès de la technologie à courant continu sont les suivants :

- augmentation de la côte d'une cellule de thyristor qui constitue une valve,
- système de conversion à12 pulsations,
- utilisation de la commutation forcée [15].

II.8 Les différentes configurations des lignes de transport d'énergie à C.C

II.8.1 Configuration monopolaire

Configuration monopolaire est montrée dans la figure (II.10). Elle utilise un seul conducteur et le chemin de retour est assuré par la terre ou l'eau. Les considérations économiques conduisent souvent à privilégier ces systèmes dans le cadre de transmission par câble. Cette configuration peut aussi être la première étape dans la conception d'un système bipolaire.

A la place d'un retour par la terre, un conducteur métallique à basse tension peut être utilisé lorsque la résistivité de la terre est trop importante, ou encore, lorsque les interférences avec des structures métalliques sous-terraines/sous-marines sont préjudiciables[1].

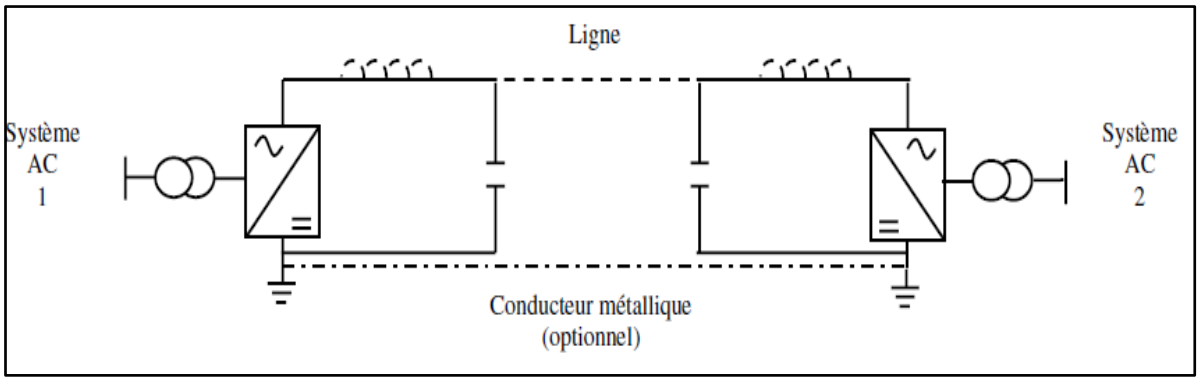


Figure. II. 10 : Configuration monopolaire.

II.8.2 La configuration bipolaire

La configuration bipolaire (figure (II.11)) est généralement utilisée pour une transmission de puissance par voie aérienne. Dans ces systèmes, nous trouvons deux conducteurs, un par polarité (positive ou négative), et chaque terminal possède deux convertisseurs connectés en série du côté DC et fonctionnant à la même tension nominale. Les jonctions entre les convertisseurs sont réalisées par la terre. Normalement, les courants qui traversent les conducteurs sont égaux et il n'y a pas de courants qui s'écoulent dans la terre. Les deux pôles peuvent fonctionner indépendamment et par conséquent si un pôle est isolé à cause d'un défaut sur son conducteur, l'autre pôle peut transporter la moitié de la puissance nominale voire plus en considérant les possibilités de surcharge des convertisseurs et de la ligne. Du point de vue des performances, une configuration bipolaire est considérée comme étant l'équivalent d'une transmission AC utilisant deux lignes [1].

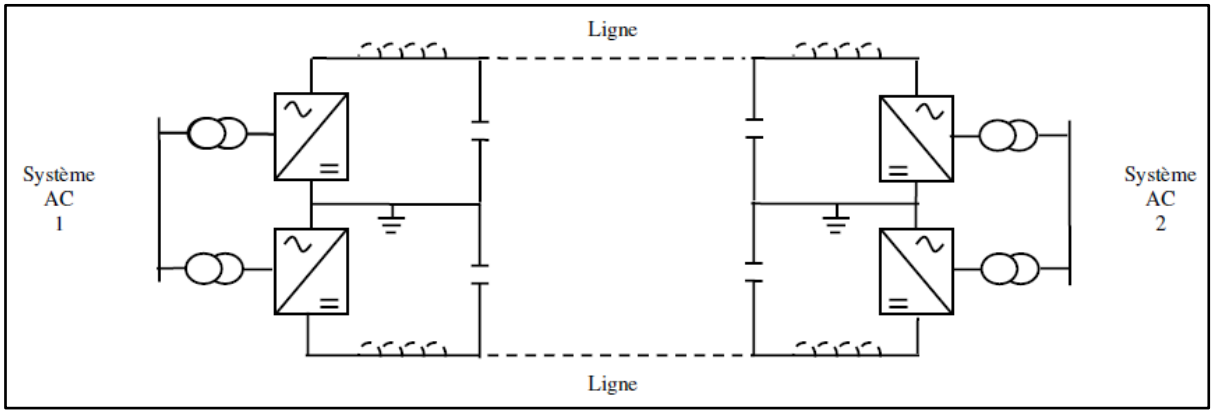


Figure. II. 11 : Configuration bipolaire.

II.8.3 Systems DC "back-to-back"

Dans un système de transmission de puissance "back-to-back", le redresseur (convertisseur AC - DC) et l'onduleur (convertisseur DC - AC) sont d'une part localisez dons une même station, c'est-à-dire un même bâtiment, et d'autre part reliés par l'intermédiaire d'une inductance en série pour les convertisseurs CSC ou d'un condensateur en parallèle pour les convertisseurs VSC (figure(II.12)). Cette catégorie de système est couramment utilisée pour interconnecter deux systèmes AC asynchrones qui peuvent soit opérer à des fréquences nominales déférentes, soit le faire sans être synchronisé [1].

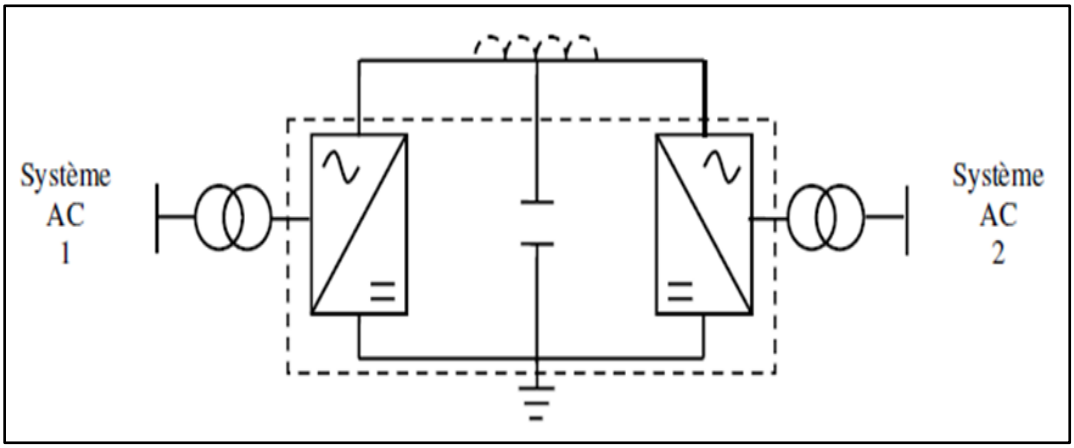


Figure. II. 12 : System DC "back-to back".

II.9 Types de convertisseurs (VSC, CSC)

Un système de transport d'énergie HVDC nécessite un convertisseur électronique pour convertir l'énergie électrique à partir d'un système AC à un système DC ou vice versa. Deux types du convertisseur triphasés principaux existent : le convertisseur de source de courant (CSC) et le convertisseur de source de tension (VSC) (Figure. (I.13)) [15].

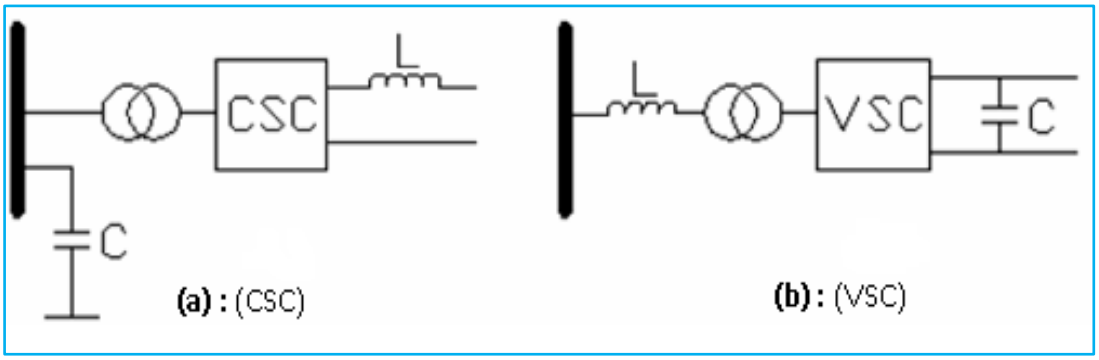


Figure. II. 13 : Types de convertisseurs.

II.9.1 Convertisseurs de source de courant (CSC)

La plupart de ces systèmes sont basés sur les convertisseurs de source de courant (CSC) utilisant la technologie de thyristor.

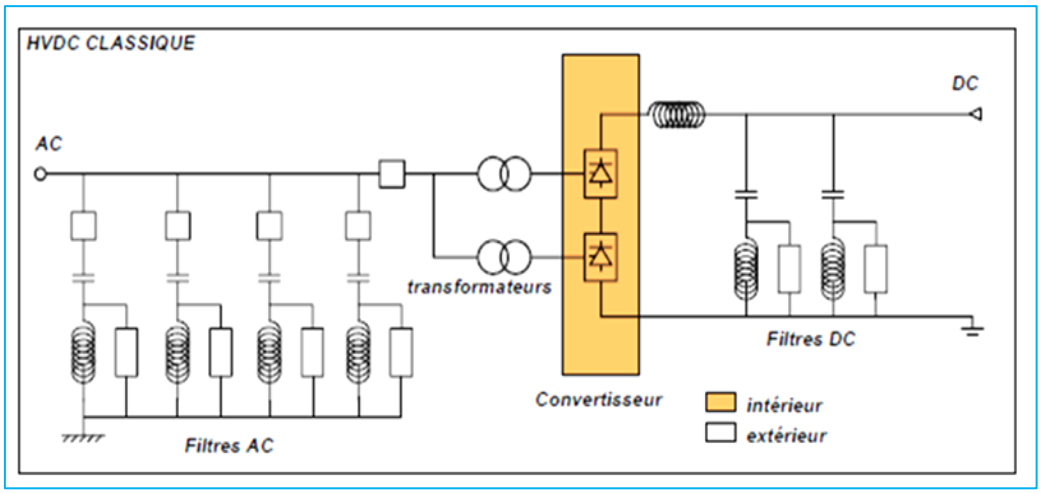


Figure. II. 14 : Schéma d'un poste de conversion de type (CSC).

Le schéma de fonctionnement d'un poste de conversion est montré dans la Figure (I.14) : on y remarque la présence des filtres aux deux bornes, les transformateurs de conversion et les modules de valves à thyristors. La figure représente un poste monopolaire avec électrode de retour [16].

II.9.2. Convertisseur à source de tension (VSC) basé sur IGBT

Convertisseur à source de tension, dont les éléments de base sont les IGBT (Transistors Bipolaire à Porte Isolée) dont la réalisation est plus récente et basée sur les retombées de l'électronique de puissance moderne.

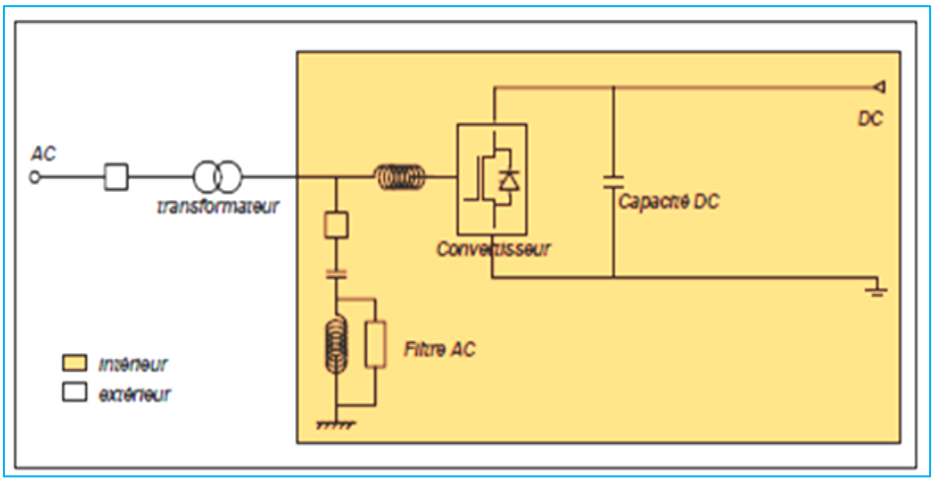


Figure. II. 15 : Schéma d'un poste de conversion de type (VSC).

Le schéma de fonctionnement d'un poste de conversion de type VSC est montré dans la Figure (II.15). On y remarque les transformateurs de conversion, le filtre intermédiaire et le module de valves à transistors IGBT. La figure représente un poste bipolaire[16].

II.10 Les avantages et les inconvénients de chaque type

II.10.1 Les avantages de convertisseurs CSC

- Ils sont adaptés pour le transport de grandes quantités d'énergie aux niveaux de tension les plus élevés (la technologie pour le niveau +/- 600 kV est tout à fait stabilisée [16].

- Le contrôle indépendant de la puissance active et de la tension réseau ne va pas de soi et impose des équipements supplémentaires pertes réduites.

II.10.2 Les inconvénients de convertisseurs CSC

- Les défauts de cette technologie de transmission sont l'absorption de la puissance réactive dans le système, l'existence des harmoniques ainsi que la valve, thyristor, ne peut pas être commute en position ouverte en pilotant directement la grille. Cela limite la portée de son application [14].

- Sensibilité aux défauts sur le réseau AC, encombrement, coût.

II.10.3 Les avantages de convertisseurs VSC

Pour un système HVDC, la présence de convertisseurs VSC apporte de précieux avantages

- Les harmoniques de faible ordre peuvent être grandement atténués si la fréquence de commutation des convertisseurs le permet, réduisant ainsi la taille des équipements de filtrage.

- Les convertisseurs VSC sont capables d'absorber et d'engendrer de la puissance réactive.

- La puissance active transportée par la ligne DC et les puissances réactives de chaque terminal sont contrôlées indépendamment.

- Les temps de réponse sont plus courts grâce à l'augmentation de la fréquence de commutation des commandes MLI. Cette fréquence était inférieure à 300 Hz lorsque les interrupteurs étaient réalisés à partir de thyristors. Elle devient maintenant supérieure à 1 kHz avec les GTO ou les IGBT [6].

- Les convertisseurs VSC sont indépendants du synchronisme.

Néanmoins, ces convertisseurs représentent l'avenir pour la conception des systèmes HVDC et ils peuvent être les candidats idéaux pour les domaines d'application suivants :

- La connexion de sources d'énergie renouvelables telles que les éoliennes.

- L'acheminement d'électricité vers des îles.
- L'apport d'énergie à des grandes villes qui sont soumises à des contraintes environnementales et de sécurité.

II.10.4 Les inconvénients de convertisseurs VSC-HVDC

- Malgré tout, en plus de leur coût, les convertisseurs VSC n'offrent pas la même facilité pour connecter les composants en série. Les pertes en conduction sont aussi plus importantes et la fiabilité des IGBT est plus faible que celle des thyristors.
- Le problème de la stabilisation des systèmes de transmission VSC-HVDC a attiré l'attention de la communauté d'énergie et aussi d'automatique. La conception de contrôleurs PI classique considère habituellement une condition de fonctionnement unique du système. Couplé à des réseaux très faibles, courants de défaut et les pertes.

II.11 Comparaison entre CSC et VSC

HVDC Classique	VSC HVDC
• Thyristors • Convertisseur source de courant • Fortes puissances (6400 MW / bipôle) • Câbles imprégnés • Absorbe du réactif (~0,6 P) • Pertes station ~1,35 % • Plus encombrant • Pcc réseau > 2,5 PN • Sensibilité forte aux défauts AC • lissage réacteur DC maintient constant DC • Ligne commutée ou forcé commutation	• IGBT • Convertisseur source de tension • Limité à 1000 MW / bipôle • Câbles synthétiques • Fourniture/Absorption réactif réglable • Pertes station ~2,2% • Moins encombrant (55% en moins) • Pas de besoin de Pcc réseau • Moindre sensibilité aux défauts AC • Black-start (important pour les éoliennes offshore) • DC capacité maintient directe tension constante • Auto commuté

Figure. II. 16 : Comparaison CSC-HVDC et VSC-HVDC.

II.12 Conclusion

Nous avons présenté les systèmes HVDC en général, expliqué les raisons pour lesquelles la considération des systèmes HVDC apporte un intérêt dans la transmission de puissance et ce par rapport à un transport en courant alternatif. Les avantages et les inconvénients du système ont été évoqués ainsi que les différentes configurations et les types des convertisseurs. Nous nous intéresserons tout particulièrement dans la suite de notre étude à la modélisation des éléments du réseau électrique.

Chapitre III

Modélisation des Éléments du Réseau Électrique

III.1 Introduction

L'objet de ce chapitre est de présenter les modèles des différents éléments qui contribuent au transfert de la puissance active. Ainsi, nous allons dans un premier temps étudier la modélisation de la source de puissance. Nous pourrons voir que celle-ci sera décrite par une génératrice synchrone. Le modèle de ligne de transmission sera aussi un élément essentiel dans notre système.

III.2 Présentation générale des réseaux

La fonction principale des réseaux de distribution et de transport est d'assurer la mise en commun de tous les moyens de production pour fournir l'énergie électrique aux différents utilisateurs. Les points de production sont des centrales qui produisent l'énergie électrique provenant de diverses sources d'énergie primaire : nucléaire, hydro- électrique, charbon . . . et naturellement les énergies renouvelables : éolienne, PV. . .

Traditionnellement, les réseaux électriques sont décomposés en trois sous systèmes : la génération, le transport et la distribution. Chaque sous-système est relié par des postes chargés de l'adaptation des niveaux de tension. Traditionnellement, ces réseaux utilisent des courants alternatifs à basse fréquence (50 Hz ou 60 Hz).

Nous distinguons trois types de réseaux électriques :

III.2.1 Les réseaux de transport et d'interconnexion

Qui ont pour mission de collecter l'énergie produite par les centrales et de l'acheminer avec les flux les plus importants possibles vers les zones de consommation afin de permettre une exploitation sûre et économique des moyens de production. Le niveau de tension dépend du pays, mais normalement, le niveau de tension est établi entre 220 kV et 800 kV (exemple 765 kV en Afrique du sud).

III.2.2 Les réseaux de répartition :

Qui reçoivent l'énergie des réseaux de transport et leur rôle est de mener l'électricité aux villes et aux importants clients industriels, Le niveau de tension de ces réseaux est entre 45 kV et 160 kV, ils assurent la desserte des points de livraison à la distribution.

III.2.3 Les réseaux de distribution

Les réseaux de distribution qui desservent les postes de distribution publique, alimentant les réseaux en basse tension, et les postes clients.

Le niveau de tension est entre 4 kV à 45 kV pour la moyenne tension et quelques centaines de volts pour la basse tension (230/400 V) Toute défaillance sur ces réseaux peut

entraîner des défauts d'alimentation sur des zones étendues, des chutes de tension importantes ou même des pertes de synchronisme des alternateurs de centrales. Des dispositions sont prises afin qu'un incident ou une avarie sur une unité de production ou une ligne de transport n'ait que peu ou pas de répercussion sur les utilisateurs.

Ils sont aujourd'hui équipés de systèmes de protection très élaborés, sélectifs, permettant l'élimination des défauts pouvant les affecter et ainsi nuire à la fois et à la qualité de fourniture, à la sécurité des biens et des personnes. Dans un pays, les réseaux de transport et de distribution publics assurent le transfert d'énergie électrique de points de production aux points de consommation.

III.3 Modélisation de la machine synchrone

Les différentes machines ne sont pas indépendantes entre elles, mais reliées par un réseau d'énergie électrique. Celui ci correspond à un ensemble de lignes, transformateurs, machines, charges, jeux de barres, dispositifs de régulation etc. La machine synchrone représente l'élément essentiel dans l'étude de la stabilité des systèmes d'énergie électriques. Les machines synchrones participent de façon extrêmement importante aux phénomènes dynamiques et à la qualité globale de l'alimentation en énergie. Il est donc nécessaire de développer des modèles pratiques et réalistes.

L'alternateur est une machine synchrone composé des ensembles suivants [36,88] : le stator comprend un circuit magnétique constitué par des tôles isolées les une des autres. Dans sa partie intérieure, le circuit magnétique comporte des encoches uniformément réparties dans lesquelles vient se loger l'enroulement triphasé du stator. La sortie de chacune des phases du stator est connectée au réseau triphasé d'utilisation. Le rotor tourne à l'intérieur du stator immobile. Il porte des encoches disposées dans sa périphérie, un enroulement parcouru par un courant continu (courant d'excitation). Le rotor excité en courant continu, produit un champ tournant; ce champ tournant engendre des forces électromotrices dans chacune des phases de l'enroulement du stator. La machine est munie d'un autre type d'enroulements (dit amortisseurs). Pour les machines à pôles saillants, nous les trouvons sous formes de barres reliées à deux couronnes en court-circuit.

Pour les machines à pôles lisses, c'est la partie massive du fer rotorique qui joue le rôle d'amortisseur [17,18]. Les deux caractéristiques essentielles d'une machine synchrone sont :

- Le rotor est excité par un courant continu ;
- La vitesse de rotation qui est constante en régime permanent. Elle est donnée par :

$$N = 60\frac{f}{p}$$

Avec :

N : vitesse de rotation synchrone en [tr/min] ;

f : fréquence des courants statoriques en [Hz] ;

P : nombre de paires de pôles.

La figure (3.14) montre une représentation d'une machine synchrone à trois phases avec circuits amortisseurs [36,88] :

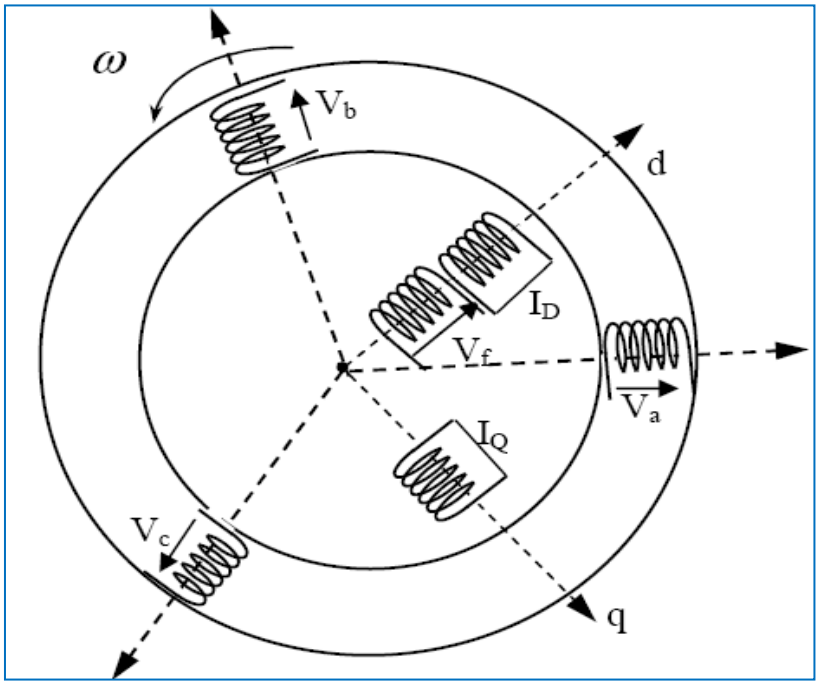


Figure. III. 1 : Machine synchrone triphasé.

Où :

a, b, c: enroulements statoriques ;

D: enroulement amortisseur longitudinal ;

Q: enroulement amortisseur transversal ;

III.3.1 Hypothèses simplificatrices

Afin de développer le modèle de la machine synchrone, plusieurs hypothèses sont considérées, telles que [17, 18,19]:

- Le circuit magnétique n'est pas saturé.
- La résistance des enroulements ne varie pas avec la température
- Entrefer constant.
- L'effet de la variation de la vitesse est négligé.
- L'influence des harmoniques est négligeable.
- L'effet d'hystérésis et des courants de Foucault dans les parties magnétiques sont négligés.

• On admettra que l'ensemble des amortisseurs peut être représenté par deux enroulements fermés D et Q en court circuit sur eux même.

• Les forces électromotrices sont réparties sinusoïdalement dans l'entrefer de la machine, il y a symétrie par rapport à l'axe magnétique du rotor.

III.3.2 Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park

La méthode de décomposition selon deux axes liés au rotor appliquée à la machine synchrone permet de résoudre un grand nombre de problème des régimes transitoires (problème de perturbations, oscillations, fonctionnement asynchrone). Cette méthode supprime la non-linéarité entre les grandeurs du stator et celles du rotor, les enroulements de la machine doivent être ordonnés selon deux axes perpendiculaires, chaque machine est modélisée dans sa référence locale (d-q) tournant avec son rotor. La transformation de Park permet de représenter la machine synchrone par une machine équivalente bipolaire où les enroulements statoriques a, b, c seront transférés vers le référentiel rotorique constitué par des enroulements orthogonaux selon les deux axes [36,38]. En désignant par θ, l'angle entre l'axe d et l'axe magnétique de la phase a, la transformée de Park est définie par :

$$A = \frac{2}{3}\begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad \text{(III.1)}$$

La représentation schématique de la figure (III.1) devient celle de la figure suivante :

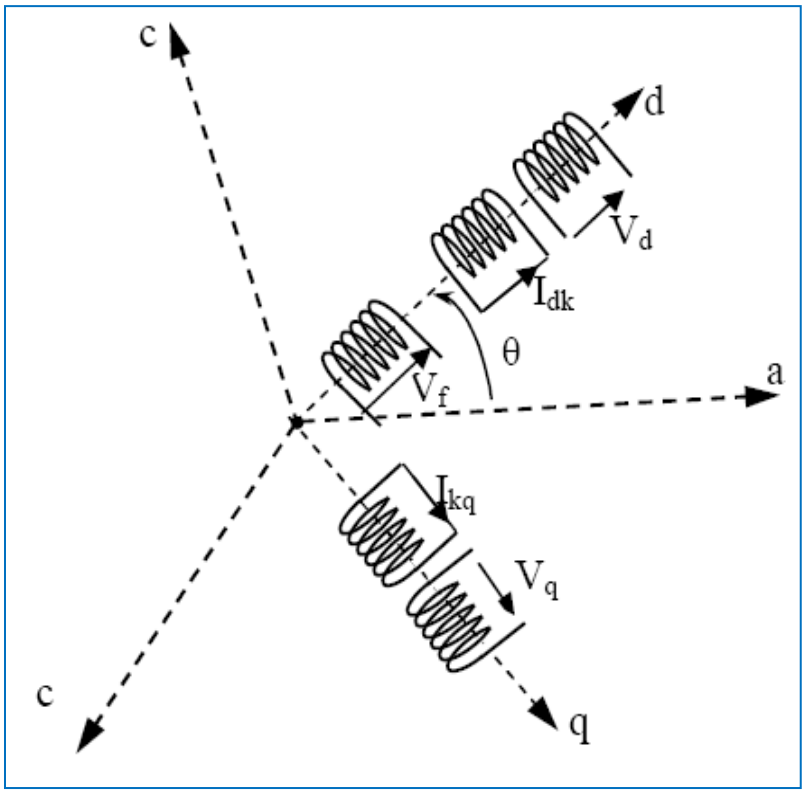


Figure. III. 2 : Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park.

III.3.3 Équations électriques et magnétiques

Les équations décrivant la machine synchrone sont données comme suit [17.22]:

-Equations électriques (les enroulements amortisseurs sont court-circuités $V_D = V_Q = 0$)

$$U_d = r_s.i_d + \frac{d\phi_d}{dt} - \omega_r.\phi_q \qquad (III.2)$$

$$U_q = r_q.i_q + \frac{d\phi_q}{dt} + \omega_r.\phi_d \qquad (III.3)$$

$$U_F = r_F.i_F + \frac{d\phi_F}{dt} \qquad (III.4)$$

$$0 = r_{kd}.i_{kd} + \frac{d\phi_{kd}}{dt} \qquad (III.5)$$

$$0 = r_{kq}.i_{kq} + \frac{d\phi_{kq}}{dt} \qquad (III.6)$$

Équations de flux :

$$\begin{bmatrix}\phi_d\\ \phi_q\\ \phi_F\\ \phi_{kd}\\ \phi_{kq}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}L_d & 0 & M_F & M_{kd} & 0\\ 0 & L_q & 0 & 0 & M_{kq}\\ M_F & 0 & L_F & M_{Fd} & 0\\ M_{kd} & 0 & M_{Fd} & L_{kd} & 0\\ 0 & M_{kq} & 0 & 0 & L_{kq}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}i_d\\ i_q\\ i_F\\ i_{kd}\\ i_{kq}\end{bmatrix} \quad \text{(III.7)}$$

A partir des équations (III.2),…, (III.7), nous avons alors :

$$\begin{bmatrix}V_d\\ V_q\\ V_F\\ 0\\ 0\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}r_s+pL_d & -L_q\omega_r & pM_F & pM_{kd} & -\omega_r.M_{kq}\\ L_d.\omega_r & r_s+pL_q & \omega_r.M_F & \omega_r.M_{kd} & pM_{kq}\\ pM_F & 0 & rF+pL_F & pM_{Fd} & 0\\ pM_{kd} & 0 & pM_{Fd} & r_{kd}+pL_{kd} & 0\\ 0 & pM_{kq} & 0 & 0 & r_{kq}+pL_{kq}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}i_d\\ i_q\\ i_F\\ i_{kd}\\ i_{kq}\end{bmatrix} \quad \text{(III.8)}$$

Afin de présenter le système sous la forme d'équations d'état, les tensions s'écrivent également sous la forme suivante :

$$[V]=[L][I^*]-[R].[I] \quad \text{(III.9)}$$

$$[I^*]=[L]^{-1}[V]-[L]^{-1}.[R].[I] \quad \text{(III.10)}$$

$$[V]=\begin{bmatrix}V_d\\ V_q\\ V_f\\ 0\\ 0\end{bmatrix}$$

(III.11)

$$[I]=\begin{bmatrix}i_d\\ i_q\\ i_f\\ i_{kd}\\ i_{kq}\end{bmatrix} \quad \text{(III.12)}$$

$$[L]=\begin{bmatrix} L_d & 0 & M_F & M_{kd} & 0 \\ 0 & L_q & 0 & 0 & M_{kq} \\ M_F & 0 & L_F & M_{Fd} & 0 \\ M_{kd} & 0 & M_{Fd} & L_{kd} & 0 \\ 0 & M_{kq} & 0 & 0 & L_{kq} \end{bmatrix} \quad \text{(III.13)}$$

$$[R]=\begin{bmatrix} -r_s & L_q\omega_r & 0 & 0 & \omega_r.M_{kq} \\ -L_d.\omega_r & -r_s & -\omega_r.M_F & -\omega_r.M_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & -r_F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -r_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -r_{kq} \end{bmatrix} \quad \text{(III.14)}$$

$$[R]=\begin{bmatrix} -r_s & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -r_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -r_F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -r_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -r_{kq} \end{bmatrix} - \omega_r \begin{bmatrix} 0 & -L_q & 0 & 0 & M_{kq} \\ L_d & 0 & M_F & M_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad \text{(III.15)}$$

Le couple électromagnétique de la machine synchrone triphasé s'exprime en fonction des différents courants de la machine comme suit :

$$Ce = 3/2.p(l_d.i_q.i_d - l_q.i_q.i_d + M_f.i_f.i_q + M_{kd}.i_{kd}.i_q - M_{kq}.i_{kq}.i_d) \quad \text{(III.16)}$$

Où :

i_d , i_q : composantes directe et en quadrature des courants statoriques .

V_d , V_q : composantes directe et en quadrature de la tension terminale .

i_f : courant rotorique du circuit d'alimentation.

V_f : tension d'excitation.

i_{kd} , i_{kq} : composantes directe et en quadrature des courants des circuits d'amortissement .

w_r : vitesse de synchronisme du rotor

C_m : couple mécanique ;

r_s: résistances de l'enroulement a, b, c.

r_f, r_{kd}, r_{kq} : résistance de l'inducteur, de l'amortissement d'axe d, de l'amortissement d'axe q respectivement.

Φ_i (i= a,b,c,f,kd,kq) : flux d'enroulement traversant l'enroulement i .

$V_D = V_Q = 0$, Les enroulements amortisseurs sont court-circuités.

M_f, M_{kd}, M_{kq} : inductance mutuelle .

L_i (i=d,q,f,kd,kq): inductance propre de l'enroulements i.

III.3.4 Équation du mouvement des machines synchrones

L'équation du mouvement est donnée par :

$$j\frac{d^2\Omega}{dt^2} = C_m - C_e - C_a = C_{acc} \qquad \text{(III.17)}$$

Avec :

C_{acc} : couple d'accélération.

C_m : couple mécanique fourni par la turbine.

C_e : couple électromagnétique fourni par la machine.

C_a : couple d'amortissement dû aux frottements.

δ : déplacement angulaire du rotor .

J : moment d'inertie des masses tournantes.

L'expression précédente peut s'écrire sous la forme .

$$\frac{dw}{dt} = \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{w}{2H}\left(Pm - Pe - D\frac{d\delta}{dt}\right) \qquad \text{(III.18)}$$

Où :

Pm : puissance mécanique fournie à la machine.

Pe : puissance électrique fournie par la machine.

Pa : puissance d'amortissement $\left(Pa = D\frac{d\delta_i}{dt}\right)$.

H : constante d'inertie de la machine.

Avec :

$$Wc = \frac{1}{2}\mathrm{J}w_0^2 \qquad \text{(III.19)}$$

$$H = \frac{Wc}{S_{mach}} \quad \text{(III.20)}$$

Wc : l'énergie cinétique à la vitesse de synchronisme ;

Smach : puissance apparente nominale de la machine [3,4].

III.3.5 Expression de la tension aux bornes de la machine

Les composantes directe et en quadrature de la tension aux bornes des machine sont données par [3,38,90,91] :

$$V_{di} = E'_{di} - X'_{qi}.I_{qi} \quad \text{(III.21)}$$

$$V_{qi} = E'_{qi} - X'_{di}.I_{di} \quad \text{(III.22)}$$

Avec:

X`d = L`d ω et X`q = L`q ω sont respectivement les réactances statoriques transitoires directes et en quadrature de l'alternateur.

Donc, la tension aux bornes de la machine est:

$$V_i = \sqrt{(V_{di})^2 + (V_{qi})^2} \quad \text{(III.23)}$$

L'expression de la F.é.m. transitoire E`q s'écrit par l'équation:

$$\frac{d\,E'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}}\left[E_{ex} - E_q'\left(X_d - X'_d\right).I_d\right] \quad \text{(III.24)}$$

L'expression de la F.é.m. transitoire E`d s'écrit par l'équation [3,38,91]:

$$\frac{d\,E'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{qo}}\left[E_{ex} - E_d'\left(X_q - X'_q\right).I_q\right] \quad \text{(III.25)}$$

Avec :

E`d, E`q : forces électromotrices transitoires suivant les axes q et d ;

Eex : tension d'excitation .

X_d, X_q sont respectivement les réactances statoriques directe et en quadrature de l'alternateur .

T'_{qo} ,T'_{do} : Constantes du temps de l'amortisseur selon l'axe q et d.

Selon les hypothèses adoptées on distingue plusieurs modèles:

- Modèle classique (système sans dispositifs de régulation ou modèle du deuxième ordre) :

$$\frac{d\,\delta}{dt} = \omega - 2.\pi.f_0 \quad \text{(III.26)}$$

$$\frac{d\omega}{dt}=\frac{d^{2\delta}}{dt^{2}}=\frac{\pi.f}{H}\left(P_m-P_e\right) \qquad \text{(III.27)}$$

Avec:

f_0: fréquence de base ;

ω : pulsation de la tension aux bornes de la machine synchrone ;

t : temps en seconde.

-Modèle du troisième ordre (avec la composante quadrature E'q) :

$$\begin{aligned}&\frac{d\delta}{dt}=\omega-2.\pi.f_0\\&\frac{d\omega}{dt}=\frac{d^{2}}{dt^{2}}=\frac{\pi.f}{H}\left(P_m-P_e\right)\\&\frac{dE'_q}{dt}=\frac{1}{T'_{do}}\left[E_{ex}-E'_q+(X_d-X'_d).I_d\right]\end{aligned} \qquad \text{(III.28)}$$

-Modèle du quatrième ordre (avec les composantes E'd et E'q):

$$\begin{aligned}&\frac{d\delta}{dt}=\omega-2.\pi.f_0\\&\frac{d\omega}{dt}=\frac{d^{2}\delta}{dt^{2}}=\frac{\pi.f}{H}\left(P_m-P_e\right)\\&\frac{dE'_q}{dt}=\frac{1}{T'_{do}}\left[E_{ex}-E'_q+(X_d-X'_d).I_d\right]\\&\frac{dE'_d}{dt}=\frac{1}{T'_{do}}\left[-E'_d+(X_q-X'_q).I_q\right]\end{aligned} \qquad \text{(III.29)}$$

III.3.6 Mise en équation du réseau électrique

L'ensemble du réseau électrique est modélisé par un système d'équations linéaires reliant les tensions et les courants injectés aux noeuds. Les courants nodaux sont reliés aux tensions nodales par la relation matricielle [89-91]:

$$\begin{bmatrix}I_1\\I_2\\.\\I_n\end{bmatrix}=\left[Y_{bus}\right].\begin{bmatrix}V_1\\V_2\\.\\V_n\end{bmatrix} \qquad \text{(III.30)}$$

[V], [I] : sont des matrices colonnes désignant le courant et la tension au noeud i ;

[Y_{bus}]: Matrice d'admittance nodale du réseau.

III.3.6.1 Réduction de la matrice admittance

La réduction de la matrice admittance à pour but de trouver la relation entre les courants injectés par les générateurs et les tensions aux noeuds actifs (noeuds des générateurs).

Le principe d'élimination des nœuds connu par la méthode de KRON est donné par l'expression suivante [20,21] :

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_n \end{bmatrix} = \left[\begin{array}{c|c} K & L \\ \hline L^T & M \end{array}\right] \cdot \begin{bmatrix} V^a \\ V_n \end{bmatrix} \qquad \text{(III.31)}$$

Avec :

In = 0 (il n'y a aucun courant entrant ou sortant).

La matrice Y doit être partagée d'une façon où les éléments à éliminer soient séparés aux autres éléments par deux traits vertical et horizontal ; développons le système d'équations :

$$\begin{aligned} I_a &= KV_a + LV_n \\ I_n &= L^T V_a + MV_n = 0 \\ V_n &= -M^{-1} L^T V_a \\ I_a &= YV_a \\ Y &= \left(K - LM^{-1} L^t\right) \end{aligned} \qquad \text{(III.32)}$$

Où :

K : matrice carrée à maintenir ;

M : matrice carrée dont ses éléments sont liés seulement aux jeux de barres à éliminer

I_n : courant nul au nœud éliminé.

L et **L_T** : matrices liées aux jeux de barres à garder et à éliminer.

III.3.7 Expression de la puissance électrique

La puissance électrique est donnée par :

$$\mathrm{Pe}_i = \mathrm{R}\acute{e}\acute{e}l\left(E_i . I_i\right)^* \qquad \text{(III.33)}$$

Avec :

$$I_t = \sum_{j=1}^{n} Y_{ij} E_j \qquad \text{(III.34)}$$

I : matrice colonne désignant le courant au noeud i ;

Yi j : admittance entre les nœuds i et j.

Développons l'équation (III.32), la puissance électrique s'écrit alors :

$$Pe_i = \sum_{j=1}^{n} E_i E_j Y_{ij} \cos\left(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}\right) \qquad \text{(III.35)}$$

Avec :

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad \text{(III.36)}$$

θ_{ij} : l'argument de l'élément Y_{ij}.

Y_{ij} : admittance de charge au nœud i.

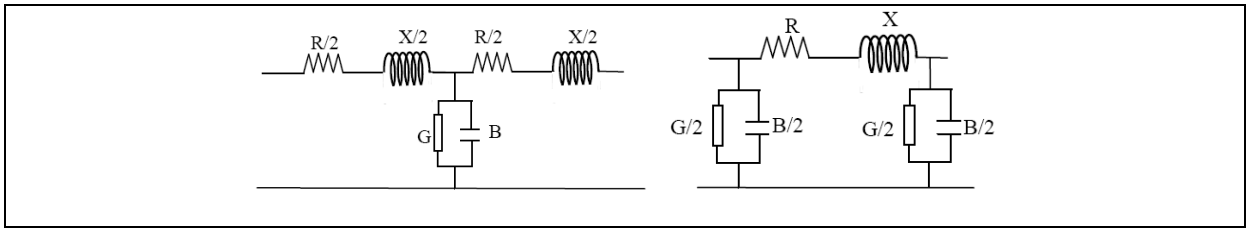
Donc :

L'équation dynamique est donnée par :

$$p_{m_i} - \left[E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n} E_i E_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \delta_{ij}) \right] = \frac{2H}{\omega} \frac{d^2\delta_i}{dt^2} + D_i \frac{d\delta_i}{at} \quad \text{(III.37)}$$

III.4 Modélisation d'une ligne de transport

Une ligne de transmission, reliant deux nœuds i et k, est habituellement modélisée par un circuit équivalent, comme le montre la figure (III.3) dont les quatre paramètres de la ligne de transmission sont réparties uniformément le long de la ligne [23].



(a) (b)

Figure. III. 3 : Schéma équivalent d'une ligne de transport.

a- modèle en T. b- modèle en π ,

Où :

R : résistance de la ligne.

X : réactance de la ligne.

G : conductance de la ligne.

B : réactance capacitive de la ligne.

III.5 Modélisation du transformateur

Soit un transformateur monophasé possédant N_1 et N_2 spires respectivement au primaire et au secondaire ($n = N_1/ N_2$). En transposant la branche magnétisante en tête du circuit, son schéma équivalent peut se représenter comme ci-dessous **:**

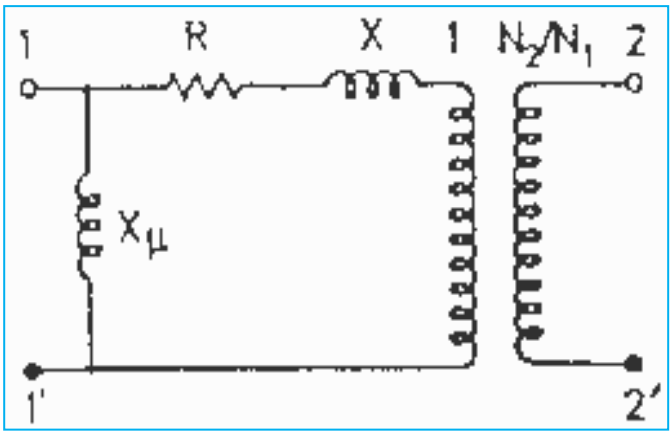


Figure. III. 4 : Modèle du transformateur

Où ***:***

- R étant la résistance des enroulements primaires et secondaires :

$$\mathbf{R = R_1 + N} \quad [\Omega] \qquad \text{(III.38)}$$

- X étant la réactance de fuite du transformateur **:**

$$\mathbf{X = X_{f1} + N_2 . X_f} \quad [\Omega] \qquad \text{(III.39)}$$

- Xì étant la réactance magnétisante **:**

$$\mathbf{X\mu = n . X_M} \quad [\Omega] \qquad \text{(III-40)}$$

Généralement le modèle d'un transformateur est donné par une réactance inductive.

III.6 Modélisation d'une charge

Le modèle équivalent d'une charge est représenté par une admittance Y définie par :

$$Y_i = \left(\frac{P_i - JQ_i}{V_i^2} \right) \qquad \text{(III.41)}$$

V_i : Tension aux bornes de la charge.

P_i, Q_i : puissances actives et réactives consommées par la charge i.

Y_i : admittance de la charge [3,38]

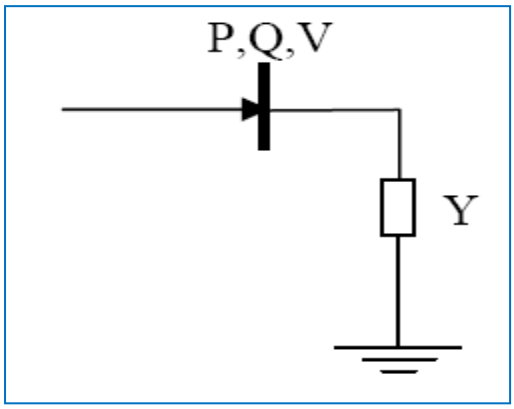


Figure. III. 5 : Schéma équivalent d'une charge.

III.7 Modélisation des dispositifs de régulation

III.7.1 Régulateur de tension

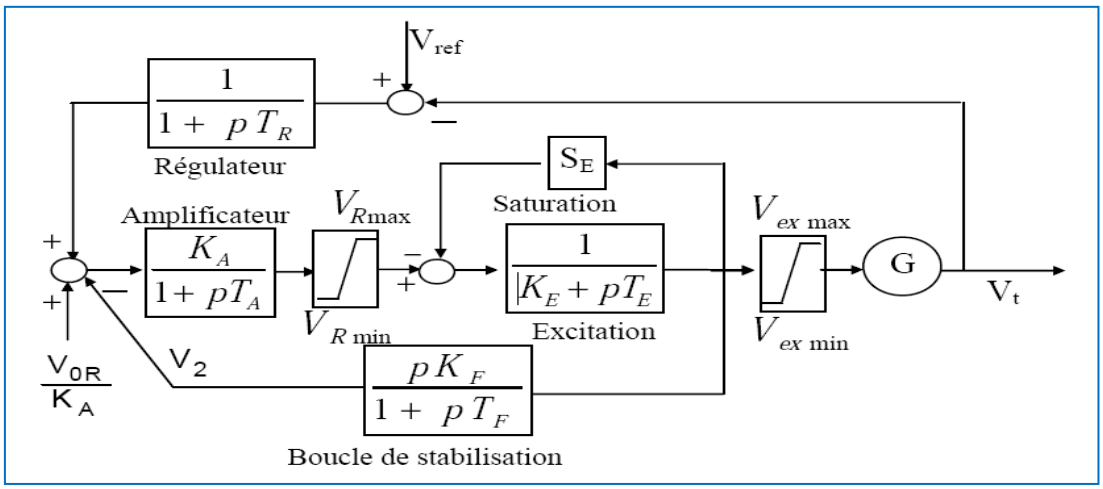


Figure. III. 6 : Schéma bloc du régulateur de tension IEEE Type 1.

Avec :

K_R , K_e,K_F: sont respectivement les gains du régulateur, de l'amplificateur, de l'excitation et du stabilisateur

T_R , T_A, T_E ,T_F : sont respectivement les constantes de temps du régulateur, de l'amplificateur, et du stabilisateur ;

SE: fonction de saturation, elle est définie par :

$$S_e = A_{ex} \exp\left(B_{ex}.E_{ex}\right) \qquad \text{(III.42)}$$

Le schéma bloc présenté par la figure (III.6) est décrit par l'ensemble des équations différentielles suivantes :

$$\begin{aligned}
\frac{dV_1}{dt} &= \frac{1}{T_R}\left(V_{ref} - V_t - V_1\right) \\
\frac{dV_R}{dt} &= \frac{1}{T_A}\left[K_A\left(V_1 + \frac{V_{oR}}{K_A} - V_2\right) - V_R\right] \\
\frac{dE_{ex}}{dt} &= \frac{1}{T_E}\left[V_R - \left(S_E + K_E\right)E_{ex}\right] \\
\frac{dV_2}{dt} &= \frac{1}{T_F}\left[K_F\,\frac{dE_{ex}}{dt} - V_2\right]
\end{aligned} \qquad \text{(III.43)}$$

Où :

V_1 : Tension de sortie du régulateur.

V_{or} : Tension de sortie de l'amplificateur avant la perturbation (tension initiale) .

V_R : Tension de sortie de l'amplificateur.

V_t : Tension statoriques.

V_2 : Tension de sortie de la boucle de stabilisation.

III.7.2 Régulateur de vitesse

Le modèle du régulateur de vitesse est montré par la figure suivante:

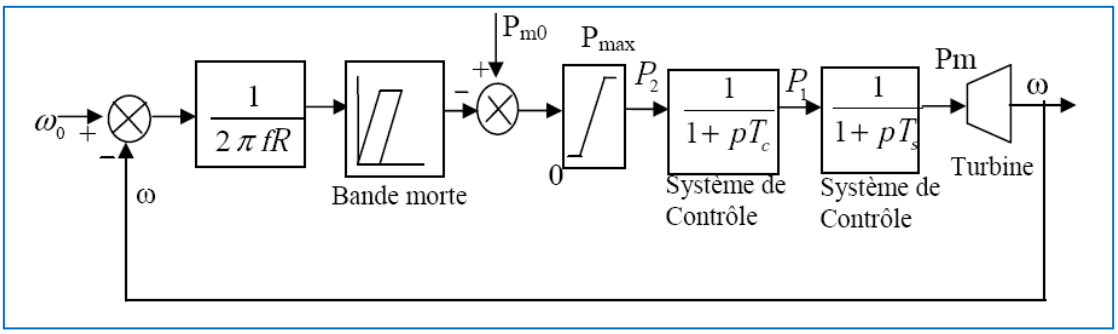


Figure. III. 7 : Schéma bloc du régulateur de vitesse [19].

Où :

R : désigne le statisme.

Ts : temps de réponse du circuit vapeur.

Tc : temps de réponse du circuit commande.

P_{mo} : désigne la puissance mécanique d'entraînement à l'équilibre.

P_1, P_2 : puissances mécaniques à la sortie du système de contrôle et du circuit de limitation.

DBt : valeur de la bande morte (variation de la fréquence tolérée, au delà de cette limite, le régulateur entre en action).

Les équations régissant la puissance mécanique liée à la régulation de vitesse de la figure (III.7) sont données ci -dessous :

$$\frac{dP_m}{dt} = \frac{1}{T_S}(P_1 - P_m)$$

$$\frac{dP_1}{dt} = \frac{1}{T_C}(P_2 - P_1) \qquad \text{(III.44)}$$

$$P_2 = P_m(0) - \frac{1}{R}\left[\frac{\omega_b - \omega}{2\pi f} \pm DBt\right]$$

La puissance mécanique P_2 est donnée par :

-Si $P_3 \geq P_{max}$ alors $P_2 = P_{max}$ (III.45)

-Si $P_3 \leq 0$ alors $P_2 = 0$ (III.46)

III.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons traité les notions générales concernant la modélisation des différents éléments constituants un système de transport d'énergie telle que la machine, la ligne, le transformateur, la charge et la modélisation des diapositifs de régulation

Pour valider notre étude sur le système de transport en courant continu il serait nécessaire de faire une simulation sur MATLAB, nous porterons aussi un intérêt particulier sur l'impact de l'HVDC sur un réseau test.

Chapitre IV
Écoulement de puissance et simulation

IV.1 Introduction

Dans ce chapitre nous avons présenté Le calcul de répartition de charge ou encore calcul d'écoulement de charge (ou de puissance) est sans aucun doute le calcul le plus fréquemment effectué dans les réseaux d'énergie électrique, ainsi Nous avons déterminé l'état électrique complet du réseau, à savoir les tensions à tous les nœuds, les transits de puissance dans toutes les branches et les pertes de puissances à partir des consommations et des productions spécifiées en ces nœuds.

Nous avons simulé le modèle de réseau test sans et avec un HVDC par logiciel MATLAB/PSAT

IV.2 Modélisation du système HVDC

Le schéma de principe d'une liaison de transport HVDC à deux terminaux est illustré par la figure (IV. 1) [24-25]:

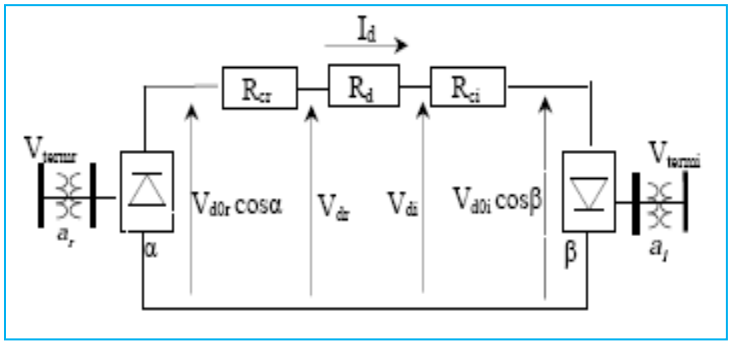


Figure. VI. 1 : Système de transport HVDC à deux terminaux.

Les équations de base décrivant le comportement en régime permanant d'une liaison HVDC monopolaire peuvent être résumées comme suit [24, 25,26]:

$$V_{dr=} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_r V_{termr} \cos\alpha - \frac{3}{\pi} X c_r I_d \quad \text{(IV.1)}$$

$$V_{di=} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_i V_{termi} \cos\alpha - \frac{3}{\pi} X c_i I_d \quad \text{(IV.2)}$$

$$P_{dr} = V_{dr} I_d \quad \text{(IV.3)}$$

$$P_{di} = V_{di} I_d \quad \text{(IV.4)}$$

$$V_{dr} = V_{di} + R_{di} I_d \quad \text{(IV.5)}$$

$$S_{dr} = k \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_r V_{termr} I_d \quad \text{(IV.6)}$$

$$S_{di} = k \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_i V_{termi} I_d \quad \text{(IV.7)}$$

$$Q_{dr} = \sqrt{S_{dr}^{\,2} - p^{2}_{dr}} \quad \text{(IV.8)}$$

$$Q_{di} = \sqrt{S_{di}^{\,2} - p^{2}_{di}} \quad \text{(IV.9)}$$

$$I_s = K \frac{3\sqrt{2}}{\pi} I_d \quad \text{(IV.10)}$$

$$R_{cr} = \frac{3}{\pi} X_{cr} \quad \text{(IV.11)}$$

$$R_{ci} = \frac{3}{\pi} X_{ci} \quad \text{(IV.12)}$$

Où :

V_{termr}, V_{termi}: valeurs efficaces des tensions alternatives ligne à ligne des réseaux AC1 et AC2 (coté primaire du transformateur).

V_{dr},V_{di} : tension continue du redresseur et de l'onduleur respectivement .

α ,β : angles de retard du redresseur et de l'onduleur respectivement.

a_r a_i : rapports de transformation des transformateurs du redresseur et de l'onduleur.

I_d : courant continu circulant dans la ligne HVDC

I_s : valeur efficace du courant dans la ligne AC.

R_d : résistance de la ligne à courant continu.

R_{cr},R_{ci} : résistance équivalente de commutation du redresseur et de l'onduleur respectivement.

V_{dor} , V_{doi}: tension continue à vide du redresseur et de l'onduleur respectivement.

P_{dr},: puissance débitée par le redresseur.

P_{di} : puissance fournie à l'onduleur.

X_{ci},X_{cr} : réactance de commutation du redresseur et l'onduleur respectivement.

Q_{dr} ,Q_{di} : puissances réactives absorbées par le redresseur et l'onduleur respectivement k est supposé constant égal à 0.995.

Les indices (r) et (i) désignent les paramètres du redresseur et l'onduleur respectivement.

IV. 3 Formulation mathématique de l'écoulement de puissance AC-HVDC

L'idée de base est d'appliquer la théorie de l'injection nodale à tous les jeux de barres AC et HVDC du réseau. Les courants des terminaux DC sont intégrés dans les équations des jeux de barres AC auxquels ils sont connectés. Dans cette analyse,

Les hypothèses suivantes sont envisagées :

• L'intégration d'une liaison à courant continu HVDC dans un réseau AC est modélisée par des injections de puissance active et réactive dans les jeux de barres AC/DC.

• Les trois tensions alternatives sont parfaitement sinusoïdales à fréquence constante.

• Le courant et la tension sont filtrés.

• Les pertes des transformateurs sont ignorées et le fonctionnement des convertisseurs est parfaitement équilibré [23, 24, 27,28].

IV.3.1 Équations du redresseur

Pour un réseau à n jeux de barres, l'expression de la puissance apparente au jeu de barres k est donnée par :

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k I_k \quad \text{(IV.13)}$$

Où :

P_k , Q_k : puissance active et réactive entrants dans le réseau au noeud k ;

V_k : tension au noeud k.

L'expression du courant est donnée par :

$$I_s = \frac{p_k - JQ_k}{V_k^*} \quad \text{(IV.14)}$$

Le courant injecté au jeu de barres du redresseur est donné par :

$$I_k = Y_{k1}V_1 + Y_{k2}V_2 + Y_{kk}V_k + \ldots\ldots + Y_{kn}V_n + I_{pr} + I_f \quad \text{(IV.15)}$$

D'où :

$$I_k = \sum_{n=1}^{N} Y_{kn}V_n + I_{pr} + I_f \quad \text{(IV.16)}$$

Avec

Y_{kn} : admittance de la branche kn .

I_{pr} : courant injecté dans le circuit primaire du jeu de barres du redresseur.

I_{fr} : courant du filtre du convertisseur (coté redresseur).

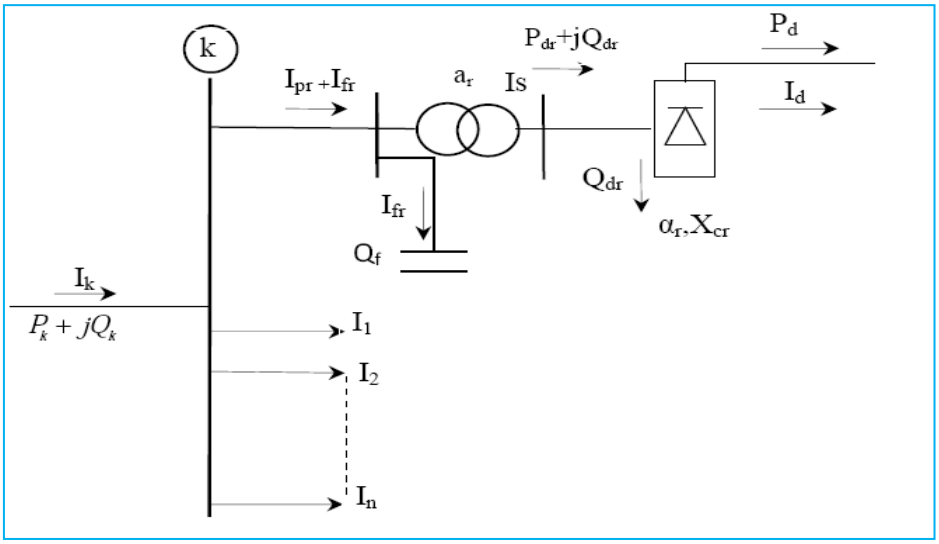


Figure. VI. 2 : Quantités nodales au jeu de barres AC-DC (redresseur)

À partir des équations (IV.14) et (IV.15), nous pouvons écrire:

$$\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} = I_k = (Y_{k1}V_1 + Y_{k2}V_2 + Y_{kk}V_k + \ldots\ldots + Y_{kn}V_n) + I_{pr} + I_{fr} \quad \text{(IV.17)}$$

D'où :

$$Y_{kk}V_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - (Y_{k1}V_1 + Y_{k2}V_2 + Y_{kk}V_k + \ldots\ldots + Y_{kn}V_n) - I_{pr} - I_{fr} \quad \text{(IV.18)}$$

Donc l'expression de la tension au nœud k est donnée par :

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}}\left[\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum_{n=1}^{N} Y_{kn}V_n - I_{pr} - I_{fr}\right] \quad \text{(IV.19)}$$

Avec:

$$I_{fr} = jb_{fr}V_k \quad \text{(IV.20)}$$

L'équation générale de calcul de la tension au jeu de barres redresseur est donnée par:

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}}\left[\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum_{\substack{k=1 \\ n \neq k}}^{N} Y_{nk}V_n - I_{pr} - jb_{fr}V_k\right] \quad \text{(IV.21)}$$

Avec :

V*k* : la tension complexe du jeu de barres k.

n : nombre du jeu de barres dans le réseau, Les grandeurs fondamentales sur les deux côtés du transformateur sans pertes sont liées par les expressions suivantes :

$$I_{pr} = a_r I_s \quad \text{(IV.22)}$$

$$I_{pr} = k\,\frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_r I_d \quad \text{(IV.23)}$$

Comme les pertes des convertisseurs et des transformateurs sont ignorées, l'expression de la puissance apparente du redresseur est donnée par :

$$S_r = V_{dr}I_d + jV_{dr}I_d \tan\varphi_r \quad \text{(IV.24)}$$

La puissance réactive du redresseur est déterminée par :

$$Q_r = P_r \tan\phi_r \quad \text{(IV.25)}$$

Avec :

φr : l'angle entre la tension alternative et le courant AC fondamental, cet angle est donné par :

$$\phi_r = \cos^{-1}\left(\frac{V_{dr}}{V_{dor}}\right) \quad \text{(IV.26)}$$

Où :

$$V_{dor} = k\,\frac{3\sqrt{2}}{\pi}\,a_r V_{termr} \qquad \text{(IV.27)}$$

V_{dor} : tension continue à vide du redresseur ;

V_{termr}: valeur efficace de la tension alternative ligne à ligne du réseau AC (coté redresseur).

IV.3.2 Équations de l'onduleur

Le courant injecté dans le réseau au jeu de barres k de l'onduleur est donné par la somme suivante :

$$I_k = \sum_{n=1}^{N} Y_{kn} V_n - I_{pi} + I_{fi} \qquad \text{(IV.28)}$$

Avec :

$$I_{pi} = a_i I_s \qquad \text{(IV.29)}$$

$$I_{pi} = K\,\frac{3\sqrt{2}}{\pi}\,a_i I_d \qquad \text{(IV.30)}$$

L'équation générale de calcul de la tension au jeu de barres de l'onduleur est donnée par:

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}}\left[\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum_{\substack{n=1 \\ n\neq k}}^{N} Y_{kn} V_n + Ip_i - jb_{fi} V_k\right] \qquad \text{(IV.31)}$$

Avec :

$$I_{fr} = jb_{fr} V_k \qquad \text{(IV.32)}$$

L'expression de la puissance apparente de l'onduleur est donnée par :

$$S_i = V_{di} I_d + jV_{di} I_d \tan\varphi_i \qquad \text{(IV.33)}$$

La puissance réactive de l'onduleur est déterminée par:

$$Q_i = p_i \tan\phi_i \qquad \text{(IV.34)}$$

Avec **φ_i** et **V_{doi}** sont définies par:

$$\phi_i = \cos^{-1}\left(\frac{V_{di}}{V_{doi}}\right) \qquad \text{(IV.35)}$$

$$V_{doi} = k \frac{3\sqrt{2}}{\pi} a_i V_{termi} \quad \text{(IV.36)}$$

V_{doi} : tension continue à vide de l'onduleur.

P_{term}(DC), **Q_{term}**(DC) puissances injectées aux jeux de barres en fonction des variables du système DC [24].

La figure (IV.3) montre l'organigramme de la méthode séquentielle d'écoulement de puissance AC-DC de Gauss-Seidel modifiée.

IV.3.3 Réseau électrique

Le réseau électrique est constitué des divers éléments, centrales de production, éléments de transmission d'énergie (transformateurs et lignes, câbles), les dispositifs associés (appareillages de mesure et de production,…) et les charges liées à la consommation. Sous l'hypothèse de symétrie triphasée, il apparait que le réseau peut être représenté par un schéma unifilaire. L'utilisation d'un système de grandeurs réduites (per unit) permet de modéliser ce réseau par un circuit composé d'éléments linéaires provenant de l'association des divers schémas équivalents en π des éléments de liaison.

Les réseaux fortement maillés possèdent de nombreux points de connexion entre les différentes lignes qui les composent. [30]

IV.4 Caractéristiques d'un réseau électrique

IV.4.1 Variables associés aux nœuds

Dans l'étude de la répartition des charges chaque nœud est décrit par quatre variables dont deux de ces variables sont imposées. Les quatre variables sont :

- Puissance active P
- Puissance réactive Q
- Amplitude de tension V
- Angle de la tension Ɵ

IV.4.2 Bilan de puissances

Le bilan de puissances actives du réseau s'écrit

$$\sum P_G = \sum P_D + P_L \quad \text{(IV.37)}$$

La somme des puissances actives $\sum P_G$ injectées par les générateurs est égale à la somme des puissances actives absorbées par les charges $\sum P_D$ augmentée des pertes de puissance active P_L dues aux résistances des lignes et des câbles.

Le bilan de puissance réactive du réseau s'écrit :

$$\sum Q_G = \sum Q_D + Q_L \quad \text{(IV.38)}$$

La somme des puissances réactives injectées ou absorbées par les générateurs $\sum Q_G$ est égale à la somme des puissances réactives consommées ou produites par les charges $\sum Q_D$ augmentées de la somme augmentée des pertes de puissance réactive du réseau de transmission (réactances des lignes, des câbles, transformateurs, banc de condensateurs etc.…). L'ordre de grandeur des consommations et des productions réactives du réseau de transmission est très variable et peut être relativement élevé.

IV.4.3 Le générateur balancier

Ne connaissant pas les pertes actives en ligne, nous ne pourrons pas imposer P en tous les nœuds (générateurs et charges). Pour résoudre notre problème de load flow, il faut donc un nœud particulier (dont le rôle est assuré en pratique par un groupe important ou un accès à un réseau important) auquel la puissance active ne pourra être imposée, mais résultera de notre calcul.

Nous avons vu qu'à chaque nœud d'un réseau il faut imposer deux des quatre valeurs P, Q, V et Θ (phase de V). Vu sa nature, ce nœud particulier se verra également imposé comme référence de tension et de phase V et Θ (Θ pris, assez naturellement, égale à 0). Nous introduisons donc, dans le schéma équivalent du système étudié, un générateur particulier, dit « générateur balancier » ou « nœud bilan ». La puissance en ce nœud en fonction du transit de puissances dans le réseau de transmission et des pertes de puissances qui en découlent assure l'équilibre production-consommation.

IV.4.4 Classification des nœuds

Le problème de la répartition de la charge d'un réseau donné est correctement posé si nous considérons, en chaque nœud du réseau, un des types de contraintes ci-dessous.

Nœuds où P et Q sont imposés. Ce sont les nœuds de type 1 ou les nœuds de charge où les puissances produites et consommées sont connues et fixes.

Nœuds où P et V sont imposés. Ce sont les nœuds de type 2 ou nœuds générateurs. Ce sont les nœuds ou une compensation de puissance réactive existe soit fournie ou absorbée par un générateur synchrone ou par tout autre élément de compensation et dans des limites de production de réactif ($Q_G$min < Q_G < $Q_G$max), limite imposées par le matériel [30]. Nœuds où V et Θ sont imposés. C'est les nœuds de types 3, le nœud balancier (nœud bilan, nœud de référence) qui assure l'équilibre production-consommation.

Le tableau (VI.1) ci-dessous résume cette classification.

Nœuds	Type 1	Type 2	Type 3
Variables connues	P,Q	P,V	V,Θ
Variables inconnues	V,Θ	Q,Θ	P,Q

Tableau (VI.1) : Types des nœuds du réseau

IV.5 Méthodologie de l'écoulement de puissance

L'approche la plus utilisée pour évaluer en régime permanent un système électrique consiste à écrire les équations stipulant qu'au niveau d'un nœud donné, la production, la demande, et les puissances échangées à travers les éléments de transmission connectés au nœud doivent respecter la loi des nœuds. Ceci est valable aussi bien pour les puissances actives que réactives car ce sont des images de courants. La figure (II.5) ci-dessous montre une connexion d'un réseau entre deux nœuds K et M. [29]

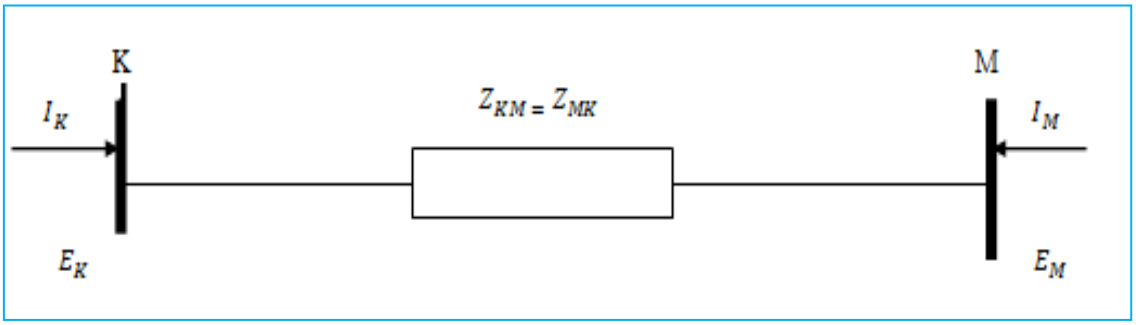


Figure. VI. 3 : : Schéma de connexion K-M.

L'écart des puissances en actif et en réactif au nœud K est tel que :

$$\Delta P_K = P_{GK} - P_{lK} - P_k^{cal} \quad \text{(IV.39)}$$

$$\Delta Q_K = Q_{GK} - Q_{LK} - Q_k^{cal} \quad \text{(IV.40)}$$

En se basant sur la figure (IV.41) le courant injecté au K, noté I_k, peut être exprimé en fonction des tensions nodales E_K et E_M par :

$$I_K = \frac{1}{z_{MK}} (E_K - E_M) = y_{KM} (E_K - E_M). \quad \text{(IV.41)}$$

De même pour le nœud M :

$$I_M = \frac{1}{z_{MK}} (E_M - E_K) = y_{MK} (E_M - E_K). \quad \text{(IV.42)}$$

L'ensemble des équations peut être écrit sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} I_K \\ I_M \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{KK} & -y_{KM} \\ -y_{MK} & y_{MM} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_K \\ E_M \end{bmatrix}, \quad \text{(IV.43)}$$

Avec :

$$y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad \text{(IV.44)}$$

$$E_i = V_i e^{j\Theta_i} = V_i (\cos\Theta_i + j\sin\Theta_i) \quad \text{(IV.45)}$$

Ou : i = K_M, et j = K_ M .

La puissance apparente injectée au nœud K est :

$$S_K = P_K + jQ_K = E_K I_K^* = E_K(Y_{KK}E_K + Y_{KM}E_M)^* \quad \text{(IV.46)}$$

I_k^* est le conjugué du courant injecté au nœud K.

Les équations (IV.44), (IV.45) et (IV.46) permettent d'avoir :

$$P_K^{cal} = |V_k|^2 G_{KK} + |V_K||V_M|[G_{KM}\cos(\Theta_K - \Theta_M) + B_{KM}\sin(\Theta_K - \Theta_M)] \quad \text{(IV.47)}$$

$$Q_K^{cal} = -|V_k|^2 B_{KK} + |V_K||V_M|[G_{KM}\sin(\Theta_K - \Theta_M) - B_{KM}\cos(\Theta_K - \Theta_M)] \quad \text{(IV.48)}$$

Les puissances active et réactive prévues par le gestionnaire du réseau sont :

$$P_K^{cal} = P_{GK} - P_{LK}, \quad \text{(IV.49)}$$

$$Q_K^{cal} = Q_{GK} - Q_{LK}, \quad \text{(IV.50)}$$

Les équations (IV.39) et (IV.40) s'écrivent donc :

$$\Delta P_K = P_{GK} - P_{LK} - P_K^{cal} = P_K^{sch} - P_{LK} \quad \text{(IV.51)}$$

$$\Delta Q_K = Q_{GK} - Q_{LK} - Q_K^{cal} = Q_K^{sch} - Q_{LK} \quad \text{(IV.52)}$$

Des équations similaires doivent être obtenues pour le nœud M en permutant les indices K et M. Les équations (IV.49) et (IV.50) représentent uniquement les puissances injectées au nœud K à travers l'$i^{éme}$ élément de transmission, c'est-à-dire P_K^{ical} et Q_K^{ical} . Cependant, en pratique un réseau est constitué de plusieurs nœuds et de plusieurs éléments de transmission. Donc, les équations (IV.49) et (IV.50) doivent être exprimées dans des termes plus généraux comme l'illustre la figure (II.4).

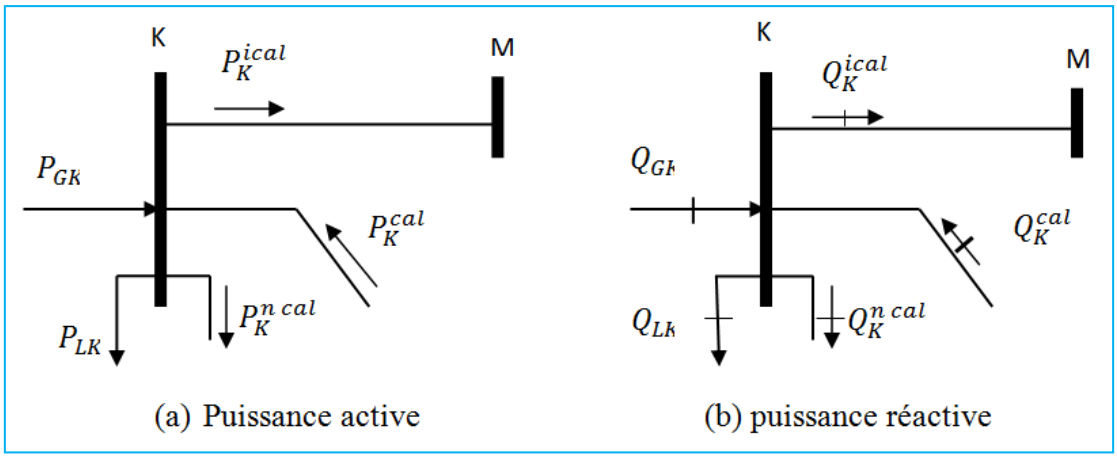


Figure. VI. 4 : : Équilibre des puissances au nœud K.

Ainsi, on a :

$$P_K^{cal} = \sum_{i=1}^{n} P_K^{ical}, \qquad \text{(IV.53)}$$

$$Q_K^{cal} = \sum_{i=1}^{n} Q_K^{ical}, \qquad \text{(IV.54)}$$

L'extension des équations exprimant les écarts de puissances au nœud K est donnée par :

$$\Delta P_K = P_{GK} - P_{LK} - \sum_{i=1}^{n} P_K^{ical}, \qquad \text{(IV.55)}$$

$$\Delta Q_K = Q_{GK} - Q_{LK} - \sum_{i=1}^{n} Q_K^{ical}, \qquad \text{(IV.56)}$$

Avant 1929, les calculs de load flow se faisaient à la main. En 1929, des calculatrices de réseaux à Westinghouse (USA) est des analyseurs de réseaux Électrique Général ont vu le jour pour calculer l'écoulement de puissance dans les réseaux. Ce n'est qu'en 1956 que fut développée la première méthode par Ward et Hale. [31]

Les premières méthodes étaient basées sur la méthode itérative de Gauss-Seidel relative à la matrice admittance Y. elle ne nécessite pas beaucoup d'espace mémoire et sa programmation est relativement simple. Mais, si les petits réseaux ne nécessitent que peu d'itération pour converger, les grands réseaux, par contre, demandent un grand nombre d'itérations si toutefois ils convergent. Ce qui poussa les chercheurs à développer les méthodes basées sur la matrice impédance Z de meilleure convergence. Ces dernières avaient cependant l'inconvénient de nécessiter beaucoup d'espace mémoire du au fait que la matrice Z n'est pas creuse « sparse », contrairement à son inverse Y.

La méthode de Newton Raphson rapide découplée est une approche itérative qui permet la résolution du problème de load flow, elle présente beaucoup d'avantages que les autres approches car elle converge rapidement et est applicable même pour de très grands réseaux.

Soit le système d'équations suivant :

$$\left.\begin{array}{l} f_1(X_1, X_2, \ldots\ldots, X_n) = 0 \\ f_2(X_1, X_2, \ldots\ldots, X_n) = 0 \\ \vdots \\ f_n(X_1, X_2, \ldots\ldots X_n) = 0 \end{array}\right\} \quad \text{Où :} \quad F(X) = 0 \qquad \text{(IV.57)}$$

Ou : F représente l'ensemble de n équations non linéaire, et X est le vecteur de n inconnu à l'état variable.

L'objectif de La méthode de Newton Raphson rapide découplé est de déterminer les états variables du vecteur X. en prenant une valeur initiale $X^{(0)}$. Le développement de F(X) par Taylor permet d'écrire :

$$F(X) = F(X^{(0)}) + j(X^{(0)})(X - X^{(0)}) + \text{les termes d'ordre supérieur} \qquad \text{(IV.58)}$$

où $j(X^{(0)})$ est le jacobien évalué à $X = X^{(0)}$.

En supposant que $X^{(1)}$ *est la valeur* calculée par l'algorithme à l'itération 1 et que cette valeur est suffisamment proche de la valeur initiale $X^{(0)}$, on peut négliger les termes d'ordre supérieur de l'équation (IV.58). Dans ce cas on peut écrire l'équation (IV.58) sous la forme suivante :

$$\underbrace{\begin{bmatrix} f_1(X^{(1)}) \\ f_2(X^{(1)}) \\ \vdots \\ f_n(X^{(1)}) \end{bmatrix}}_{F(X^{(1)})} \approx \underbrace{\begin{bmatrix} f_1(X^{(0)}) \\ f_2(X^{(0)}) \\ \vdots \\ f_n(X^{(0)}) \end{bmatrix}}_{F(X^{(0)})} + \underbrace{\left[\begin{array}{cccc} \frac{\partial f_1(X)}{\partial X_1} & \frac{\partial f_1(X)}{\partial X_2} & \cdots & \frac{\partial f_1(X)}{\partial X_n} \\ \frac{\partial f_2(X)}{\partial X_1} & \frac{\partial f_2(X)}{\partial X_2} & \cdots & \frac{\partial f_2(X)}{\partial X_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n(X)}{\partial X_1} & \frac{\partial f_n(X)}{\partial X_2} & \cdots & \frac{\partial f_n(X)}{\partial X_n} \end{array}\right]_{X=X^{(0)}}}_{J(X^{(0)})} \underbrace{\begin{bmatrix} X_1^{(1)} - X_1^{(0)} \\ X_2^{(1)} - X_2^{(0)} \\ \vdots \\ X_n^{(1)} - X_n^{(0)} \end{bmatrix}}_{X^{(1)} - X^{(0)}} \qquad \text{(IV.59)}$$

Sous forme compact, et en généralisant l'expression ci cas ou on est à l'itération (i)

$$F(X^{(i)}) \approx F(X^{(i-1)}) + J(X^{(i-1)})(X^{(i)} - X^{(i-1)}), \qquad \text{(IV.60)}$$

Où i =1,2….

Si on suppose que $X^{(i)}$ est suffisamment proche de la valeur cherchée $X^{(*)}$ alors :

$F(X^{(i)}) \approx F(X^{(*)}) = 0$

Dans ce cas l'équation devient : X(i) s'écrit alors :

$$X^{(i)} = X^{(i-1)} - J^{-1}(X^{(i-1)})\, F(X^{(i-1)}), \qquad \text{(IV.61)}$$

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

$$\Delta X^{(i)} = J^{-1}(X^{(i-1)})\, F(X^{(i-1)}), \quad \text{(IV.62)}$$

Et par suite :

$$X^{(i)} = X^{(i-1)} + \Delta X^{(i)}, \quad \text{(IV.63)}$$

L'approche de Newton Raphson rapide découplé décrite précédemment appliqué au réseau permet de poser les équations de puissance sous la forme (IV.64) exprimant les écarts de puissance données par les équations (IV.55) et (II.56). Pour des écarts suffisamment petits (inférieur à ε), on arrête le calcul itératif et on déduit le plan de V et θ en chaque nœud autre que le nœud bilan qui est connu.

$F(X^{(i-1)}) + J(X^{(i-1)})(X^{(i)} - X^{(i-1)}) = 0,$

$$\begin{bmatrix}\Delta P \\ \Delta Q\end{bmatrix} = - \begin{bmatrix}\frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V}V \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V}V\end{bmatrix}^{(it)} \begin{bmatrix}\frac{\Delta \theta}{\Delta V} \\ V\end{bmatrix}^{(it)}, \quad \text{(IV.64)}$$

$\boldsymbol{P_i^s}$ et $\boldsymbol{Q_i^s}$ sont les puissances active et réactive calculées injectées en chaque nœud.

$\boldsymbol{\varepsilon}$ est la tolérance admise dans le processus de calcul.

IV.5.1 L'algorithme de la méthode Newton-Raphson rapide découplée

Il a été démontré dans les années 1970 que les conditions de stockage et de calcul de la méthode de Newton-Raphson pourrait être réduit de manière très significative en simplifiant, les hypothèses dans l'équation (IV.64) Ces hypothèses sont sur les propriétés physiques présentées par les systèmes d'alimentation électrique, en particulier les systèmes de transmission de haute-tension.

La formulation résultante n'est plus la méthode de Newton-Raphson, mais un dérivé de sa formulation décrit comme « la méthode de Newton-Raphson rapide découplée» (Stott, 1974; Stott et Alsac, 1978). Les équations des puissances d'incompatibilité des deux méthodes sont identiques, mais leurs jacobiens sont très différents, les éléments jacobiens de la méthode de Newton-Raphson sont dépendant de la tension alors que ceux de la méthode découplée rapide sont indépendants de la tension (paramètres constants). En outre, le nombre d'entrées des jacobiens utilisés dans la méthode découplée rapide est seulement la moitié de ceux utilisés dans la méthode de Newton-Raphson. Le compromis réside dans l'affaiblissement de la forte convergence des caractéristiques linéaires présentée par la méthode de Newton-Raphson à l'opposé des caractéristiques de la convergence quadratique de la méthode de Newton Raphson [29].

Pour un problème de flux de puissance typique, où la convergence d'une tolérance étroite est obligatoire, les 6 itérations normalement prises par la méthode de Newton-Raphson à converger passera à 25 itérations et surtout lorsque la méthode découplée rapide est utilisée. En fait, le nombre d'itérations prises par la méthode découplée rapide peuvent être influencé par la taille du système à résoudre, comment le système est chargé, le nombre de contrôleurs de système de puissance et le rapport de la résistance à réactance dans les éléments de transmission. Toutefois, la méthode de Newton-Raphson découplée est que l'une de ses itérations ne prend qu'une fraction du temps requis par l'un des éléments jacobiens par rapport aux itérations obtenues par la méthode de Newton-Raphson. Ainsi, dans les études de flux de puissance de haute tension des réseaux avec un petit nombre de contrôleurs de système, l'utilisation de la méthode rapide découplée peut être avantageuse.

En vue de développer la formulation rapide découplée, des simplifications seront introduites dans la jacobien de l'équation (IV.57). Il a été observé que pendant les heures normales fonctionnement, des changements progressifs dans amplitude des tensions ne produisent presque pas de changement en activité flux d'énergie et que, de même, des changements progressifs dans l'angle de phase des tensions ne produisent presque aucun changement dans le flux de puissance réactive. Par conséquent, les éléments jacobiens suivantes peuvent être pris pour être égal à zéro :

$$\left[\frac{\partial P}{\partial V}\,V\right] \text{ , et } \left[\frac{\partial Q}{\partial V}\right] \tag{IV.65}$$

En conséquence, le problème global indiqué dans l'équation (IV.63) se réduit à deux suivants sous-problèmes :

$$[\Delta P]^{(i)} = -\left[\frac{\partial P}{\partial \theta}\right]^{(i)} [\Delta\theta]^{(i)} \tag{IV.66}$$

$$[\Delta Q]^{(i)} = -\left[\frac{\partial Q}{\partial \theta}\,V\right]^{(i)} \left[\frac{\Delta V}{V}\right]^{(i)} \tag{IV.67}$$

D'autres hypothèses simplificatrices relatives aux réseaux de transmission à haute tension, qui sont pertinents pour le problème à la main, sont les suivants :

- X >> R dans toutes les lignes de transmission et les transformateurs du réseau.
- La différence dans les angles de phase de tension entre deux bus adjacents est petite et où les relations suivantes s'appliquent :
- $\sin(\theta_K - \theta_m) = \theta_K - \theta_m$ et $\cos(\theta_K - \theta_m) = 1$. (IV.68)
- Les valeurs de tensions nodales sont près de 1 p.u à chaque bus.

- Le courant circule dans les éléments shunt connectés peuvent être regroupées avec l'équivalent des charges et des courants de générateur

L'intégration de ces hypothèses dans les éléments jacobiens des équations (IV. 31) et (II.32) nous obtenons le système d'équations suivant :

$$[\Delta P]^{(i)} = -[B'] \quad [\Delta\theta]^{(i)} \tag{IV.69}$$

$$[\Delta Q]^{(i)} = -[B''] \quad [\Delta V]^{(i)} \tag{IV.70}$$

Où B' correspond presque exactement au négatif de la partie imaginaire de la nodal matrice d'admittance. En raison des exigences du problème de flux de puissance, la ligne et colonne correspondant au bus de mou n'est pas inclus dans B '. Matrices B 'et B" sont identiques si aucun bus de générateur existent dans le système. Toutefois, dans le cas le plus général, lorsque le générateur bus existent dans le système, puis la rangée et colonne correspondant à chaque bus de générateur sont retirés de la matrice B".

Les équations (IV.69) et (IV.70) sont très simples par rapport à celle de la pleine Newton-Raphson donnée par l'équation (IV.64). Matrices B' et B'' sont symétriques dans la structure et, si aucune des transformateurs déphaseurs sont présents dans le système, ils sont aussi symétrique en valeur. Ces matrices sont inversées une fois seulement, au cours de la première itération, et puis reste constante tout au long du processus itératif. Cela est en contraste avec la Méthode de Newton-Raphson, où le jacobien est évaluée et retournée (factorisée; Zollenkoff, 1970) à chaque itération [29].

L'organigramme de la figure (IV.5) ci-dessous décrit l'approche de calcul de l'écoulement de puissance basée sur l'algorithme de Newton Raphson rapide découplé :

IV.5.2 Organigramme de la méthode de Newton Raphson rapide découplée

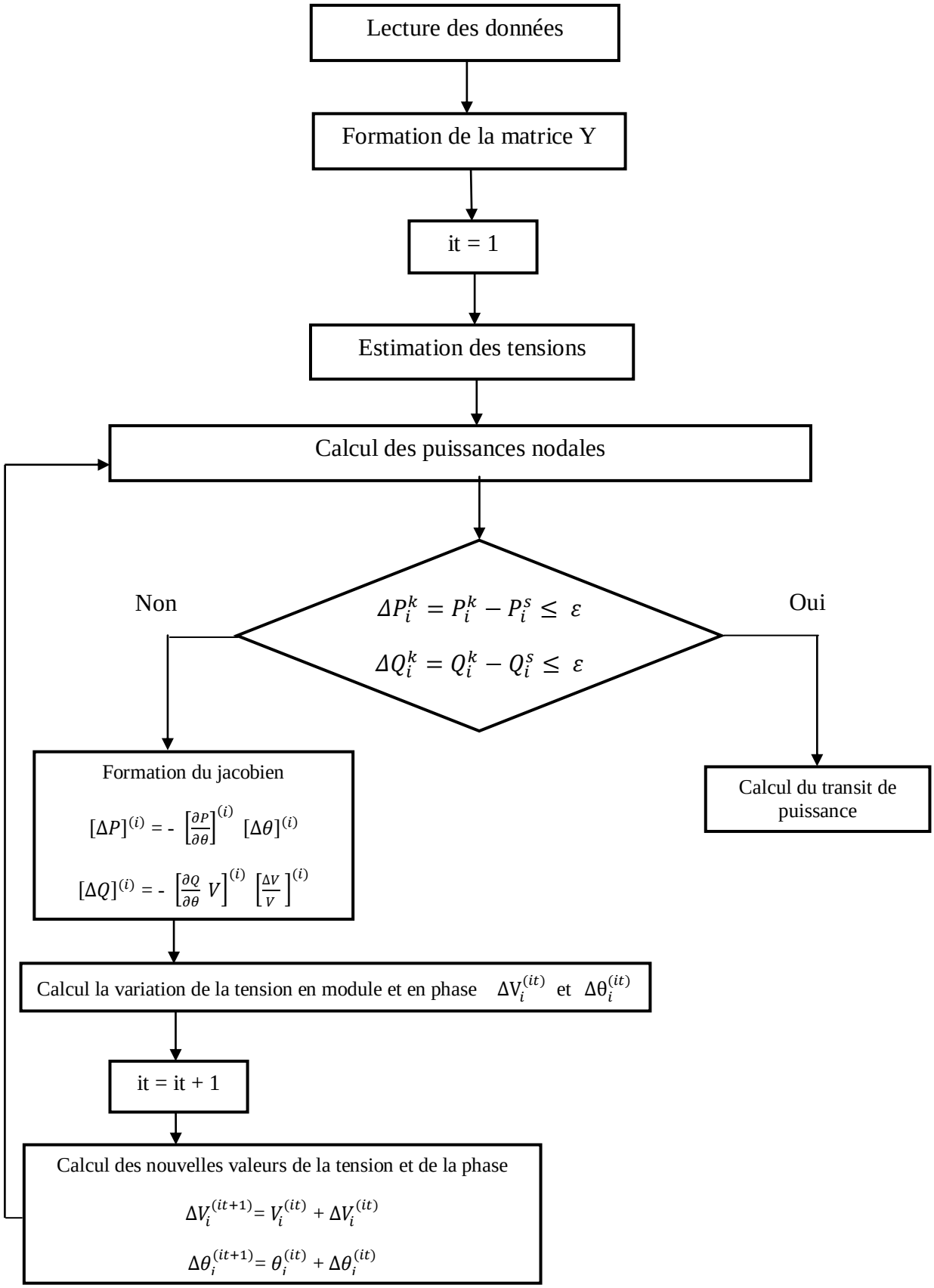


Figure (VI.5) : Organigramme de la méthode de Newton Raphson rapide découplée

IV.6 Logiciel de simulation

L'étude a été menée au moyen d'un programme de simulation appelé PSAT (Power System Analysais Toolbox) ; ce programme a été développé dans le cadre d'une thèse de PHD à l'université de Waterloo, Ontario, Canada. Ce programme permet d'analyser l'évolution de l'état du réseau électrique lors du régime stable, de celui perturbé et le retour à l'état stable éventuellement. Ce programme de simulation est basé sur la résolution des systèmes d'équation algebro- différentielles par la méthode d'intégration à pas fixe de Runge-Kutta d'ordre quatre. Il utilise les routines du logiciel MATLAB-SIMULINK.

IV.6.1 Réseau test

Le réseau pris comme réseau test est un réseau multimachine possède trois machines et nef nœuds et trois charges. Elles sont exprimées en pu. Par rapport à une puissance de base de 100 MVA et une tension de base de 230 KV et une fréquence de 50 Hz. donné par la figure IV.7 ci-dessous.

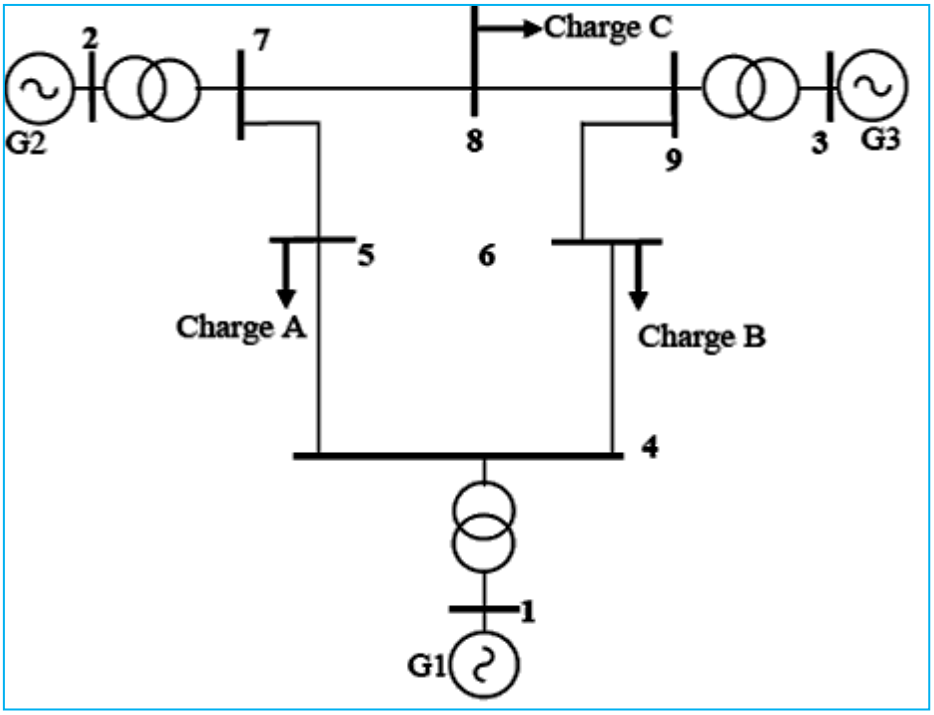


Figure. VI. 5 : Topologie du réseau test.

Les lignes sont modélisées par des modèles en π. Leurs paramètres (impédances série, conductances et susceptances shunt capacitives) sont donnés dans le tableau (IV.3) ci-dessous dans ce tableau, G_{shunt} et B_{shunt} représentent respectivement la conductance et la

susceptance shunt qu'il faut attribuer a la ligne selon le modèle en π, qui correspond à la moitié da la susceptance due à la capacité totale de la ligne.

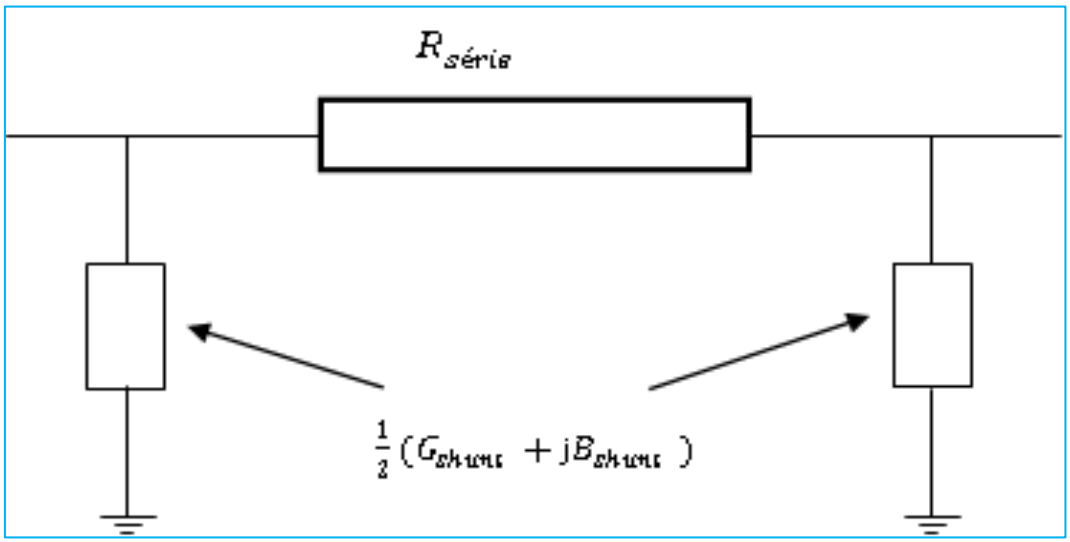


Figure. VI. 6 : modèle en π d'une ligne

Tableau IV.2 Caractéristique des lignes

Nœud 1	Nœud 2	R	X	B/2
1	4	0	0.0576	0
2	7	0	0.0625	0
3	9	0	0.0856	0
5	7	0.032	0.161	0.153
4	5	0.01	0.085	0.088
6	4	0.017	0.092	0.079
6	9	0.039	0.170	0.179
6	7	0.0085	0.072	0.0745
8	9	0.0119	0.1008	0.1045

Tableau IV.3 Caractéristique des machines

Parametre	Centrale 1	Centrale 2	Centrale 3
Sn (MVA)	247.5	192	128
U(KV)	16.5	18	13.8
Facteur de puissance	1.0	0.85	0.85
Type	Hydraulique	Turbo	Turbo
W (tr/ min)	180	3600	3600
X_d	0.1460	0.8958	1.3125

X'_d	0.0608	0.1198	0.1813
X_q	0.0969	0.8645	1.2578
X'_q	0.0969	0.1969	0.25

IV.6.2 Résultats obtenus : calcul l'écoulement de puissance par la méthode de Newton Raphson

Tableau (IV.4) : plan de tensions et puissances.

N° j.barres	Tension	Angle	Puissance
1	1.04	0	71.641+j27.0459
2	1.025	9.28	163+j6.6537
3	1.025	4.6648	85-j10.8597
4	1.0258	-2.2168	0.00+j0.00
5	0.99563	-3.9888	-125-j50
6	1.0127	-3.6874	-90-j30
7	1.0258	3.7197	0.00+j0.00
8	1.0159	0.72754	-100-j35
9	1.0324	1.9667	0.00+j0.00

Tableau (IV.5) : Circulation de puissances.

j.b départ	j.b arriv	Puissance
1	4	71.641 +j 27.0459
2	7	163+j 6.6537
3	9	85 -j10.8597
4	1	-71.641-j23.9231
4	5	40.9374+j 22.893
4	6	30.7037 +j1.03
5	4	-40.6798 -j38.6873
5	7	-84.3202 -j11.3128
6	4	-30.5373 -j16.5434
6	9	-59.4627 -j13.4566
7	2	-163+j9.1782
7	5	86.6201 -j8.3808
7	8	76.3799 -j0.79733
8	7	-75.9046-j10.7042
8	9	-24.0954 -j24.2958
9	3	-85+j14.9553
9	6	60.8166-j18.0748
9	8	24.1834+j3.1195

Les pertes de puissances actives et réactives sont telles que :

- Pertes de puissances actives = 4.641 MW.

- Pertes de puissances réactives = -92.1601 MVAR.

IV.6.3 Simulation du réseau avec variation de la charge

Résultats obtenus : calcul de l'écoulement de puissance

Tableau (IV.6) : plan de tensions et puissances avec variation de la charge

N° j.barres	Tension	Angle	Puissance
1	1.04	0	0.00153+j1877.7788
2	1.025	-462.3143	-184.9569-j1624.8032
3	1.025	21528357.06	-0.00153+j1792.8746
4	0	-122.086	-0.00153+j0.00096
5	0	-469.6054	225+j50
6	0	-525442104.7	290+j30
7	2.0189	-459.112	861.0051+j14814.7019
8	4.038	125.6094	200+j35
9	0	18724018.07	-0.0023-j0.00193

Tableau (IV.7) : Circulation de puissances avec variation de la charge

j.b départ	j.b arriv	Puissance
1	4	0.00153+j1877.7788
2	7	-184.9569-j1624.8032
3	9	-0.00153+j1792.8746
4	1	-0.00153+j0.00096
4	5	00+j00
4	6	00+j00
5	4	00+j00
5	7	-0.00046-j0.00114
6	4	00+j00
6	9	00-j00
7	2	184.9569+j3215.6387
7	5	484.0558+j2373.0433
7	8	7945.9924+j9226.0199
8	7	-1737.5293-j24211.7095
8	9	1883.4222+j15783.2713
9	3	00 +j00
9	6	00+j00
9	8	-0.00383-j0.00108

Les pertes totales de puissances active et réactive sont :

- Pertes de puissance actives =8575.9369MW
- Pertes de puissance réactives = 56855.5307MVAR

IV.6.4 Simulation du réseau avec HVDC entre noeud 7-8

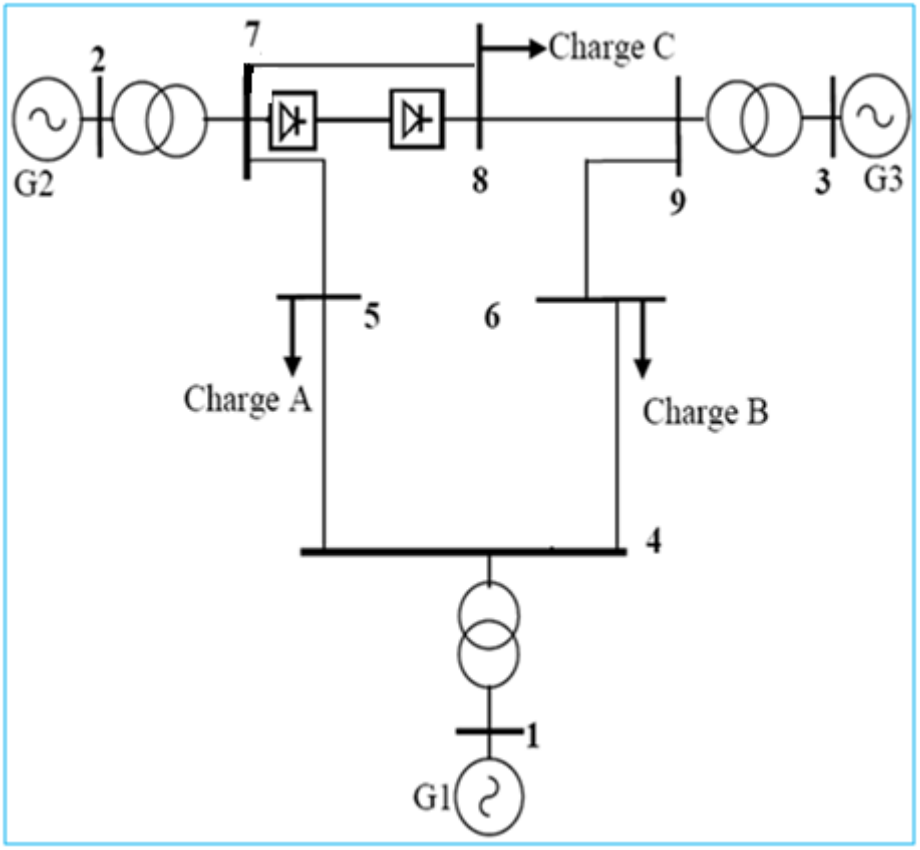


Figure. VI. 7 : Topologie du réseau avec HVDC.

Résultats obtenus : calcul de l'écoulement de puissance

Tableau IV.8 : plan de tensions et puissances avec HVDC

N° j.barres	Tension	Angle	Puissance
1	1.04	0	284.0511+j99.613
2	1.025	-14.8464	163+j163.5835
3	1.025	-15.6685	85-j92.3246
4	0.99732	-9.076	-121.06+458
5	0.94314	-17.245	225+j50
6	0.97145	-15.5083	290+j30
7	0.93058	-20.9776	103+j70.24
8	0.86016	-25.4704	200+j35
9	0.97343	-18.53	127.90+j121.2987

Tableau IV.9 : Résultats de Circulation de puissances avec HVDC.

j.b départ	j.b arrive	Puissance
1	4	284.0511+j99.613
2	7	163-j163.5835
3	9	85+j92.3246
4	1	-284.0511-j51.3606
4	5	163.7741+j46.7732
4	6	120.277+j4.5871
5	4	-160.7675-j37.7974
5	7	35.765-j12.2026
6	4	-117.7779-j6.3759
6	9	27.7779-j23.6241
7	2	-163-j131.8592
7	5	-35.3066-j12.3373
7	8	96.8837+j76.5407
8	7	-118.6-j70.2485
8	9	-109.5408-j85.3722
9	3	-85-j83.5404
9	6	-27.4403-j8.7582
9	8	112.4403+j92.2987

Les pertes totales de puissances active et réactive sont :

- Pertes de puissance actives = 17.0511MW
- Pertes de puissance réactives = 175.521MVAR

IV.6.5 Simulation du réseau avec HVDC entre noeud 6-4

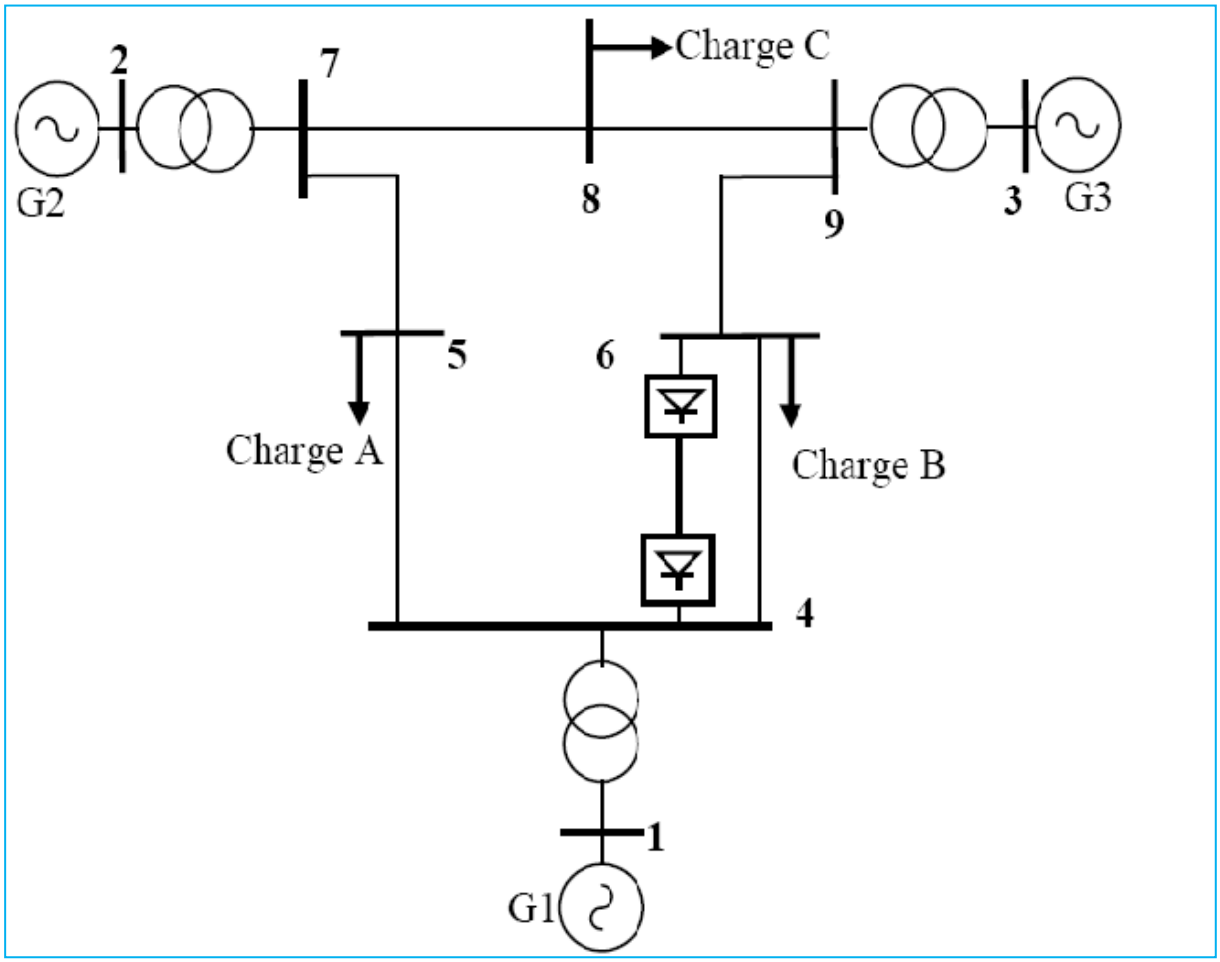


Figure. VI. 8 : Topologie du réseau avec HVDC.

Résultats obtenus : calcul de l'écoulement de puissance

Tableau (IV.10) : plan de tensions et puissances.

N° j.barres	Tension	Angle	Puissance
1	1.04	0	0.93367-j0.4849
2	1.025	-7.8677	-1.63+j0.10376
3	1.025	-26.707	0.85-j0.06404
4	1.0681	-2.775	-121.06+j458
5	1.027	-9.9596	225+j50
6	1.0596	-46.2269	90+j30.01
7	1.0235	-13.4403	103+j0.024
8	0.99533	-23.7972	200+j35
9	1.0298	-29.4117	127.90+j12.2987

Tableau IV.11 : Résultats de Circulation de puissances avec HVDC.

j.b départ	j.b arrive	Puissance
1	4	93.3672-j48.4901
2	7	163+j10.3762
3	9	85-j6.404
4	1	-93.3672+j54.3847
4	5	166.3678+j32.2025
4	6	18.2062-j133.7916
5	4	-163.7853-j29.572
5	7	38.7853-j20.428
6	4	94.573+j37.8834
6	9	-166.3723+j64.0726
7	2	-163+j5.4933
7	5	-38.3233-j9.4121
7	8	201.32233+j3.9188
8	7	-194.7218+j15.7049
8	9	94.7218-j50.7049
9	3	-85+j10.4567
9	6	178.4485-j50.5126
9	8	-93.4485+j40.0559

Les pertes totales de puissances active et réactive sont :

- Pertes de puissance actives = 26.3672MW
- Pertes de puissance réactives = -159.5179MVAR

IV.7 Interprétation des résultats par la méthode de Newton Raphson rapide découplée

Comme prévu, la méthode Newton-Raphson et la méthode découplée rapide donnent pratiquement les mêmes résultats lorsque le problème de l'écoulement de puissance est résolu avec une tolérance prescrite de $1e^{-12}$

La première méthode prend 4 itérations pour converger tandis que la seconde prend 27 itérations. Toutefois, il convient de mentionner que l'une des itérations de la méthode découplée rapide s'exécute beaucoup plus rapidement que l'une des itérations de la méthode de Newton-Raphson.

Le pas d'inversion (refactorisation) de la jacobien est nécessaire à chaque étape itérative du découplé. On peut observer des résultats présentés dans le tableau (IV5.IV6) que toutes les tensions nodales sont dans les limites de la grandeur de la tension acceptées (soit U $\pm$ 10%). Le plus grand flux d'énergie prend place dans la ligne de transmission reliant les deux bus d'alternateur : 40.64MW, et 27.04MVAR congé du nœud 4, et -40.67MW et -33MVAR arrivent au nœud 5. C'est aussi la ligne de transmission qui engage les pertes de puissance active supérieure à (2,5 MW). Les pertes actives du système est 4.64MW.

Les conditions de fonctionnement exigent une grande quantité de génération de puissance réactive par le générateur relié au nœud 1 (à savoir 71.64MVAR). Ce montant est bien au-delà de la puissance réactive dessiné par le chargement du système (40MVAR). Le générateur au nœud 2 attire l'excès de la puissance réactive dans le réseau (par exemple 6.65MVAR). Cette grandeur inclut le net la puissance réactive produite par plusieurs des lignes de transmission.

IV.8 Impact de l' HVDC sur le réseau

L'HVDC est une nouvelle génération de liaison en courant continu à haute tension (CCHT), qui s'appuie sur des convertisseurs électroniques. Ce dispositif peut servir à augmenté la puissance active transmise et garantit un réglage rapide et indépendant des puissances actives et réactive. Les résultats obtenus par la simulation montrent que l'HVDC arrive à maintenir le plan de tension ; malgré La variation de la charge des différents nœuds 5,6 et 8 dans le réseau test.

Remarque :

Pour une bonne circulation de puissance sur le réseau test l'ajout d'une compensation d'énergie réactive a proximité de l'HVDC, cette énergie peut être produite par des condensateurs, batterie ou avec un SVC.

IV.9 Conclusion

Nous avons d'abord modélisé le réseau de transmission. Après cela nous avons simulé le modèle de réseau test avec MATLAB/PSAT. Après l'interprétation des résultats, nous avons constaté que l'HVDC peut être efficace dans le transit de puissance dans n'importe quelle localisation dans le réseau. Cette technique va offrir une nouvelle stratégie pour L'exploitation des réseaux électriques.

Conclusion générale

Conclusion générale

Dans ce travail nous nous sommes attachés à montrer l'intérêt que peut susciter un système FACTS tel qu'un HVDC en régime permanent ; et l'impact positif qu'il peut avoir sur le transit de puissance dans un système électro énergétique. L'HVDC est une nouvelle génération de liaison en courant continu à haute tension (CCHT).

En premier temps, on présenté La méthode de Newton Raphson rapide découplée est une approche itérative qui permet la résolution du problème de load flow, elle présente beaucoup d'avantages que les autres approches car elle converge rapidement et applicable même pour de très grands réseaux.
, nous avons traité les notions générales concernant la modélisation des différents éléments constituants un système de transport d'énergie telle que la machine, la ligne, le transformateur, la charge et la modélisation des diapositifs de régulation.

Pour valider notre étude en dernier temps nous avons simulé sur MATLAB PSAT le réseau 03machines 09 nœuds, nous avons porté un intérêt particulier sur l'impact de l'HVDC sur un réseau test. **.** Après l'interprétation des résultats**,** Le calcul de l'écoulement de puissance nous a permis de déterminer l'état électrique complet du réseau, à savoir les tensions à tous les nœuds, les transits de puissance dans toutes les branches et les pertes de puissances à partir des consommations et des productions spécifiées en ces nœuds .Enfin
et nous avons constaté que l'HVDC peut être efficace dans le transit de puissance dans n'importe quelle localisation dans le réseau. Que le HVDC sont employés pour le contrôle dynamique afin d'améliorer le comportement dynamique des réseaux ainsi que la répartition des puissances dans les réseaux électriques.
Cette technique va offrir une nouvelle stratégie pour l'exploitation des réseaux électrique.

Les travaux présentés dans ce mémoire ont permis de répondre à un certain nombre de préoccupations, mais laissent d'autres points en suspens. Ce travail pourrait être le prélude à d'autres travaux qui verraient les chercheurs établir leurs propres modèles afin de maitriser l'ensemble de la chaine de simulation dans ce type de travail. Il serait aussi intéressant de compléter ce travail en régime transitoire.

Bibliographie

[1] Xiao-Ping Zhang, Christian Rehtanz, Bikash Pal, "Flexible AC Transmission systems: Modelling and Control", Springer 2005.

[2] Enrique Acha, Claudio R. Fuerte-Esquivel, Hugo Ambriz-Pérez, César Angeles-Camacho," FACTS Modelling and Simulation in Power Networks", John Wiley &Sons Ltd, 2004.

[3] Hingorani NG ,Gygyi L. understanding FACTS : concepts and technology of flexible AC transmission systems .New York : IEEE Press;1999.

[4] B. Mahdad, Optimal Power Flow with Consideration of FACTS devices Using Genetic Algorithm: Application to the Algerian Network, *Doctorat Thesis, Biskra University Algeria*, 2010.

[5] Xia Jiang, "Operating Modes and Their Regulations of Voltage-sourced Converters Based FACTS Controllers", thèse de Doctorat de L'institut Polytechnique Troy New York, mars 2007.

[6] Eskandar Gholipour Shahraki, "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques", thèse de doctorat, université de Henri Poincaré,Nancy 2003.

[7] Mancer N, Aggouni Y'' modélisation et integration des dispositifs de compensation dynamique FACT'', Mémoire de l'ingénieur d'état Juin 2007

[8] B. Mahdad "Contribution to the improvement of power quality using multi hybrid model based Wind-Shunt FACTS," *10th EEEIC International* Conference on Environment and Electrical Engineering, Italy, 2011.

[9] Pierre Johannet, "Ligne aériennes: chutes de tension", Technique de l'ingénieur traite génie électrique D 4438.

[10] Pierre Bornard, Michel Pavard, "Réseaux d'interconnexion et de transport réglage et fonctionnement", Technique de l'ingénieur traité génie électrique D 4090.

[11] Amir H. Norouzi, " Flexible AC Transmission Systems: Theory, Control and Simulation of the STATCOM and SSSC", Thèse de magister de l'université de New Brunswick, 2003.

[12] J. Arrillaga, ―High Voltage Direct Current Transmission,‖ Institution of Electrical Engineers, London. 1998.

[13] R. Rudervall, J. Charpentier, and R. Sharma, ―High voltage direct current (HVDC) transmission systems technology review paper,‖ in Energy Week,Washington, D.C, USA, Mar. 2000.

[14] D. F.Menzies, J. Graham, and F. U. Ribeiro, ―Garabi the Argentina-Brazil 1000MW interconnection commissioning and early operating experience,‖ in ERLAC Conference, Foz do Iguacu, Brazil, May-June 2001.

[15] M. Noroozian, A. Edris, D. Kidd, and A. Keri, ―The potential use of voltage-sourced converter-based back-to-back tie in load restorations,‖ IEEE Trans.Power Del., vol. 18, N°. 4, pp. 1416–1421, Oct. 2003.

[16] U. Axelsson, A. Holm, C. Liljegren, and K. Eriksson, ―Gotland HVDC Light transmission-world's first commercial small scale dc transmission,‖ in CIRED Conference, Nice, France, May 1999.

[17] P. Baret, *Régime transitoire des machines tournantes*, les cours de l'école supérieure de l'électricité, Paris, Ed Eyrolles, 1987.

[18] R. Abdessemed , M. Kadjoudj, *Modélisation des machines électrique* , Presses de l'université de Batna,1997.

[19] M. Boubir, " Analyse interactive et graphique de stabilité transitoire des réseaux electriques ", mémoire de magister, Université de Batna, 98.

[20] J. j. Grainger, W. D. Stevenson, *Power System Analysis*, New York, McGraw-Hill, 1994.

[21] N. Abu-Tabak, " Stabilité dynamique des systèmes électriques multimachines : modélisation, commande, observation et simulation ", thèse de doctorat, Université de Lyon, 2008.

[22] H. Alkhatib " Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode métaheuristique ", Thèse docteur de l'université Paul Cezanne D'aix-Marseille, 2008.

[23] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York: McGraw Hill, 1994.

[24] J. Arrillaga, C.P. Arnold, B.J. Harker , *Computer Modelling of Electrical Power Systems*, John Wiley
and Sons, 1983.*er System Stability*

[25] H.A. Sanghavi, S.K. Banerjee, " Load flow analysis of integrated AC-DC power systems ", *TENCON* 1989, pp. 746-751. *and Control*, New

[26] G.A. Huang, V. Krishnaswamy, " HVDC controls for power system stability ", *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE*, vol. 1, 2002, pp. 597-602.

[27] M.E. E1-Hawary, S.T. Ibrahim, "A new approach to AC-DC load flow analysis ", *Electric Power Systems Research*, vol. 33, no. 3, 1995, pp. 193-200,.

[28] M.W. Mustafa, A.F.A. Kadir, " A modified approach for load flow analysis of integrated AC-DC power systems ", *TENCON 2000*, vol. 2, 2000, pp. 108-113.York: McGraw Hill, 1994.

[29] E.Acha, Claudio. R.Fuerte-Esquivel, Hugo Ambriz-Pérez, César Angeles-Camacho « FACTS Modeling and Simulation in Power Networks », john Wiley & Sons Ltd, edition 2004.

[30] J. Louis Lilien, « Transport et Distribution de l'Énergie Électrique » Université de Liège, Faculté des Sciences Appliquées, 2000.

[31] L. Baghli « Réalisation d'un Environnement Graphique avec Base de Données pour l'Analyse et la Simulation de Réseaux Électriques » Mémoire, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, Juin 1994