

Université Saida Dr Tahar Moulay –
Faculté de TECHNOLOGIE



MEMOIRE

Mémoire de fin d'étude présenté pour l'obtention du Diplôme de MASTER

En : Électrotechnique

Spécialité : Réseaux Électriques

Par : BAOUCHÉ Abdelmoumene et SEBA Oussama

Sujet

Contribution à l'étude d'un système hybride de compensation de puissances (active et réactive) pour l'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique

Soutenue publiquement le **26/06/2022** devant le jury composé de :

| | | | |
|-------------------------------|-----|-------------|-------------|
| Mr. RAOUTI Driss | MCA | Univ. Saida | Président |
| Mr. BOUANANE Abdelkrim | MCA | Univ. Saida | Rapporteur |
| Mr. LAOUER Mohammed | Pr | Univ. Saida | Examinateur |

Année universitaire 2021/2022

Résumé

L'étude du contrôle de flux de puissance dans les réseaux de transport d'énergie électrique constitue un sujet important pour la planification et l'exploitation des réseaux électriques, comme nous l'avons constaté tout le long de ce travail.

La technologie FACTS est un moyen permettant de remplir la fonction de transits de flux de puissance avec leur aptitude à modifier l'impédance apparente des lignes. Les dispositifs FACTS peuvent être utilisés aussi bien pour le contrôle de la puissance active que pour celui de la puissance réactive ou de la tension. Plusieurs types de FACTS existent et le choix du dispositif approprié dépend des objectifs à atteindre c'est le système de compensation hybride.

L'UPFC est le système hybride de compensation le plus puissant, permet de contrôler le transit de puissances actives et réactive. Il est constitué de deux onduleurs de puissance qui sont connectés à travers un circuit continu commun. L'un des onduleurs, connecté en parallèle, assure la compensation de la puissance réactive. L'autre, branché en série avec la ligne de transmission. Le but de ce travail est d'étudier en détails le contrôle de la puissance active et réactive de l'UPFC par un régulateur (PI-découplé) avec de deux types d'onduleurs (2 niveaux et 5 niveaux) afin d'améliorer la stabilité et le transit de puissances dans un réseau électrique. Les résultats des simulations montrent que les onduleurs à plus de niveaux donnent un meilleur résultat et bonne poursuite de puissance de référence qui montre que ces contrôleurs minimisent l'interaction qui existe entre les deux puissances active et réactive.

L'UPFC joue un rôle très important dans le réseau de transport, assurer aussi la protection du réseau électrique et améliorer la stabilité transitoire tel que la stabilité de la vitesse de rotation, l'angle interne et la puissance électrique débité. Les simulations faites par le logiciel SIMULINK/MATLAB. Les résultats obtenus sont satisfaisants.

Abstract

The study of power flow control in electrical energy transport networks is a crucial topic for network planning and operation, as we've discovered throughout this project. The FACTS technology allows you to fill the role of power line transits while also allowing you to change the apparent impedance of the lines. FACTS devices can be used for both real and reactive power control, as well as tension control. There are several varieties of FACTS, and the best one for you depends on your goals. The hybrid compensation system is one of them.

The UPFC is the most powerful hybrid compensation system, allowing you to control the flow of real and reactive power. It is made up of two power converters that are connected together by a common continuous circuit. One of the converters, when connected in parallel, ensures that the reactive power is compensated. The other is connected to the transmission line in series. The goal of this research is to investigate the control of the UPFC's real and reactive power by a regulator (PI-decoupled) using two types of converters (2 levels and 5 levels) in order to improve the network's stability and power transfer. The simulation results show that converters with more levels give a better result and a better power follow-up, indicating that these controllers minimize the interplay between real and reactive power.

The UPFC plays an important role in the transport system, ensuring both electrical network protection and improving transitory stability such as rotational speed, internal angle, and required electrical power. Simulations have been carried out using the SIMULINK/MATLAB software. The results obtained are satisfactory.

Sommaire

Introduction générale 01

Chapitre I : Les techniques de compensation traditionnelles et modernes en puissance (active et réactive)

| | |
|--|----|
| <i>I.1 Introduction</i> | 3 |
| <i>I.2 Les puissances</i> | 3 |
| <i>I.2.1 La puissance instantanée</i> | 3 |
| <i>I.2.2 La puissance active</i> | 3 |
| <i>I.2.3 La puissance réactive</i> | 4 |
| <i>I.2.4 La puissance apparente</i> | 5 |
| <i>I.3 Triangle de puissance</i> | 5 |
| <i>I.4 Facteur de puissance</i> | 5 |
| <i>I.4.1 Définition</i> | 5 |
| <i>I.4.2 Importance du Facteur de puissance</i> | 6 |
| <i>I.4.3 Les avantages d'un bon facteur de puissance</i> | 6 |
| <i>I.4.4 Les causes d'un mauvais facteur de puissance</i> | 6 |
| <i>I.4.5 Inconvénients d'un faible facteur de puissance</i> | 7 |
| <i>I.5 Pourquoi améliorer le facteur de puissance ?</i> | 9 |
| <i>I.5.1 Diminution de la section des câbles</i> | 10 |
| <i>I.5.2 Diminution des pertes en ligne</i> | 10 |
| <i>I.5.3 Réduction de la chute de tension</i> | 10 |
| <i>I.5.4 Augmentation de la puissance disponible du transformateur</i> | 10 |
| <i>I.6 Comment améliorer le facteur de puissance ?</i> | 10 |
| <i>I.6.1 Action directe sur l'installation</i> | 10 |
| <i>I.6.2 Action indirecte</i> | 11 |
| <i>I.7 La compensation</i> | 11 |
| <i>I.7.1 Les méthodes de compensation traditionnelles</i> | 12 |
| <i>I.7.2 Les FACTS</i> | 14 |

| | |
|---|----|
| 1.8 Conclusion..... | 14 |
| Chapitre II : Présentation générale des différentes structures de système de transmission flexible de courant alternatif | |
| II.1 Introduction | 15 |
| II.2 Définition des FACTS..... | 15 |
| II.3 Classification des dispositifs FACTS..... | 16 |
| II.4 Rôle des dispositifs FACTS..... | 17 |
| II.5 Catégories principales..... | 18 |
| II.5.1 Compensateurs parallèles | 18 |
| II.5.1.1 TCR (Thyristor Controlled Reactor) | 19 |
| II.5.1.2 TSC (Thyristor switched capacitor)..... | 19 |
| II.5.1.3 SVC (Compensateur statique de puissance réactive)..... | 20 |
| II.5.1.4 TCBR (Thyristor Control Breaking Resistor)..... | 22 |
| II.5.1.5 STATCOM (Static Synchronous Compensator)..... | 22 |
| II.5.2 Compensateurs séries | 24 |
| II.5.2.1 TCSC (Thyristor Controlled Series Compensation) | 24 |
| II.5.2.2 SSSC (Static Synchronous Series Compensator) | 25 |
| II.5.2.3 Condensateur série commuté par thyristors TSSC | 26 |
| II.5.2.4 Comparaison entre les différents types de FACTS séries | 27 |
| II.5.3 Compensateur série parallèle (hybride) | 28 |
| II.5.3.1 Compensateurs hybrides à base de thyristors | 28 |
| II.5.3.1.1 TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator) | 28 |
| II.5.3.1.2 SPS (Static Phase Shifter) | 29 |
| II.5.3.2 Compensateurs hybrides à base de GTO thyristors | 30 |
| II.5.3.2.1 IPFC (Interline Power Flow Controller)..... | 30 |
| II.5.3.2.2 UPFC (Unified Power Flow Controller) | 31 |
| II.6 les avantages et les contraintes des dispositifs FACTS | 33 |
| II.6.1 Les Avantages de l'utilisation des FACTS | 33 |

| | |
|---|----|
| II.6.2 Les contraintes des dispositifs FACTS | 34 |
| II.7 Choix du type de FACTS | 35 |
| II.8 Conclusion | 34 |
| Chapitre III : Modélisation, réglage et commande d'un Système de Contrôle hybride : (UPFC) | |
| III.1 Introduction | 36 |
| III.2 Structure du l'UPFC | 36 |
| III.3 Principe de fonctionnement du système UPFC..... | 37 |
| III.4 Modélisation du système UPFC..... | 37 |
| III.4.1 Modélisation de la branche série (UPFC série) | 38 |
| III.4.2 Modélisation de la partie shunt (UPFC shunt) | 39 |
| III.4.3 Modélisation de la branche continue de l'UPFC | 41 |
| III.5 Généralité sur les convertisseurs..... | 41 |
| III.5.1 Convertisseur Continu-Alternatif (DC- AC)..... | 41 |
| III.5.2 Classification des onduleurs..... | 42 |
| III.5.3 Commande d'un onduleur | 44 |
| III.5.4 La commande d'un onduleur triphasé..... | 44 |
| III.5.4.1 Commande pleine onde (dite 180°) | 45 |
| III.5.4.2 Commande par modulation de largeur d'impulsion (MLI)..... | 45 |
| III.6 Domaines d'application des onduleurs | 46 |
| III.7 Modélisation du convertisseur statique..... | 46 |
| III.7.1 Modèle de l'onduleur | 47 |
| III.7.2 La commande MLI sinus triangle..... | 49 |
| III.7.3 Caractéristiques de la MLI sinus triangle | 49 |
| III.7.4 Modélisation de la commande MLI sinus triangle | 50 |
| III.7.5 Simulation de la commande MLI sinus triangle..... | 50 |
| III.8 Modélisation de l'onduleur de tension à cinq niveaux à structure NPC..... | 52 |
| III.8.1 Structure de l'onduleur cinq niveaux NPC..... | 53 |
| III.8.2 Modélisation du fonctionnement d'un bras d'onduleur cinq niveaux NPC..... | 54 |

| | |
|--|----|
| <i>III.8.3 Différentes configurations d'un bras d'onduleur cinq niveaux NPC</i> | 54 |
| <i>III.8.4 Simulation de la commande MLI sinus triangle.....</i> | 57 |
| <i>III.9 Réglage du système UPFC</i> | 58 |
| <i> III.9.1 Configuration du circuit de réglage.....</i> | 58 |
| <i> III.9.2 Description du système de commande de l'UPFC</i> | 60 |
| <i> III.9.2.1 Commande du circuit série</i> | 60 |
| <i> III.9.2.2 Commande du circuit shunt et de la branche continue.....</i> | 61 |
| <i>III.10 Commande par régulateur proportionnel intégral découplé (PI-D)</i> | 62 |
| <i> III.10.1. Calcul des régulateurs PI</i> | 64 |
| <i> III.10.2 Régulation de la tension continue</i> | 66 |
| <i>III.11 Les résultats de simulation</i> | 68 |
| <i> III.11.1. Les graphes des puissances actives et réactive</i> | 68 |
| <i> III.11.2 Les allures des courants et la tension de la branche continue.....</i> | 70 |
| <i> III.11.3 Test de stabilité</i> | 72 |
| <i> III.11.5 Test de robustesse.....</i> | 73 |
| <i>III.12 Conclusion</i> | 74 |

Chapitre IV : Amélioration de la stabilité transitoire d'un réseau électrique avec utilisation d'un système hybride

| | |
|--|----|
| <i>IV.1 Introduction</i> | 75 |
| <i>IV.2 La stabilité des réseaux</i> | 75 |
| <i> IV.2.1 Stabilité de fréquence</i> | 76 |
| <i> IV.2.2 Stabilité de tension</i> | 76 |
| <i> IV.2.3 Stabilité angulaire</i> | 76 |
| <i> IV.2.3.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations (Stabilité dynamique).....</i> | 77 |
| <i> IV.2.3.2 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (Stabilité transitoires)</i> | 77 |
| <i>IV.3 Notions de stabilité transitoire.....</i> | 77 |
| <i> IV.3.1 Les effets sur la stabilité transitoire</i> | 77 |

| | |
|--|-----|
| <i>IV.3.2 Amélioration de la stabilité transitoire.....</i> | 78 |
| <i>IV.3.3 Amélioration de la stabilité par les PSS</i> | 78 |
| <i>IV.3.4 Amélioration de la stabilité par les FACTS</i> | 79 |
| <i>VI.4 La stabilité transitoire d'un réseau électrique de notre choix</i> | 80 |
| <i>VI.4.1 Introduction.....</i> | 80 |
| <i>VI.4.2 Equation de mouvement (équation mécanique), (swing equation).....</i> | 81 |
| <i>VI.4.3 Equation de mouvement sans couple d'amortissement</i> | 81 |
| <i>VI.4.4 Equation de mouvement avec couple d'amortissement</i> | 84 |
| <i>VI.4.5 La relation (P-δ).....</i> | 85 |
| <i>IV.4.6 Critères d'égalité des aires.....</i> | 87 |
| <i>IV.5 Simulation et résultats</i> | 89 |
| <i>IV.5.1 Présentation du modèle choisis (Réseau de test)</i> | 89 |
| <i>IV.5.2 Simulation de système en absence et en présence de l'UPFC et avec l'application d'un défaut court-circuit.....</i> | 95 |
| <i>IV.12 Conclusion</i> | 103 |
| | |
| <i>Conclusion générale</i> | 104 |
| <i>Bibliographie</i> | 106 |

LA LISTES DES SYMBOLES

FACTS: Flexible Alternating Current Transmission systems.

TCR: Thyristor Controlled Reactor.

TSC: Thyristor Switched Capacitor.

SVC: Static Var Compensator.

TCBR: Thyristor Control Breaking Resistor.

STATCOM: Static Compensator

TCSC: Thyristor Controlled Series Capacitor.

TSSC: Thyristor Switched Series Capacitor.

TCSR: Thyristor Controlled Reactor.

TSSR: Thyristor Switched Series Reactor.

SSSC: Static Synchronous Series Compensator.

TCPAR: Thyristor Controlled Phase Angle Regulator.

IPFC: Interline Power Flow Controller.

UPFC: Unified Power Flow Controller.

L'IEEE : Institute of Electrical and Electronics.

DC : Courant continu (Direct current).

AC : Courant Alternatif (Alternative current).

MLI: Modulation de Largeur d'Impulsion.

IGBT : insulated-gate bipolar transistor.

GTO: Gate-Turn-Off.

NPC: Neutral Point Clamped.

PI_D : Proportionnelle Intégrateur_Dérivateur.

PSS : Power System Stabilizer.

T_s : Transformateur série

T_{sh} : Transformateur shunt

SMIB : Single machine infinite bus

Liste des figures

Chapitre I : Les techniques de compensation traditionnelles et modernes en puissance (active et réactive)

| | |
|--|----|
| Figure I.1 : Triangle des puissances | 05 |
| Figure I.2 : Diagramme P-Q-U d'un alternateur synchrone | 08 |
| Figure I.3 : Le principe de la compensation | 12 |

Chapitre II : Présentation générale des différentes structures de système de transmission flexible de courant alternatif

| | |
|--|----|
| Figure II.1 : Flexible AC Transmission System..... | 15 |
| Figure II.2 : Schéma simplifié de classification des dispositifs FACTS..... | 17 |
| Figure II.3 : Schéma de principe d'un TCR/TSC..... | 20 |
| Figure II.4 : Représentation d'un SVC..... | 20 |
| Figure II.5 : Caractéristique d'un SVC..... | 21 |
| Figure II.6 : Static Var Compensator (SVC)..... | 21 |
| Figure II.7 : Schéma du SVC et TCBR..... | 22 |
| Figure II.8 : schéma de base d'un STATCOM et son schéma équivalent..... | 23 |
| Figure II.9 : Caractéristique statique d'un STATCOM..... | 24 |
| Figure II.10 : Le circuit et le schéma équivalent d'un TCSC..... | 25 |
| Figure II.11 : Schéma de base d'un SSSC et son circuit équivalent..... | 25 |
| Figure II.12 : Caractéristique statique du SSSC..... | 26 |
| Figure II.13 : Condensateur série commuté par thyristors TSSC..... | 26 |
| Figure II.14 : Caractéristique de compensation en mode de tension..... | 27 |
| Figure II.15 : Schéma de base d'un TCPAR..... | 29 |
| Figure II.16 : Diagramme vectoriel du TCPAR..... | 29 |
| Figure II.17 : (a) Structure du SPS (b) Schéma équivalent du SPS..... | 30 |

| | |
|---|----|
| Figure II.18 : Schéma de base d'un IPFC..... | 31 |
| Figure II.19 : Schéma de base de l'UPFC..... | 31 |
| Figure II.20 : L'influence de différents systèmes FACTS sur la puissance active..... | 33 |
| Chapitre III : Modélisation, réglage et commande d'un Système de Contrôle hybride : (UPFC) | |
| Figure III.1 : Schéma de principe de l'UPFC | 31 |
| Figure III.2 : Circuit équivalent de l'UPFC | 32 |
| Figure III.3 Modèle mathématique du système de l'UPFC Serie..... | 35 |
| Figure III.4 : Modèle mathématique du système de l'UPFC shunt | 37 |
| Figure III.5 : Principe de la conversion continue - alternative (DC/AC)..... | 38 |
| Figure III.6 : Onduleur de tension | 39 |
| Figure III.8 Onduleur triphasé | 40 |
| Figure III.9 : Commande pleine onde | 40 |
| Figure III.10 : Schéma de principe de l'onduleur à MLI | 44 |
| Figure III.11 : Principe de la commande MLI sinus-triangle | 47 |
| Figure III.12 : Modèle sous SIMULINK de la commande MLI sinus triangle..... | 48 |
| Figure III.13.a : Les tensions (V_{ref1} , V_{ref2} , V_{ref3} et V_p)..... | 49 |
| Figure III.13.b : Principe de la commande MLI sinus-triangle et enveloppes de tension Pour m=6, r=0.8..... | 50 |
| Figure III.14 : Onduleur de tension triphasé à Cinq niveaux à structure NPC..... | 51 |
| Figure III.15 : Structure d'un bras de l'onduleur à cinq niveaux à structure NPC | 52 |
| Figure III.15.a : Configuration E_1 du premier bras de l'onduleur à cinq niveaux NPC..... | 53 |
| Figure III.15.b : Configuration E_2 du premier bras de l'onduleur cinq niveaux NPC | 54 |
| Figure III.15.d : Configuration E_4 du premier bras de l'onduleur cinq niveaux NPC..... | 55 |
| Figure III.15.e : Configuration E_5 du premier bras d'onduleur cinq niveaux NPC | 56 |
| Figure III.16 : Formes des signaux de l'onduleur cinq niveaux | 57 |
| Figure III.17 : Spectre harmonique du courant I_a de l'onduleur cinq niveaux..... | 57 |
| Figure III.18 : Schéma de contrôle de l'UPFC..... | 59 |

| | |
|--|----|
| Figure III.19 : Schéma de contrôle de la branche série de l'UPFC | 60 |
| FigureIII.20 : Schéma de contrôle de la branche shunt et la branche continue de l'UPFC ... | 62 |
| Figure III.21: Commande PI-Découplé de l'UPFC série | 63 |
| Figure III.22 : Commande PI-Découplé de l'UPFC shunt | 64 |
| FigureIII.23 : Structure de réglage de type PI | 65 |
| Figure III.24 : Régulation de la tension continue | 67 |
| Figure III.25 : Circuit de commande du système UPFC..... | 69 |
| Figure III.26 : La puissance active et La puissance réactive de référence (P^* et Q^*)..... | 70 |
| Figure III.27 : La puissance active et sa référence (P et P^*) | 71 |
| Figure III.28 : La puissance réactive et sa référence (Q et Q^*) | 71 |
| Figure III.29.a : La puissance active P et réactive Q (UPFC avec onduleur à 2 Niveaux).... | 72 |
| Figure III.29.b : La puissance active P et réactive Q (UPFC avec onduleur à 5 Niveaux).... | 72 |
| Figure III.30 : les allures des courants I_{ds} et I_{ds}^* | 73 |
| Figure III.31 : Les allures des courants I_{qs} et I_{qs}^* | 73 |
| Figure III.32 : Le Courant Isa..... | 74 |
| Figure III.33 : Les courants des phases i_{sa} , i_{sb} et i_{sc} | 74 |
| Figure III.34 : Allure de la tension V_{cq} | 74 |
| Figure III.35 : Allure de la tension V_{cd} | 75 |
| Figure III.36 : Les puissances actives (P et P^*) avec une perturbation..... | 75 |
| Figure III.37 : Les puissances réactives (Q et Q^*) avec une perturbation..... | 76 |
| Figure III.38 : Les puissances actives P^* et P avec le test de robustesse..... | 76 |
| Figure III.39 : Les puissances réactive Q^* et Q avec le test de robustesse..... | 77 |
| Chapitre IV : Amélioration de la stabilité transitoire d'un réseau électrique avec utilisation d'un système hybride | |
| Figure IV.1 : Classification des différents types de la stabilité du système de puissance..... | 76 |
| Figure IV.2 : Schéma électrique équivalent d'un générateur synchrone..... | 84 |
| Figure IV.3 : Relation Puissance – angle de rotor δ | 86 |

| | |
|---|-----|
| Figure IV.4: Variation de l'angle du rotor..... | 86 |
| Figure IV.5 : a) Puissance-angle de rotor du rotor suite à un défaut de transmission..... | 87 |
| Figure IV.5 b) Variation d'angle de rotor du rotor suite à un défaut de transmission | 87 |
| Figure IV.6 : Modèle du réseau de test avec l'application d'un système hybride..... | 90 |
| Figure IV.7 : Modèle de la ligne de transport..... | 90 |
| Figure IV.8 : Schéma équivalent de réseaux SMIB avec UPFC en grandeurs réduites..... | 95 |
| Figure IV.9 : Variation de la vitesse de rotation de générateur sans UPFC..... | 96 |
| Figure IV.10 : Variation de la vitesse de rotation de générateur avec UPFC..... | 96 |
| Figure IV.11 : Variation de l'angle interne sans UPFC..... | 97 |
| Figure IV.12 : Variation de l'angle interne avec UPFC..... | 97 |
| Figure IV.13 : Puissance électrique de sortie du générateur sans UPFC..... | 98 |
| Figure IV.14 : Puissance électrique de sortie du générateur avec UPFC..... | 98 |
| Figure IV.15 : Puissance mécanique de turbine sans UPFC..... | 99 |
| Figure IV.16 : Puissance mécanique de turbine avec UPFC..... | 99 |
| Figure IV.17 : Variation de la tension de sortie d'alternateur sans UPFC..... | 100 |
| Figure IV.18 : Variation de la tension de sortie d'alternateur avec UPFC..... | 100 |
| Figure IV.19 : Variation de courant de sortie du générateur avec UPFC..... | 101 |
| Figure IV.20 : Variation de la tension continue V_{dc} de l'UPFC..... | 101 |
| Figure IV.21 : Variation de puissance active transporté sur la ligne avec UPFC..... | 102 |
| Figure IV.22 : Variation de puissance réactive transporté sur la ligne avec UPFC..... | 102 |
| Figure IV.23 : Variation de la tension de compensation parallèle de l'UPFC..... | 103 |

Liste des Tableaux

Chapitre I : Les techniques de compensation traditionnelles et modernes en puissance (active et réactive)

Tableau I.1 : Facteur multiplicateur de la section des câbles en fonction de $\cos \varphi$ 10

Chapitre II : Présentation générale des différentes structures de système de transmission flexible de courant alternatif

Tableau II.1 : Tableau de performances des principaux FACTS 21

Chapitre IV : LES RESEAUX ELECTRIQUES DU FUTUR-LES SMART-GRIDS

Tableau IV.1 : Caractéristiques du générateur 91

Tableau IV.2 : Caractéristiques du transformateur T 91

Tableau IV.3 : Caractéristique du transformateur T_s 93

Tableau IV.4 : Caractéristique du transformateur T_{sh} 94

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction générale

Les réseaux électriques sont des infrastructures vitales et stratégiques qui jouent un rôle primordial dans le développement économique et social de tout pays. Cependant, l'un des problèmes majeurs qui fait face à ces systèmes est la stabilité. Pour que les réseaux soient efficaces, ils doivent garantir un équilibre entre la production et la consommation en alimentant les différents centres de consommation avec une tension et une fréquence constante en tout temps. Ces systèmes de puissance doivent rester stables face à toutes sorte de perturbations (variation de charge, perte d'une unité de génération, court-circuit sur une ligne de transmission, perte de ligne, etc.). D'où l'intérêt particulier des chercheurs pour le développement de nouvelles méthodes et nouveaux équipements de commande permettant de garantir un bon fonctionnement des réseaux électriques et d'améliorer leur stabilité pour rendre leur exploitation plus flexible.

La demande croissante de l'énergie électrique et la dérégulation du marché de l'électricité a engendré une augmentation des transits de puissance dans les réseaux électriques. Pour conséquence, des réseaux mondiaux de plus en plus interconnectés et fonctionnant près de leurs limites de stabilité, donc difficiles à régler et sensibles aux oscillations interrégionales. C'est dans ces conditions que les éléments FACTS (Flexible AC Transmission Systems) sont introduits afin d'apporter des nouvelles solutions pour améliorer les performances des réseaux de puissance. Ces dispositifs ont un rôle important à jouer dans le contrôle des transits de puissance, l'augmentation de la puissance transmissible maximale, l'amélioration de la stabilité du réseau et l'amortissement des oscillations électromécaniques. L'objectif principal de ce dispositif est le contrôle du flux de puissance, et c'est précisément sur cet aspect que ce mémoire a été développé. Néanmoins, les réseaux de distribution souffrent plus de problèmes de qualité d'ondes que les réseaux de transport. Pour cette raison, le fait de pouvoir compenser les perturbations de différentes origines, donnerait une valeur ajoutée à cet appareil.

Les caractéristiques de l'appareil choisi sont les suivantes :

- ⊕ C'est un appareil de puissance électronique basé sur des sources de tension. Il utilise des interrupteurs statiques.
- ⊕ Il a une topologie universelle : un compensateur en série et un autre en parallèle reliés grâce à un bus en courant direct (DC).
- ⊕ Cet appareil est installé dans un réseau de distribution avec les caractéristiques propres d'un réseau de distribution : niveaux de tension particuliers, courants de court-circuit

élevés, résistivité plus élevée sur les lignes, augmentation du nombre de câbles environnement plus perturbé, ...etc.

- ⊕ La fonction principale de l'appareil en régime permanent est de contrôler le flux de puissance. Les fonctions supplémentaires peuvent inclure la compensation de déséquilibres, papillonnements, harmoniques, creux de tension, ...etc.

Le contrôle de flux de puissance est un problème qui provient typiquement des réseaux de transport. Il existe un Flexible AC Transmission System (FACTS) avec topologie universelle appelé Unified Power Flow Controller (UPFC) qui sert surtout à contrôler le flux de puissance en régime permanent mais il présente aussi d'autres fonctionnalités telles que l'amélioration de la stabilité transitoire du réseau face aux événements, l'amortissement des oscillations dynamiques (habituellement de basse fréquence) et l'augmentation de la capacité de transport.

Ce mémoire est structuré en quatre chapitres :

- ⊕ Le premier chapitre est consacré sur les techniques de compensation traditionnelle et moderne des puissances (active et réactive).
- ⊕ On présente dans le deuxième chapitre, présentation générale des différentes structures de système de transmission flexible de courant alternatif pour la compensation des puissances active et réactive avec le système le plus intéressant des dispositifs FACTS : " l'UPFC ".
- ⊕ Dans le cadre du troisième chapitre, On présente la modélisation du déphasor universel de charge 'UPFC' après avoir son fonctionnement, afin d'aboutir à une configuration simple de facilitant l'application de différentes techniques de contrôle et de commande. C'est -à-dire un réglage appliqué à l'UPFC avec des régulateurs classiques (PI-Découplé) sera présenté tout en présentant l'intérêt de chaque type de réglage pour la compensation des puissances et le maintien de la tension avec interprétations des résultats obtenus en simulation.
- ⊕ Le dernier chapitre, nous aborderons un rappel de la stabilité des réseaux électriques, ainsi que l'impact de différents types de défaut sur la stabilité transitoire d'un alternateur connecté à un réseau infini. Tel que la stabilité de la vitesse de rotation, l'angle interne et la puissance électrique débité. Nous avons fait des simulations par le logiciel MATLAB/ SIMULINK.

Nous terminons par une conclusion sur l'ensemble de cette étude et nous proposons des perspectives de ce travail.

CHAPITRE I

Les techniques de compensation traditionnelles et modernes en puissance (active et réactive)



I.1 Introduction

Un réseau électrique de grande échelle également appelé système de puissance, se compose des éléments variés interconnectés (Générateurs, transformateurs, lignes de transport, de distribution et des charges) plus ou moins nombreux selon la taille du réseau et formant un système complexe, ce système doit être dimensionné de façon à pouvoir livrer en tout temps les puissances active et réactive demandées par l'ensemble des utilisateurs.

I.2 Les puissances

En physique, la puissance est la quantité d'énergie par unité de temps fournie par un système à un autre. La puissance correspond donc à un débit d'énergie : deux systèmes de puissance différente pourront fournir le même travail (la même énergie), mais le système le plus puissant sera le plus rapide. En électricité ils existent différents types de puissances :

I.2.1 La puissance instantanée

Soit un dipôle parcouru par un courant sinusoïdale et peut s'écrire sous la forme :

$$i(t) = I\sqrt{2}\sin(\omega t - \varphi) \quad (\text{I.1})$$

Dans une instant (t), l'énergie reçue par le dipôle est la même que si la tension U et le courant I étaient constants :

$$u(t) = U\sqrt{2}\cos(\omega t) \quad (\text{I.2})$$

Dans une instant (t), l'énergie reçue par le dipôle est la même que si la tension U et le courant I étaient constants :

$$W(t) = u(t).i(t) \quad (\text{I.3})$$

Egalement par définition, la puissance instantanée est donnée par :

$$P(t) = \frac{dW(t)}{dt} = u(t).i(t) \quad (\text{I.4})$$

1.2.2 La puissance active

La puissance active est la valeur moyenne de la puissance instantanée, et la puissance réelle transmise à des charges et elle est transformée en énergie mécanique, thermique, lumineuse, calorifique ..., elles directement utilisable.

C'est la quantité de base pour réaliser l'état énergétique des installations AC.

$$P = u(t) \cdot i(t) = [U\sqrt{2} \cos(\omega t)].[I\sqrt{2}\sin(\omega t - \varphi)] \quad (\text{I.5})$$

$$P = UI\cos\varphi - UI \cos(2\omega t - \varphi) \quad (\text{I.6})$$

Le premier terme est indépendant de t, d'où sa valeur moyenne est ($UI\cos\varphi$). Le second terme à une valeur moyenne nulle (la valeur moyenne d'une fonction sinusoïdale par période est nulle), cela implique que P se réduit à :

$$P = UI\cos\varphi \quad [\text{Watt}] \quad (\text{I.7})$$

Cette relation reste valable seulement en monophasé.

Détaillons un peu les différentes interprétations pouvant être réduites en fonction des valeurs du déphasage :

- ❖ Si le dipôle est un récepteur (par exemple un moteur), on a $P>0$; d'où $\cos\varphi>0$ et $-\pi/2>\varphi>\pi/2$; le vecteur de Fresnel du courant i est dans le quatrième quadrant si $\varphi<0$, dans le premier si $\varphi>0$.
- ❖ Si le dipôle est un générateur (par exemple alternateur), on aura : $P<0$, car $\cos\varphi<0$ et $\pi/2>\varphi>3\pi/2$; le vecteur de Fresnel du courant i est dans le deuxième quadrant ou le troisième.

1.2.3 La puissance réactive

La puissance réactive Q mesurée en VAR, elle est nécessaire au fonctionnement des moteurs, transformateurs, appareils de soudure, éclairages, etc., où un champ magnétique doit être créé. L'énergie réactive est indésirable sur les réseaux, car elle augmente les charges et les distributeurs la pénalisent. Donc l'expression de la puissance réactive est:

$$Q = UI\sin\varphi \quad [\text{VAR}] \quad (\text{I.8})$$

1.2.4 La puissance apparente

La puissance apparente S représente l'amplitude des fluctuations de la puissance instantanée P par rapport à sa valeur moyenne ; elle sert uniquement à dimensionner les machines, telle que les transformateurs, moteurs, alternateurs ; Elle s'exprime en Volt Ampère [VA].

$$S = UI = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad [\text{VA}] \quad (\text{I.9})$$

1.3 Triangle des puissances

Voici une façon simple pour représenter les relations entre les puissances P , Q et S en régime sinusoïdale :

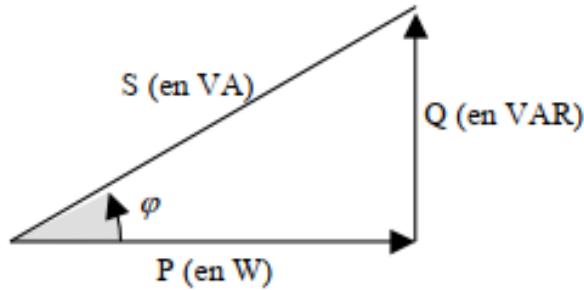


Figure I.1 : Triangle des puissances

Avec :

$$\varphi = \arctg\left(\frac{Q}{P}\right) \quad (\text{I.10})$$

1.4 Facteur de puissance

1.4.1 Définition

Les centrales électriques doivent produire de la puissance apparente, mais elles ne sont rétribuées qu'en fonction de la puissance active utilisée par les clients. Le rapport de la puissance active P (kW) à la puissance apparente S (kVA) est donc une grandeur d'importante. Ce rapport représente le facteur de puissance.

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} \quad (\text{I.11})$$

Le facteur de puissance est exprimé sous la forme d'un nombre sans dimension compris entre 0 et 1, représentant l'efficacité avec laquelle l'électricité est tirée du réseau, mais l'économie lui dicte de se rapprocher le plus possible à l'unité.

Un facteur de puissance inférieur à 1 conduira à une consommation d'énergie réactive d'autant plus grande qu'il se rapproche de 0.

1.4.2 Importance du Facteur de puissance

Les distributeurs d'électricité facturent généralement et seulement la puissance active consommée. Les pertes dans les lignes ne sont pas facturées. Or celles-ci dépendent de l'intensité apparente appelée qui augmente dans le cas de faible facteur de puissance ($\cos \varphi$), les pertes par effet joule augmentent en raison du carré de cette intensité (RI^2), les chutes de tension sont importantes et le rendement l'installation diminue.

1.4.3 Les avantages d'un bon facteur de puissance

Un bon facteur de puissance permet d'optimiser une installation électrique et apporte les avantages suivants :

- La suppression de la facturation d'énergie réactive.
- La diminution de la puissance souscrite en kVA.
- La limitation des pertes d'énergie active dans les câbles compte-tenu de la diminution de l'intensité véhiculée dans l'installation.
- L'amélioration du niveau de tension en bout de ligne.
- L'apport de puissance disponible supplémentaire au niveau des transformateurs de puissance si la compensation est effectuée au secondaire.

1.4.4 Les causes d'un mauvais facteur de puissance

Avoir un mauvais facteur de puissance signifie que le courant requis par le système de distribution est plus grand que le courant requis pour effectuer le travail réel et que les pertes reliées au système de distribution sont plus grandes. Le facteur de puissance est déterminé par le nombre de charges inductives sur un système. Les charges de nombreux systèmes électriques industriels et commerciaux sont inductives, ce qui signifie qu'elles requièrent une puissance réactive (kVAR) afin de maintenir un champ magnétique nécessaire au fonctionnement de

l'équipement, en plus des kW qu'elles utilisent pour effectuer leur travail. Plus la part de la charge inductive d'une installation est importante, plus sa puissance réactive est élevée et plus son facteur de puissance est faible. La charge de ce type d'équipement joue également un rôle important dans le facteur de puissance d'une installation.

Les faibles valeurs du facteur de puissance ont souvent pour causes de mauvaises conditions d'utilisation du matériel. Ces conditions correspondent :

- Pour les transformateurs, à un fonctionnement à vide ou à faible charge.
- Pour les moteurs asynchrones, à des marches à vide ou à faible charges fréquentes, auxquelles il convient d'ajouter parfois un niveau de tension d'alimentation trop élevé.
- Pour l'éclairage fluorescent, à une mauvaise conception.

1.4.5 Inconvénients d'un faible facteur de puissance

Le producteur de l'énergie électrique (ou le distributeur) doit satisfaire la demande de sa clientèle aussi bien en énergie active, qui sert à produire le travail utile, qu'en énergie réactive qui sert à magnétiser les circuits magnétiques de toutes les machines dont le principe est basé sur l'interaction des champs électromagnétiques.

Le producteur doit dimensionner la structure de réseau (productions, transformateurs, lignes à haute tension et consommateurs), si cette structure est soumise à un transit excessif de puissance réactive ; puisqu'avoir un faible facteur de puissance équivaut à consommer trop de puissance réactive.

a) Alternateurs :

Les alternateurs synchrones permettent de convertir la puissance mécanique des turbines en puissance électrique active. Cette technologie permet aussi de générer de la puissance réactive.

Les limites de capacité de production d'un alternateur sont définies par les constructeurs sous la forme de diagramme P-Q-U (FigureI.2). Une puissance apparente constante se traduit dans un diagramme P-Q par un cercle centré sur l'origine. Or il ne s'agit pas de la seule limite entrant en

jeu, et ce en raison des contraintes de fabrication de la machine. Les capacités de production sont limitées par d'autres paramètres telles que les limites de courants statorique et rotorique. [3]

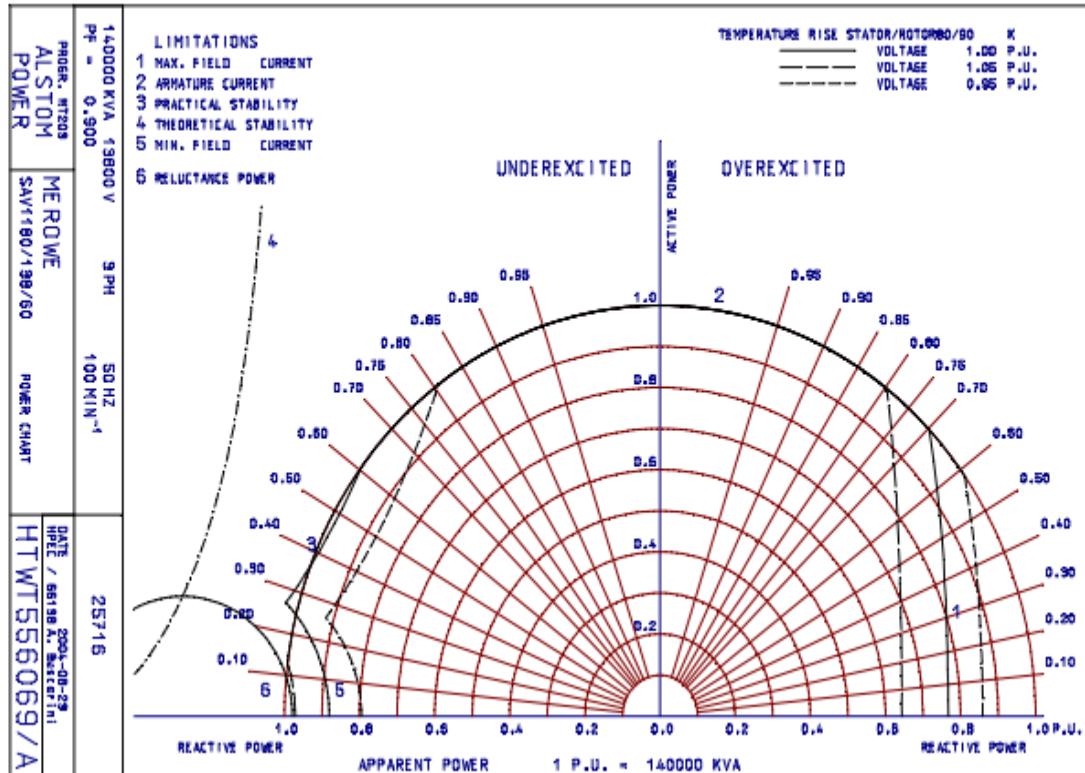


Figure I.2 : Diagramme P-Q-U d'un alternateur synchrone

b) Transformateurs :

Les transformateurs sont utilisés en sortie de groupe pour éléver la tension puis à chaque changement de niveau de tension. La composition des transformateurs font que ceux-ci sont fortement inductifs. Les valeurs communément admises pour les réactances de fuite des transformateurs élévateurs sont de l'ordre de 13 %. Les couplages capacitifs à 50 Hz sont négligeables vis-à-vis de ces valeurs.[3].

A puissance active constante, quand le facteur de puissance diminue, le courant augmente, il est de même pour la puissance apparente S qui est aussi le facteur de dimensionnement.

Finalement la section du cuivre et le type d'isolation doivent être choisis en fonction d'un courant conséquent.[2]

c) Lignes :

L'énergie réactive est un élément très gênant dans les réseaux. En effet, sa circulation dans les lignes de distribution entraîne :

- Des surcharges au niveau des transformateurs.
- Une augmentation des pertes par effet Joule dans les câbles.
- Une chute de tension.

d) Rendement :

Si le courant augmente (Un $\cos \varphi$ faible), il conduit à provoquer des pertes de puissance, donc le rendement diminue.

e) Consommateur :

L'utilisateur lui-même est directement intéressé par le facteur de puissance de son installation ; En général, les distributeurs d'énergie électrique pénalisent financièrement les consommateurs dont la valeur de $\operatorname{tg} \varphi$ est élevée.

Par exemple, en Algérie : les clients payent l'énergie réactive au-delà de 50 % de l'énergie active consommée selon la relation suivante :

$$Dr = g(Vr - 0.5Wa) \quad [Da] \quad (\text{I.12})$$

Où :

Wa : Energie électrique active consommée pendant une période déterminée, KWh/mois.

Vr : Energie électrique réactive consommée pendant une période déterminée, KVAr/mois.

g: Le prix unitaire de l'énergie réactive DA/KVAr. [1]

1.5 Pourquoi améliorer le facteur de puissance ?

L'amélioration de facteur de puissance présente des avantages techniques et économiques, permet de réduire la factorisation d'électricité et un dimensionnement réduit de la structure de réseau électrique (Alternateurs, Transformateurs, Conducteurs, appareillages.....etc),

1.5.1 Diminution de la section des câbles

Le tableau montre La diminution de la section pour un facteur de puissance croissant :

| | | | | |
|---|-----|------|------|---|
| Facteur multiplicateur de la section des conducteurs (câbles) | 2.5 | 1.67 | 1.25 | 1 |
| FP (Cosφ) | 0.4 | 0.6 | 0.8 | 1 |

Tableau I.1 : Facteur multiplicateur de la section des câbles en fonction de Cos φ.

1.5.2 Diminution des pertes en ligne

Car elles sont proportionnelles au carré du courant transporté, La diminution de 10%, par exemple, du courant dans un conducteur réduira les pertes de 20%.

1.5.3 Réduction de la chute de tension

La compensation permet de voire d'éliminer les courants réactifs (inductifs) circulant dans les conducteurs en amont, et de ce fait réduit ou éliminer les chutes de tension

1.5.4 Augmentation de la puissance disponible du transformateur

L'augmentation du facteur de puissance d'une charge induit la diminution du courant fournie par le transformateur d'alimentation. Dans certains cas, le remplacement d'un transformateur par un nouveau plus puissant pour pouvoir alimenter une augmentation de la charge, peut être évité en améliorant le facteur de puissance.

1.6 Comment améliorer le facteur de puissance ?

1.6.1 Action directe sur l'installation

L'énergie réactive absorbée par les transformateurs et les moteurs varie faiblement entre la marche à vide et la marche à pleine charge, par contre l'énergie active augmente avec la puissance fournie, dès lors, il est évident qu'à vide et à faible charge, dans ce cas il faut procéder à une révision approfondie de toute l'installation électrique, il faudra donc :

- Remplacement d'un moteur inutilement trop puissant par un autre moins puissant.

- Une utilisation en faible charge pour les moteurs pendant de longues durées d'un couplage étoile au lieu d'un couplage triangle.
- Alimenter les circuits de protection et d'éclairage par un transformateur supplémentaire.
- Réduction des marches à vide ou à faible charge, remplacement d'un appareil à pertes normales par un transformateur à pertes réduites.

1.6.2 Action indirecte

Dans ce cas, On ne modifie pas l'installation mais l'amélioration de facteur de puissance doit passer par l'installation d'un moyen de compensation qui doit produire l'énergie réactive à proximité de son lieu de consommation, tels que :

- Les compensateurs synchrones.
- Les batteries de condensateurs.
- Les inductances.
- Les compensateurs statiques.
- Les PSS (Power System Stabiliser).
- Les FACTS.

1.7 La compensation

Théoriquement, si une charge est inductive, elle absorbe de la puissance réactive; si elle est capacitive, elle fournit de la puissance réactive. Le réseau lui-même peut fournir de la puissance réactive lorsqu'il est faiblement chargé (du fait des capacités des lignes et des câbles) ou absorber de la puissance réactive lorsqu'il est fortement chargé (du fait des inductances des lignes et des transformateurs).

Les alternateurs peuvent aussi fournir ou absorber de la puissance réactive. De même que pour la puissance active, le bilan global de la puissance réactive produite et consommée dans l'ensemble du système électrique doit être équilibré. Toutefois, l'équilibre local n'est pas naturel; il en résulte des transits de puissance réactive. Or, ces transits provoquent des chutes de tension et des pertes qui peuvent dans certains cas en résulter un risque d'auto dégradation du plan de tension qui peut conduire à un effondrement partiel ou total du réseau. Il faut donc minimiser ces transits, c'est-à-dire s'arranger pour réaliser, un équilibre local entre les puissances réactives produites et consommées. En d'autres termes, on est amené à compenser la puissance

réactive. Il est donc clair que le problème du réglage de la tension, et celui de la compensation de la puissance réactive sont étroitement liés.

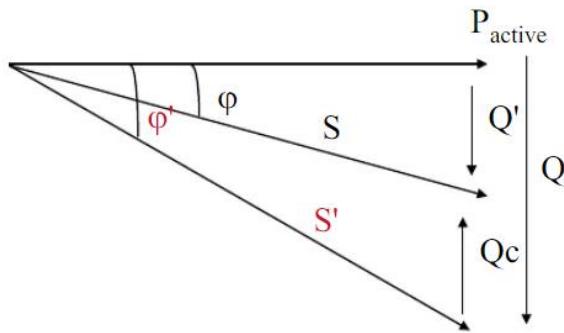


Figure I.3: Le principe de la compensation.

En analysant la nature de la puissance réactive, on peut conclure que la puissance réactive est une chose très importante pour les réseaux électriques (en courant alternatif).

1.7.1 Les méthodes de compensation traditionnelles :

a. Les compensateurs synchrones

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes ne fournissant aucune puissance active, bien situés pour satisfaire les besoins en énergie réactive. Leur fonctionnement peut être contrôlé par un régulateur automatique de tension.

Le gros avantage de ces compensateurs synchrones sur les bancs de condensateurs est qu'on peut faire fluctuer la puissance réactive produite en jouant sur l'excitation du moteur. La régulation peut se faire sur une consigne de tension de l'installation ou de facteur de puissance.

La quantité de l'énergie réactive produite par ces sources est limitée par les conditions de fonctionnement normales des machines des centrales. La quantité produite n'est pas constante.

b. Les batteries de condensateurs

Les batteries de condensateurs sont les moyennes le plus économiques et les plus simples de production d'énergie réactive dans les installations industrielles aussi bien que dans les réseaux publics. Le condensateur est un récepteur constitué de deux parties conductrices (électrodes) séparées par un isolant. Ce récepteur a la propriété lorsqu'il est soumis à une tension sinusoïdale de déphaser son intensité, donc sa puissance (réactive capacitive), de 90° en avant sur la tension.

À l'inverse, tous les autres récepteurs (moteur, transformateur...) déphasent leur composante réactive (intensité ou puissance réactive inductive) de 90° en arrière sur la tension.

Pour simplifier, On dit que les batteries de condensateurs produisent une partie de l'énergie réactive consommée par les récepteurs inductifs (Moteur, transformateur...), On distingue deux types de matériels :

- **Batteries de condensateurs HT**

Ces batteries raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT compensent les pertes réactives sur les réseaux HT et THT et les charge. Leur puissance est de 20 à 30 MVAR.

- **Batteries de condensateurs MT**

Raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/MT et THT/MT, elles compensent l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport. Ces batteries sont fractionnées en gradins de 2.4 ou 3 MVAR (selon la puissance du transformateur HT/MT).

Chaque gradin commandé séparément est dimensionné pour limiter à 5% la variation de la tension maximale sur le jeu de barre MT au moment de la manœuvre d'un gradin [6].

c. Les inductances

Elles sont utilisées pour compenser l'énergie réactive fournie en heures creuses par les lignes à très haute tension ou par les câbles. Elles sont soit directement raccordées au réseau, soit branchées sur les tertiaires des transformateurs. Par conséquent, elles permettent une limitation des surtensions dans le réseau [4].

d. Les compensateurs statiques

Ils sont constitués par l'ensemble de condensateurs et d'inductances commandées par thyristors, montés en tête-bêche dans chaque phase. Chacun d'entre eux étant ainsi conducteur pendant une demi-période, La puissance réactive absorbée par l'inductance varie en contrôlant la valeur efficace du courant qui la traverse par action sur l'angle d'amorçage des thyristors. [8]

e. PSS (Power System Stabilizer)

Dans le premier cas, le problème d'oscillations électromécaniques est résolu en ajoutant au générateur un contrôleur spécifique appelé : (Power System Stabilizer (PSS)). Ce contrôleur détecte les variations de vitesse de rotor ou de puissance électrique du générateur et applique un signal, adapté, à l'entrée du régulateur de tension. Ces Stabilisateurs de puissance sont un moyen efficace et économique d'amélioration de la stabilité dynamique d'un système électrique.[7]

Les moyens cités ci-dessus sont certes efficaces mais ils restent traditionnels et ils présentent tout de même certaines contraintes telles que : un temps de réaction élevé, et génération d'harmoniques. Aujourd'hui des systèmes de contrôle plus sophistiqués et de nouvelles structures à base d'électronique de puissance sont de plus en plus requis.

1.7.2 Les FACTS

Les dispositifs FACTS (Systèmes de Transmission en Courant Alternatif) comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statiques utilisées 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.

Le développement des dispositifs FACTS est essentiellement dû aux progrès réalisés dans le domaine des semi-conducteurs de puissance et plus particulièrement des éléments commandables tels que le thyristor GTO. Les FACTS représentent une alternative aux dispositifs de réglage de puissance utilisant des techniques passives : Bobine d'inductance et condensateur déclenchés par disjoncteur, transformateur déphasageur à régleur en charge mécanique, etc. Dans les dispositifs FACTS, les interrupteurs électromécaniques sont remplacés par des interrupteurs électroniques. Ils disposent ainsi de vitesse de commande très élevée et ne rencontrent pas les problèmes d'usure de leurs prédecesseurs. De ce fait, les FACTS possèdent une très grande fiabilité et une flexibilité pratiquement sans limites.

1.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons voulu mettre en évidence ; d'une part, à travers les notions de puissances ; active, réactive et apparente et l'importance du facteur de puissance qui définit la consommation de la puissance réactive et comment la compenser et parmi ces compensateurs il existe les dispositifs les plus fiables qui sont les FACTS. Le chapitre suivant sera dédié à présenter les différents types de FACTS, leurs avantages dans leurs différents domaines d'applications respectifs. Cette description est adoptée comme classification universelle des systèmes FACTS.

CHAPITRE II

Présentation générale des différentes structures de système de transmission flexible de courant alternatif



II.1 Introduction

Devant les problèmes de transit de puissances, la compagnie américaine EPRI (Electric Power Research Institute) a lancé, en 1988, un projet d'étude des systèmes FACTS afin de mieux maîtriser le transit de puissance dans les lignes électriques. Les réseaux maillés, soumis à des boucles de puissances indésirables entre zones interconnectées, subissent des surcharges de lignes. Des problèmes de stabilité et de toute manière un accroissement des pertes.

Les moyens classiques de contrôle des réseaux (transformateurs déphasateurs, compensateurs série ou parallèle commutés par disjoncteurs, modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs) pourraient dans l'avenir s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau, compte tenu notamment des nouvelles contraintes. Il faudra vraisemblablement dans l'avenir, compléter leur action en mettant en œuvre des dispositifs électroniques de puissance à grande vitesse de réponse, récemment développés et connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) pour le contrôle des réseaux. Le développement récent des dispositifs FACTS ouvre de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissances seront mieux contrôlés et les tensions mieux tenues. Ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes [9].

II.2 Définition des FACTS

“FACTS” est un terme générique qui caractérise l’ensemble des équipements mettant en jeu de l’électronique de puissance (diodes, thyristors, GTO, IGBT...). Ces éléments jouent le rôle d’interrupteurs très rapides. Ce qui confère aux dispositifs FACTS une vitesse et une fiabilité bien supérieures à celles des systèmes électromécaniques classiques. Ces équipements contrôlent dynamiquement ensemble ou séparément les différents paramètres du réseau : tension, impédance et la phase du réseau. Ils sont utilisés pour améliorer, d’une façon générale les performances d’un réseau (stabilité, capacité de transport...) [10].

Les FACTS (Flexible AC Transmission Systems), sont définis Selon l'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) comme étant : des Systèmes de Transmission en courant alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statiques utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau.

Ils peuvent contribuer à faire face aux problèmes rencontrés dans l'exploitation des réseaux électriques. Il est possible d'augmenter la puissance active transité entre deux réseaux soit en maintenant la tension des systèmes, soit en augmentant l'angle de transport entre les deux systèmes ou en réduisant artificiellement l'impédance de la liaison. En jouant sur un ou plusieurs de ces paramètres, les FACTS permettent un contrôle précis des transits de puissance réactive, une optimisation des transits de puissance active sur les installations existantes et une amélioration de la stabilité dynamique du réseau. Ils permettent aussi aux consommateurs industriels de réduire les déséquilibres de charges et de contrôler les fluctuations de tensions créées par des variations rapides de la demande de puissance réactive et ainsi d'augmenter les productions [11]. La figure ci dessous montre un système FACTS réel installé



Figure II.1 : Flexible AC Transmission System

II.3 Classification des dispositifs FACTS

La circulation du courant est commandée en ajustant les paramètres d'un système, comme l'amplitude de tension, l'impédance de la ligne et l'angle de transport. Le dispositif qui tente de faire varier les paramètres du système pour contrôler le flux de puissance peut être décrit comme un dispositif flexible à courant alternatif FACTS. Selon la façon dont les dispositifs sont reliés des systèmes d'alimentation, les systèmes FACTS peuvent être divisés en des dispositifs shunt,

série, et dispositifs combinés (les deux shunts et séries avec le système), comme représenté sur la figure suivante.

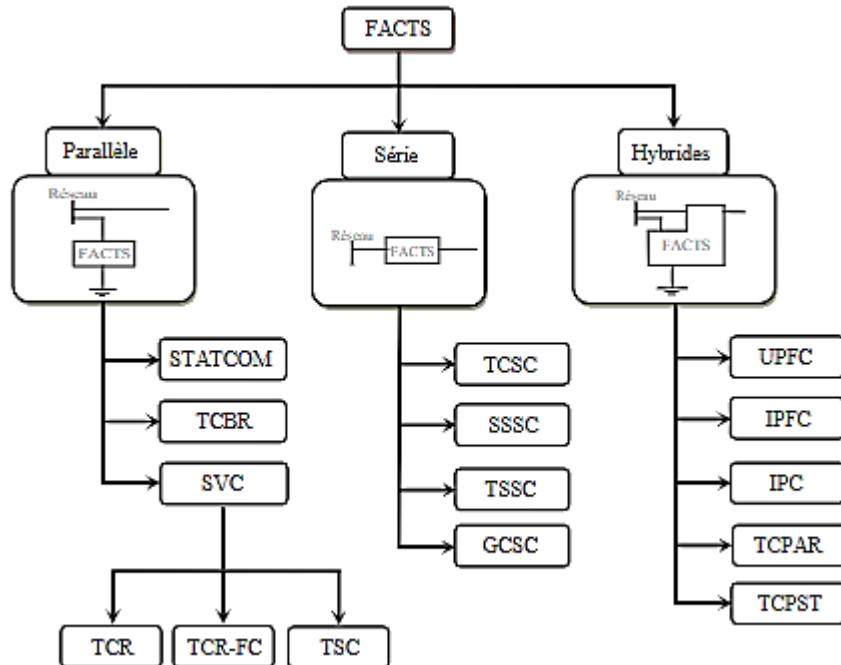


Figure II.2 : Schéma simplifié de classification des dispositifs FACTS

Selon les dispositifs d'électroniques de puissance utilisés dans le contrôle de réseau, il y a deux réalisations des dispositifs FACTS, le premier est basé sur la technologie de thyristor classique et la seconde utilise des convertisseurs de source de tension [12].

II.4 Rôle des dispositifs FACTS

Le développement des dispositifs FACTS est essentiellement dû aux progrès réalisés dans le domaine des semi-conducteurs de puissance et plus particulièrement des éléments commandables tels le thyristor et le thyristor GTO.

Dans les dispositifs FACTS, les interrupteurs électroniques disposent de vitesses de commande très élevées et ne rencontrent pas les problèmes d'usure de leurs prédecesseurs. De ce fait, les FACTS possèdent une très grande fiabilité et une flexibilité pratiquement sans limite. Dans un réseau électrique, les FACTS permettent de remplir des fonctions tant, en régime stationnaire qu'en régime transitoire. Ils agissent généralement en absorbant ou en fournissant de la puissance

réactive, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les angles des tensions. En régime permanent, les FACTS sont utilisés principalement dans les deux contextes suivants :

- Le maintien de la tension à un niveau acceptable en fournissant de la puissance réactive lorsque la charge est élevée et que la tension est trop basse, alors qu'à l'inverse ils en absorbent si la tension est trop élevée.
- Le contrôle des transits de puissances de manière à réduire voire supprimer les surcharges dans les lignes ou les transformateurs ainsi que pour éviter les flux de bouclage dans le réseau. Ils agissent alors en contrôlant la réactance des lignes et en ajustant les déphasages.

De par leur vitesse de commande élevée, les FACTS possèdent de nombreuses qualités en régime dynamique. Ils permettent en particulier :

- D'accroître la réserve de stabilité transitoire ;
- D'amortir les oscillations de puissance ;
- De supporter de manière dynamique ; la tension. [13].

II.5 Catégories principales

II.5.1 Compensateurs parallèles

Les compensateurs parallèles sont utilisés depuis longtemps dans les réseaux électriques principalement pour contrôler les tensions aux niveaux désirés lorsque les conditions du système changent. Des réactances fixes ou mécaniquement commutées sont appliquées pour réduire au minimum les surtensions du système dans des conditions de faible charge. Des condensateurs shunt fixés ou mécaniquement commutés sont appliqués afin de maintenir des niveaux de tension dans des conditions de forte charge. Dans les deux cas, les compensateurs shunts produisent une impédance réactive shunt variable, qui est ajustée en fonction des conditions du réseau de transport. Les commutateurs mécaniques avaient commencé à être remplacés par les commutateurs statiques à base de thyristors vers la fin des années 70. Actuellement, les compensateurs shunts et notamment le SVC sont largement répandus dans les réseaux électriques. Tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau à travers les points de raccordement. La connexion d'une impédance variable en parallèle sur le réseau électrique résulte en une consommation ou une injection d'un

courant variable. Cette injection de courant modifie les puissances actives et réactives qui transitent dans la ligne [14].

Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont :

II.5.1.1 TCR (Thyristor Controlled Reactor)

Un circuit TCR est composé d'une impédance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, comme le montre la figure II.3. La valeur de l'impédance va continuellement changer par l'amorçage des thyristors. Un thyristor se met à conduire quand un signal de gâchette lui est envoyé et la tension à ses bornes est positive. Il s'arrête de conduire lorsque le courant qui le traverse s'annule. Un dispositif TCR seul n'est pas suffisant pour pouvoir compenser la puissance réactive dans un réseau, car il ne dispose pas de source de puissance réactive. Généralement on dispose avec un TCR des bancs de condensateurs comme source de puissance réactive et le TCR contrôle cette source de puissance.

II.5.1.2 TSC (Thyristor switched capacitor)

Les condensateurs sont près chargés à la valeur de crête de la tension du réseau et, en passage naturel par zéro du courant de condensateur (au moment où la tension aux bornes du condensateur est égale à la tension de réseau), le thyristor est amorcé. Si les deux tensions ne sont pas égales, il y aura une impulsion de courant ; ce qui n'est pas désirable. Pour atténuer les impulsions potentielles du courant, une inductance est toujours mise en série avec un condensateur. En même temps l'inductance est syntonisée pour éviter la possibilité de la résonance. Après être débranché du réseau, le condensateur reste chargé.

L'énergie stockée dans le condensateur reste. Pour le brancher de nouveau, il faut attendre que la tension du réseau devienne égale à celle du condensateur. Donc, il n'y a pas de délai dans l'amorçage du thyristor et, le condensateur peut être soit branché, soit débranché du réseau. La rapidité de la réponse d'un TSC est un cycle. Ce qui est beaucoup plus rapide que la réponse d'une batterie des condensateurs qui est branchée au réseau via un disjoncteur.

La réactance de TSC ne peut être variée qu'en pas discrets. Plus il y a de condensateurs branchés, plus le courant capacitif fourni au réseau est élevé. La valeur de réactance dépend du nombre de condensateurs branchés à la ligne. La figure suivante montre un schéma principale d'un TCR/TSC :

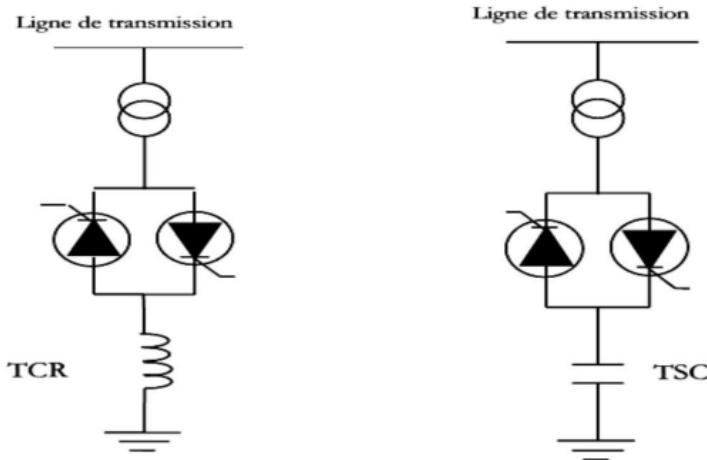


Figure II.3 : Schéma de principe d'un TCR/TSC

II.5.1.3 SVC (Compensateur statique de puissance réactive)

Selon IEEE, Le SVC (Static Var Compensator) est défini comme un générateur (ou absorbeur) statique d'énergie réactive. Shunt dont la sortie est ajustée en courant capacitif ou inductif afin de contrôler des paramètres spécifiques du réseau électrique, typiquement la tension des nœuds. Le compensateur statique de puissance réactive SVC est le premier dispositif FACTS qui apparaît dans les années 1970 pour répondre à des besoins de stabilisation de tension rendue fortement variable du fait de charges industrielles très fluctuantes telles ; les laminoirs et les fours à arc. Les SVC sont des FACTS de première génération. Ils utilisent des thyristors classiques, commandables uniquement à l'amorçage.

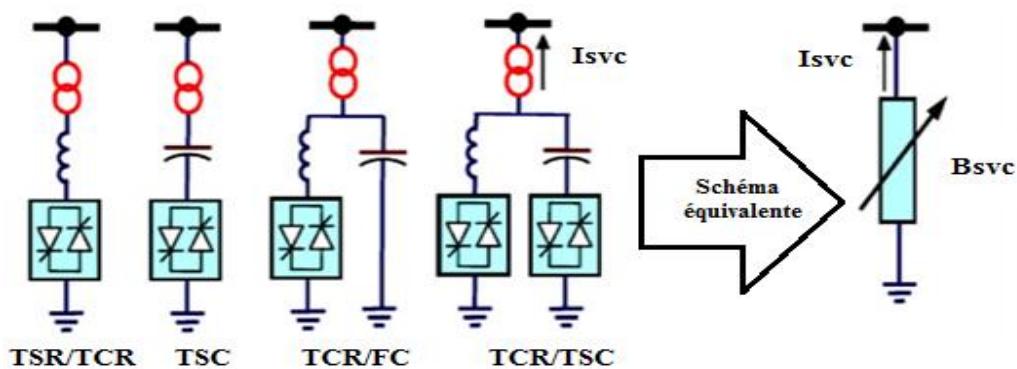


Figure II.4 : Représentation d'un SVC

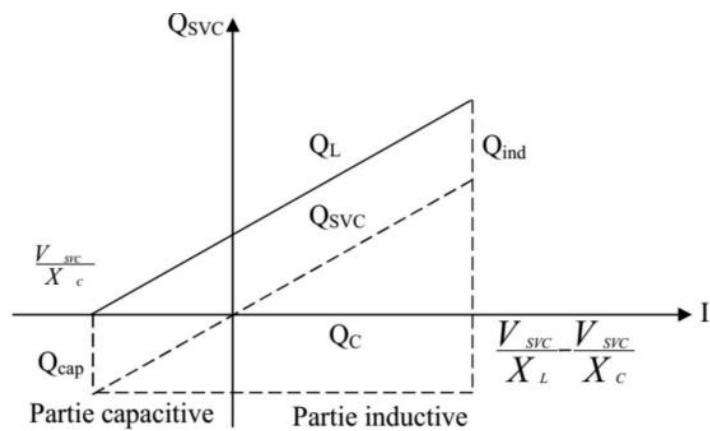


Figure II.5 : Caractéristique d'un SVC.

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,
- Améliorer la commande et la stabilité de tension,
- Atténuer les oscillations de puissance.

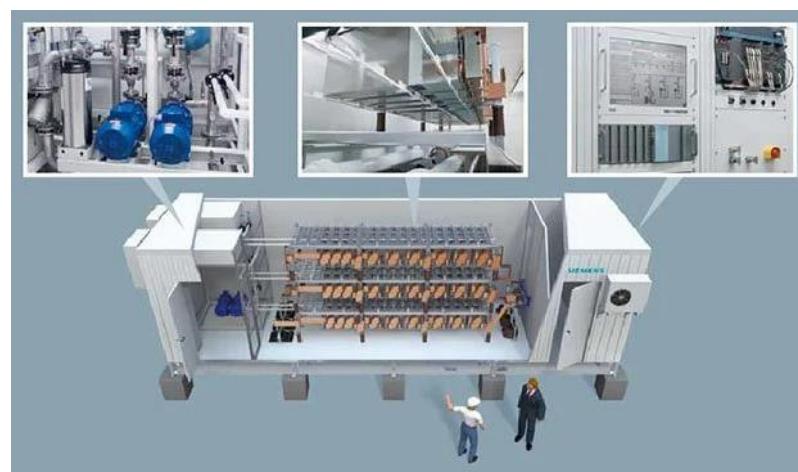


Figure II.6: Static Var Compensator (SVC)

II.5.1.4 TCBR (Thyristor Control Breaking Resistor)

Le compensateur TCBR (résistance de freinage contrôlée par thyristors) est connecté en parallèle et utilisé pour améliorer la stabilité du réseau ou pour diminuer l'accélération des générateurs en cas de présence des perturbations. La figure II.7 représente un TCBR en parallèle avec un SVC équipé d'un banc de condensateurs et d'un filtre d'harmonique. Comme il est représenté dans la figure suivante :

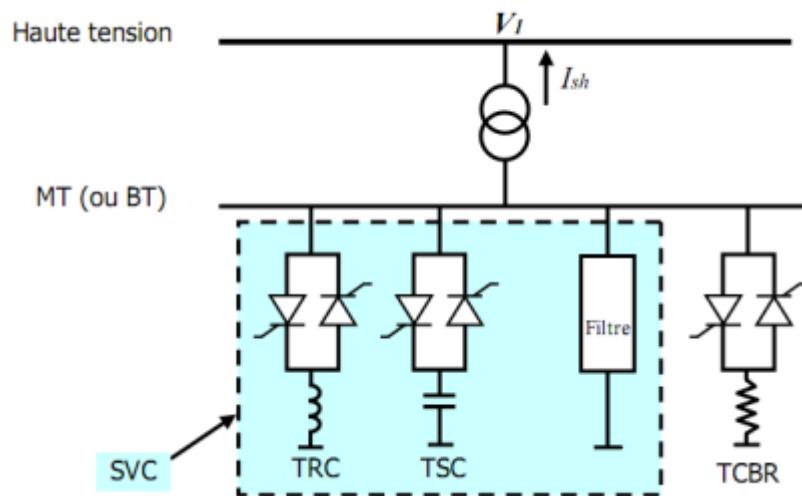


Figure II.7 : Schéma du SVC et TCBR

II.5.1.5 STATCOM (Static Synchronous Compensator)

Une source de tension à base de semi-conducteurs est capable de fournir ou d'absorber des VAR. L'IEEE définit le STATCOM (Compensateur statique synchrone) comme un générateur synchrone fonctionnant comme un compensateur parallèle de l'énergie réactive dont le courant capacitif ou inductif généré peut être contrôlé séparément de la tension du réseau. Le compensateur statique synchrone STATCOM, autrefois appelé compensateur statique de puissance réactive avancé fait partie de la deuxième génération des FACTS comme il est représenté dans la figure (II.8). Il correspond à l'équivalent statique exact de la machine synchrone classique fonctionnant en compensateur, mais sans inertie : une source à semi-conducteurs produit la tension de fréquence synchrone, triphasée, avec l'angle de déphasage et l'amplitude contrôlable. Il est principalement utilisé pour la compensation dynamique des réseaux afin de faciliter la tenue de tension, d'accroître la stabilité en régime transitoire et d'amortir les oscillations de puissances.

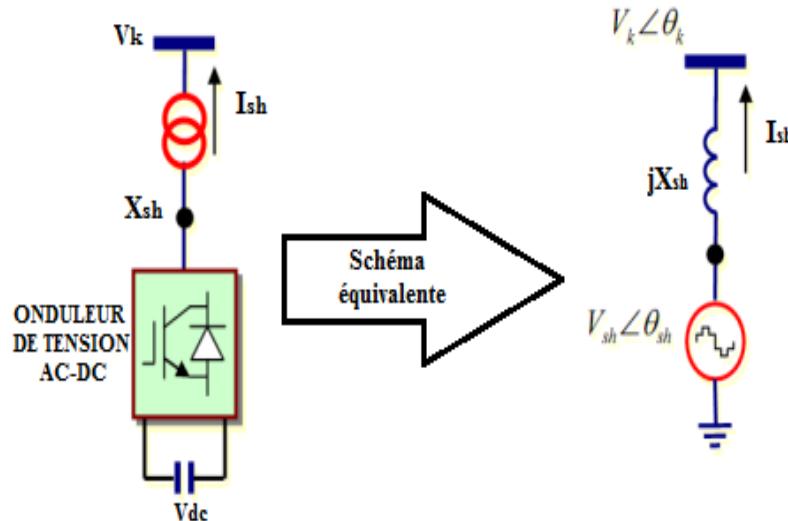


Figure II.8 : représente le schéma de base d'un STATCOM et son schéma équivalent.

Le principe de fonctionnement de STATCOM est similaire à celui du compensateur synchrone. Les tensions de sortie sont générées par un onduleur. Ce principe a pu être mis en œuvre 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 formées de GTO et de diodes en antiparallèle. Le rôle de STATCOM est d'échanger l'énergie réactive avec les réseaux électriques.

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.

Les avantages sur le compensateur synchrone sont nombreux :

- Bonne réponse dynamique : le temps de réponse est presque instantané,
- Il n'y a pas d'inertie,
- Le coût d'entretien est minimal et il n'y a pas de possibilité d'instabilité rotationnelle [14].

La caractéristique statique de ce convertisseur est donnée par la figure II.9.

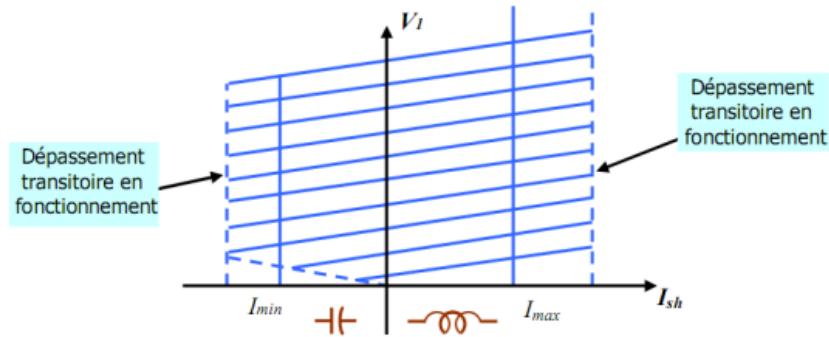


Figure II.9 : Caractéristique statique d'un STATCOM

II.5.2 Compensateurs séries

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

II.5.2.1 TCSC (Thyristor Controlled Series Compensation)

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

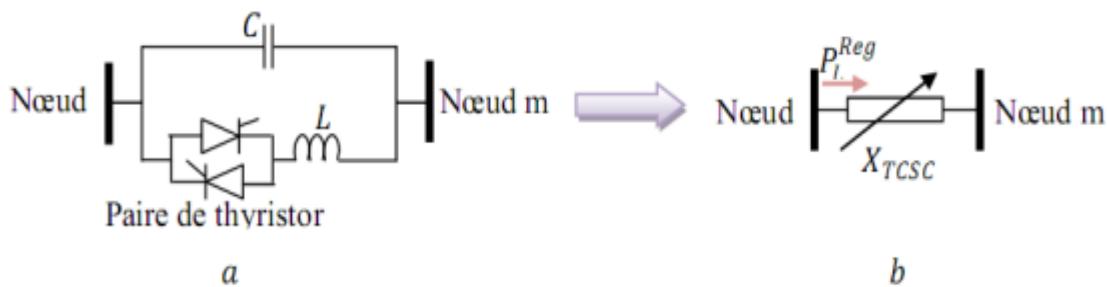


Figure II.10 : Le circuit et le schéma équivalent d'un TCSC.

II.5.2.2 SSSC (Static Synchronous Series Compensator)

IEEE définit le SSSC (Static Compensateur série synchrone) comme étant un générateur synchrone statique fonctionnant sans source d'énergie électrique extérieure comme les compensateurs série, dont la tension de sortie est contrôlable indépendamment du courant de ligne afin de diminuer la chute de tension globale et contrôler ainsi la puissance électrique transmise.

Le compensateur série synchrone SSSC est un dispositif FACTS de deuxième génération. Il est formé d'un convertisseur de tension inséré en série dans la ligne par l'intermédiaire d'un transformateur (figure II.11). Le SSSC agit sur le courant de la ligne en insérant une tension en quadrature avec ce dernier ; la tension pouvant être capacitive ou inductive.

Un SSSC est capable d'augmenter ou de diminuer le flux de puissance dans une ligne. Le comportement d'un SSSC peut être assimilé à celui d'un condensateur ou d'une inductance série réglable. La différence principale réside dans le fait que la tension injectée n'est pas en relation avec le courant de ligne. De ce fait, le SSSC présente l'avantage de pouvoir maintenir la valeur de tension insérée constante, indépendamment du courant. Il est donc efficace tant pour des petites charges (faibles courants) que pour des grandes charges. Un autre avantage du SSSC réside dans le fait que ce type de compensateur n'insère pas de condensateur en série avec la ligne de transport. De ce fait, il ne peut pas provoquer de résonance hypo-synchrone. De plus, sa taille est réduite en comparaison à celle du TCSC.

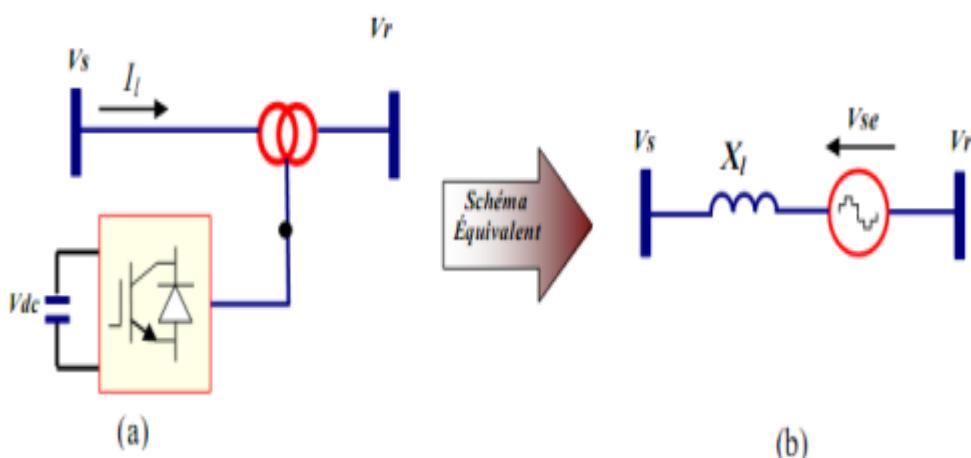


Figure II.11 : Schéma de base d'un SSSC et son circuit équivalent

La caractéristique statique de ce compensateur est donnée par la Figure II.12 :

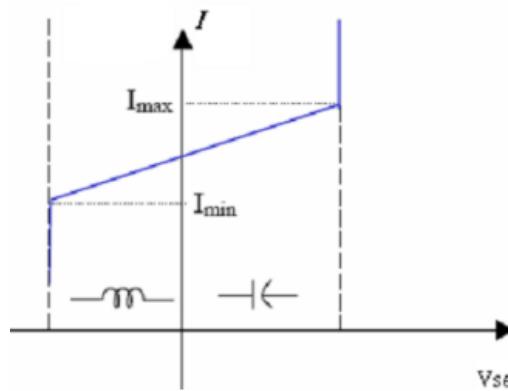


Figure II.12 : caractéristique statique du SSSC

II.5.2.3 Condensateur série commuté par thyristors TSSC

Le schéma de base d'un condensateur série commuté par thyristors TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor) est constitué de plusieurs capacités montées en série, chacune étant shuntée par une valve à thyristors montée en dérivation (Figure II.13)

Le degré de compensation est contrôlé par paliers. Une capacité série est insérée dans le circuit en bloquant les thyristors lui correspondant. L'extinction a lieu de manière spontanée lors du passage par zéro du courant. Une fois la valve bloquée, la capacité se charge sur une demi-période puis se décharge le demi-cycle de la polarité opposée. Pour minimiser les transitoires, les thyristors sont enclenchés lorsque la tension aux bornes de la capacité est nulle

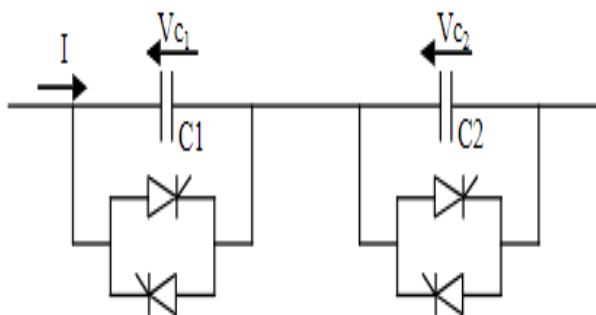


Figure II.13 : Condensateur série commuté par thyristors TSSC

Dans le mode de réactance contrôlée, le TSSC est appliqué pour maintenir une compensation nominal maximale de réactance pour tout courant de ligne jusqu'au maximum comme illustrer par la figure II.14 :

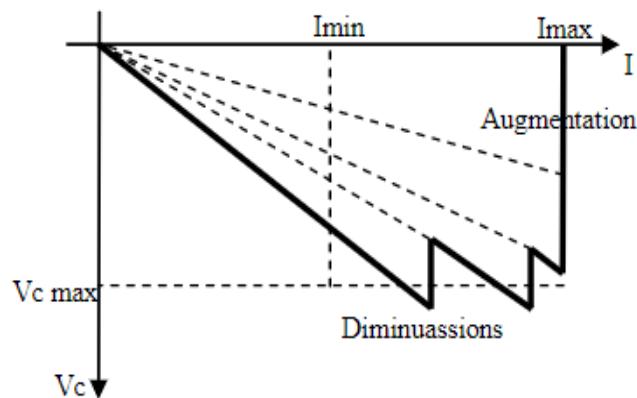


Figure II.14 : Caractéristique de compensation en mode de tension

Dans ce mode de compensation de la réactance capacitive choisi pour fournir la compensation série maximum nominale. [15].

II.5.2.4 Comparaison entre les différents types de FACTS séries

Le SSSC est une source de tension contrôlée. Le TSSC et le TCSC sont des compensateurs à impédance effective variable. Issus de différentes structures, il y a des différences essentielles dans les caractéristiques et les fonctionnalités de ces appareils :

- Le SSSC est capable de générer en interne une tension variable indépendamment du courant qui passe à travers la ligne. La tension de compensation du TSSC sur une plage de réglage donnée est proportionnelle au courant de la ligne. Le TCSC peut maintenir une bonne compensation lorsque le courant de la ligne diminue dans des limites définies par les caractéristiques électriques des thyristors.
- Le SSSC offre la possibilité d'acquérir une source d'énergie dans le bus continu. Il peut donc assurer une compensation de la résistance de ligne par injection de puissance active ainsi que pour la réactance de ligne par l'injection de puissance réactive. Le TSSC et le TCSC ne peuvent pas échanger de la puissance active avec la ligne de transmission et ne peuvent assurer que de la compensation réactive.

- Le SSSC avec un élément de stockage d'énergie active améliore encore l'efficacité d'amortissement des oscillations de puissance transmises par la modulation de la compensation série sur un signal pris du réseau comme la puissance active, la vitesse des générateurs et les angles de charge.

II.5.3 Compensateur série parallèle (hybride)

Les compensateurs FACTS cités précédemment (série ou parallèle), permettent d'agir uniquement sur l'un des trois paramètres déterminant la puissance transmise dans une ligne (tension, impédance et angle). Par une combinaison des deux types de dispositifs, il est possible d'obtenir des dispositifs hybrides capables de contrôler simultanément les différentes variables : le flux de puissances active et réactive, la tension et l'angle de transport de l'énergie.

II.5.3.1 Compensateurs hybrides à base de thyristors

II.5.3.1.1 TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator)

Le TCPAR (déphaseur statique) est un transformateur déphaseur à base de thyristors. Ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs à transformateurs à réglage en charge (LTC : Load Tap Changer) qui sont commandés mécaniquement, il est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle. Ce dernier possède différents rapports de transformation (n_1 , n_2 , n_3). Ces deux transformateurs sont reliés par l'intermédiaire de thyristors. Son principe de fonctionnement est d'injecter, sur les trois phases de la ligne de transmission, une tension en quadrature avec la tension à déphaser. Ce type de compensateur n'est pas couramment utilisé, seule une étude est actuellement menée afin d'introduire un déphaseur à thyristors dans l'interconnexion des réseaux du nord-ouest du Minnesota et du nord de l'Ontario

Il a l'avantage de ne pas générer d'harmoniques car les thyristors sont commandés en interrupteurs en pleine conduction. Par contre comme le déphasage n'a pas une variation continue, il est nécessaire d'y adjoindre un compensateur shunt, ce qui entraîne des surcoûts d'installation.

L'amplitude de la tension injectée est une combinaison des secondaires du transformateur parallèle dont les rapports de transformation sont n_1 , n_2 , n_3 . Cette combinaison donne une tension à injecter dont l'amplitude peut prendre jusqu'à 27 valeurs différentes. la Figure II.15 donne un schéma de principe de ce dispositif et son schéma équivalent.

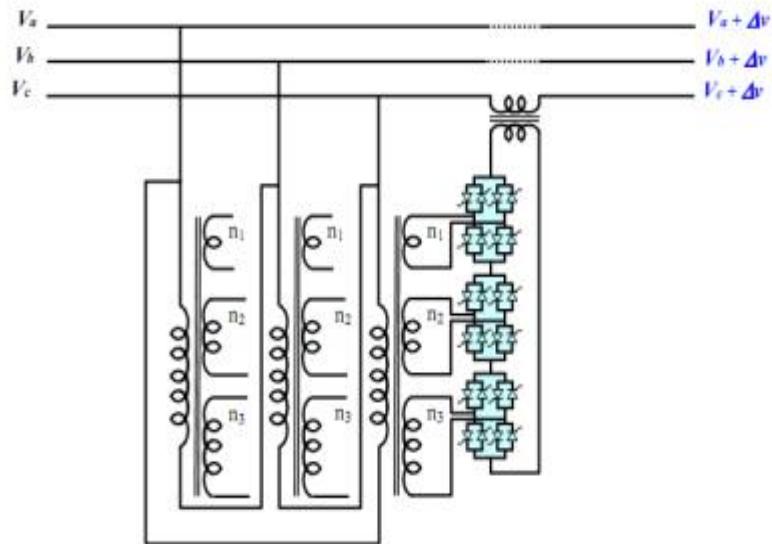


Figure II.15 : schéma de base d'un TCPAR

Un déphasage α est alors introduit et l'angle de transport total de la ligne électrique devient ($\delta \pm \alpha$). Avec ce compensateur, le module de la tension en aval n'est pas égal à celui de la tension en amont. La caractéristique statique d'un tel compensateur est représentée par la Figure II.16.

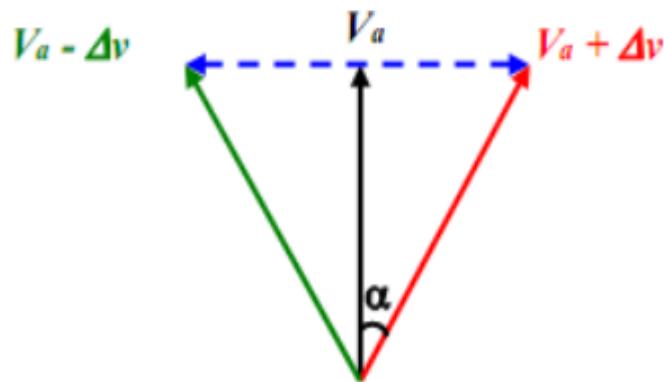


Figure II.16 : diagramme vectoriel du TCPAR

II.5.3.1.2 SPS (Static Phase Shifter)

Le déphaseur statique est un transformateur déphaseur à base de thyristors, ce dispositif a été conçu pour remplacer les anciens transformateurs déphaseurs commandés mécaniquement. Il est constitué de deux transformateurs l'un branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle, la Figure II.17 donne un schéma de principe de ce dispositif et son schéma équivalent.

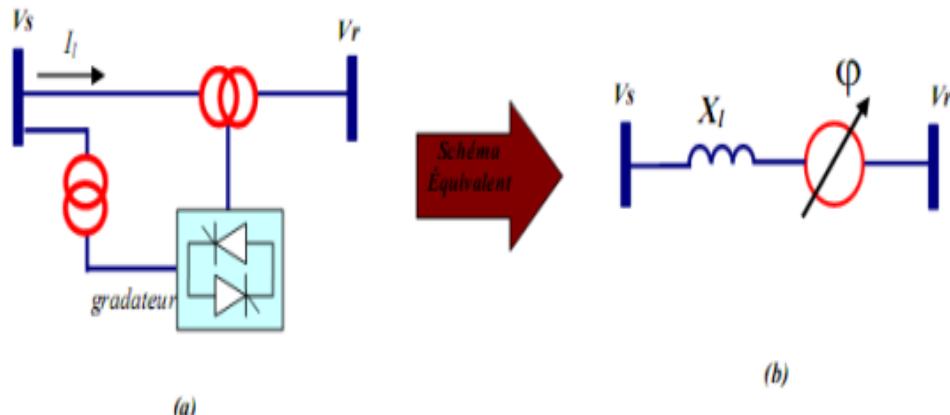


Figure II.17 : (a) structure du SPS (b) schéma équivalent du SPS

Ce dispositif varie l'angle de phase de la tension aux extrémités de la ligne ; son principe est basé sur l'injection d'une tension en quadrature avec la tension de l'extrémité de la ligne à déphaser. Cet équipement permet aussi un contrôle rapide du flux de la puissance active. La variable de contrôle de ce dispositif est l'angle de phase de la tension injectée" "qui est ajusté en utilisant l'algorithme de Newton pour satisfaire un flux de puissance active spécifié.

II.5.3.2 Compensateurs hybrides à base de GTO thyristors

II.5.3.2.1 IPFC (Interline Power Flow Controller)

IPFC a été proposée par Gyugyi, Sen et Schuder en 1998 afin de compenser un certain nombre de lignes de transmission d'une sous-station figure II.18. Sous sa forme générale, l'IPFC utilise des convertisseurs DC-DC places en série avec la ligne à compenser. En d'autres termes, IPFC comporte un certain nombre de SSSC. Nous pouvons l'utiliser afin de conduire des changements de puissance entre les lignes du réseau Ce contrôleur est utilisé dans le cas d'un système de lignes multiples reliées à un même poste. L'IPFC permet de transférer de la puissance active entre les lignes compensées pour égaliser les transits de puissances active et réactive sur les lignes ou pour décharger une ligne surchargée vers une autre moins chargée. Il est formé de plusieurs SSSC, chacun d'eux fournissant une compensation série à une ligne différente. Du coté continu, tous les convertisseurs sont reliés entre eux via des disjoncteurs

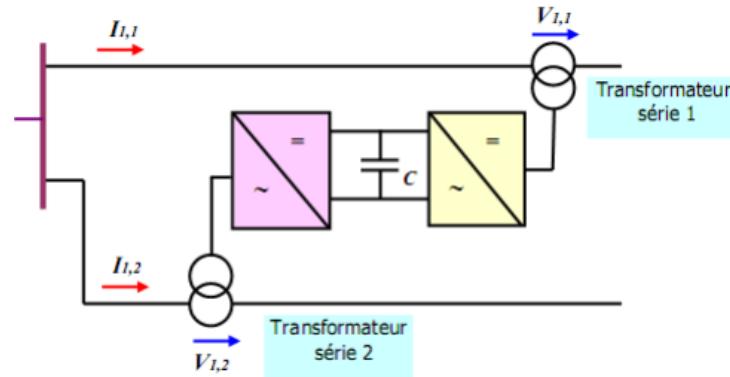


Figure II.18 : schéma de base d'un IPFC

II.5.3.2.2 UPFC (unified power flow controller)

L'association des dispositifs parallèle (STATCOM) et série (SSSC) par l'intermédiaire d'un bus continu constitue le compensateur hybride, plus connu sous le nom UPFC (variateur de charge universelle). Gygyi a présenté le concept de ce compensateur en 1990.

Une représentation schématique simple de L'UPFC est donnée par la Figure II.19 (Fuerte-Esquivel et Al, 2000). En principe L'UPFC, possède à la fois la fonctionnalité des autres compensateurs FACTS (parallèle, série et déphasage), à savoir le réglage de la tension, le flux de puissance, l'atténuation des oscillations de puissance et l'amélioration de la stabilité. (Fuerte-Esquivel et Al, 2000). L'originalité de ce dispositif est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transite de puissance dans une ligne électrique à savoir

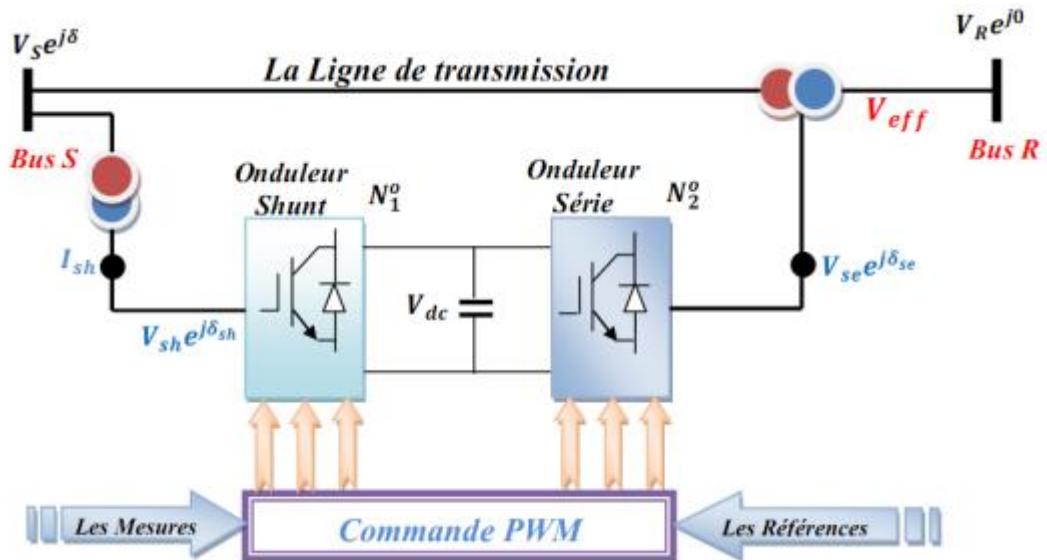


Figure II.19 : schéma de base de l'UPFC

L'UPFC est constitué de deux onduleurs triphasés de tension, un onduleur connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur de couplage, et l'autre connecté en série avec le réseau via un transformateur de couplage, les deux onduleurs sont interconnectés par un bus continu représenté par le condensateur C. L'onduleur N1 0 est utilisé pour fournir la puissance active nécessaire à l'onduleur N2 0, il réalise aussi la fonction de la compensation d'énergie réactive puisqu'il peut fournir ou absorber de la puissance réactive, indépendamment de la puissance active au réseau.

Le convertisseur série injecte sa propre tension V_s et fournit aussi les puissances active et réactive nécessaires à la compensation série. L'énorme avantage de l'UPFC est bien sûr la flexibilité qu'il offre en permettant le contrôle de la tension, de l'angle de transport et de l'impédance de la ligne en un seul dispositif comprenant seulement deux onduleurs de tension triphasés. L'UPFC fournit beaucoup plus de flexibilité que le SSSC pour contrôler la puissance active et réactive du fait que la puissance active peut être maintenant transférée du convertisseur shunt au convertisseur série à travers le bus continu DC, contrairement au SSSC où la tension injectée est contrainte de rester en quadrature avec le courant de ligne, la tension injectée maintenant peut avoir n'importe quel angle par rapport au courant de ligne. Comme σ se varie par rapport à V_R est ajusté de 0 à 3600, l'angle de déplacement δ entre V_s et V_R varie aussi. Il s'ensuit donc que les deux puissances P et Q transmises peuvent être contrôlées. De plus, il peut basculer de l'une à l'autre de ces fonctions instantanément, en changeant la commande de ses onduleurs, ce qui permet de pouvoir faire face à des défauts ou à des modifications du réseau en privilégiant temporairement l'une des fonctions. Il pourra alterner différentes fonctions : par exemple, la fonction shunt pourra être utilisée pour soutenir la tension alors que la partie série pourra être utilisée afin d'amortir les oscillations de puissances.

Comme résumé de cette étude, les systèmes FACTS permettent de contrôler dynamiquement l'écoulement de puissance moyennant l'utilisation des divers composants de l'électronique de puissance.

L'idée principale des FACTS peut être expliquée par l'équation de base de la puissance transmise à travers une ligne de transport à courant alternatif.

La Figure II.20 représente la puissance transmise entre deux nœuds du système. Elle dépend des tensions aux deux extrémités de l'interconnexion, de l'impédance du fil et de du déphasage entre les deux systèmes. Les différents dispositifs FACTS peuvent activement influencer un ou plusieurs

de ces paramètres pour la commande du flux de puissance et l'amélioration de la stabilité de tension aux nœuds de l'interconnexion.

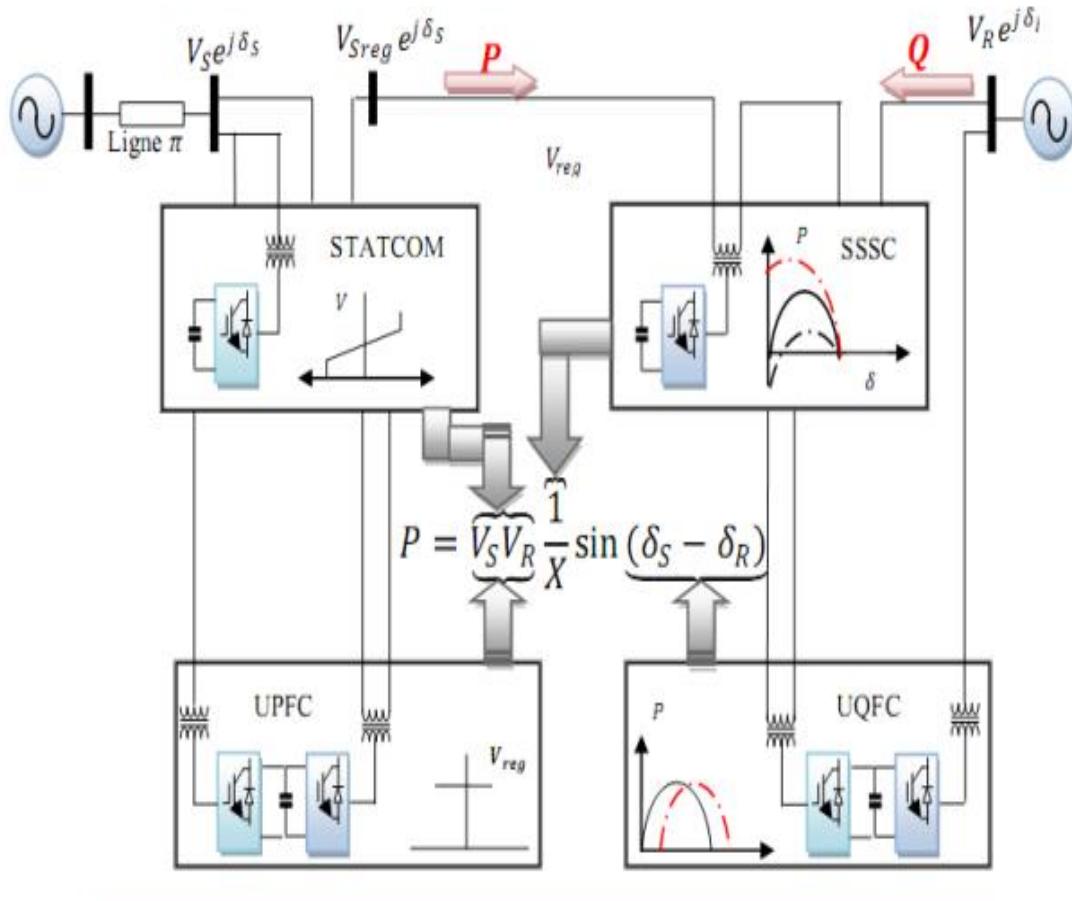


Figure II.20 : L'influence de différents systèmes FACTS sur la puissance active

II.6 Les avantages et les contraintes des dispositifs FACTS

II.6.1 Les Avantages de l'utilisation des FACTS

Dans un réseau électrique, les FACTS permettent de remplir des fonctions tant en régimes stationnaires qu'en régimes transitoires. Ils agissent généralement en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les angles des tensions. A cet effet les FACTS permettent dans un système énergétique d'obtenir un ou plusieurs avantages tels que :

- Contrôler de flux de puissance qui est la principale fonction des dispositifs FACTS. Ce contrôle doit-être réalisé selon un cahier de charge prédéfini pour satisfaire les besoins des consommateurs
- Améliorer la stabilité dynamique du système : entre autres des fonctions des FACTS l'amélioration de la stabilité transitoire, atténuations et contrôle de la stabilité des tensions
- Contrôler des tensions dans les nœuds
- Réduire les pertes actives totales
- Améliorer la stabilité électromécanique des groupes de production
- Augmenter les capacités de charge des lignes vers leurs limites thermiques
- Contrôler de la puissance réactive : réduction de l'écoulement de puissance réactive, donc permettre aux lignes de transmettre plus d'énergie actives et par conséquence réduire les pertes de transmission
- Amortir les oscillations de puissance et Améliore la qualité de l'énergie

II.6.2 Les contraintes des dispositifs FACTS

Les dispositifs FACTS sont considérés comme des solutions pour améliorer la stabilité d'un système électrique ; néanmoins ils présentent des inconvénients, en plus qu'ils ne sont pas une solution universelle, ils existent plusieurs contraintes pour que ces dispositifs soient efficaces et rentables tels que :

- Le choix de dispositif FACTS
- Le choix du modèle du FACTS
- Choix de la localisation des FACTS
- Protection pour les FACTS et pour le réseau
- Interaction entre les dispositifs FACTS et les autres éléments [17].

II.7 Choix du type de FACTS :

| | Contrôle de débet de charge | Contrôle de la tension | Stabilité transitoire | Stabilité dynamique |
|----------------|------------------------------------|-------------------------------|------------------------------|----------------------------|
| SVS | + | +++ | + | ++ |
| STATCOM | + | +++ | ++ | ++ |
| TCSC | ++ | + | +++ | ++ |
| UPFC | +++ | +++ | ++ | ++ |

(+) Performance moyenne.

(++) Bonne performance

(+++) Excellente performance

Tableau II.1 : Tableau Performances des principaux FACTS.

II.8 Conclusion

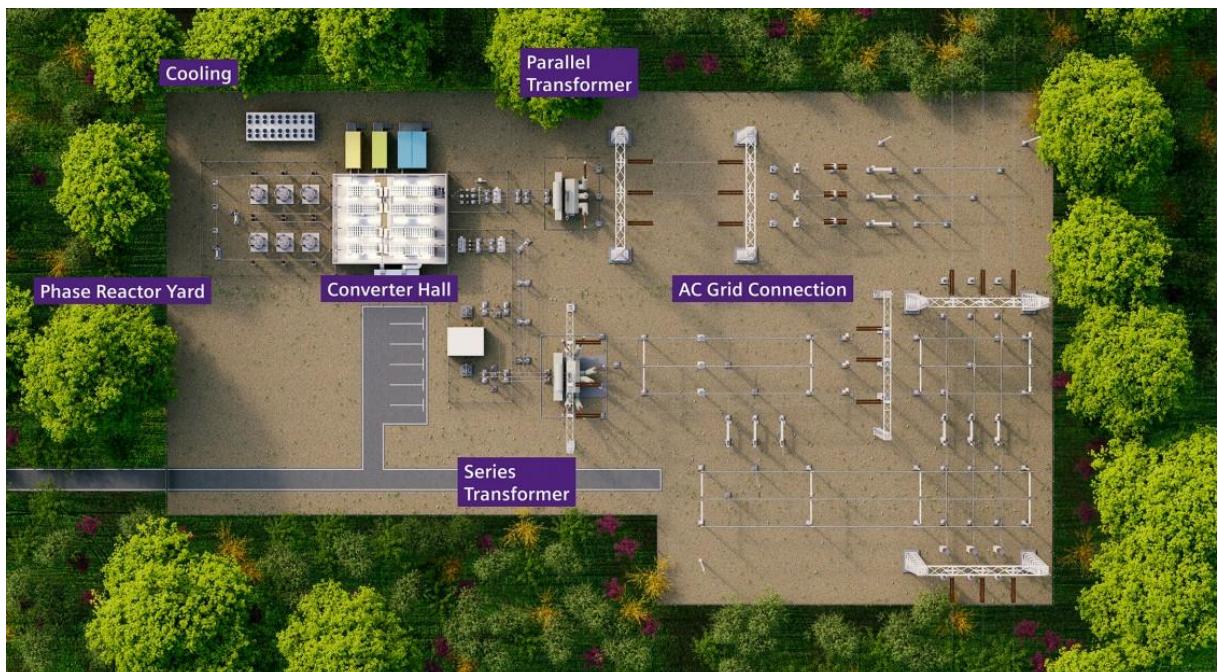
Les FACTS apportent des solutions dynamiques, efficaces et prouvées à la conduite des réseaux. Certaines lignes situées sur des chemins privilégiés peuvent être surchargées. Dès lors, il est intéressant pour le gestionnaire du réseau de contrôler ces transits de puissance afin d'exploiter le réseau de manière plus efficace et plus sûre. La technologie FACTS est un moyen permettant de remplir cette fonction. Avec leur aptitude à modifier l'impédance apparente des lignes, les dispositifs FACTS peuvent être utilisés aussi bien pour le contrôle de la puissance active que pour celui de la puissance réactive ou de la tension. Plusieurs types de FACTS existent et le choix du dispositif approprié dépend des objectifs à atteindre.

Les équipements à base d'électronique de puissance, y compris leurs commandes appropriées, offrent des solutions efficaces à ce problème. Grâce aux avancées récentes dans la technologie GTO/IGBT, le temps de réaction des dispositifs FACTS a diminué de quelques millisecondes.

Nous avons présenté les types de compensation shunt, série et hybride appliquées au contrôle des réseaux électriques. Le chapitre suivant sera dédié à la modélisation du déphasage universel de charge connecté à une ligne de transmission "UPFC" et leur réglage avec une simulation par le logiciel MATLAB/SIMULINK.

CHAPITRE III

Modélisation, réglage et commande d'un Système de Contrôle hybride : (UPFC)



III.1 Introduction

Actuellement l'UPFC (Unified Power Flow Controller) ou variateur de charge universel, représente le dispositif le plus récent qui attire l'attention d'un grand nombre de chercheurs, car il s'avère le seul capable de contrôler simultanément et indépendamment les puissances actives et réactive d'un réseau. Union de deux compensateurs, un en série et l'autre en parallèle, il permet de commander les trois paramètres associés au transit des puissances à savoir la tension de la ligne, l'impédance de la ligne et l'angle de transport. Nous abordons dans ce chapitre, la structure, le principe de fonctionnement et la mise en modèle mathématique du système UPFC (Unified Power Flow Controller). La modélisation nous permettre la présentation et la simplification des équations afin d'aborder le contrôle de notre système dans le repère de PARK (d-q).

III.2 Structure du l'UPFC

Le dispositif UPFC est un compensateur hybride (série- parallèle) qui a été présenté par Gyugyi en 1990. Il est constitué de deux onduleurs triphasés de tension qui ne sont en fait que des VSC (Voltage Source Converter) connectés à la même réserve de tension continue. L'un est connecté en parallèle avec le réseau et l'autre en série avec la ligne de transmission comme le montre la figure ci-dessous :

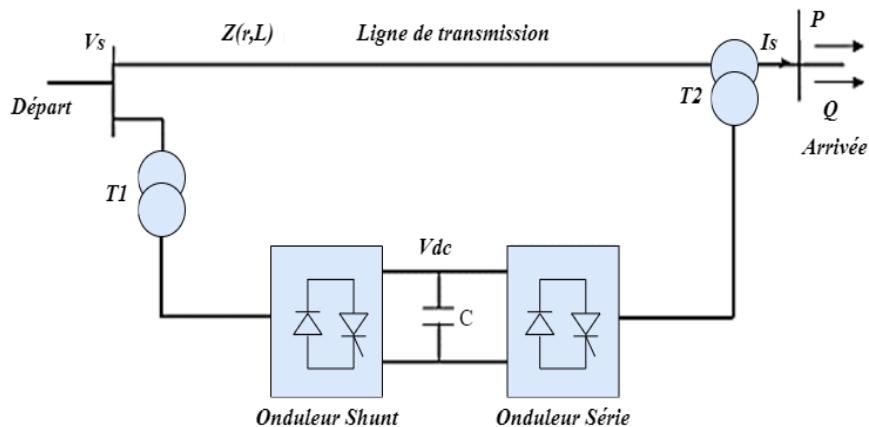


Figure III.1 Schéma de principe de l'UPFC

L'originalité de ce dispositif FACTS qu'est l'UPFC est son pouvoir de contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance (tension, impédance, déphasage) et d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir le réglage de la tension, la répartition de flux d'énergie et l'amélioration de la stabilité du réseau électrique. [18]

III.3 Principe de fonctionnement du système UPFC

L'UPFC est connecté dans un système de transmission simplifié comme le montre la figure passée. Il est installé à l'arrivée de la ligne de transmission à laquelle il est connecté par l'intermédiaire des deux transformateurs T1 et T2., les tensions V_s et V_r représentent respectivement les sources de tension sinusoïdales triphasées du départ et d'arrivée de la ligne de transmission. L'UPFC est composé de deux onduleurs à commande MLI (PWM) placés dos-à-dos et connectés à un condensateur C. L'onduleur série fournit la tension de compensation V_c à travers le transformateur série T2, tandis que l'onduleur shunt ou parallèle fournit ou absorbe de la puissance réactive ainsi que la puissance active demandée par l'onduleur série et règle la tension continue V_{dc} au niveau du condensateur. Les puissances active et réactive sont générées / absorbées indépendamment par chaque onduleur.

III.4 Modélisation du système UPFC

Nous commençons la modélisation par la présentation et la simplification des équations mathématiques de notre système dans le repère triphasé ABC et dans le repère de PARK (d-q) Le circuit simplifié de l'UPFC est représenté sur (figure III.2.) La modélisation de ce circuit est basée sur les hypothèses suivantes : [19]

- Tous les interrupteurs sont supposés idéaux.
- Les trois tensions de la source alternative sont équilibrées.
- Toutes les chutes de tension à travers la ligne sont représentées par la Résistance.
- L'inductance de la ligne est représentée par l'inductance L.
- Le transformateur parallèle est représenté par la résistance r_p et l'inductance L_p .
- Les harmoniques causées par l'action d'ouverture et de la fermeture des interrupteurs sont négligées.

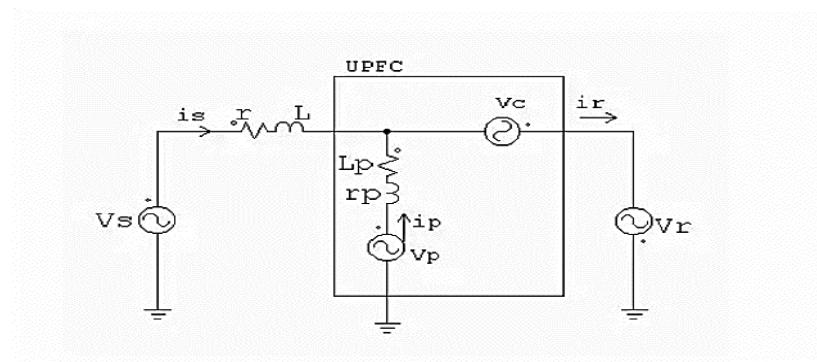


Figure III.2 : Circuit équivalent de l'UPFC

Les équations dynamiques de l'UPFC sont divisées en trois systèmes d'équations :

- Les équations de la branche série
- Les équations de la branche parallèle
- Les équations du circuit de courant continu

En appliquant les lois de KIRCHHOFF on aura les équations suivantes de chaque branche :

III.4.1 Modélisation de la branche série (UPFC série)

On suppose que les onduleurs séries et shunt sont des sources de tension contrôlables idéales.

Donc, à partir de la figure III.1.

L'application des lois de Kirchhoff aux mailles du circuit de la figure (III.2) nous donne :

$$\begin{cases} V_{SA} - V_{CA} - V_{rA} = ri_{SA} + L \frac{di_{sa}}{dt} \\ V_{SB} - V_{CB} - V_{rB} = ri_{SB} + L \frac{di_{sb}}{dt} \\ V_{SC} - V_{CC} - V_{rC} = ri_{SC} + L \frac{di_{sc}}{dt} \end{cases} \quad (\text{III.1})$$

Où i_{SA} , i_{SB} et i_{SC} sont les courants de phase de la ligne de transmission, et r et L sont respectivement sa résistance et son inductance.

Pour simplifier les calculs, l'impédance du transformateur T2 a été négligée. L'onduleur série génère la tension de compensation V_c à l'arrivée de la ligne de transmission. Le système d'équation III.1 peut être réécrit par l'expression III.2 :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r + sL & 0 & 0 \\ 0 & r + sL & 0 \\ 0 & 0 & r + sL \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{ca} & V_{ra} \\ V_{cb} + V_{rb} & \\ V_{cc} & V_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{III.2})$$

Ou sous la forme matricielle :

$$[V_{abc}] = [r] [i_s] + s[L][i_s] + [V_{abc}] + [V_{abc}] \quad (\text{III.3})$$

Dont V_{ca} , V_{cb} et V_{cc} sont les tensions de compensation série. En utilisant la représentation matricielle sur le système d'axes a, b et c. Le modèle mathématique de l'UPFC peut être décrit par le système d'équations suivant :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r/L & 0 & 0 \\ 0 & -r/L & 0 \\ 0 & 0 & -r/L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} V_{sa} & V_{ca} & V_{ra} \\ V_{sb} - V_{cb} - V_{rb} & \\ V_{sc} & V_{cc} & V_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{III.4})$$

Les sources de tension V_p et V_s représentant respectivement les onduleurs shunt et série du système UPFC.

En utilisant la transformation de Park :

La matrice de transformation de Park est donnée par :

$$K = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos\omega t & \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin\omega t & \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{III.5})$$

En appliquant la transformation de PARK sur les tensions de source V_s et V_r on aboutit au système d'équations suivant :

$$\frac{di_{sd}}{dt} = \omega \cdot i_{sq} - \frac{r}{L} \cdot i_{sd} + \frac{1}{L} (V_{sd} - V_{cd} - V_{rd}) \quad (\text{III.6})$$

$$\frac{di_{sq}}{dt} = \omega \cdot i_{sd} - \frac{r}{L} \cdot i_{sq} + \frac{1}{L} (V_{sq} - V_{cq} - V_{rq}) \quad (\text{III.7})$$

La forme matricielle de l'axe d-q peut être réécrite sous la forme suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r/L & +\omega \\ -\omega & -r/L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} V_{sd} - V_{cd} - V_{rd} \\ V_{sq} - V_{cq} - V_{rq} \end{bmatrix} \quad (\text{III.8})$$

La figure (III.3) montre le schéma équivalent de l'UPFC série dans les axes d-q basé sur le système d'équation (II.2).

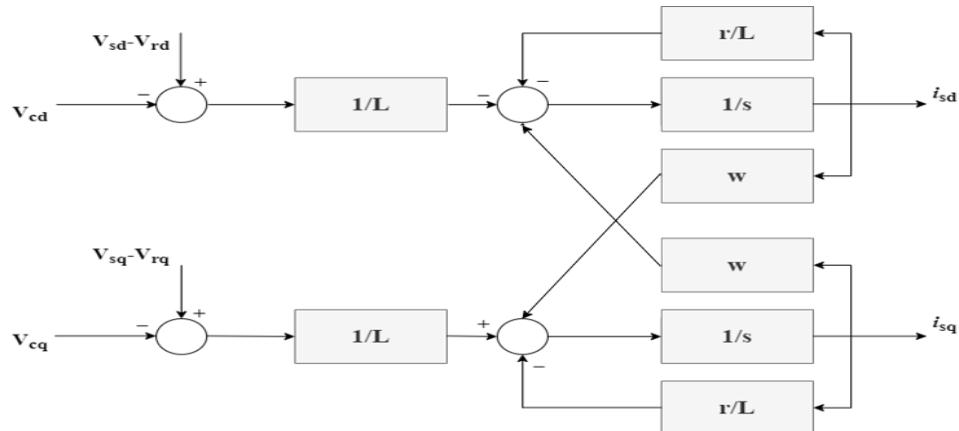


Figure III.3 Modèle mathématique du système de l'UPFC Serie

III.4.2 Modélisation de la partie shunt (UPFC shunt)

Le modèle mathématique de l'UPFC shunt est donné dans l'équation

$$\begin{cases} \frac{di_{pa}}{dt} = -\frac{r_p}{L_p} \cdot i_{pa} + \frac{1}{L_p} (V_{pa} - V_{ca} - V_{ra}) \\ \frac{di_{pb}}{dt} = -\frac{r_p}{L_p} \cdot i_{pb} + \frac{1}{L_p} (V_{pb} - V_{cb} - V_{rb}) \\ \frac{di_{pc}}{dt} = -\frac{r_p}{L_p} \cdot i_{pc} + \frac{1}{L_p} (V_{pc} - V_{cc} - V_{rc}) \end{cases} \quad (\text{III.9})$$

Où i_{pa} , i_{pb} et i_{pc} sont les courants de l'UPFC shunt, V_{pa} , V_{pb} et V_{pc} sont les tensions générées par l'onduleur 1, r_p et L_p sont respectivement la résistance et l'inductance de l'UPFC shunt.

$$\begin{bmatrix} V_{pa} \\ V_{pb} \\ V_{pc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_p + sL_p & 0 & 0 \\ 0 & r_p + sL_p & 0 \\ 0 & 0 & r_p + sL_p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{pa} \\ i_{pb} \\ i_{pc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{ca} & V_{ra} \\ V_{cb} + V_{rb} & \\ V_{cc} & V_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{III.10})$$

Ou sous la forme matricielle :

$$[V_{\text{pabc}}] = [r_p].[i_p] + [L_p]s[i_p] + [V_{\text{cabc}}] + [V_{\text{rabc}}] \quad (\text{III.11})$$

Dont i_{pa} , i_{pb} et i_{pc} représentant les courants shunt. V_{pa} , V_{pb} et V_{pc} : les tensions générées par l'onduleur shunt.

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{pa} \\ i_{pb} \\ i_{pc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r_p/L_p & 0 & 0 \\ 0 & -r_p/L_p & 0 \\ 0 & 0 & -r_p/L_p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{pa} \\ i_{pb} \\ i_{pc} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_p} \begin{bmatrix} V_{pa} & V_{ca} & V_{ra} \\ V_{pb} - V_{cb} - V_{rb} & \\ V_{pc} & V_{cc} & V_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{III.12})$$

La représentation de L'UPFC shunt sur les axes d-q peut être dérivée en utilisant la même procédure que la branche série. Dans le repère d-q, on obtient la transformation suivante :

$$\frac{di_{pd}}{dt} = \omega \cdot i_{pq} - \frac{r_p}{L_p} \cdot i_{pd} + \frac{1}{L_p} (V_{pd} - V_{cd} - V_{rd}) \quad (\text{III.13})$$

$$\frac{di_{pq}}{dt} = -\omega \cdot i_{pd} - \frac{r_p}{L_p} \cdot i_{pq} + \frac{1}{L_p} (V_{pq} - V_{cq} - V_{rq}) \quad (\text{III.14})$$

La forme matricielle est donnée comme suite :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{pd} \\ i_{pq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r_p/L_p & \omega \\ -\omega & -r_p/L_p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{pd} \\ i_{pq} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_p} \begin{bmatrix} V_{pd} - V_{cd} - V_{rd} \\ V_{pq} - V_{cq} - V_{rq} \end{bmatrix} \quad (\text{III.15})$$

Le diagramme de bloc de l'UPFC shunt est donné par la figure III.4 ci-dessous

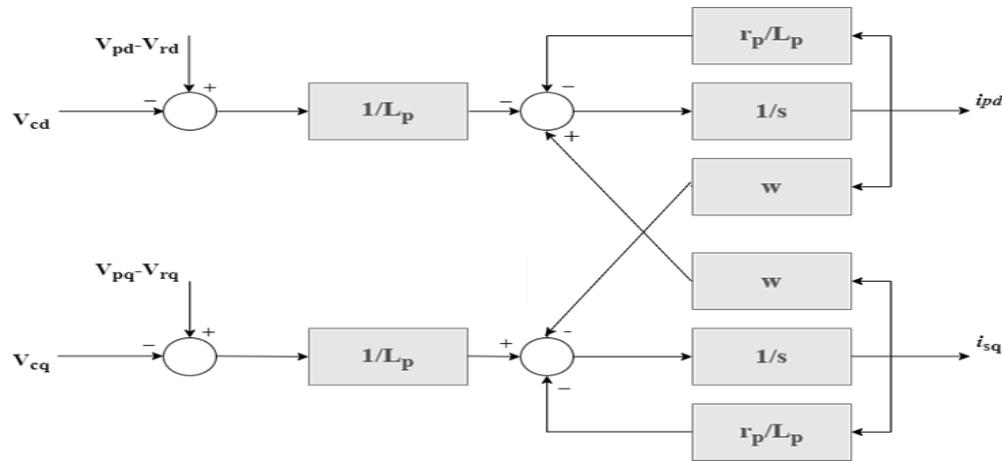


Figure III.4 : Modèle mathématique du système de l'UPFC shunt

III.4.3 Modélisation de la branche continue de l'UPFC

En se passant sur le principe d'équilibre des puissances et en négligeant les pertes des convertisseurs. La tension continue V_{dc} est déduite de la figure III.4 et est décrite par l'équation.

$$\frac{1}{2} \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{CV_{dc}} (P_e - P_{ep}) \quad (\text{III.16})$$

D'où

$$P_e = V_{ca} \cdot i_{ra} + V_{cb} \cdot i_{rb} + V_{cc} \cdot i_{rc} \quad (\text{III.17})$$

$$P_{ep} = V_{pa} \cdot i_{pa} + V_{pb} \cdot i_{pb} + V_{pc} \cdot i_{pc} \quad (\text{III.18})$$

Avec :

C : Capacité du condensateur du circuit continu

V_{dc} : Tension continue

P_e : Puissance absorbée par le compensateur série et fournie au circuit commun

P_{ep} : Puissance active fournie par le compensateur parallèle et absorbée par le compensateur série

En appliquant la transformation de PARK (équation III.5) sur l'équation (III.16), on obtient :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{2}{3CV_{dc}} (V_{pa} \cdot i_{pd} + V_{pq} \cdot i_{pq} - V_{cd} \cdot i_d - V_{cq} \cdot i_q) \quad (\text{III.19})$$

L'UPFC série et L'UPFC shunt sont identiques à tout point de vue. Les commandes utilisées pour l'onduleur série sont aussi les mêmes pour l'onduleur shunt.

III.5 Généralité sur les convertisseurs

III.5.1 Convertisseur Continu-Alternatif (DC- AC)

Un onduleur est un convertisseur statique assurant la conversion d'énergie électrique de la forme continue (DC) à la forme alternative (AC) (Figure.III.5). En fait, cette conversion d'énergie est assurée à l'aide d'un dispositif de commande (semi-conducteurs). Il permet d'obtenir aux bornes du récepteur une tension alternative réglable en fréquence et en valeur efficace. La tension de sortie d'un onduleur a une forme d'onde périodique qui n'est pas sinusoïdale, mais qui peut être très proche de la forme d'onde souhaitée.

Il existe plusieurs types d'onduleurs, lesquels sont classés selon le nombre de phases, l'utilisation de dispositifs semi-conducteurs de puissance, les principes de commutation et les formes d'ondes de sortie.[20][21][22]

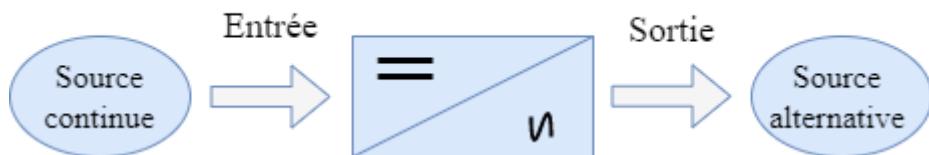


Figure III.5 : Principe de la conversion continue - alternative (DC/AC)

Les onduleurs sont utilisés afin de :

- Fournir de la tension ou du courant alternatif de fréquence et d'amplitude variable. C'est le cas de la variation de vitesse des moteurs asynchrones.
- Fournir une ou des tensions alternatives de fréquence et d'amplitude fixes. C'est le cas des alimentations de sécurité, ils sont alimentés souvent par des batteries.

III.5.2 Classification des onduleurs

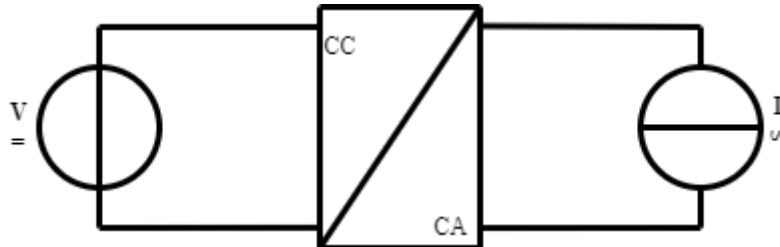
Il existe plusieurs classifications des onduleurs.

1. Selon la réversibilité :

- Onduleur autonome (non raccordé au réseau électrique).
- Onduleurs non autonome (raccordés aux réseaux).

2. Selon la nature de l'alimentation :

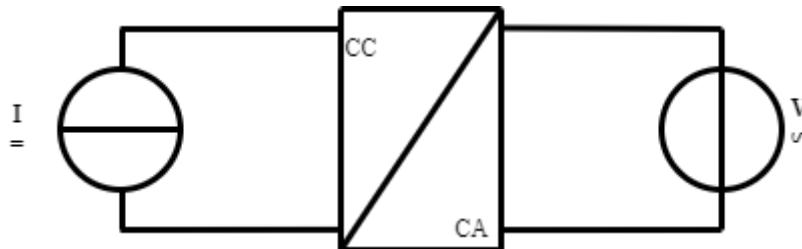
- Onduleur de tension : On dit onduleur de tension, un onduleur qui est alimenté par une source de tension continue voir FigureIII.6.

**Figure III.6 :** Onduleur de tension

La tension U_{dc} n'est pas affecté par les variations du courant « i_{dc} » qui la traverse, la source continue impose la tension à l'entrée de l'onduleur et donc à sa sortie. Le courant à la sortie et le courant à l'entrée « i_{dc} » dépendent de la charge placée du côté alternatif. Cette charge peut être quelconque à la seule condition qu'il ne s'agisse pas d'une autre source de tension (capacité ou f. e. m alternative) directement branchée entre les bornes de sortie.

- **Onduleur de courant :**

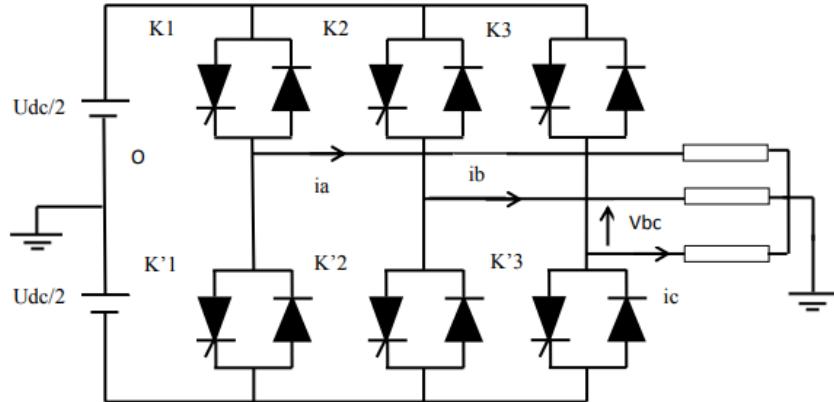
Un onduleur de courant (souvent appelé commutateur de courant) est alimenté par une source de courant continu, c'est-à-dire par une source d'inductance interne si grande que le courant « i_{dc} » qui la traverse ne peut être affecté par les variations de la tension « U_{dc} » à ses bornes voir Figure III.7.

**FIGIII.7 :** Onduleur de courant

3. Selon la nature de la charge :

- **Onduleur monophasé :** C'est un onduleur qui délivre en sa sortie une tension alternative monophasée, est généralement utilisée aux alimentations de secours.
- **Onduleur triphasé :**

L'onduleur de tension triphasé découle immédiatement de trois demi-pont monophasé, on obtient l'onduleur triphasé à six interrupteurs (figure III.8), chaque demi pont comprend un thyristor (ou un transistor) et une diode. Pour assurer la continuité des courants de sortie alternatif i_a , i_b et i_c , les interrupteurs **K1, K'1 et K2, K'2, K3 et K'3** doivent être complémentaires deux à deux.



FigureIII.8 Onduleur triphasé

III.5.3 Commande d'un onduleur

Les onduleurs se pilotent via une commande fortement non linéaire. Cette non-linéarité est due à la structure des onduleurs composés d'IGBT qui ne se pilotent qu'en tout ou rien. Par conséquent il est nécessaire que la commande soit elle aussi en tout ou rien. La commande la plus classique des interrupteurs des onduleurs se fait par comparaison entre deux signaux. En effet cela force la commande à être binaire (soit 0 soit 1). Les signaux en question se nomment modulante et porteuse. La modulante étant classiquement, la tension de référence divisée par la tension de bus et la porteuse est un signal triangulaire compris entre 0 et 1. La commande est alors générée ainsi : Si la modulante est plus grande que la porteuse alors la commande de l'interrupteur prend 1 et 0 sinon. Il est important de savoir que la modulante définie précédemment n'est pas le seul possible, et qu'il en existe un nombre très important.

La comparaison entre une modulante et une porteuse n'est pas la seule possibilité. Il existe, entre autres la SVM (ou vecteur de modulation spatial en français), qui constitue le Gold standard en industrie, par sa facilité d'implémentation, ses avantages harmoniques ainsi que de l'extension de sa zone de linéarité de 15%, par rapport à la MLI classique décrite ci-dessus.

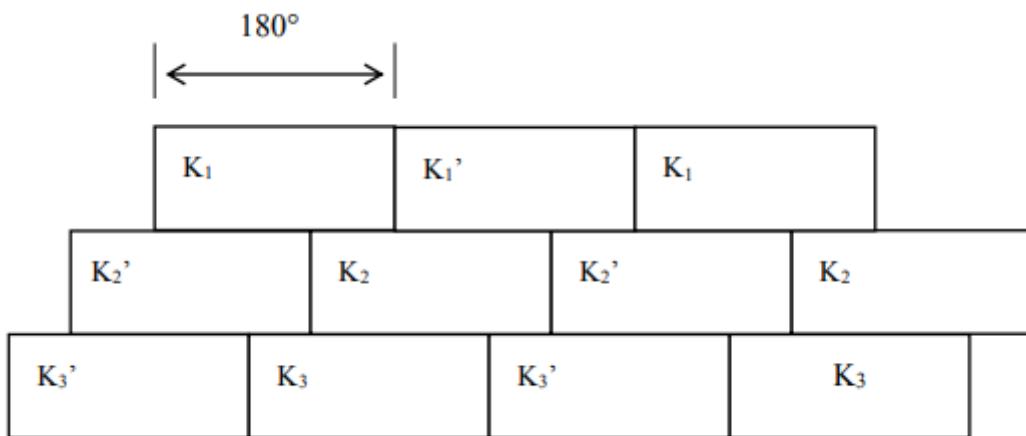
III.5.4 La commande d'un onduleur triphasé

Pour découper la tension appliquée à l'entrée de l'onduleur, il faut intervenir à la commande des interrupteurs qui constituent l'onduleur. Donc on distingue plusieurs stratégies de commande des onduleurs.

III.5.4.1 Commande pleine onde (dite 180°)

Lorsque la séquence de commande de fermeture d'un interrupteur coïncide avec la commutation d'ouverture de l'interrupteur situé sur le même bras, on parle dans ce cas, d'un onduleur de type 180°.

Pour le premier bras de l'onduleur, l'interrupteur **K1** est fermé pendant une demi-période (180°), et **K'1** est fermé pendant l'autre demi de la période. Pour les deux autres bras de l'onduleur, on applique la même procédure, mais avec un décalage de $\frac{2\pi}{3}$ et $\frac{4\pi}{3}$ par rapport au premier bras.



FigureIII.9 : Commande pleine onde

III.5.4.2 Commande par modulation de largeur d'impulsion (MLI)

Cette technique est applicable pour l'onduleur monophasé et triphasé. Elle est déduite de la comparaison entre le signal variable SVAR (sinusoïdal d'amplitude variable et de fréquence f qui détermine la fréquence de la tension de sortie) et de porteuse Sp (triangulaire d'amplitude fixe et de fréquence très élevée). L'utilisation de cette commande permet d'éliminer les premiers rangs d'harmoniques de courant afin d'améliorer le facteur de puissance. Il faut noter que cette technique ne résout pas totalement le problème des harmoniques de courant. Le résultat est un chronogramme de commande

Le réglage en amplitude et en fréquence de la tension de sortie de l'onduleur est défini par le coefficient de réglage en tension (représentant le rapport de l'amplitude de la tension de référence à la valeur crête de la porteuse), et l'indice de modulation (donnant le rapport des fréquences de la porteuse et de la référence).

III.6 Domaines d'application des onduleurs

L'onduleur est l'un des montages les plus répandus de l'électronique de puissance ; il a de multiples applications :

- Les alimentations de secours
- Les alimentations sans interruption.
- Le raccord des panneaux solaires au réseau électrique.
- Les nombreux dispositifs nécessitant de fonctionner à une fréquence spécifique :
- Les générateurs d'ultrasons ou d'électricité utilisés dans le domaine médical,
- L'alimentation des lampes dites à cathode froide pour le rétro-éclairage des afficheurs à cristaux liquides,
- Les variateurs de vitesse des machines alternatives : la tension du réseau est redressée puis un onduleur fabrique une tension dont la fréquence et la forme sont réglables ;
- Les convertisseurs de tension continue/continue à découpage : la tension continue est d'abord ondulée en haute fréquence (quelques dizaines ou centaines de kHz) puis appliquée à un transformateur en ferrite et enfin redressée ;

Dans le domaine de la soudure à l'arc les onduleurs sont parfois appelés "inverter", suivant la terminologie anglo-saxonne. Les onduleurs dans les postes à l'arc vont générer un courant alternatif monophasé à moyenne fréquence (entre 5 et 20 kHz), ce qui permet d'utiliser des transformateurs élévateurs de courant nettement plus petits et légers que ceux employés traditionnellement à la fréquence du réseau, soit 50 ou 60 Hz. Ces machines se caractérisent par un rapport poids/puissance faible, un déphasage (cosinus phi) très faible et une bonne adéquation en milieu hostile (conditions de chantier, alimentation fluctuante par groupe électrogène, basses ou hautes températures, etc.) ;

- Dans le domaine de la réception hertzienne nomade TV grand public, les onduleurs (12V>230 V) permettent, par exemple, de brancher un téléviseur sur la prise allume-cigare d'une automobile ou d'un camion ;
- Dans le domaine des véhicules électriques et hybrides, l'onduleur permet de transformer la tension de batterie continue en tension sinusoïdale, admissible par les machines synchrones et asynchrones.

III.7 Modélisation du convertisseur statique

Pour compléter notre étude il a été nécessaire de faire la simulation d'un onduleur triphasé dans ce cas précis un convertisseur MLI triphasé à deux niveaux.

III.7.1 Modèle de l'onduleur

La Figure III.9 donne le schéma de principe de l'onduleur de tension triphasé qui est placé entre une source de tension triphasée parfaite, donc de tension constante et une charge triphasée équilibrée parcourue par des courants i_a, i_b et i_c formant un système triphasé sinusoïdale équilibré. L'onduleur est un assemblage de trois ponts monophasés formés chacun de deux interrupteurs en série (K_1 et K'_1 , K_2 et K'_2 , K_3 et K'_3). Les interrupteurs d'un même demi-pont doivent être complémentaires pour que la source de tension ne soit jamais en court-circuit, et pour que les circuits des courants i_a, i_b et i_c ne soient jamais ouverts. Pour que les six interrupteurs puissent imposer les tensions de sortie, quels que soient les courants i_a, i_b et i_c . Il faut que ces interrupteurs soient bidirectionnels en courant. Chacun d'eux est formé d'un semi-conducteur à ouverture et fermeture commandée.

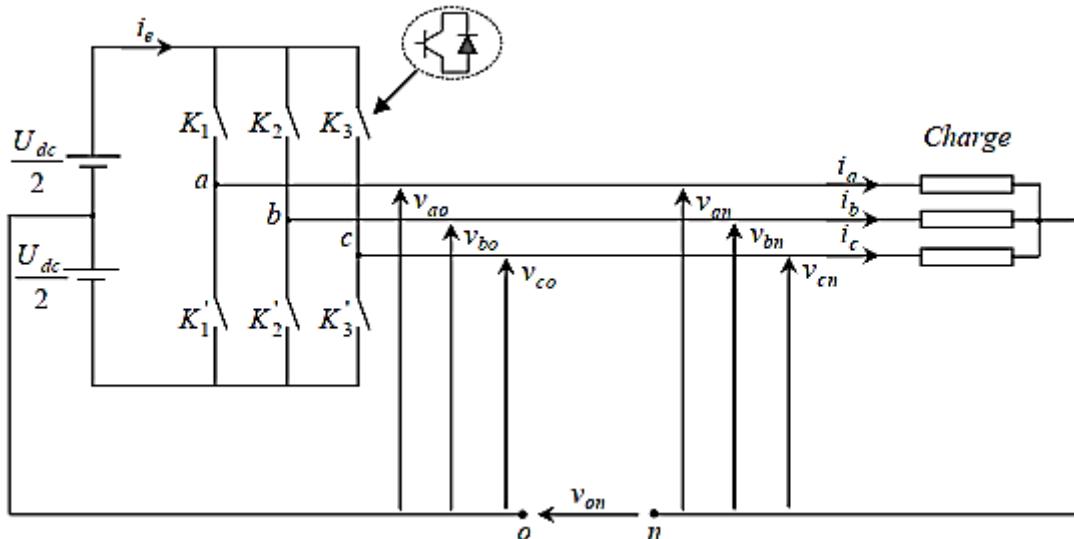


Figure III.10 : Schéma de principe de l'onduleur à MLI

Sachant que dans un régime équilibré $V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0$, nous pouvons écrire, (selon la figure III.9) :

$$\begin{cases} V_{an} = V_{ao} + V_{on} \\ V_{bn} = V_{bo} + V_{on} \\ V_{cn} = V_{co} + V_{on} \end{cases} \quad (\text{III.20})$$

En faisant la somme des équations du système (III.16), on obtient :

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = V_{ao} + V_{bo} + V_{co} + 3V_{on} = 0 \quad (\text{III.21})$$

D'où :

$$V_{ao} + V_{bo} + V_{co} = -3V_{on} \quad (\text{III.22})$$

Donc :

$$V_{on} = -\frac{1}{3}(V_{ao} + V_{bo} + V_{co}) \quad (\text{III.23})$$

En substituant l'équation (III.23) dans le système (III.20), il vient alors :

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ao} \\ V_{bo} \\ V_{co} \end{bmatrix} \quad (\text{III.24})$$

Les deux interrupteurs de chaque branche de l'onduleur sont commandés de manière complémentaire, en appliquant une modulation de largeur d'impulsion.

À partir du schéma de l'onduleur, les tensions fournies par les demi-ponts sont :

$$V_i - V_o = \begin{cases} +\frac{V_{dc}}{2} & \text{si } K_i : \text{ fermé} \\ -\frac{V_{dc}}{2} & \text{si } K_i : \text{ ouvert} \end{cases} \quad i = a, b, c \quad (\text{III.25})$$

Les tensions délivrées sont données par :

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.26})$$

Avec S_i est l'état de l'interrupteur K_i , supposé parfait, tel que pour le $i^{\text{ème}}$ bras de l'onduleur ($i=a, b, c$) :

- $S_i = 1$ Si l'interrupteur en haut est fermé et l'interrupteur en bas est ouvert ;
- $S_i = 0$ Si l'interrupteur en haut est ouvert et l'interrupteur en bas est fermé ;

Le courant d'entrée de l'onduleur est donné par :

$$i_e = S_a \cdot i_a + S_b \cdot i_b + S_c \cdot i_c \quad (\text{III.27})$$

III.7.2 La commande MLI sinus triangle

Le bloc de commande du convertisseur reçoit les tensions de référence pour les trois phases. Ces tensions sont comparées avec un signal triangulaire, et en fonction du signal d'erreur, on commande les semi-conducteurs de l'onduleur ; le mode de fonctionnement est très simple :

- Si $V_{ref} > V_p$: l'interrupteur supérieur du bras de pont conduit ;
- Si $V_{ref} < V_p$: l'interrupteur inférieur du bras de pont conduit ;

Où V_{ref} représente une des trois tensions de référence, et V_p représente le signal triangulaire ou l'onde porteuse.

Ce type de commande est appelé commande par modulation de largeur d'impulsion où commande MLI (PWM en anglais). Cette technique exige une commande séparée pour chaque phase de l'onduleur. La détermination des instants d'ouverture et de fermeture des interrupteurs est réalisée en temps réel, par une électronique de commande analogique ou numérique ou parfois hybride. La figure III.11 illustre le principe de base de cette technique.

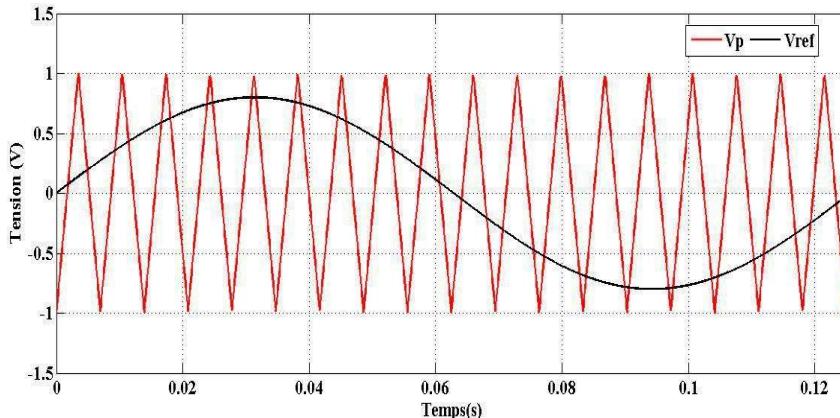


Figure III.11 : Principe de la commande MLI sinus-triangle

III.7.3 Caractéristiques de la MLI sinus triangle

Si la tension de référence est sinusoïdale, deux paramètres caractérisent la commande : l'indice de modulation m et le taux de modulation r .

- *Indice de modulation m :*

$$m = \frac{f_p}{f} \quad (\text{III.28})$$

Où f est la fréquence de la tension de référence et f_p est celle de la porteuse.

- *Le coefficient de réglage r :*

C'est le rapport de l'amplitude de la tension de référence V_R à la valeur crête V_p de la porteuse :

$$r = \frac{V_r}{V_p} \text{ (en fonctionnement normal, } r < 1) \quad (\text{III.29})$$

III.7.4 Modélisation de la commande MLI sinus triangle

- *Équation de la porteuse*

La porteuse est un signal triangulaire caractérisé par sa fréquence f_p et sa valeur de crête V_{mp} .

On définit l'équation de la porteuse dans sa période

$$\begin{cases} V_p = V_{mp} \left(-1 + 4 \frac{t}{T_p} \right) & \text{si } t \in \left[0, \frac{T_p}{2} \right] \\ V_p = V_{mp} \left(3 - 4 \frac{t}{T_p} \right) & \text{si } t \in \left[\frac{T_p}{2}, T_p \right] \end{cases} \quad (\text{III.30})$$

- *Équations des tensions de référence*

La référence est un signal sinusoïdal d'amplitude V_r et de fréquence f_r . En triphasé, les trois tensions sinusoïdales de référence sont données par :

$$\begin{cases} V_{ref_a} = V_r \sin(2\pi f_r t) \\ V_{ref_b} = V_r \sin(2\pi f_r t - \frac{2\pi}{3}) \\ V_{ref_c} = V_r \sin(2\pi f_r t - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad (\text{III.31})$$

- *Équations des états des interrupteurs*

La commande à MLI sinus triangle utilise la comparaison avec les trois composantes de la tension de référence afin de calculer les états S_a, S_b et S_c des interrupteurs de l'onduleur. Ceux-ci sont donnés par l'équation III.31 suivantes : (avec $i = a, b, c$)

$$S_i = \begin{cases} 1 & \text{si } (V_{ref_i} - V_p) \geq 0 \\ 0 & \text{si } (V_{ref_i} - V_p) < 0 \end{cases} \quad (\text{III.32})$$

III.7.5 Simulation de la commande MLI sinus triangle

La figure III.12 représente le modèle en Simulink de la commande MLI sinus triangle et la figure III.13 montre la simulation des états S_a, S_b et S_c des interrupteurs de l'onduleur ainsi que

des tensions de sortie V_{an} , V_{bn} et V_{cn} et leurs spectres quand les tensions d'entrées sont triphasées sinusoïdales de fréquence 50Hz et d'amplitude 220V. Dans la simulation on a pris $r=0.8$, $m=6$ et $m=18$ et $V_{dc} = 280V$

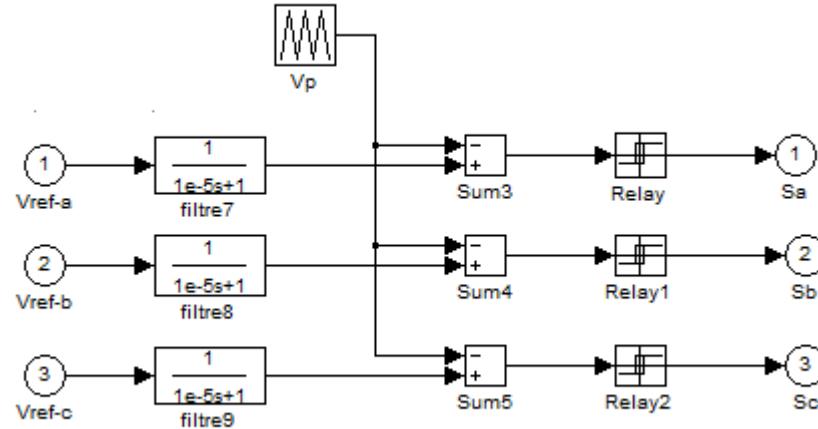


Figure III.12 : Modèle sous SIMULINK de la commande MLI sinus triangle.

❖ *Les résultats de simulation pour $M=6$ et $r=0.8$*

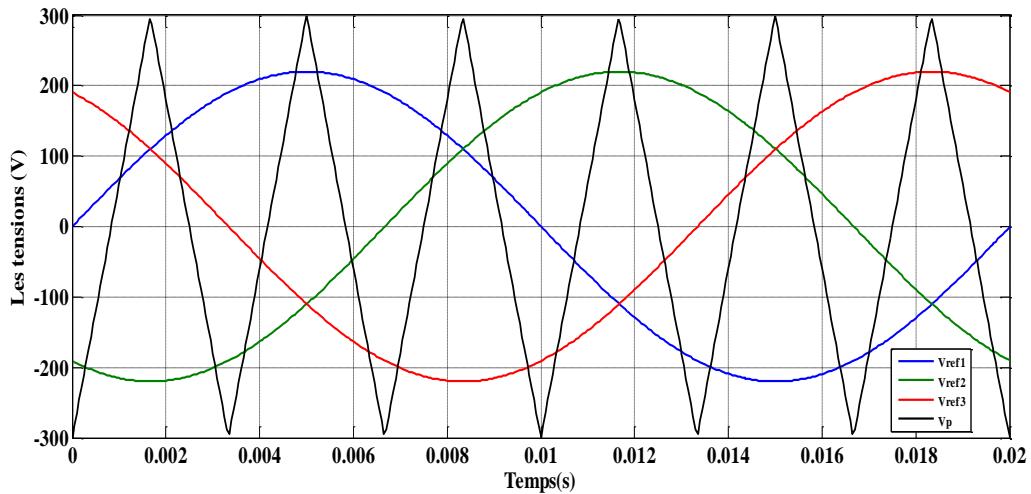


Figure III.13.a : Les tensions (V_{ref1} , V_{ref2} , V_{ref3} et V_p)

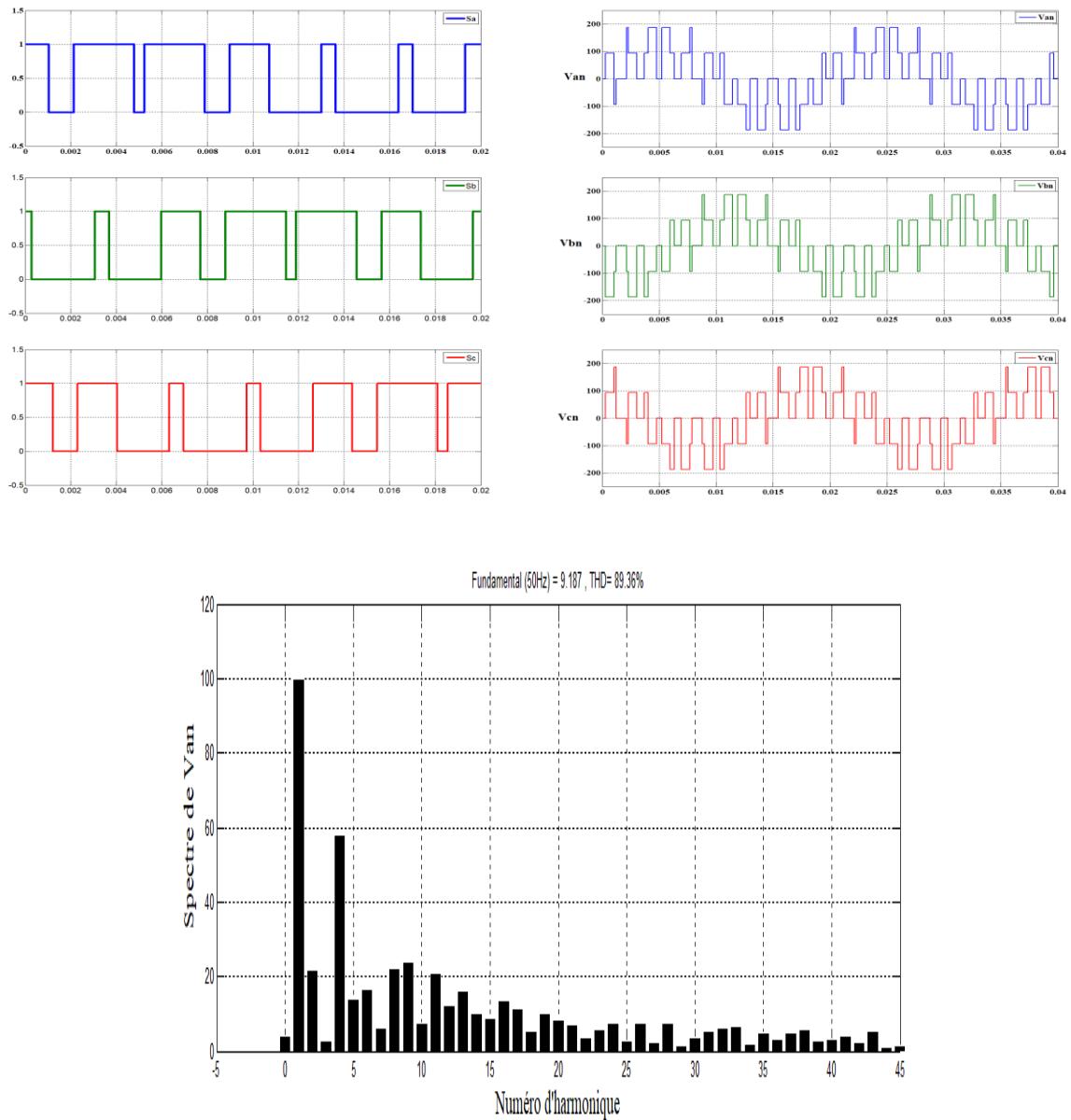


Figure III.13.b : Principe de la commande MLI sinus-triangle et enveloppes de tension Pour
 $m=6$ $r=0.8$

III.8 Modélisation de l'onduleur de tension à cinq niveaux à structure NPC

Pour la modélisation de l'onduleur, on considère un fonctionnement idéalisé :

- Interruateurs parfaits : la commutation des interrupteurs est instantanée (temps de fermeture et ouverture) et sans pertes, et que la chute de tension dans les interrupteurs est considérée nulle en conduction.
- Une charge équilibrée : la charge alimentée est équilibrée dans le sens où elle ne génère pas une composante homopolaire.

- Sources parfaites : la tension aux bornes du dipôle continu est constante et ne varie pas avec la puissance échangée.

III.8.1 Structure de l'onduleur cinq niveaux NPC

L'onduleur triphasé à cinq niveaux à structure NPC (Neural Point Clamping) étudié est constitué de trois bras et quatre sources de tension continue. Chaque bras comporte huit interrupteurs, six en série et les deux autres en parallèle, plus deux diodes. Chaque interrupteur est composé d'un transistor et une diode antiparallèle montée en tête bêche.

La Figure (III.14) montre le schéma électrique d'un onduleur triphasé à cinq niveaux à structure NPC.

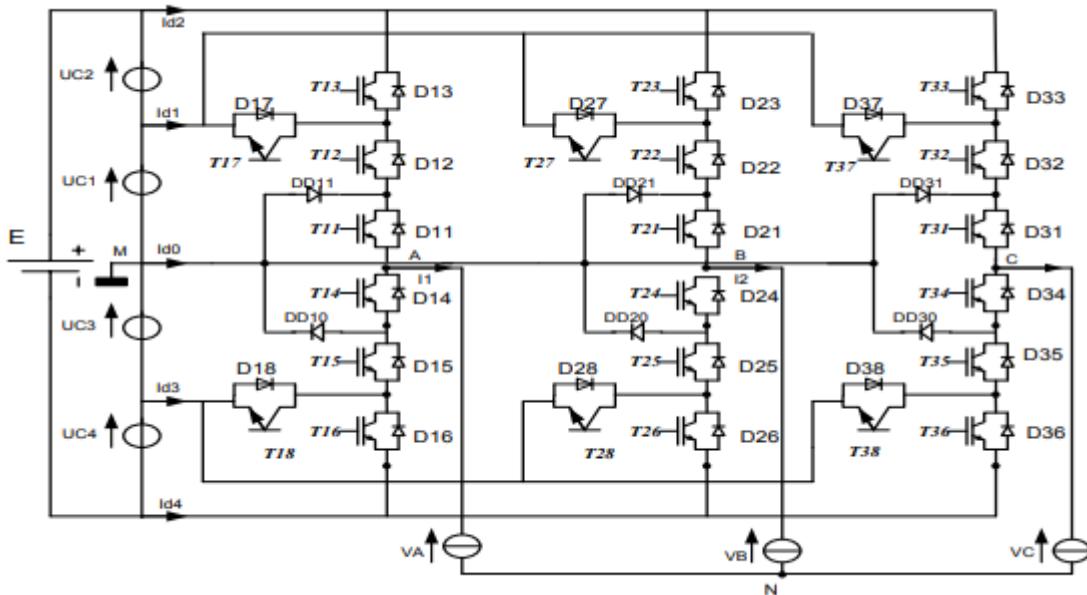


Figure III.14 : Onduleur de tension triphasé à

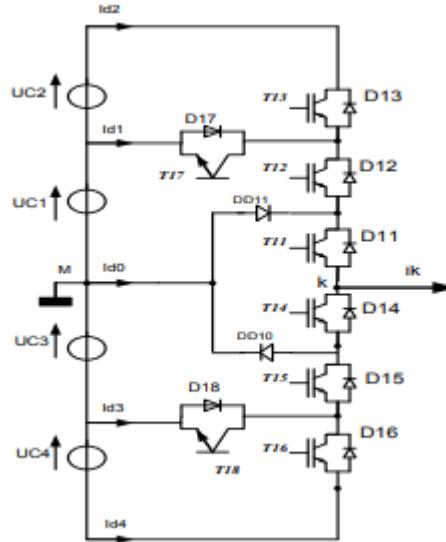
Cinq niveaux à structure NPC.

Pour simplifier la représentation de l'onduleur, nous représentons chaque paire transistor diode par Figure I un seul interrupteur bidirectionnel B_{KS} supposé parfait.

$$\left\{ \begin{array}{l} B_{K1} = B_{K5} \\ B_{K2} = B_{K4} \\ B_{K3} = B_{K6} \\ B_{K7} = B_{K1}B_{K2}B_{K3} \\ B_{K8} = B_{K4}B_{K5}B_{K6} \end{array} \right. \quad (\text{III.33})$$

III.8.2 Modélisation du fonctionnement d'un bras d'onduleur cinq niveaux NPC

La symétrie de la structure de l'onduleur triphasé cinq niveaux NPC permet sa modélisation par bras sans à priori sur la commande. Ensuite nous déduisons celui de l'onduleur complet Figure (III.15)



FigureIII.15 : Structure d'un bras de l'onduleur à cinq niveaux à structure NPC

III.8.3 Différentes configurations d'un bras d'onduleur cinq niveaux NPC

Une analyse topologique d'un bras montre cinq configurations possibles. Ces dernières dépendent de la tension du bras k par rapport au point milieu M composé de cinq niveaux distincts. Le nombre de niveaux de tension de cet onduleur représente le nombre de potentiels différents du bus continu imposé à la tension de sortie. Les figures (a-e) présentent ces différentes configurations

On a

$$U_{c1} = U_{c2} = U_{c3} = U_{c4} = \frac{E}{4}$$

❖ Première configuration $E_1 [11100000]$

Cette configuration est représentée sur la Figure (III.15.a) Dans ce cas, les interrupteurs B_{11} , B_{12} et B_{13} sont commandés à l'état 1 et les autres interrupteurs restent à l'état 0. La valeur de la tension VKM est donnée par l'équation (III.34)

$$V_{Km} = B_{13} \frac{E}{4} + B_{11} B_{12} \frac{E}{4} = \frac{E}{2} \quad (\text{III.34})$$

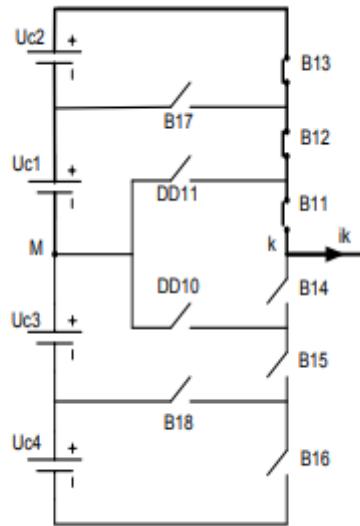


Figure III.15.a : Configuration E_1 du premier bras de l'onduleur à cinq niveaux NPC.

❖ **Deuxième configuration E_2 [01100010]**

En commandant les interrupteurs B_{11} , B_{12} et B_{17} à l'état 1 et les autres à l'état 0 Figure (III.15.b), l'équation (III.35) donne la valeur de la tension V_{Km} correspondant à cette configuration

$$V_{Km} = B_{11}B_{12}B_{17} \frac{E}{4} = \frac{E}{4} \quad (\text{III.35})$$

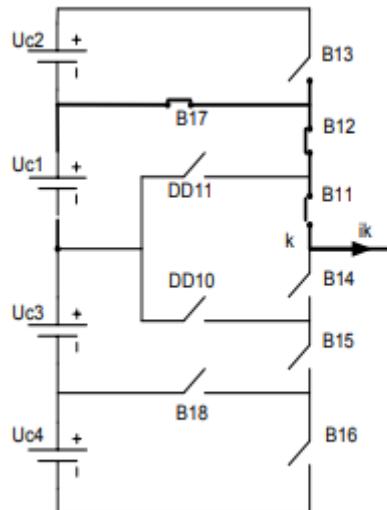


Figure III.15.b : Configuration E_2 du premier bras de l'onduleur cinq niveaux NPC.

❖ **Troisième configuration E_3 [00110000]**

La conduction des interrupteurs B_{11} et B_{14} 4 permet la mise à zéro de la tension V_{Km} Figure (III.15.c). La valeur de la tension V_{Km} est donnée par l'équation (III.36) :

$$V_{Km} = B_{11} \frac{E}{4} - B_{14} \frac{E}{4} = 0 \quad (\text{III.36})$$

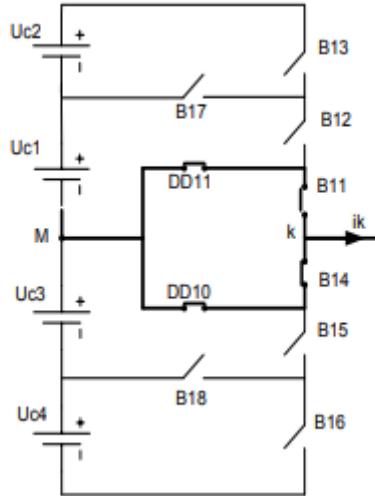


Figure III.15.c : Mise à zéro d'un bras de l'onduleur cinq niveaux NPC.

❖ **Quatrième configuration E_4 [00011001]**

Cette configuration fournit la partie négative, définie par l'état des interrupteurs B_{14} , B_{15} et B_{18} Figure (III.15.d). L'équation (III.37) donne la valeur de V_{Km} .

$$V_{Km} = B_{14}B_{15}B_{18} \left(-\frac{E}{4} \right) = -\frac{E}{4} \quad (\text{III.37})$$

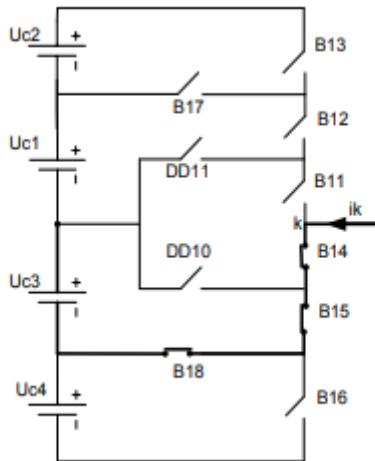
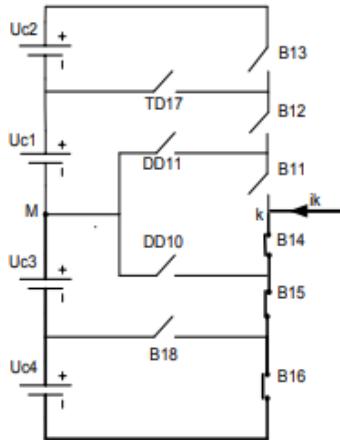


Figure III.15.d : Configuration E_4 du premier bras de l'onduleur cinq niveaux NPC.

❖ **Cinquième configuration E_5 [00011100]**

Le cinquième niveau d'un bras de l'onduleur à cinq niveaux est montré par la figure (III.15.e). La valeur de la tension correspondante V_{Km} est donnée par l'équation (III.38)



$$V_{Km} = -B_{16} \frac{E}{4} - B_{14} B_{15} \frac{E}{4} = -\frac{E}{2} \quad (\text{III.38})$$

Figure III.15.e : Configuration E_5 du premier bras d'onduleur cinq niveaux NPC.

III.8.4 Simulation de la commande MLI sinus triangle

La méthode de commande MLI sera utilisée pour la commande des interrupteurs. Et la commande sera en boucle ouverte, pour une indice de modulation 0.86 et 314 Hz comme fréquence de porteuses. Les sources continues utilisées valent 100V, nous avons aussi pris comme charge, une résistance en série avec une inductance de valeurs respectives $R= 5 \Omega$ et $L=0.001 \text{ H}$, pour un $\cos \varphi=0.80$

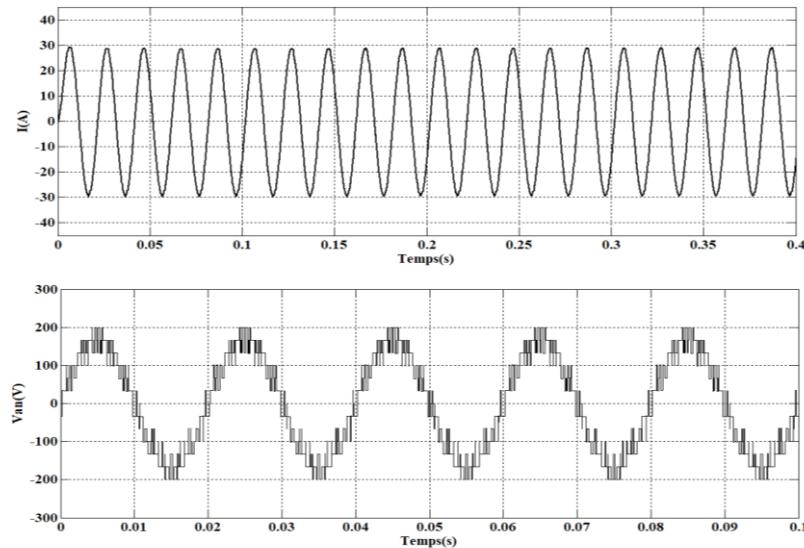


Figure III.16 : Formes des signaux de l'onduleur cinq niveaux

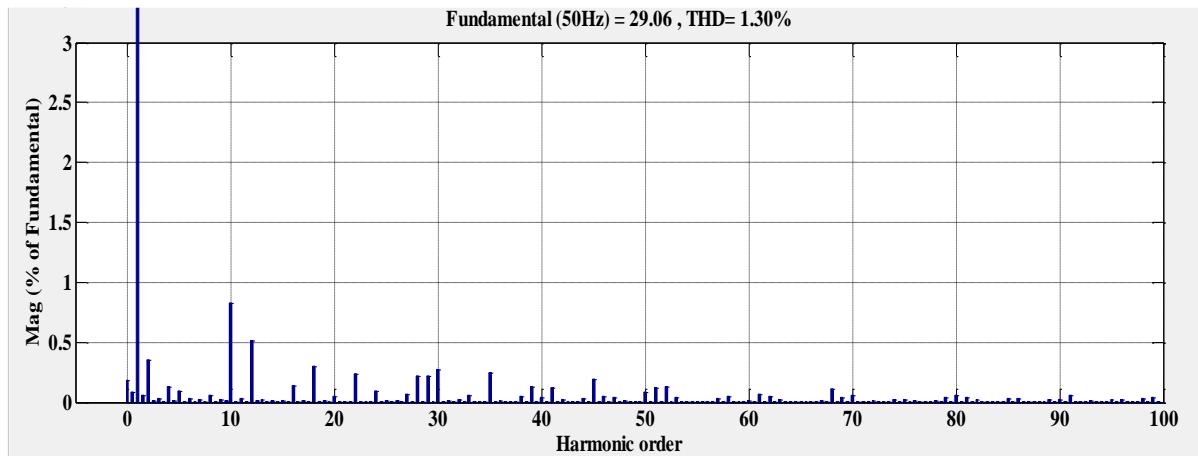


Figure III.17 : Spectre harmonique du courant I_a de l'onduleur cinq niveaux.

III.9 Réglage du système UPFC

Le système de commande de l'UPFC se compose de l'onduleur parallèle avec le circuit de réglage, ainsi que de l'onduleur série. D'abord, on justifiera la possibilité de séparation les deux circuits de réglage et de même nous nous sommes intéressés au réglage de l'onduleur pour la tension additionnelle et plus particulièrement au réglage de la puissance active et réactive transmise.

Ensuite on développera les différents réglages considérés dans cette étude et on montrera le comportement transitoire des circuits de réglage à l'aide d'une simulation des régulateurs considérés dans le réglage du système UPFC en boucle fermée afin d'améliorer les performances dans le cas de changement de puissance active ou réactive, (changement de l'un des trois paramètres de la ligne).

Le type de commande présenté est évalué à savoir :

- Commande Proportionnel-Intégral (PI – Découplé)

III.9.1 Configuration du circuit de réglage

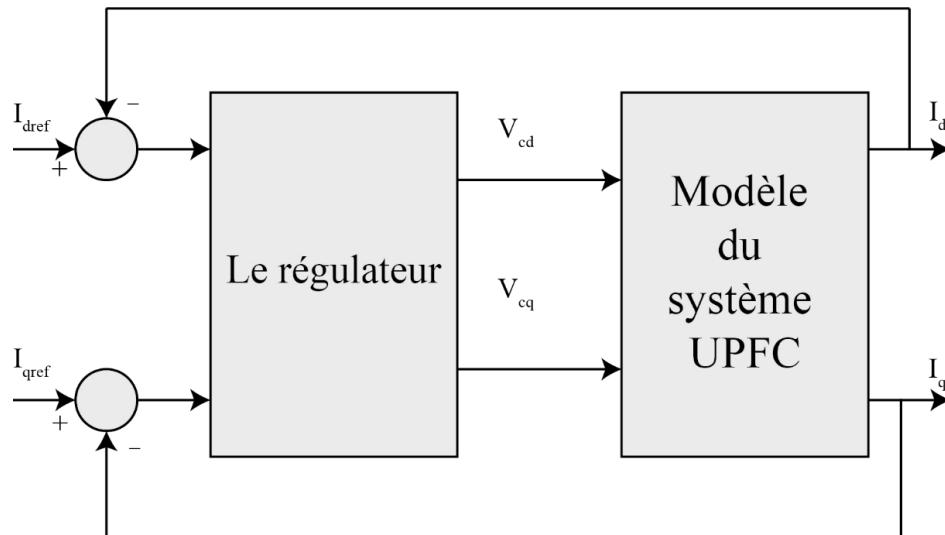
Théoriquement, l'UPFC devrait être traité comme un système multi variables car les deux convertisseurs série et parallèle sont connectés d'un côté à la ligne de transmission et l'autre côté au circuit continu DC et donc comportent chacun deux sorties. Cependant, pour faciliter la synthèse des réglages, le traitement des deux convertisseurs se fera séparément. La possibilité de cette séparation est justifiée par deux facteurs principaux. Premièrement, le couplage entre les deux convertisseurs sur la ligne de transmission est assez faible.

Deuxièmement, la variation dynamique de la tension du côté du continu DC est dominée par le convertisseur parallèle. Ceci est justifié par le fait que la variation de la tension du côté DC est beaucoup moins sensible au contrôle du convertisseur série. Donc pour contrôler le flux de puissance active dans la ligne de transmission, le régulateur de l'UPFC série doit ajuster l'angle de la phase de la tension de compensation (V_s) tandis que pour régler le flux de puissance réactive, l'amplitude de la tension injectée série doit être contrôlé. Pour assurer la stabilité du système, une chaîne de contrôle est implémentée avec le contrôleur PI (le cas général) pour :

Illustrer le mode choisi pour la branche série ainsi que pour la branche shunt. L'idée du schéma de contrôle Figure III.17 se déduit du système d'équations III.8 et III.15.

Les entrées sont les composantes d-q des tensions à la sortie des branches série ou shunt et les sorties sont les composantes d-q des courants de ligne de transport I_d et I_q .

Les références des courants de ligne sont dérivées des références de puissances active et réactive et les tensions de bus infini AC mesurées.



FigureIII.18 : Schéma de contrôle de l'UPFC

Pour assurer la stabilité du système, une chaîne de contrôle est implémentée avec le contrôle PI.

- Contrôle de la branche série
- Contrôle de la branche parallèle et la partie continue.

III.9.2 Description du système de commande de l'UPFC

III.9.2.1 Commande du circuit série

Les puissances active et réactive P et Q (générées(s) et absorbées (r)) sont données par les équations suivantes :

$$P_{r,s} = \frac{3}{2} (v_{sd} \cdot i_{sd} + v_{sq} \cdot i_{sq}) \quad (\text{III.39})$$

$$Q_{r,s} = \frac{3}{2} (v_{sd} \cdot i_{sd} - v_{sq} \cdot i_{sq}) \quad (\text{III.40})$$

Où les courants sont définis par:

$$i_{rd} = i_{sd} + i_{pd} \quad (\text{III.41})$$

$$i_r = i_{sq} + i_{pq} \quad (\text{III.42})$$

Pour l'application du contrôle à notre système, les puissances de référence active et réactive (P^* et Q^*) sont injectées (utilisées comme entrées au système de commande de l'UPFC) afin d'obtenir les puissances réelles désirées (P et Q). A partir des équations (III.39) et (III.40), on peut obtenir comme courants de référence i_d^* et i_q^* qui peuvent être calculés comme suit:

$$i_d^* = \frac{2}{3} \left(\frac{P^* v_{sd} - Q^* v_{sq}}{\Delta} \right) \quad (\text{III.43})$$

$$i_q^* = \frac{2}{3} \left(\frac{P^* v_{sq} - Q^* v_{sd}}{\Delta} \right) \quad (\text{III.44})$$

Où :

$$\Delta = (v_{sd}^2 + v_{sq}^2) \quad (\text{III.45})$$

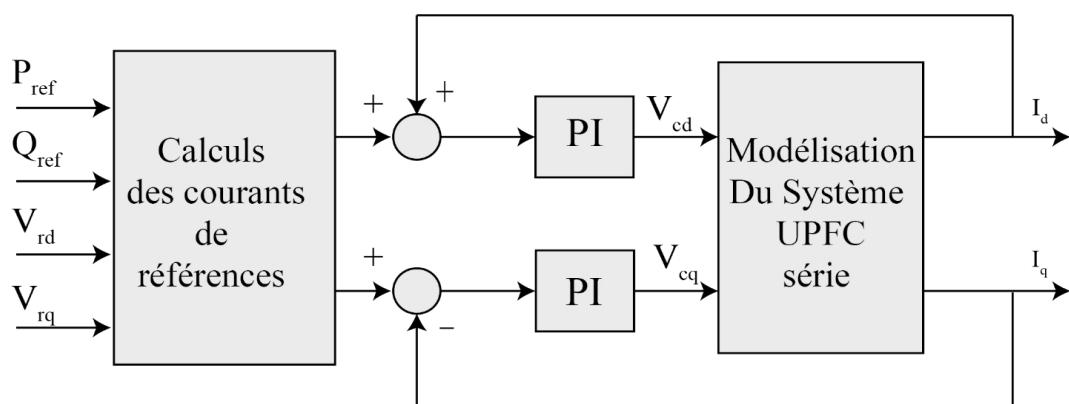


Figure III.19 : Schéma de contrôle de la branche série de l'UPFC

Les courants de référence I_{rdref} et I_{rqref} sont calculés suivant les équations (III.43) et (III.44). Ces valeurs de référence I_{rdref} et I_{rqref} sont ensuite comparées aux courants de ligne réels du récepteur. Les sorties des correcteurs PI en courants fournissent les valeurs des tensions de commandes V_{cd} et V_{cq} . Figure(III.18).[22]

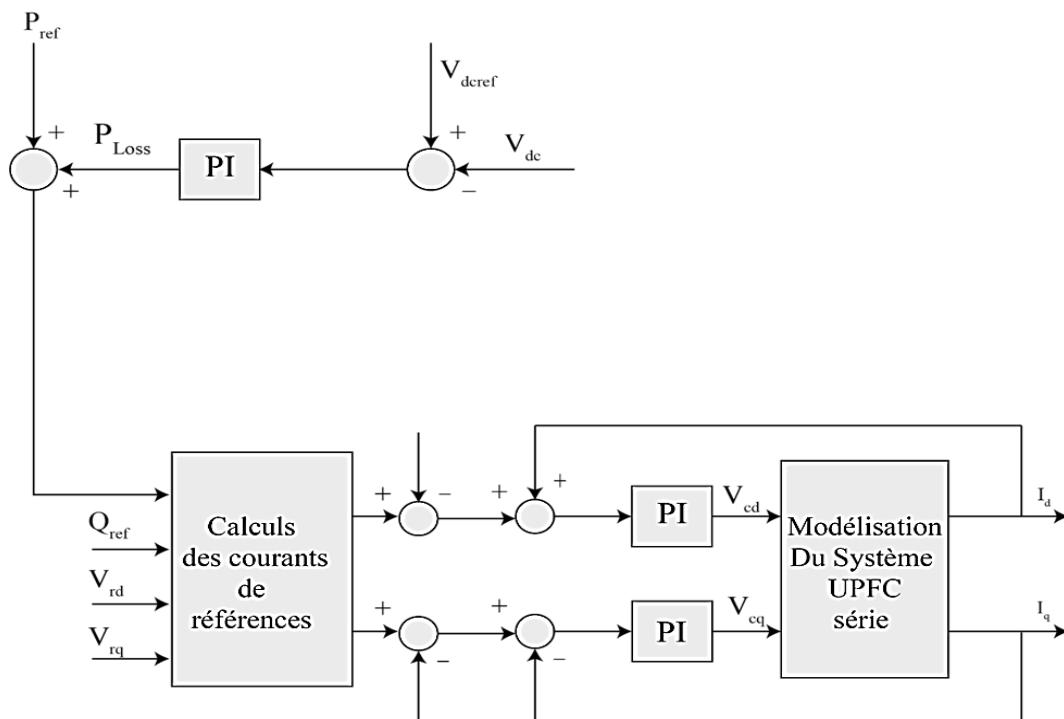
Si les courants réels désirés isd et isq de la ligne de transmission sont maintenus à leurs valeurs de référence, les valeurs des puissances active et réactive à l'arrivée de cette dernière seront exactement les mêmes que P^* et Q^* (objectif du réglage).

III.9.2.2 Commande du circuit shunt et de la branche continue

L'onduleur shunt et l'onduleur série sont liés au circuit intermédiaire à tension continue. Ils travaillent donc avec la même tension continue V_{dc} . On rappelle que cette dernière est réglée par intermédiaire de l'onduleur shunt. L'onduleur shunt est capable de fournir aussi bien de la puissance active à l'onduleur série que de la puissance active au système d'alimentation. La figure (III.19) illustre le schéma de ce dernier. Le principe, alors, est que la puissance active de la fin de la ligne de transmission (receiving end) doit être fournie par le début de celle-ci (sending end) comme le montre la figure (III.19), le contrôle de la tension continue V_{cd} est réalisé en utilisant un régulateur PI où la tension continue V_{dc} est comparée à sa tension de référence V^*_{cd} .

À la sortie du (PI), les pertes de puissance P_{loss} , sont ensuite ajoutées à la puissance de référence de (receiving end) P_s^* , et avec la puissance réactive shunt de référence Q_p^* les courants de référence shunt i_p^* de sending et receiving end sont déterminés.

Les tensions de commande des régulateurs série et parallèle génèrent les tensions de référence des onduleurs série et shunt.



FigureIII.20 : Schéma de contrôle de la branche shunt et la branche continue de l'UPFC

III.10 Commande par régulateur proportionnel intégral découplé (PI-D)

La figure (III.20) et (III.21) représentent la commande de l'UPFC série et shunt respectivement, $G(s)$ est la fonction de transfert de la ligne de transmission déterminée par :

$$G(s) = \frac{1}{s + \frac{r}{L}} \quad (\text{III.46})$$

L'onduleur shunt et l'onduleur série sont liés au circuit intermédiaire à tension continue. Ils travaillent donc avec la même tension continue V_{dc} . On rappelle que cette dernière est réglée par intermédiaire de l'onduleur shunt.

L'onduleur shunt est capable de fournir aussi bien de la puissance active à l'onduleur série que de la puissance active au système d'alimentation. La figure (III.18) illustre le schéma de ce dernier.

Le principe, alors, est que la puissance active de la fin de la ligne de transmission (receiving end) doit être fournie par le début de celle-ci (sending end) comme le montre la figure (III.19), le contrôle de la tension continue V_{cd} est réalisé en utilisant un régulateur PI où la tension continue V_{dc} est comparée à sa tension de référence V_{cd}^* .

À la sortie du (PI), les pertes de puissance P_{loss} , sont ensuite ajoutées à la puissance de référence de (receiving end) P_s^* , et avec la puissance réactive shunt de référence Q_p^* les courants de référence shunt i_p^* de sending et receiving end sont déterminés. Les tensions de commande des régulateurs série et parallèle génèrent les tensions de référence des onduleurs série et shunt.

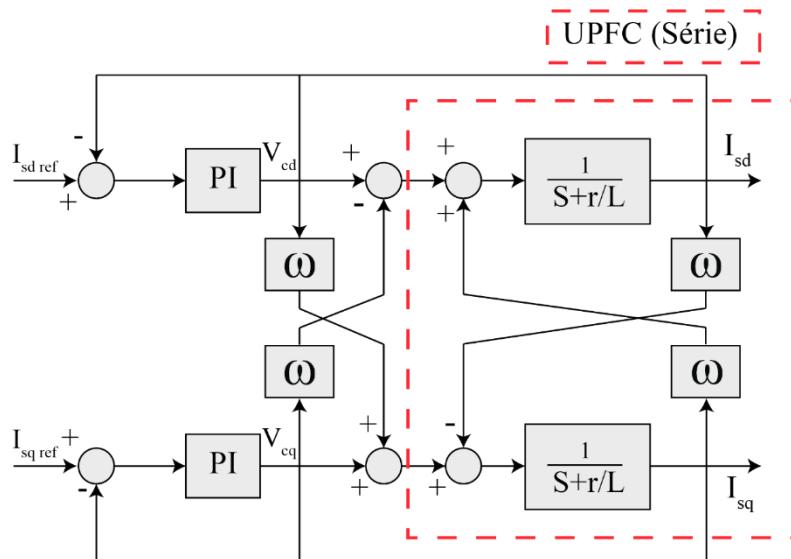


Figure III.21: Commande PI-Découplé de l'UPFC série

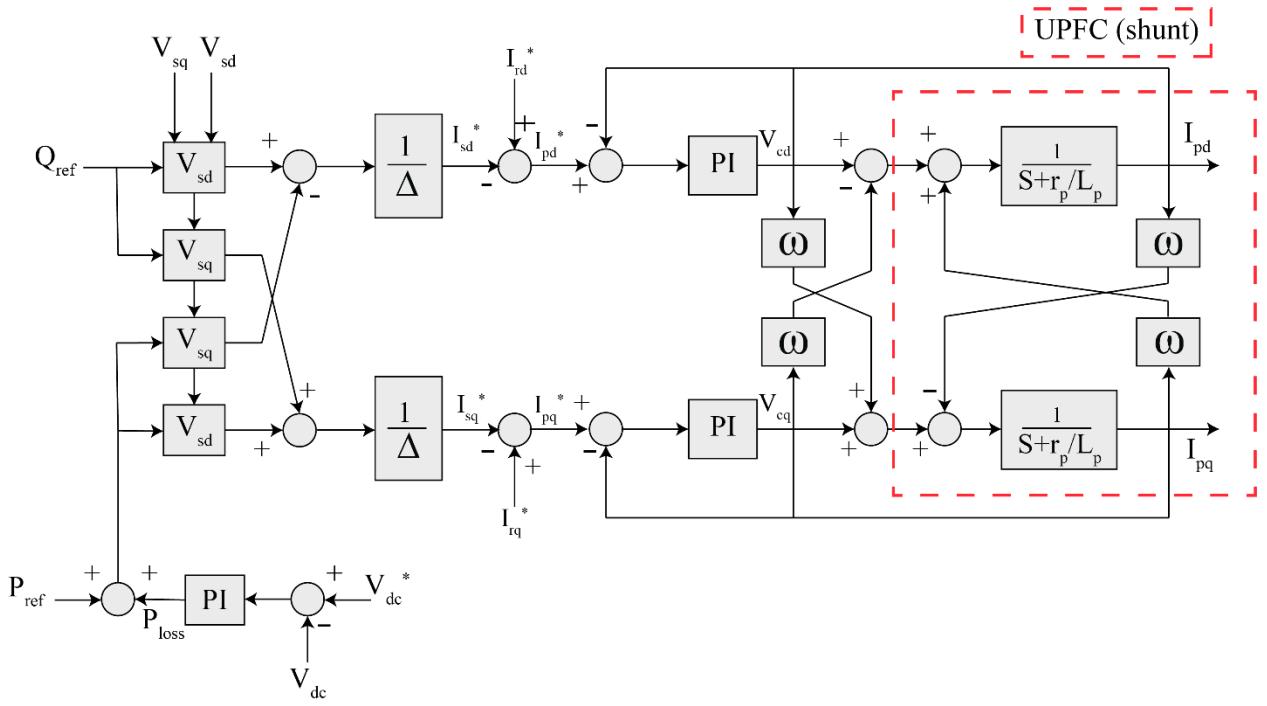


Figure III.22 : Commande PI-Découplé de l'UPFC shunt

Remarque :

On traitera seulement le cas du système UPFC série, car la partie de l'UPFC shunt est identique, vue que la tension du point de départ (sending end) V_s est égale à la tension du point d'arrivée (receiving end), les réponses des puissances actives et réactives dans chacun des deux points sont identiques, celle remarque sera valable pour toutes les commandes traitées dans ce travail. Les courants i_{sd} et i_{sq} sont comparés à la sortie du système à leurs valeurs de référence et l'erreur ainsi obtenu passe à travers les 2 régulateurs PI. Les tensions de commande V_{cd} et V_{cq} sont relevées à la sortie des régulateurs PI, par la transformation inverse de Park donnée par l'équation (III.43), on détermine les tensions triphasées V_{ca} , V_{cb} et V_{cc} des tensions de commande V_{cd} et V_{cq} , ces tensions de commande triphasées (V_{ca} , V_{cb} , V_{cc}) sont ensuite utilisées comme entrées de référence de l'onduleur MLI série :

$$\begin{bmatrix} V_{ca} \\ V_{cb} \\ V_{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) \\ \cos(\omega t - 120^\circ) & -\sin(\omega t - 120^\circ) \\ \cos(\omega t + 120^\circ) & -\sin(\omega t + 120^\circ) \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} \quad (\text{III.46})$$

$$\frac{di_{sd}}{dt} = \omega \cdot (1 - \varepsilon) \cdot i_{sd} - \frac{r}{L} \cdot i_{sd} + \frac{1}{L} (V_{sd} - V_{rd} - V_{cd}) \quad (\text{III.47})$$

$$\frac{di_{sq}}{dt} = \omega \cdot (1 - \varepsilon) \cdot i_{sq} - \frac{r}{L} \cdot i_{sq} + \frac{1}{L} (V_{sq} - V_{rq} - V_{cq}) \quad (\text{III.48})$$

Le terme ε représente le paramètre de découplage. Par exemple quand $\varepsilon = 1$, on obtient découplage parfait et quand $\varepsilon = 0$, alors les équations (III.47) et (III.48) seront identiques l'équation (III.13), (II.14) et (III.15).

En pratique, ε est supérieur à 1, ce qui revient à dire que le paramètre de découplage est supérieur au paramètre de couplage et le système est sur-compensé. Dans ce cas, les performances du système diminuent car le couplage réapparaît ce qui engendre un temps de réponse assez lent du système. Les auteurs pensent que ce cas est dû aux facteurs non-linéaires du système.

III.10.1. Calcul des régulateurs PI

La structure du correcteur PI est représentée par le schéma bloc de la figure III.22 :

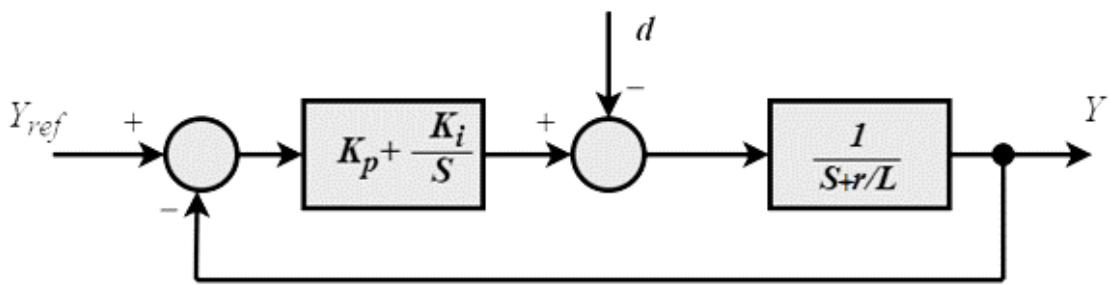


Figure III.23 : Structure de réglage de type PI

Il existe différentes techniques d'ajustements bien adaptés au régulateur PI. Il existe deux approches empiriques bien connues proposées par Ziegler et Nichols, pour la détermination des paramètres optimaux du régulateur PI.[19]

La méthode de Ziegler-Nichols, utilisée dans ce présent mémoire, est basée sur un essai conduit en boucle fermée avec un simple régulateur proportionnel analogique. Le gain K_p de ce régulateur est graduellement augmenté jusqu'à la limite de stabilité, ce qui se manifeste par un régime permanent oscillatoire.

Sur la base des résultats ainsi obtenus, les paramètres du régulateur PI analogique sont donnés par la fonction de transfert suivante :

$$F(s) = k_p \cdot \left(1 + \frac{1}{\tau_i s}\right) \quad (\text{III.49})$$

Par conséquent, l'introduction d'une condition simple :

$$k_i = \left(\frac{r}{L}\right) k_p \quad (\text{III.50})$$

On obtient la fonction de transfert sous la forme :

$$F(s) = \frac{k_p}{(k_p + s)} \quad (\text{III.51})$$

Nous obtenons la fonction de transfert du premier ordre avec une constante de temps :

$$\tau = \frac{1}{k_p} \quad (\text{III.52})$$

$$F(s) = \frac{k_p}{k_p + s} \quad (\text{III.53})$$

Les gains k_p et k_i peuvent être obtenu comme suit :

$$k_p = \frac{1}{\tau}; \quad k_i = \frac{R}{L} \frac{1}{\tau} \quad (\text{III.54})$$

Nous avons calculé les coefficients du régulateur pour chaque partie de l'UPFC comme suit :

- **Partie série :**

Nous considérons l'équation (III.50) ainsi que le système d'étude de la figure (III.22), et supposons $k_p = 200$. Nous pouvons calculer la valeur de k_i pour la partie série de la manière suivante :

$$Ki = \frac{0.8}{0.01} \cdot 200 = 16000 \quad (\text{III.55})$$

- **Partie parallèle :**

Nous pouvons calculer la valeur de k_i pour la partie parallèle de la même façon que pour la partie série :

$$Ki = \frac{0.4}{0.01} \cdot 200 = 8000 \quad (\text{III.56})$$

III.10.2 Régulation de la tension continue

La capacité de stockage absorbe les fluctuations de puissances occasionnées par la compensation de réactif, la présence des harmoniques et par la régulation de l'actif et aussi par les pertes des convertisseurs. La tension moyenne aux bornes de ces condensateurs doit être maintenue à une valeur constante. La régulation de cette tension s'effectue en absorbant ou en fournissant de la puissance active sur le réseau. La correction de cette tension doit se faire par l'adjonction des courants fondamentaux actifs dans les courants de référence de la partie shunt.

Suite à un écart entre $V_{dc\text{ref}}$ et V_{dc} , la puissance pf à la sortie du régulateur s'ajoute à la valeur de référence P_{ref} , nous avons choisi un régulateur de type PI ce dernier est souvent préférable du fait qu'il permet d'annuler l'erreur statique.

Les paramètres du régulateur PI de la tension continue V_{dc} sont : $k_p = 0.11$ et $k_i = 4.8$

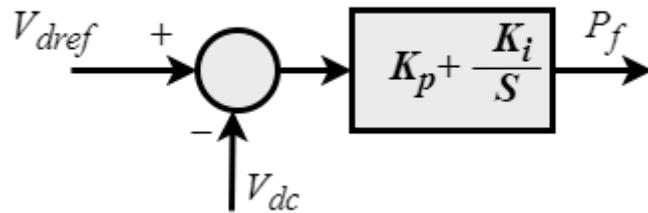


Figure III.24 : Régulation de la tension continue

Ainsi, la détermination de la constante de temps dépend des changements admissibles maximaux des grandeurs de contrôle V_{cd} et V_{cq} pour le contrôleur série et de même pour le convertisseur shunt. Donc d'après la méthode de Ziegler- Nichols, le gain critique K_{pc} et la période T_c des oscillations sont mesurés d'après le choix du tableau comme suit :

$$K_p = 0,45 \text{ } k_{pc} \quad \text{et} \quad T_i = 0,83 \text{ } T_c. \quad (\text{III.57})$$

Comme on l'a montré à la figure (III.24), l'onduleur shunt et l'onduleur série sont liés au circuit intermédiaire à tension continue. Ils travaillent donc avec la même tension continue V_{dc} . On rappelle que cette dernière est réglée par l'intermédiaire de l'onduleur shunt.

Donc il est capable de fournir aussi bien de la puissance active à l'onduleur série que de la puissance réactive au système d'alimentation.

Le principe de ce dernier, est que la puissance active de la fin de la ligne de transmission (départ) doit être fournie par le début de celle-ci. Le contrôle de la tension continue V_{dc} est réalisé en utilisant un régulateur PI où la tension continue V_{dc} est comparée à sa tension de référence V_{dc*} .

A la sortie du PI, les pertes de puissance P_{loss} sont ensuite ajoutées à la puissance de référence de départ P_s^* et avec la puissance réactive shunt de référence Q_p^* , les courants de référence shunt i_p^* d'arrivé et de départ sont déterminés.

Les tensions de commande des régulateurs série et parallèle génèrent les tensions de référence des onduleurs MLI série et shunt.[21]

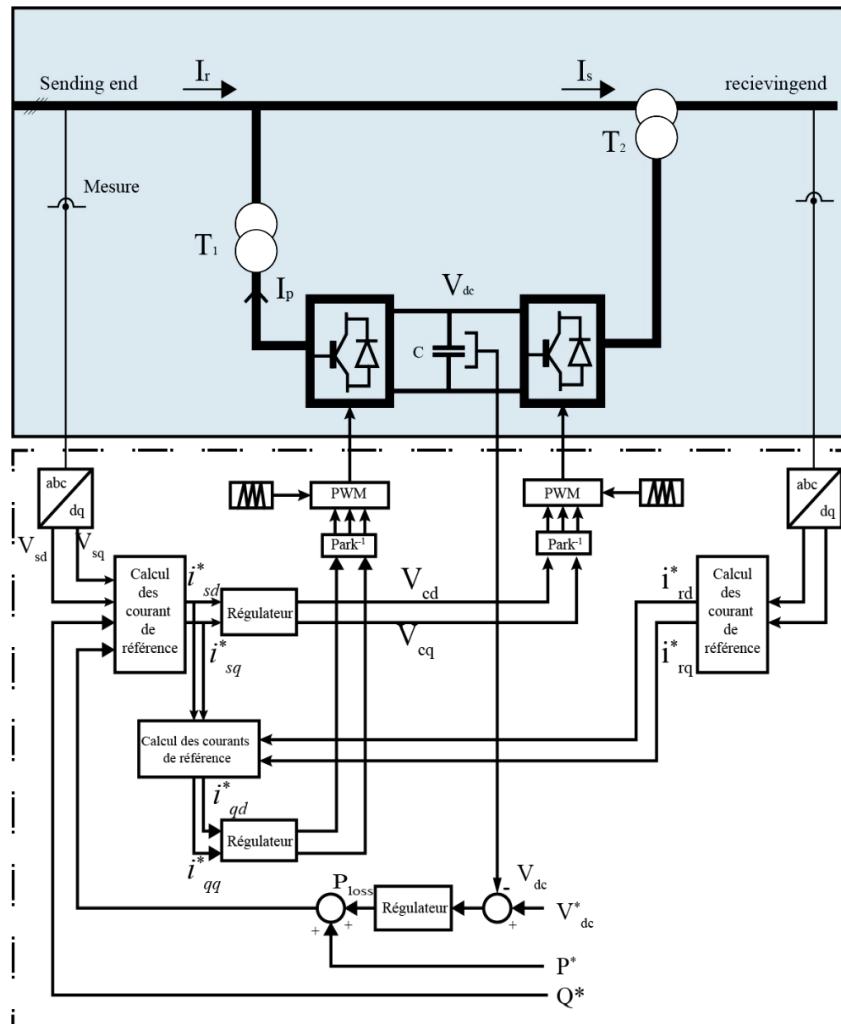


Figure III.25 : Circuit de commande du système UPFC

III.11 Les résultats de simulation

La stratégie de control a été testée sous l'environnement SIMULINK/MATLAB par des régulateurs classiques (PI-D) pour les paramètres suivant:

- ❖ Tension du réseau : $V_s = 220V$
- ❖ Tension du récepteur : $V_r = 220V$
- ❖ Tension continue : $V_{dc} = 280V$
- ❖ Fréquence du réseau : 50 HZ
- ❖ La résistance de la ligne : $r = 0.8\Omega$
- ❖ L'inductance de la ligne : $L = 10 mH$
- ❖ Les chutes de tension du compensateur parallèle : $r_p = 0.4\Omega$
- ❖ L'inductance de fuite du transformateur parallèle : $L_p = 10 mH$
- ❖ La capacité du circuit commun DC : $C = 2000 \mu F$

III.11.1 Les graphes des puissances active et réactive

Comme références du système on a injecté des échelons représentant les puissances de consigne, un signal échelon variant de -1200 W à +1200 W à l'instant 0,65s pour la puissance active. Et un autre variant de (-800 VAR à +800 VAR) à l'instant 0,45s pour la puissance réactive.

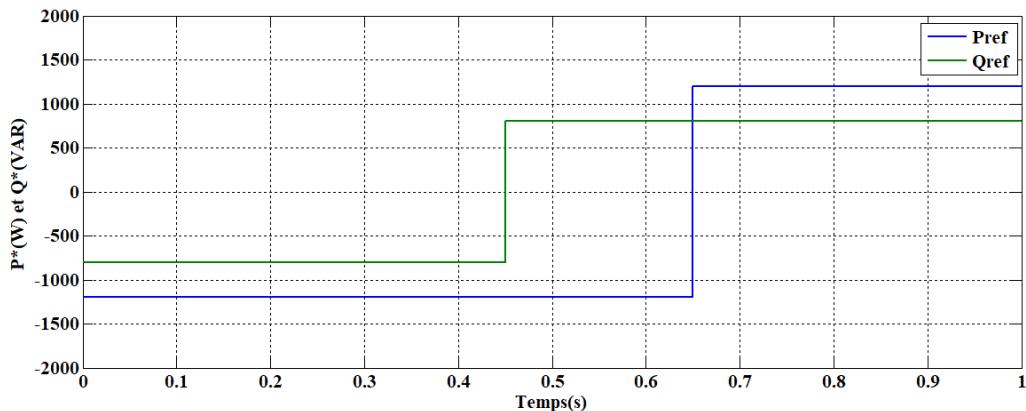


Figure III.26 : La puissance active et La puissance réactive de référence (P^* et Q^*)

D'après le choix des échelons des puissances on a simulé notre système et on a obtenu les résultats de simulation des puissances active figure (III.26) et réactive figure (III.27) suivantes :

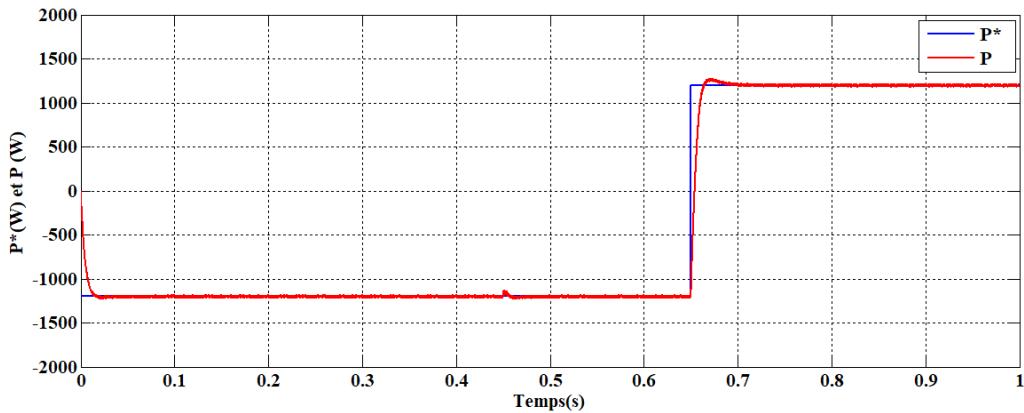


Figure III.27 : La puissance active et sa référence (P et P^*)

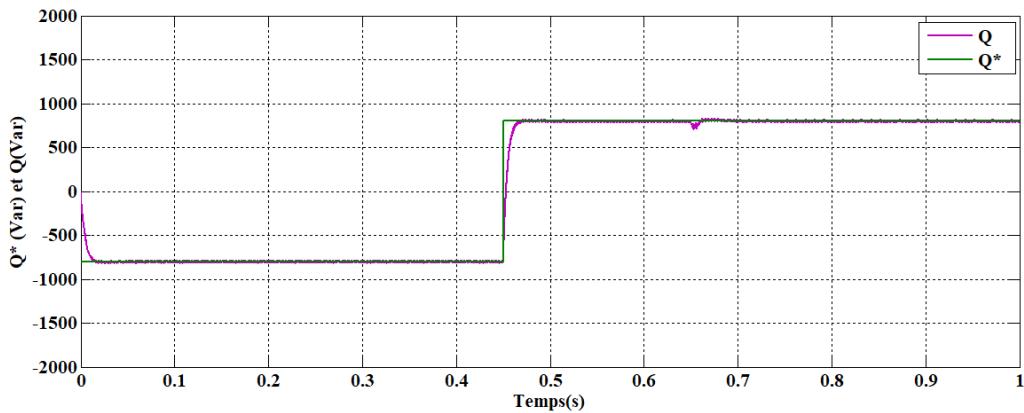


Figure III.28 : La puissance réactive et sa référence (Q et Q^*)

Pour illustrer les allures deux puissances active et réactive dans les instants 0.65s et 0.45s et voir la variation qui est considérée comme une petite perturbation et l'interaction entre eux à cause de l'effet de découplage d'après la figure (III.28).

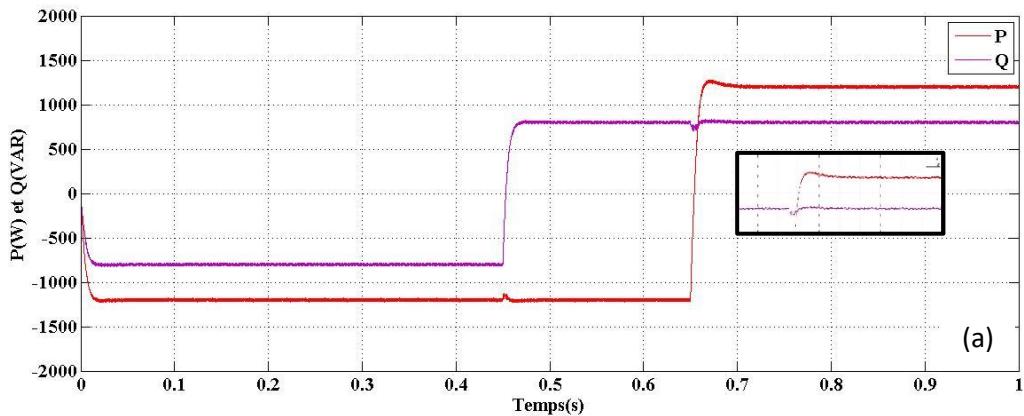


Figure III.29.a : La puissance active P et réactive Q (UPFC avec onduleur à 2 Niveaux)

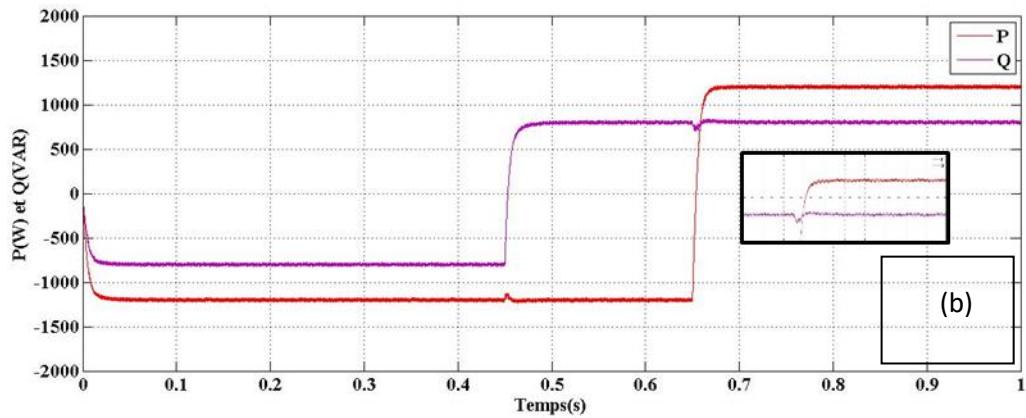


Figure III.29.b : La puissance active P et réactive Q (UPFC avec onduleur à 5 Niveaux)

D'après les ZOOMS des résultats des puissances active et réactives dans les figures (III.29.a) et (III.29.b) on constate que les allures obtenus par l'UPFC avec onduleur 5 niveaux sont moins pollués par rapport aux UPFC avec onduleur 2 niveaux.

III.11.2 Les allures des courants et la tension de la branche continue

On constate que les allures des courants sont perturbées avec une légère variation dans les deux instants (0.45s et 0.65s) qui montré dans les figures (III.30) et (III.31) mais après ces instants. Les courbes suivent leurs références à cause de notre régulateur (PI - D).

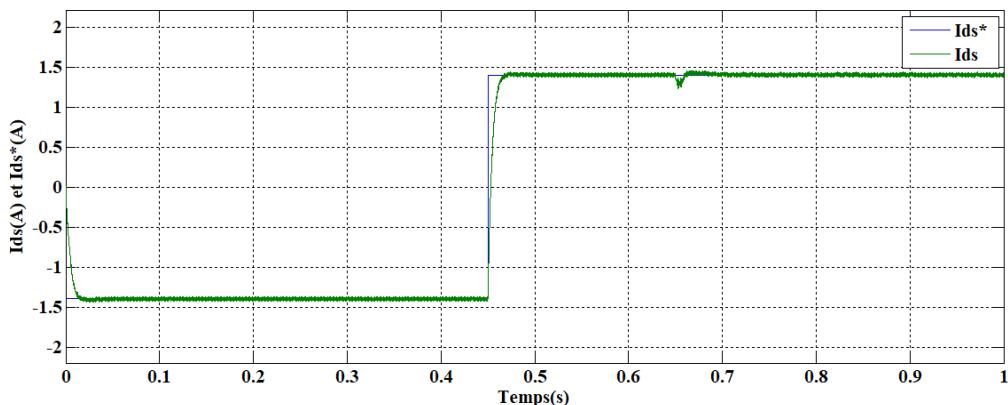


Figure III.30 : les allures des courants Ids et Ids*

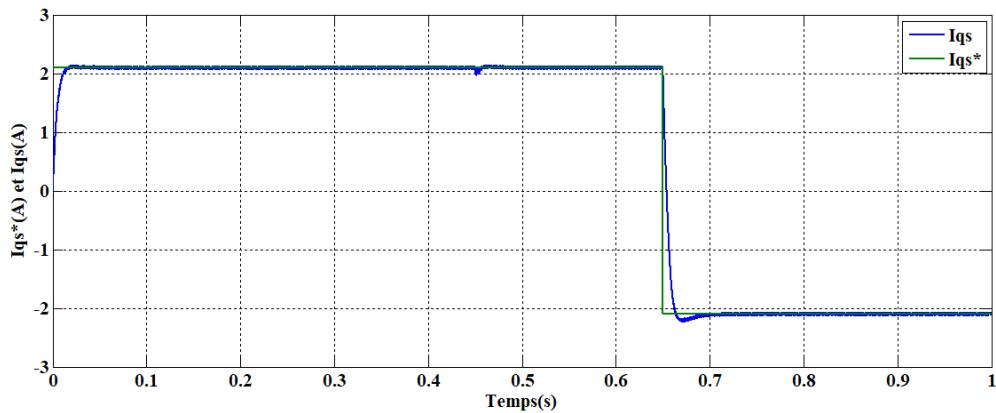


Figure III.31 : Les allures des courants I_{qs} et I_{qs}^*

La figure III.32 illustre respectivement le courant de phase (a).

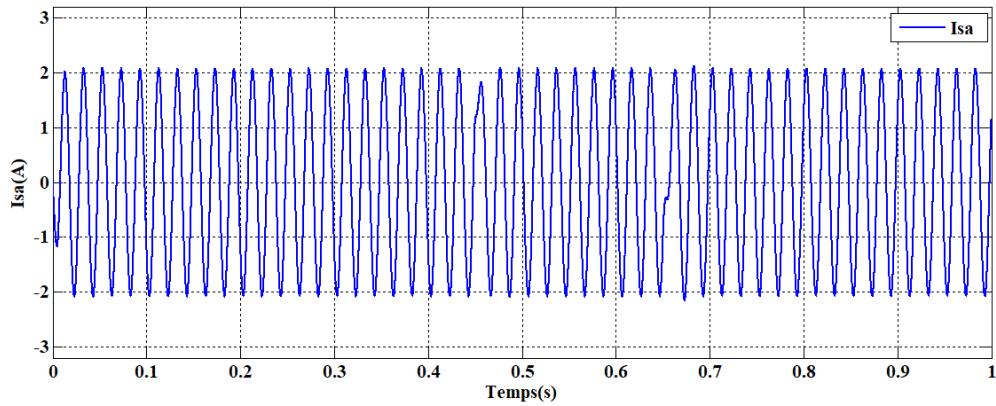


Figure III.32 : Le Courant I_{sa}

Les courants figure (III.33) sont plus ou moins perturbés aux instants 0.45s et 0.65s.

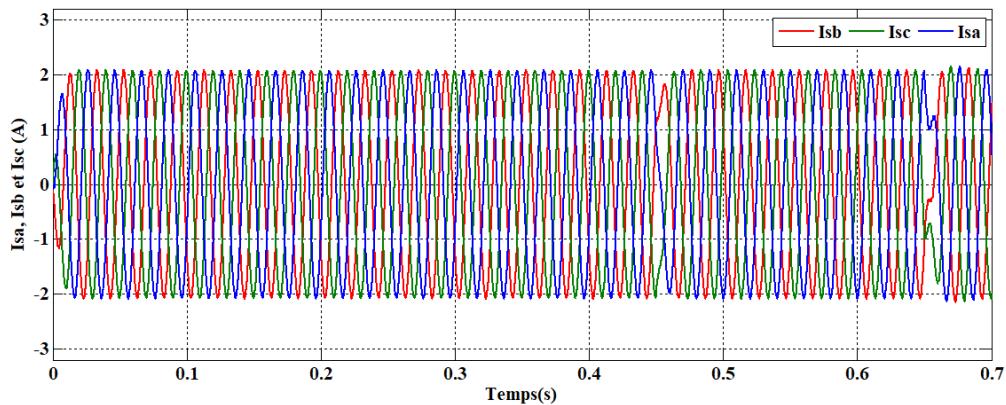


Figure III.33 : Les courants des phases i_{sa} , i_{sb} et i_{sc}

Voilà les deux composants de la tension de commande V_{cd} et V_{cq} qui assurent l'alimentation l'un des deux onduleurs (série et shunt) figure (III.33) et (III.34) avec la présence de notre régulateur.

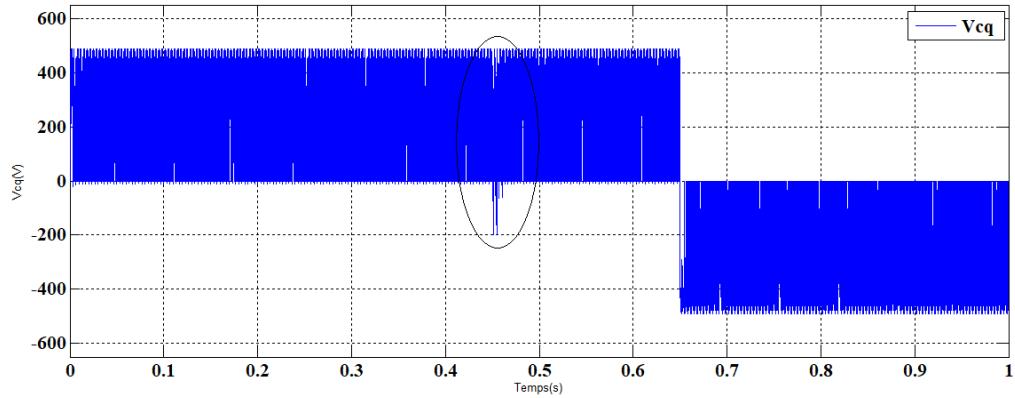


Figure III.34 : Allure de la tension V_{cq}

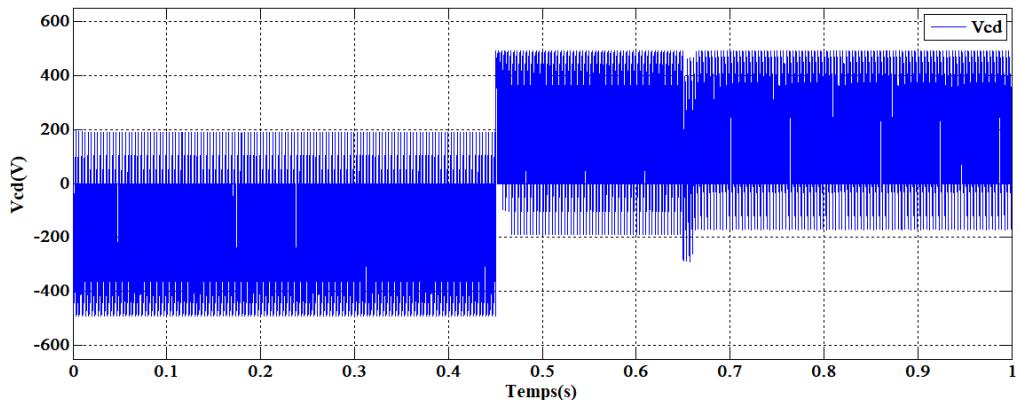


Figure III.35 : Allure de la tension V_{cd}

III.11.4 Test de stabilité

Pour tester la stabilité du l'UPFC, cette fois-ci on a simulé le système et on introduit à $t = 0,9\text{s}$, une perturbation d'amplitude égale à 1.8 et d'une durée de 0,25ms

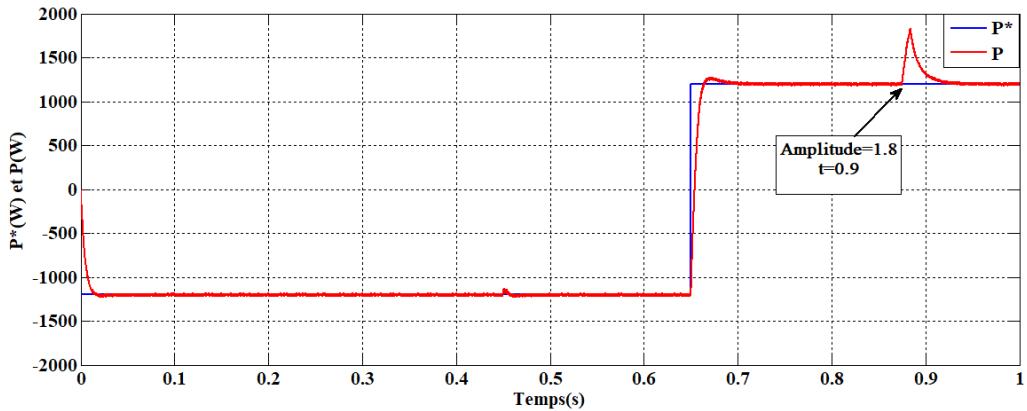


Figure III.36 : Les puissances actives (P et P^*) avec une perturbation

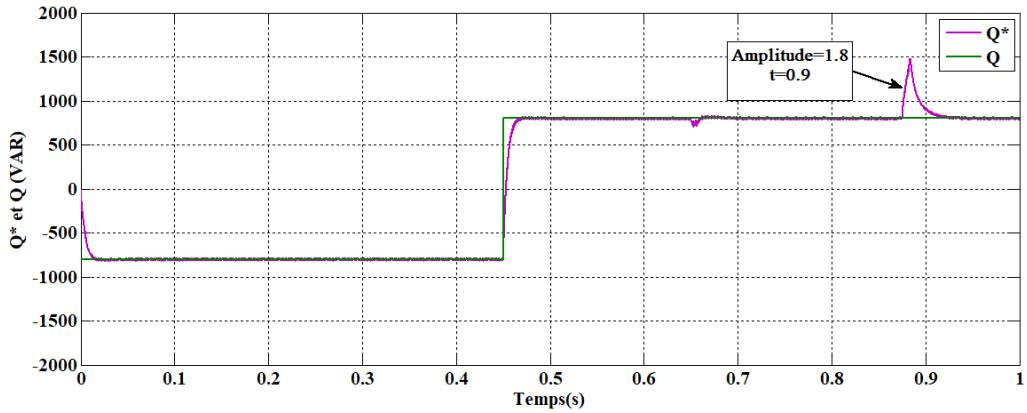


Figure III.37 : Les puissances réactives (Q et Q^*) avec une perturbation

On constate que les réponses des puissances active et réactive plus perturbées avec un léger dépassement aux temps 0.8s cela conduit à l'instabilité du système.

III.11.5 Test de robustesse

Pour tester la robustesse de notre système on vari la réactance de la ligne Xl à $\pm 45\%$ de sa valeur nominale. Les variations sur la puissance active P Xl à $\pm 45\%$ de (PI-D) on donne d'allure suivant la figure (III.37) :

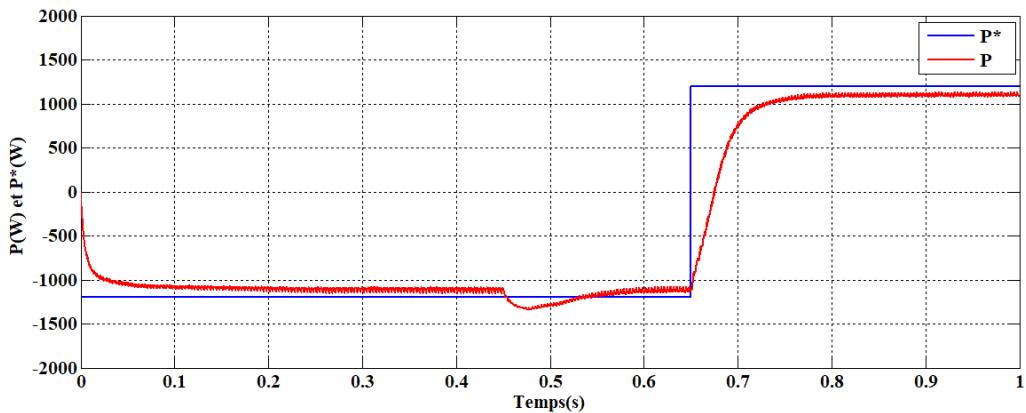


Figure III.38 : Les puissances actives P^* et P avec le test de robustesse

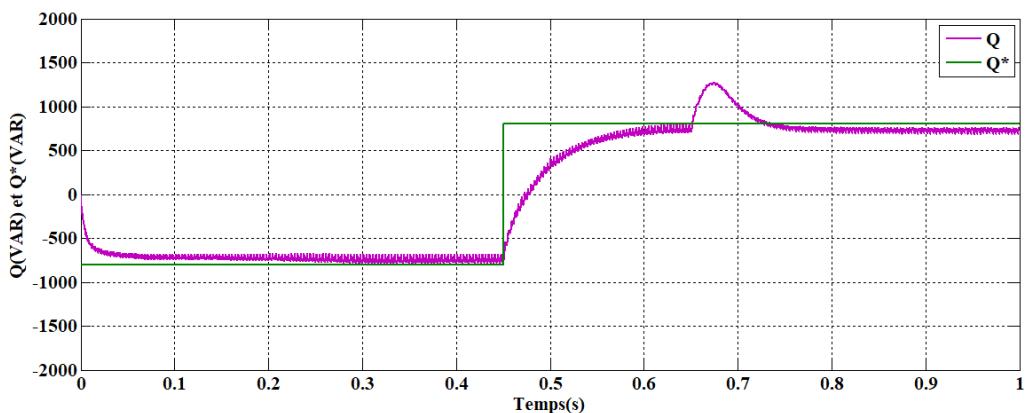


Figure III.39 : Les puissances réactive Q^* et Q avec le test de robustesse

III.12 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons d'abord montré la structure de base et le principe de fonctionnement d'un UPFC, nous avons développé le modèle mathématique du dispositif connecté au réseau de transport d'énergie électrique, nous avons fait la configuration de circuit de réglage (Partie série et partie shunt et de la branche continue), en choisissant le régulateur PI. Enfin nous avons calculé les coefficients des régulateurs utilisés.

D'après les résultats de simulation, on résume que le réglage par (PI-Découplé) du système UPFC a donné de bonnes performances dynamiques : le comportement du système, la stabilité et la poursuite des valeurs réels à leurs références. Sur un autre plan ces régulateurs restent incapables à surmonter totalement les variations des paramètres du système (problèmes et perturbations dans le réseau) ce qui dégrade les performances du système.

Enfin on constate une large interaction entre la puissance active et réactive ce qu'il nécessite l'amélioration du système de contrôle.

CHAPITRE IV

Amélioration de la stabilité transitoire d'un réseau électrique avec utilisation d'un système hybride



IV.1 Introduction

Malgré l'évolution rapide des dispositifs de régulation et de production, les systèmes électro-énergétiques sont souvent soumis à des perturbations qui peuvent engendrer des dégâts graves. La fiabilité de ce système est définie par ses limites de sécurité d'exploitation ainsi que son comportement vis-à-vis des défauts tels qu'un coup de foudre, un court-circuit, un faux couplage, un changement brusque de la charge, une rupture des circuits d'excitation, un déclenchement des lignes, une perte des unités de production, etc. Toutes ces perturbations conduisent à des contraintes supplémentaires par rapport à celles du régime permanent (contraintes d'ordre mécaniques, thermiques, électriques).

En pratique, pour faire face aux incidents graves et limiter leurs conséquences, il est nécessaire d'adopter des mesures curatives et installer des automates spécifiques, qui constituent le plan de défense du système électrique, en limitant la propagation de ces incidents et en facilitant la reconnexion rapide des consommateurs des zones hors tension.

Dans ce chapitre, nous présentons les différents types de stabilités particulièrement la stabilité transitoire. Le réseau électrique est l'aptitude de maintenir les grandeurs de fréquence et de tension sur la totalité du réseau électrique. Sortir de cet état peut provoquer une instabilité généralisée du réseau avec dégâts matériels (côté production, transport, distribution et clients) et/ou mise hors tension d'une partie ou de la totalité du réseau. Comme dans tout problème physique de stabilité, des actions de contrôle automatique ou manuel dit d'asservissement peuvent être mises en place suite à l'écart comparé à la valeur de référence de la fréquence et de la tension.

IV.2 La stabilité des réseaux

La stabilité est définie comme la propriété d'un système à retrouver son point de fonctionnement (ou point d'équilibre) après avoir subi une ou plusieurs perturbations. Elle est caractérisée par les fluctuations de puissances transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions et fréquences associées. Il existe trois types de stabilité : statique, dynamique et transitoire. La figure ci-dessous représente les différents types de la stabilité de système de puissance. [23]

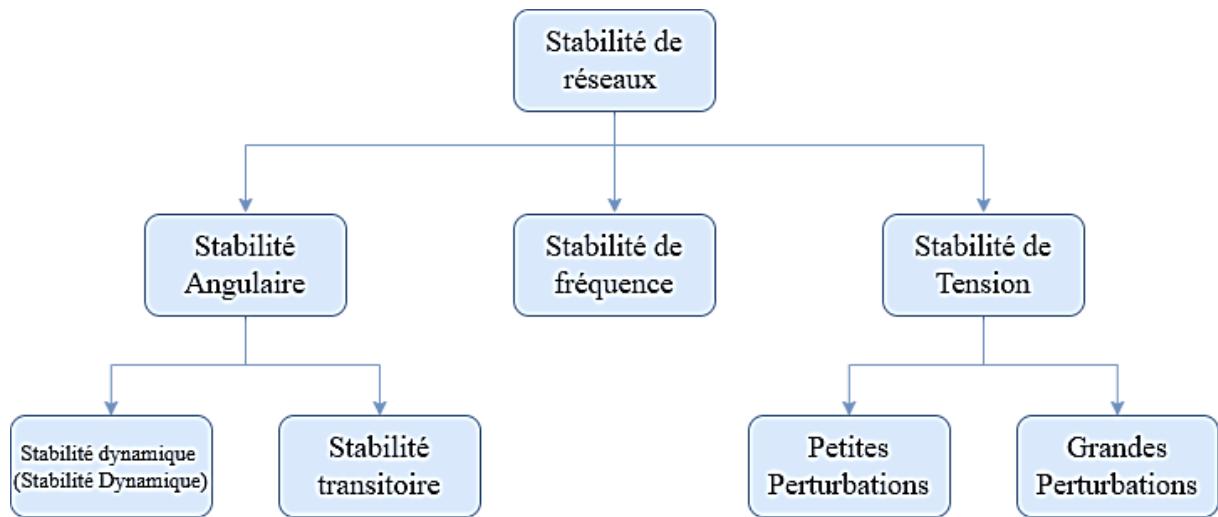


Figure IV.1 : Classification des différents types de la stabilité du système de puissance

IV.2.1 Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère ayant ou non conduit à un morcellement du système. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et consommée.

IV.2.2 Stabilité de tension

La stabilité de tension concerne la capacité d'un système de puissance à maintenir des tensions acceptables à tous ses nœuds, dans des conditions de fonctionnement normales ou suite à une perturbation. L'instabilité de tension résulte de l'incapacité du système production transport à fournir la puissance demandée par la charge. Elle se manifeste généralement sous forme d'une décroissance monotone de la tension. Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations.

IV.2.3 Stabilité angulaire

La stabilité angulaire est définie comme la capacité des générateurs synchrones d'un réseau à maintenir le synchronisme après avoir été soumis à une ou des perturbations. L'instabilité se traduit par des oscillations angulaires de certains générateurs menant à la perte de leur synchronisme avec les autres générateurs. Une machine qui a perdu le synchronisme sera déclenchée par une protection de survitesse ou par une protection de perte de synchronisme, ce qui met en danger l'équilibre production consommation du système. Selon l'amplitude de la

perturbation, on parle de la stabilité angulaire aux petites perturbations ou de la stabilité angulaire aux grande perturbations (ou stabilité transitoire). [24]

IV.2.3.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations (Stabilité dynamique) :

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

IV.2.3.2 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (Stabilité transitoires) :

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

IV.3 Notions de stabilité transitoire

La stabilité transitoire concerne la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère et transitoire tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. La réponse du système implique de grandes variations des angles de rotor. Elle dépend de la relation non-linéaire couples-angles. Si le réseau est capable de continuer à fonctionner après une sévère perturbation (maintenir sa stabilité transitoire) ; il se retrouve déjà protégé de la dépendance des autres stabilités. D'où notre choix de la stabilité transitoire du réseau comme objectif de notre étude [25], [26].

IV.3.1 Les effets sur la stabilité transitoire

Les courants et les tensions qui apparaissent lors d'une perturbation affectant le réseau, jouent un rôle important dans la stabilité du système énergétique. Nous pouvons citer comme exemple de perturbation un court-circuit qui provoque un déséquilibre important entre le couple moteur et le couple résistant.

Il existe plusieurs facteurs influant sur la stabilité transitoire :

- Le type du défaut
- La localisation du défaut
- La variation de la charge
- L'auto-déclenchement
- La régulation de la tension de générateur

IV.3.2 Amélioration de la stabilité transitoire

La stabilité peut être considérablement améliorée en utilisant des systèmes en boucle fermée avec des systèmes de contrôle adaptés. Au fil des années, un effort de recherche important était effectué pour une meilleure conception de tels contrôleurs. Il y a principalement deux moyens rapides permettant d'améliorer la stabilité :

- ⊕ L'utilisation d'un contrôleur côté générateur : signal de contrôle supplémentaire dans le système d'excitation du générateur.
- ⊕ L'utilisation d'un contrôleur côté lignes de transmission : signal de contrôle supplémentaire dans les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission System)

IV.3.3 Amélioration de la stabilité par les PSS

Dans le premier cas, le problème d'oscillations électromécaniques est résolu en ajoutant au générateur un contrôleur spécifique appelé : (Power System Stabilizer (PSS)). Ce contrôleur détecte les variations de vitesse de rotor ou de puissance électrique du générateur et applique un signal, adapté, à l'entrée du régulateur de tension (AVR). Le générateur peut ainsi produire un couple d'amortissement additionnel qui compense l'effet négatif du système d'excitation sur les oscillations. La structure du stabilisateur de puissance est une structure classique qui consiste en un gain, un filtre passe-haut et un ou plusieurs blocs de compensation de phase. Ces Stabilisateurs de puissance sont un moyen efficace et économique d'amélioration de la stabilité dynamique d'un système électrique. Un choix adéquat des paramètres des PSS engendre un bon amortissement des oscillations induites par les perturbations et améliore la stabilité de l'ensemble du système. [27]. [28].

IV.3.4 Amélioration de la stabilité par les FACTS

Les exigences accrues vis-à-vis du transport et l'absence de la planification à long terme ont créé des tendances vers moins de sécurité et de qualité de l'énergie électrique. La technologie de FACTS est apparue pour alléger cet aspect mais pas toutes les difficultés. Cette technologie fournit de nouvelles possibilités pour contrôler de la puissance, augmenter et améliorer la capacité des lignes existantes au lieu de construire de nouvelles lignes. Ces améliorations se présentent par la capacité des contrôleurs FACTS de commander les paramètres qui régissent l'opération des systèmes de transport comprenant l'impédance série, l'impédance shunt, le courant, la tension, L'angle de phase et l'atténuation des oscillations.

Les contrôleurs FACTS peuvent commander le flux de la puissance active tout en compensant l'impédance série de la ligne par l'utilisation d'un « Thyristor Controlled Série Capacitors : TCSC » ou bien un « Static Synchronous Série Capacitors : SSSC ». Ils peuvent commander la tension tout en compensant l'énergie réactive par l'utilisant d'un « Static Compensator Shunt : SVC » ou bien un « Static Synchronous Compensator : STATCOM ». Ils peuvent commander l'angle de transport par l'utilisation des transformateurs déphasateurs « Phase Shifting Transformer : PST » ou bien des thyristors contrôleurs des PST.

Les FACTS peuvent aussi commander le flux de puissance active, réactive et l'angle de transport par une utilisation unifiée « en anglais, Unified Power Flow Control : UPFC ». En général, les dispositifs FACTS permettent un contrôle amélioré des systèmes électriques déjà en place. Ces dispositifs font appel à l'électronique de puissance. Ces éléments agissent comme des impédances dont la valeur change en fonction de l'angle d'amorçage. Cet angle d'amorçage constitue une variable de commande du système.

Les contrôleurs FACTS peuvent aussi assurer la sécurité et la flexibilité par l'amortissement des oscillations de résonance synchrone. La flexibilité du dispositif peut être assurée par le contrôle de l'écoulement de la puissance active et réactive, de la tension et du niveau du court-circuit. Les dispositifs FACTS peuvent résoudre certains problèmes liés au transit de puissance. Ils remplacent

avantageusement les dispositifs de contrôle mécaniques dont l'inconvénient majeur est l'usure. [29] [30].

IV.4 La stabilité transitoire d'un réseau électrique de notre choix :

IV.4.1 Introduction

La stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude. Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initiale. Le phénomène de stabilité transitoire concerne les grandes perturbations. Nous pouvons citer le court-circuit affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines.

La stabilité transitoire dépend :

- Du type de perturbation.
- De la durée de perturbation.
- Du lieu de perturbation.
- De la performance des systèmes de protection (relais).
- Du point de fonctionnement avant défaut (niveau de puissance active, topologie du réseau et degré d'excitation des machines).
- Des caractéristiques dynamiques (des générateurs, des charges et des régulateurs mis en place dans les stations ainsi que des stabilisateurs comme le PSS). Ce qui importe dans une méthode d'analyse de la stabilité transitoire, c'est la rapidité et l'exactitude des réponses obtenues.

Dans cette section, différentes méthodes d'analyse de stabilité transitoire seront présentées. Pour commencer, avant d'introduire certaines des méthodes, il est essentiel d'introduire l'équation du mouvement (Swing équation) pour représenter la dynamique d'un système électrique. Ensuite nous décrierons méticuleusement les différentes méthodes d'analyse de stabilité transitoire. [31] [32].

IV.4.2 Equation de mouvement (équation mécanique), (swing equation)

La liaison entre l'aspect mécanique et électrique de la machine synchrone est régie par l'équation dynamique de l'accélération du rotor de l'alternateur lié à la turbine, ce que l'on appelle (équation du mouvement). [31]

Les propriétés électromécaniques des machines synchrones se modélisent généralement à l'aide de l'équation du mouvement basée sur le théorème du moment cinétique. Cette équation présente une importance fondamentale dans l'étude des oscillations électromécaniques, car ces oscillations représentent un phénomène important dans la plupart des systèmes de puissance, en particulier ceux qui contiennent des lignes longues de transport de l'énergie électrique.[12]

On considère que le générateur synchrone a des différents couples comme suit : .[11] [14]

- Un couple d'entrée, un couple mécanique C_m ;
- Un couple d'origine électrique, ou couple résistant, correspondant à la puissance fournie au réseau C_e ;
- Un couple d'inertie C_i ;
- Un couple d'amortissement C_a ;

A tout instant, le couple mécanique appliqué doit faire équilibre avec les autres couples, d'où l'équation :

$$C_m = C_e + C_a + C_i \quad (\text{IV.1})$$

IV.4.3 Equation de mouvement sans couple d'amortissement

Si on néglige le couple d'amortissement C_a , et à l'équilibre, on a :

$$C_i = C_m - C_e \quad (\text{IV.2})$$

- Si $C_i > 0$ accélération
- Si $C_i < 0$ décélération

On a :

$$C_i = J \frac{d^2\theta}{dt^2} = C_m - C_e \quad (\text{IV.3})$$

Et

$$\theta_m = \omega_{sm}t + \delta_m \quad (\text{IV.4})$$

Avec

θ_m , δ_m : angle mécanique

ω_{sm} : la vitesse de rotation de synchrone en rad/s

t : le temps

La première 1^{ère} dérivation de θ_m donne :

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} = \frac{d\delta_m}{dt} + \omega_{sm} \quad (\text{IV.5})$$

La deuxième 2^{ème} dérivation de θ_m donne :

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (\text{IV.6})$$

Substituant l'équation (IV.6) dans l'équation (IV.3), on obtient :

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = C_m - C_e \quad (\text{IV.7})$$

Multipliant les deux côtés de l'équation (IV.7) par

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \omega_m C_m - \omega_m C_e \quad (\text{IV.8})$$

Avec

$$\omega_m C_m = P_m \quad \text{et} \quad \omega_m C_e = P_e \quad (\text{IV.9})$$

$$\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{IV.10})$$

Avec

$$W_k = \frac{1}{2} J \omega_m^2 = \frac{1}{2} M \omega_m^2 \quad (\text{IV.11})$$

Où

W_k : est l'énergie cinétique emmagasinée par la machine à la vitesse synchrone en joules [J].

On peut mettre en évidence que $J\omega_m$ est la constante d'inertie de la machine, notée par M .

Donc l'expression de M est comme suit :

$$M = \frac{2W_k}{\omega_m^2} \quad (\text{IV.12})$$

Si on suppose que les variations de vitesse ω_m restent toujours faibles durant longtemps avant que la stabilité soit perdue, alors : $\omega_m = \omega_{sm}$

Alors l'expression de M vaut :

$$M = \frac{2W_k}{\omega_{sm}} \quad (\text{IV.13})$$

L'équation de mouvement soit comme la suite :

$$M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{IV.14})$$

On doit écrire l'équation de mouvement en fonction de l'angle électrique δ , la relation entre l'angle mécanique et l'angle électrique est :

$$\delta = \frac{P}{2} \delta_m \quad (\text{IV.15})$$

Alors l'équation de mouvement en fonction de l'angle électrique est:

$$\frac{2}{P} M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{IV.16})$$

Conversion de l'équation de mouvement en unité relative :

$$\frac{2}{P} \frac{2W_k}{S_B \omega_{sm}} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \frac{P_m}{S_B} - \frac{P_e}{S_B} \quad (\text{IV.17})$$

Avec :

$$H = \frac{W_k}{S_B} \quad (\text{IV.18})$$

La constante d'inertie H (en sec) de la machine est définie par le rapport d'énergie cinétique W_k emmagasinée par la machine à la vitesse synchrone en joules, et de la puissance de base S_B de la machine en volt ampère [VA]

Donc l'équation vaut :

$$\frac{2}{P} \frac{2H}{W_{sm}} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \quad (\text{IV.19})$$

De l'équation (IV.15), on tire :

$$W_{sm} = \frac{2}{P} W_s \quad (\text{IV.20})$$

Alors :

$$\frac{2H}{W_s} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \quad (\text{IV.21})$$

Avec

$$W_s = 2\pi f_0 \quad (\text{IV.22})$$

Alors :

$$\frac{2H}{2\pi f_0} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \quad (\text{IV.23})$$

L'équation (IV.23) représente le modèle d'un générateur dynamique formant l'équation du mouvement (swing equation), comme suit :

$$\begin{cases} P_e = P_{max} \sin \delta \\ \frac{2H}{2\pi f_0} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \end{cases} \quad (\text{IV.24})$$

$$\frac{2H}{2\pi f_0} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m(pu) - P_{max} \sin \delta \quad (\text{IV.25})$$

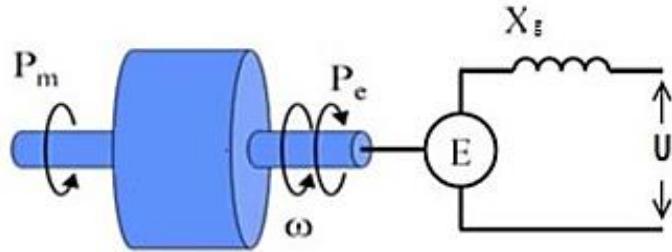


Figure IV.2 : Schéma électrique équivalent d'un générateur synchrone

IV.4.4 Equation de mouvement avec couple d'amortissement

Si on tient compte du couple d'amortissement C_a , on a :

$$C_i + C_a = C_m - C_e \quad (\text{IV.26})$$

Et

$$C_i = j \frac{d^2\theta}{dt^2} \quad (\text{IV.27})$$

$$C_a = \frac{a}{W_m} \frac{d\delta_m}{dt} \quad (\text{IV.28})$$

On peut donc déduire l'équation d'équilibre des couples :

$$J \frac{d^2\theta}{dt^2} + \frac{a}{W_m} \frac{d\delta_m}{dt} = C_m - C_e(\delta) \quad (\text{IV.29})$$

Où : a : coefficient d'amortissement de la machine

On obtient alors une équation de mouvement avec le couple d'amortissement sous forme :

$$\begin{cases} P_e = P_{max} \sin \delta \\ \frac{H}{2\pi f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} + a \frac{d\delta_m}{dt} = P_m(pu) - P_e(pu) \end{cases} \quad (\text{IV.30})$$

Pour un système multi machines, s'il y a un déséquilibre des couples agissants sur le rotor de la $i^{\text{ème}}$ machine, cette dernière va accélérer ou ralentir selon l'équation du mouvement (en négligeant l'effet des amortisseurs) suivante :

$$\frac{H_i}{2\pi f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_{m_i} - P_{e_i}(\delta) \quad (\text{IV.31})$$

Avec

$$P_{e_i}(\delta) = P_{e_i}(\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n)$$

Pour la machine i du réseau ($i=1, 2, 3, \dots, n$) cette équation est valable quelle que soit l'état dans lequel se trouve le réseau. Où $\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n$ sont les angles rotors des machines $1, 2, 3, \dots, n$ présents dans le réseau.

IV.4.5 La relation (P- δ)

Dans le fonctionnement équilibré, la puissance produite par le générateur P_e est donnée par l'équation suivante :

$$P_e = \frac{E_g \cdot E_o}{X_g \cdot X_o} \sin \delta \quad (\text{IV.32})$$

Ou, δ l'angle de rotor (dit ici, l'angle de puissance), est le déphasage entre la tension interne du générateur E_g et la tension du jeu de barre infini E_o . L'équation IV.32 est représentée graphiquement à la figure IV.3. Lors de l'équilibre, la puissance électrique P_{ea} est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondante δ_a .

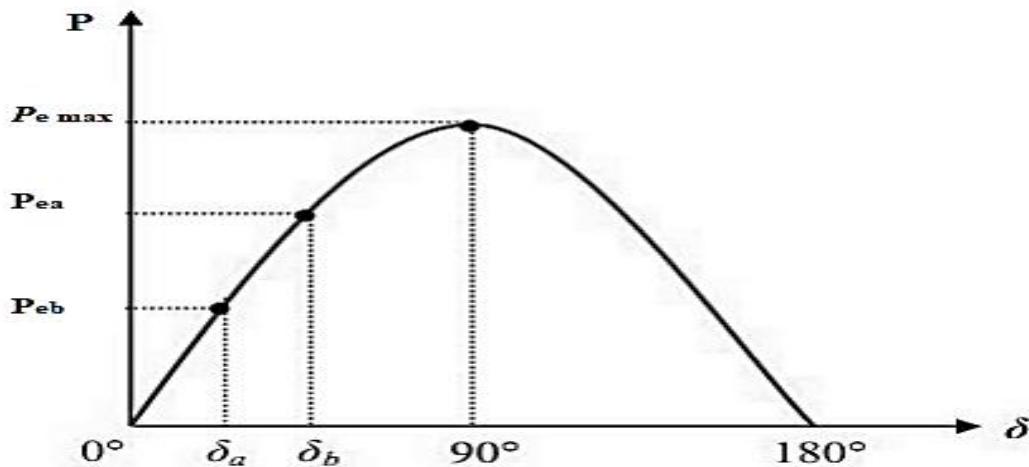


Figure IV.3 : Relation Puissance – angle de rotor δ

Un brusque changement sur la charge du générateur provoque une variation de la puissance mécanique, et par conséquent de la puissance électrique, par exemple de P_{ea} à P_{eb} , figure IV.3. L'angle de puissance augmente de δ_a à δ_b de manière que le rotor accélère, pour pouvoir fournir une puissance supplémentaire à la charge. Cependant, l'accélération du rotor ne peut pas s'arrêter instantanément. Ainsi, bien que la puissance développée pour l'angle δ_b soit suffisante pour la charge, le rotor va dépasser l'angle δ_b jusqu'à ce qu'un couple opposé suffisant soit développé pour arrêter cette accélération. L'énergie supplémentaire va entraîner le ralentissement du rotor et la diminution de l'angle de puissance. Suivant l'inertie et l'amortissement du système, les oscillations de l'angle de rotor résultant vont ou s'amortir, et la machine restera stable (cas 1, figure IV.4), ou diverger, et la machine deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système (cas 2, figure IV.4).

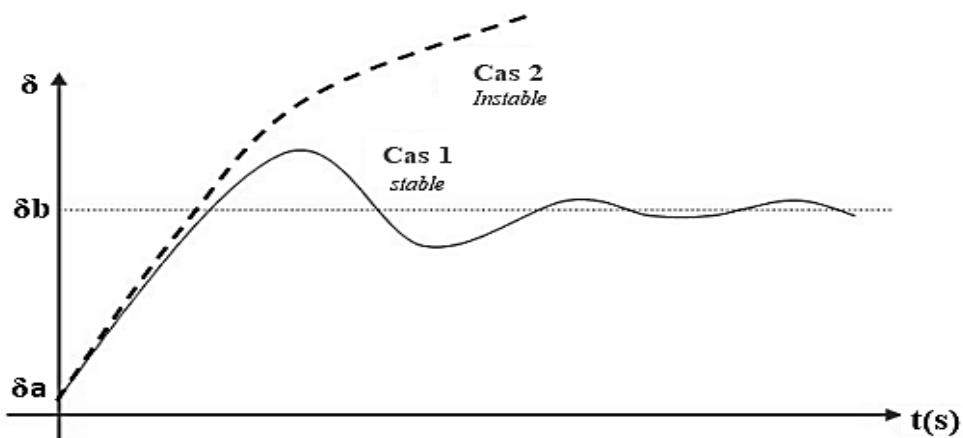


Figure IV.4 : Variation de l'angle du rotor.

IV.4.6 Critères d'égalité des aires

Considérons un défaut sur la ligne de transmission, appliqué au système précédent disparaissant après quelques périodes du système. Ce dernier va affecter l'écoulement de puissance et, par conséquent, l'angle de rotor δ . Retraçons la courbe ($P-\delta$) figure IV.5 en tenant compte de ce changement. En dessous de cette courbe, nous pouvons considérer deux zones :

- La première zone (zone A_1 , zone d'accélération) se situe au-dessous de la droite horizontale correspondante au point de fonctionnement initial (la droite de charge). Elle est limitée par les deux angles de rotor (δ_0 et δ_1) correspondants à l'apparition et à la disparition de défaut. Cette zone est caractérisée par l'énergie cinétique stockée par le rotor du fait de son accélération : $P_m > P_e$.
- La deuxième zone (zone A_2 , zone de décélération), qui commence après l'élimination du défaut, se situe en dessus de la droite de charge : elle est caractérisée par la décélération du rotor : $P_m < P_e$.
- Le générateur va retrouver sa stabilité, si le rotor peut rendre toute l'énergie cinétique acquise durant la première phase dans la zone A_2 , mais si cette dernière ne permet pas de restituer toute l'énergie cinétique, la décélération du rotor va continuer jusqu'à la perte de synchronisme.

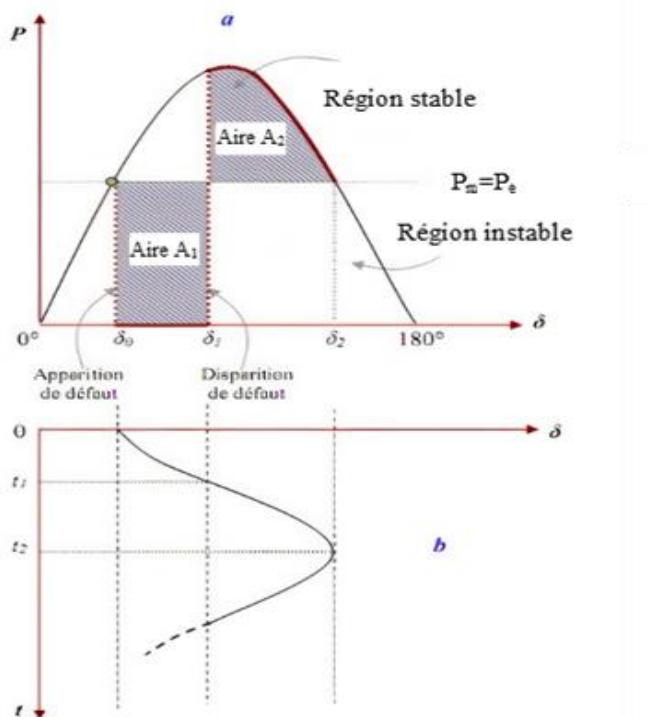


Figure IV.5 : a) Puissance-angle de rotor du rotor suite à un défaut de transmission
b) Variation d'angle de rotor du rotor suite à un défaut de transmission

La relation entre les aires des zones (A_1 et A_2) et la stabilité transitoire peut être modélisée comme suit :

Rappelons tout d'abord que l'équation du mouvement de générateur est donnée par la relation suivante :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e) \quad (\text{IV.33})$$

ω_0 : La vitesse de synchronisme.

H : La constante d'inertie.

P_m : La puissance mécanique fournie au générateur.

P_e : La puissance électrique du générateur.

En multipliant cette équation par deux ($x2$), en intégrant par rapport au temps et en faisant un changement de variables, nous obtenons :

$$\left(\frac{d^2\delta}{dt^2} \right)^2 + cte = \int_{\delta_2}^{\delta_0} \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e) d\delta \quad (\text{IV.34})$$

δ_0 : l'angle de rotor, initial, à l'instant de l'application de défaut.

δ_2 : l'angle de rotor à la fin de la période transitoire.

Ainsi, lorsque : $t=0$: $\delta=\delta_0$, $\frac{d\delta}{dt}=0 \rightarrow$ La constante $cte=0$.

Après l'élimination du défaut, l'angle δ va s'arrêter de varier et le générateur va retrouver sa vitesse de synchronisme, lorsque $\frac{d\delta}{dt}=0$.

Par conséquent, l'équation (IV.34) s'écrit comme suit :

$$\int_{\delta_2}^{\delta_0} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (\text{IV.35})$$

$$\rightarrow \int_{\delta_2}^{\delta_0} (P_m - P_e) d\delta + \int_{\delta_2}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (\text{IV.36})$$

Où : δ_1 est l'angle de rotor à l'instant de l'élimination de défaut.

$$\rightarrow A_1=A_2$$

Ainsi, la limite de la restauration de la stabilité transitoire se traduit mathématiquement par l'égalité des aires de la zone A₁ et de la zone A₂: cette condition est appelée critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion). Par conséquent, les contrôleurs de la stabilité transitoire peuvent améliorer la stabilité soit en diminuant la zone d'accélération (zone A₁), soit en augmentant la zone de décélération (zone A₂). Cela peut être réalisé soit en augmentant la puissance électrique, soit en diminuant la puissance mécanique. En outre, un système statique d'excitation avec une tension maximale élevée et d'un régulateur de tension possédant une action "puissante" et rapide représente un moyen très efficace et économique pour assurer la stabilité transitoire. Enfin, une amélioration significante de la stabilité transitoire est obtenue avec des systèmes très rapides de détection des défauts et de disjoncteurs.

IV.5 Simulation et résultats

IV.5.1 Présentation du modèle choisis (réseau de test)

Dans notre travail nous allons analyser le réseau de bus infini mono-machine. Ce dernier est le plus utilisé par le chercheur pour étudier la stabilité transitoire de stabilité de réseau de transport. Nous choisissons ce type de réseau vu qu'il nous permet de comparer et compléter des résultats obtenus avec certain références. Nous avons pris pour notre étude un réseau de 400 KV avec la présence de L'UPFC, ce réseau est illustré dans la figure IV.6 Pour examiner la stabilité transitoire de notre modèle de réseau d'étude nous avons simulé avec création d'un court-circuit triphasé équilibré (car il représente le défaut le plus sévère qui peut affecter le réseau électrique) à l'instant 0.2 seconds pendant 100ms proche des alternateurs au point C comme il est présenté dans la figure IV.6

Le générateur G est un modèle équivalent de 4 générateurs en parallèle, chacun 250MVA et 15.7 kV. Le transformateur T est un modèle équivalent de 4 transformateurs en parallèle, chacun de 250MVA qui élève la tension de sortie du générateur de 15.7 kV à 400 kV. Chaque section de 100 km de ligne est modélisée par son propre modèle en π . Le transformateur P_{parallèle} sert à baisser la tension de 400 kV (tension du réseau) à 20 kV (tension d'entrée des convertisseurs). T_{serie} sert d'une part à isoler les convertisseurs utilisés dans la partie série du réseau 400 kV, et d'autre part à adapter la tension de sortie de ces convertisseurs (20 kV) à la tension à injecter en série. A partir les données de réseau suivantes :

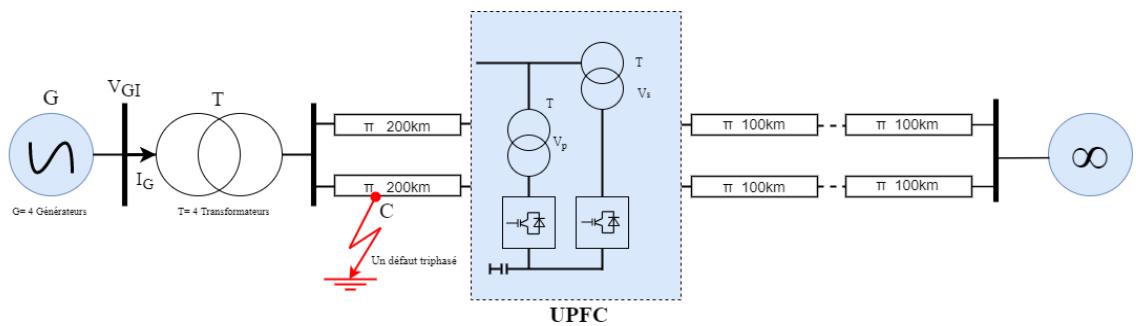


Figure IV.6 : Modèle de réseau de test avec l'application d'un système hybride

Pour rendre les calculs plus simples nous avons utilisé des grandeurs réduites. On prend comme considération d'abord la base du système en grandeurs réduites comme suit :

$$S_B = 100 \text{ MVA} \text{ et } U_B = 400 \text{ KV}$$

Donc les autres bases de systèmes (le courant et l'impédance) sont calculées comme suit :

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} U_B} = 1443 A \quad (\text{IV.37})$$

$$Z_B = \frac{U_B^2}{S_B} = 160 \Omega \quad (\text{IV.38})$$

A. Ligne de transmission :

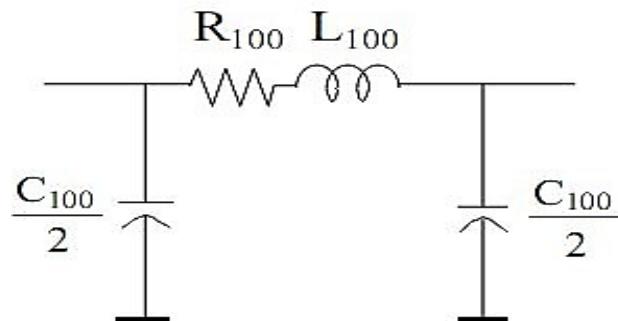


Figure IV.7 : Modèle de la ligne de transport

Où : $R_{100}=3.2 \Omega$; $L_{100}=103.5 \text{ mH}$; $C_{100}=1.1 \mu\text{F}$

B. Générateur G

Le générateur G représente 4 générateurs en parallèle. Ses paramètres sont donnés dans le tableau suivant.

| | | | |
|--------------------------|---------|--------------|-------|
| S_n (MVA) | 1000 | $X'd$ (p.u) | 0.32 |
| V_n (KV) | 15.7 | $X'q$ (p.u) | 0.32 |
| X_d (p.u) | 1.896 | $X''d$ (p.u) | 0.213 |
| X_q (p.u) | 1.896 | $X''q$ (p.u) | 0.213 |
| X_2 (p.u) | 0.26 | $T'd$ (p.u) | 1.083 |
| X_0 (p.u) | 0.0914 | $T'q$ (p.u) | 1.1 |
| r_a (p.u) | 0.00242 | $T''d$ (p.u) | 0.135 |
| J (Kg.m ²) | 10^5 | $T''q$ (p.u) | 0.135 |

Tableau IV.1 : Caractéristique du générateur.**C. Transformateur T**

A la sortie de chaque générateur, il y a quatre transformateurs mis en parallèle. Les caractéristiques de ces transformateurs sont : 2 enroulements en étoile,

| | |
|---------------------------------------|------------|
| Puissance apparente (MVA) | 1000 |
| Rapport de transformation (KV) | 15.7/400 |
| Inductance de fuite X_{cc} | 12.85% |
| Perte de fer (P_{mag}) | 0.1% S_n |
| Perte au courant nominal (P_{cu}) | 0.6% S_n |

Tableau IV.2 : Caractéristique du transformateur T

Cela donne les caractéristiques électriques suivantes :

- Perte fer au primaire

$$P_{mag} = 0.1\%S_n = \frac{0.1}{100} 1000 = 1MW \rightarrow R_{mag} = \frac{3V^2}{P_{mag}} = \frac{3\left(\frac{15.7}{\sqrt{3}}\right)^2}{1} = 246.5\Omega \quad (\text{IV.39})$$

- Perte cuivre (pour chaque enroulement) :

$$P_{cu}=0.6\%S_n = \frac{0.6}{100} \frac{1000}{2} = 3MW \quad (\text{IV.40})$$

La résistance primaire est calculée comme suit :

$$I_{1n} = \frac{S_n}{\sqrt{3} V_{1n}} = \frac{1000.10^6}{\sqrt{3}(15.7)10^3} = 36770A \rightarrow 3R_1 I_{1n}^2 = \rightarrow P_{CU} \rightarrow R_1 = 0.739 \Omega \quad (\text{IV.41})$$

La résistance secondaire est calculée comme suit :

$$I_{2n} = \frac{S_n}{\sqrt{3} V_{2n}} = \frac{1000.10^6}{\sqrt{3}(400)10^3} = 1443A \rightarrow 3R_2 I_{2n}^2 = \rightarrow P_{CU} \rightarrow R_2 = 0.48\Omega \quad (\text{IV.42})$$

- Inductances de fuite ($X_{cc}=6.4\%$ par enroulement) :

L'inductance de fuite primaire vaut :

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} = \frac{[(15.7)^3]^2}{(1000).10^6} = 0.2465\Omega \rightarrow X_1 = \frac{6.4}{100}(0.2465) = 0.01577\Omega \rightarrow \frac{X_1}{\omega} = 0.0502\text{mh} \quad (\text{IV.43})$$

L'inductance de fuite secondaire vaut :

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} = \frac{[(400)^3]^2}{(1000).10^6} = 160\Omega \rightarrow X_2 = \frac{6.4}{100}(160) = 10.24\Omega \rightarrow \frac{X_2}{\omega} = 32.6\text{mh} \quad (\text{IV.44})$$

D. Transformateur Série T_s

Nous avons choisi arbitrairement la puissance de T_s égale à 160 MVA. Les caractéristiques générales de ce transformateur sont : 2 enroulements en étoile,

| | |
|---------------------------------------|------------|
| Puissance apparente (MVA) | 160 |
| Rapport de transformation (KV) | 20/63 |
| Inductance de fuite X_{cc} | 2.5% |
| Perte de fer (P_{mag}) | 0.2% S_n |
| Perte au courant nominal (P_{cu}) | 8% S_n |

Tableau IV.3 : Caractéristique du transformateur série Ts

Cela donne les caractéristiques électriques suivantes :

- Pertes "fer" au primaire : P_{mag}

$$P_{mag} = 0.2\%S_n = \frac{0.1}{100} 160 = 0.16 \text{ MW} \rightarrow R_{mag} = \frac{3V^2}{P_{mag}} = \frac{3(\frac{20}{\sqrt{3}})^2}{0.32} = 1250 \Omega \quad (\text{IV.45})$$

- Pertes cuivre (pour chaque enroulement) :

$$P_{cu} = 8\%S_n = \frac{8}{100} \frac{160}{2} = 6.4 \text{ MW} \quad (\text{IV.46})$$

- La résistance primaire est calculée comme suit :

$$I_{1n} = \frac{S_n}{\sqrt{3}V_{1n}} = \frac{160 \cdot 10^6}{\sqrt{3} (20) 10^3} = 4618 A \rightarrow 3 R_I I_{1n}^2 = P_{cu} \rightarrow R_1 = 0.1 \Omega \quad (\text{IV.47})$$

- La résistance secondaire est calculée comme suit :

$$I_{2n} = \frac{S_n}{\sqrt{3}V_{1n}} = \frac{160 \cdot 10^6}{\sqrt{3} (63) 10^3} = 1466 A \rightarrow 3 R_I I_{2n}^2 = P_{cu} \rightarrow R_2 = 0.992 \Omega \quad (\text{IV.48})$$

Inductances de fuite ($X_{cc} = 2.5\%$ par enroulement) :

- L'inductance de fuite primaire vaut :

$$Z_{base} = \frac{V^2_{base}}{S_{base}} = \frac{[(20)10^3]^2}{(160)10^6} = 2.5 \Omega \rightarrow X_1 = \frac{2.5}{2 \cdot 100} (2.5) = 0.03125 \Omega \rightarrow L_1 = \frac{X_1}{\omega} = 0.1 mH \quad (\text{IV.49})$$

- L'inductance de fuite secondaire vaut :

$$Z_{base} = \frac{V^2_{base}}{S_{base}} = \frac{[(63)10^3]^2}{(160)10^6} = 24.8 \Omega \rightarrow X_2 = \frac{2.5}{2 \cdot 100} (24.8) = 0.031 \Omega \rightarrow L_2 = \frac{X_2}{\omega} = 0.987 mH \quad (\text{IV.50})$$

E. Transformateur Shunt T_{sh}

Nous avons choisi la puissance de T_{sh} égale à celle de T_s.

Les caractéristiques générales de ce transformateur sont : 2 enroulements en étoile,

| | |
|---------------------------------------|------------|
| Puissance apparente (MVA) | 160 |
| Rapport de transformation (KV) | 20/400 |
| Inductance de fuite X_{cc} | 10% |
| Perte de fer (P_{mag}) | 0.1% S_n |
| Perte au courant nominal (P_{cu}) | 0.4% S_n |

Tableau IV.4 : Caractéristique du transformateur shunt T_{sh}

Cela donne les caractéristiques électriques suivantes :

- Pertes "fer" au primaire : P_{mag}

$$P_{mag} = 0.1\% S_n = \frac{0.1}{100} 160 = 0.16 \text{ MW} \rightarrow R_{mag} = \frac{3V^2}{P_{mag}} = \frac{3(\frac{20}{\sqrt{3}})^2}{0.16} = 2500 \Omega \quad (\text{IV.51})$$

- Pertes « cuivre » :

$$P_{cu} = 0.4\% S_n = \frac{0.4}{100} \frac{160}{2} = 0.32 \text{ MW} \quad (\text{Pour chaque enroulement}) \quad (\text{IV.52})$$

- La résistance primaire est calculée comme suit :

$$I_{1n} = \frac{S_n}{\sqrt{3}V_{1n}} = \frac{160 \cdot 10^6}{\sqrt{3} (20) 10^3} = 4620 \text{ A} \rightarrow 3 R_I I^2_{1n} = P_{cu} \rightarrow R_1 = 5 \text{ m}\Omega \quad (\text{IV.53})$$

- La résistance secondaire est calculée comme suit :

$$I_{2n} = \frac{S_n}{\sqrt{3}V_{2n}} = \frac{160 \cdot 10^6}{\sqrt{3} (400) 10^3} = 231 \text{ A} \rightarrow 3 R_I I^2_{2n} = P_{cu} \rightarrow R_2 = 2 \Omega \quad (\text{IV.54})$$

Inductances de fuite ($X_{cc} = 10\%$ par enroulement) :

- L'inductance de fuite primaire vaut :

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} = \frac{[(20)10^3]^2}{(160)10^6} = 2.5 \Omega \rightarrow X_1 = \frac{5}{100} (2.5) = 0.125 \Omega \rightarrow L_1 = \frac{X_1}{\omega} = 0.399 \text{ mH} \quad (\text{IV.55})$$

- L'inductance de fuite secondaire vaut :

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} = \frac{[(400)10^3]^2}{(160)10^6} = 1000 \Omega \rightarrow X_2 = \frac{5}{100} (1000) = 50 \Omega \rightarrow L_2 = \frac{X_2}{\omega} = 159 \text{ mH} \quad (\text{IV.56})$$

Donc, en considérant les grandeurs réduites du système, le schéma équivalent du réseau est présenté par la figure suivante :

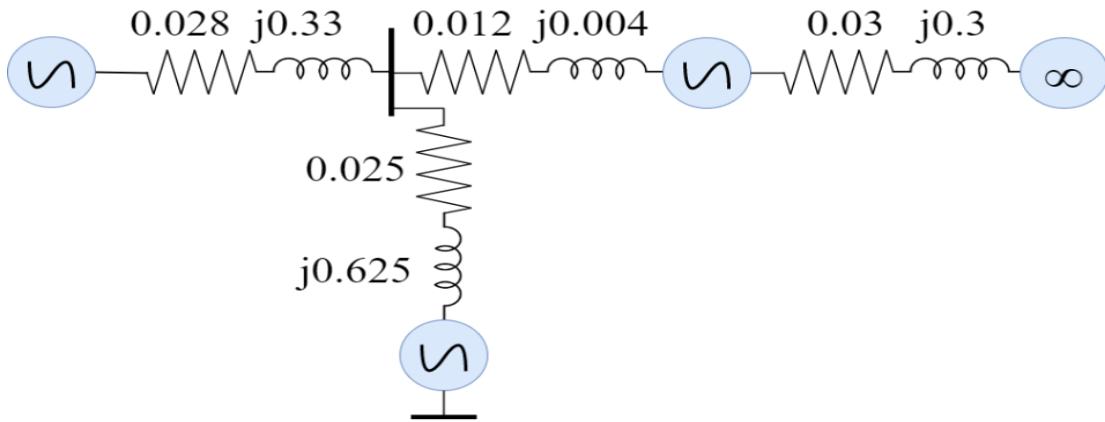


Figure IV.8 : Schéma équivalent d'un réseau mono-machine à bus infini (SMIB) avec UPFC en grandeurs réduites

Nous allons calculer les coefficients du régulateur pour chaque partie de l'UPFC par l'utilisation la méthode de PI découplé (voir chapitre III)

Les paramètres de l'UPFC sont calculés d'après l'équation (III.3 : Chap. III) : avec $K_P=100$,

Pour la partie parallèle $K_I=1260$, et $K_I=94200$ pour la partie série.

Les consignes des puissances active et réactive transporté sur la ligne fixe :

$$P_{ref}=0.52 \text{ pu} \quad Q_{ref}=0.52 \text{ pu}$$

IV.5.1 Simulation de système en absence et en présence de l'UPFC et avec l'application d'un défaut court-circuit

Les résultats suivants représentent les différentes variations des paramètres du réseau électrique en présence et en absence de l'UPFC.

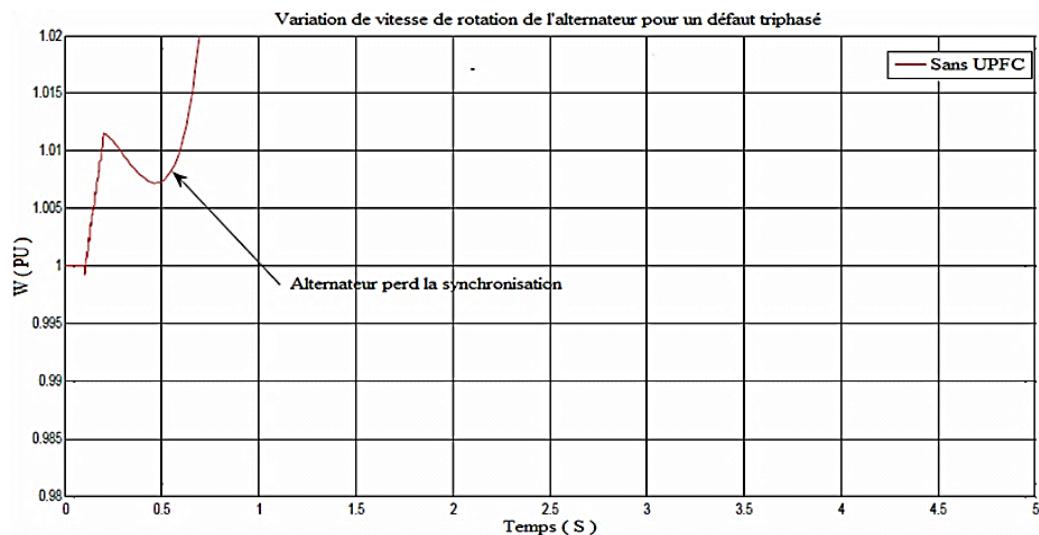


Figure IV.9 : Variation de la vitesse de rotation de générateur sans UPFC.

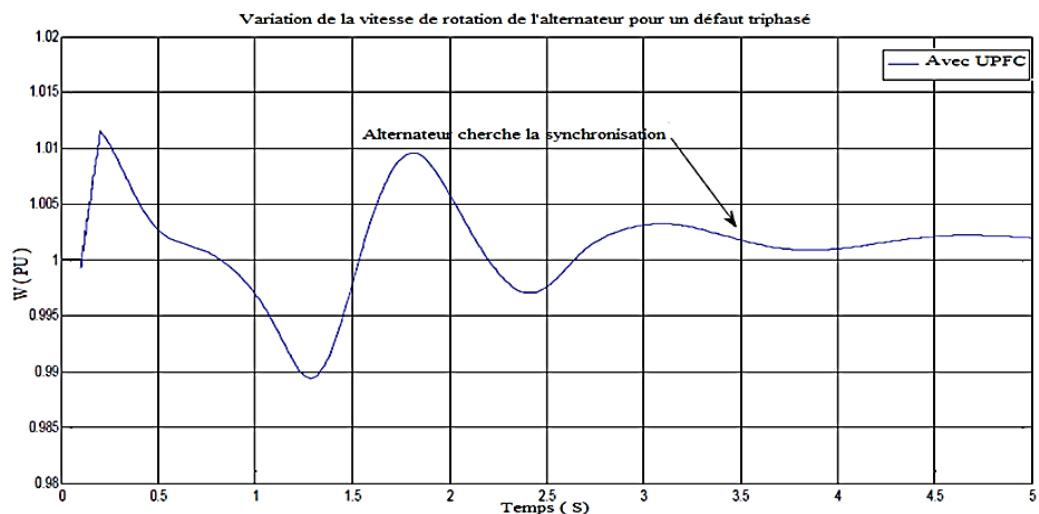


Figure IV.10 : Variation de la vitesse de rotation de générateur avec UPFC.

D'après la figure IV.10, on appliquant un défaut à l'instant 0.2 seconds, sans la présence de l'UPFC on remarque que le réseau perds la synchronisation la figure IV.8 mais quand on a inséré le système hybride de compensation (UPFC) on constate que notre réseau trouve leur synchronisation après 3.5seconds (notre réseau est stable).

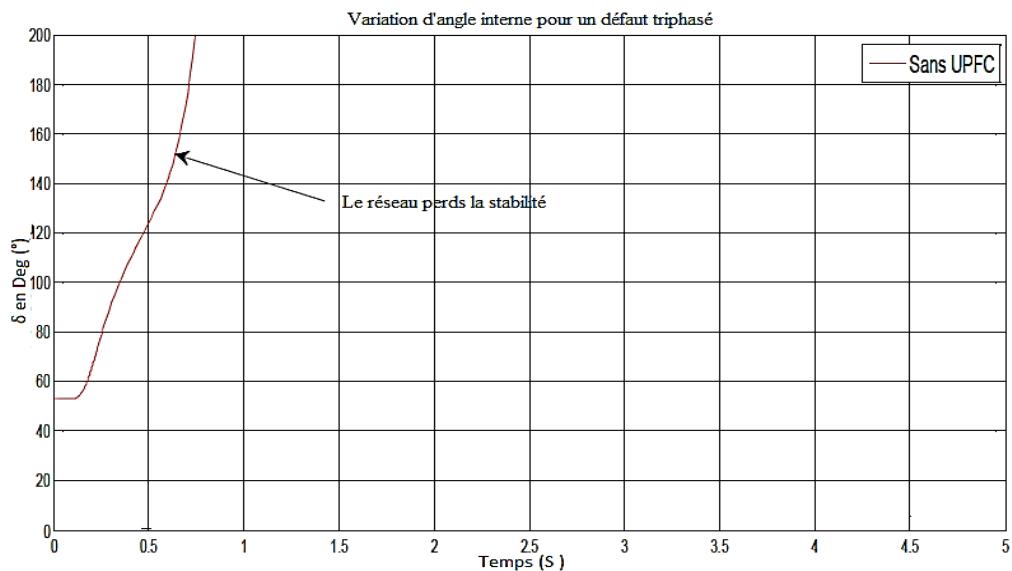


Figure IV.11 : Variation de l'angle interne sans UPFC.

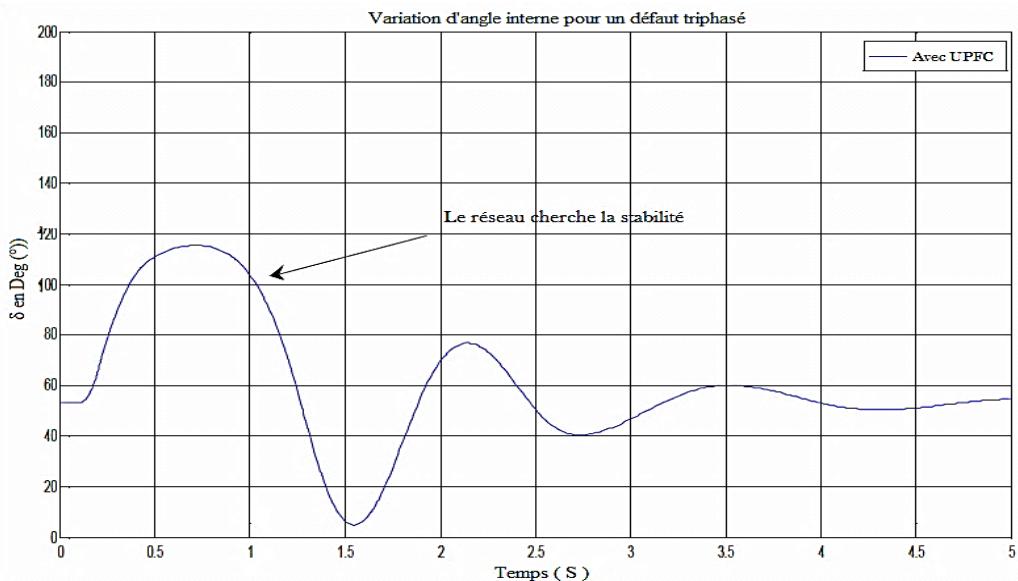


Figure IV.12 : Variation de l'angle interne avec UPFC

L'angle interne, dans le cas de réseau sans UPFC Figure IV.11 l'angle interne de l'alternateur tend vers instabilité, avec l'UPFC le réseau oscille, puis va retenir à sa valeur initiale figure IV.12.

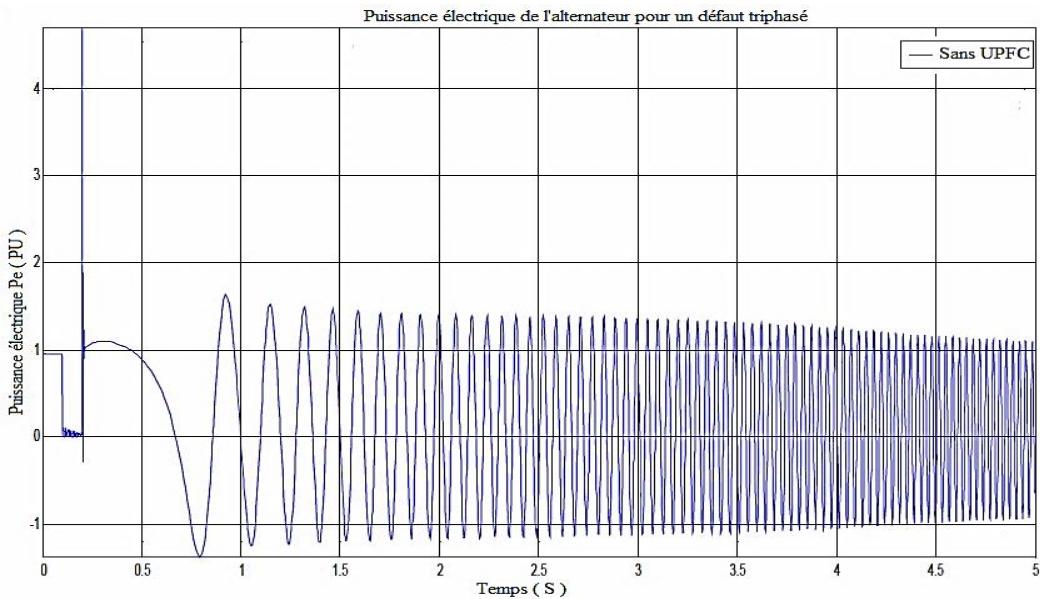


Figure IV.13 : Puissance électrique de sortie du générateur sans UPFC

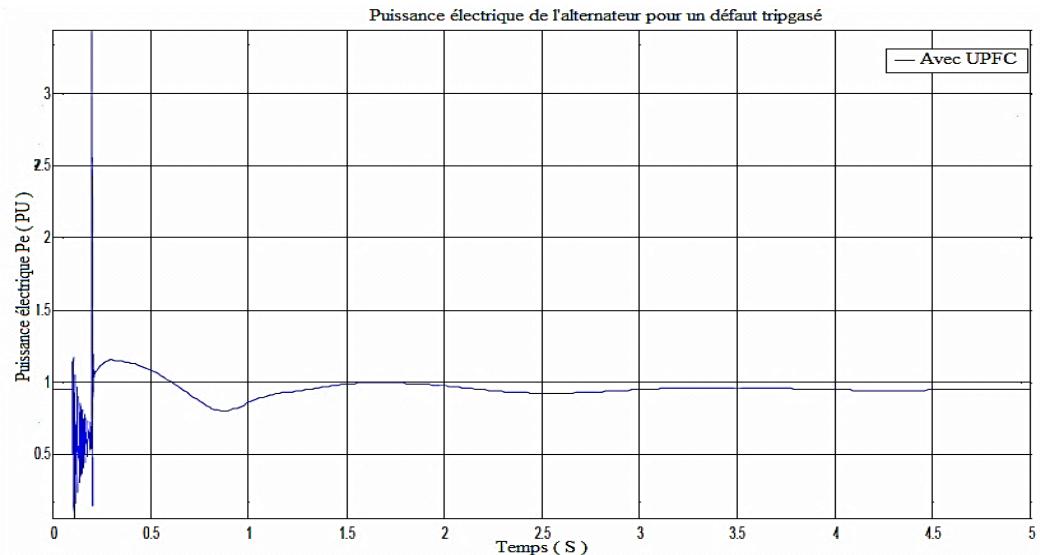


Figure IV.14 : Puissance électrique de sortie du générateur avec UPFC.

Dans le cas du réseau sans UPFC on remarque que Puissance électrique de sortie du générateur subit une variation relativement importante Figure IV.13. Mais avec l'UPFC la puissance électrique de sortie du générateur subit une baisse moins importante et elle revienne à sa valeur initiale Figure IV.14.

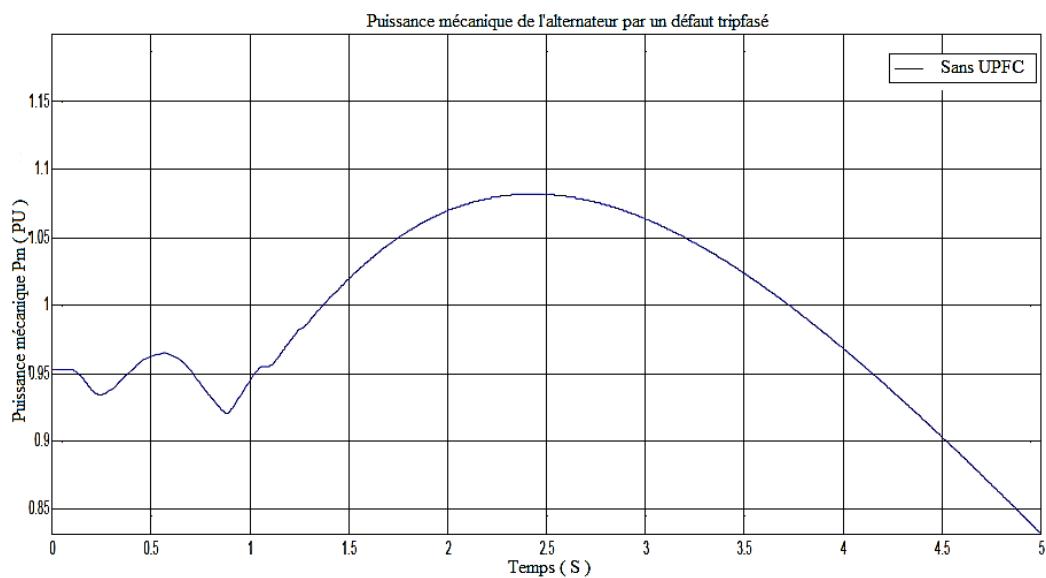


Figure IV.15 : Puissance mécanique de turbine sans UPFC

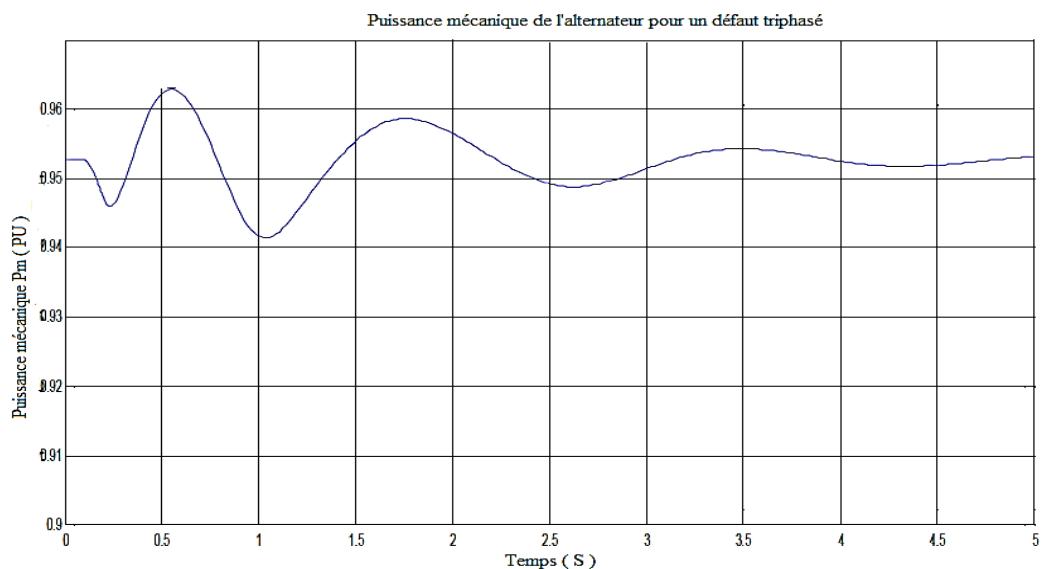


Figure IV.16 : Puissance mécanique de turbine avec UPFC

Dans le cas du réseau sans UPFC la puissance mécanique va chuter figure IV.15 après le défaut appliqué, en présence de l'UPFC Figure IV.16 la puissance mécanique oscille après la perturbation puis elle se stabilise.

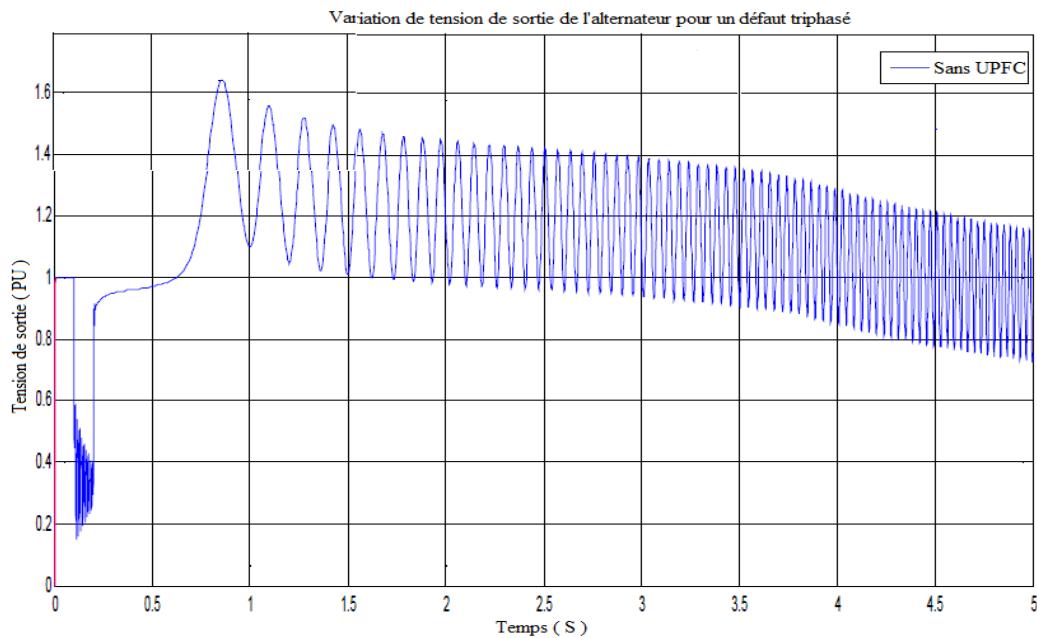


Figure IV.17 : Variation de la tension de sortie d'alternateur sans UPFC

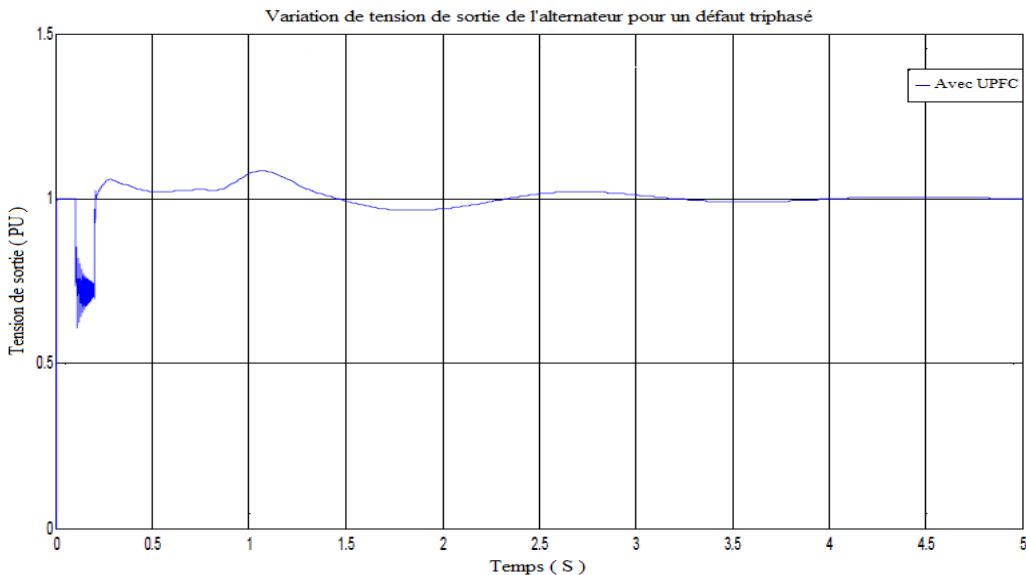


Figure IV.18 : Variation de la tension de sortie d'alternateur avec UPFC

Dans le cas du réseau sans UPFC, la tension de sortie de l'alternateur Figure IV.17 subit une variation relativement importante, Dans le cas inverse Figure IV.18, nous remarquons que cette tension subit une baisse moins importante puis va revenir à sa valeur initiale.

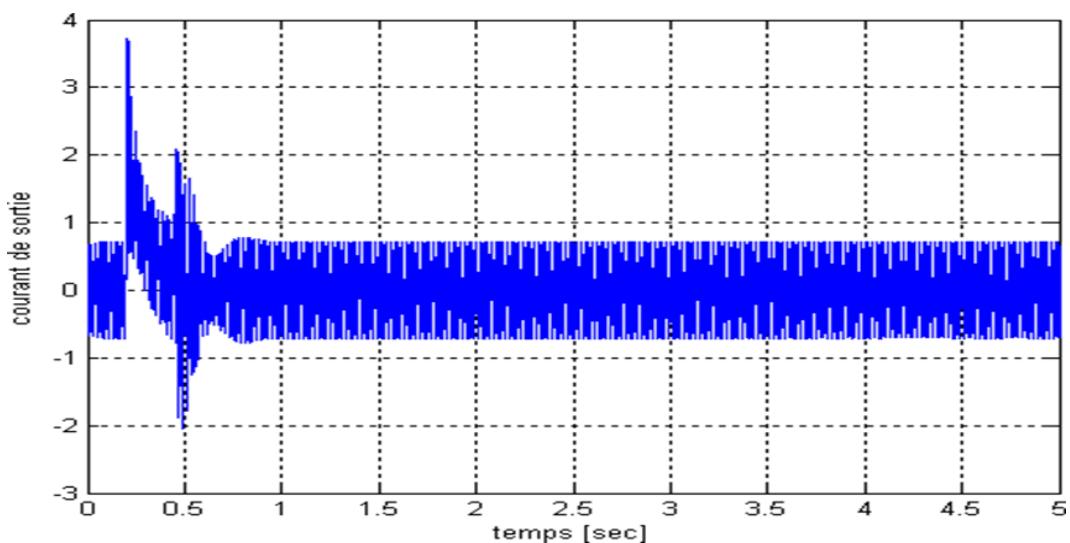


Figure IV.19 : Variation de courant de sortie du générateur avec UPFC

La figure IV.19 montre que le courant du générateur reprend quasiment sa valeur nominale après l'apparition du défaut.

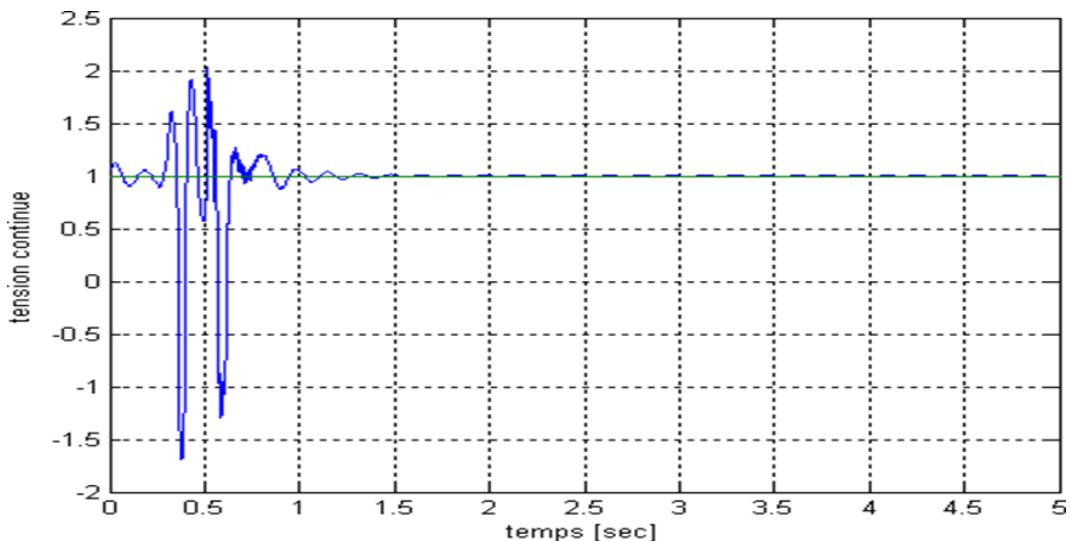


Figure IV.20 : Variation de la tension continue V_{dc} de l'UPFC

La tension continue V_{dc} de l'UPFC Figure IV.20 est stable et constante après des oscillations due au défaut.

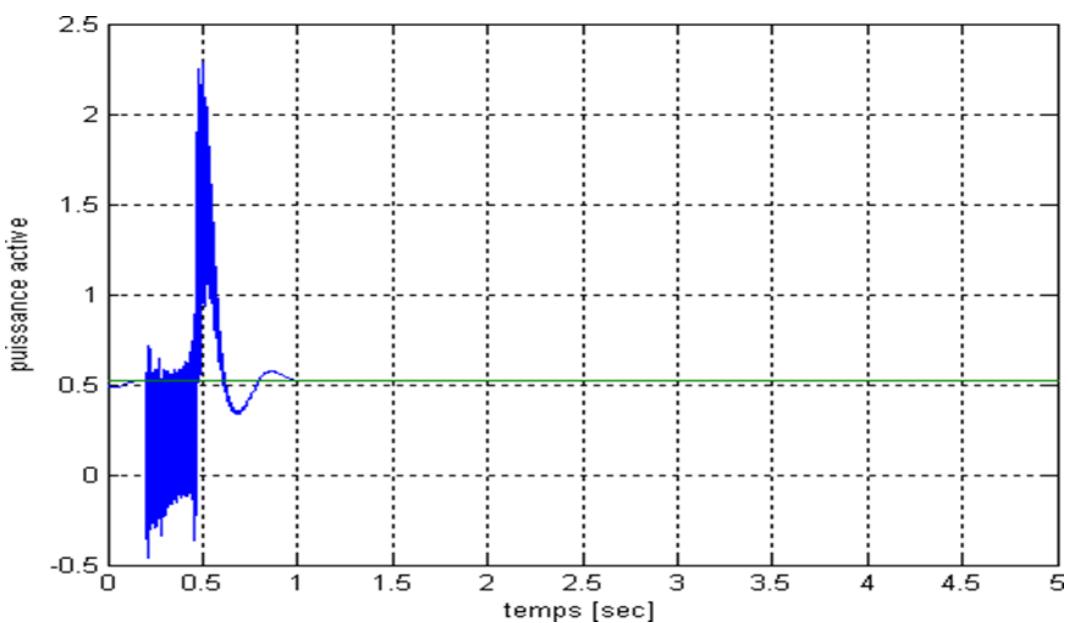


Figure IV.21 : Variation de puissance active transportée sur la ligne avec UPFC

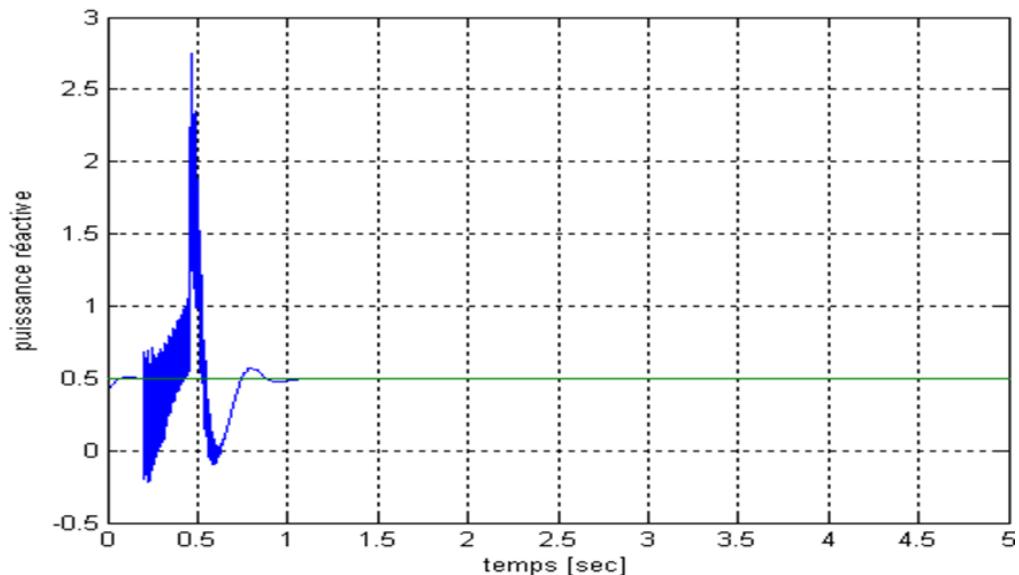


Figure IV.22 : Variation de puissance réactive transportée sur la ligne avec UPFC.

La puissance active et réactive transporté sur la ligne avec UPFC Figure IV.21 et IV.22 ne s'annule pas, elle revenir à la stabilité et elle sera constante après une variation courte pendant la perturbation sévère.

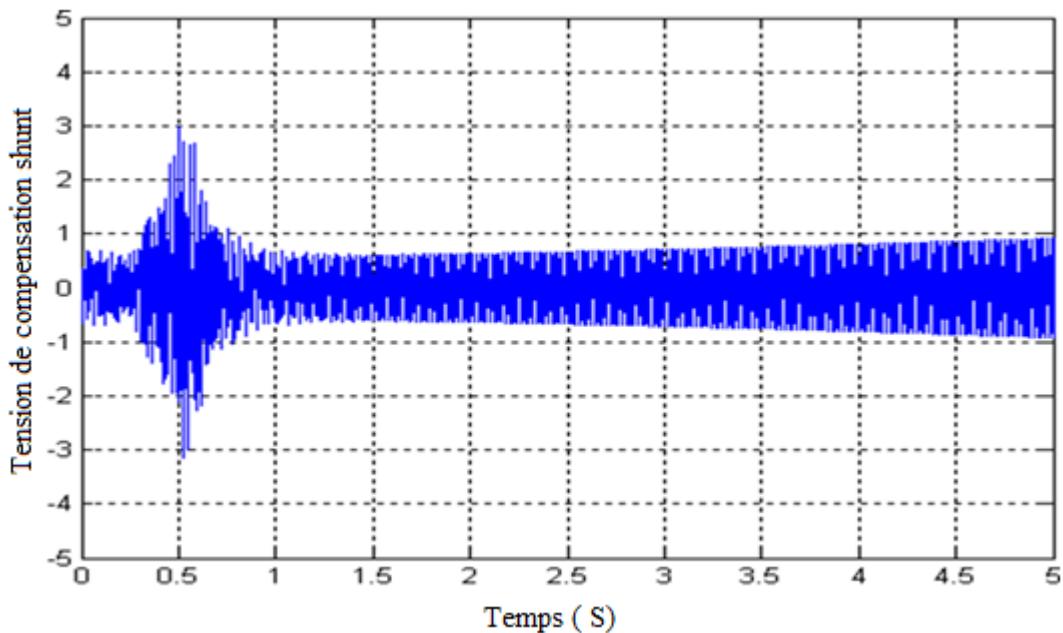


Figure IV.23 : Variation de la tension de compensation parallèle de l'UPFC.

La tension de compensation parallèle de l'UPFC Figure IV.23 égales à 3 pu dans l'intervalle de défaut et après elle revienne à l'état initial.

On peut conclure que les résultats obtenus ont montré d'une façon claire que l'apport de l'UPFC en tant que compensateur d'énergie réactive est bénéfique, pour cela si le générateur garde sa stabilité après un défaut triphasé il sera toujours stable pour tout autre défaut.

IV.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons étudié la stabilité transitoire d'un réseau électrique de transport en présence d'une perturbation avec un système hybride de compensation et voire l'impact de ce système. Enfin nous avons fait des simulations sous l'environnement SIMULINK/MATLAB. Nous avons constaté que parmi les défauts existants, le cas le plus défavorable pour la stabilité du système est le défaut triphasé. Par conséquent, ce cas pour notre étude l'alternateur conserve la stabilité de la vitesse de rotation, l'angle interne et la puissance électrique débitée, il sera stable dans tous les autres cas. Donc l'utilisation des systèmes de compensation hybride (UPFC) nous a permis d'améliorer d'une façon remarquable la marge de la stabilité.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Conclusion générale

Ce travail s'articule autour de la stabilité transitoire d'un réseau mono et multi machines, en utilisant le plus puissant des dispositifs FACTS, l'UPFC (Unified Power Flow Controller) qui est constitué de deux parties :

- Une partie branchée en parallèle avec la ligne qui injecte du courant au réseau.
- Une partie en série qui injecte une tension en série avec le réseau.

Nous avons étudié l'UPFC pour améliorer la stabilité transitoire d'un réseau électrique. L'UPFC est un compensateur qui est plus complet que les autres, grâce à sa caractéristique spéciale. En pratique, l'UPFC pourra être utilisé pour la gestion de l'énergie dans les réseaux électriques. Il est évident que l'utilisation de celui-ci en tant que régulateur de stabilité transitoire est une application secondaire, indépendante du rôle principal de l'UPFC,

Nous avons présenté une introduction sur les puissances, problème de facteur de puissance et comment faire pour améliorer par l'utilisation des systèmes FACTS. D'abord, comme dans toute étude, un rappel théorique sur les différents compensateurs de la famille FACTS et leurs applications dans les réseaux électriques. Parmi lesquels, nous avons choisi l'UPFC pour notre étude. Ensuite on a présenté leur modèle mathématique connecté à un réseau électrique.

Dans la partie modélisation et commande, nous avons étudié et choisi la méthode watt var découpé. De même pour la partie shunt, nous avons choisi la méthode watt-var découpé, cette méthode est identique à celle de la partie série plus une présentation de la modalisation des onduleurs à deux et à cinq niveaux de type NPC. Afin d'analyser cette stratégie de commande, nous avons démontré les relations entre les différentes variables du réseau en fonction des paramètres du contrôle de l'UPFC.

Pour la commande des onduleurs de tension de deux différents types, nous avons utilisé la commande MLI (Modulation à Largeur d'Impulsion) et étudié premièrement des régulateurs de type PI-Découplé pour les deux parties de l'UPFC. Ces régulateurs donnent de bons résultats.

Dans le dernier chapitre, nous avons étudié UPFC connecté avec réseaux infini. Afin de voir le comportement de ce dernier pour l'amélioration de la stabilité transitoire dans le réseau électrique tel que l'angle interne, la vitesse de rotor de l'alternateur et le temps critique de la stabilité nous avons fait des simulations par le logiciel SIMULINK/MATLAB. Les résultats obtenus sont satisfaisants.

Finalement, on peut dire que les systèmes FACTS découlent d'un concept qui a tendance à élargir son champ d'intervention et même l'utilisation du système hybride de compensation de flux de puissance dans les réseaux électriques constitue la meilleure solution pour les problèmes de stabilité transitoire de celles-ci.

Suite aux résultats obtenus dans cette étude, des perspectives intéressantes pouvant contribuées à l'amélioration du fonctionnement de l'UPFC sont envisageables :

- ❖ Poursuivre une étude approfondie sur les modes et stratégies de contrôle des réseaux de transport d'énergie électrique par le dispositif comme UPFC ; IPFC et GPFC.
- ❖ Etude de la stabilité des réseaux "multi-machines" avec emplacement optimale de ces dispositifs.
- ❖ L'application des commandes développé basé sur l'intelligence artificiel pour contrôler les puissances de notre système.
- ❖ Amélioration des performances de l'UPFC par un PSS.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUE

BIBLIOGRAPHIE

- [1] KARA Mohamed «OPTIMISATION DE LA CONSOMMATION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE DANS LES ELEMENTS DU SYSTEME D'ALIMENTATION (CONDITION DE LA CIMENTERIE DE AIN-TOUTA) » T H È S E présentée en vue de l'obtention du diplôme de DOCTORAT D'ETAT Option : Electromécanique, Université Badji Mokhtar Annaba, Décembre 2007
- [2] Toat Lilia et Sifoune Fatma, «Compensation de l'énergie réactive au niveau de l'hôpital d'AZAZGA.», Option : Réseaux électriques, Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'Etat en Electrotechnique, Université Mouloud Mammeri de TIZI OUZOU, 2019/2010
- [3] Martin Hennebel. «Valorisation des services système sur un réseau de transport d'électricité en environnement concurrentiel», Energie électrique, Université Paris Sud - Paris XI, 2009, Français, tel-0036220
- [4] MAMMERI Oussama, « Différentes méthodes de calcul de la puissance réactive dans un noeud a charge non linéaire en présence d'un système de compensation de l'énergie», Mémoire de magister, Option : Réseaux électriques, Université de Batna, 2011/2012.
- [5] SEMAOUI Hammou, «Compensation de l'énergie réactive d'une installation industrielle MT/BT(HTA/BTB) » MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME MASTER EN GÉNIE ÉLECTRIQUE, Option : INGÉNIERIE DES SYSTÈMES ÉLECTROMÉCANIQUES, Université Mohamed Boudiaf-Msila 2015/2016
- [6] Melle BOUTABA Samia, « Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par l'utilisation d'un ASVC», Mémoire de magister, Option : Réseaux électriques, Université de Chlef, 09/06/2009.
- [7] M .Karim Sebaa, 2008) « Commande intelligence pour l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux d'énergie électrique » Doctorat de Université de Science & technologies Houari Boumediene (USTH) Alger
- [8] Haimour Rachida« Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions par les Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique» mémoire de magister, Ecole Normale Supérieure de l'Enseignement Technologique d'Oran 2008-2009
- [9] Eskandar Gholipour Shahraki,“Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques ”, thèse de doctorat Université Henri Poincaré, Nancy-I octobre 2003.
- [10] R.Grunbaum « FACTS- les systèmes performants pour le transport flexible de l'énergie électrique», Revue ABB 3/1998, pp. 04-17, 1998

- [11]K.R.Padiyar : « Investigation on strong resonance in multimachine power systems with STATCOM supplementary modulation controller », IEEE, transaction on power systems, vol.21, N°2, May 2006.
- [12]Abdelaàli Alibi,“ Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS: (Flexible AC Transmission Systemes)”, Mémoire de Magister Soutenu au département d'électrotechnique Université de Batna, 2009.
- [13]Xiao-Ping Zhang, Christian Rehtanz, Bikash Pal,“Flexible AC Transmission systems : Modelling and Control”, Springer 2005.
- [14]Delendi Louardi,“ Contrôle de l'écoulement de puissance active par système FACTS”, Mémoire de Magister Soutenu au département d'électrotechnique Université de Batna 2009.
- [15]Rabah Benabid,“Optimisation Multi objectifs de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques”, Mémoire de Magister Soutenu au département d'électrotechnique Université de Jijel 2007.
- [16]Hingorani, N. and Gyugyi, L. (2000). Understanding FACTS; Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems.
- [17]G. Gabriela, "FACTS Flexible AC Transmission Systems," EEH - Power Systems Laboratory ETH Zurich 14., Jan. 2005
- [18]NICOLAS buyant , etude de commande généralisée des filtres actifs parallèles . Thèse de doctorat école doctorale science pour l'ingénieur de LANPES 1999
- [19]S.M . Sadeghzadeh , M.Ehsen , n.Hajd Said << improvement of transient stability limit in power systems transmission lines using fuzy control of FACTS devices >> , IEEE Trans . On power systemes , vol .13 , No 3 , pp917-922, August 1998.
- [20]D. Menniti « modelling of unified power flow controller into power systems using P-Spice », the International conference on power systems transients (IPST) : 205-210, 2001.
- [21]K.Boulieriel : Etude et simulation d'une commande du contrôleur électrique d'écoulement de puissance unifié UPFC , Thèse de magister Université Mohamed Boudiaf , Faculté de génie électrique , département d'électrotechnique juillet 2003.
- [22]Ying Jiang « Active and reactive power control for transmission systems with voltage source converter», thèse de doctorat, The Royal Institute of technology Stokholm, Sweden 1997
- [23]P. Kundur, et al. “Definition and Classification of Power System Stability,” IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 19, No. 2, pp.1387-1401, May 2004

- [24]Yanfeng Gong, "Development of an Improved On-Line Voltage Stability Index Using Synchronized Phasor Measurement." PHD thesis, Mississippi State University, Mississippi, USA, December 2005
- [25]Barret J. P., "Stabilité transitoire.", Séminaire sur le fonctionnement des réseaux SONELGAZ-EDF 10-13 Novembre 1984.
- [26]S.M. Sadeghzadeh, "Amélioration de la stabilité transitoire et de l'amortissement des oscillations d'un réseau électrique à l'aide de SMES et de SSSC", Thèse de doctorat de l'INPG 13 Mars 1998
- [27]Chow J. H., Sanchez-Gasca J. J., Ren H. and Wang S., "Power System Damping Controller Design Using Multiple Input Signals", IEEE Control Systems Magazine, August 2000, pp 82-90.
- [28]Larsen E. V. and Swann D. A., "Applying Power System Stabilizers Part I, II and III," IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 6, June 1981, pp. 3017-3046.
- [29]BELHACEL Kheira, "Modélisation et simulation d'un UPFC pour des études de la stabilité transitoire des systèmes électro-énergétique", thèse magister, Université Mohamed Boudiaf, Faculté de Génie Electrique département d'électrotechnique, Juin 2005
- [30]N.G. Hingorani and L. Gyugyi, "Understanding FACT", IEEE Press., New York, 2000
- [31]F.Z.ZENDAGUI, « Analyse de la stabilité transitoire dans les réseaux électriques », Université Mohamed Khider Biskra, Faculté des Sciences et de la Technologie/ Département de Génie Electrique, Mémoire de Fin d'Etudes, Juin 2013
- [32]G. Imane, « Analyse Et Amélioration De La Stabilité Transitoire Du Réseau Conventionnel Apres Intégration D'une Eolienne », Université Mohamed Khider Biskra, Faculté des Sciences et de la Technologie/ Département de Génie Electrique, Mémoire de Fin d'Etudes, 02 Juin 2013