

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

**UNIVERSITE DE BATNA
Faculté des Sciences de l'Ingénieur
Département d'Electrotechnique**

MEMOIRE

Présenté par :

DELENDI LOUARDI

Pour obtenir le diplôme de

Magister en Electrotechnique

Option : Electricité industrielle

Thème

**CONTROLE DE L'ECOULEMENT DE PUISSANCE
ACTIVE PAR SYSTEME FACTS**

Soutenu le, 25/06/ 2009

Devant le Jury :

A. GUETTAFI	Prof	Université de Batna	Président
A. CHAGHI	M.C	Université de Batna	Rapporteur
L. BENFARHI	M.C	Université de Batna	Examineur
C. FETHA	M.C	Université de Batna	Examineur
D. RAHEM	M.C	Université de Oum el baouagui	Examineur

Dédicace

A ma mère, mon père et toute ma famille.

Remerciements

Mes remerciement les plus vifs et chaleureux, vont à mon directeur de mémoire monsieur Abd el aziz Chaghi, maitre de conférence à l'université de Batna pour son aide, son orientation et sa disponibilité, aussi pour la confiance et la compréhension qu'il ma toujours manifesté.

Je remercie monsieur Amor Guettafi, Professeur à l'université de Batna, d'avoir accepté de présider le jury de soutenance.

J'adresse mes remerciements aux membres du jury qui ont accepté d'examiner ce mémoire en lui apportant de l'intérêt, M^{elle} Luiza Benfarhi, maitre de conférence à l'université de Batna, monsieur Cherif Fetha, maitre de conférence à l'université de Batna, monsieur Djamel Rahem, maitre de conférence à l'université de Oum el baouagui.

Je remercie également tous les enseignants de l'institut d'électrotechnique de l'université de Batna qui ont participé à ma formation pendant tout le cycle universitaire.

Enfin, mes sincères remerciements à mes amis pour la patience, le soutien inconditionnel et le dévouement dont ils ont fait preuve.

SOMMAIRE

CHAPITRE IV APPLICATION DE L'UPFC SUR UN RESEAU
ELECTRIQUE POUR LE CONTROLE DE
PUISSANCE ACTIVE

IV 1 Introduction	72
IV 2 Schéma électrique du réseau étudié	72
IV 3 Résultats des simulations	73
IV 4 conclusion	82
Conclusion générale	84
Bibliographie	87

Liste des symboles et abréviations

Abréviations

<i>FACTS</i>	Flexible Alternating Current Transmission Systems
<i>TCR</i>	Thyristor Controlled Reactor
<i>TSR</i>	Thyristor Switched Reactor
<i>TSC</i>	Thyristor Switched Capacitor
<i>SVC</i>	Static Var Compensator
<i>TCBR</i>	Thyristor Control Breaking Resistor
<i>STATCOM</i>	Static Compensator
<i>TCSC</i>	Thyristor Controlled Series Capacitor
<i>TSSC</i>	Thyristor Switched Series Capacitor
<i>TCSR</i>	Thyristor Controlled Series Reactor
<i>TSSR</i>	Thyristor Switched Series Reactor
<i>SSSC</i>	Static Synchronous Series Compensator
<i>TCPAR</i>	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator
<i>IPFC</i>	Interline Power Flow Controller
<i>UPFC</i>	Unified Power Flow Controller
<i>MLI</i>	Modulation de largeur d'impulsion

Variables

V_s	Tension au point de départ (génération)
V_r	Tension au point d'arrivée (le récepteur)
V_{se}	Tension générée par le compensateur série (SSSC)
V_{sed}	La composante directe de la tension générée par le compensateur série
V_{seq}	La composante quadrature de la tension générée par le compensateur série
V_{sh}	Tension générée par le compensateur shunt (STATCOM)
V_{shd}	La composante directe de la tension générée par le compensateur shunt
V_{shq}	La composante quadrature de la tension générée par le compensateur shunt
i_s	Courant dans une phase dans le premier tronçon de la ligne
i_{sd}	Composante du courant i_s selon l'axe d

i_{sq}	Composante du courant i_s selon l'axe q
i_r	Courant dans une phase dans le deuxième tronçon de la ligne
i_{rd}	Composante du courant i_r selon l'axe d
i_{rq}	Composante du courant i_r selon l'axe q
i_{sh}	Courant fournit par le compensateur shunt
i_{shd}	Composante directe du courant fournit par le STATCOM
i_{shq}	Composante quadrature du courant fournit par le STATCOM
P_s	Puissance active fournit par le générateur
Q_s	Puissance réactive fournit par le générateur
P_r	Puissance active au point d'arrivée (le récepteur)
Q_r	Puissance réactive au point d'arrivée (le récepteur)
P_{se}	Puissance active fournit par le compensateur série (SSSC)
P_{sh}	Puissance active fournit par le compensateur shunt (STATCOM)
Q_{se}	Puissance réactive fournit par le compensateur série (SSSC)
Q_{sh}	Puissance réactive fournit par le compensateur shunt (STATCOM)
δ	L'angle de charge (l'angle entre la tension de départ et la tension d'arrivée)
δ_{se}	Le déphasage de la tension fournit par le compensateur série (SSSC)
δ_{sh}	Le déphasage de la tension fournit par le compensateur shunt (STATCOM)

Paramètres

R_1	Résistance du premier tronçon de la ligne
X_1	Réactance du premier tronçon de la ligne
R_2	Résistance du deuxième tronçon de la ligne
X_2	Réactance du deuxième tronçon de la ligne
R_{se}	La résistance d'une phase du transformateur de couplage série
X_{se}	La réactance totale d'une phase du transformateur de couplage série
R_{sh}	La résistance d'une phase du transformateur de couplage shunt
X_{sh}	La réactance totale d'une phase du transformateur de couplage shunt
C	La capacité du circuit continu commun DC

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

A la fin du 19^{ème} siècle, avec l'essor industriel qu'a connu le monde et l'apparition des grandes implantations industrielles, le besoin en énergie électrique n'a cessait d'augmenter. Les bouleversements récents apparus dans le domaine de la fourniture d'électricité ont placé les exploitants des réseaux de transport face à des nouvelles opportunités mais également de nouveaux défis. Ils proviennent principalement de la forte augmentation des transferts d'énergie entre régions et / ou entre pays, des effets de la dérégulation, de considérations politiques, économiques et écologiques en ce qui concerne la construction de nouvelles lignes. Techniquement, il est possible de remédier au manque de capacité de transport en créant de nouvelles lignes et / ou de nouveaux générateurs. Dans la pratique, pour diverses raisons, cela n'est pas toujours réalisable, ni souhaitable. La création de nouvelles lignes et / ou l'extension de postes existants peuvent se révéler trop coûteuses et demande des délais trop longs, ce qui n'est pas rentable à court et moyen terme. Enfin, l'impact sur l'environnement prend de plus en plus d'importances et doit être sérieusement pris en compte dans les procédures de développement du transport d'électricité.

Les réseaux maillés, soumis à des boucles de puissances indésirables entre les zones interconnectées, subissent des surcharges de ligne, des problèmes de stabilité et de toute manière un accroissement des pertes [1]. Les moyens classiques de compensation et de contrôle des réseaux tel que le transformateur à prises réglable en charge, les transformateurs déphaseurs, les compensateurs séries ou parallèles commutés par disjoncteurs, modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs pourraient s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau. Il faudra donc compléter leur action en mettant en œuvre le développement récent des dispositifs d'électronique de puissance, ce développement a fait surgir un nouveau concept intitulé FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems). Ce concept regroupe une multitude de dispositifs très efficaces ayant des temps de réponse très courts, qui permettent un contrôle plus souple et adéquat des différents paramètres du réseau (tension, impédance, déphasage). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés, ce qui permettra d'accroître les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes.

Parmi les systèmes de compensation et de contrôle appartenant à la famille des FACTS, l'UPFC (Unified Power Flow Controller) est le compensateur le plus complet que les autres

grâce à son pouvoir de contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique.

L'objectif principal de cette étude est d'évaluer les performances de l'UPFC comme étant un variateur de charge universel permettant de contrôler l'écoulement de puissance active à travers une ligne de transport d'énergie électrique et de compenser la puissance réactive.

Afin de répondre aux objectifs cités ci-dessus, ce mémoire est organisé en quatre chapitres de la manière suivante :

- Dans le premier chapitre nous présentons un aperçu sur le fonctionnement des réseaux électriques, on va voir brièvement les facteurs qui limitent la puissance transmissible dans une ligne de transport et la chute de tension provoquée par le transit de puissance, on va également discuter l'analyse de l'écoulement de puissance et les différents moyens classiques de compensation.

- Le deuxième chapitre est consacré à l'étude théorique des différents systèmes FACTS en générale, à savoir leurs classifications et leur principe de fonctionnement.

- Afin d'étudier le comportement de l'UPFC associé à un réseau de transport et la synthèse de sa loi de commande, le troisième chapitre développe un modèle de l'UPFC. La structure de base, le principe de fonctionnement, le modèle mathématique, l'identification de références et les blocs des commandes de l'UPFC y sont également expliqués.

- Dans le quatrième chapitre nous présentons d'abord le schéma équivalent du réseau étudié, en suite nous exposons les résultats de simulation obtenus par le logiciel SIMULINK/MATLAB, ainsi leurs interprétations.

Enfin, il ne nous restera plus qu'à conclure et à proposer des perspectives d'études futures permettant de compléter ce travail.

CHAPITRE : I

FONCTIONNEMENT DES RESEAUX ELECTRIQUES

I 1 Introduction

I 1 1 Historique

Si, dès 1882, EDISON a réalisé la première distribution d'électricité en courant continu sous une tension de 110 V pour l'éclairage et si la première transmission à distance a été réalisée en 1882 entre Miesbach et Munich (57 Km, 2000 V), il est vite apparu que la solution pour un transport à distance devrait passer par une tension plus élevée pour diminuer le volume de cuivre (Deprez en 1981) et donc utiliser le courant alternatif et le transformateur dont le principe était breveté par Gaulard et Gibbs en 1881. Les générateurs triphasés sont de conception plus simple que les machines à courant continu et la coupure de courant plus facile. En 1891, une liaison en courant alternatif sous 15 KV reliait une centrale sur le Neckar à Lauffen à Francfort (sur une distance de 176 Km). Vers 1920, la fréquence de 50 Hz est normalisée en Europe et la tension passe à 132 KV grâce notamment à l'invention des isolateurs suspendus. Les raisons de ce transport à distance proviennent, au début, de la distance entre les centrales hydrauliques et les villes. Lorsque des centrales thermiques sont développées, il est vite apparu qu'une complémentarité existait entre ces divers modes de production, d'où une meilleure utilisation des ressources par une interconnexion tant au sein d'un pays qu'entre pays voisins. Les liaisons internationales vont alors rapidement se développer : en 1922 une liaison à 150 KV entre la France et la Suisse, en 1929 une liaison entre l'Autriche et l'Allemagne en 225 KV, en 1935 tout l'est de la France est interconnecté avec la Belgique, la Suisse et l'Allemagne, interconnexion sous 380 KV de l'Europe occidentale en 1985, extension vers l'Europe de l'est (Pologne, Hongrie, ...etc) et le grand Maghreb dans les années 1990 [2].

I 1 2 Architecture des réseaux électriques

Le réseau à très haute tension THT (400 KV, 225KV) d'interconnexion internationale forme un ensemble maillé sur lequel sont raccordées les grandes centrales (centrales nucléaires de 1000 MW, par exemple). Il est complété par le réseau de répartition (60 à 150 KV) souvent exploité en poches reliées au niveau supérieur de tension et sur lequel se raccordent des centrales électriques de moindre puissance, ainsi que les grands utilisateurs industriels. On trouve en suite un réseau de distribution (de 20 KV à 400 V) desservant la clientèle (petites et moyennes entreprises, commerces, secteur résidentiel). Ce réseau de distribution est généralement de structure radiale, éventuellement bouclé dans des zones urbaines pour assurer la continuité de service, voire bouclé même en basse tension dans

certaines grandes villes. Le coût d'un réseau bouclé est plus élevé par la complexité du contrôle et de la protection, mais ce type de réseau se caractérise par une meilleure continuité de service.

L'alimentation d'une grande agglomération se fait en général par une boucle à 380 ou 225 KV, alimentée par le réseau d'interconnexion et sur laquelle sont raccordés des postes abaisseurs vers le réseau de répartition, souvent en câble pour la pénétration urbaine. Sur ce réseau de répartition sont branchés des postes abaisseurs vers le réseau de distribution (15 à 20 KV), bouclé et enfin le réseau basse tension de structure radiale alimentant les consommateurs (en triphasé ou en monophasé) [3].

I 2 Problématique du fonctionnement des réseaux

Pour des raisons économiques (effet de taille...) ou techniques (localisation des réserves hydrauliques et des sources froides...), les unités de production sont souvent géographiquement très concentrées. Par contre, la consommation est beaucoup plus dispersée.

Les réseaux de transport et d'interconnexion à très haute tension (THT) assurent la liaison entre les centres de production et les grandes zones de consommation. Ils permettent d'acheminer, là où elle est consommée, l'énergie la moins chère possible à un instant donné. Par ailleurs, le maillage du réseau contribue à la sécurité d'alimentation et permet de faire face, dans des conditions économiques satisfaisantes, aux aléas locaux ou conjoncturels qui peuvent affecter l'exploitation (indisponibilité d'ouvrage, aléas de consommation, incidents...). Les réseaux THT contribuent donc de façon déterminante au maintien de l'équilibre entre la demande et l'offre, ainsi qu'à la sécurité d'alimentation et à l'économie de l'exploitation [4].

Par ailleurs, la qualité du service est également un souci majeur de l'exploitant. Sur le plan pratique, cette qualité nécessite :

- de maintenir les caractéristiques du produit (tension, fréquence) dans les limites très précises du cahier des charges.
- de limiter, autant que faire se peut, les interruptions de service.

Les réseaux THT jouent aussi un rôle très important pour respecter ces contraintes car :

- ✚ les références de tension qui vont conditionner l'ensemble du plan de tension dans le réseau sont fixées, pour l'essentiel, par les groupes de production raccordés aux réseaux THT.
- ✚ la fréquence est, de même, fixée par les groupes de production qui doivent rester synchrones en régime permanent.

✚ la sécurité d'alimentation des grands centres de consommation dépend très fortement de la structure des réseaux de transport.

Sachant que, compte tenu de l'inertie mécanique relativement faible de certains composants des systèmes électriques (groupes de production et moteurs) et de la grande vitesse de propagation des phénomènes, les réseaux THT créent un couplage dynamique très fort entre les moyens de production, d'une part, et les charges (consommation), d'autre part. Au-delà de l'examen du problème de la répartition économique et en sécurité de la puissance, l'étude du fonctionnement de ces vastes systèmes interconnectés et fortement couplés est donc absolument nécessaire. Elle portera sur leur réglage et leur stabilité.

Enfin, il va de soi qu'il est nécessaire de protéger les systèmes électriques qui peuvent être affectés par de nombreux types d'incidents. Il convient de distinguer la protection des ouvrages du réseau proprement dit (lignes...) et celle du système production-transport. La protection du système production-transport est essentielle, car certains incidents (pertes de ligne en cascade, pertes brutales de moyens de production importants...) peuvent induire de conséquences catastrophiques (effondrement du système électrique) [4].

I 3 L'acheminement de la puissance

Pour résoudre le problème de l'acheminement de la puissance disponible sur les lieux de consommation, dans le cas d'un réseau maillé, il convient de déterminer le niveau de production de chaque groupe et les transits de puissance dans le réseau.

En général, il existe une multitude de plans de production qui permettent de faire face à la demande. Toutefois, certains de ces plans ne sont pas adaptés pour acheminer la puissance sur les lieux de consommation en respectant les contraintes technico-économiques d'exploitation (minimiser les coûts de production et le coût des pertes, respecter les limites thermiques des ouvrages, maintenir la tension dans certaines plages en chaque noeud du réseau, être capable de faire face le plus rapidement possible à certains types de défaillance...).

Le problème général de la production et de la répartition optimale et en sécurité de la puissance dans un système production-transport-consommation alternatif maillé est donc fort complexe. Le fonctionnement d'un système électrique est gouverné, à chaque instant, par l'équilibre nécessaire entre les puissances actives et réactives produites et consommées.

Lorsque cette condition nécessaire de fonctionnement est respectée, l'état du système est caractérisé, en régime stationnaire, par la fréquence f (grandeur globale) et les tensions (grandeurs locales). La fréquence f est fixée par la vitesse de rotation de toutes les machines qui doivent rester synchrones (en régime permanent).

Contrairement à ce qu'un abus de langage pourrait laisser croire, l'objectif du réglage des réseaux n'est pas de maintenir l'équilibre entre la production et la consommation (les lois de Kirchhoff s'en chargent dans la mesure où f et V restent dans certaines plages qui correspondent aux conditions nécessaires de fonctionnement, en particulier de stabilité dite statique). Par contre, l'objectif des réglages est de maintenir la fréquence et la tension dans des limites contractuelles qui sont plus contraignantes que les limites imposées par les conditions nécessaires de fonctionnement [4].

I 4 Puissance transmissible dans une ligne

Contrairement à une idée très répandue, ce n'est pas l'échauffement maximal des conducteurs qui, en général, limite la puissance transmissible à travers une ligne [4].

En effet, considérons la figure (I.1) qui représente de manière très simplifiée, un dipôle d'impédance $\bar{Z} = R + jX$, une ligne destinée à alimenter la charge \bar{Z}_l . Nous supposons, d'abord, que la résistance R de la ligne est nulle (elle est généralement très faible vis-à-vis de la réactance X) et que la puissance réactive Q_2 de la charge est nulle (ce qui est vrai en cas d'une bonne compensation de puissance réactive).

Nous nous attacherons d'abord à montrer qu'il est important de réguler la tension aux bornes de la charge.

Si nous désignons par θ l'angle entre les tensions \bar{V}_1 et \bar{V}_2 , nous avons, en considérant la figure (I.2) simplifiée (avec $R = 0$), le courant \bar{I} en phase avec la tension \bar{V}_2 , d'où :

$$XI = V_1 \sin \theta \quad (\text{I.1})$$

Et la puissance active est :

$$P_1 = P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \theta \quad (\text{I.2})$$

Si aucune précaution n'est prise pour maintenir V_2 constante lorsque la charge varie, on a :

$$V_2 = V_1 \cos \theta \quad (\text{I.3})$$

Soit :

$$P_1 = P_2 = \frac{V_1^2}{2X} \sin 2\theta \quad (\text{I.4})$$

Il apparaît donc que, dans ce cas, on ne peut transporter qu'une puissance active maximale par phase égale à :

$$P_{\max} = \frac{V_1^2}{2X} \quad (\text{I.5})$$

Cette valeur maximale est atteinte pour $\theta = 45^\circ$.

Si l'on maintient V_2 constante, ce qui implique que Q_2 n'est plus nulle, mais ne remet pas en cause l'expression (I.1), on a, pour $V_1 = V_2$:

$$P_{\max} = \frac{V_1^2}{X} \quad (\text{I.6})$$

Soit le double de la valeur précédente.

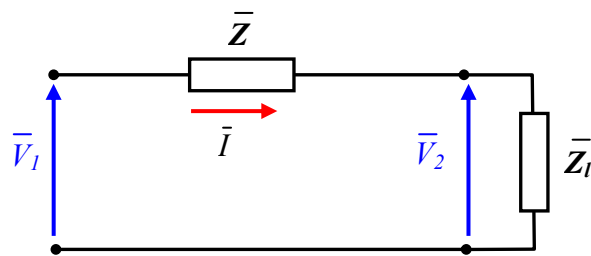


Figure (I.1) : Schéma monophasé équivalent

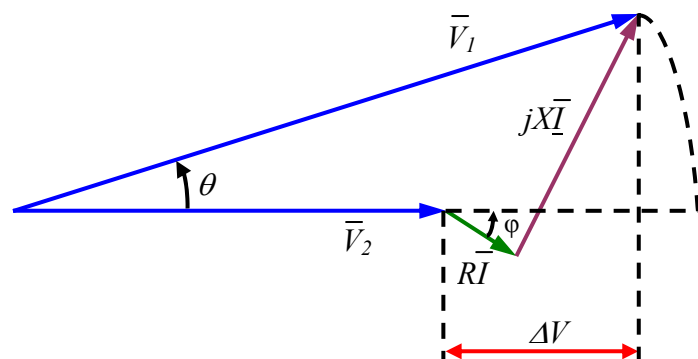


Figure (I.2) : Diagramme vectoriel des tensions

Pour améliorer la capacité de transfert des réseaux, on voit donc qu'il est essentiel de disposer du plus grand nombre possible de points à tension fixée.

I 5 Chute de tension dans une ligne

Concédons la figure (I.1) qui représente une ligne de transport d'impédance complexe $\bar{Z} = R + jX$, et que la tension n'est tenue qu'à l'extrémité 1 (coté générateur), l'extrémité 2 (coté charge) absorbant une puissance $\bar{S}_2 = P_2 + jQ_2$.

Si le réseau n'est pas trop chargé, le diagramme de tension donné par la figure (I.2) conduit à assimiler la chute de tension ΔV à :

$$\Delta V \approx V_1 \cos \theta - V_2 \quad (\text{I.7})$$

L'angle de transport θ étant petit (réseau peu chargé), si φ désigne le déphasage du courant par rapport à la tension à l'extrémité réceptrice 2, on peut écrire, pour un réseau monophasé :

$$\Delta V \approx RI \cos \varphi + XI \sin \varphi \quad (\text{I.8})$$

$$\Delta V \approx RI \frac{V_2}{V_2} \cos \varphi + XI \frac{V_2}{V_2} \sin \varphi \quad (\text{I.9})$$

$$\Delta V \approx \frac{RP_2 + XQ_2}{V_2} \quad (\text{I.10})$$

On montre de même que :

$$\sin \theta \approx \frac{XP_2 - RQ_2}{V_1 V_2} \quad (\text{I.11})$$

L'hypothèse du réseau peu chargé permet d'écrire :

$$V_1 \approx V_2 = V \quad (\text{I.12})$$

Soit, pour un réseau triphasé et en notant U la tension composée correspondant à V , P et Q les puissances de transit triphasé :

$$\frac{\Delta U}{U} \approx \frac{RP + XQ}{U^2} \quad (\text{I.13})$$

$$\sin \theta \approx \frac{XP - RQ}{U^2} \quad (\text{I.14})$$

On peut également noter que si, $R \ll X$ ($R \approx 0$) :

$$\Delta U \approx \frac{XQ}{U} \quad (\text{I.15})$$

$$\sin \theta \approx \frac{XP}{U^2} \quad (\text{I.16})$$

Dans ces conditions, les relations (I.5) et (I.6) illustrent le fait que :

- la **chute de tension** dépend principalement de la puissance réactive consommée par l'extrémité réceptrice ;
- l'**angle de transport** θ dépend principalement de la puissance active transmise.

I 6 Ecoulement des puissances

L'analyse de la répartition des puissances dans un réseau électrique composé d'un nombre de générateurs, lignes de transmission et des charges est très importante pour les études, la planification et l'exploitation d'un réseau électrique. Cela permet de connaître les conditions de production et de charge et les niveaux des tensions du réseau. Les calculs permettant d'obtenir ces informations sont connus sous le nom (*écoulement des puissances* ou *load flow* ou encore *power flow*) [2].

I 6 1 But de l'étude de la répartition de charge

Elle a pour but de déterminer, en régime triphasé permanent (en général équilibré), les tensions en module et en phase en tout point du réseau et les puissances actives et réactives transitant sur toutes les lignes du réseau électrique [2].

I 6 2 Modélisation des composants du réseau

La modélisation des composants du réseau en fonctionnement triphasé équilibré repose sur les hypothèses suivantes :

- Symétrie des éléments, permettant une représentation d'ordre direct monophasé.
- Influence magnétique entre composants négligeable.
- Lignes électriques représentées par un schéma de quadripôles équivalents à constantes concentrées.
- Impédance de magnétisation des transformateurs négligée.

L'utilisation des grandeurs réduites (p.u) permet encore une simplification dans la représentation des transformateurs, en les réduisant à une simple impédance (de dispersion) série.

Rappelons que l'utilisation des grandeurs réduites repose sur une puissance triphasée de base (S_{base}) et une tension entre phases de base (U_{base}), permettant de définir une impédance de base ($Z_{base} = U_{base}^2 / S_{base}$) à partir de laquelle les impédances réduites des composants seront calculées. Rappelons aussi que l'un des avantages de l'utilisation des impédances réduites est d'avoir des ordres de grandeur quasi invariant quelle que soit la puissance nominale des machines ou des transformateurs, le rapport entre les tension de base coté primaire et coté secondaire est basé sur le rapport de transformation nominal.

Une ligne électrique entre les nœuds i et j sera donc représentée par le schéma en π comme indiqué sur la figure (I.3) comprenant une impédance série ou longitudinale $\overline{Z}_{ij} = r_{ij} + jx_{ij}$ (avec r_{ij} et x_{ij} respectivement résistance totale et inductance totale de la ligne) et une admittance en parallèle $\overline{y}_{ij0} = (g_{ij0} + jb_{ij0})/2$ avec (g_{ij0} et b_{ij0} étant respectivement la conductance totale et la susceptance totale d'ordre direct de la ligne).

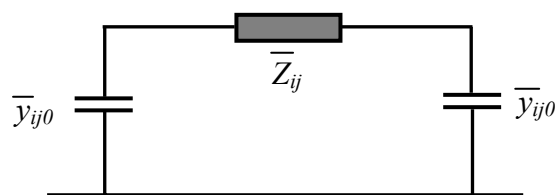


Figure (I.3) : Schéma équivalent d'une ligne électrique

La modélisation du transformateur se fera par un schéma équivalent avec transformateur idéal (figure : (I.4-a)) ou par schéma en π (figure : (I.4-b)) si le rapport de transformation est complexe (cas de transformateurs déphaseurs).



Figure (I.4) : Schéma équivalent d'un transformateur
(a) : avec transformateur idéal
(b) : par schéma en π

I 6 3 Calcul de flux de puissance

Le calcul de flux de puissance est basé sur les équations nodales $[\bar{I}] = [\bar{Y}][\bar{V}]$, où $[\bar{I}]$ est le vecteur des courants nodaux injectés dans le réseau. $[\bar{V}]$ le vecteur des tensions nodales repérées par rapport au neutre du schéma monophasé et $[\bar{Y}]$ la matrice des admittances nodales, dont les termes diagonaux \bar{Y}_{ii} sont la somme des admittances des branches incidentes au nœud i et les termes non diagonaux \bar{y}_{ij} la somme changée de signe des admittances des branches entre le nœud i et le nœud j .

Les lois de conservation d'énergie impose que les puissances injectées en un nœud soient égales à la somme des puissances transitant dans les branches incidentes en ce nœud.

Dans ces conditions, on peut écrire l'équation complexe suivante :

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i * \sum_j (\bar{Y}_{ij} \bar{V}_j) \quad (\text{I.17})$$

En chaque nœud, quatre grandeurs nodales (P_i, Q_i, V_i, θ_i) seront liées par deux relations, impliquant que deux des grandeurs devront être imposées pour pouvoir résoudre le système.

En fonction des hypothèses faites aux différents nœuds, on classera ceux-ci en :

- **Nœuds charges** : caractérisés par des puissances active et réactive imposées, les inconnus seront le module et la phase de la tension nodale.

- **Nœuds générateurs** : caractérisés par un module de tension et une puissance active imposée, les inconnus seront la phase de la tension et la puissance réactive injectée.
- **Nœuds à tension contrôlée** : caractérisés par un module de tension et des puissances active et réactive (nulles) imposées, les inconnues seront la phase de la tension et le rapport de transformation.
- **Nœuds bilan (Slack node)** : servant de repère des phases et dont le module de la tension est également imposé, les inconnues seront les puissances active et réactive injectées.

L'équation (I.17) étant non linéaire, la méthode généralement suivie pour la résoudre sera celle de NEWTON-RAPHSON. Rappelons qu'à partir d'une valeur initiale des inconnues, on calcule le vecteur des variations annulant l'écart entre les valeurs imposées par le premier membre et la valeur calculée à partir des valeurs initiales par inversion de la matrice des dérivées partielles (Jacobien). L'avantage de la forme polaire de ces relations est de n'avoir qu'une équation pour les nœuds générateurs [5].

En détail, en posant $\bar{V}_i = V_i \angle \theta_i$ et $\bar{Y}_{ij} = Y_{ij} \angle \gamma_{ij}$ la relation (I.17) devient en séparant partie réelle et imaginaire :

$$P_i = V_i \sum_j Y_{ij} V_j \cos(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) \quad (\text{I.18})$$

$$Q_i = V_i \sum_j Y_{ij} V_j \sin(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) \quad (\text{I.19})$$

Et dès lors :

$$P_i^{imp} - P_i = \sum_j ((\partial P_i / \partial V_j) \Delta V_j + (\partial P_i / \partial \theta_j) \Delta \theta_j) \quad (\text{I.20})$$

$$Q_i^{imp} - P_i = \sum_j ((\partial Q_i / \partial V_j) \Delta V_j + (\partial Q_i / \partial \theta_j) \Delta \theta_j) \quad (\text{I.21})$$

Les expressions des dérivées partielles s'obtiennent à partir des relations (I.18) et (I.19). Une expression plus efficace en temps de calcul prend pour inconnues $\Delta \theta_i$ et $\Delta V_i / V_i$. En notant les composantes du jacobien par :

$$J_1 = [\partial P_i / \partial \theta_j], \quad J_2 = [(\partial P_i / \partial V_j) V_j], \quad J_3 = [\partial Q_i / \partial \theta_j], \quad J_4 = [(\partial Q_i / \partial V_j) V_j] \quad (I.22)$$

On obtient le système matriciel suivant :

$$\begin{bmatrix} [\Delta P] \\ [\Delta Q] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta \theta] \\ [\frac{\Delta V}{V}] \end{bmatrix} \quad (I.23)$$

Où $[\Delta P]$ et $[\Delta Q]$ représente respectivement les écarts entre les puissances actives imposées et calculées à l'itération courante aux nœuds générateurs et consommateurs et les écarts entre les puissances réactives imposées et calculées aux nœuds consommateurs.

La dimension de la matrice jacobienne est de deux fois le nombre de nœuds consommateurs plus le nombre de nœuds générateurs, le nœud bilan étant exclu de ce calcul puisque sa tension est connue en module et en phase.

La structure de la matrice jacobienne est liée à celle de la matrice des admittances nodales du réseau considéré et donc très creuse. Des techniques exploitant ces creux sont bien évidemment utilisés (décomposition sous la forme LU) et c'est d'ailleurs le développement de ces techniques particulières d'inversion de matrices creuses de grandes dimensions qui a permis d'utiliser efficacement cette méthode.

Vu la dépendance entre déphasage et puissance active d'une part et entre puissance réactive et module de tension d'autre part, il apparaît qu'en général, les éléments des sous matrices J_2 et J_3 sont négligeables et par conséquent un découplage en deux systèmes indépendant est possible. Enfin, les éléments du jacobien ne sont généralement recalculés que lors des premières itérations et sont ensuite gardés constants, ce qui permet de ne plus recalculer la décomposition de cette matrice [5].

Dans certains cas (étude de sécurité notamment), on peut encore simplifier le problème en négligeant les parties réelles des admittances, en assimilant le sinus des déphasages à leur différence et considérant que le cosinus des déphasages vaut l'unité [5].

1 7 Moyens classiques de compensation réactive et de réglage de tension

En général, les moyens de compensation et de réglage à mettre en œuvre doivent faire face aux fluctuations périodiques liées à l'évolution journalière des transits de puissance mais aussi aux variations brusques liées aux incidents sur le réseau.

Les dispositifs de compensation de l'énergie réactive et de réglage de la tension sont:

- des condensateurs et inductances fixes ;
- des compensateurs synchrones ;
- des compensateurs statiques (SVC) ;
- des transformateurs à prises variables (en charge ou à vide) ;
- les groupes générateurs.

L'ajustement rapide et fin de l'énergie réactive en HT et le réglage de tension sont assurés par les groupes générateurs (boucles de réglage de tension) et les condensateurs des postes de transformation vers le réseau de répartition [2] [3].

En distribution, la compensation du réactif se fait au niveau des consommateurs par la tarification qui pénalise un mauvais $\cos\phi$, l'ajustement de la tension se réalisant par les prises en charge des transformateurs au niveau des postes [2].

I 7 1 Condensateurs et inductances fixes

Les bancs de condensateurs installés en dérivation peuvent atteindre quelques Mvar fractionnables par gradins de 2 à 4 Mvar, voire 10 Mvar. Ils sont utilisés pour améliorer le facteur de puissance au niveau de charges inductives. Parmi leurs inconvénients :

- la puissance réactive produite diminue lorsque la tension diminue ($Q = \omega CV^2$) alors qu'elle devrait augmenter ;
- surtensions et surintensités à l'enclenchement.

Les batteries de condensateurs sont fractionnées en gradins mis en ou hors tension par disjoncteurs ou actuellement par thyristors (ce qui supprime toute usure du matériel et accroît la vitesse de réponse), commandés par relais varométrique qui mesure l'erreur entre valeur de consigne et puissance fournie.

Des bancs de condensateurs peuvent être insérés en série avec les conducteurs d'une ligne afin de diminuer sa réactance. On diminue aussi la chute de tension entre la source et la charge comme indiquée sur la figure (1.5). On voit que ce type de compensation diminue l'angle de transport θ et agit donc aussi sur le transit de puissance active et augmente la limite de puissance transmissible et la stabilité du réseau [2] [3].

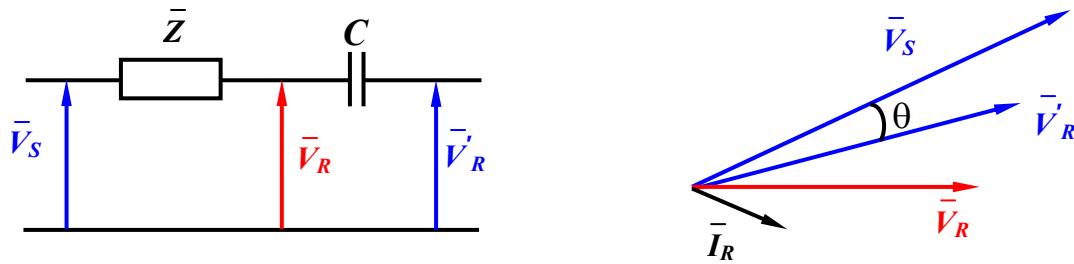


Figure (1.5) : Principe de la compensation série

Les inductances sont utilisées pour absorber la puissance réactive produite par des lignes longues à très haute tension à faible charge ou des réseaux de câbles. Elles sont généralement raccordées au tertiaire de transformateurs et leur puissance peut aller de 50 Mvar (via un transformateur à trois enroulements) à 400 Mvar en raccordement direct sur des lignes de très haute tension [2].

I 7 2 Groupes de production et compensateurs synchrones

Les groupes de production sont les sources de tension du réseau et peuvent produire ou consommer de l'énergie réactive : une machine synchrone surexcitée fournit de l'énergie réactive comme un condensateur. En sous-excitation, elle absorbe du réactif comme une inductance. Vu l'éloignement électrique entre centres de production et de consommation, les groupes ne compensent pas les charges mais peuvent faire face aux besoins en réactif du réseau.

La fourniture de puissance réactive en surexcitation est limitée par le courant rotorique maximum et en absorption par la stabilité de la machine synchrone. Cette limite peut varier avec des régulateurs de tension.

Un compensateur synchrone était une machine synchrone sans charge, spécifiquement conçue pour la production ou l'absorption de puissance réactive en ajustant l'excitation. Les limites sont les mêmes que pour les groupes de centrales. Des valeurs typiques vont de 20 à 60 Mvar en fourniture et de 10 à 30 Mvar en absorption. Ils sont branchés le plus souvent au tertiaire d'un transformateur. Le grand avantage par rapport aux condensateurs ou inductances passives est leur grande flexibilité sous toutes conditions de charge (réglage continu), par contre leur coût est élevé tant en investissement qu'en maintenance [2].

I 7 3 Compensateurs statiques

L'électronique de puissance a permis, outre des liaisons à courant continu, l'introduction de compensateurs purement statiques, constitués de capacités et d'inductances commandés par des thyristors montés en tête-bêche. On aura ainsi par la mise en parallèle d'une inductance réglable par thyristors (TCR : *Thyristor Controlled Reactor*) et de batteries de condensateurs commutables également par thyristors, un réglage continu de l'inductance par modification de l'angle d'allumage des thyristors. C'est le principe du compensateur statique (SVC : *Static Var Condenser*) [2].

I 7 4 Transformateurs avec prises réglables en charge

Un régleur en charge modifie le rapport de transformation à l'intérieur d'une plage déterminée en augmentant ou diminuant le nombre de spires de l'enroulement haute tension. Il faut prendre garde de ne pas interrompre le courant ni mettre des spires en court-circuit lors de la commutation. Cela est réalisé par l'insertion temporaire d'une inductance ou d'une résistance. La plage de réglage est typiquement de $\pm 15\%$ avec une vingtaine de prises (échelon entre 1 et 2 %). Par rapport au réglage nominal, un changement de prises correspond à une injection d'une tension additionnelle au point d'insertion du transformateur, ce qui implique une modification de la répartition de la puissance réactive dans la zone concernée [2].

I 8 Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre un aperçu sur le fonctionnement des réseaux d'énergie électrique en commençant par l'histoire des réseaux, leur architecture et l'acheminement de puissance à travers ces réseaux. On a vu brièvement les facteurs qui limitent la puissance transmissible dans les lignes de transport et la chute de tension provoquée par le transit de puissance réactive.

L'analyse de l'écoulement de puissance pour les études et l'exploitation des réseaux électriques a été également discutée. Enfin on a présenté les différents moyens classiques de compensation d'énergie réactive.

CHAPITRE : II

LES SYSTEMES DE TRANSMISSION A COURANT ALTERNATIF FLEXIBLE

II 1 Introduction

Tenant compte de l'évolution récente des réseaux de transport d'énergie électrique, et devant les Problèmes de transit de puissance, il sera de plus en plus difficile d'assurer dans l'avenir un contrôle fiable des transferts d'énergie dans les réseaux fortement interconnectés en utilisant des dispositifs de réglage classique à faible fréquence de manœuvre, et a risque de vieillissement accéléré tel que les transformateurs déphaseurs, les transformateurs à prises variables en charge, et les compensateurs de types série et shunt.

La compagnie américaine EPRI (*Electric power research institue*) a lancé en 1988 un projet d'étude d'une nouvelle génération de dispositif de contrôle rangés sous l'appellation FACTS (**Flexible Alternating Current Transmission Systems**) qui met en relief les nouvelles possibilités de l'électronique de puissance dans la commande, et le contrôle du transport d'énergie électrique en courant alternatif a fin de mieux maîtriser le transit de puissance dans les lignes électriques [6].

II 2 Les différents types des systèmes FACTS

Les systèmes de transmission à courant alternatif (FACTS) traduisent un concept qui regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. La technologie de ces systèmes (interrupteur statique) leur assure une vitesse beaucoup plus que celle des systèmes électromécaniques classiques, l'intérêt de ces systèmes et non seulement de pouvoir contrôler l'écoulement de puissance dans les réseaux électriques mais aussi d'augmenter la capacité effective de transport jusqu'à leur limite thermique maximale tout en maintenant voir en améliorant la stabilité des réseaux électriques [1], [7].

Les systèmes "FACTS" peuvent être classés en trois catégories.

- Les compensateurs parallèles.
- Les compensateurs séries.
- Les compensateurs hybrides (série – parallèle).

II 2 1 Compensateurs parallèles

Selon la demande des consommateurs, les lignes électriques doivent transporter des puissances actives et aussi des puissances réactives.

Afin d'éviter des pertes supplémentaires à cause de la transmission du courant réactif et pour augmenter la stabilité des réseaux interconnectés il est nécessaire de compenser la

puissance réactive au niveau des sous stations d'interconnexion. L'apparition d'équipements utilisant l'électronique de puissance revient vers la fin des années soixante 60 [1]. L'avantage de ces dispositifs permet d'éliminer les parties mécaniques de rendement mauvais et de réaction assez lente, et d'avoir un temps de réponse très court. Ces équipements étaient constitués essentiellement d'une inductance en série avec un gradateur, le retard à l'amorçage des thyristors permettait de régler l'énergie électrique réactive absorbée par l'inductance du dispositif [1].

En effet 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 [6].

Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont :

II 2 1 1 Compensateurs parallèles à base de thyristors

Il s'agit de :

✚ **TCR** (*Thyristor Controlled Reactor*) ou **TSR** (*Thyristor Switched Reactor*)

Un circuit TCR est composé d'une impédance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, comme le montre la figure (II.1), la valeur de l'impédance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors [8].

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 [9].

✚ **TSC** (*Thyristor Switched Capacitor*)

Le circuit TSC est composé d'une réactance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle, comme le montre la figure (II.2), pour un TSC les thyristors fonctionnent en pleine conduction [8], [10].

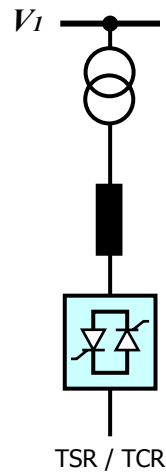


Figure (II,1) : Schéma du TCR

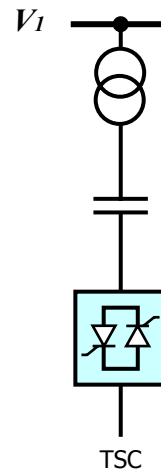


Figure (II,2) : Schéma du TSC

⚡ SVC (Static Var Compensator)

Le SVC est une association des dispositifs TCR, TSC, banc de capacités fixes et des filtres d'harmoniques. Ces dispositifs constituent le compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC (compensateur statique d'énergie réactive) [2]. Un SVC est une impédance continuellement ajustable capacitive (+V) à inductive (-V), qui peut rapidement répondre à des modifications du réseau pour contrebalancer les variations de charge ou les conséquences d'un défaut [11].

Le courant traversant la réactance est contrôlé par les valves à thyristors. Il peut donc varier entre zéro et sa valeur maximale grâce au réglage de l'angle d'amorçage des thyristors. Le système de contrôle qui génère les impulsions de gâchette des thyristors mesure soit la tension au point de connexion soit la puissance réactive dans la charge associée et calcule l'instant auquel il faut amorcer les valves [12].

Le compensateur statique d'énergie réactive (SVC) a été installé pour la première fois en 1979 en Afrique du sud [2]. La caractéristique statique est donnée sur la figure (II, 4), trois zones de fonctionnement sont distinctes [13] :

- Une zone où seules les capacités sont connectées au réseau.
- Une zone de réglage où l'énergie réactive et une combinaison de TCR et de TSC.
- Une zone où le TCR donne son énergie maximale, les condensateurs sont déconnectés.

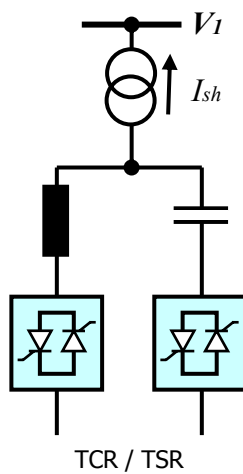


Figure (II.3) : Schéma du SVC

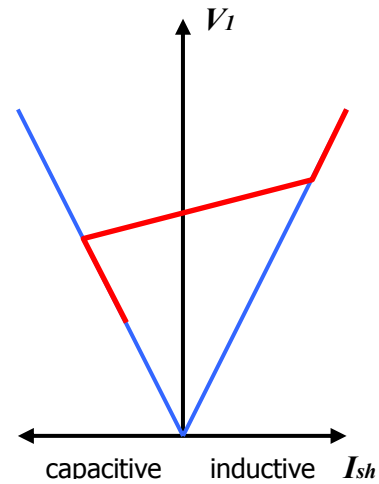


Figure (II.4) : Caractéristique d'un SVC

✚ **TCBR** (Thyristor Control Breaking Resistor)

Ce type de compensateur se monte en parallèle, il est utilisé pour améliorer la stabilité du réseau pendant la présence des perturbations [1]. La figure (II.5) représente un TCBR en parallèle avec un SVC équipé d'un banc de condensateurs et d'un filtre d'harmonique.

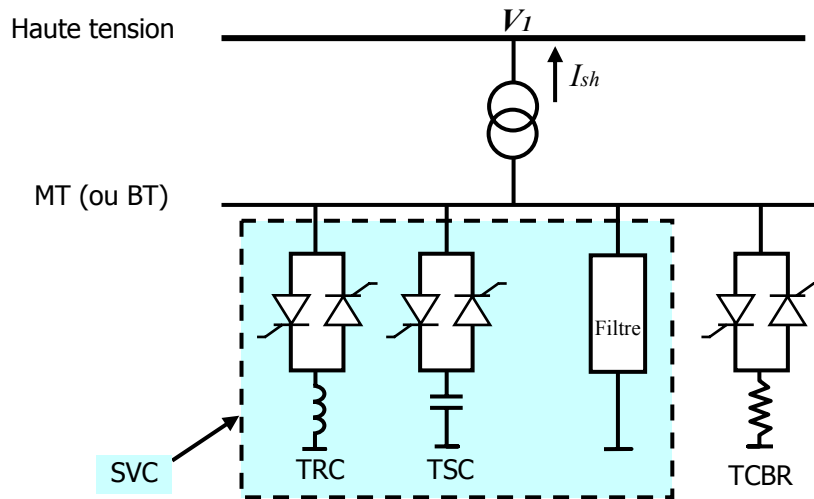


Figure (II.5) : Schéma du SVC et TCBR

II 2 1 2 Compensateur parallèle à base de GTO thyristors

Le STATCOM (STATIC synchronous COMPensator) fut le premier FACTS utilisant le VSC (onduleur à source de tension) à être introduit dans les réseaux électriques [12]. Un STATCOM est un convertisseur statique à source de tension connecté en parallèle à un réseau

alternatif en général par le biais d'un transformateur abaisseur. En réglant le déphasage du VSC égal à celui de la tension alternative au point de connexion, le flux de courant dans l'impédance de réseau est parfaitement réactif. Le STATCOM, a connu jusqu'à présent différentes appellations [1] :

- *ASVC* (*Advanced Static Var Compensator*)
- *STATCON* (*STATIC CONDenser*)
- *SVG* (*Static Var Generator*)
- *SVC light*
- *SVC plus*

Ce type de compensateur est connu de puis la fin des années 70, mais ce n'est que dans les années 90 que ce type de compensateur à connu un essor important grâce aux développements des interrupteurs, GTO de forte puissance [6]. Le STATCOM à une fonction comparable à celle des SVC avec des performances dynamiques plus importantes.

Le STATCOM présente plusieurs avantages [1], [11] à savoir :

- ✓ L'étendue de la plage d'opération est plus large qu'un SVC classique.
- ✓ Les performances dynamiques sont plus élevées qu'avec un SVC classique.
- ✓ Bonne réponse à faible tension : le STATOM est capable de fournir son courant nominal même lorsque la tension est presque nulle.
- ✓ Il ne présente pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau.
- ✓ Un contrôle optimal de la tension, les phases sont contrôlées séparément pendant les perturbations du système.
- ✓ Une flexibilité opérationnelle maximale est obtenue par la disponibilité de cabines relocalisables.
- ✓ Un design modulaire du convertisseur permet une adaptation pour une grande plage de puissance.

La figure (II.6) représente le schéma de base d'un STATCOM, où les cellules de commutation sont bidirectionnelles formées de GTO et de diodes en antiparallèle. Le rôle de STATCOM est d'échanger de l'énergie réactive avec le réseau. Pour se faire, l'onduleur est couplé au réseau par l'intermédiaire d'une inductance, qui est en général l'inductance de fuite du transformateur de couplage [14].

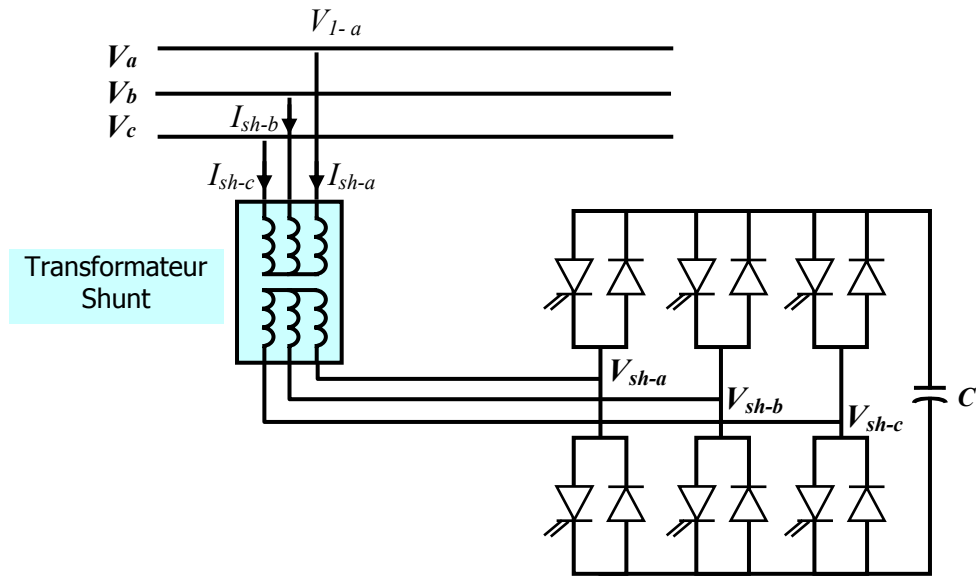


Figure (II.6) : Schéma de base d'un STATCOM

L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de l'onduleur V_{sh} , qui est en phase avec la tension du jeu de barres là où le STATCOM est connecté V_1 . Le fonctionnement peut être décrit comme suit :

L'écoulement des puissances active et réactive, entre ces deux sources de tension est donné par :

$$P = \frac{V_1 V_{sh}}{X_{sh}} \sin \delta \tag{II.1}$$

$$Q = \frac{V_1}{X_{sh}} (V_1 - V_{sh} \cos \delta) \tag{II.2}$$

A partir des équations (II.1) et (II.2), on peut constater que lorsque les deux tensions sont en phase ($\delta = 0$), il n'y a qu'un écoulement de puissance réactive, la valeur de la puissance échangée ne dépendant que de l'amplitude des deux tensions V_1 et V_{sh} .

On peut envisager trois cas possibles en considérant toujours ($\delta = 0$) :

- Si $V_1 = V_{sh}$: pas de génération ni d'absorption de puissance réactive.
- Si $V_1 > V_{sh}$: un courant inductif I_{sh} s'établit entre les deux sources de tension à travers la réactance X_{sh} , ce courant est en retard de 90 degrés par rapport à V_1 ,

figure (II.6-a), le STATCOM absorbe de la puissance réactive du nœud de connexion par conséquent la tension du nœud V_1 diminue.



Figure (II.6-a)

➤ Si $V_1 < V_{sh}$: le courant capacitif I_{sh} qui circule à travers la réactance est en avance de 90 degrés par rapport à la tension du nœud, figure (II.6-b), le STATCOM génère de la puissance réactive au nœud de connexion, c'est-à-dire la tension de ce dernier augmente.

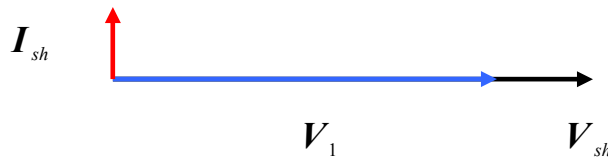


Figure (II.6-b)

La caractéristique statique de ce convertisseur est donnée par la figure (1.6).

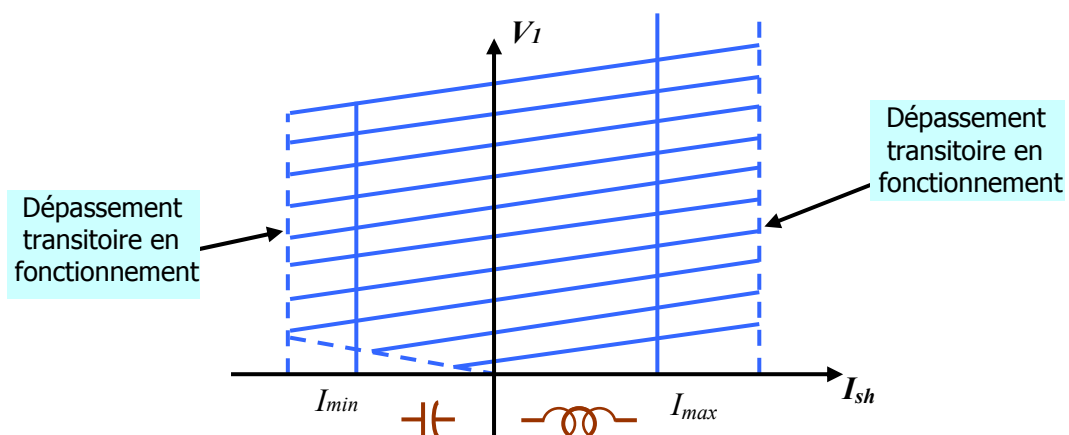


Figure (II.7) : Caractéristique statique d'un STATCOM

II 2 2 Compensateurs séries

La puissance active échangée entre deux systèmes peut être augmentée si l'on réduit l'impédance de la liaison dont le comportement est essentiellement inductif. C'est ce que réalise la compensation série par l'adjonction en série avec la ligne d'un banc de condensateurs d'impédance X_c . Artificiellement l'impédance de la ligne est donc réduite de X_l à $(X_l - X_c)$ et le transit de puissance est augmenté. De plus, comme le montre le diagramme de fresnel représenté par la figure (II.8-b), le profil de tension est amélioré tout au long de la ligne ($V_S - V_R$ plus petit) et l'angle de transport est réduit d'où une amélioration de la stabilité dynamique du système de transport [12].

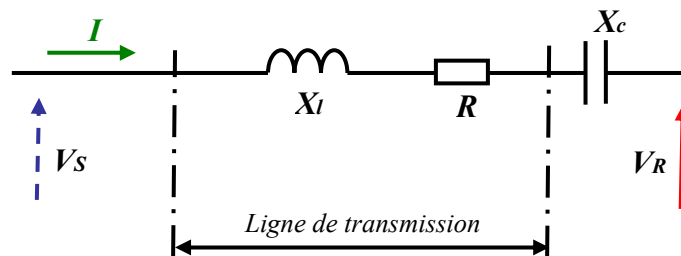


Figure (II.8-a) : Ligne de transmission avec système de compensation série

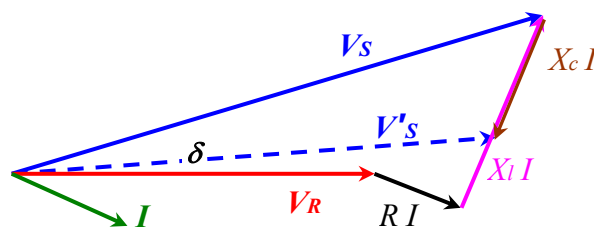


Figure (II.8-b) : Diagramme de fresnel

II 2 2 1 Compensateurs séries à base de thyristors

Les compensateurs série à base de thyristors les plus connus sont :

✚ **TCSC** (*thyristor controlled series capacitor*)

Un module de TCSC est composé d'un banc de condensateur en parallèle avec une inductance commandée par thyristors, l'impédance totale vue par la ligne est une combinaison parallèle de capacité et de l'inductance équivalente variable selon l'angle d'allumage des

thyristors figure (II.9). On peut aligner plusieurs modules commandés en série dans la ligne à compenser [15].

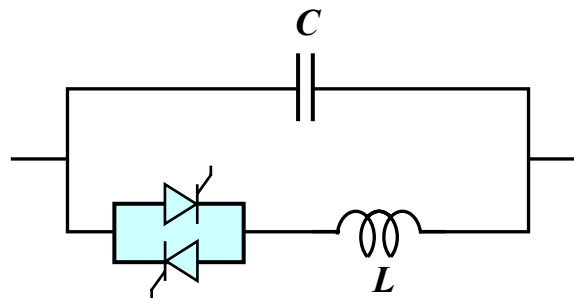


Figure (II.9) : Structure d'un TCSC

✚ TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor)

La différence entre ce système et le TCSC est que l'angle d'amorçage est soit de 90 degrés soit de 180 degrés [1].

✚ TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor)

Le TCSR est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristors afin de fournir une réactance inductive série variable [1]. Lorsque l'angle d'amorçage de réactance contrôlée est égal à 120 degrés, le thyristor cesse de conduire, et la réactance non contrôlée X_1 agit comme un limiteur de courant de défaut. Pendant que l'angle d'amorçage diminue en dessous de 180 degrés, la réactance équivalente jusqu'à l'angle de 90 degrés, où elle est la combinaison des deux réactances en parallèle [1].

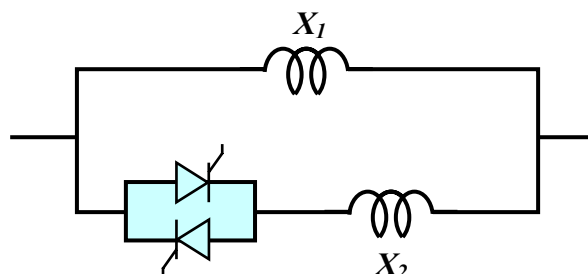


Figure (II.10): Structure d'un TCSR

✚ TSSR (Thyristor Switched Serie Reactor)

La différence entre ce système et le TCSR est que l'angle d'amorçage peut être soit de 90 degrés soit de 180 degrés [1].

II 2 2 2 Compensateurs séries à base de GTO thyristors

Le compensateur série à base de GTO thyristors le plus connu est le :

✚ SSSC (Static Synchronous Series Compensator)

C'est un convertisseur à source tension placé en série avec la ligne de transport d'énergie électrique à travers un transformateur, ce type de compensateur est le dispositif le plus important de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne [1]. La figure (II.11) montre le branchement d'un SSSC sur la ligne de transport.

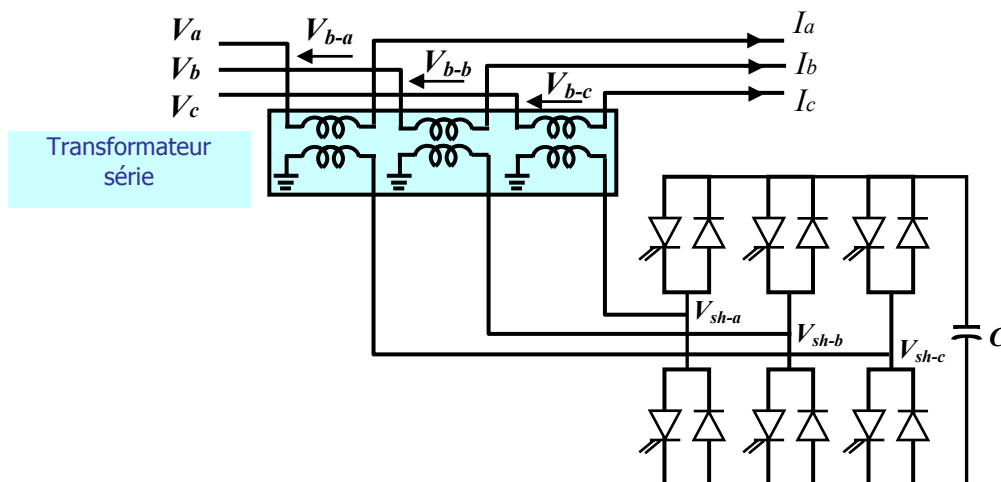


Figure (II.11) : Schéma de base du SSSC

Un SSSC est capable d'échanger de la puissance réactive et de la puissance active (en insérant un système de stockage d'énergie), avec le réseau. Si on ne désire que la compensation réactive, la source d'énergie peut être sous dimensionnée. La tension injectée à la fréquence du réseau peut être commandée en amplitude et en phase, quand il s'agit de la compensation purement réactive, seule l'amplitude de la tension est contrôlable, car le vecteur de tension injectée est perpendiculaire au courant de la ligne, dans ce cas la tension injectée en série peut faire avancer ou retarder le courant de la ligne de 90 degrés. Cela signifie que le SSSC peut être commandé en douceur par une valeur de courant

quelconque en avance ou en retard de phase à l'intérieure de la plage de fonctionnement [7]. La caractéristique statique d'un SSSC (compensateur synchrone statique série) est donné par la figure (II.12) :

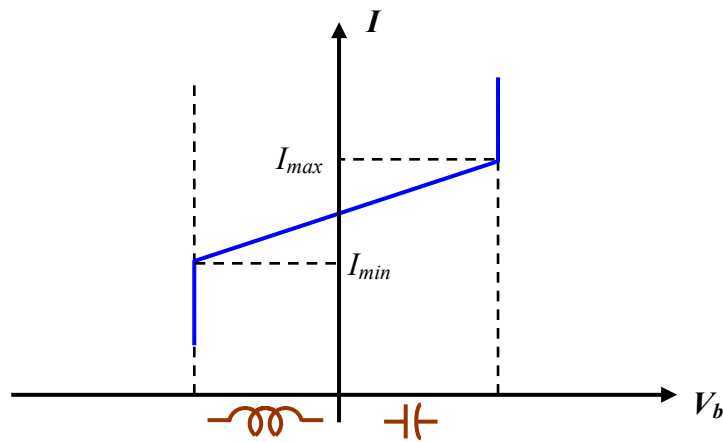


Figure (II.12) : Caractéristique statique du SSSC

Si l'on utilise un système de stockage d'énergie, le SSSC peut à ce moment là échanger de la puissance active avec la ligne électrique. Ceci peut contribuer à améliorer la stabilité du réseau. Dans ce cas la tension injectée n'est pas obligatoirement en quadrature avec le courant de la ligne [1].

Le SSSC est appliqué pour la commande dynamique du flux de puissance et de la tension ainsi que pour la stabilité de l'angle de transport. Le fait que le SSSC puisse produire autant de tensions capacitives qu'inductives sur une ligne ceci élargit le domaine d'application de ce dispositif. Lors de la commande du flux de puissance, un SSSC peut être utilisé pour augmenter ou réduire ce flux [9].

II 2 3 Compensateurs hybrides (série – parallèle)

II 2 3 1 Compensateurs hybrides à base de thyristors

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 [1].

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 [14].

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 [1].

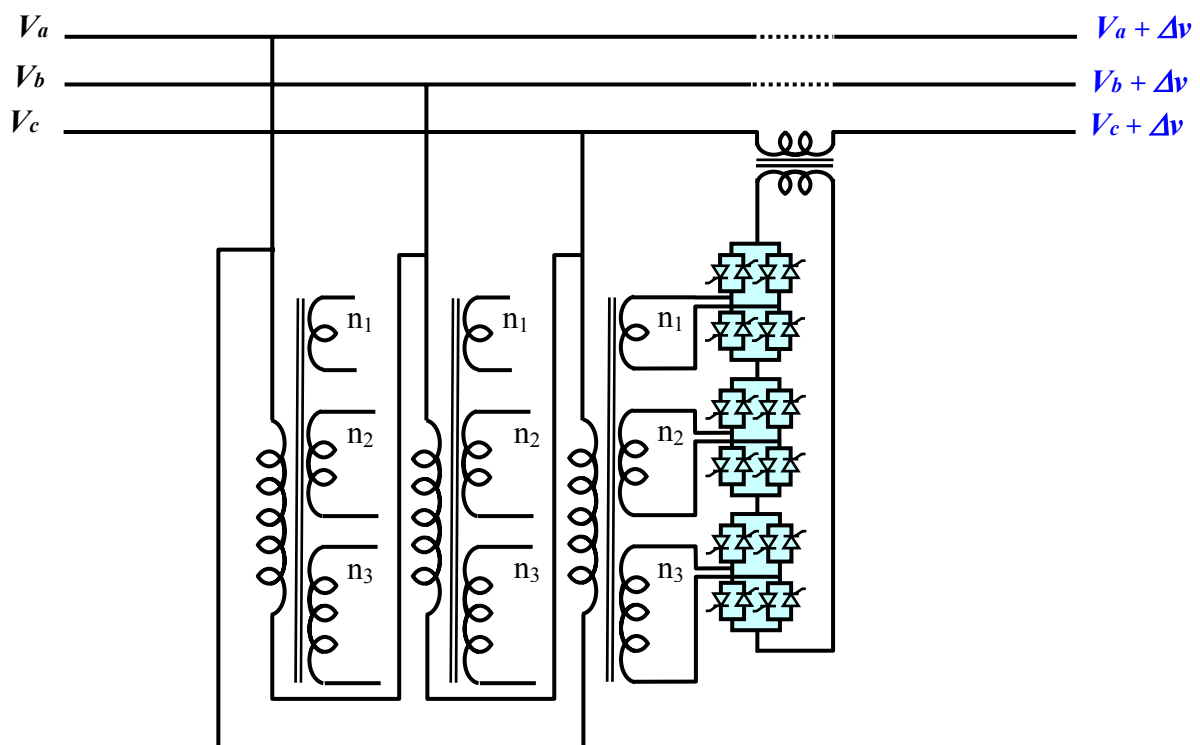


Figure (II.13) : Schéma de base d'un TCPAR

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 [1]. La caractéristique statique d'un tel compensateur est représentée par la figure (II.14).

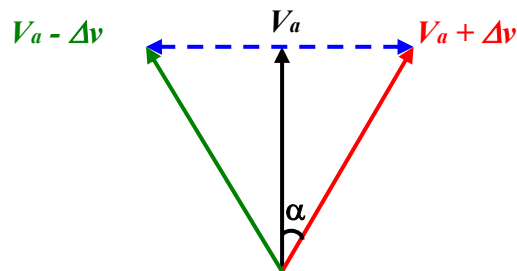


Figure (II.14) : Diagramme vectoriel du TCPAR

II 2 3 2 Compensateurs hybrides à base de GTO thyristors

IPFC (Interline Power Flow Controller)

La fonction principale pour laquelle à été conçu le compensateur hybride connu sous le nom IPFC est la compensation d'un certain nombre de lignes de transmission d'une sous-station, il utilise des convertisseurs DC-AC placés en série avec la ligne à compenser. En d'autres termes, l'IPFC comporte un certain nombre de SSSC [8]. Il est utilisé également afin de conduire des changements de puissances entre les lignes du réseau. La première proposition de L'IPFC est faite en 1998 par Gyugyi, Sen et Schuder [1], [10]. La figure (II.15) représente le schéma de base d'un IPFC.

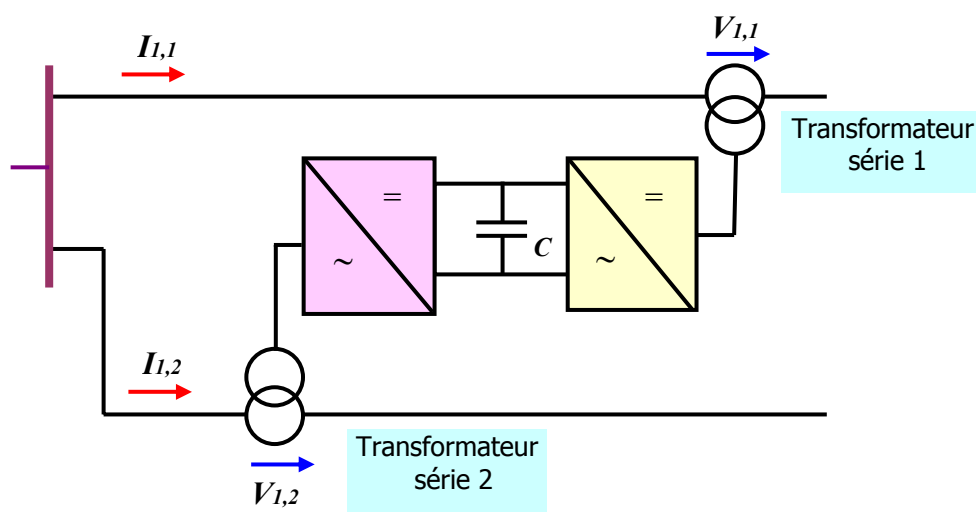


Figure (II.15): Schéma de base d'un IPFC

✚ UPFC (Unified Power Flow Controller)

Ce dispositif est l'union de deux compensateurs l'un est un compensateur série et l'autre est un compensateur parallèle, le concept de ce dispositif a été présenté en 1990 par L. Gyugyi [6]. Il possède à la fois la fonctionnalité de trois compensateurs (série, parallèle et déphaseur). Il est capable de contrôler simultanément et indépendamment la puissance active et la puissance réactive. Il peut contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance à savoir la tension de la ligne, l'impédance de la ligne et le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne. Son schéma de base est donné par la figure (II.16).

L'UPFC est constitué de deux onduleurs de tension triphasés, l'un est connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur et l'autre est connecté en série à travers un deuxième transformateur. Les deux onduleurs sont interconnectés par un bus continu représenté par le condensateur [16].

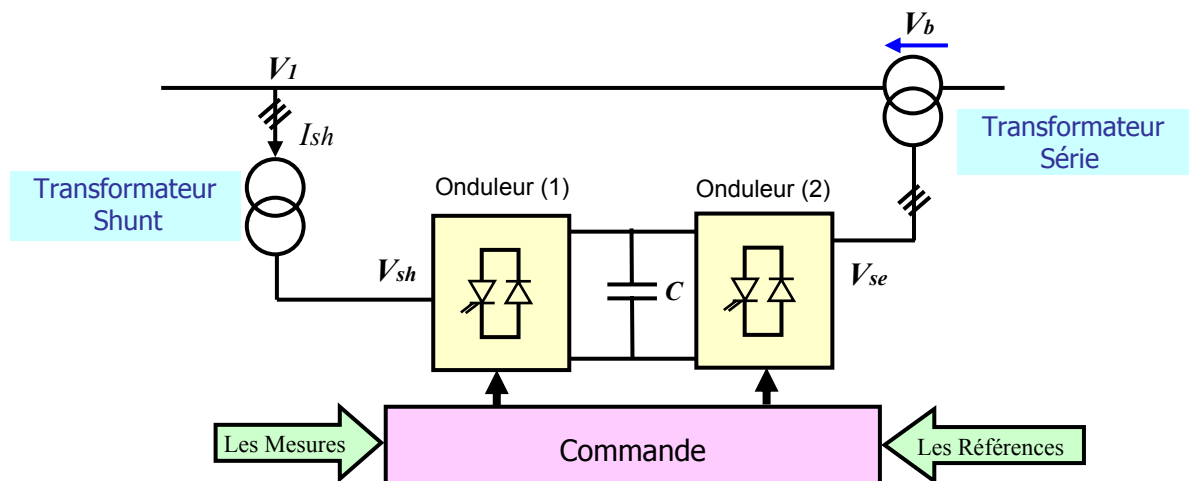


Figure (II.16) : schéma de base d'un UPFC

L'UPFC permet à la fois le contrôle de la puissance active et celui de la tension de la ligne, il est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir le réglage de la tension, la répartition de flux d'énergie, l'amélioration de la stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance.

Dans la figure (II.16) l'onduleur (1) est utilisé à travers la liaison continue pour fournir la puissance active nécessaire à l'onduleur (2). Il réalise aussi la fonction de compensation réactive puisqu'il peut fournir ou absorber de la puissance réactive, indépendamment de la puissance active, au réseau. L'onduleur (2) injecte la tension V_b et fournit les puissances actives et réactives nécessaires à la compensation série.

L'UPFC offre une flexibilité énorme qui permet le contrôle de la tension, de l'angle de transport et de l'impédance de la ligne par un seul dispositif comprenant seulement deux onduleurs de tension triphasés. De plus, il peut basculer de l'un 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 [1].

II 3 Conclusion

L'expansion continue des réseaux de transport d'énergie électrique montre les limites des capacités de transit des systèmes existants. Les gestionnaires de réseau sont entrain d'exploiter le système de transport aux près de ses limites thermiques et dynamiques, alors que les consommateurs sont de plus en plus exigeants quant à la qualité de l'énergie et à la continuité de service. 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 à quelques millisecondes.

Les systèmes FACTS ont la capacité d'augmenter la puissance transmissible dans la ligne en utilisant des commandes appropriées. Ses systèmes peuvent également améliorer la stabilité transitoire du réseau de transport.

Dans ce présent chapitre nous avons présenté les systèmes FACTS en général. Nous avons choisi d'étudier l'UPFC pour le contrôle de l'écoulement de puissance active dans un réseau électrique de transport. L'UPFC est le dispositif le plus complet que les autres, il offre des capacités de contrôle incomparables qui ne peuvent pas être obtenues par l'utilisation séparée de n'importe quel autre dispositif des FACTS.

CHAPITRE : III

**UPFC : MODELISATION,
CONTROLE ET COMMANDE**

III 1 Introduction

Après avoir étudié dans le deuxième chapitre les différents types des systèmes FACTS existants, qui se composent de trois systèmes : parallèle, série et hybride. L'UPFC (*Unified Power Flow Controller*), appelé aussi variateur de charge universel, est l'un des plus performants des composants FACTS. Il peut contrôler, simultanément et indépendamment la puissance active et la puissance réactive de la ligne. Il est capable de contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance ; la tension, l'impédance et l'angle de transport de la ligne [17]. Afin de pouvoir étudier le comportement du système et la synthèse des lois de commande il est nécessaire d'établir un modèle adéquat du dispositif.

Dans ce présent chapitre on va expliquer le principe de fonctionnement du système (réseau électrique associé à un UPFC), la structure de base, la conception, le modèle mathématique, l'identification des références et les schémas qui relient les blocs de commande de l'UPFC.

III 2 Structure de base et principe de fonctionnement de l'UPFC

III 2 1 Structure de base d'un UPFC connecté au réseau électrique triphasé

Le dispositif UPFC est constitué de deux onduleurs de tension triphasée GTO qui sont interconnectés par un bus continu et par un condensateur de filtrage, l'un est monté en parallèle avec la ligne de transmission par l'intermédiaire d'un transformateur triphasé, et l'autre monté en série avec le réseau via trois transformateurs monophasés dont les primaires sont reliés, entre eux, en étoile comme illustré sur la figure (III.1-a) [2]. Le deuxième convertisseur accomplit la fonction principale de l'UPFC en injectant en série une tension alternative de même fréquence que celle du réseau avec une amplitude et un angle de phase réglable dans la ligne de transport à travers le transformateur série T2. La fonction fondamentale du convertisseur (1) est de fournir ou absorber de la puissance effective demandée par le convertisseur (2) à la liaison continue (DC) commune. Il peut aussi produire ou absorber de la puissance réactive selon la demande et assurer une compensation shunt indépendante de la ligne de transport [7].

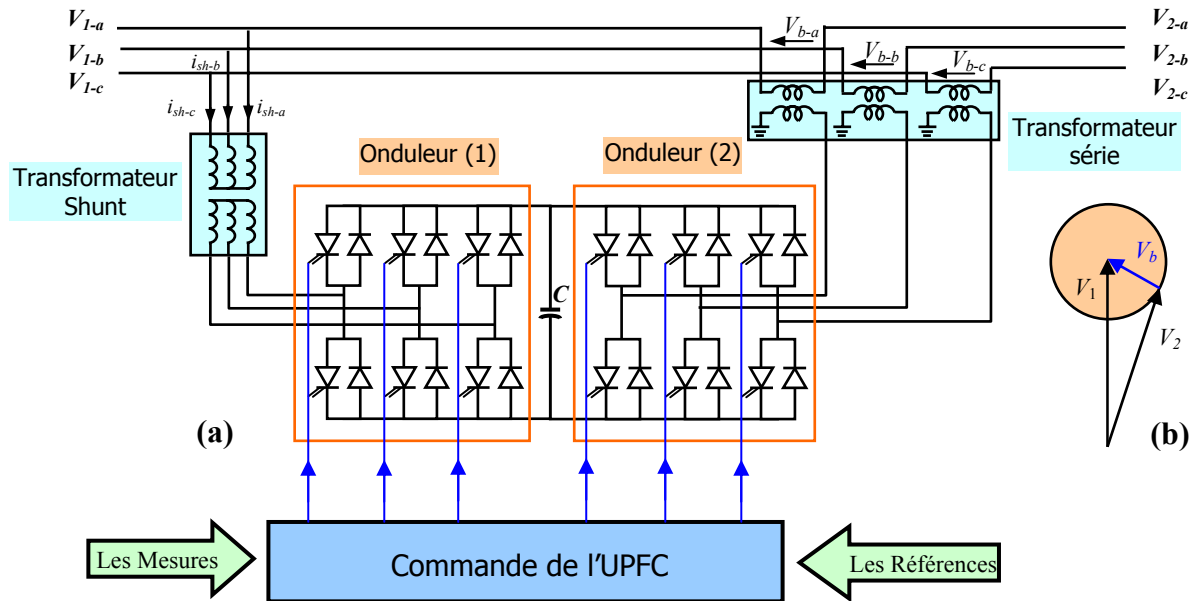


Figure (III. 1) : Structure de base d'un UPFC connecté au réseau électrique.

III 2 2 Principe de fonctionnement d'un UPFC

Comme le montre le diagramme vectoriel représenté sur la figure (III.1-b), en variant la tension additionnelle délivrée par le convertisseur série V_b en module, et en phase, il est possible de varier dans une certaine mesure la tension V_2 en module, et en phase. Ainsi on peut modifier statiquement les puissances active et réactive transmises par la ligne [7]. Le réglage de la tension additionnelle en amplitude et en phase permet d'obtenir trois modes de fonctionnement de la partie série [18]. Il fonctionnera comme un régulateur de tension pur si la tension V_b insérée est en phase avec la tension V_2 , figure (III.2.a). Il fonctionnera comme un régulateur d'impédance (compensateur série) si la tension additionnelle V_b est perpendiculaire au courant de la ligne i_r , figure (III.2.b). Il fonctionnera comme un régulateur de l'angle de phase si l'amplitude et la phase de la tension injectée V_b sont calculées de la manière à obtenir le même module de la tension avant et après l'UPFC, figure (III.2.c).

Le but principal de ces trois modes de fonctionnement est le contrôle des puissances active et réactive qui transitent dans la ligne, de plus, l'UPFC est capable de combiner les différentes compensations et de basculer d'un mode de fonctionnement à un autre, figure (III.2.d) [6].

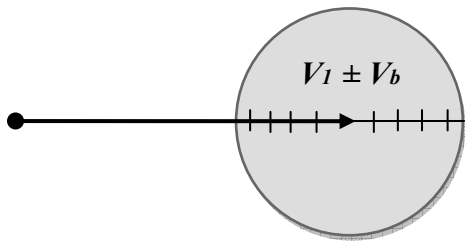


Figure (III.2.a)

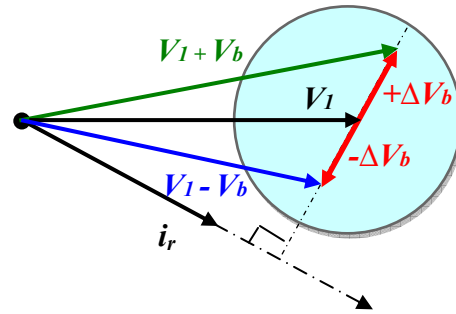


Figure (III.2.b)

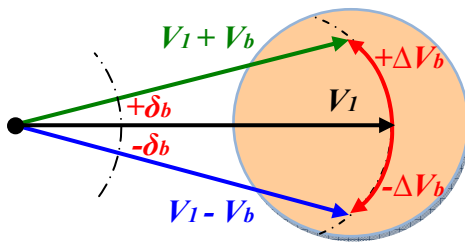


Figure (III.2.c)

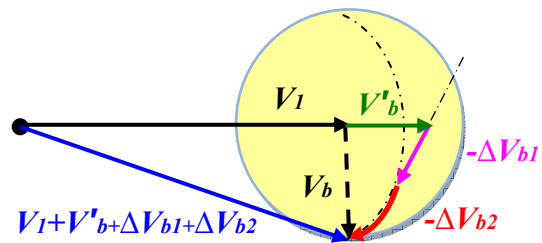


Figure (III.2.d)

La partie shunt est utilisée afin de compenser la puissance réactive pour maintenir le plan de tension au point de raccordement constant, et éventuellement fournir de la puissance active injectée dans le réseau par la partie série [1].

III 3 Modélisation de l'UPFC

III 3 1 Caractéristique de l'UPFC

Le modèle mathématique de l'UPFC est établi afin d'étudier les relations qui régissent le fonctionnement entre le réseau électrique et l'UPFC en régime stationnaire. Le schéma unifilaire de base de la figure (III.3) représente un UPFC installé sur une ligne électrique de transport.

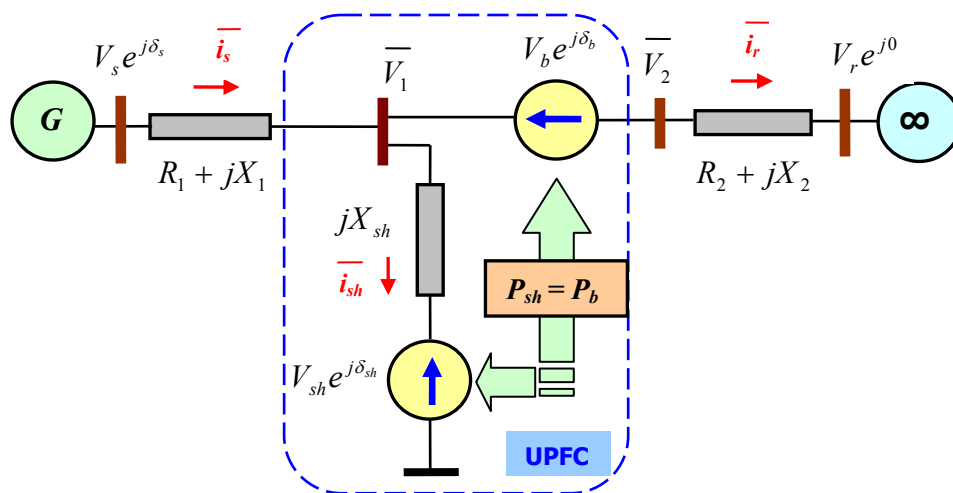


Figure (III.3) : Modèle mathématique de l'UPFC et la ligne de transport

Les éléments du modèle mathématique de l'UPFC et la ligne de transport sont définis comme suit :

$\bar{Z}_1 = R_1 + jX_1$; L'impédance d'une phase du 1^{ier} tronçon de la ligne.

$\bar{Z}_2 = R_2 + jX_2$; L'impédance d'une phase du 2^{eme} tronçon de la ligne y compris la réactance totale du transformateur de couplage série.

$\bar{X}_{sh} = jX_{sh}$; La réactance totale d'une phase du transformateur de couplage shunt.

$\bar{V}_s = V_s e^{j\delta_s}$; La tension d'une phase du jeu de barres de départ (sending-bus).

$\bar{V}_r = V_r e^{j0}$; La tension d'une phase du jeu de barres d'arrivée (receiving-bus).

$\bar{V}_{sh} = V_{sh} e^{j\delta_{sh}}$; La tension alternative d'une phase à la sortie du convertisseur shunt.

$\bar{V}_b = V_b e^{j\delta_b}$; La tension alternative d'une phase du secondaire du transformateur de couplage série.

Les équations des courants, \bar{i}_s , \bar{i}_r et \bar{i}_{sh} sont les suivants :

$$\bar{i}_s = \frac{(\bar{Z}_2 + \bar{Z}_1)\bar{V}_s - \bar{Z}_2\bar{Z}_{sh} - \bar{X}_{sh}\bar{V}_r - \bar{X}_{sh}\bar{V}_b}{\bar{Z}_1\bar{Z}_2 + \bar{Z}_1\bar{X}_{sh} + \bar{Z}_2\bar{X}_{sh}}$$

$$\bar{i}_{sh} = \frac{-(\bar{Z}_2 + \bar{Z}_1)\bar{V}_{sh} + \bar{Z}_2\bar{V}_s + \bar{Z}_1\bar{V}_r + \bar{Z}_1\bar{V}_b}{\bar{Z}_1\bar{Z}_2 + \bar{Z}_1\bar{X}_{sh} + \bar{Z}_2\bar{X}_{sh}} \quad (III.1)$$

$$\overline{i_r} = \frac{\overline{X_{sh}}\overline{V_s} - (\overline{X_{sh}} + \overline{Z_1})\overline{V_r} - (\overline{X_{sh}} + \overline{Z_1})\overline{V_b} + \overline{Z_1}\overline{V_{sh}}}{\overline{Z_1}\overline{Z_2} + \overline{Z_1}\overline{X_{sh}} + \overline{Z_2}\overline{X_{sh}}}$$

En injectant les valeurs des paramètres dans les équations des courants (III.1), on les obtient en fonction des angles δ et δ_b .

Les puissances active et réactive délivrées par le générateur au réseau sont :

$$\begin{aligned} P_s &= \text{real}(\overline{V_s}\overline{i_s}^*) \\ Q_s &= \text{imag}(\overline{V_s}\overline{i_s}^*) \end{aligned} \quad (\text{III.2})$$

III 3 1 1 L'influence du déphasage de la tension série injectée δ_b sur les puissances active et réactive du générateur P_s et Q_s

Nous considérons que l'UPFC est installé à deux cent kilomètre du générateur. Les paramètres du réseau en grandeur réduite (p.u) sont [1] :

$$\begin{aligned} R_1 &= 0,026 ; R_2 = 0,03 ; X_1 = 0,33 ; X_2 = 0,304 ; X_{sh} = 0,62 ; \\ V_{sh} &= V_r = V_s = 1 ; V_b = 0,16 ; \delta_{sh} = 0. \end{aligned}$$

o Cas sans compensation

Calculons la puissance P_s générée par le générateur en régime permanent pour un angle de charge constant ($\delta = 0.52$ rad) on négligeant les résistances de la ligne R_1 et R_2 .

$$P_s = \frac{1}{X_1 + X_2} \text{Sin} \delta = 0.8 \text{ (p.u)}$$

o Cas avec compensation

La courbe présentée sur la figure (III.4) montre l'influence de l'UPFC sur les puissances active et réactive délivrées par le générateur au réseau pour un angle de charge ($\delta = 0.52$ rad).

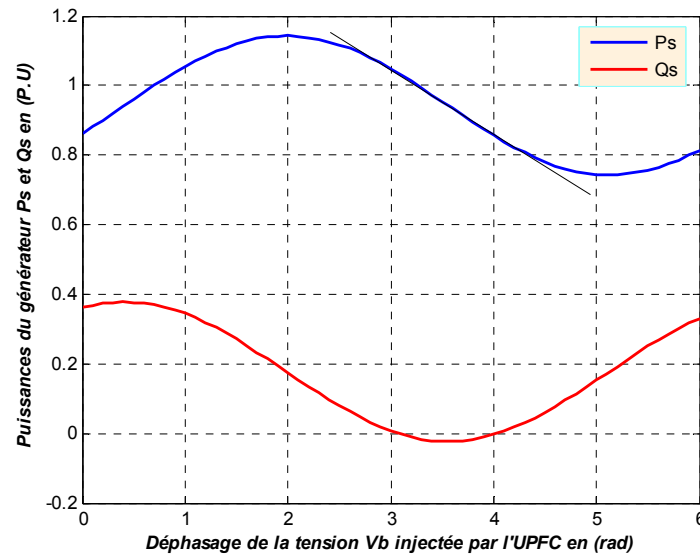


Figure (III.4) : La variation de P_s et Q_s en fonction de δ_b pour ($\delta = 0.52$)

A travers cette courbe on remarque clairement que la puissance active varie presque linéairement dans l'intervalle : $2.5 \text{ rad} \leq \delta_b \leq 4.3 \text{ rad}$, donc nous pouvons faire varier linéairement la puissance active P_s entre sa valeur maximale et la minimale [6].

III 3 1 2 La variation de la puissance réactive Q_s en fonction de la puissance active P_s pour différentes valeurs de l'amplitude de la tension du convertisseur shunt V_{sh}

La figure (III.5) montre la variation de la puissance réactive Q_s en fonction de la puissance active P_s pour différentes valeurs de l'amplitude de la tension V_{sh} et pour une valeur fixe du déphasage de la tension injectée par la partie série de l'UPFC ($\delta_b = 0.9\pi$).

D'après les courbes de la figure ci-dessous on constate que si nous augmentons l'amplitude de la tension à la sortie de l'onduleur shunt, la puissance réactive que celui-ci injecte dans le réseau augmente, par exemple, pour transporter une puissance active P_s égale 1.2 (p.u), la puissance réactive Q_s doit être égale à 0.16 (p.u) si V_{sh} égale 0.9 (p.u). Pour transporter la même puissance active P_s égale 1.2 (p.u) la puissance réactive Q_s égale zéro si V_{sh} égale 1.1 (p.u).

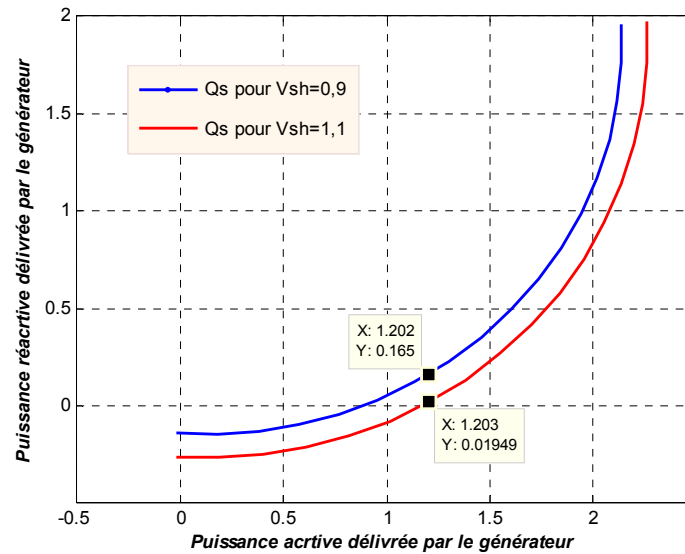


Figure (III.5) : P_s en fonction de Q_s pour différentes valeurs de V_{sh} , pour $(\delta_b = 0.9\pi)$.

Nous pouvons constater que dans ce cas la capacité de transit de puissance active est améliorée. Celle-ci était occupée par la puissance réactive [6].

III 3 1 3 L'influence de l'amplitude de la tension V_{sh} sur les puissances active et réactive du générateur P_s et Q_s

Selon la figure (III.6) on constate que l'influence de l'amplitude de la tension à la sortie de l'onduleur shunt V_{sh} est plus importante sur la puissance réactive Q_s que sur la puissance active P_s . Cela veut dire, qu'avec l'augmentation de V_{sh} , la puissance réactive injectée dans le réseau par la partie shunt Q_{sh} augmente, par conséquent la puissance délivrée par le générateur au réseau Q_s diminue.

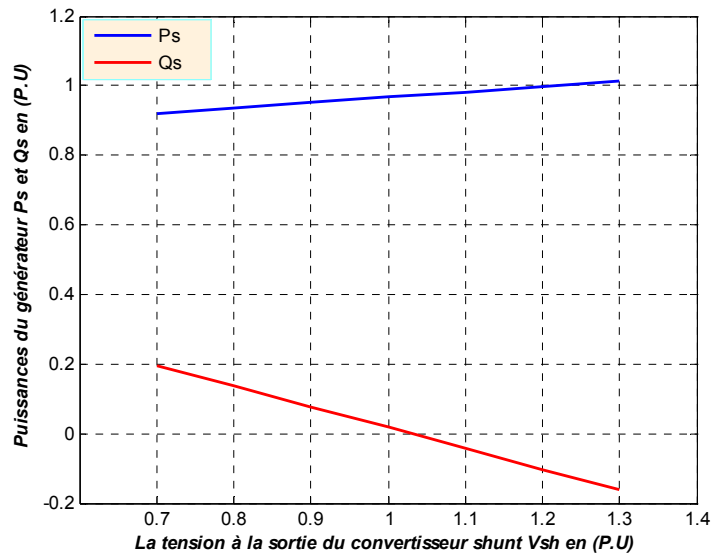


Figure (III.6) : Puissances P_s et Q_s en fonction de V_{sh}

III 3 1 4 L'influence de l'amplitude de la tension V_{sh} sur les puissances injectées par les deux convertisseurs de l'UPFC Q_{sh} , P_{sh} , Q_b et P_b

La figure (III.7) montre la variation des puissances réactives Q_{sh} , Q_b et les puissances actives P_{sh} , P_b en fonction de la variation de l'amplitude de la tension V_{sh} .

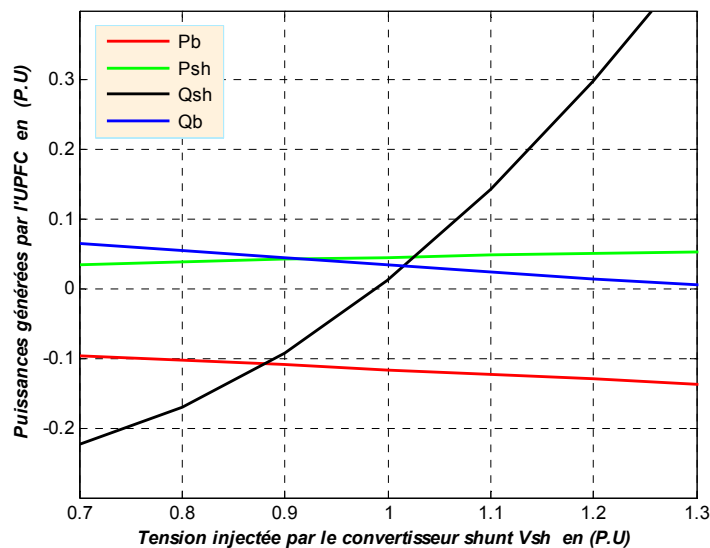


Figure (III.7) : Puissances Q_{sh} , P_{sh} , Q_b et P_b en fonction de V_{sh}

Nous voyons sur cette figure que la puissance réactive Q_{sh} peut varier de -0.3 à 0.4 (p.u) en variant l'amplitude de la tension V_{sh} . Par ailleurs, la tension V_{sh} peut être contrôlée indépendamment la puissance réactive (le profil de tension) [1].

III 3 1 5 La variation de la puissance réactive Q_s en fonction de la puissance active P_s pour différentes valeurs des déphasages δ_{sh} , δ_b , pour V_b , V_{sh} constante

Nous supposons dans la première étape que l'angle de charge δ égale zéro et δ_b variant de 0 à 2π et δ_{sh} variant de -0.2 à 0.2 rad, pour des valeurs fixes de V_b et V_{sh} qui ont les valeurs respectivement 0.16 et 1(p.u).

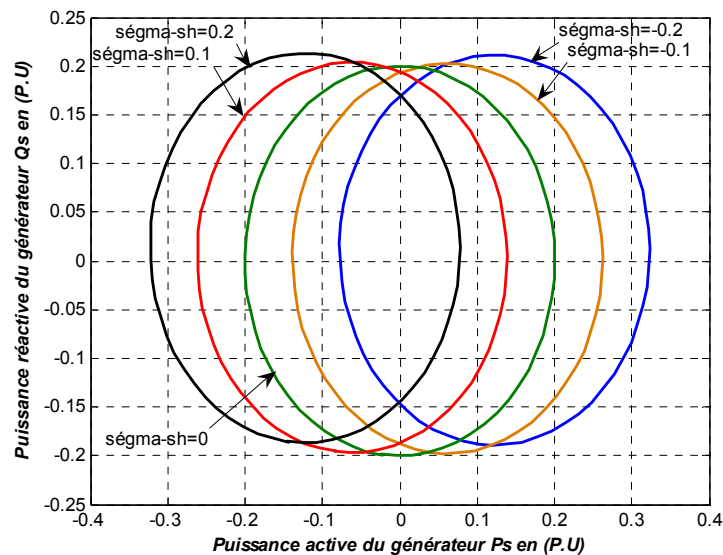


Figure (III.8) : Q_s en fonction de P_s pour ($\delta = 0$ rad)

Si on augmente la valeur de l'angle de charge δ par rapport au cas précédent, on a une augmentation de la puissance active. La courbe de la figure (III.9) est obtenue pour un angle de charge ($\delta = 0.52$ rad).

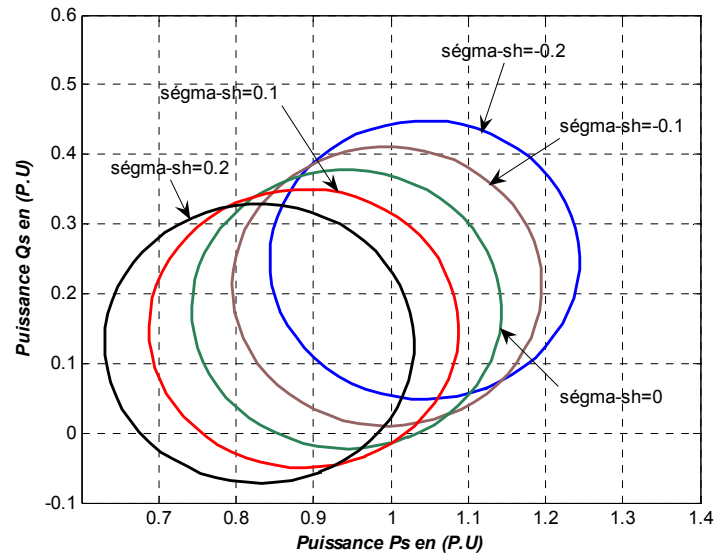


Figure (III.9) : Q_s en fonction P_s pour ($\delta = 0.52 \text{ rad}$)

D'une manière générale, les variations de la puissance réactive Q_s en fonction de P_s pour des angles δ et δ_b dans les intervalles $0 < \delta < 0.71$ et $0 < \delta_b < 2\pi$ et pour $\delta_{sh} = 0.26$ sont représentés sur la figure (III.10).

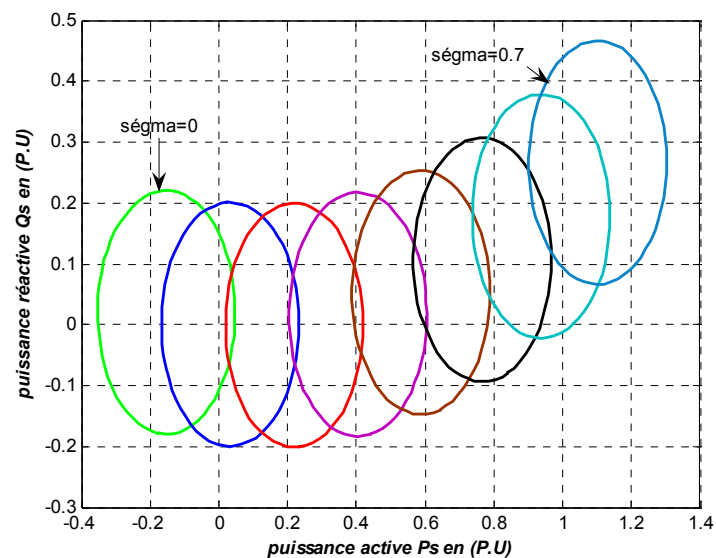


Figure (III.10) : Q_s en fonction de P_s

On a pris l'angle $\delta = 0.7$ comme angle de charge critique. La figure (III.10) montre que pour une valeur constante de la puissance réactive Q_s nous obtenons plusieurs valeurs de la

puissance active qu'il lui correspond. Ceci peut permettre d'améliorer la stabilité du réseau de transport d'énergie électrique [1].

III 3 2 Modélisation de la partie shunt de l'UPFC

La figure (III.11) représente la structure triphasé de la partie shunt de l'UPFC nommée (STATCOM). L'onduleur est modélisé par des interrupteurs idéaux en série avec la résistance R qui représente les pertes par conduction. Les tensions simples (V_a, V_b, V_c) représentent les tensions des points auxquels le STATCOM est raccordé avec la ligne de transport. Le bus de tension continu (DC) est représenté par les capacités C_1 et C_2 en parallèle avec les résistances R_1 et R_2 qui sont ses pertes [1].

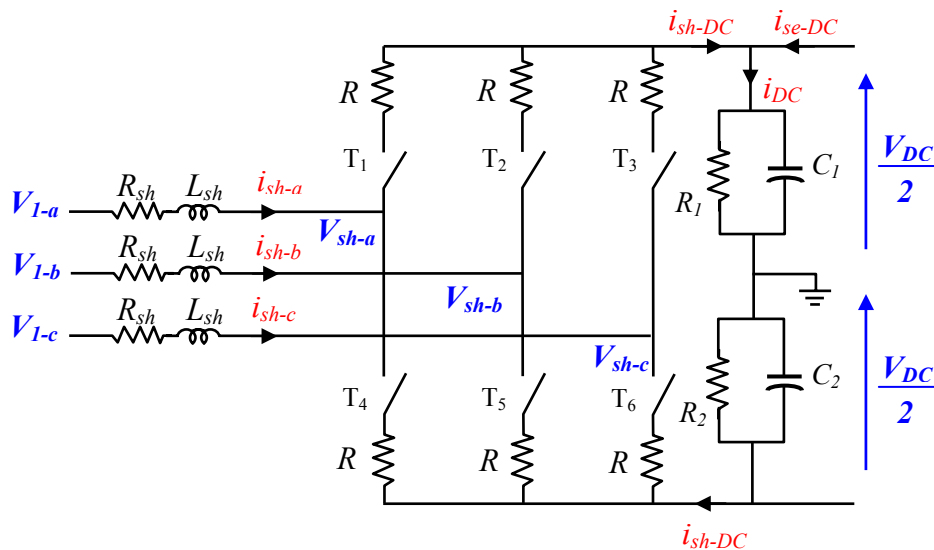


Figure (III.11) : Schéma simplifié d'un STATCOM (partie parallèle d'un UPFC) connectée au réseau électrique

L'équation (III.3) illustre la relation entre les courants et les tensions d'une phase, côté alternatif.

$$L_{sh} \frac{di_{sh-a}}{dt} + R_{sh} i_{sh-a} = V_{1-a} - V_{sh-a} \quad (III.3)$$

Considérons u_1, u_2 et u_3 les fonctions de commutation des trois bras de l'onduleur, définies comme suit :

Pour $k \in \{1,2,3\}$ $u_k = 1$ si T_k est fermé et T_{k+3} est ouvert
 $u_k = -1$ si T_k est ouvert et T_{k+3} est fermé

De ce fait, la tension V_{sh-a} s'écrit sous la forme suivante :

$$V_{sh-a} = Ri_{sh-a} + u_k \frac{V_{DC}}{2} \quad (III.4)$$

En remplaçant l'équation (III.4) dans (III.3), nous obtenons:

$$L_{sh} \frac{di_{sh-a}}{dt} + R_{sh} i_{sh-a} = V_{1-a} - Ri_{sh-a} - u_k \frac{V_{DC}}{2} \quad (III.5)$$

L'équation (III.5) peut être représentée sous forme matricielle :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sh-a} \\ i_{sh-b} \\ i_{sh-c} \end{bmatrix} = \frac{-(R_{sh} + R)}{L_{sh}} \begin{bmatrix} i_{sh-a} \\ i_{sh-b} \\ i_{sh-c} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{sh}} \begin{bmatrix} V_{1-a} \\ V_{1-b} \\ V_{1-c} \end{bmatrix} - \frac{1}{L_{sh}} \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (III.6)$$

Nous avons aussi du côté continu :

$$i_{DC} = \frac{1}{2} C_1 \frac{dV_{DC}}{dt} + \frac{V_{DC}}{2r_1} \quad (III.7)$$

Ou : $C_1 = C_2 = 2C$ et $r_1 = r_2 = 0.5r_c$

Donc nous pouvons écrire :

$$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{i_{DC}}{C} - \frac{V_{DC}}{r_c C} \quad (III.8)$$

Pour calculer le courant généré par l'onduleur shunt côté continu (i_{sh-DC}), considérons (a_i) la fonction de commande des interrupteurs T_i , $i \in \{1,2,3,4,5,6\}$. Cette fonction prend la valeur 1 lorsque l'interrupteur est fermé et 0 quant il est ouvert.

De ce fait le courant (i_{sh-DC}), en alternance positive, s'exprime de la manière suivante :

$$i_{sh-DC} = a_1 i_{sh-a} + a_2 i_{sh-b} + a_3 i_{sh-c} \quad (III.9)$$

Pour l'alternance négative, le courant (i_{sh-DC}) est donné par l'expression (III.10).

$$i_{sh-DC} = -(a_4 i_{sh-a} + a_5 i_{sh-b} + a_6 i_{sh-c}) \quad (III.10)$$

Ainsi la somme des deux expressions (III.9) et (III.10) donne :

$$2i_{sh-DC} = (a_1 - a_4)i_{sh-a} + (a_2 - a_5)i_{sh-b} + (a_3 - a_6)i_{sh-c} \quad (III.11)$$

Or les fonctions a_i et a_{i+3} sont complémentaires, d'où $u_i = a_i - a_{i+3}$, ainsi la relation finale reliant le courant continu aux courants alternatifs est la suivante :

$$i_{sh-DC} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} u_1 & u_2 & u_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sh-a} \\ i_{sh-b} \\ i_{sh-c} \end{bmatrix} \quad (III.12)$$

La puissance active côté alternatif s'écrit de la manière suivante :

$$P_{sh-AC} = \begin{bmatrix} i_{sh-a} & i_{sh-b} & i_{sh-c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{sh-a} \\ V_{sh-b} \\ V_{sh-c} \end{bmatrix} \quad (III.13)$$

En remplaçant (III.4) dans (III.13), nous obtenons:

$$P_{sh-AC} = Ri_{sh-a}^2 + Ri_{sh-b}^2 + Ri_{sh-c}^2 + \begin{bmatrix} i_{sh-a} & i_{sh-b} & i_{sh-c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (III.14)$$

La puissance fournie aux condensateurs par la partie shunt s'écrit comme suit :

$$P_{sh-DC} = i_{sh-DC} V_{DC} = \begin{bmatrix} u_1 & u_2 & u_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sh-a} \\ i_{sh-b} \\ i_{sh-c} \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (III.15)$$

Pour la partie shunt, la puissance active fournie côté alternatif est égale à la puissance active absorbée côté continu plus les pertes de l'onduleur.

III 3 3 Modélisation de la partie série de l'UPFC

Comme il est représenté sur la figure (III.12), la structure de cette partie est identique à celle de la partie parallèle. Le bus de la tension continue est le même. Pour le côté alternatif de cette partie, le transformateur de couplage est composé de trois transformateurs monophasés élévateurs représentés par son inductance de fuite L_{se} et par sa résistance interne des enroulements R_{se} .

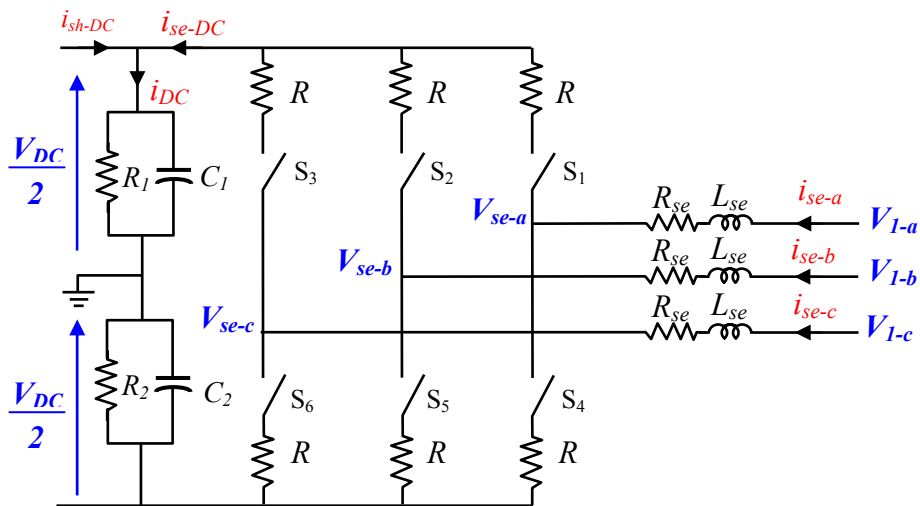


Figure (III.12) : Schéma simplifié d'un SSSC (partie série d'un UPFC) connecté au réseau électrique

La relation entre le courant et les tensions côté alternatif de cette partie est similaire à ceux de la partie parallèle :

$$L_{se} \frac{di_{se-a}}{dt} + R_{se} i_{se-a} = V_{1-a} - V_{se-a} \quad (\text{III.16})$$

Considérons w_1 , w_2 et w_3 , les fonctions de commutation des trois bras de l'onduleur série, définies de la manière suivante :

$$\begin{aligned} \text{Pour } k \in \{1,2,3\} \quad w_k &= 1 \quad \text{si } S_k \text{ est fermé et } S_{k+3} \text{ est ouvert} \\ w_k &= -1 \quad \text{si } S_k \text{ est ouvert et } S_{k+3} \text{ est fermé} \end{aligned}$$

De ce fait, la tension V_{se-a} s'écrit sous la forme suivante :

$$V_{se-a} = R i_{se-a} + w_k \frac{V_{DC}}{2} \quad (\text{III.17})$$

En remplaçant (III.17) dans (III.16), nous obtenons :

$$L_{se} \frac{di_{se-a}}{dt} + R_{se} i_{se-a} = V_{1-a} - R i_{se-a} - w_k \frac{V_{DC}}{2} \quad (III.18)$$

L'écriture matricielle de l'équation (III.18) est la suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} = \frac{-(R_{se} + R)}{L_{se}} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{se}} \begin{bmatrix} V_{1-a} \\ V_{1-b} \\ V_{1-c} \end{bmatrix} - \frac{1}{L_{se}} \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (III.19)$$

De la même façon que pour la partie parallèle, la relation entre les courants alternatifs (i_{se-a} , i_{se-b} , i_{se-c}) et le courant continu i_{se-DC} s'exprime comme suit :

$$i_{se-DC} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} w_1 & w_2 & w_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} \quad (III.20)$$

La puissance active côté alternatif, P_{se-AC} , s'écrit de la manière suivante :

$$P_{se-AC} = \begin{bmatrix} i_{se-a} & i_{se-b} & i_{se-c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{se-a} \\ V_{se-b} \\ V_{se-c} \end{bmatrix}$$

$$P_{se-AC} = R i_{se-a}^2 + R i_{se-b}^2 + R i_{se-c}^2 + \begin{bmatrix} i_{se-a} & i_{se-b} & i_{se-c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (III.21)$$

La puissance fournie aux condensateurs par l'onduleur série P_{se-DC} s'écrit :

$$P_{se-DC} = V_{DC} i_{se-DC} = \begin{bmatrix} w_1 & w_2 & w_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (III.22)$$

Dans l'hypothèse où les deux condensateurs du bus continu et les deux onduleurs de l'UPFC ne consomment pas de la puissance active (R_1, R_2 sont très grandes et R est très petite), alors la puissance active fournie par la partie parallèle est absorbée par la partie série [1].

III 4 Contrôle de l'UPFC

Théoriquement, le dispositif UPFC devrait être traité comme un système multi variable car les deux convertisseurs série et shunt sont connectés d'un côté à la ligne de transmission et de l'autre côté au circuit continu, chaque un des deux convertisseurs possède donc deux entrées et deux sorties. Cependant pour faciliter le traitement du dispositif, le contrôle des deux convertisseurs se fera séparément [7].

Pour chaque un, nous allons développer la méthode d'identification des références ainsi que la méthode de commande de l'onduleur.

III 4 1 Partie shunt

III 4 1 1 Identification des références

En général, la partie shunt de l'UPFC régule la tension au point de raccordement en compensant la puissance réactive de ce point et régule la tension aux bornes du condensateur. La régulation de tension continue compense la puissance active demandée par la partie série et compense également les pertes des onduleurs et des transformateurs. Parmi les méthodes utilisées pour la détermination des références, on a opté à la méthode watt-var découplé à fin de commander cette partie du dispositif UPFC. La figure (III.13) représente un onduleur connecté au réseau via le transformateur parallèle de couplage de résistance interne R_{sh} et d'inductance totale de fuite L_{sh} .

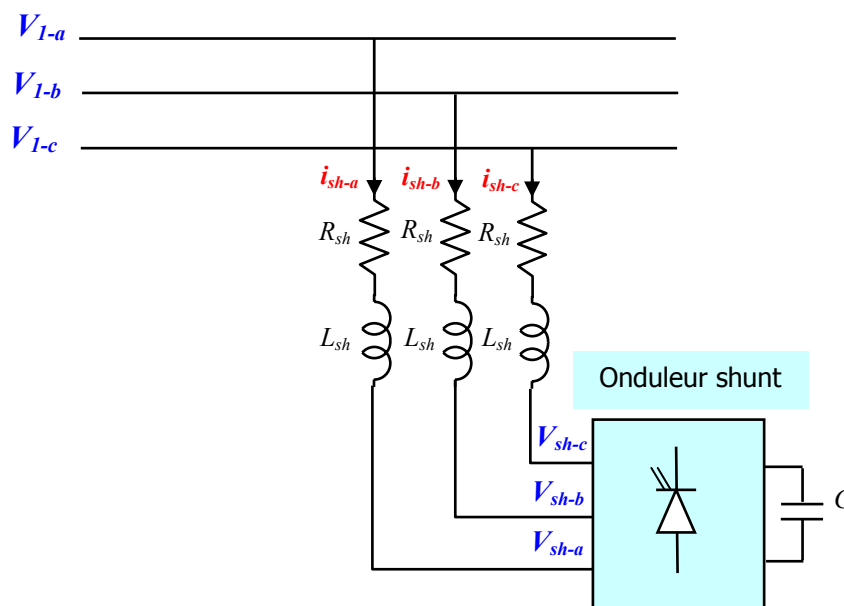


Figure (III.13) : Circuit équivalent de l'onduleur shunt connecté au réseau

Nous avons le système d'équation suivant :

$$\begin{aligned}
 V_{1-a} - V_{sh-a} &= R_{sh-a} i_{sh-a} + L_{sh-a} \frac{di_{sh-a}}{dt} \\
 V_{1-b} - V_{sh-b} &= R_{sh-b} i_{sh-b} + L_{sh-b} \frac{di_{sh-b}}{dt} \\
 V_{1-c} - V_{sh-c} &= R_{sh-c} i_{sh-c} + L_{sh-c} \frac{di_{sh-c}}{dt}
 \end{aligned} \tag{III.23}$$

L'écriture matricielle du système d'équation (III.23) est :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sh-a} \\ i_{sh-b} \\ i_{sh-c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_{sh}}{L_{sh}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-R_{sh}}{L_{sh}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-R_{sh}}{L_{sh}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sh-a} \\ i_{sh-b} \\ i_{sh-c} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{1-a} - V_{sh-a} \\ V_{1-b} - V_{sh-b} \\ V_{1-c} - V_{sh-c} \end{bmatrix} \tag{III.24}$$

En passant par la transformation de PARK l'équation (III.24) s'écrit comme suit :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sh-d} \\ i_{sh-q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_{sh}}{L_{sh}} & \omega \\ -\omega & \frac{-R_{sh}}{L_{sh}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sh-d} \\ i_{sh-q} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{sh}} \begin{bmatrix} V_{1-d} - V_{sh-d} \\ V_{1-q} - V_{sh-q} \end{bmatrix} \tag{III.25}$$

D'après le système d'équation (III.25), on voit qu'il y a un couplage entre les deux composantes du courant i_{sh} . Pour pouvoir aboutir à une commande aisée du système, il est indispensable de procéder à un découplage des deux composantes.

$$\text{On pose : } x_1 = \frac{1}{L_{sh}} (V_{1-d} - V_{sh-d}) ; \quad x_2 = \frac{1}{L_{sh}} (V_{1-q} - V_{sh-q}) \tag{III.26}$$

$$x_1 = \left(K_p + \frac{K_i}{S} \right) (i_{sh-d}^* - i_{sh-d}) - \omega i_{sh-q} \tag{III.27}$$

$$x_2 = \left(K_p + \frac{K_i}{S} \right) (i_{sh-q}^* - i_{sh-q}) + \omega i_{sh-d} \tag{III.28}$$

x_1 et x_2 étant les sorties des deux régulateurs PI (Proportionnel Intégral) des courants i_{sh-d} et i_{sh-q} respectivement.

Les valeurs des courants i_{sh-d}^* et i_{sh-q}^* sont les références des courants actif et réactif.

En substituant les équations (III.26), (III.27) et (III.28) dans le système d'équation (III.25) après avoir appliqué la transformation de Laplace, on aboutit à un système de deux équations découplées ayant les fonctions de transfert en boucle fermée suivante :

$$F_{11}(S) = \frac{i_{sh-d}}{i_{sh-d}^*} = \frac{K_i + SK_p}{K_i + S\left(\frac{R_{sh}}{L_{sh}} + K_p\right) + S^2} \quad (III.29)$$

$$F_{22}(S) = \frac{i_{sh-q}}{i_{sh-q}^*} = \frac{K_i + SK_p}{K_i + S\left(\frac{R_{sh}}{L_{sh}} + K_p\right) + S^2} \quad (III.30)$$

Le schéma bloc de la méthode watt-var découplé est représenté sur la figure (III.14). Comme nous l'avons déjà montré, le découplage s'effectue par la séparation du système en deux boucles fermées, où le contrôle est optimal par rapport au critère quadratique de l'erreur dynamique si les gains sont maximaux [19].

$$K_{p-opt} = K_{p-max} ; \quad K_{i-opt} = K_{i-max} \quad (III.30)$$

La figure (III.15) représente le schéma global du contrôle par la méthode watt-var découplé.

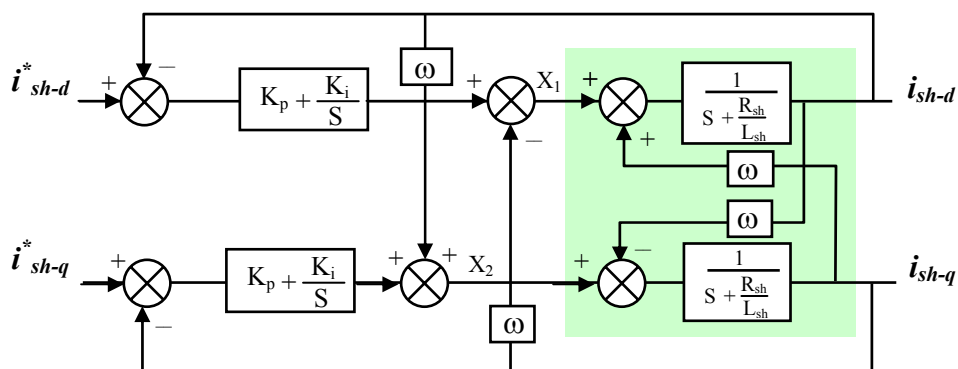


Figure (III.14) : Schéma bloc de la méthode watt-var découplée

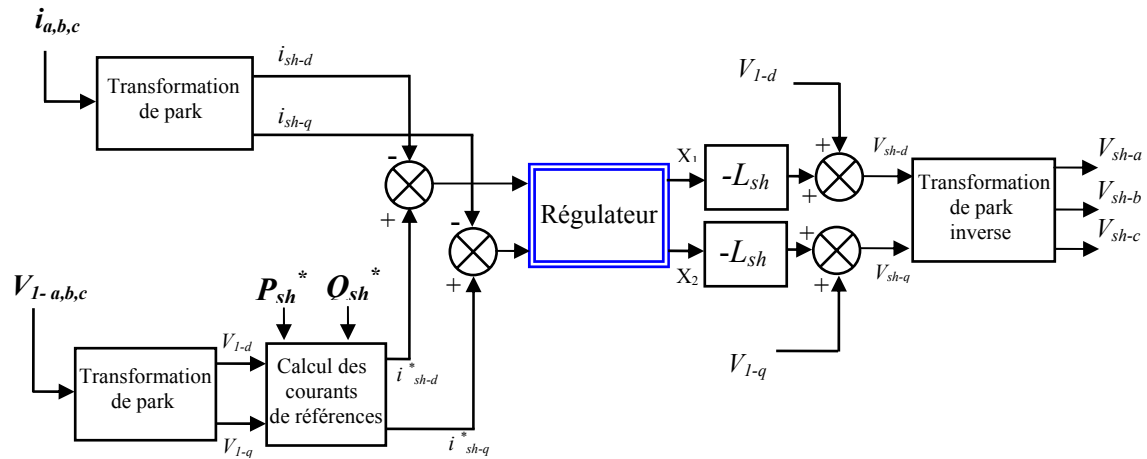


Figure (III.15) : Schéma global du contrôle par la méthode watt-var découplé

La figure (III.16) montre la méthode d'identification des différents courants de références pour la partie parallèle de l'UPFC.

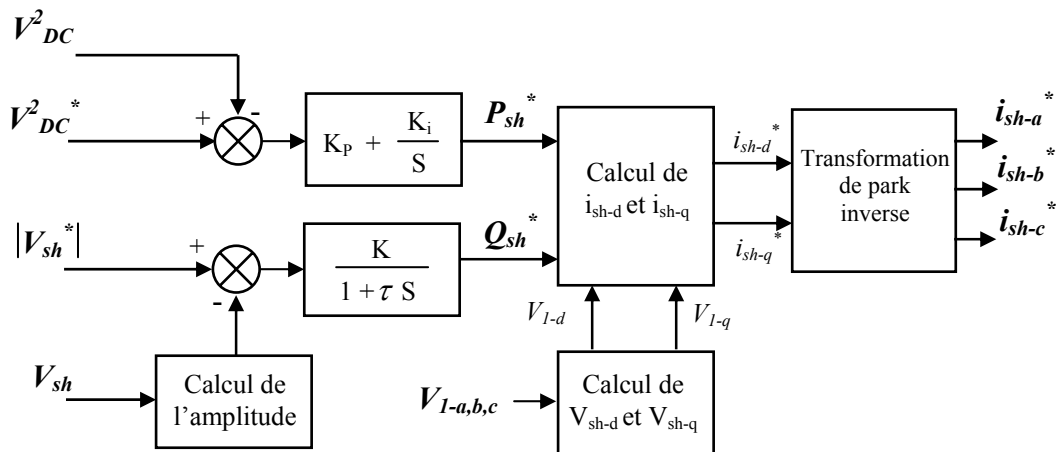


Figure (III.16) : Identification des courants de référence

Les puissances de référence active et réactive (P_{sh}^* , Q_{sh}^*) sont des références de courant de la partie shunt, déterminées comme suit :

$$P_{sh}^* = \frac{3}{2}(V_{1-d}i_{sh-d}^* + V_{1-q}i_{sh-q}^*)$$

$$Q_{sh}^* = \frac{3}{2}(V_{1-q}i_{sh-d}^* - V_{1-d}i_{sh-q}^*) \tag{III.31}$$

L'écriture matricielle du système d'équation (III.31) est la suivante :

$$\begin{bmatrix} P_{sh}^* \\ Q_{sh}^* \end{bmatrix} = \frac{3}{2} \begin{bmatrix} V_{1-d} & V_{1-q} \\ V_{1-q} & -V_{1-d} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sh-d}^* \\ i_{sh-q}^* \end{bmatrix} \quad (\text{III.32})$$

$$\begin{bmatrix} i_{sh-d}^* \\ i_{sh-q}^* \end{bmatrix} = \frac{2}{3(V_{1-d}^2 + V_{1-q}^2)} \begin{bmatrix} -V_{1-d} & V_{1-q} \\ V_{1-q} & V_{1-d} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{sh}^* \\ Q_{sh}^* \end{bmatrix} \quad (\text{III.33})$$

La comparaison des courants de la partie parallèle (i_{sh-d}, i_{sh-q}) avec les courants de références (i_{sh-d}^*, i_{sh-q}^*) donne les écarts qui passent par les régulateurs, comme indiqué sur la figure (III.15). Les sorties des régulateurs (X_1 et X_2) donnent les composantes de la tension de référence de la MLI (modulation de largeur d'impulsion) dans le repère d-q. La transformation inverse de PARK, nous permet d'obtenir les références de la MLI pour la partie shunt de l'UPFC.

III 4 1 2 Régulation de la tension continue

Pour un fonctionnement normal des deux convertisseurs de l'UPFC, la tension moyenne aux bornes des condensateurs C_1 et C_2 doit être maintenue à une valeur constante [16]. La régulation de cette tension s'effectue en absorbant ou en fournissant de la puissance active sur le réseau de transport. La correction de cette tension doit se faire par l'adjonction des courants fondamentaux actifs dans les courants de référence de la partie shunt [1].

Suite à un écart entre V_{DC}^{2*} et V_{DC}^2 , la puissance P_{sh}^* à la sortie du régulateur s'ajoute à la puissance active fluctuante et donne lieu à un courant fondamental actif corrigeant la tension V_{DC} , comme représenté sur la figure (III.17) [1].

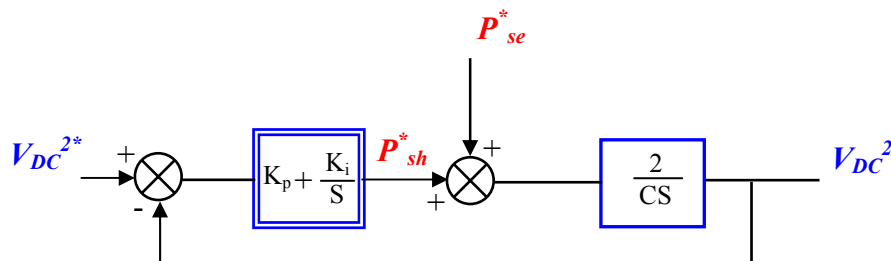


Figure (III.17) : Régulation de la tension continue

La fonction de transfert du système de régulation de la tension continue en boucle fermée est la suivante :

$$\frac{V_{Dc}^2}{V_{DC}^{2*}} = \frac{\frac{2K_p}{C}S + \frac{2K_i}{C}}{S^2 + \frac{2K_p}{C}S + \frac{2K_i}{C}}$$

Avec

$$\omega_i^2 = \frac{2K_i}{C} \quad \text{et} \quad \xi = K_p \sqrt{\frac{1}{2CK_i}} \quad (\text{III.34})$$

Nous avons pris $\xi_i = 0.7$, pour avoir un bon coefficient d'amortissement du système en boucle fermée et pour avoir un bon filtrage nous avons choisi la pulsation de coupure $\omega_i = 30$ rad/sec [1]. Dans ce cas les coefficients du régulateur sont : $K_p = 0.105$ et $K_i = 2.25$.

III 4 1 3 Commande de l'onduleur

L'objectif de la commande appliquée à l'onduleur est de générer les ordres d'ouverture et de fermeture des interrupteurs de sorte que la tension donnée à la sortie de l'onduleur soit la plus proche de la tension de référence. Deux méthodes de commande peuvent être utilisées, la commande par hystérésis et la commande par MLI. Nous avons choisi la commande par MLI pour commander cette partie de l'UPFC car se dernier commande de fortes puissances et à besoin d'une fréquence fixe pour les commutations [1]. Cette méthode met en œuvre d'abord un régulateur qui, à partir de l'écart entre le courant et sa référence, détermine la tension de référence de l'onduleur (modulante). Cette dernière est en suite comparée avec un signal en dent de scie a fréquence élevé (porteuse). La sortie du comparateur fournit l'ordre de commande des interrupteurs.

Le but principal de la régulation de la partie shunt est de contrôler le courant à la sortie de l'onduleur parallèle de l'UPFC [1], pour cela nous avons utilisé un régulateur PI avec compensation de pôles représenté sur la figure (III.18).

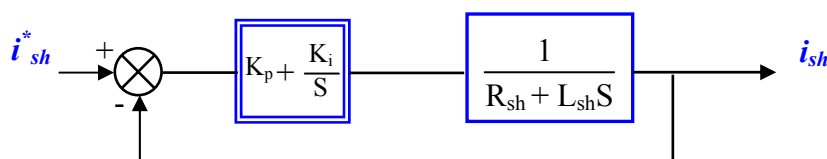


Figure (III.18) : Schéma de la régulation parallèle par un PI

En introduisant la condition simple (III.36) pour la compensation de pôles liant les coefficients du régulateur, nous obtenons la fonction de transfert de la boucle fermée du premier ordre avec une constante de temps $\tau = 1/K_p$.

$$\frac{i_{sh}}{i_{sh}^*} = \frac{1}{1 + \frac{L_{sh}}{K_p} S} = \frac{1}{1 + \tau S} \quad (\text{III.35})$$

Avec la condition :

$$K_i = \frac{R_{sh}}{L_{sh}} K_p \quad (\text{III.36})$$

La détermination de la constante de temps dépend des changements admissibles maximaux des grandeurs de contrôle V_{sh-d} et V_{sh-q} pour le compensateur parallèle. Pour un choix convenable de la valeur de la constante de temps τ ($\tau \leq 5$ milliseconde), les gains K_p et K_i peuvent être obtenus comme suit :

$$K_p = 1/\tau ; \quad K_i = R_{sh}/\tau L_{sh} \quad (\text{III.37})$$

$$K_p = 200 ; \quad K_i = 2512$$

III 4 2 Partie série

III 4 2 1 Identification des références

La partie série de l'UPFC est utilisée pour le contrôle des puissances active et réactive transitées dans la ligne de transmission, on contrôlant l'amplitude et l'angle de phase de la tension injectée par le convertisseur série [20]. La détermination des références est nécessaire pour la commande de cette partie. Il existe plusieurs méthodes d'identification des références. Comme pour la partie shunt on va utiliser la méthode watt-var découplé.

Les valeurs d'entrée du régulateur permettant d'obtenir une commande séparée de la puissance active P et la puissance réactive Q qui transitent dans la ligne sont :

- Les valeurs instantanées des tensions V_l et V_r .
- Le courant de la ligne i_r .
- Les valeurs de référence des puissances P_r^* et Q_r^* .

La figure (III.19) illustre le model mathématique utilisé pour cette partie.

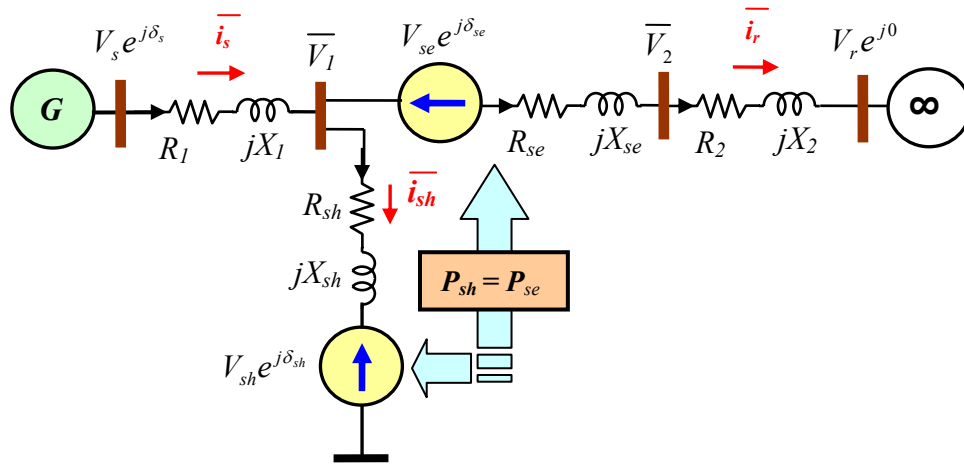


Figure (III.19) : Model mathématique de l'UPFC et la ligne de transmission

Nous avons le système d'équation suivant :

$$\begin{aligned}
 V_{1-a} - V_{r-a} - V_{se-a} &= R'_{se-a} i_{r-a} + L'_{se-a} \frac{di_{r-a}}{dt} \\
 V_{1-b} - V_{r-b} - V_{se-b} &= R'_{se-b} i_{r-b} + L'_{se-b} \frac{di_{r-b}}{dt} \\
 V_{1-c} - V_{r-c} - V_{se-c} &= R'_{se-c} i_{r-c} + L'_{se-c} \frac{di_{r-c}}{dt}
 \end{aligned} \tag{III.38}$$

Avec :

$$R'_{se} = R_{se} + R_2 \quad ; \quad L'_{se} = L_{se} + L_{se} \tag{III.39}$$

L'écriture matricielle de l'équation (III.38) est la suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{r-a} \\ i_{r-b} \\ i_{r-c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{r-a} \\ i_{r-b} \\ i_{r-c} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{1-a} - V_{r-a} - V_{se-a} \\ V_{1-b} - V_{r-b} - V_{se-b} \\ V_{1-c} - V_{r-c} - V_{se-c} \end{bmatrix} \tag{III.40}$$

En passant par la transformation de PARK, l'équation (III.40) s'écrit comme suit :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{r-d} \\ i_{r-q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} & \omega \\ -\omega & \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{r-d} \\ i_{r-q} \end{bmatrix} + \frac{1}{L'_{se}} \begin{bmatrix} V_{1-d} - V_{r-d} - V_{se-d} \\ V_{1-q} - V_{r-q} - V_{se-q} \end{bmatrix} \quad (\text{III.41})$$

Comme pour la partie shunt, à fin d'aboutir à une commande facile du système, on va procéder au découplage des deux composantes de courant de la ligne i_r , Pour cela on pose :

$$x_1 = \frac{1}{L'_{se}} (V_{1-d} - V_{r-d} - V_{se-d}) ; x_2 = \frac{1}{L'_{se}} (V_{1-q} - V_{r-q} - V_{se-q}) \quad (\text{III.42})$$

$$x_1 = \left(K_p + \frac{K_i}{S} \right) (i_{r-d}^* - i_{r-d}) - \omega i_{r-q} \quad (\text{III.43})$$

$$x_2 = \left(K_p + \frac{K_i}{S} \right) (i_{r-q}^* - i_{r-q}) + \omega i_{r-d} \quad (\text{III.44})$$

x_1 et x_2 étant les sorties des deux régulateurs PI des courants i_{r-d} et i_{r-q} respectivement.

Les valeurs des courants i_{r-d}^* et i_{r-q}^* sont les références des courants actif et réactif de la ligne de transmission.

En substituant les équations (III.42), (III.43) et (III.44) dans le système d'équation (III.41) après avoir appliqué la transformation de Laplace, on aboutit à un système de deux équations découplées ayant les fonctions de transfert en boucle fermée suivantes :

$$F_{33}(S) = \frac{i_{r-d}}{i_{r-d}^*} = \frac{K_i + SK_p}{K_i + S \left(\frac{R'_{se}}{L'_{se}} + K_p \right) + S^2} \quad (\text{III.45})$$

$$F_{44}(S) = \frac{i_{r-q}}{i_{r-q}^*} = \frac{K_i + SK_p}{K_i + S \left(\frac{R'_{se}}{L'_{se}} + K_p \right) + S^2} \quad (\text{III.46})$$

Comme nous l'avons déjà montré dans la partie parallèle, le contrôle est optimal si les gains K_p et K_i sont maximaux.

Le schéma bloc de la méthode watt-var découplé est représenté sur la figure (III.20).

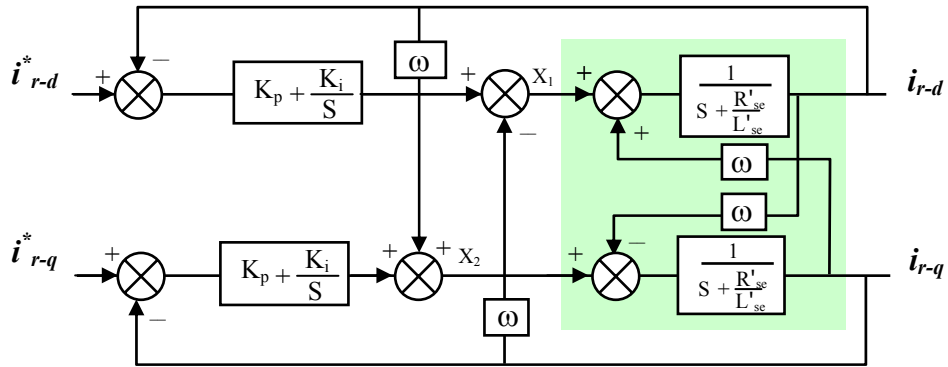


Figure (III.20) : Schéma bloc de la méthode watt-var découplée

La figure (III.21) représente le schéma global du contrôle par la méthode watt-var découplé.

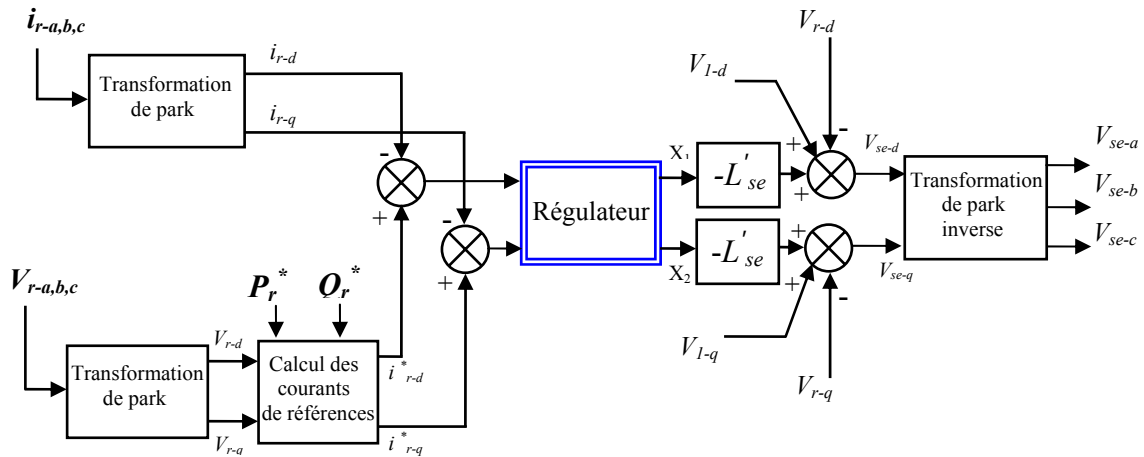


Figure (III.21) : Schéma global du contrôle par la méthode watt-var découplé

Les puissances de référence active et réactive (P_r^* , Q_r^*) sont des références de courant de la ligne i_r , déterminées comme suit :

$$\begin{aligned}
 P_r^* &= \frac{3}{2}(V_{r-d}i_{r-d}^* + V_{r-q}i_{r-q}^*) \\
 Q_r^* &= \frac{3}{2}(V_{r-q}i_{r-d}^* - V_{r-d}i_{r-q}^*)
 \end{aligned}
 \tag{III.47}$$

L'écriture matricielle du système d'équation (III.47) est la suivante :

$$\begin{bmatrix} P_r^* \\ Q_r^* \end{bmatrix} = \frac{3}{2} \begin{bmatrix} V_{r-d} & V_{r-q} \\ V_{r-q} & -V_{r-d} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{r-d}^* \\ i_{r-q}^* \end{bmatrix} \quad (\text{III.48})$$

$$\begin{bmatrix} i_{r-d}^* \\ i_{r-q}^* \end{bmatrix} = \frac{2}{3(V_{r-d}^2 + V_{r-q}^2)} \begin{bmatrix} -V_{r-d} & V_{r-q} \\ V_{r-q} & V_{r-d} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_r^* \\ Q_r^* \end{bmatrix} \quad (\text{III.49})$$

La comparaison des courants de la ligne (i_{r-d}, i_{r-q}) avec les courants de références (i_{r-d}^*, i_{r-q}^*) donne les écarts qui passent par les régulateurs, comme indiqué sur la figure (III.21). Les sorties des régulateurs (X_1 et X_2) donnent les composantes de la tension de référence de la MLI dans le repère d-q. La transformation inverse de PARK, nous permet d'obtenir les références de la MLI pour la partie série de l'UPFC.

III 4 2 2 Commande de l'onduleur

L'objectif de la régulation de la partie série est de contrôler le courant à la sortie de l'onduleur série de l'UPFC, afin de contrôler la tension injectée par ce dernier dans le réseau. Pour cela nous utilisons un régulateur PI avec compensation de pôles représenté par la boucle de commande de la figure (III.22).

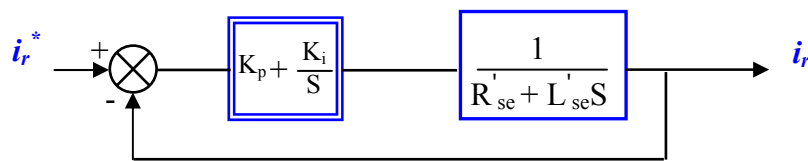


Figure (III.22) : schéma de régulation du courant de la partie série

En introduisant la condition simple (III.51) pour la compensation de pôles liant les coefficients du régulateur, nous obtenons la fonction de transfert de la boucle fermée du premier ordre avec une constante de temps $\tau = 1/K_p$.

$$\frac{i_r}{i_r^*} = \frac{1}{1 + \frac{L'_{se}}{K_p} S} = \frac{1}{1 + \tau S} \quad (\text{III.50})$$

Avec la condition :

$$K_i = \frac{R'_{se}}{L'_{se}} K_p \quad (\text{III.51})$$

Pour un choix convenable de la valeur de la constante de temps τ , les gains K_p et K_i peuvent être obtenus comme suit :

$$K_p = 1/\tau ; \quad K_i = R'_{se}/\tau L'_{se} \quad (\text{III.52})$$

$$K_p = 200 ; \quad K_i = 8676.3$$

III 5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons d'abord montré la structure de base et principe de fonctionnement d'un UPFC, nous avons développé le model mathématique du dispositif connecté au réseau de transport d'énergie électrique, nous avons vu ses différentes caractéristiques et son influence sur les puissances active et réactive qui transitent dans la ligne de transport, nous avons également choisi la méthode watt-var découplé pour identifier les référence du système de commande des deux parties, ensuite nous avons pris la méthode basée sur la MLI pour le contrôle des deux onduleurs de l'UPFC, on choisissant le régulateur PI avec compensation de pôles pour la partie shunt et pour la partie série. En fin nous avons calculé les coefficients des régulateurs utilisés.

CHAPITRE : IV

**APPLICATION DE L'UPFC
SUR UN RESEAU ELECTRIQUE
POUR LE CONTROLE
DE PUISSANCE ACTIVE**

IV 1 Introduction

Après avoir présenté dans le troisième chapitre le principe de fonctionnement et la structure de base d'un réseau de transport d'énergie électrique équipé d'un UPFC, on a vu aussi sa conception et le modèle mathématique qui traduit son comportement, on a vu également la synthèse des lois de commande qui régissent le contrôle du système.

Dans ce dernier chapitre, nous présenterons le réseau étudié, qui est un réseau réel, sa tension de transport est de 400 KV, associé à un UPFC, on montrera le fonctionnement transitoire des circuits de réglage à l'aide d'une simulation qu'on va effectuer sous l'environnement SIMULINK/MATLAB, a la fin de ce chapitre on présentera les résultats de simulation obtenus.

IV 2 Schéma électrique du réseau étudié

Le réseau étudié est constitué d'un générateur connecté au réseau infini à travers le transformateur (T) et d'une ligne de transport d'énergie électrique de 500 Km de longueur [1]. Le réseau de notre étude est représenté par la figure (IV.1).

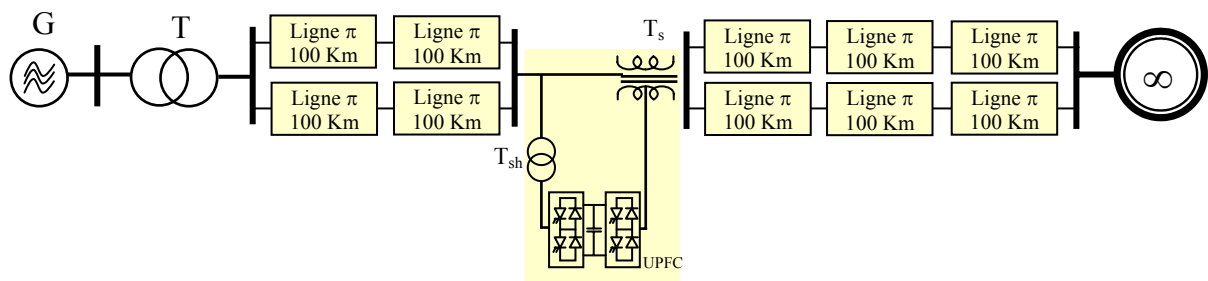


Figure (IV.1) : Réseau étudié

Le générateur (G) représente quatre générateurs en parallèle qui approvisionnent notre réseau infini par l'énergie électrique, la puissance apparente fournie par chacun de ces générateurs égale 250 MVA. Le transformateur (T) représente quatre transformateurs en parallèle, chacun de 250 MVA qui élève la tension de sortie du générateur de 15.7 KV à 400 KV. Chaque tronçon de 100 Km de la ligne est modélisée par son propre modèle en π . Le transformateur (T_{sh}) sert à baisser la tension à l'entrée du convertisseur shunt de 400 KV qui est selle du réseau à 20 KV qui est la tension appliquée à l'entrée du convertisseur. Le transformateur série (T_s) sert d'une part à isoler le convertisseur série électriquement du réseau de transport

400 KV, et d'autre part à adapter la tension de sortie de ce convertisseur 20 KV à la tension injectée en série.

Nous considérons la base du système en grandeur réduite comme suit :

$$S_{base} = 1000 \text{ MVA} \quad \text{et} \quad U_{base} = 400 \text{ KV}$$

Alors, les deux autres bases du système, sont calculées de la manière suivante :

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3}U_{base}} = 1443 \text{ A}$$

$$Z_{base} = \frac{U_{base}^2}{S_{base}} = 160 \Omega$$

La figure (IV.2) montre le schéma électrique équivalent du réseau étudié en grandeurs réduites.

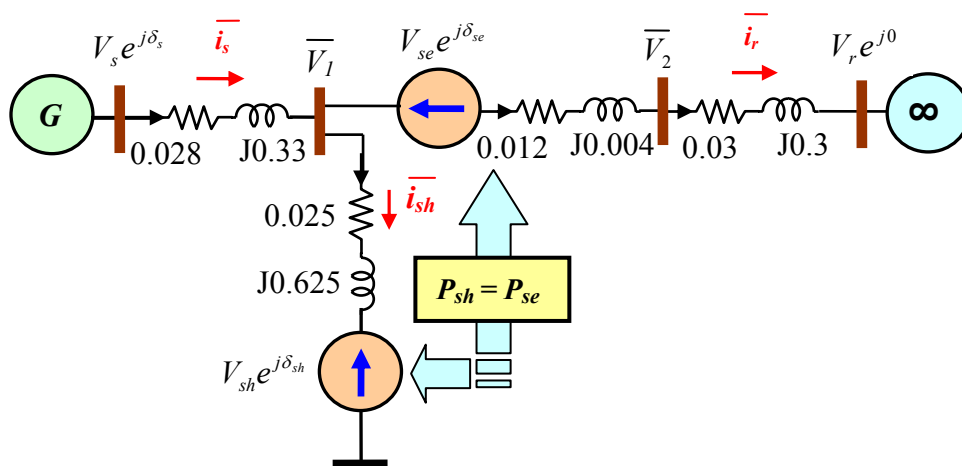


Figure (IV.2) : Schéma électrique équivalent en grandeurs réduites

IV 3 Résultats des simulations

La simulation que nous avons effectuée avec le logiciel MATLAB/SIMULINK, se fera en trois étapes, d'abord supposons qu'on est dans un régime permanent quelconque correspondant à un point de fonctionnement normal, puis en va provoquer une perturbation par la variation des grandeurs de la charge, ensuite en remis les valeurs initiales et on va déduire le comportement des deux convertisseurs de l'UPFC branché sur la ligne de transport d'énergie électrique.

Pour ce là on va simuler deux cas différents :

1) Cas de la variation de la puissance active

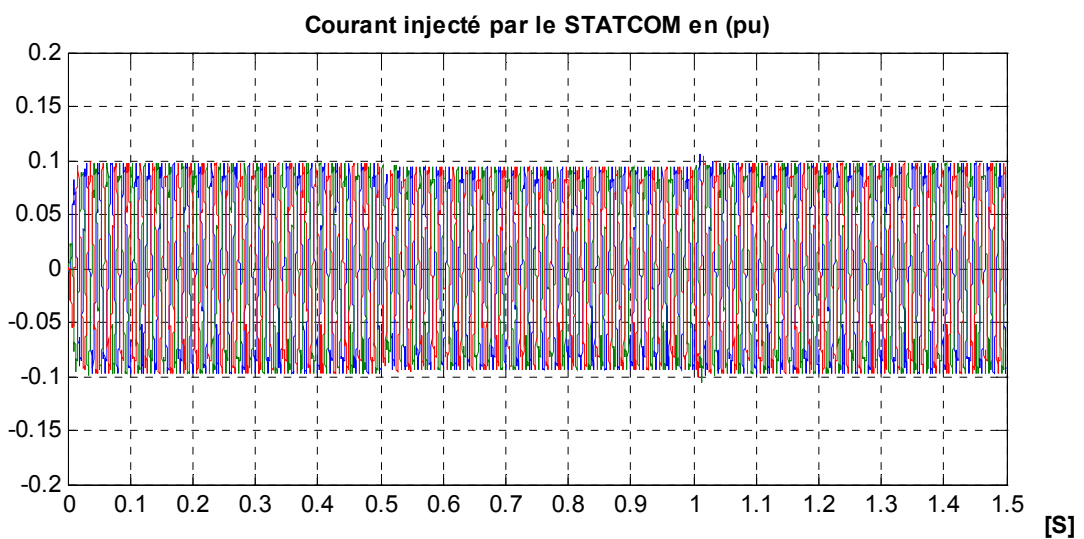
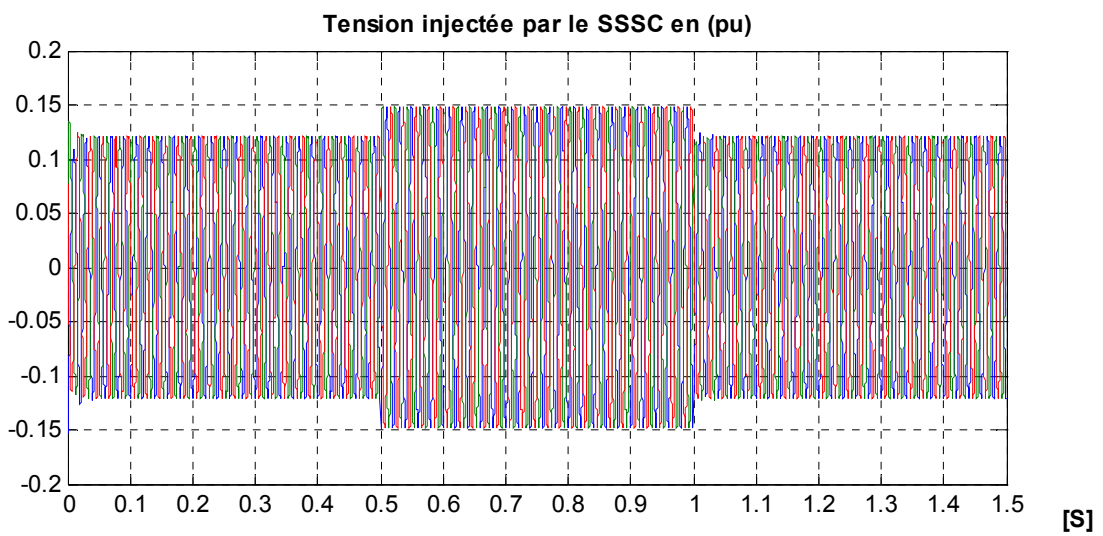
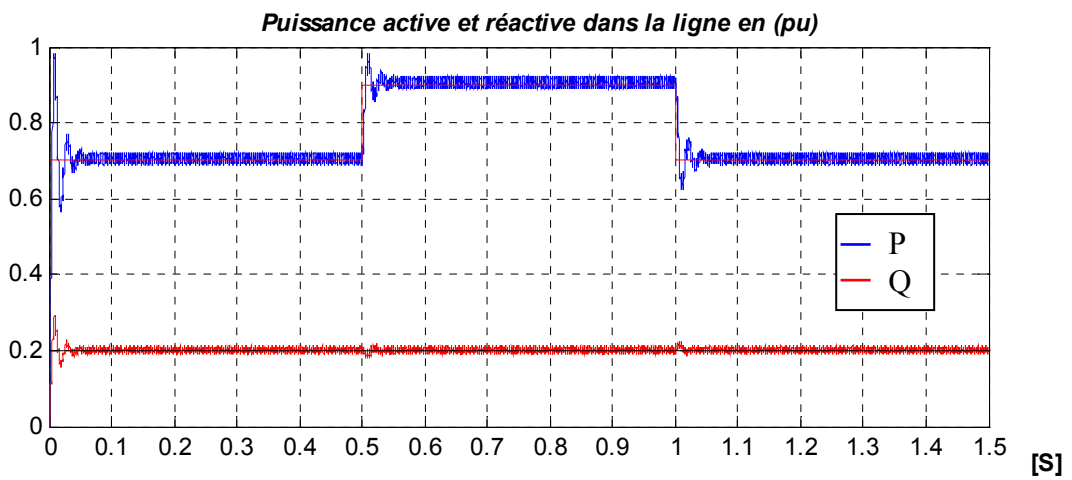
Pour ce cas les références choisies des puissances actives et réactives sont les suivantes : $P = 0.7$ (p.u), $Q = 0.2$ (p.u), ces valeurs reflètent un point de fonctionnement en régime permanent. On conserve la même valeur de la puissance réactive le long de ce cas de simulation.

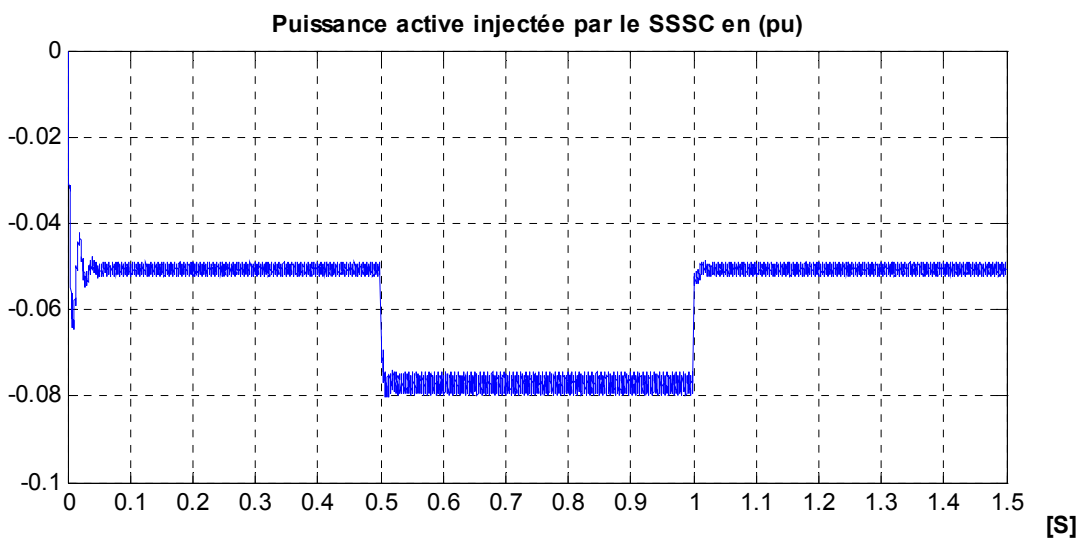
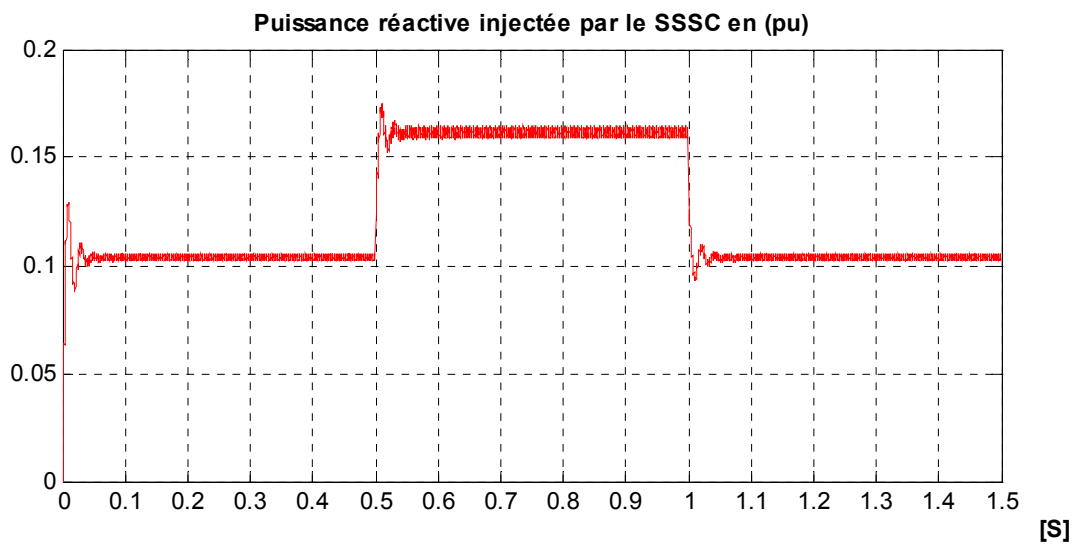
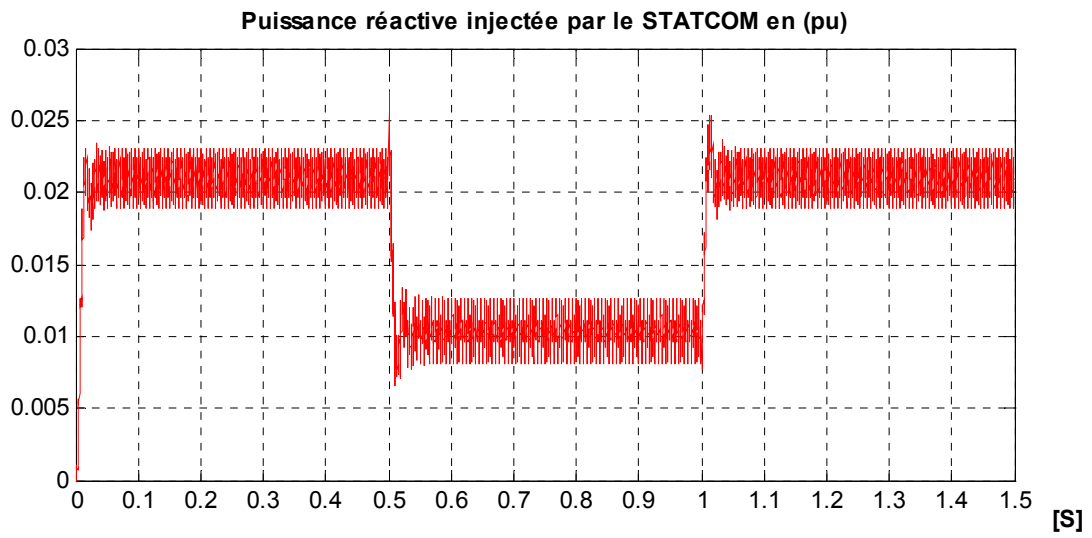
A l'instant ($t = 0.5$ s) on varie la référence de la puissance active pour quelle devient 0.9 (p.u), d'après les résultats de simulation on remarque que les puissances de la ligne suivent leurs références cela valide le bon fonctionnement des régulateurs du convertisseurs série, avec l'apparition de petites oscillations qui sont dues à l'interaction entre les deux puissances active et réactive. Au moment de l'augmentation de la puissance active demandée par la charge, la tension injectée par le SSSC augmente et le courant délivré par le STATCOM diminue mais avec de très petite valeur, ces variations servent à rétablir l'état de fonctionnement précédent.

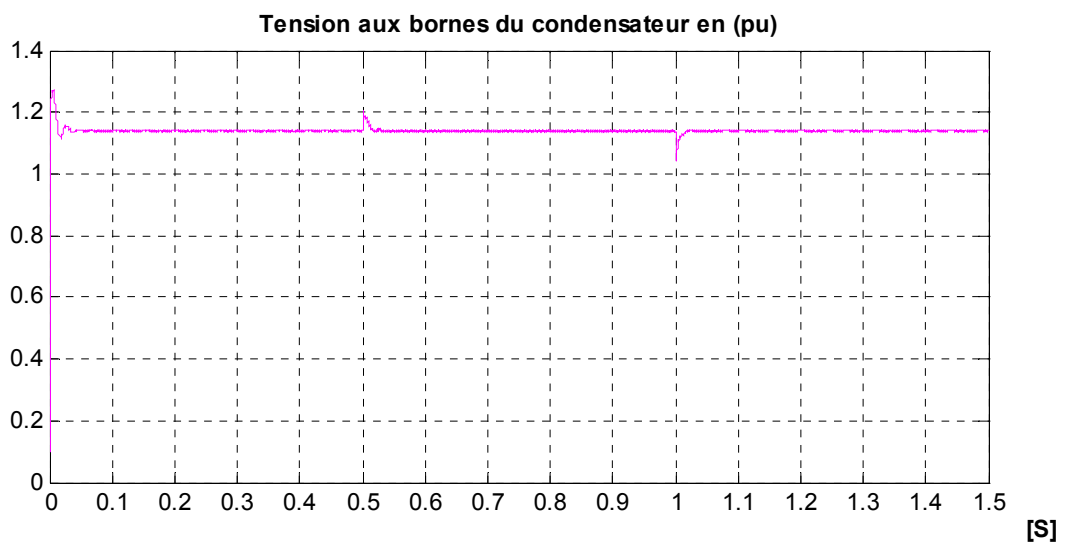
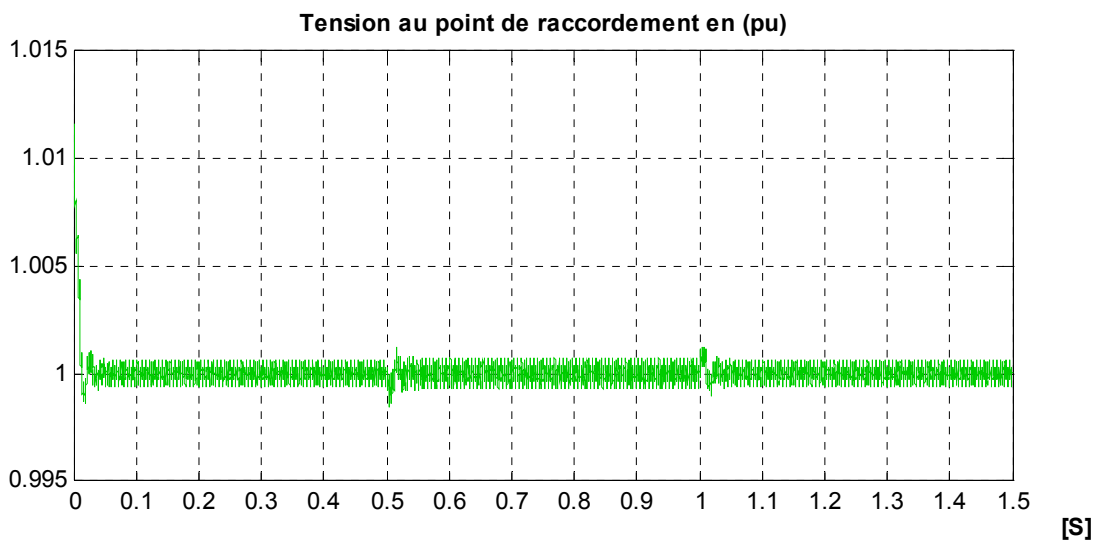
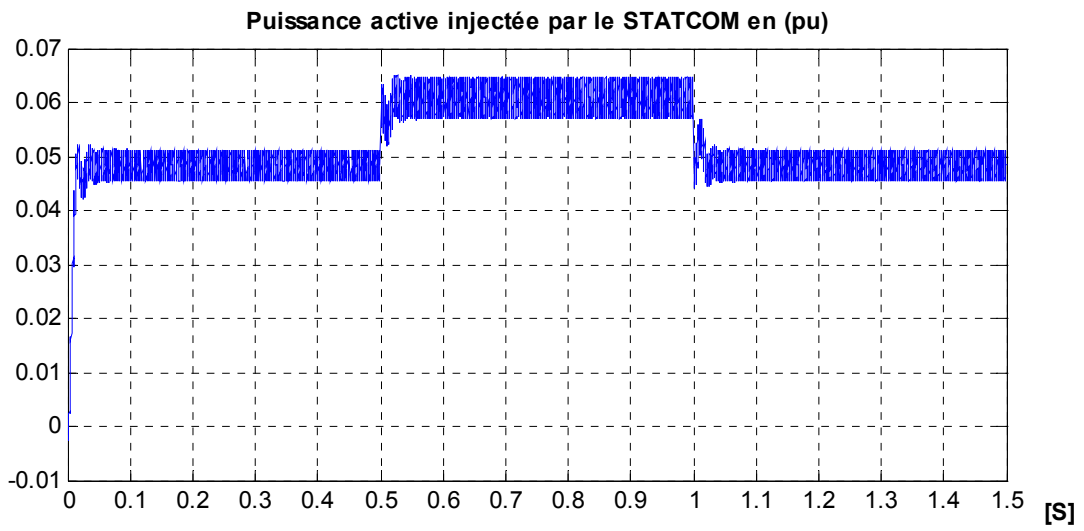
A l'instant ($t = 1$ s) on revient au données correspondant au point de fonctionnement initiales où la puissance active $P = 0.7$ (p.u), a ce moment la tension injectée par la partie série diminue et le courant délivré par la partie parallèle subit à une petite augmentation et prennent leurs valeurs initiales.

On remarque également à travers les résultats de simulation que la tension aux bornes du condensateur et la tension au jeu de barres où le STATCOM est connecté restent constantes grâce au bon fonctionnement des régulateurs de la partie shunt. La figure (IV.3) illustre les variations en (p.u) des grandeurs suivantes :

- La puissance active et réactive dans la ligne
- La tension injectée par le convertisseur série
- Le courant délivré par la partie shunt
- La puissance réactive fournie par le STATCOM
- La puissance réactive fournie par le SSSC
- La puissance active fournie par le SSSC
- La puissance active fournie par le STATCOM
- La tension au point de raccordement du STATCOM
- La tension aux bornes du condensateur
- Le courant dans la ligne coté réseau







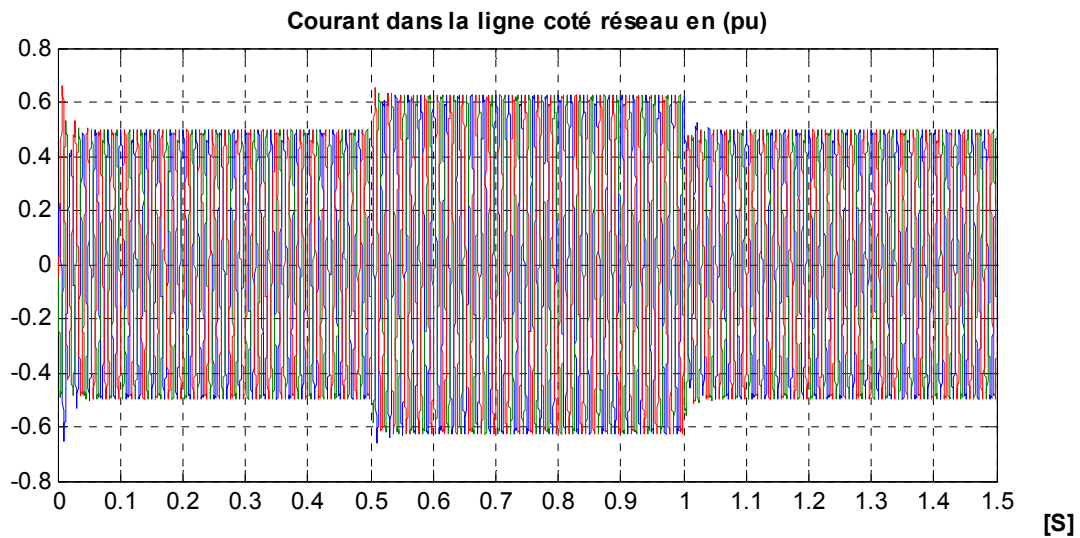


Figure (VI.3) : Résultat de simulation pour le contrôle de la puissance dans la ligne de transport.

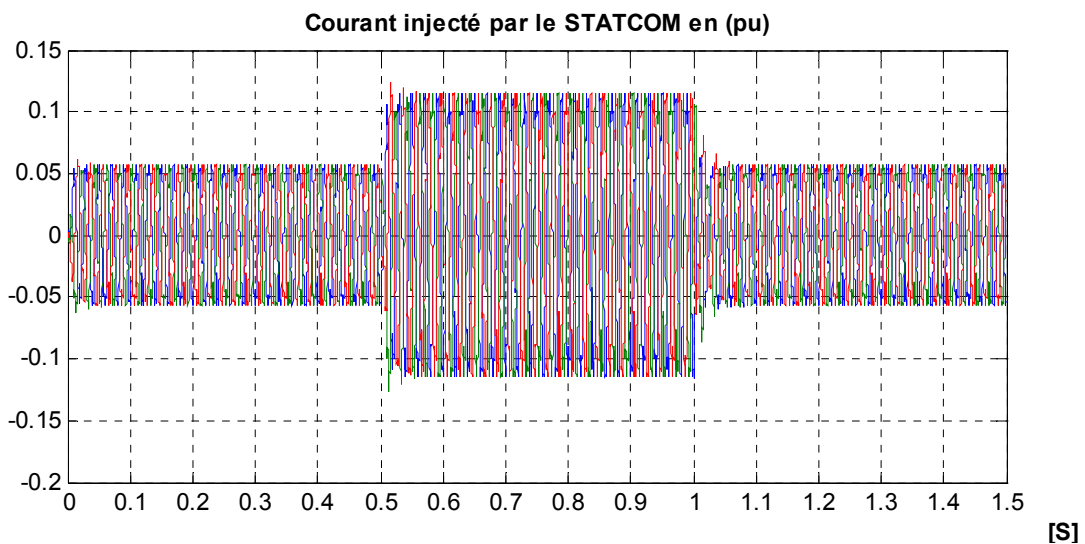
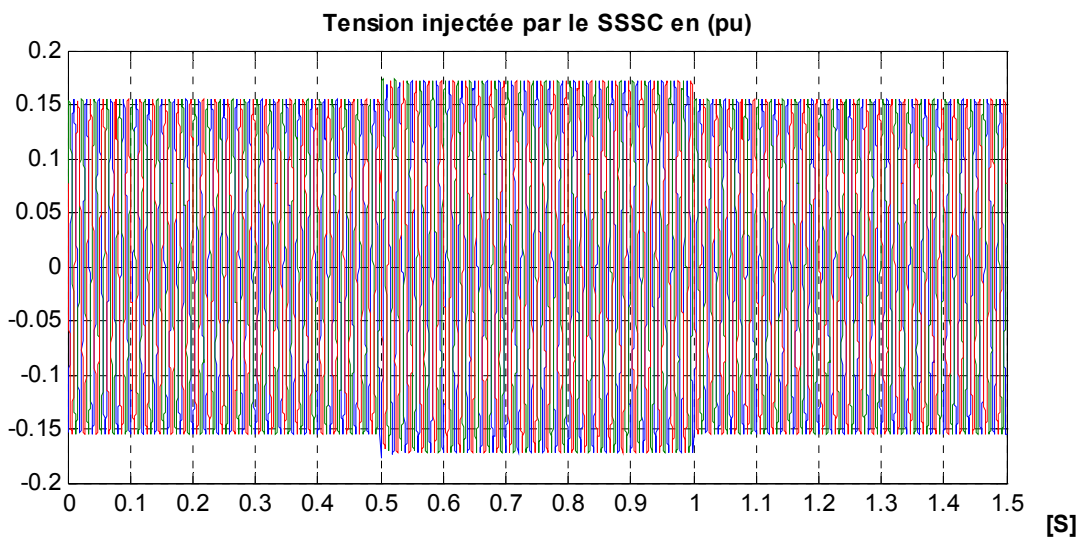
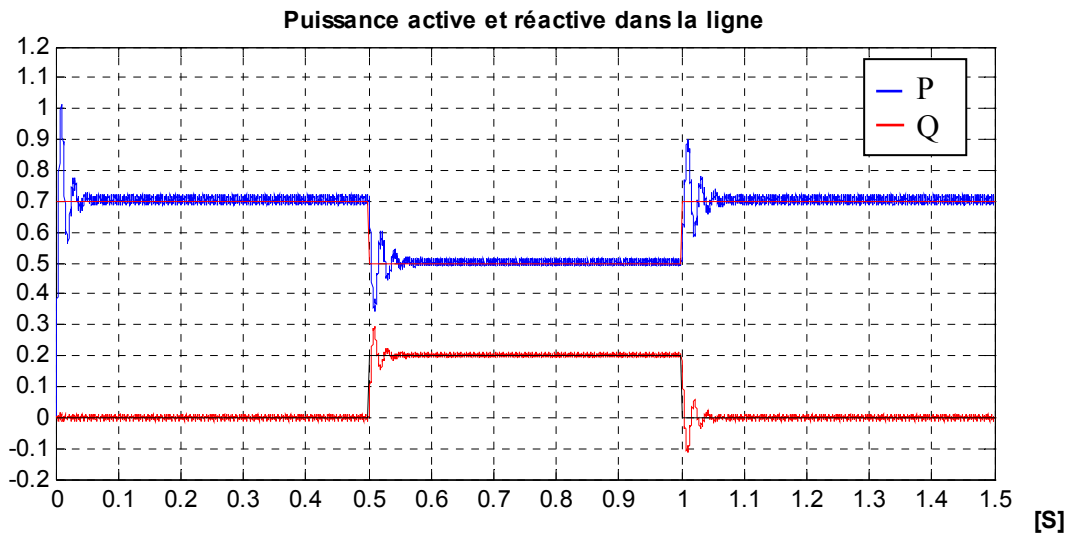
2) Cas de variation des puissances active et réactive

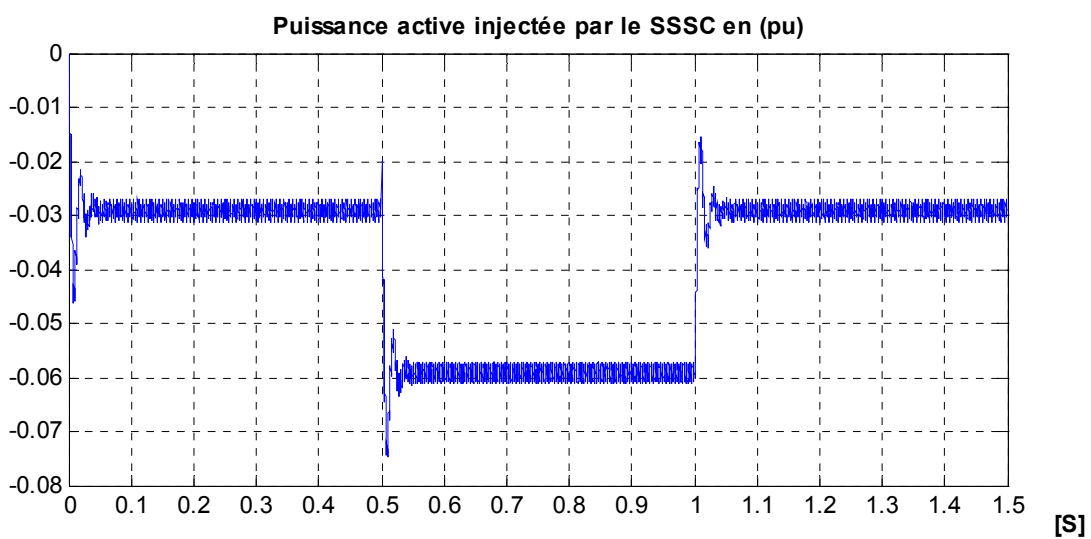
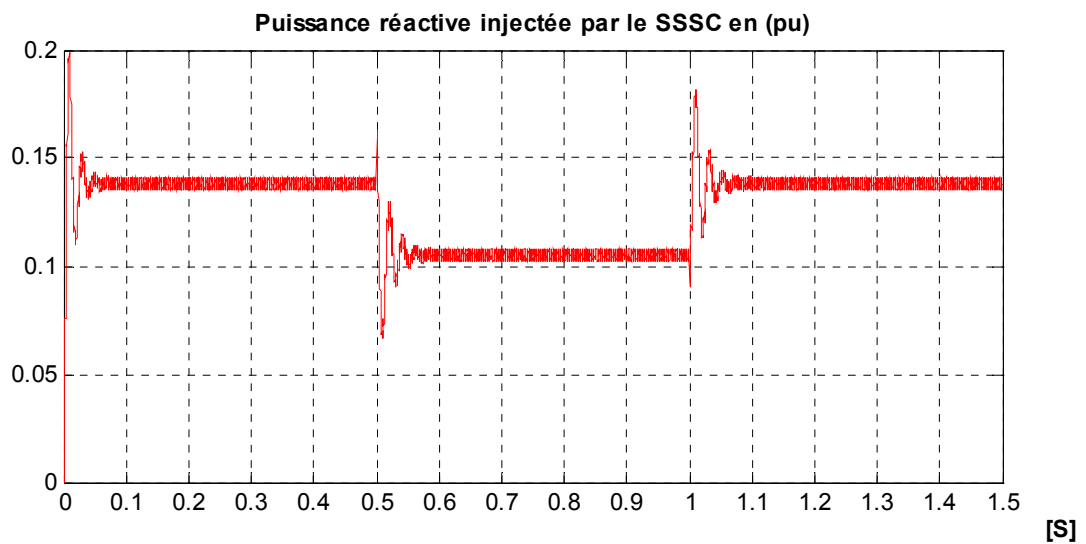
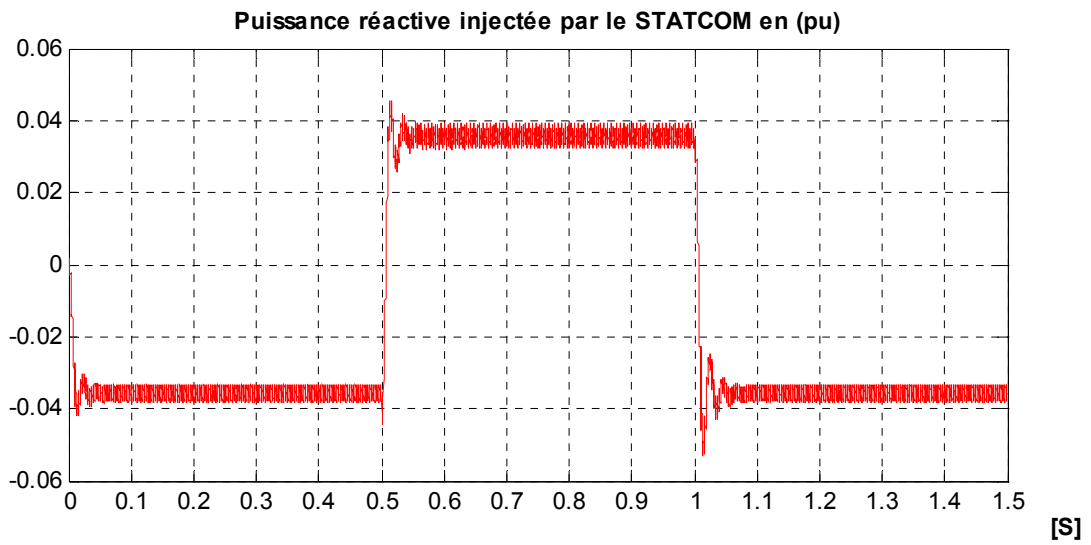
Pour ce deuxième cas on a pris les consignes des puissances active et réactive à l'état initial comme suit : $Q = 0$ (p.u), $P = 0.7$ (p.u).

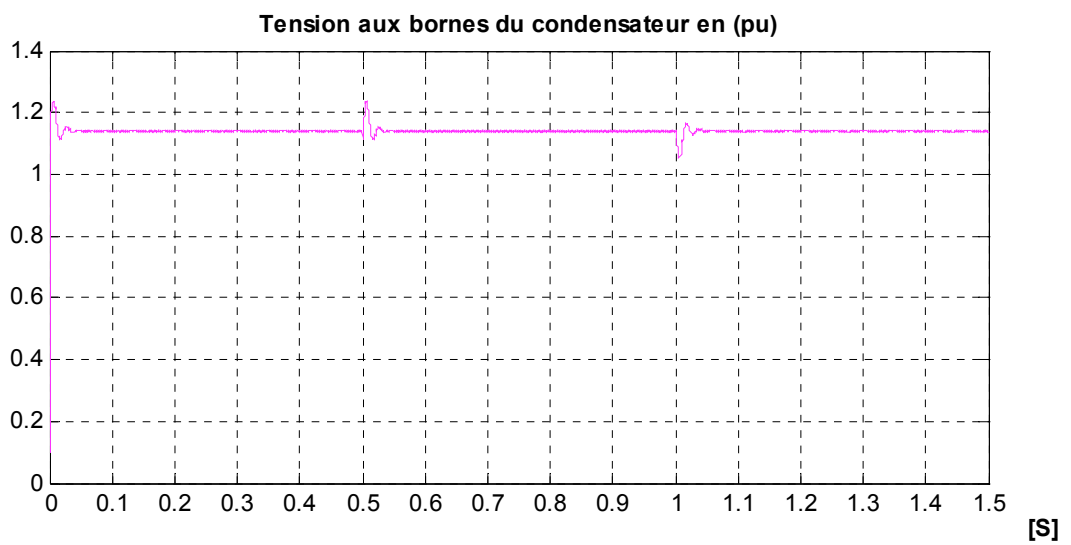
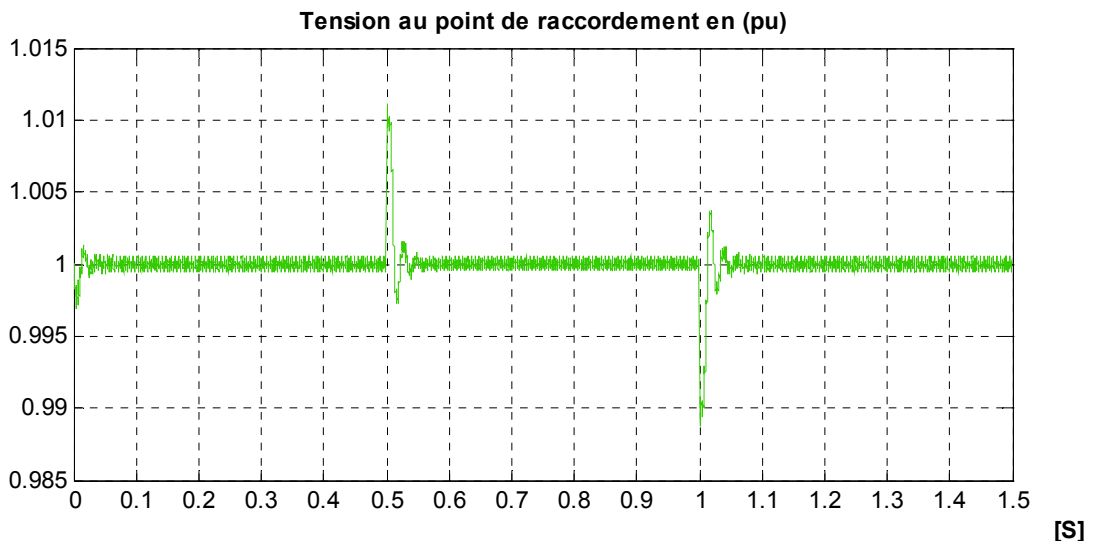
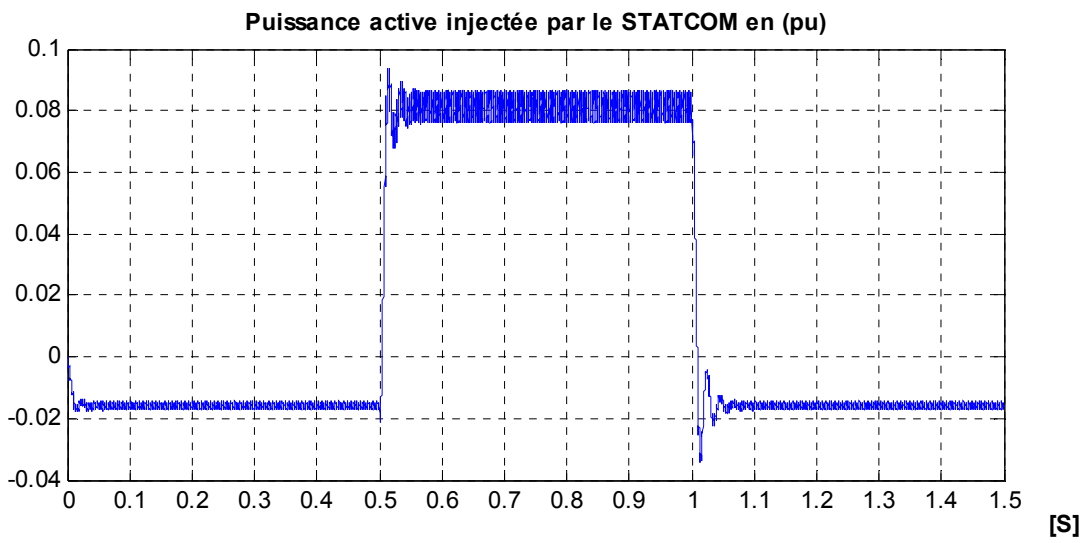
A l'instant ($t = 0.5$ s) on a varié en même temps les consignes des deux puissances pour lesquelles deviennent $Q = 0.2$ (p.u) et $P = 0.5$ (p.u), on constate à travers les résultats de simulation effectuée que les puissances dans la ligne de transmission suivent leurs références, le convertisseur série fait augmenter la valeur de la tension injectée en série avec la ligne d'avantage que pour le cas précédent et le convertisseur shunt délivre plus de courant pour compenser l'appelle en puissance réactive, car les puissances du réseau électrique dans l'intervalle $[0.5 \text{ s}, 1 \text{ s}]$ sont supérieures à celle du cas initiale et donc nous avons besoin d'une valeur plus grande de la puissance réactive pour la compensation. La figure (IV.4) montre les variations en (p.u) des grandeurs de ce cas de simulation :

- La puissance active et réactive dans la ligne
- La tension injectée par le convertisseur série
- Le courant délivré par la partie shunt
- La puissance réactive fournie par le STATCOM
- La puissance réactive fournie par le SSSC
- La puissance active fournie par le SSSC
- La puissance active fournie par le STATCOM
- La tension au point de raccordement du STATCOM

- La tension aux bornes du condensateur
- Le courant dans la ligne coté réseau







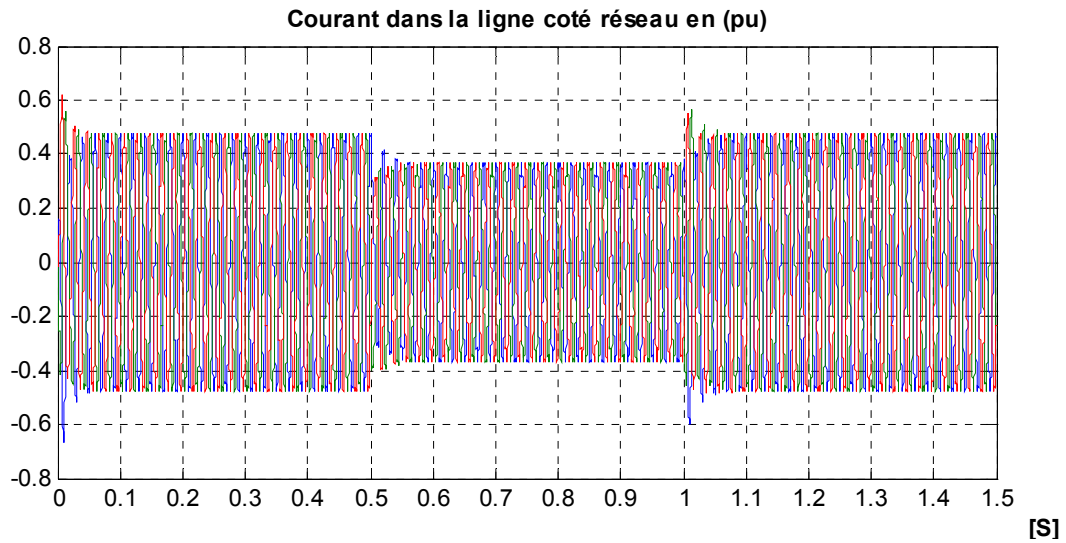


Figure (IV.4) : résultats des simulations pour le contrôle de la puissance dans la ligne

IV 4 conclusion

Dans ce dernier chapitre nous avons présenté le réseau étudié par son schéma électrique, nous avons aussi présenté le schéma équivalent du réseau étudié en grandeurs réduites. Enfin nous avons fait des simulations sous l'environnement SIMULINK/MATLAB. Les résultats obtenus par les deux simulations effectuées ont validé d'une manière générale le modèle mathématique d'un UPFC associé à un réseau de transport d'énergie électrique ainsi que le type des régulateurs choisis et les calculs théoriques des coefficients de ces régulateurs.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

L'industrie de l'énergie électrique a subi des changements profonds, suite aux différents bouleversements politiques et économiques de plusieurs pays dans le monde. Ce nouvel environnement du marché de l'électricité, a mis en évidence une clientèle plus importante et plus exigeante vis-à-vis du fonctionnement des réseaux à travers la flexibilité de leur contrôle, la fiabilité et la qualité de l'énergie offerte sur le marché.

Ce mémoire présente et explique le contrôle de l'écoulement de puissance active dans une ligne de transport par un système FACTS, le dispositif choisi pour ce contrôle est le variateur de charge universel UPFC. Ce dispositif est capable de contrôler simultanément et indépendamment, la puissance active et la puissance réactive, il peut contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance, à savoir, la tension, l'angle de transport et l'impédance de ligne, pour améliorer les performances du réseau électrique et sa stabilité. Afin d'atteindre cet objectif, nous sommes passés par les étapes suivantes :

Dans la première étape nous avons présenté en bref un aperçu sur le fonctionnement des réseaux électriques, on a montré les facteurs qui limitent la puissance transmissible dans une ligne de transport et la chute tension provoquée par le transit de puissance, on a analysé également l'écoulement de puissance dans cette étape, enfin nous avons présenté les différents moyens classiques de compensation.

La deuxième étape de notre travail a été consacrée à la description des différents systèmes permettant d'assurer le transport d'énergie électrique dans les meilleures conditions et qui sont rangés sous l'appellation systèmes FACTS. Les dispositifs FACTS peuvent être classés en trois catégories : les compensateurs parallèles, les compensateurs séries et les compensateurs hybrides (parallèle-série).

Dans la troisième étape nous avons présenté la structure de base et le principe de fonctionnement de l'UPFC, nous avons développé son modèle mathématique quant il est raccordé au réseau électrique. Afin d'analyser l'influence de l'UPFC sur le réseau, nous avons démontré les relations entre les différentes variables du réseau en fonction des paramètres de contrôle de l'UPFC. Nous avons opté pour la commande MLI, car les puissances mises en jeu sont importantes, ce qui nécessite un contrôle de la fréquence des commutations [1]. Nous avons choisi la méthode (Watt-var Découplé) pour l'identification des références de la partie parallèle et la partie série. Nous avons appliqué le régulateur PI avec compensation de pôles pour la commande des deux parties série et parallèle.

Dans la dernière étape, nous avons présenté le schéma électrique équivalent du réseau étudié en grandeurs réduites. Afin de voir le comportement du dispositif UPFC connecté au réseau pour le contrôle de la puissance active nous avons fait des simulations par le logiciel SIMULINK/MATLAB. Les résultats obtenus par les différentes simulations effectuées ont validé d'une manière générale les modèles des deux parties de l'UPFC ainsi que les calculs théoriques des coefficients des régulateurs utilisés.

Enfin nous pouvons dire que les systèmes FACTS découlent d'un concept qui a tendance à élargir son champ d'intervention, il nous semble prioritaire de poursuivre une étude approfondie sur les modes et stratégies de contrôle des réseaux de transport d'énergie électrique par le dispositif UPFC.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [1] E. GH. Sahraki, "Apport de l'UPFC à l'Amélioration de La Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques", Thèse de Doctorat Université de Henri Poincaré, Nancy-I, 13 Octobre 2003.
- [2] M. Crappe, "Commande et regulation des réseaux électriques", Lavoisier 2003.
- [3] J.M. Escane, " Réseaux d'énergie électrique – Modélisation : Lignes, Cables, Eyrolles", Paris 1997.
- [4] P. Bornard, M. Pavard, "Réseaux d'interconnexion et de transport : réglage et fonctionnement", Technique de l'ingénieur D 4 090, pp 1-23.
- [5] M. Erimia, J. Trecat, A. Germond, " Réseaux électriques –Aspects actuels ", Editura Technica, Bucuresti 2000.
- [6] K. Belacheheb, "Contribution à l'étude des systèmes de compensation FACTS en général, UPFC en particulier, pour le contrôle du transit de puissance dans un réseau de transport ", Thèse de doctorat de l'université de HENRI POINCARE NANCY I, 21 Juin 2001.
- [7] T. Allaoui, " Réglage Robuste de l'UPFC Pour Optimiser l'Ecoulement des Puissances Dans Un Réseau Electrique", Thèse de magister, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, Avril 2002.
- [8] Higorani, N.G, Gyugyi, L., " Understanding FACTS Devices", IEEE Press 2000.
- [9] A. A. Ladjici, A. Barar, "Introduction aux systèmes flexibles de transmission en courant alternatif FACTS ", Mémoire d'ingénieur, Ecole National Polytechnique, Alger, Juin 2002.
- [10] Zhang. Rehtanz. Pal, "Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control" livre, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2006.
- [11] J. L. Thomas, " Les systèmes flexibles de transport et de distribution électrique FACTS", 10^{eme} entretien Physique – industrie, Paris, 19 Octobre 2006.
- [12] E. Catz, "Evolutions techniques du système de transport et de distribution d'électricité", AREVA T & D, Saint Priest Cedex, France, 2006.
- [13] J.C. Passelergue, "Interaction des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques", Thèse de doctorat de l'INPG 26 Novembre 1998.
- [14] P. Petitclair, "Modélisation et commande de structures FACTS : Application au STATCOM", Thèse de doctorat de l'INPG, 16 Juillet 1997.

- [15] J. Ndayizamba, " Contribution à l'analyse de la compensation série avancée dans les réseaux de transport d'énergie électrique", Thèse de doctorat de l'université de Montréal, Décembre 1996.
- [16] E. Acha, V.G. Agelidis, O. Anaya- Lara and T. J. Miller, " Power Electronic Control in Electrical Systems" livre, Newnes: Oxford, Auckland, Boston, Johannesburg, Melbourne, New Delhi. First Published 2002.
- [17] E. Acha, R. Claudio, F. Esquivel, H. Ambriz-Prez and C. Angeles-Camacho, "FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks", livre, Wiley 2004.
- [18] L. Gyugi, Andal, "The unified power flow controller a new approach to power transmission control", IEEE Tran. On Power Delivery, Vol. 10, N: 2, April 1995.
- [19] I. Papić, "Basic Control of Unified Power Flow Controller", IEEE Transaction on Power Systems, vol 12, no4, Nov 1997.
- [20] D. Menniti, A. Pinnarelli, U. De Martinis, A. Andreotti," Modelling of Unified Power Flow Controller into Power Systems Using P-Spice", Electric Engineering Department; University of Naples (Federico II).