



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



Université Ahmed Draïa Adrar Faculté des
Sciences et de la Technologie Département
des Sciences de la Technologie

MEMOIRE

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Commande Electrique

Intitulé

**« Synthèse de réglage appliqué pour
contrôle d'un système UPFC »**

Présenté par :

- BOULAL Etayeb
- ELBACHA Alkhalifa

Soutenu publiquement le 24/06/2019

Devant le jury :

Président : Mr. HAMOUDA Messaoud

Univ. Adrar

Promoteur : Mr. HARROUZ Abdelkader

Univ. Adrar

Examineur : Mr. MANSOURI Smail

Univ. Adrar

Année Universitaire : 2018/2019

REMERCIEMENT



Nous remercions dieu qui nous a donné la volonté et le courage pour la réalisation de ce modeste travail.

Nous remercions vivement Mr. Dr. A.harrouz notre promoteur pour la précieuse assistance, sa disponibilité et son soutien qu'il nous a accordé tout au long de ce projet et tous les enseignants de l'institut d'électrotechnique.

Que les membres de jury trouvent ici l'expression de nos sincères remerciements pour l'honneur qu'ils nous font en acceptant de juger notre travail.

Que cette page soit aussi le parfait témoignage de notre gratitude envers tous nos amis qui nous ont aidé, de près ou de loin, à élaborer ce travail.

BOULAL

ALKHALIFA



Sommaire

Introduction générale	2
Chapitre : I	
Etat d'art sur les réseaux électriques	
I.1 Introduction	5
I.2 Rôle du réseau électrique	5
I.3 Description des réseaux électriques	5
I.4 Structure des réseaux électriques	7
I.4.1 Réseau de transport et d'interconnexion	7
I.4.2 Réseau de répartition	7
I.4.3 Réseau de distribution	7
I.5 Architecture des réseaux	7
I.5.1 Réseau radial	7
I.5.2 Réseau bouclé	8
I.5.3 Réseau maillé	8
I.6 Conclusion	8
Chapitre : II	
Compensation et système FACTS	
II.1.Introduction	10
II.2. Puissances et facteur de puissance	10
II.2.1. Le Facteur de Puissance ($\cos \varphi$)	11
II.2.2.Inconvénients d'un mauvais facteur de puissance et de circulation d'énergie réactivé	11
II.2.3.Avantage d'un bon facteur de puissance	12
II.3. Principe de la compensation	12
II.3.1. Modes de compensation	13
II.4. Moyens de compensation de la puissance réactive	14
II.4.1. Les dispositifs conventionnels	15
II.4.1.1. Les groupes de production (générateurs)	15
II.4.1.2. Les condensateurs	15
II.4.1.3. Les inductances	15
II.4.1.4 Les compensateurs synchrones	16
II.4.2. Les compensateurs statiques (Les SVCs)	16
II.5. Les concepts du contrôle du flux de puissance	16
II.5.1. Compensation série	18
II.5.2. Compensation shunt	19
II.6. Les conséquences des compensations shunt	20
II.6.1. Régulation de la tension	20
II.6.2. Correction de facteur de puissance	21
II.7. Les conséquences des compensateurs série	22
II.7.1 Régulation de la tension	22
II.7.2. Régulation de l'angle de phase	23
II.8. Compensation par les systèmes FACTs	24
II.8.1. Compensation parallèle	25
II.8.1.1. Principe de fonctionnement	25
II.8.1.2.Application de SVC	27

II.8.1.3. Application de STATCOM	27
II.8.2. Les compensateurs série ou compensation d'impédance	27
II.8.2.1. Principe de fonctionnement	28
II.8.2.2. Application du SSSC	29
II.8.3. Compensateurs hybrides série – parallèle	29
II.9. Conclusion	31

Chapitre : III

Etude et mise en équations du système UPFC

III.1. Introduction	33
III.2. Structure du variateur de charge universel UPFC connecté au réseau	33
III.3. Principe de fonctionnement	34
III.4. Modélisation du système UPFC	35
III.4.1. Modélisation de la branche série (UPFC série)	36
III-4-2- Modélisation de la partie shunt (UPFC shunt)	39
III-4-3- Modélisation de la branche continue d'UPFC	40
III.5. Conclusion	41

Chapitre : IV

Réglage et contrôle du système UPFC

IV.1. Introduction	43
IV.2. Description du système de commande de l'UPFC	43
IV.2.1. Commande du circuit série	43
IV.2.2. Commande du circuit shunt et de la tension continue	46
IV.3. Régulateur proportionnel intégral découplé (PI-D)	47
IV.4. Réglage avec PI (paramètres des régulateurs)	50
IV.4.1. Calcul des paramètres K_p et K_i	50
IV.5. Modélisation du convertisseur statique	52
IV.5.1. Description	52
IV.5.2. commande de l'onduleur par MLI	53
IV.6. Les résultats de simulation	54
IV.7. Conclusion	60
Conclusion générale	62

Liste de symboles

UPFC Unified Power Flow Controller

PI contrôleur Proportionnel Intégral

V_S : tension du réseau (départ)

V_R : tension du réseau (arrivé).

V_{dc} : tension continue.

F : fréquence de réseau.

r : la résistance de le ligne.

L : l'inductance de la ligne.

r_p : les chutes de tension du compensateur parallèle.

L_p : l'inductance de fuit du transformateur parallèle.

C : la capacité du circuit commun.

f_p : le fréquence de la porteuse.

v_p : l'amplitude de la porteuse.

f_r : la fréquence de fondamentale.

V_r : l'amplitude de l'onde de référence.

V_{a0}, V_{b0}, V_{c0} : tension à la sortie de l'onduleur.

V_p : la tension de compensation parallèle.

i_{pa}, i_{pb}, i_{pc} : les courants de l'UPFC parallèle.

V_{pa}, V_{pb}, V_{pc} : les tensions de l'UPFC parallèle.

P : la puissance active.

Q : la puissance réactive.

P^* : puissance da référence active.

Q^* : puissance da référence réactive.

i_d^*, i_q^* : les courants de référence de la ligne.

Introduction générale

Face à la saturation des réseaux de puissance, les compagnies d'énergie électrique exploitent de plus en plus leurs réseaux près des limites de sécurité (conduite aux limites). Cette situation engendre des problèmes d'exploitation, notamment pour le contrôle des flux de puissance, le maintien d'un profil de tension acceptable, la surveillance des reports de charge, etc. À cet effet, des recherches sont entreprises dans différents pays pour trouver des moyens susceptibles d'améliorer la flexibilité et l'exploitation des réseaux.

Le développement récent des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) ouvre de nouvelles perspectives pour une exploitation plus dense des réseaux par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux tenues, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes. De plus, grâce à leur temps de réponse court à des changements dans les réseaux de puissance, les dispositifs FACTS sont apparus comme des outils efficaces

Ce travail est destiné à évaluer l'aptitude de l'UPFC à contrôler l'écoulement de puissance à travers une ligne de transmission et compenser la puissance réactive. Cette étude est organisée en quatre chapitres.

Le premier chapitre présente un état d'art sur les réseaux électriques qui comporte une description de la structure du réseau actuel qui permet de comprendre les mécanismes d'acheminement de l'électricité aux consommateurs.

Le deuxième chapitre nous décrivons la compensation de l'énergie réactive et consacré à la définition des systèmes FACTS et leur rôle par rapport au réseau électrique.

Dans le troisième chapitre on présente le système le plus intéressant des dispositifs FACTS : c'est l'UPFC, son fonctionnement et sa mise en équation

Dans le quatrième chapitre, un réglage de l'UPFC avec des régulateurs classiques DI-Découplé sera présenté tout en présentant l'intérêt du réglage pour la compensation des puissances et le maintien de la tension avec interprétations des résultats obtenus en simulation.

Enfin le mémoire se termine par une conclusion générale.

Chapitre I

Etat d'art sur les réseaux électriques

I.1 Introduction

Le système électrique est l'ensemble des installations électriquement interconnectées, qui a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Ce système est constitué par:[1]

- Stations de production (Centrales électriques);
- Réseaux de transport et d'interconnexion;
- Réseaux de répartition;
- Réseaux de distribution.

I.2 Rôle du réseau électrique

Le rôle du réseau dans le système électrique pour garantir un approvisionnement sûr et économique de l'énergie est essentiel. Il n'est techniquement pas possible que ce rôle soit assuré par un type unique de réseau qui relierait moyens de production et utilisateurs.

Une bonne solution consiste à établir une hiérarchie de trois catégories de réseaux dont les fonctions sont différentes et qui se distinguent par le niveau de tension de leurs lignes ou le niveau de puissance qui transite [2]. Ses fonctions sont les suivantes:

- L'acheminement de l'énergie des centrales de production aux abords des grands centres de consommation, c'est le rôle du réseau de transport;
- La répartition de cette énergie en différents points de chacun des centres de consommation de manière à mieux assurer la sécurité de l'alimentation de l'ensemble des consommateurs, c'est le rôle des réseaux de répartition;
- L'alimentation directe de chacun des consommateurs à partir du réseau de répartition, c'est le rôle des réseaux de distribution.[1]

I.3 Description des réseaux électriques

L'énergie électrique produite par des centrales électriques en moyenne tension (MT) est directement injectée sur le réseau de transport maillé à très haute tension (THT) pour être transportée sur de grandes distances avec un minimum de pertes. Elle «descend» ensuite sur les réseaux de répartition à haute tension (HT), puis ceux de distribution à moyenne et basse tension (MT et BT) d'où elle est distribuée aux gros consommateurs et aux réseaux de distribution à basse tension. Un schéma descriptif est illustré sur la figure(I.1). [3]

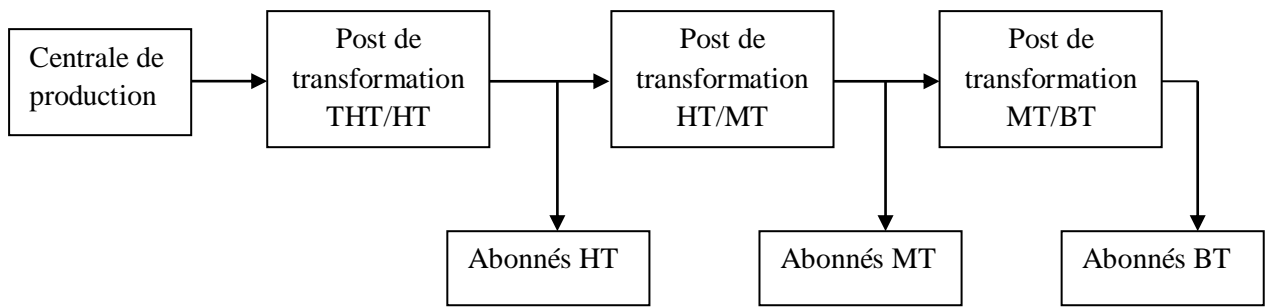


Figure I.1: Structure d'un réseau électrique

La hiérarchie des niveaux de tensions utilisés varie considérablement d'un pays à l'autre, en fonction des paramètres liés à l'histoire électrotechnique du pays, ses ressources énergétiques, et d'autres critères technico-économiques. En général les réseaux électriques sont hiérarchisés. La plupart des pays mettent en œuvre:

- Un réseau de transport THT220.....800kV;
- Un réseau de répartition HT45.....160 kV;
- Un réseau de distribution MT4.....45 kV;
- Un réseau de livraison de l'abonné BT 400/230V.

Selon la Commission électrotechnique internationale(CÉI), les réseaux électriques sont classés par leurs niveaux de tensions normalisées représentés sur le tableau I.1. [1]

Appellation normalisée	Niveau de tension	Réseau concerné
TBT	$U_n < 50V$	
BTA	$50V < U_n < 500V$	Réseau de distribution (220V,400V)
BTB	$500V < U_n < 1000V$	Réseau de répartition (10KV,20KV,45KV)
HTA	$1KV < U_n < 50KV$	
HTB	$50KV < U_n$	Réseau de répartition (63,90KV) Réseau de transport (150,220 400KV)

Tableau I.1 Niveau de tension normalisée

I.4 Structure des réseaux électriques

I.4.1 Réseau de transport et d'interconnexion

Les réseaux de transport et d'interconnexion sont liés entre eux sous forme de boucle, réalisant ainsi une structure semblable aux mailles. Le réseau de transport permet

l'acheminement de l'énergie électrique de puis les centrales de production jusqu'aux grands centres de consommation, est de forme maillée afin que la perte d'un de ses ouvrages n'interrompe pas la fourniture d'énergie aux différents consommateurs ou aux réseaux de distribution. Généralement leurs niveaux de tension sont compris entre 220 et 800kV. Leurs systèmes protections sont très élaborés et sont gérés en général par des centres de conduite nationaux. [18]

I.4.2 Réseau de répartition

Ces réseaux de répartition ont pour fonction de faire la liaison entre le réseau de transport qui achemine l'énergie des grandes centrales et le réseau de distribution. Ils doivent de ce fait assurer l'alimentation du territoire qu'ils desservent, qui sont en général de grands utilisateurs, ces réseaux ont fréquemment une structure bouclée et peuvent alors être exploités soit en boucle fermée (le réseau bouclé) soit en boucle ouverte (le réseau est débouclé), ce qui permet d'assurer l'acheminement de l'énergie dans des conditions de sécurité raisonnablement garanties. Leur niveau de tension est souvent compris entre 45 et 160kV. Les protections sont de même nature que celles utilisées sur les réseaux de transport sont gérées en générale par des centres de conduite régionaux. [1]

I.4.3 Réseau de distribution

Les réseaux de distribution constituent l'infrastructure la plus importante du système électrique. Acheminent l'énergie électrique de manière unidirectionnel qui provient du réseau de répartition ou de réseau de transport jusqu'aux consommateurs moyenne et basse tensions, ils sont constitués de deux types de réseaux: les réseaux de moyenne tension (MT), entre 4 et 45kV, et les réseaux de basse tension (BT) qui représente le dernier niveau dans une structure électrique leurs tensions comprises entre 220 et 400V. Les réseaux de distribution sont en général à structure arborescente ou radiale. [3]

I.5 Architecture des réseaux

I.5.1 Réseau radial

Le réseau radial est la forme de réseau la plus simple. Les lignes se développent en antenne en partant de la station de transformation. Tous les accès ne sont alimentés que par une seule ligne. Ainsi, le flux de puissance n'a qu'un trajet possible. Les protections de ce type de réseau sont minimales, grâce à sa structure simple. [1]

I.5.2 Réseau bouclé

L'assemblage en boucle des lignes permet d'avoir un réseau bouclé alimenté par plusieurs sources à la fois. Cette solution augmente la sécurité d'alimentation en cas d'une défaillance, l'alimentation électrique est interrompue uniquement dans la partie défaillie jusqu'à la réparation de la panne, et le reste du réseau peut continuer à fonctionner, mais elle est complexe et coûteuse, car elle nécessite plus de disjoncteurs et d'un système de protection plus élaboré. Il existe deux types de réseaux bouclés: les réseaux en boucle ouverte, et les réseaux en boucle fermée. [1]

I.5.3 Réseau maillé

Lorsque des réseaux en boucle sont regroupés pour relier des points très éloignés les uns des autres, elles forment un réseau maillé. Ce type de réseau offre une très grande fiabilité d'approvisionnement, car chaque tronçon de ligne peut être alimenté via différentes voies. Ce type de réseaux est utilisé généralement dans les réseaux de transport, sont surtout construits et exploités là où la sécurité d'approvisionnement d'un grand nombre de clients peut être compromise par une perturbation, il permet d'assurer la redondance des transits possibles en cas de défaillance, mais aussi en fonctionnement normal d'assurer dans de bonnes conditions le maintien de la tension lors des fortes variations de la puissance transitée. [1]

I.6 Conclusion

Ce premier chapitre a permis d'avoir une vue générale sur les réseaux électriques. En premier lieu, on a présenté un état d'art sur les réseaux de transport, répartition et distribution d'énergie électrique. Une description de la structure du réseau actuel permet de comprendre les mécanismes d'acheminement de l'électricité aux consommateurs. Le chapitre suivant sera consacré aux différents types de perturbations qui dégradent la qualité d'énergie électrique, et aux différents moyens de compensation d'énergie réactive. [1]

Chapitre II

Compensation

et systèmes FACTS

II.1.Introduction

Tout système électrique utilisant le courant alternatif met en jeu deux formes d'énergie: l'énergie active et l'énergie réactive. Dans les processus industriels utilisant l'énergie électrique seule l'énergie active est transformée au sein de l'outil de production en énergie mécanique, thermique, lumineuse, etc... L'autre, l'énergie réactive sert notamment à l'alimentation des circuits magnétiques des machines électriques (moteurs, autotransformateurs, etc...). Par ailleurs, certains constituants des réseaux électriques de transport et de distribution (transformateurs, lignes, etc...) consomment également dans certains cas d'exploitation de l'énergie réactive. [4]

II.2.L'importance de La puissance réactive :

L'énergie électrique est essentiellement distribuée aux utilisateurs sous forme de courant alternatif par des réseaux en haute, moyenne et basse tension. L'énergie consommée et composée d'une partie "active", transformée en chaleur ou mouvement, et d'une partie "réactive" transformée par les actionneurs électriques pour créer leurs propres champs électromagnétiques. L'utilisateur ne bénéficie que de l'apport énergétique de la partie "active"; la partie "réactive" ne peut pas être éliminée, mais doit être compensée par des dispositifs appropriés. [5]

L'énergie totale soutirée au réseau de distribution sera ainsi globalement réduite. Les économies d'énergie réalisées se chiffrent par dizaines de pour cent de la consommation globale, situant les procédés de compensation d'énergie réactive en première ligne du combat pour la réduction de l'impact des activités humaines sur l'écosystème de notre planète. Le transport de la puissance réactive à longue distance présenté une série d'inconvénients tels-que les chutes de tension considérables, les pertes de ligne par effet joule et moins de capacité pour transporter la puissance active. A l'exception de ces aspects purement statiques, la puissance réactive peut jouer un grand rôle dans d'autres aspects dynamiques, tels-que les fluctuations de tension produites par les variations soudaines des charges, le phénomène 'flicker', et une meilleure marge pour la stabilité. Actuellement, avec la complexité des réseaux, la participation des générateurs dans la production de l'énergie réactive est devenue insuffisante. Elle est générée en grande partie par les moyens de compensation existants ou en période creuse, par les lignes de transport. [5]

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

II.3.Principe général de la compensation:

Pour les raisons évoquées ci-dessus, il est nécessaire de produire l'énergie réactive au plus près possible des charges, pour éviter qu'elle ne soit appelée sur le réseau. C'est ce qu'on appelle "compensation de l'énergie réactive". Pour inciter à cela et éviter de sur calibrer son réseau, le distributeur d'énergie pénalise financièrement les consommateurs d'énergie réactive au-delà d'un certain seuil. On utilise des condensateurs pour fournir l'énergie réactive aux récepteurs inductifs. [5]

Pour réduire la puissance apparente absorbée au réseau de la valeur S_2 à la valeur S_1 , on doit connecter une batterie de condensateurs fournissant l'énergie réactive Q_c . Telle que :

$$Q_c = P. (tg\varphi_2 - tg\varphi_1).$$

Le principe de compensation avec des condensateurs peut être représenté par La 1ère figure illustre l'échange local d'énergie réactive entre le récepteur et le condensateur.

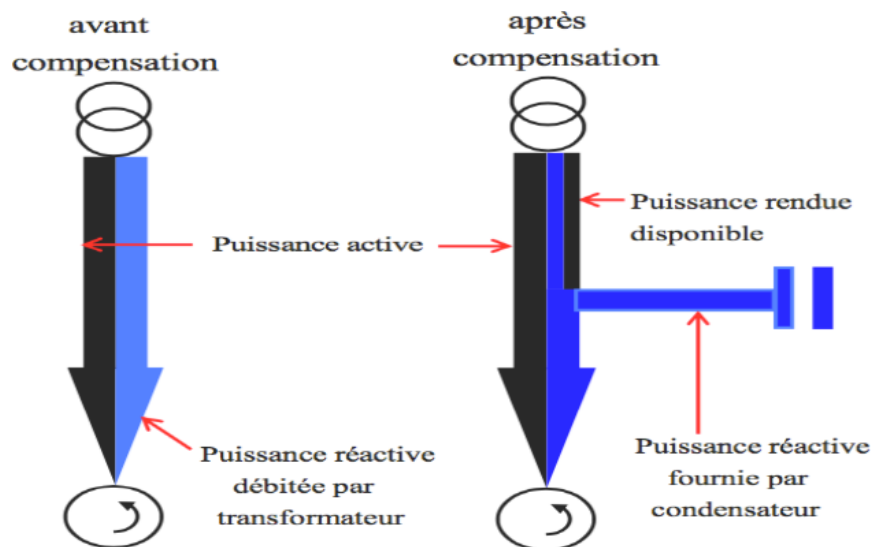


Figure (II .1) : L'intérêt de la compensation.

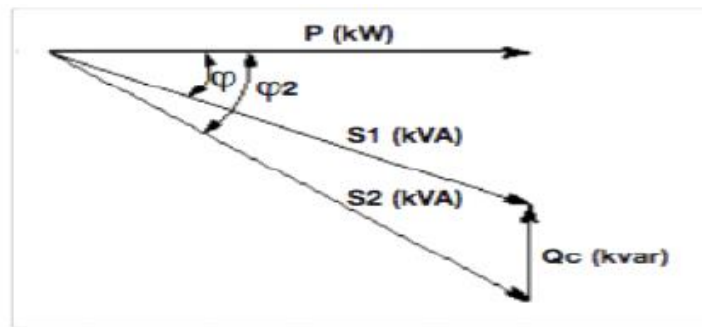


Figure (II.2) : Diagramme vectorielle montre le principe de la compensation

L'intérêt économique de la compensation est mesuré en comparant le coût d'installation des batteries de condensateurs aux économies qu'elle procure. Le coût des batteries de condensateurs dépend de plusieurs paramètres dont [5]:

■ la puissance installée, ■ le niveau de tension, ■ le fractionnement en gradins, ■ le mode de commande, ■ le niveau de qualité de la protection.

Les réseaux électriques à pour but de véhiculer de la puissance depuis la source jusqu'aux centres de consommation dans un réseau à courant alternatif. La puissance apparente S à deux composantes la puissance active P et la puissance réactive Q :

$$S = P + jQ = * (\cos \varphi + j \sin \varphi)$$

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

La présence des moyens de production d'énergie réactive (alternateurs, bancs de condensateurs ou compensateurs statiques) à proximité des zones de consommation contribue donc à maintenir la tension constante sur le réseau. Il est à noter que les solutions peuvent reposer sur des moyens de compensation de puissance réactive statiques (bancs de condensateurs, bancs de bobines) ou dynamiques (alternateurs, FACTS). [5]

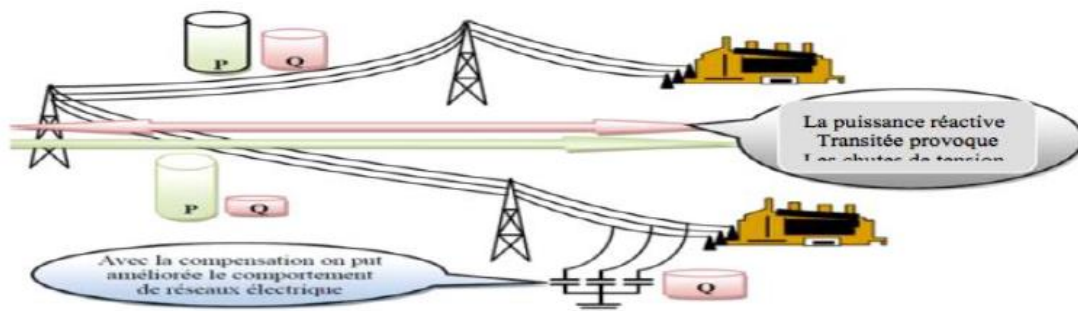


Figure (II.03) : le changement de puissance dans la ligne électrique

II.4.Moyens de compensation réactive :

Il existe plusieurs catégories de dispositifs de production de puissance réactive : compensateurs synchrones, les bancs de condensateurs et les compensateurs statiques de puissance réactive. [5]

II.4.1.Compensation shunt :

La compensation parallèle (shunt) consiste à enclencher des condensateurs shunt et/ou des inductances shunt connectés entre les phases du réseau et la terre en général par le biais de disjoncteurs à différents endroits sur le réseau pour modifier l'impédance des lignes, dans le but de maintenir des niveaux de tension acceptables suivant l'état de charge du réseau. Ces éléments permettent de compenser les réseaux en puissance réactive et de maintenir la tension dans les limites admissibles.

Cette technique de compensation est dite passive car elle fonctionne en tout ou rien. C'est-à-dire qu'elle est soit en service, par exemple lorsqu'une inductance shunt est enclenchée, soit complètement hors service lorsque l'inductance est retirée. Lorsqu'elle est en service, aucune modification des inductances ou des condensateurs n'est effectuée pour essayer de contrôler la tension ou l'écoulement de puissance.

D'après la figure (II.03), on voit que ces équipements permettent aussi d'augmenter la puissance active transitée. La puissance transitée peut être augmentée de 50% pour une compensation au niveau de la charge et de 100% pour une compensation au point milieu. [5]

Une ligne HT peut être modélisée par un schéma en π représenté par la figure (II.04).

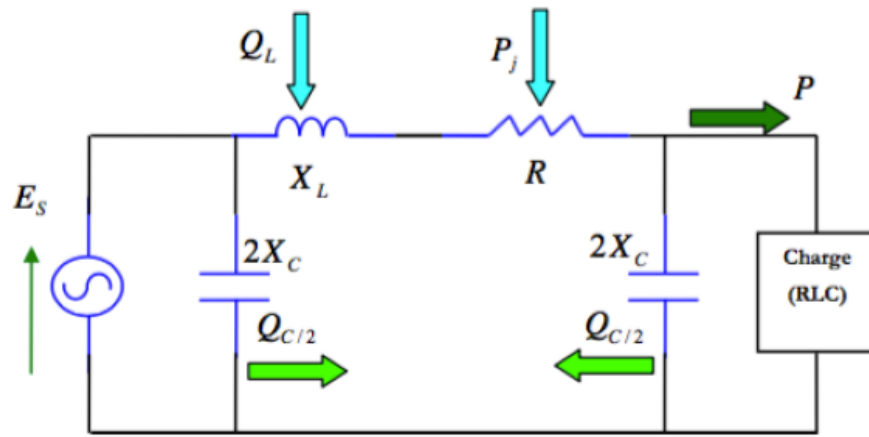


Figure (II.04) : Représentation d'un système électrique en π .

Lorsque le réseau n'est pas ou peu chargé, c'est-à-dire que l'impédance de la charge est très élevée, la tension sur la ligne a tendance à monter considérablement (effet Ferranti), cette augmentation de tension est d'autant plus importante que le réseau est exploité à tension élevée et que les lignes sont longues. Pour réduire la tension en bout de ligne, il faut augmenter artificiellement l'impédance caractéristique de la ligne en diminuant sa capacité shunt. Des inductances shunt sont enclenchées à différents postes sur le réseau. [6]

Cependant, lorsque le réseau est fortement chargé, dans ce cas l'impédance de la charge est très faible et la tension a tendance à diminuer sur le réseau. Pour compenser cet effet, il s'agit de diminuer artificiellement l'impédance caractéristique de la ligne pour la rendre égale, ou là plus près possible, de l'impédance de la charge. Les réactances shunt deviennent inutiles. Pour maintenir la tension dans les limites contractuelles, le gestionnaire du réseau doit donc augmenter la capacité shunt de la Ligne et connecter des condensateurs shunt dans différents postes du réseau selon la charge. [6]

Les bancs de condensateurs vont compenser la puissance réactive absorbée par la charge et ainsi éviter la transmission de puissance réactive sur de longues distances. Ces bancs de condensateurs doivent être connectés ou déconnectés par des disjoncteurs.

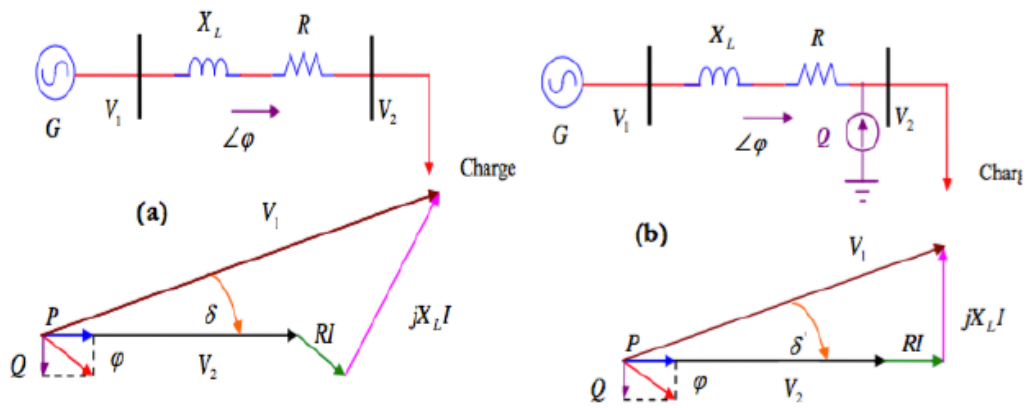
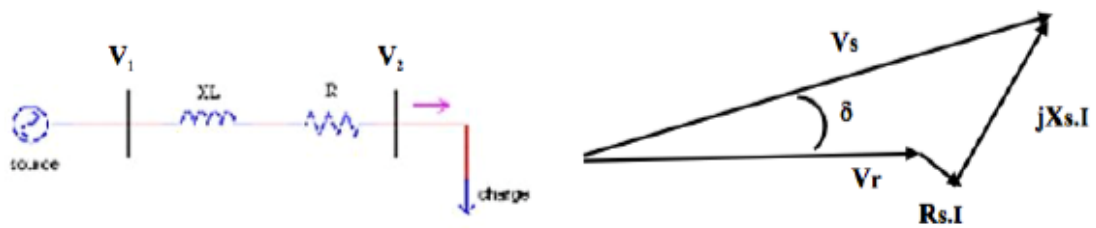


Figure (II.05) : Principe de la compensation shunt

II.4.2.Principe de la compensation série :

Cette compensation a pour principe d'insérer une réactance et inductive sur la ligne toujours dans le but d'en augmenter la puissance active transmissible. La ligne étant modélisée par une réactance de type inductive, on comprend aisément que l'on diminue cette réactance en ajoutant une réactance de type capacitive. En conservant le même modèle de ligne. On obtient la compensation série donnée par la Figure (II.06)



(a) Sans compensation

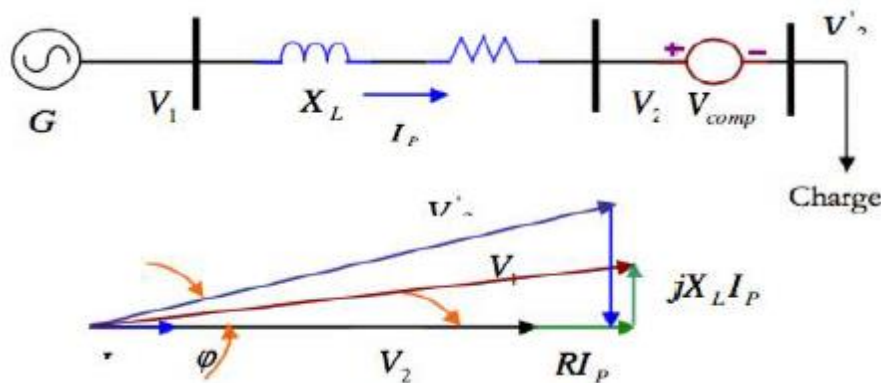


Figure (II.06) : Principe de la compensation série

II.4.3. Compensateurs synchrones :

Les compensateurs synchrones sont des alternateurs synchrones connectés au réseau, mais ils ne sont pas entraînés par une turbine et ne fournissent donc pas de puissance active. Comme ils fonctionnent en moteur, ils consomment la puissance active correspondant à la compensation de ces pertes mécaniques et électriques. Par le réglage du courant d'excitation des génératrices, on contrôle la tension à leur noeud de connexion. [5]

II.4.4. Bancs de condensateurs :

Les bancs de condensateurs sont des dispositifs statiques de compensation de puissance réactive. Leur connexion sur les systèmes énergétiques permet d'injecter de la puissance réactive. Néanmoins leur fonctionnement en tout ou rien ne permet pas un pilotage de la tension, même s'ils peuvent être connectés par gradins. Les connexions ou déconnexions de condensateurs entraînent une diminution de leur durée de vie. Un inconvénient supplémentaire de ces dispositifs est que la puissance réactive générée diminue avec le carré de la tension ; en effet la puissance réactive générée par un banc de condensateur triphasé de capacité par phase C sous la tension composée U vaut

$$Q_c = - C_w U^2.$$

Une tension basse diminue l'efficacité du condensateur alors qu'il est nécessaire d'injecter plus de puissance réactive. Un autre paramètre important à prendre en compte pour les bancs de condensateur est le niveau de tension auxquels ils sont connectés. Le coût de ces appareils dépend en partie de la qualité du diélectrique utilisé. [5]

Les condensateurs sont plus économiques pour des niveaux de tension de l'ordre de 20 kV, c'est-à-dire adaptés aux réseaux de distribution.

II.4.5. Compensateurs statiques de puissance réactive :

Les compensateurs statiques de puissance réactive FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) sont des dispositifs plus récents qui associent des bancs de condensateurs et de bobines à des convertisseurs d'électronique de puissance permettant de régler la puissance réactive délivrée et ainsi la tension du noeud de connexion. Ces appareils ont un temps de réponse très court, de l'ordre de quelques dizaines de millisecondes. [5]

II.4.6. Compensation réactive dans une ligne électrique :

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

- Maintenir le profil du plan de la tension pour les différents niveaux des puissances transportées.
- Pour améliorer la stabilité du système par augmentation de la puissance maximale Transmissible.
- Et/ou pour couvrir le besoin en puissance réactive sur la majorité des plans économiques. Idéalement la compensation réactive doit modifier l'impédance de charge en agissant sur la capacité et/ou l'inductance de la ligne pour obtenir une impédance de charge virtuelle s'adaptant aux valeurs de la puissance actuelle transportée par la ligne. [5]

II.5. Système de transmission flexible en courant alternatif (FACTS)

Un système de transmission flexible en courant alternatif, plus connu sous l'acronyme anglais de FACTS (pour *Flexible Alternating Current Transmission System*) est un équipement d'électronique de puissance d'appoint utilisé pour contrôler la répartition des charges dans le réseau en améliorant ainsi la capacité de transit et en réduisant les pertes, pour contrôler la tension en un point ou assurer la stabilité dynamique des réseaux de transmission d'électricité et des groupes de productions qui y sont connectés. Il peut également filtrer certaines harmoniques et donc améliorer la qualité de l'électricité.

La libéralisation du marché de l'électricité et l'intégration d'énergies renouvelables intermittentes a pour conséquences que la production est parfois très éloignée des lieux de consommation, elle n'est également plus aussi prévisible qu'auparavant, les capacités de transit du réseau doivent donc être augmentées, les goulots d'étranglement du réseau aménagés. Le manque d'acceptation de l'opinion publique pour la construction de nouvelles lignes électriques à haute tension et de nouvelles centrales électriques incite les gestionnaires de réseau à construire des FACTS afin d'augmenter les capacités de transit du réseau.

Les FACTS sont très nombreux. Ils font toujours partie de la famille des compensations électriques actives, mais cette compensation est série, parallèle (shunt) ou hybride, c'est-à-dire série et parallèle à la fois. Ils sont principalement constitués de capacités

et d'inductances pour générer la puissance réactive, ainsi que d'électronique de puissance ou de disjoncteurs pour interrompre et rétablir le courant au travers des premiers éléments. Un transformateur est parfois utilisé pour diminuer la tension à laquelle sont soumis les autres composants. Les types de FACTS les plus répandus sont les bancs de capacités séries (commutées mécaniquement ou par thyristors), les SVC, qui combinent capacité et inductance en parallèle à la ligne, les transformateurs déphaseurs, les STATCOM et SSSC qui sont des sources de tension placées respectivement en parallèle et en série à la ligne.

II.5.1. Contrôle du transit de puissance

En temps normal les lignes électriques sont chargées dans une fourchette allant de un tiers à la moitié de leur capacité maximale. En cas de surcharge, une ligne peut atteindre sa limite, elle déclenche alors en quelques secondes, ce qui entraîne la surcharge des lignes avoisinantes qui déclenchent à leur tour, on a alors des déclenchements en cascade qui conduisent à une coupure d'électricité généralisée. Les FACTS tentent d'équilibrer la charge entre les lignes pour prévenir cette situation. Si un défaut a malgré tout lieu, il tentera de rééquilibrer la charge entre les différentes lignes pour arrêter la cascade de déclenchements.[7]

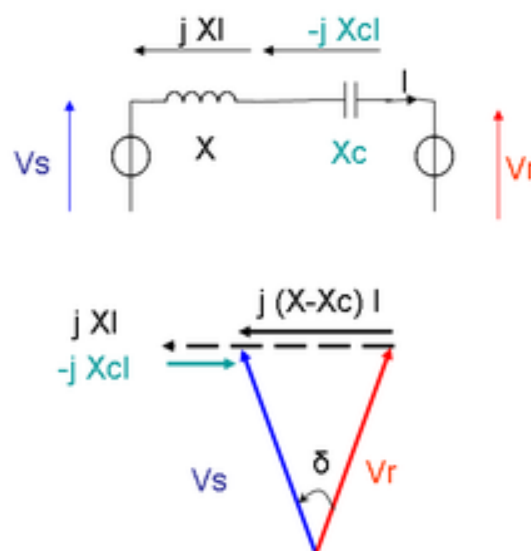
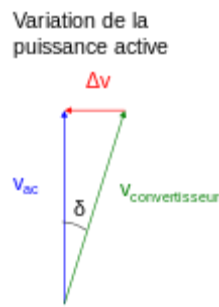
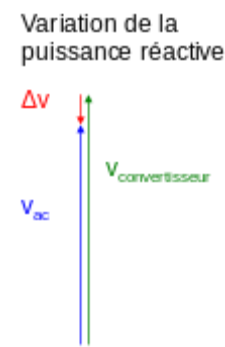


Figure (II.07): Principe de la compensation série



La puissance active dépend principalement de l'angle de transport



La puissance réactive dépend principalement de l'amplitude des tensions

Les puissances active P et réactive Q transportées dans une ligne électrique en courant alternatif s'expriment comme suit pour une ligne sans perte :

$$P = \frac{V_1 \cdot V_2}{X} \sin \delta \qquad Q = \frac{V_1 \cdot (V_1 - V_2 \cos(\delta))}{X}$$

Où V_1 et V_2 sont les tensions aux bornes de la ligne, X la réactance de la ligne, et δ l'angle de transport, autrement dit le déphasage entre V_1 et V_2 . Pour résumer, 3 paramètres sont importants : l'amplitude des tensions, l'angle de transport et l'impédance. Pour les réseaux en courant alternatif, le contrôle lie la puissance active à la fréquence d'une part, et la puissance réactive au contrôle de la tension de l'autre. [8]

Pour régler le transfert de puissance, on peut donc choisir de contrôler l'amplitude des tensions, la valeur de l'impédance ou l'angle de transport :

- Les condensateurs ou bobines montés en série permettent de changer la valeur de l'impédance. Les condensateurs série permettent de diminuer l'impédance des liaisons électriques et d'augmenter la puissance transmissible par ces liaisons (une liaison électrique haute-tension étant essentiellement inductive). D'une certaine manière, on peut dire qu'ils réduisent la longueur de la ligne [9]. À l'inverse, les réactances série augmentent l'impédance d'une liaison électrique, afin de mieux répartir les courants sur les différentes liaisons.
- Les condensateurs ou bobines montés en shunt permettent de changer l'amplitude de la tension en un point. En effet, les condensateurs shunts fournissent de la puissance réactive, et augmentent localement la tension du réseau. Tandis que les réactances shunt consomment de la puissance réactive, et diminuent la tension du réseau.

- Les déphasages créés par les UPFC ou les transformateurs déphaseurs influent sur l'angle de transport. Dans le cas, où plus de deux lignes sont en parallèle mais n'ont pas la même longueur « électrique », c'est-à-dire le même angle de transport, un réglage de ce dernier paramètre permet de rééquilibrer la charge. Elle évite également les boucles de courant [10].

Dit autrement, les condensateurs et les bobines permettent au FACTS de fournir ou de consommer dynamiquement de la puissance réactive sur le réseau. Ceci a pour effet d'augmenter ou de diminuer l'amplitude de la tension à son point de connexion, et par conséquent la puissance active maximale transmissible.

L'objectif est d'augmenter la capacité de transit de puissance en s'approchant des limites thermiques des lignes. La mauvaise acceptation publique pour les lignes électriques, pour des raisons environnementales principalement, rend cet usage des FACTS de plus en plus répandu. Il est bon toutefois de rappeler que le FACTS ne change pas cette limite thermique et ne peut donc augmenter indéfiniment la puissance électrique transportable d'une ligne électrique à haute tension. Les dispositifs FACTS ne remplacent donc pas la construction de nouvelles lignes. Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant [8].

II.5.2. Contrôle de la tension en régime stationnaire

Les longues lignes ont tendance à avoir des surtensions à leurs extrémités en cas de faible charge, on parle d'effet Ferranti, et au contraire une faible tension en cas de forte charge. Pour maintenir une tension constante, ou du moins pour ne pas dépasser les limites imposées par la régulation, un FACTS monté en parallèle peut être intéressant.

La compensation est localisée dans des postes qui sont répartis à des endroits stratégiques sur la ligne. Puisque la compensation n'est pas répartie d'une façon uniforme, il est impossible de maintenir la tension à sa valeur nominale en tout point de la ligne. Il est donc important de bien sélectionner les endroits où la compensation shunt est installée pour éviter que la tension ne s'écarte trop de sa valeur nominale [8].

Si le SVC fonctionne en réglage de tension, le système de contrôle ajuste le courant dans le SVC de façon que courant et tension suivent une courbe caractéristique.

II.5.3. Stabilité dynamique

Dans le réseau, la génération d'électricité est assurée par des machines synchrones. Les défauts sur les lignes, les ouvertures et fermetures de sélecteur, les pannes de certains équipements peuvent faire osciller la puissance active des générateurs, concrètement les axes des générateurs se mettent à accélérer, d'autres à décélérer. Autrement dit, l'angle de transport se met à osciller. La capacité du réseau à retrouver son synchronisme, est appelée stabilité dynamique.

Les FACTS permettent de régler la tension et l'angle de transport rapidement et permettent ainsi d'amortir les oscillations de puissance active et augmente ainsi la disponibilité et la fiabilité du réseau. En mode transitoire, en cas de défaut, le temps de réaction doit être inférieur à 100 ms [7].

II.5.4. Qualité de l'électricité

Les fournisseurs d'électricité doivent assurer une bonne qualité de la tension, cela veut dire une fréquence et un niveau de tension aussi constants que possible, une forme d'onde sinusoïdale et enfin une symétrie entre phases. Cependant le réseau peut subir les défauts suivants [8] :

- les creux de tension et coupures brèves. Après court-circuit dans le réseau.
- les variations rapides de tension (*flicker*).
- les surtensions temporaires ou transitoires.
- les interruptions courtes ou coupure brève.
- un déséquilibre de tension.

Ces défauts peuvent venir du réseau lui-même ou des clients, occasionnels, comme les orages, ou récurrents, comme le démarrage de machines industrielles tel un four à arc. Les FACTS limitent les effets des défauts et des défaillances de l'équipement grâce à leur contrôle de tension par exemple.

Au niveau de la forme d'onde des filtres sont souvent associés aux FACTS afin de limiter les harmoniques environnants ou créés par l'installation elle-même.

II.5.5.Limiter les courants de court-circuit

Certains FACTS, comme les TCSR et les IPC, dans certaines configurations, peuvent également limiter le courant de court-circuit.

II.6. Types de FACTS

Le terme FACTS désigne en fait une classe d'équipements qui regroupe une longue liste de sigles (anglophones en général) ; De manière synthétique on peut les classer comme suit :

Classification des principaux types de FACTS			
	Commande conventionnelle (électromécanique)	Dispositif FACTS (électronique de puissance)	
	RLC, transformateurs	À base de thyristors	À base de convertisseurs de tension (GTO, IGCT ou IGBT)
Dispositif shunt	Compensateur shunt(L ou C): MSC ou MSR	SVC	STATCOM
Dispositif série	FSC	TCSC, TCSR (moins courant)	SSSC
Dispositif hybride	transformateur déphaseur (PST)	IPFC	UPFC
Autres dispositif hybride		HVDC Back-to-Back LCC	HVDC Back-to-Back VSC

Une construction à base d'électronique de puissance a l'avantage d'être beaucoup plus rapide qu'une construction mécanique, ce qui permet de réagir à des défauts transitoires et de s'adapter instantanément à la charge [11]. Ceux commutés mécaniquement sont lents, peuvent être commutés seulement quelquefois par jour et servent à corriger des problèmes prévisibles et souvent cycliques.

Les FACTS à convertisseurs de tension ont l'avantage d'être plus compacts que ceux à thyristors. Il y a donc moins souvent besoin d'agrandir les stations électriques et donc d'acheter du terrain ce qui est un avantage [12].

Des convertisseurs montés en source de courant sont théoriquement possibles, mais sont moins intéressants économiquement et en termes de performance.

II.6.1. Les compensations Parallèles

La compensation parallèle agit principalement sur la tension et en limite les oscillations⁹. Elle peut également limiter les oscillations de puissance active, mais est moins efficace dans ce rôle que la compensation série. Elle fonctionne en source de courant. Le choix de leur emplacement est déterminant. [7]

- **MSC** (*Mechanically Switched Capacitor*) : condensateur commuté mécaniquement, parfois arrangé sous forme de filtre anti-harmonique. Permet de stabiliser la tension en cas de forte charge. (50 = MVar = 500)
- **MSR** (*Mechanically Controlled Reactor*) : inductance commutée mécaniquement. Permet de stabiliser la tension en cas de faible charge. (50 = MVar = 500)
- **TSC** (*Thyristor-Switched Capacitor*) : condensateur commuté par thyristors. L'inductance d'atténuation présente en série, sert à limiter le courant en cas de fonctionnement anormal et à éviter la résonance avec le réseau à des fréquences particulières [8]. En pratique plusieurs capacités sont montées en parallèle, la connexion d'une ou plusieurs capacités de manière discrète permet de contrôler la valeur totale de la capacité connectée au réseau.
- **TSR** (*Thyristor-Switched Reactor*) : inductance commutée par thyristors.
- **TCR** (*Thyristor-Controlled Reactor*) : inductance contrôlée par thyristors. Ainsi il ne consomme pas toujours l'intégralité de la puissance réactive possible. [11]

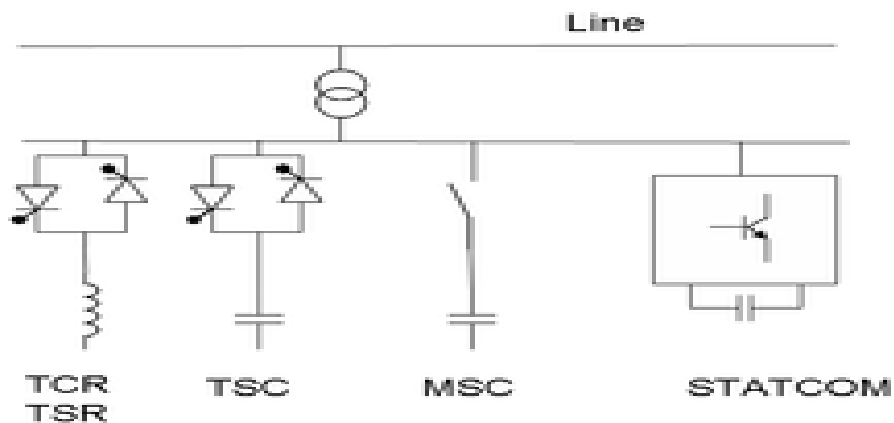


Figure (II.08): FACTS shunt.

- **SVC** (*Static VAR Compensator*) : compensateur d'énergie réactive shunt, dit aussi **CSPR** (compensateur statique de puissance réactive) ou **statocompensateur**, combinent TCR, TSC, bancs de capacités fixes et filtres d'harmoniques, dont le premier modèle a été installé en 1979 en Afrique du Sud, est le plus répandu des FACTS. Ils se comportent comme une susceptance variable connectés en shunt au réseau¹⁰. Ils permettent à la fois d'augmenter et de diminuer la tension, répondant ainsi aux exigences en cas de faible et de forte charge ($50 = \text{MVar} = 1000$). [11]
- **TCBR** (*Thyristor Controlled Braking Resistor*) : Ce type de compensateur connecté en parallèle est utilisé pour améliorer la stabilité du réseau pendant la présence des perturbations. [11]

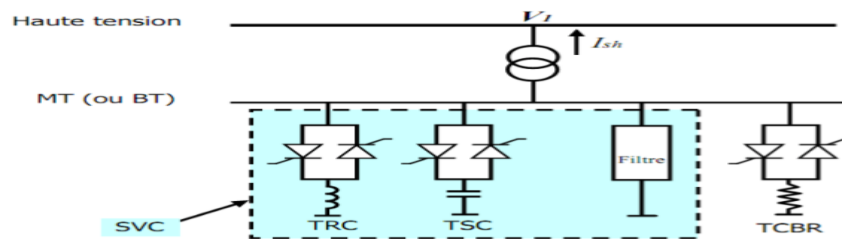


Figure (II.09) : Schéma du SVC et TCBR.

- **STATCOM** (*Static Compensator*) ou **SVG** (*Static VAR generator*) : il sert à compenser l'énergie réactive dans la ligne, il est branché en shunt.

Il correspond basiquement en un circuit à courant continu, constitué dans sa plus simple forme par un condensateur, relié par l'électronique de puissance à la ligne. Cet ensemble se comporte comme une source de tension, en la réglant on peut contrôler l'échange de puissance réactive entre ligne et STATCOM. Ainsi, si la tension en sortie du STATCOM est plus élevée que celle de la ligne, le courant s'écoule dans la réactance vers la ligne apportant de la puissance réactive à celle-ci. La source de tension peut être à deux niveaux ou multi-niveaux [9]. L'électronique de puissance peut être réalisée à l'aide de GTO, IGCT ou IGBT.

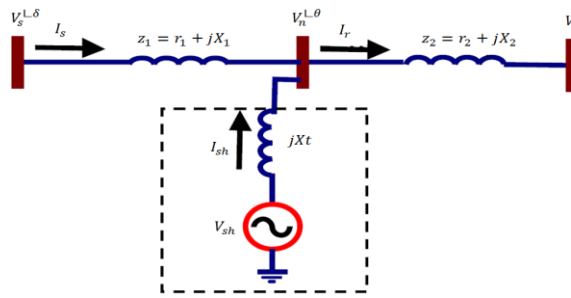


Figure (II.10): Schéma équivalent d'un STATCOM

Le STATCOM peut régler sa tension V_T pour fournir ou absorber de la puissance réactive à la ligne. Il est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle.

Un des avantages du STATCOM est de pouvoir fournir une quantité importante de puissance réactive même quand la tension du réseau est basse à l'inverse d'un SVC²⁸. Son temps de réponse est également très faible [13]

Sens des échanges entre Source de tension (par exemple STATCOM) et ligne ¹⁰	
Paramètre	échange de puissance
$V_{STATCOM} > V_{ligne}$	Puissance réactive envoyée vers la ligne
$V_{STATCOM} < V_{ligne}$	Puissance réactive consommée par le STATCOM
Angle de transport du STATCOM > Angle de transport de la ligne	Puissance active envoyée vers la ligne
Angle de transport du STATCOM < Angle de transport de la ligne	Puissance active consommée par le STATCOM

II.6.2. Les compensations Série

La compensation série agit principalement sur la réactance. Elle réduit ainsi le rapport de dépendance tension/charge, et peut influencer sur la répartition de la charge entre différentes lignes⁹. Ses capacités d'amortissement des oscillations de puissance active sont bonnes. Elle

fonctionne comme une source de tension. Le choix de leur emplacement n'est pas aussi sensible que dans le cas de compensation parallèle [7].

- **FSC** (*Fixed Series capacity*) est constitué d'une capacité qui peut être connecté ou non à la ligne. Influence la valeur de l'inductance de la ligne. Il permet aussi de limiter les résonances sous-synchrones⁹.
- **TCSR** (*Thyristor Controlled Serie Reactor*) est constitué d'une bobine mis en série avec des thyristors, le tout mis en parallèle avec une autre bobine [8].
- **TCSC** (*Thyristor Controlled Serie Capacitor*) est constitué d'un condensateur mis en parallèle avec des thyristors et une bobine en série. Leur contrôle permet de faire varier la longueur électrique de la ligne. La bobine en série avec les thyristors se comportent comme un TCR, mais comme l'impédance de la capacité est inférieure à celle de la ligne, les harmoniques ne se propagent que très peu dans le réseau.

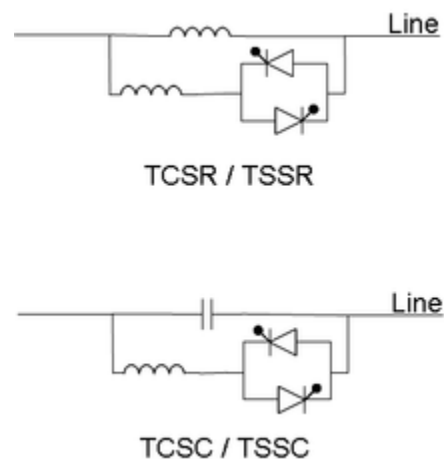


Figure (II.11): Exemples de FACTS pour compensation série

- **TSSC** (*Thyristor Switched Serie Capacitor*) est un TCSC qui ne peut être que connecté ou déconnecté.
- **TSSR** (*Thyristor Switched Serie Reactor*) est un TCSR qui ne peut fonctionner qu'avec un angle de retard de 90 ou 180°. [8]
- **TPFC** (*Thyristor Protected Series Capacitor*) Fonctionne comme un FSC en influençant l'inductance de la ligne, à la différence qu'au lieu d'être protégé par des parafoudres, des thyristors sont utilisés pour shunter le courant en cas de besoin (QN = 401 MVar)⁹.

- **SSSC** (*Static Synchronous Series Compensator*) : compensateur série (réactances ou condensateurs). Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé, autrement dit une source de tension, couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur, cela permet de faire varier la capacité ou l'impédance vues par la ligne. Le contrôle du déphasage entre cette source de tension et la tension de la ligne permet également d'influer sur le transit de puissance active. Mieux, si une source de puissance en courant continu est présente dans le SSSC, celui-ci peut compenser la résistance de la ligne, améliorant le ratio X/R ce qui augmente considérablement la puissance pouvant transiter sur la ligne. Ainsi un SSSC peut faire varier à la fois la puissance active et réactive indépendamment du courant traversant la ligne électrique contrairement aux FSC et TCSC. [11]

II.6.3. Les compensations Hybrides (série - parallèle)

- **UPFC** (*Unified Power Flow Controller*) ; Il permet d'influer indépendamment sur la tension, l'impédance et le déphasage. Il peut également limiter le courant de court-circuit.

Le principe de l'UPFC consiste à dériver une partie du courant circulant dans la ligne pour le réinjecter avec une phase appropriée. Le convertisseur 1, connecté en parallèle, a pour fonction de prélever la puissance active et de la délivrer au convertisseur série 2. Ce dernier génère une tension U_{pq} contrôlée en amplitude et en phase, qui est insérée dans la ligne [8]. Il peut être comparé à un transformateur déphaseur pouvant de plus jouer sur la puissance réactive. Les UPFC sont les FACTS les plus sophistiqués et également les plus chers.

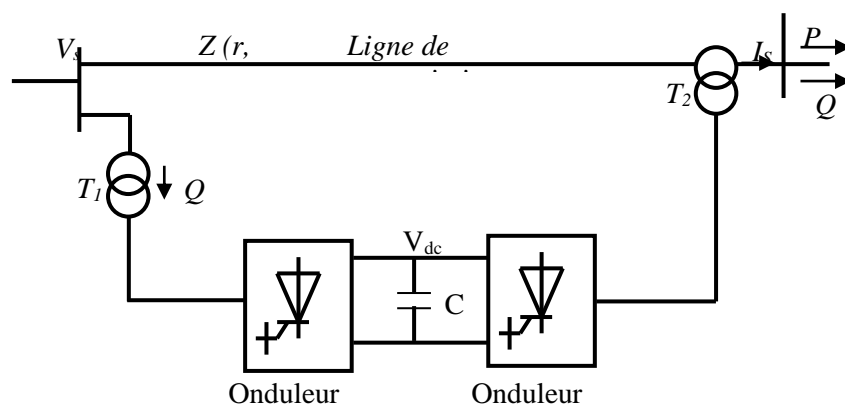


Figure (II.12): schéma simplifié d'un UPFC connecté au réseau électrique

- **IPFC** (*Interline Power Flow Controller*) ; Il a été proposé en 1998. Il utilise des convertisseurs DC-DC placés en série avec la ligne à compenser. Concrètement, il est utilisé dans le cas de lignes multiples reliées à un même poste. L'IPFC est formé de plusieurs SSSC, chacun d'eux fournissant une compensation série à une ligne différente. L'IPFC permet de transférer de la puissance active entre les lignes compensées pour égaliser les transits de puissances active et réactive sur les lignes ou pour décharger une ligne surchargée vers une autre moins chargée. Les tensions injectées possèdent une composante en quadrature et une composante en phase avec les courants respectifs des lignes. La composante en quadrature permet une compensation série indépendante dans chaque ligne, alors que la composante en phase définit le niveau de puissance active échangée avec les autres lignes. Sur la liaison continue, le bilan est toujours nul. [8]

- **IPC** (*Interphase Power Controller*)

Il s'agit d'un dispositif de contrôle qui est composé de deux impédances par phase: l'une inductive et l'autre capacitive, chacune étant directement liée à une unité de déphasage. Les valeurs de ces impédances sont élevées afin de limiter les courants en cas de court-circuit. De par sa conception, l'IPC a les aptitudes suivantes:

- le contrôle des flux de puissance active;
 - la limitation des courants de court-circuit;
 - le découplage des tensions entre deux nœuds, même en cas de défaut. [8]
- **TCPAR** (*Thyristor Controlled Phase Angle Regulator*) ou **TCPST** (*Thyristor Controlled phase-shifting transformer*) ou **SPS** (*Static Phase Shifters*) est un transformateur déphaseur dont le changeur de prises est réalisé à base de thyristors afin de lui permettre de répondre aux régimes transitoires. Les changeurs de prises mécaniques sont en effet trop lents pour cet usage. Il ne peut pas générer ou absorber de la puissance réactive mais peut la répartir entre les phases, c'est un des désavantages du système. Même si leur principe est clair, ce système reste pour l'instant à l'état de projet. [11]

Synthèse

Le choix du type de FACTS doit être effectué en fonction de la configuration du réseau, aucune conclusion générale ne peut être faite. On peut toutefois lister les forces des différents systèmes [7] :

Tableau récapitulatif des différences entre FACTS.									
	SVC	STATCOM	CSC	TCSC	Transformateur déphaseur	UPFC	IPC	SSSC	HVDC
Contrôle de la tension	+++	+++	+	+	+	+++	+	+	++
Contrôle du transit de puissance (réseau maillé)	0	0	+	++	+++	+++	+++	++	+++
Stabilité dynamique (ligne point à point)	+	+	+++	+++	++	+++	+++	+++	+++
Amortissement des oscillations de puissance (ligne point à point)	+	+	+++	+++	++	+++			+++
Amortissement des oscillations de puissance (réseau maillé)	+	+	+	++	++	+++			+++

II.7.Types de semi-conducteurs utilisés

À thyristors

Les FACTS de première génération utilise des thyristors qui servent à enclencher et à déclencher les composants servant à consommer ou à fournir de la puissance réactive, concrètement les bobines et les condensateurs. Les thyristors sont enclenchés avec un certain

angle d'allumage α et conduisent alternativement sur une demi-période. On définit l'angle d'allumage α à partir du passage par zéro dans le sens positif de la tension aux bornes du thyristor à allumer. L'angle de conduction est l'angle pendant lequel les thyristors conduisent. 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. On dit qu'ils sont commutés par les lignes, à la fréquence du réseau. [8]

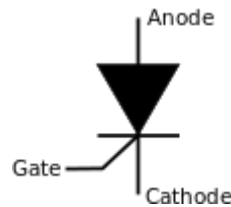


Figure (II.13): Symbole d'un thyristor

Afin d'amorcer les thyristors, la commande d'amorçage doit être transmise de manière simultanée à un grand nombre de composants situés à des potentiels différents. La liaison doit donc être isolée électriquement. Deux méthodes sont utilisées : optique (à base de fibres) et magnétique. La technologie optique pouvant amorcer directement ou indirectement les thyristors. Dans la méthode indirecte, l'électronique de commande située à basse tension envoie une information à l'électronique sous haute tension, qui fournit la puissance nécessaire à l'amorçage de la tension aux bornes du thyristor. La méthode directe par contre utilise l'énergie de l'impulsion optique pour amorcer le thyristor à amorçage lumineux.

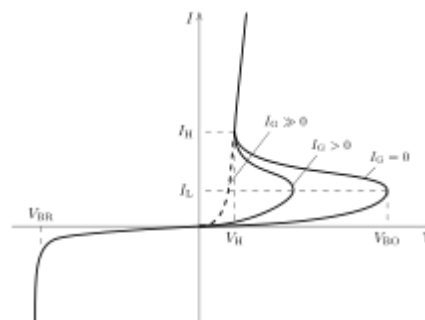


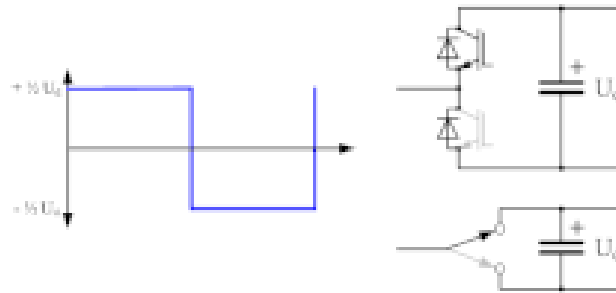
Figure (II.14): Courbe caractéristique d'un thyristor en fonction du courant de gachette I_G

Au niveau des caractéristiques les thyristors peuvent avoir à leurs bornes une tension allant jusqu'à 8 kV et peuvent conduire de manière continue un courant allant jusqu'à 4,2 kA.

À GTO ou IGBT

Les GTO et les IGBT, contrairement aux thyristors, peuvent s'ouvrir et se fermer quand bon leur semble, ils sont totalement contrôlés. Les éléments qui peuvent se commuter permettent en général d'obtenir de meilleures performances, d'avoir un meilleur contrôle des

paramètres. Ils permettent en particulier de réaliser des sources de tensions alternatives à partir d'une source de tension continue comme une capacité.



Convertisseur à deux niveaux utilisé avec la modulation à largeur d'impulsion pour reproduire une sinusoïdale

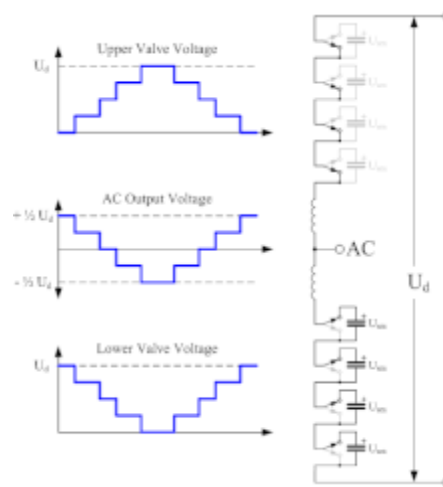


Figure (II.15): Convertisseur multi-niveaux

Les GTO permettent d'atteindre une fréquence de commutation d'environ 1 kHz, les IGBT jusqu'à 10 kHz. Un autre avantage des IGBT par rapport aux GTO est qu'ils peuvent régler la variation de courant et des tensions, respectivement di/dt et dv/dt , cela rend superflu l'ajout d'une bobine pour limiter la montée du courant. [14]

Pour obtenir un courant nominal élevé un IGBT est constitué de plusieurs puces montées en parallèle dans le même assemblage. La diode de roue libre permet d'assurer le passage du courant en sens opposé et d'éviter l'apparition d'une tension opposée. Si un IGBT est défaillant, il faut le court-circuiter pour permettre le fonctionnement des IGBTs sains restants, pour cela un interrupteur, typiquement un thyristor, doit être monté en parallèle avec les modules. [14]

Les IGBT génèrent des pertes qu'on peut diviser en 2 catégories : pertes par conduction, pertes par commutation. Ces dernières sont assez importantes, l'IGBT ayant à ses bornes à la fois une haute tension et un courant important lors de sa commutation.

Trois stratégies existent pour connecter et contrôler les GTO et IGBT, soit à deux niveaux avec modulation de largeur d'impulsion, soit à deux niveaux avec commutation à la fréquence du réseau, soit une construction en multi-niveaux. La modulation à largeur d'impulsion permet de reproduire une tension de fondamentale sinusoïdale avec seulement deux niveaux discrets de tension, la fréquence de commutation est plus élevée que celle du réseau. Outre son haut niveau d'harmonique, cette méthode a le défaut d'entraîner de forte perte par commutation. Il existe également une technologie où les semiconducteurs sont ouverts ou fermés seulement une fois par cycle, les pertes de commutation sont alors moins élevées, mais le transformateur doit être adapté en conséquence.

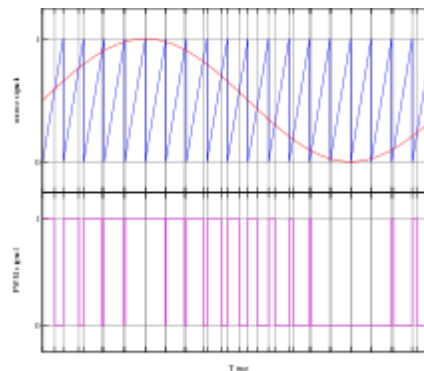


Illustration de la modulation de largeur d'impulsion

II.8. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons vu que l'utilisation des dispositifs de compensation d'énergie réactive, pour l'amélioration du facteur de puissance est devenue une nécessité dans les installations industrielles. Et nous avons présenté les différents types de dispositifs FACTS shunt série et hybride, leur technologie et mode de fonctionnement.

Chapitre III

Etude et mise en équations du système UPFC

III.1. Introduction

Après avoir étudié dans le deuxième chapitre les différents systèmes FACTS existants, nous abordons dans ce chapitre, une étude détaillée de la constitution, du fonctionnement et la mise en modèle mathématique de l'UPFC (Unified Power Flow Controller). Ce qui nous permette l'établissement et la simplification de ces équations afin d'aborder le contrôle de notre système dans le repère de PARK (d-q). [19]

III.2. Avantages de l'UPFC

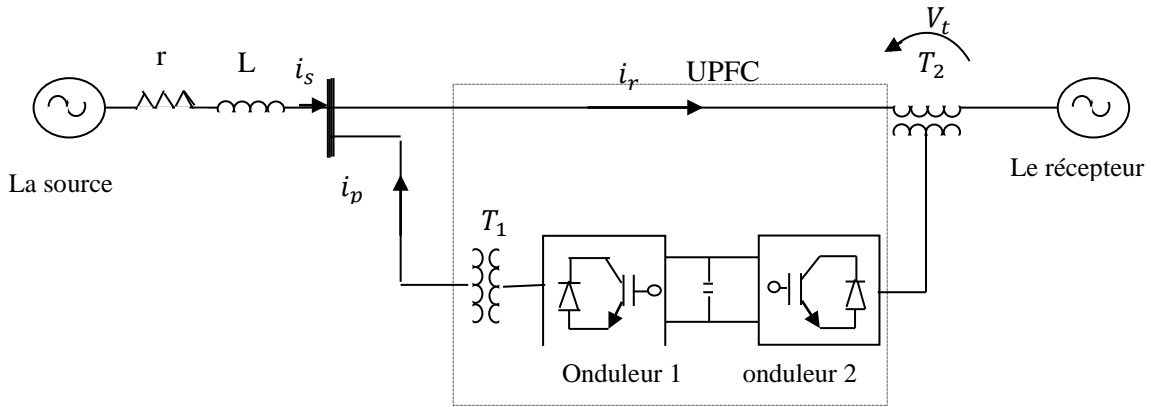
Gyugyi a présenté le concept de l'UPFC en 1990. En principe l'UPFC est capable de remplir toutes les fonctions des autres dispositifs FACTS [1]. Il peut être utilisé particulièrement pour:

- Réglage de la tension ;
- L'amélioration de la stabilité ;
- L'amélioration et contrôle des flux de puissances active et réactive et minimisez les pertes ;
- La limitation des courants de court-circuit ;
- Amortir les oscillations de puissance ;
- Augmenter les capacités de charge des lignes vers leurs limites thermiques ;
- Améliorer la qualité de l'énergie.

III.3. Structure du variateur de charge universel UPFC connecté au réseau

L'UPFC est constitué de deux onduleurs de source de tension qui sont connectés à travers un circuit continue commun. l'un est connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur triphasé et l'autre en série avec la ligne de transmission via trois transformateur monophasés dont les primaire sont reliés, entre eux, en étoile .l'UPFC est capable de contrôler simultanément et indépendamment la puissance active et la puissance réactive.

Le convertisseur 2 accompli la fonction principale d'UPFC, en injectant en série une tension AC avec une amplitude et un angle de phase réglable dans la ligne de transport à l'aide d'un transformateur série T_2 . La fonction fondamentale du convertisseur 1 est de fournir ou d'absorber de la puissance effective demandée par le convertisseur 2 et règle la tension DC commune, il peut aussi produire ou absorber de la puissance réactive selon la demande et assuré une compensation shunt indépendante à la ligne de transport. Le convertisseur 2 fourni ou absorbe la puissance réactive nécessaire localement et produit de la puissance active comme résultat de l'injection en série d'une tension. [19]



Figure(III.01) : variation statique de charge universelle à l'aide de deux onduleurs

III.4. Principe de fonctionnement

La source de tension au point de départ est connectée en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur triphasé, dite source de tension shunt. La deuxième source de tension série est connectée via trois transformateurs monophasés dont les secondaires sont insérés dans la ligne et les primaires reliés entre eux en étoile. Les deux onduleurs sont interconnectés par un bus continu, dont le principe de fonctionnement consiste à dériver une partie du courant circulant dans la ligne et de le réinjecter avec une phase appropriée.

Le compensateur shunt est bien reconnu dans la compensation de l'énergie réactive et par conséquent la régulation de la tension au jeu de barre où ils sont connectés. Le dispositif shunt génère une tension alternative triphasée synchronisée avec la tension du réseau à partir d'une source de tension continue. L'amplitude de la tension de l'onduleur peut être contrôlée afin d'ajuster la quantité de l'énergie réactive à échanger avec le réseau.

L'UPFC peut contrôler indépendamment ou séparément tous les paramètres affectant le flux de puissance sur une ligne. Il peut avoir différents modes de fonctionnement quand la tension injectée en série à différentes amplitudes et angle de phase (figure III.02) [1].

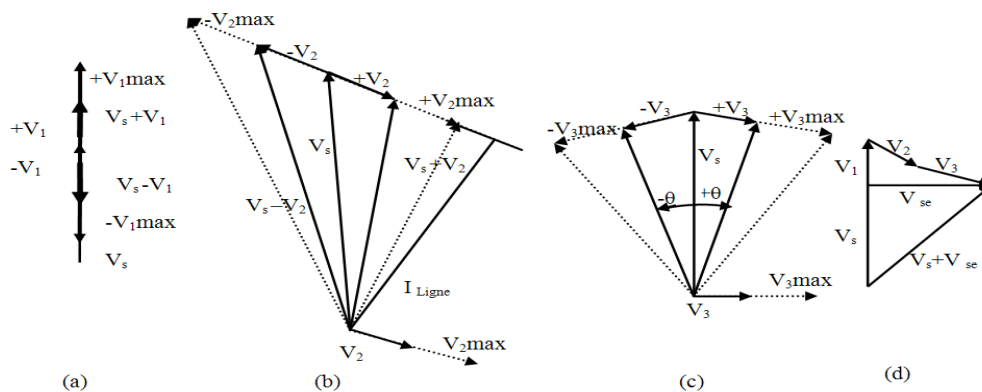


Figure (III.02): Mode de fonctionnement d'un UPFC

- Régulation de tension (figure III.02.a), la tension de départ V_s est augmentée (ou diminuée) en injectant une tension V_1 , en phase avec V_s . La tension V_1 est réglable en module et possède une amplitude maximale V_{1max} .
- Régulation d'impédance (figure III.02.b), la tension injectée V_2 est en quadrature avec le courant de ligne. La tension V_2 possède une amplitude maximale V_{2max} . Ce mode permet de faire varier l'impédance de la ligne comme un compensateur série.
- Contrôle de phase (figure III.02.c), l'angle de la tension injectée V_3 est variable alors que l'amplitude de la tension V_s reste constante.
- Contrôle simultané (figure III.02.d), il est possible à l'UPFC d'accomplir trois fonctions à savoir le réglage de la tension, la compensation série et le réglage de l'angle de phase simultanément c'est le mode de fonctionnement automatique. L'angle de phase et l'amplitude de la tension injectée $V_{se} = V_1 + V_2 + V_3$ ont été choisis d'une manière à produire un courant de ligne qui permet d'obtenir les puissances active et réactive désirées.[1]

III.5. Modélisation du système UPFC

La figure (III.03) schématise le circuit simplifié du système UPFC en vue de contrôle et de compensation, la modélisation de ce circuit sera basée sur les hypothèses suivantes:[19]

1. tous les interrupteurs (statiques) sont supposés idéals.
2. les trois tensions de la source alternative sont équilibrées.
3. toutes les chutes de tension dans le compensateur série sont représentées par la résistance r .
4. toutes les chutes de tension dans le compensateur parallèle sont représentées par la résistance r_p .
5. les harmoniques causées par l'action d'ouverture et de fermeture des interrupteurs sont négligées. (interrupteurs idéals).
6. l'inductance de la ligne L_s , plus l'inductance de fuite du transformateur série T_2 sont représentés par l'inductance L .
7. L'inductance de fuite du transformateur shunt est représentée par l'inductance L_p .

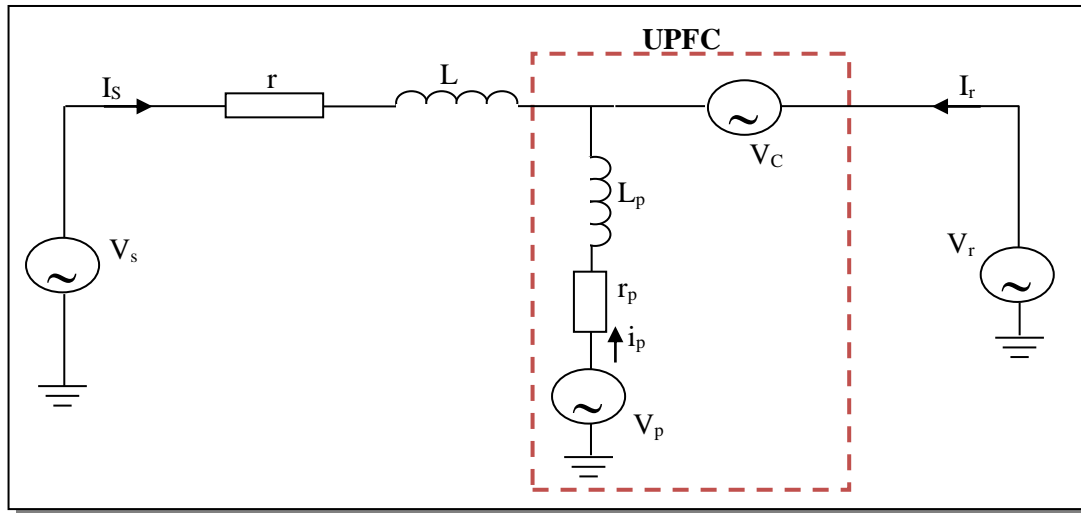


Figure (III.03) : Circuit équivalent simplifié du système UPFC

Les équations dynamiques de l'UPFC sont divisées en trois systèmes d'équations : Les équations de la branche série ; les équations de la branche parallèle et celles du circuit continu.

L'application des lois de " **KIRCHHOFF** " nous permet d'écrire les équations au niveau de chaque branche constituant l'UPFC sous les modèles suivants [19] :

III.5.1. Modélisation de la branche série (UPFC série)

On suppose que les onduleurs série et shunt sont des sources de tension contrôlable idéale. Donc à partir de la figure (III.03), on pourra déduire le système d'équations (III-01)

On appliquant la loi de " **KIRCHHOFF** " sur (la maille) le système UPFC série de la figure (II.03) on aura l'équation suivante :

$$V_s - r i_s - L \frac{d i_s}{d t} - V_c - V_r = 0$$

$$-r i_s - L \frac{d i_s}{d t} = V_c + V_r - V_s$$

$$L \frac{d i_s}{d t} = -r i_s - V_c - V_r + V_s$$

D'où :

$$\frac{d i_s}{d t} = -\frac{r}{L} i_s + \frac{1}{L} (-V_c - V_r + V_s) \quad (\text{III.01})$$

On peut écrire pour les trois phases :

$$\begin{cases} \frac{di_{sa}}{dt} = -\frac{r}{L}i_{sa} + \frac{1}{L}(-V_{ca} - V_{ra} + V_{sa}) \\ \frac{di_{sb}}{dt} = -\frac{r}{L}i_{sb} + \frac{1}{L}(-V_{cb} - V_{rb} + V_{sb}) \\ \frac{di_{sc}}{dt} = -\frac{r}{L}i_{sc} + \frac{1}{L}(-V_{cc} - V_{rc} + V_{sc}) \end{cases} \quad (\text{III.02})$$

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

Pour simplifier les calculs, l'impédance du transformateur T_2 a été négligée.

L'onduleur série génère la tension de compensation V_C à l'arrivée de la ligne de transmission.

Tensions de compensation série

Le système d'équation (III-02) peut être réécrit sous forme matricielle (III.03) :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r + sL & 0 & 0 \\ 0 & r + sL & 0 \\ 0 & 0 & r + sL \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{ca} + V_{ra} \\ V_{cb} + V_{rb} \\ V_{cc} + V_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{III.03})$$

On sous la forme matricielle

$$[V_s abc] = [r] \cdot [i_s] + [L] [i_s] + [V_c abc] + [V_r abc]$$

Dont V_{ca} , V_{cb} et V_{cc} sont les tensions de compensation série en utilisant la représentation matricielle sur le système de a, b et c le modèle mathématique de UPFC est donnée par le système d'équation suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r/L & 0 & 0 \\ 0 & -r/L & 0 \\ 0 & 0 & -r/L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} V_{sa} + V_{ca} + V_{ra} \\ V_{sb} + V_{cb} + V_{rb} \\ V_{sc} + V_{cc} + V_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{III.04})$$

Les sources de tension V_p et V_c représentant respectivement les onduleurs shunt et série du système UPFC. la transformation de " park " des courant triphasé, i_{ra} , i_{rb} , i_{rc} et des tensions V_{ra} , V_{rb} , V_{rc} est calculée comme suite :

$$\begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ X_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos(\omega t - 2\pi/3) & \cos(\omega t + 2\pi/3) \\ -\sin(\omega t) & -\sin(\omega t - 2\pi/3) & -\sin(\omega t + 2\pi/3) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \quad (III.05)$$

Où x peut être une tension ou une courant dans notre cas la compensation X_0 est vue que le système d'alimentation est supposé symétrique après la transformation de Park on coéditant les hypothèses simplificatrice, les trois tensions V_{sabc} . [17]

Sons donne pare la matrice suivante :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} V_s \begin{bmatrix} \cos(\omega t) \\ \cos(\omega t - 2\pi/3) \\ \cos(\omega t + 2\pi/3) \end{bmatrix} \quad (III.06)$$

V_s étant la valeur efficace de la tension.

Apré la transformation de park on appliquant la matrice de park sure la tension V_s et V_r on aboutit ou système d'équation suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r/L & \omega \\ -\omega & -r/L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} + \frac{1}{Lp} \begin{bmatrix} V_{sd} - V_{cd} - V_{rd} \\ V_{sq} - V_{cq} - V_{rq} \end{bmatrix} \quad (III.07)$$

Le schéma en bloc peut être adopté pour la simulation de la ligne transmission avec la partie série de système UPFC selon le repère d-q est donner pare la figure (III.04)

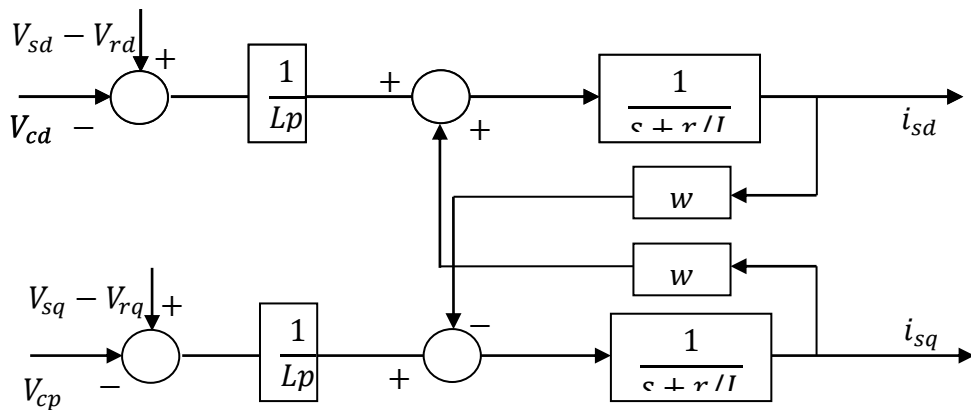


Figure (III.04) : Modèle mathématique du système UPFC série

III.5.2. Modélisation de la partie shunt (UPFC shunt)

La modèle mathématique de l'UPFC shunte peut être écrire sous la forme suivante

$$\begin{cases} \frac{di_{pa}}{dt} = -\frac{r_p}{L_p} i_{pa} + \frac{1}{L_p} (V_{pa} - V_{ca} - V_{ra}) \\ \frac{di_{pb}}{dt} = -\frac{r_p}{L_p} i_{pb} + \frac{1}{L_p} (V_{pb} - V_{cb} - V_{rb}) \\ \frac{di_{pc}}{dt} = -\frac{r_p}{L_p} i_{pc} + \frac{1}{L_p} (V_{pc} - V_{cc} - V_{rc}) \end{cases} \quad (\text{III.08})$$

On i_{pabc} sont les courants de UPFC shunt V_{pabc} sont les tensions générées par les onduleurs r_p et L_p sont respectivement la résistance et l'inductance de UPFC shunt le système des équations (III-10) peut être réécrit sous forme matricielle (III-11) [17]

$$\begin{bmatrix} V_{Pa} \\ V_{Pb} \\ V_{Pc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_p + s L_p & 0 & 0 \\ 0 & r_p + s L_p & 0 \\ 0 & 0 & r_p + s L_p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{pa} \\ i_{pb} \\ i_{pc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{ca} + V_{ra} \\ V_{cb} + V_{rb} \\ V_{cc} + V_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{III-09})$$

$$\begin{bmatrix} V_{pabc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_p \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_p \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_p \end{bmatrix} \cdot s \cdot \begin{bmatrix} i_p \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{cabc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{rabc} \end{bmatrix}$$

Dont i_{pa}, i_{pb} et i_{pc} représente on les courants shunts V_{pa}, V_{pb} et V_{pc} les tensions générées par l'ondeur shunt.

Sous forme matricielle le système (III-10) devient

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{pa} \\ i_{pb} \\ i_{pc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r_p/L_p & 0 & 0 \\ 0 & -r_p/L_p & 0 \\ 0 & 0 & -r_p/L_p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{pa} \\ i_{pb} \\ i_{pc} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_p} \cdot \begin{bmatrix} V_{pa} + V_{ca} + V_{ra} \\ V_{pb} + V_{cb} + V_{rb} \\ V_{pc} + V_{cc} + V_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{III-10})$$

La représentation d'UPFC shunt série les axes (d-q) peut être dérivée en utilisant la même procédure que dans le cas de la branche série dans le repère (d-q) on obtient les transformations suivante :

$$\frac{di_{pd}}{dt} = \omega \cdot i_{pq} - \frac{r_p}{L_p} i_{pd} + \frac{1}{L_p} (V_{pd} - V_{cd} - V_{rd}) \quad (\text{III-11})$$

$$\frac{di_{pq}}{dt} = -\omega \cdot i_{pd} - \frac{r_p}{L_p} i_{pq} + \frac{1}{L_p} (V_{pq} - V_{cq} - V_{rq}) \quad (\text{III-12})$$

La forme matricielle est donnée comme suite :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{pd} \\ i_{pq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r_p/l_p & \omega \\ -\omega & -r_p/l_p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{pd} \\ i_{pq} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_p} \begin{bmatrix} V_{pd} - V_{cd} - V_{rd} \\ V_{pq} - V_{cq} - V_{rq} \end{bmatrix} \quad (III.13)$$

Le schéma en bloc UPFC shunt est donné par la figure (III-05) ci dessus [17] :

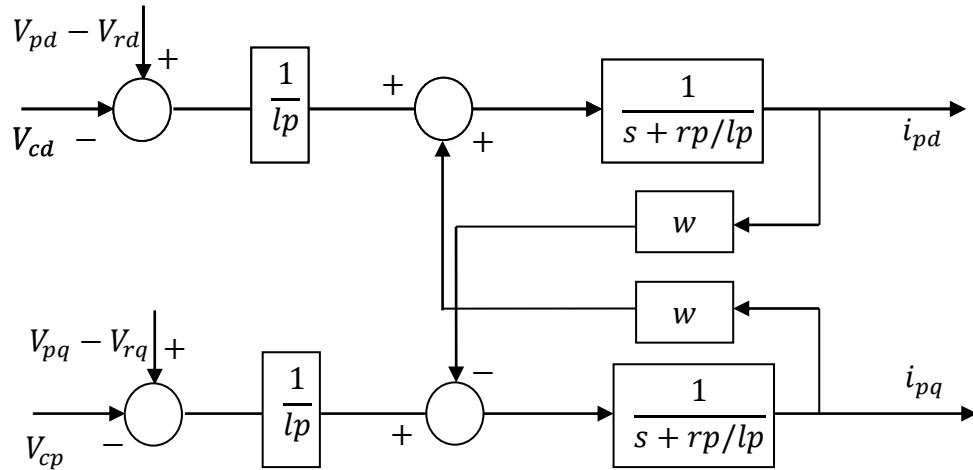


Figure (III.05) : Modèle mathématique du système UPFC parallèle

III.5.3. Modélisation de la branche continue d’UPFC :

En se passant sur le principe d’équation des puissances et en négligent les pertes des convertisseurs, la tension continu V_{dc} est déduite de figure (III-04) et est décrire par l’équation :

$$\frac{1}{2} \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{CV_{dc}} (P_e - V_{ep}) \quad (III-13)$$

$$p_e = V_{ca} i_{ra} + V_{cd} i_{rd} + V_{cc} i_{cc} \quad (III-14)$$

$$p_{ep} = V_{pa} i_{pa} + V_{pd} i_{pd} + V_{pc} i_{pc} \quad (III-15)$$

Avec P_e : la puissance active absorbé du system AC

V_{ep} : La puissance active injectée par l’onduleur shunt.

En appliquant la transformation de Park sur l’équation (III.13) En obtient :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{3}{2CV_{dc}} (V_{pd} * i_{pq} - V_{pd} * i_{pq} - V_{cd} * i_d - V_{cq} * i_q) \quad (III.16)$$

L'UPFC série et shunt sont identiques à tout point de vue.

Les commandes utilisées pour l'onduleur série sont aussi les mêmes pour l'onduleur shunt. [19]

III.6. Calcul des puissances instantanées de l'UPFC

La transformation de Park peut être décomposée en deux phases équilibrées comme il est montré sur la figure ci-dessous. La première consiste à passer d'un système triphasé à un système diphasé; on utilise alors la transformation de Clarke (C) :

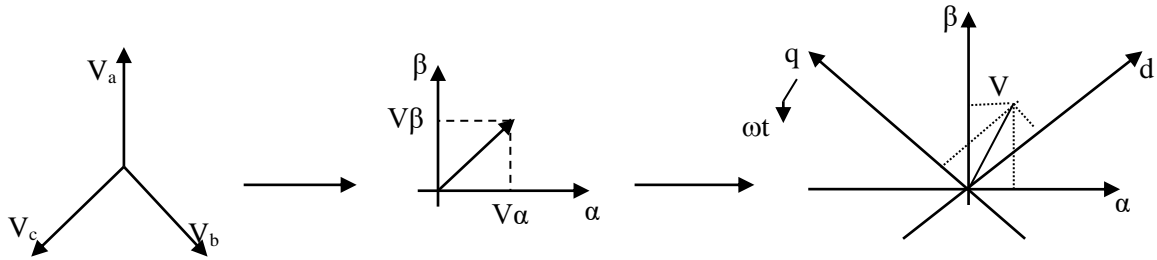


Figure (III.06) : Passage dans le référentiel tournant de la composante équilibrée directe.

$$C = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{III.17})$$

La seconde phase permet de passer par une rotation de $-\theta = \omega t$ du système diphasé dans le repère de Clark au système diphasé tournant de park au moyen de la matrice de rotation R. [17] [18]

$$R = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ \sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \quad (\text{III.18})$$

Le calcul de la puissance active s'obtient au moyen de la formule classique:

$$\begin{aligned} P &= V_a \cdot i_a + V_b \cdot i_b + V_c \cdot i_c = (V)'(i)' \\ &= \begin{bmatrix} C_{32} R(\theta) \\ \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_{32} R(\theta) \\ \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} \\ R(-\theta)' \cdot C_{32}' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_{32} R(\theta) \\ \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \end{bmatrix} \\ &= \frac{3}{2} [V_d \cdot i_d + V_q \cdot i_q] \end{aligned}$$

Ainsi pour la puissance réactive, on aura le développement suivant:

$$\begin{aligned}
 Q &= i_1 \left(\frac{V_3 - V_2}{\sqrt{3}} \right) + i_2 \left(\frac{V_1 - V_3}{\sqrt{3}} \right) + i_3 \left(\frac{V_2 - V_1}{\sqrt{3}} \right) = \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \\
 &= \left[C_{32} R(\theta) \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \right]' \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \left[C_{32} R(\theta) \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} \right] \\
 &= \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix}' R(-\theta)' C_{32}' \begin{bmatrix} 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \end{bmatrix} C_{32} R(\theta) \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} \\
 &= \frac{3}{2} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix}' R(-\theta) R\left(\frac{\pi}{2}\right) R(\theta) \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} \\
 &= \frac{3}{2} [V_d \cdot i_d - V_q \cdot i_q]
 \end{aligned}$$

Alors Les puissances active et réactive (P et Q) sont données par les équations suivantes :

$$P = \frac{3}{2} [V_{rd} \cdot i_{rd} + V_{rq} \cdot i_{rq}] \quad (\text{III.19})$$

$$Q = \frac{3}{2} [V_{rd} \cdot i_{rq} - V_{rq} \cdot i_{rd}] \quad (\text{III.20})$$

III.7.conclusion :

La modalisation de processus nous permet de mettre en équation les différents paramètres d'un système. A l'issue de cette opération on se trouve face au problème suivant : plus le modèle se rapproche de la réalité qu'on ne pourra jamais atteindre, plus devient complexe et demande un moyen de calcul très important. Par contre si le système est simplifié ; les calculs deviennent faciles mais on s'éloigne de la réalité. Un choix judicieux consiste à idéaliser le processus et par conséquent garder les phénomènes les plus importants et négliger les phénomènes secondaires. Il importe donc que les modèles soient utilisables aussi bien en régime statique que dynamique.

Chapitre IV

Réglage et contrôle du système UPFC

IV.1. Introduction

Le système de commande de l'UPFC se compose de l'onduleur parallèle avec le circuit de réglage, ainsi que de l'onduleur série. D'abord, on justifiera la possibilité de séparation des deux circuits de réglage, ensuite on développera un seul réglage par régulateur PI dans cette étude et on rappellera la configuration du circuit de réglage compté.

A la fin de ce chapitre, on montrera le comportement transitoire des circuits de réglage à l'aide d'une simulation des régulateurs considérés dans le réglage du système UPFC en boucle fermée afin d'évaluer les performances du réglage approprié dans le cas de changement de puissance active ou réactive, (changement de l'un des trois paramètres de la ligne). [19]

Le type de commande présentée et évaluée à savoir:

- Commande proportionnel intégral (PI — Découplé).

IV.2. Description du système de commande de l'UPFC

IV.2.1. Commande du circuit série

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

$$P = \frac{3}{2} [V_{rd} \cdot i_{rd} + V_{rq} \cdot i_{rq}] \quad (\text{IV.01})$$

$$Q = \frac{3}{2} [V_{rd} \cdot i_{rq} - V_{rq} \cdot i_{rd}] \quad (\text{IV.02})$$

Où les courants sont définis par:

$$i_{rd} = i_{sd} + i_{pd}$$

$$i_{rq} = i_{sq} + i_{pq}$$

Pour l'application du contrôle à notre système, les puissances de référence active et réactive (P^* et Q^*) sont injectées (utilisées comme entrées au système de commande de l'UPFC) afin d'obtenir les puissances réelles désirées (P et Q). [19]

A partir des équations (IV.01) et (IV.02), on peut obtenir comme courants de référence i_d^* , i_q^* qui peuvent être calculés comme suit:

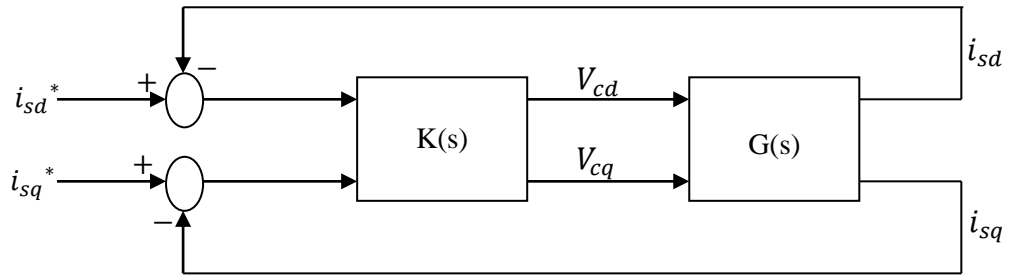


Figure (IV.01) : Configuration de réglage de l'UPFC

$$i_{sd}^* = \frac{2}{3} \left(\frac{P^* \cdot V_{sd} - Q^* \cdot V_{sq}}{\Delta} \right) \quad (IV.03)$$

$$i_{sq}^* = \frac{2}{3} \left(\frac{P^* \cdot V_{sq} - Q^* \cdot V_{sd}}{\Delta} \right) \quad (IV.04)$$

Où : $\Delta = V_{rd}^2 + V_{rq}^2$

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

D'après l'équation (IV.02), et en utilisant les valeurs de consignes des puissances active et réactive (P^* et Q^*), ainsi que les tensions mesurées, les courants de référence à l'arrivée (receiving end) i_{sd}^* et i_{sq}^* se déterminent des expressions (IV.03), (IV.04). [17] [18]

IV.2.2. Commande du circuit shunt et de la tension continue

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

L'onduleur shunt est capable de fournir aussi bien de la puissance active à l'onduleur série que de la puissance active au système d'alimentation. La figure (IV.02) illustre le schéma de ce dernier. [17]

Le principe, alors, est que la puissance active de la fin de la ligne de transmission (receiving end) doit être fournie par le début de celle-ci (sending end) comme le montre la figure (IV.02), le contrôle de la tension continue V_{cd} est réalisé en utilisant un régulateur PI où la tension continue V_{dc} est comparée à sa tension de référence V_{cd}^* .

$$G(s) = \frac{1}{s + \frac{r}{L}} \quad (\text{IV.05})$$

Remarque

On traitera seulement le cas du système UPFC série, car la partie de l'UPFC shunt est identique, vue que la tension du point de départ (sending end) V_s est égale à la tension du point d'arrivée (receiving end) V_r , les réponses des puissance actives et réactives dans chacun des deux points sont identiques, cette remarque sera valable pour toutes les commandes traitées dans ce travail. Les courants i_{sd} et i_{sq} sont comparés à la sortie du système à leurs valeurs de référence et l'erreur ainsi obtenu passe à travers les 2 régulateurs PI. Les tensions de commande V_{cd} et V_{cq} sont relevées à la sortie des régulateurs PI, par la transformation inverse de Park donnée par l'équation (IV.06), on détermine les tensions triphasées V_{ca} , V_{cb} et V_{cc} des tensions de commande V_{cd} et V_{cq} , ces tensions de commande triphasées (V_{ca} , V_{cb} , V_{cc}) sont ensuite utilisées comme entrées de référence de l'onduleur MLI série. [18]

$$\begin{bmatrix} V_{ca} \\ V_{cb} \\ V_{cc} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} * \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) \\ \cos(\omega t - 120^\circ) & -\sin(\omega t - 120^\circ) \\ \cos(\omega t + 120^\circ) & -\sin(\omega t + 120^\circ) \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} \quad (\text{IV.06})$$

L'interaction entre les boucles de courants (i_d et i_q) est causée par le terme de couplage $\omega \cdot i$; des équations (IV.05) et (IV.06), pour découpler ces deux boucles, le terme w est retranché à travers une contre- réaction comme l'indiquent les figures (IV.03) et (IV.04), donc le modèle de l'UPFC série (ces résultats sont identiques pour l'UPFC shunt) peut être réécrit sous la forme:

$$\frac{di_{sd}}{dt} = w \cdot (1 - \varepsilon) \cdot i_{sq} + \frac{1}{L} (V_{sd} - V_{cd} - V_{rd}) \quad (\text{IV.07})$$

$$\frac{di_{sq}}{dt} = w \cdot (1 - \varepsilon) \cdot i_{sd} + \frac{1}{L} (V_{sq} - V_{cq} - V_{rq}) \quad (\text{IV.08})$$

Le terme ε représente le paramètre de découplage. Par exemple quand $\varepsilon = 1$, on obtient découplage parfait et quand $\varepsilon = 0$, alors les équations (IV.07) et (IV.08) seront identiques l'équation (IV.05).

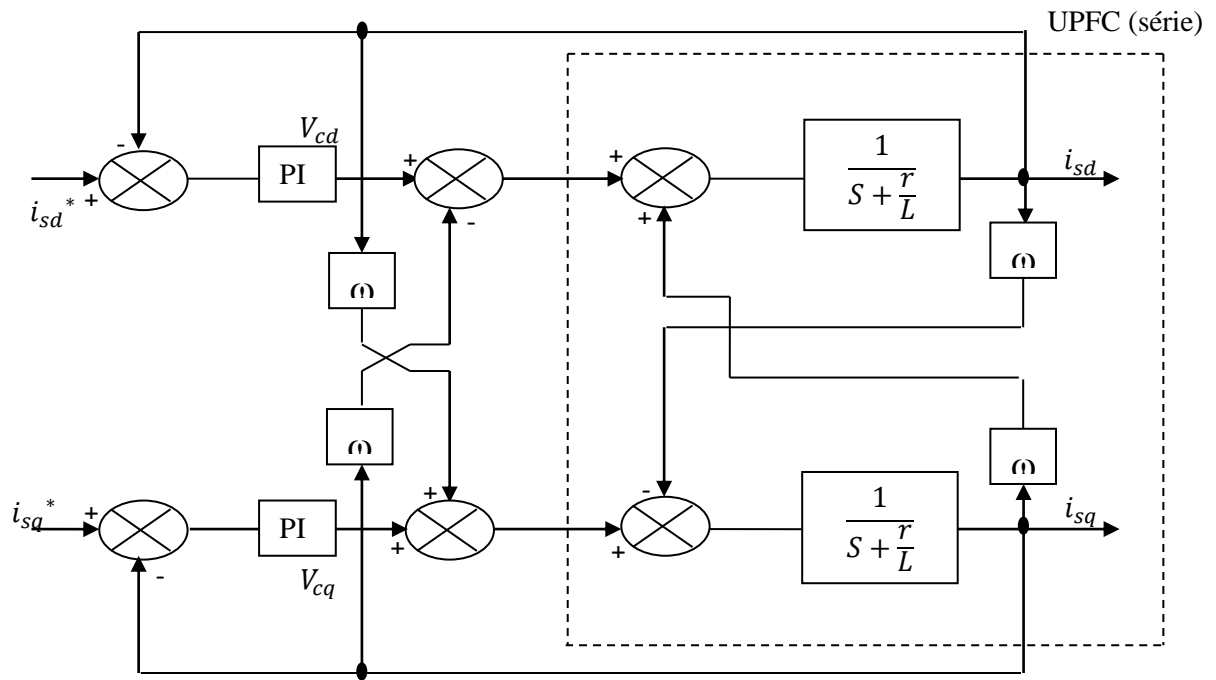


Figure (IV.03) : schéma de la structure de réglage PI-Découplé de l'UPFC (série)

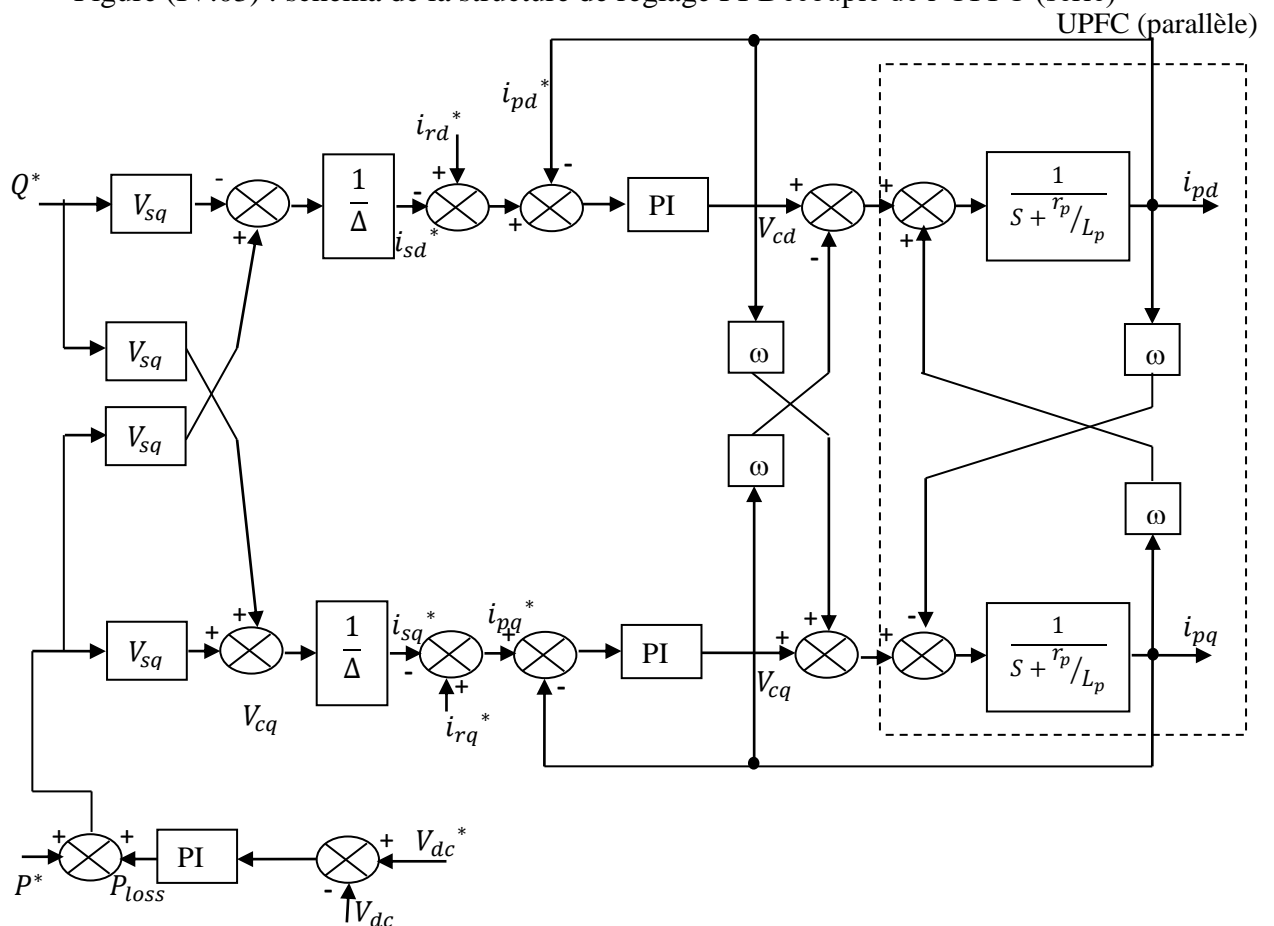


Figure (IV.04) : schéma de la structure de réglage PI-Découplé de l'UPFC (shunt)

En pratique, ε est supérieur à 1, ce qui revient à dire que le paramètre de découplage est supérieur au paramètre de couplage et le système est sur-compensé. Dans ce cas, les

performances du système diminuent car le couplage réapparaît ce qui engendre un temps de réponse assez lent du système. Les auteurs pensent que ce cas est dû aux facteurs non linéaires du système. [17][18]

IV.4. Réglage avec PI (paramètres des régulateurs)

Il existe différentes techniques d'ajustements bien adaptés au régulateur PI.

Il existe deux approches empiriques bien connues proposées par Ziegler et Nichols pour la détermination des paramètres optimaux du régulateur PI. La méthode de Ziegler-Nichols utilisée dans ce mémoire est basée sur un essai conduit en boucle fermée avec un simple régulateur proportionnel analogique. Le gain k de ce régulateur est graduellement augmenté jusqu'à la limite de stabilité, ce qui se manifeste par un régime permanent oscillatoire. La démarche est illustrée dans figure (IV.05). [18]

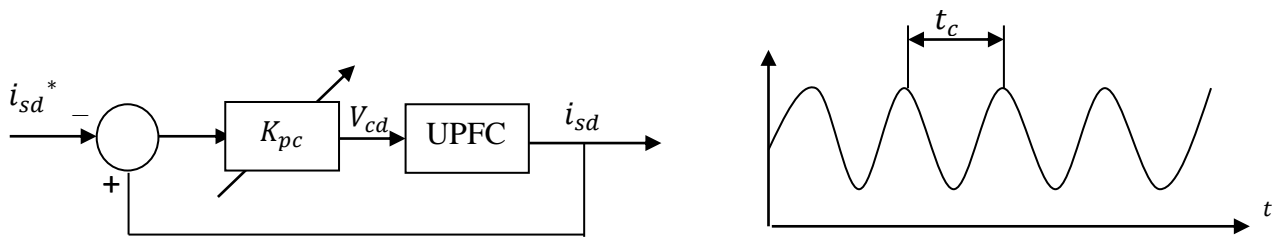


Figure (IV.05) : Détermination du régulateur PI par la méthode de Ziegler – Nichols

Le gain K_{pc} du régulateur générant ce régime, dit gain critique et la période T_c des oscillations sont mesurés sur la base des résultats ainsi obtenus. Les paramètres du régulateur PI analogique sont donnés par la fonction de transfert :

$$K(S) = K_p \cdot \left[1 + \frac{1}{T_i + S} \right] \quad (IV.09)$$

Ou :
$$K = 0.45 \cdot K_p \quad \text{et} \quad T_i = 0,83 \cdot T_c$$

IV.4.1. Calcul des paramètres K_p et K_i

D'après les systèmes d'équations (III.11) et (III.12) on voit qu'il y a un couplage entre les deux axes posant des courants. Pour pouvoir aboutir à une commande aisée du système, il est dispensable de procéder à un découplage des deux composantes.

L'inspection de toutes les équations du système (III.11), nous met directement à la règle qui nous fournira une commande par découplage des courants i_{sd} et i_{sq} ainsi le vecteur des tensions de sortie de l'onduleur série qui peuvent être commandées de la manière suivante :

On pose:

$$x_1 = \frac{1}{L}(V_{sd} - V_{cd} - V_{rd}) \quad ; \quad x_2 = \frac{-1}{L}(V_{sq} - V_{cq} - V_{rq}) \quad (IV.10)$$

$$x_1 = \left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)(i_{sd}^* - i_{sd}) - \omega \cdot i_{sq} \quad (IV.11)$$

$$x_2 = \left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)(i_{sq}^* - i_{sq}) + \omega \cdot i_{sd} \quad (IV.12)$$

X_1 et X_2 étant les sorties des deux régulateurs PI (proportionnel intégral) des courants i_{sd} et i_{sq} respectivement. En substituant les équations (IV.10), (IV.11) et (IV.12) dans le système d'équations (III.11) On aboutit à un système de deux équations découplées avec les fonctions de transfert en boucle fermée suivantes:

$$F_{11}(S) = \frac{i_{sd}(s)}{i_{sd}^*(s)} = \frac{K_i + K_p(s)}{K_i + \left(\frac{r}{L} + K_p\right) \cdot s + s^2} \quad (IV.13)$$

$$F_{22}(S) = \frac{i_{sq}(s)}{i_{sq}^*(s)} = \frac{K_i + K_p(s)}{K_i + \left(\frac{r}{L} + K_p\right) \cdot s + s^2} \quad (IV.14)$$

Le schéma bloc de ce système est représenté sur les figures (IV.03) et (IV.04), comme nous l'avons déjà montré le découplage s'effectue par la séparation du système en deux boucles fermées, ou le contrôle est optimal par rapport au critère quadratique de l'erreur dynamique si les gains sont maximaux (IV.15), donc le système devient de premier ordre. [19]

$$K_{p_{opt}} = K_{p_{max}} \quad ; \quad K_{i_{opt}} = K_{i_{max}} \quad (IV.15)$$

En introduisant la condition simple suivante liant les paramètres du régulateur.

$$K_i = \frac{r}{L} K_p \quad (IV.16)$$

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

$$T = \frac{1}{K_p}$$

$$F_{11}(P) = F_{22}(P) = \frac{K_p}{K_p + 1} \quad (\text{IV.17})$$

La détermination de la constante de temps dépend des changements admissibles maximaux des grandeurs de contrôle V_{cd} , V_{cq} pour le compensateur série et V_{pd} , V_{pq} pour le compensateur parallèle.

Etant données les équations (IV.16) et (IV.17) et un choix convenable de la valeur de T (T=5ms), les gains K_p et K_i peuvent être obtenus comme suite:

$$K_p = \frac{1}{T}; K_i = \frac{r}{L} \cdot \frac{1}{T} \quad (\text{IV.18})$$

Le découplage entre les deux composantes du courant utilisant un régulateur PI est illustré par les figures (IV-03) et (IV-04) pour le compensateur série et parallèle, respectivement. [19]

Le calcul des paramètres K_p et K_i donne :

$$T = 5 \text{ ms}, r = 0.8 \Omega, L = 10 \text{ mH.}$$

$$K_p = \frac{1}{T}, \quad K_i = \frac{r}{L} \cdot \frac{1}{T}$$

Application numérique :

$$K_p = \frac{1}{5} \quad K_p = 0.2 \quad K_i = \frac{0.8}{10} \cdot \frac{1}{5} \quad K_i = 0.016$$

IV.5. Modélisation du convertisseur statique

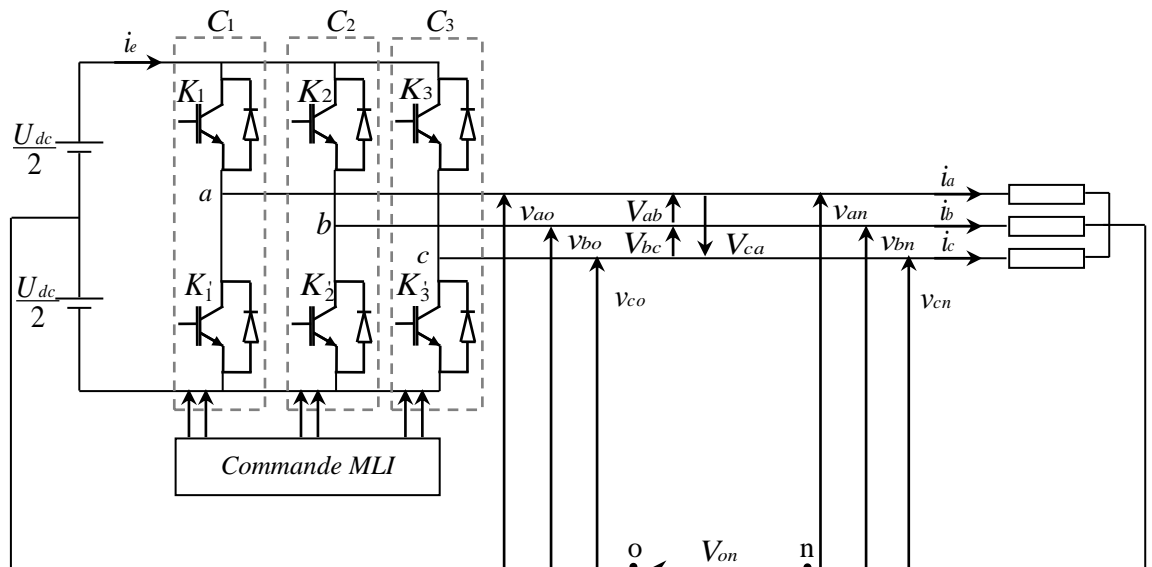
IV.5.1. Description

La figure (IV.06) donne le schéma de principe de l'onduleur de tension triphasé, il est placé entre une source de tension triphasée, donc de tension constante et charge triphasée équilibrée parcourue par des courants i_a , i_b , i_c forment un système triphasé sinusoïdale équilibré.

L'onduleur est un assemblage de trois ponts monophasés formés chacun de deux interrupteurs en série (k_1 et k_1' , k_2 et k_2' , k_3 et k_3'). les interrupteurs d'un même demi- pont

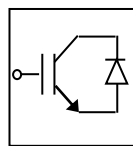
doivent être complémentaires pour que la source de tension ne soit jamais en court-circuit, et pour que les circuits des courants i_a , i_b , i_c ne sont jamais ouverts.

Pour que les six interrupteurs puissent imposer les tension de sortie, quels que soient les courants i_a , i_b , i_c il faut que ces interrupteurs soient bidirectionnels en courant. Chacun d'eux est formé d'un semi-conducteur à ouverture et fermeture commandées.



Figure(IV.06) : schéma de principe de l'onduleur à MLI

Eléments de base de l'onduleur, les interrupteurs de puissance se composent, selon la puissance commutée, de GTO (Gate Turn Off), de MOS de puissance ou d'IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), en parallèle avec une diode. La diode permet d'assurer la continuité du courant lors du changement de sens de celui-ci.



Figure(IV.07) : interrupteur de puissance avec IGBT et diode

IV.5.2. Commande de l'onduleur par MLI :

L'objectif de la commande est de générer les ordres d'ouverture et de fermeture des interrupteurs de sorte que la tension créée par l'onduleur soit la plus proche de la tension de référence. Cette méthode basée sur la MLI (Annexe B) met en oeuvre d'abord un régulateur qui, à partir de l'écart entre le courant et sa référence, détermine la tension de référence de

l'onduleur (modulatrice). Cette dernière est ensuite comparée avec un signal en dent de scie à fréquence élevée (porteuse). La sortie du comparateur fournit l'ordre de commande des interrupteurs. Le schéma de principe de cette méthode est donné sur la figure (IV.08).

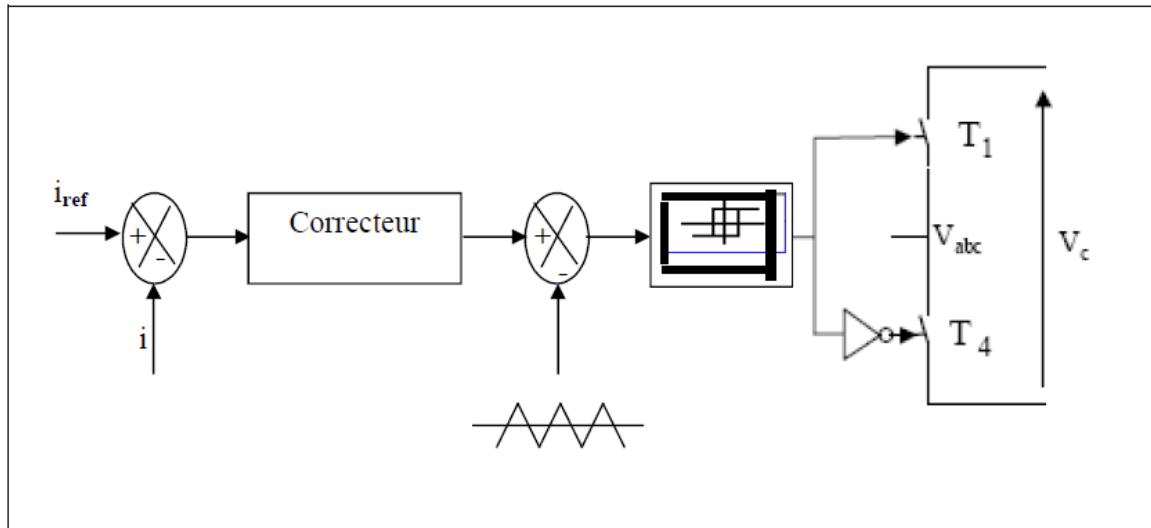


Figure (IV.08). Contrôle du courant par MLI.

IV.6. Les résultats de simulation:

Nous avons choisi les paramètres du modèle mathématique comme suit [22][29].

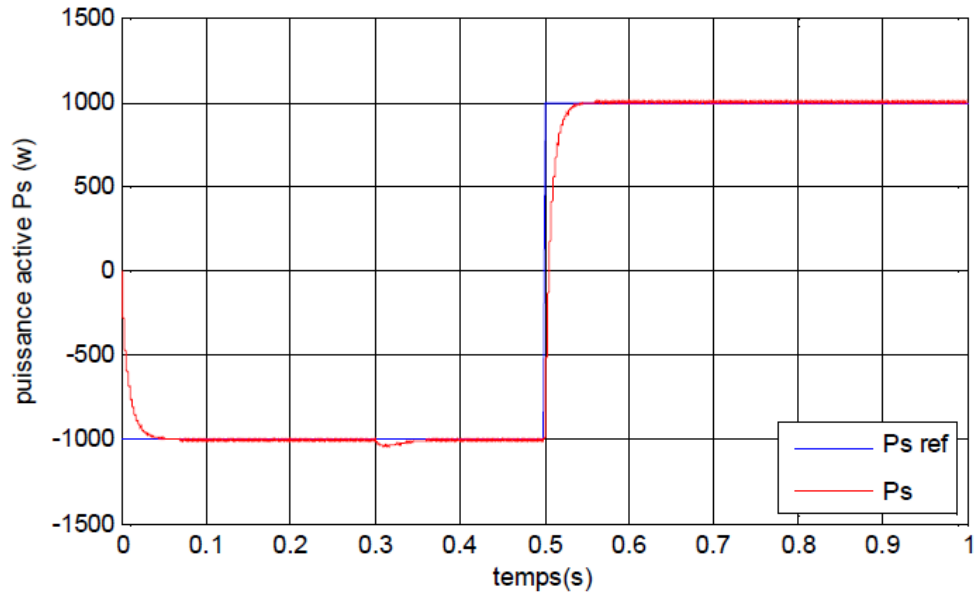
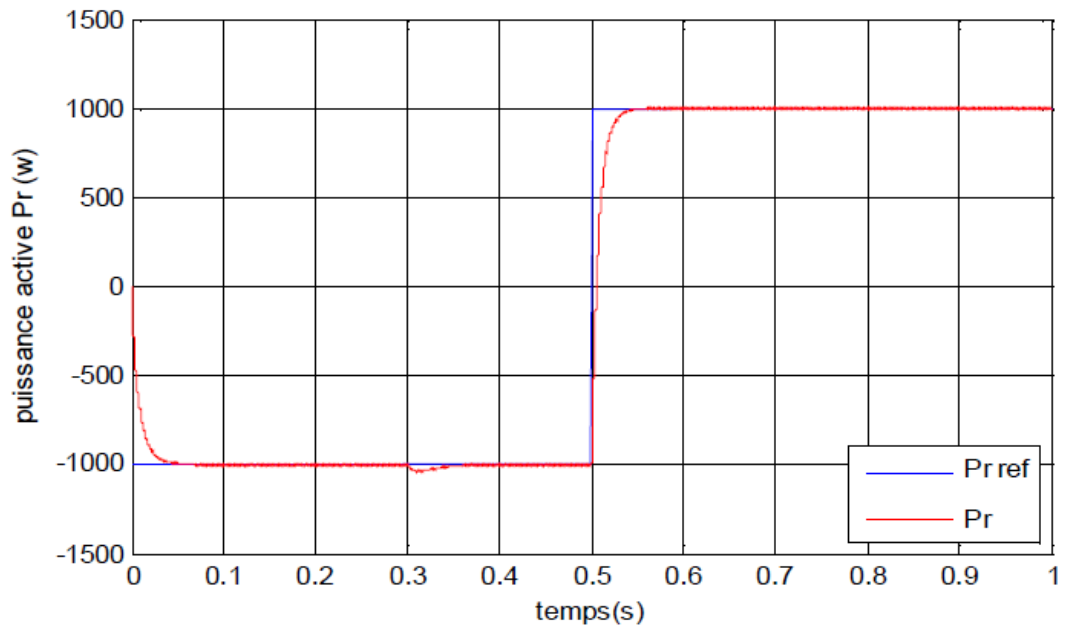
$V_s = 220$ v, $V_r = 220$ v, $V_{dc} = 280$ v, $f = 50$ Hz, $r = 0.8\Omega$, $L = 10$ mH, r_p , $L_p = 10$ mH, $C = 2000$ μ f et la fréquence de porteuse (5000Hz).

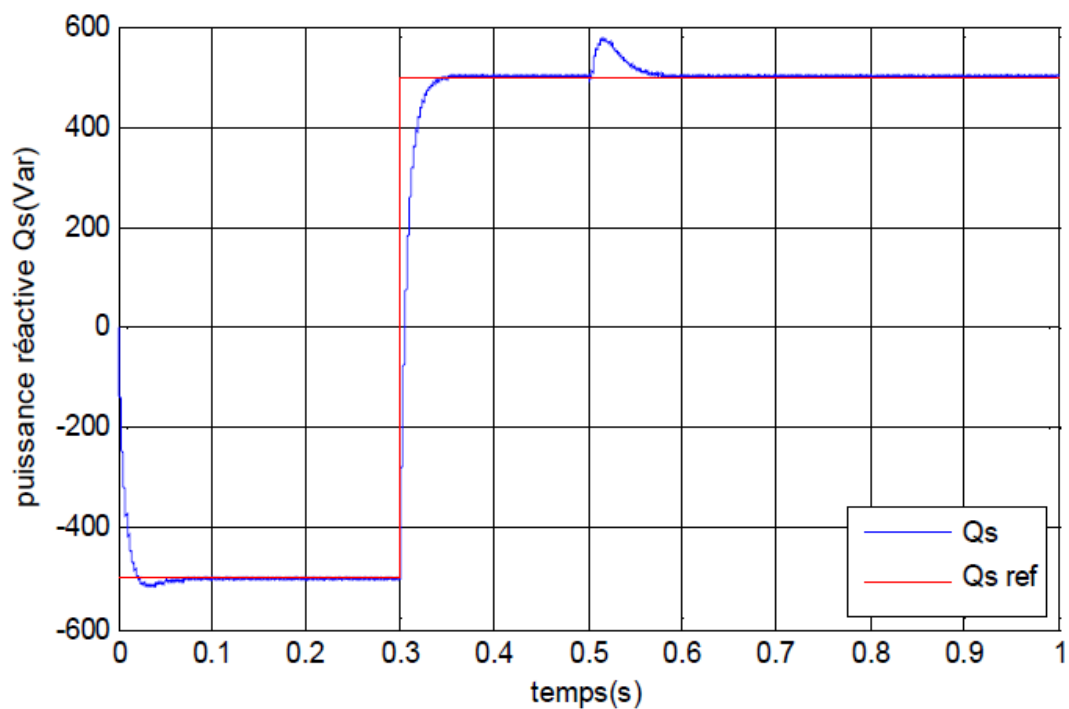
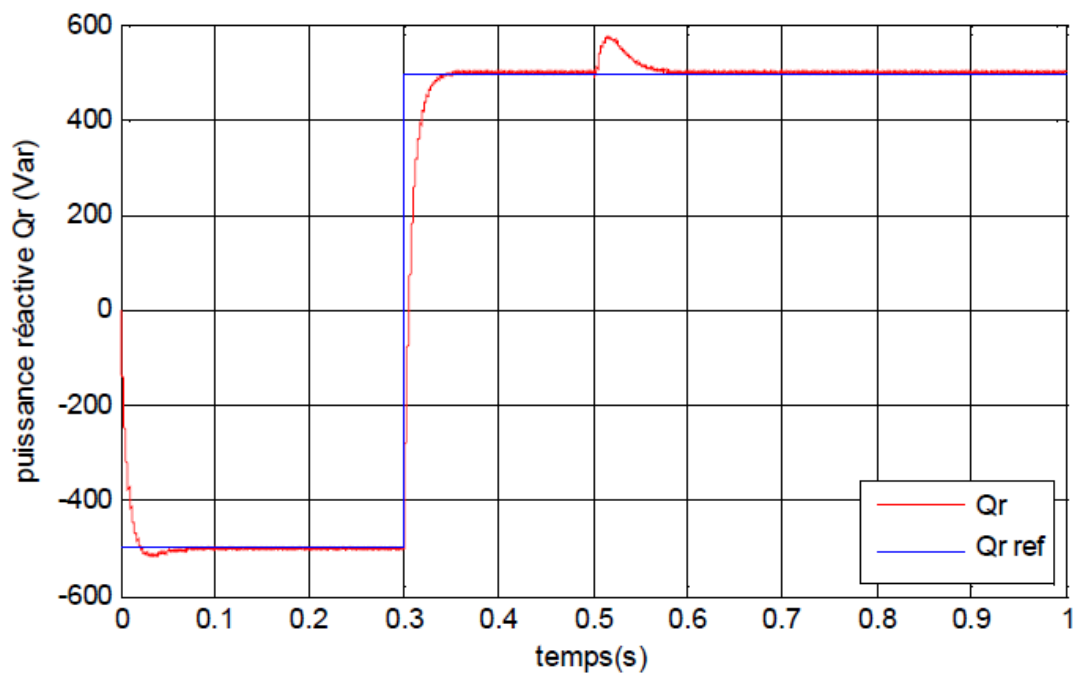
La simulation est établie selon deux procédés :

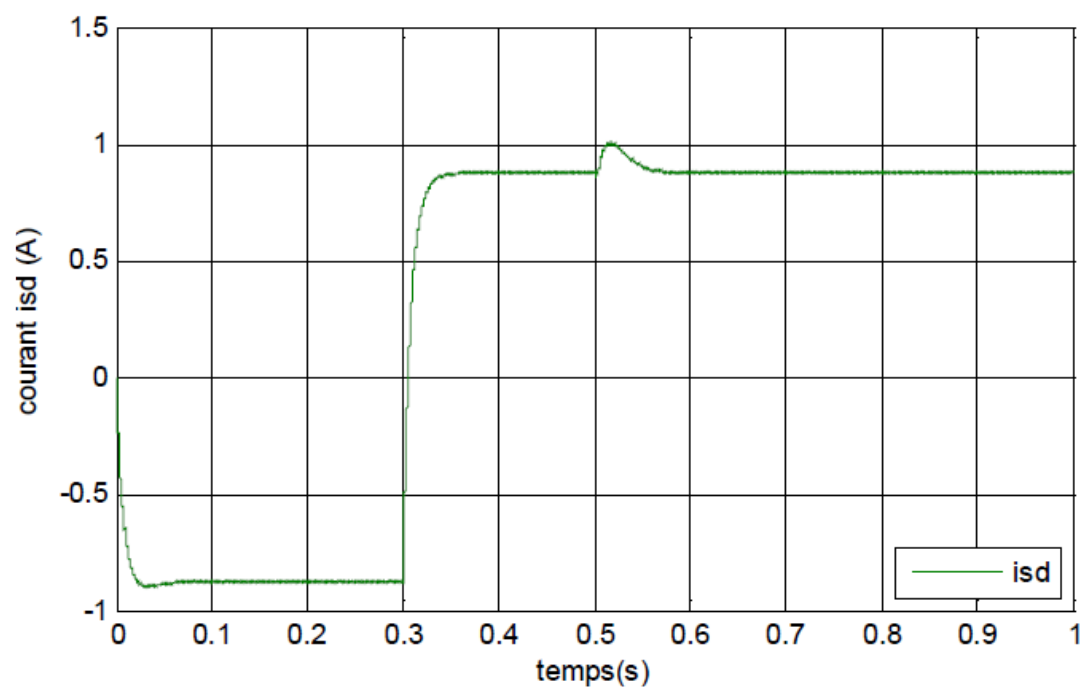
- 1- Sans commande MLI.
- 2- Avec la commande MLI.

Nous avons fait les simulations avec le logiciel MATLAB/SIMULINK. Nous avons d'abord choisi les références des puissances dans la ligne $P = -1000$ kW et $Q = -500$ kVA.

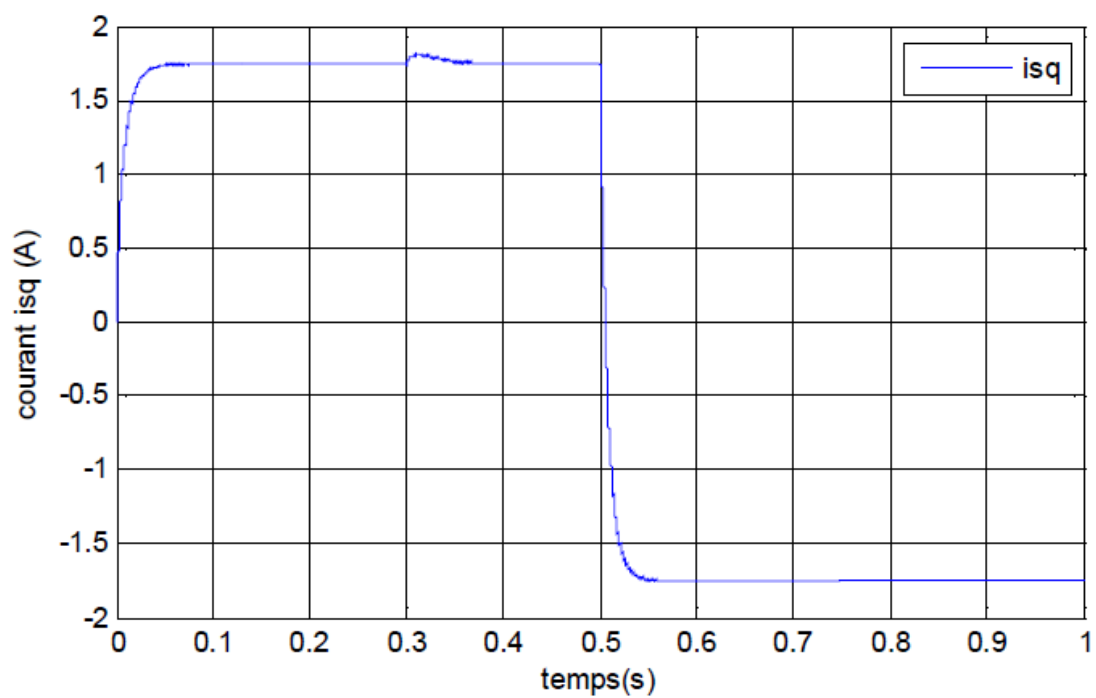
A l'instant $t = 0.3$ s, nous avons changé la référence de la puissance réactive pour qu'elle devienne 500 Var et à l'instant $t = 0.5$ s, nous avons changé la référence de la puissance active pour qu'elle devienne 1000 w. Les courbes des résultats obtenus:

Figure(IV.09) : Puissance active P_s et $P_s \text{ ref}$.Figure(IV.10) : Puissances actives P_r et $P_r \text{ ref}$.

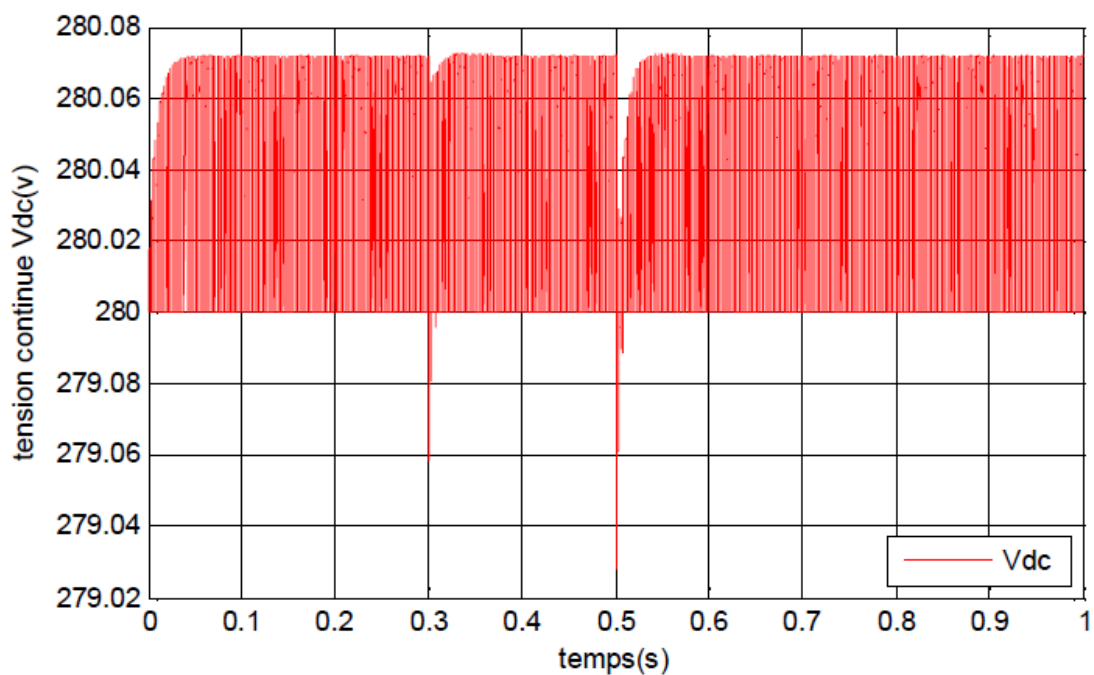
Figure(IV.11) : Puissances réactives Q_s et $Q_s \text{ ref}$.Figure(IV.12) : Puissances réactives Q_r et $Q_r \text{ ref}$.



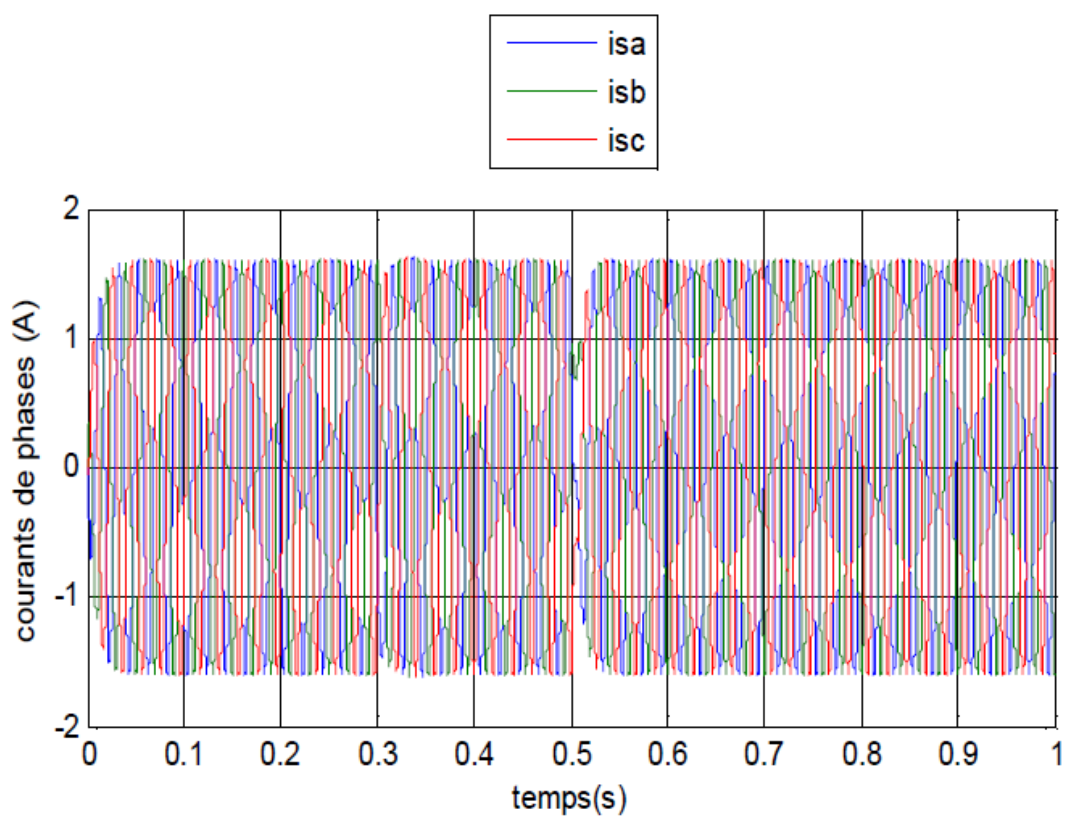
Figure(IV.13) : Courant ids.



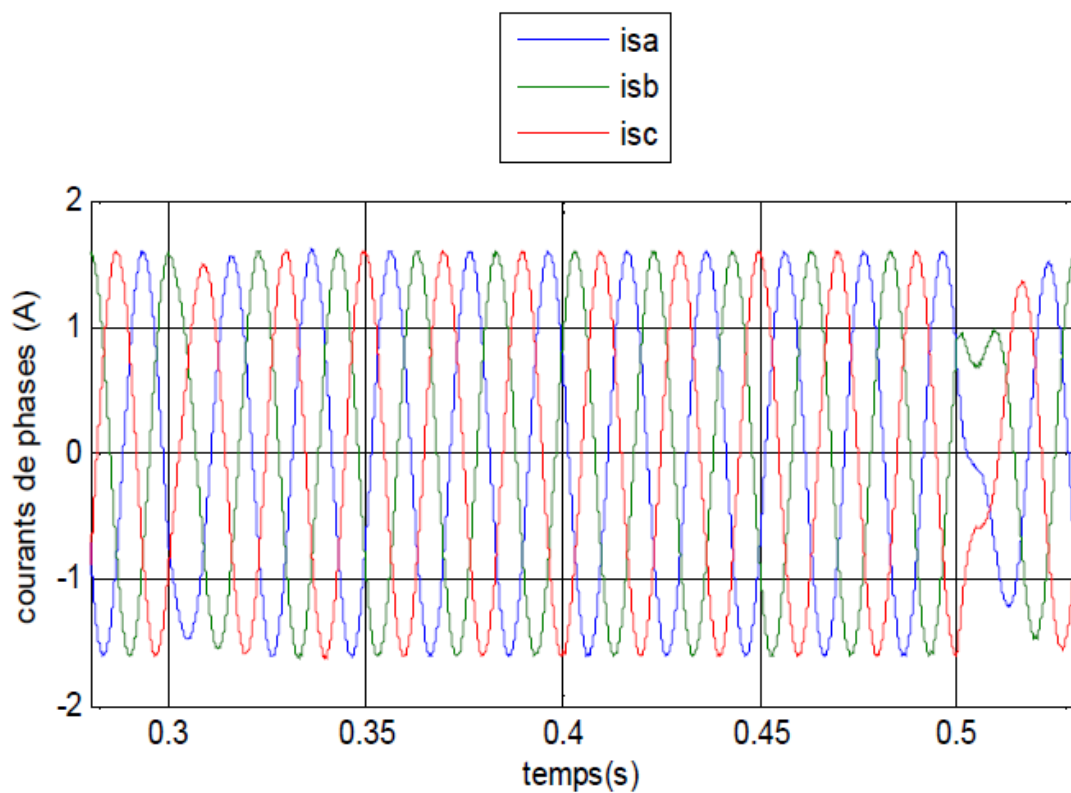
Figure(IV.14) : Courant iqs.



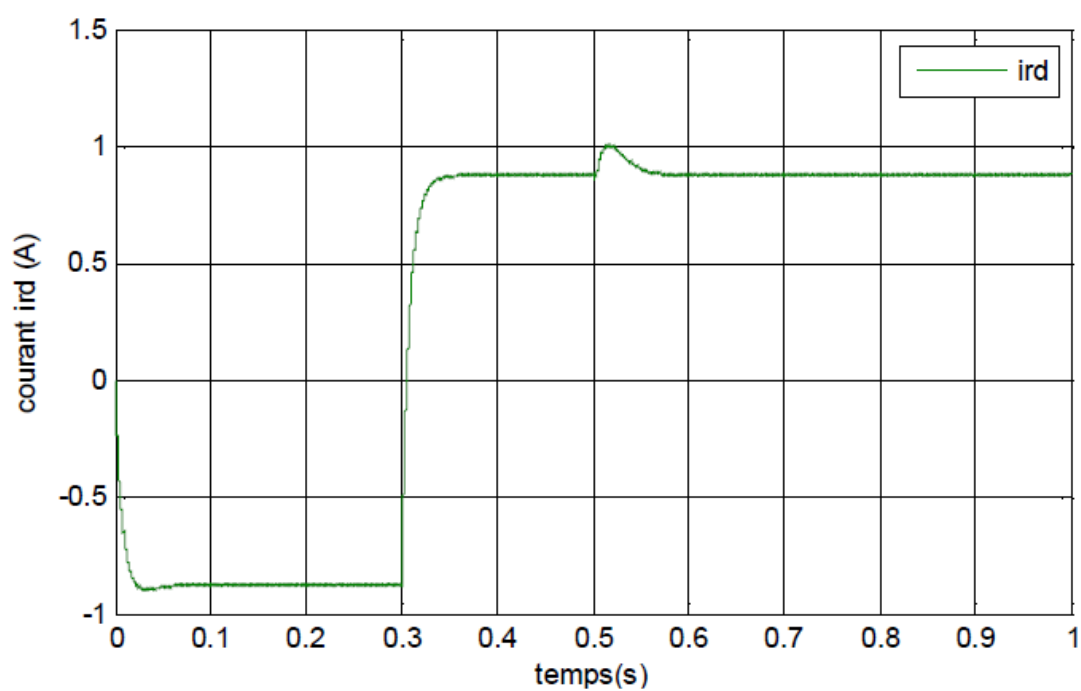
Figure(IV.15) : Tension continue Vcd.



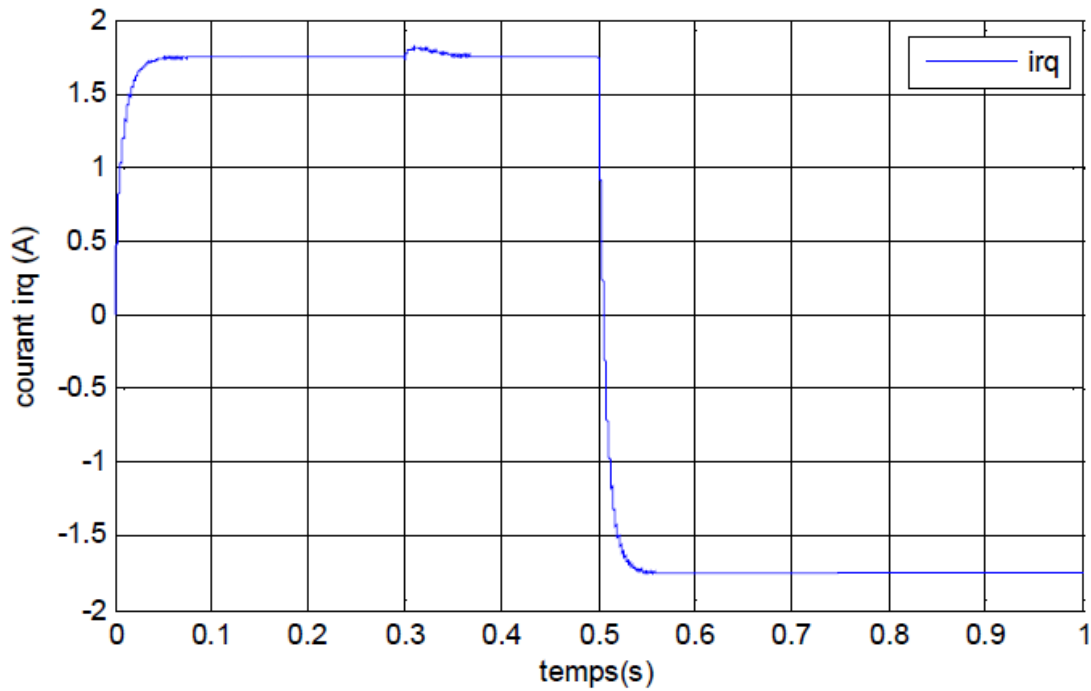
Figure(IV.16) : Courants de phases.



Figure(IV.17) : Courants de phases. (Zoom)



Figure(IV.18) : Courant ird.

Figure(III.19) : Courant i_{rq} .

Les figures (IV.10, 11, 12,13) illustrent le comportement des puissances active et réactive, où on remarque que le contrôle du système a une réponse dynamique rapide pour que les puissances atteignent leurs régimes permanents après un changement dans les valeurs de référence.

Nous remarquons que les puissances active et réactive dans la ligne suivent leurs consignes, cela valide le bon fonctionnement des régulateurs choisis pour la partie série de l'UPFC. Et nous remarquons aussi que la tension continue et aux points de raccordement reste constante grâce aux régulateurs choisis pour la partie parallèle.

IV.7. Conclusion:

Dans ce chapitre nous avons d'abord montré la structure de base et le principe de fonctionnement d'un UPFC, nous avons développé le modèle mathématique du dispositif connecté au réseau de transport d'énergie électrique, nous avons 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 références 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 sur MatLab/simulink, en

choisissant le régulateur PI avec compensation des pôles pour la partie shunt et pour la partie série. En fin nous avons calculé les coefficients des régulateurs utilisés.

D'après les résultats obtenus ,on voit que le contrôle du système avec proportionnel-intégrale (PI) directe a une large interaction entre la puissance active et réactive ce qu'il nécessite l'amélioration du système de contrôle

Conclusion générale

Ces dernière année les réseaux électrique on été exploités de plus en plus près le leur limite de stabilité et de sécurité. Pour faire face a ce problème, ces réseau doivent subir quelque adaptation de manière a pouvoir contrôler librement les transits des puissances active et réactive a traverse les lignes de transmission AC.

Nous avant reporté dans se mémoire les principaux résultats d'un étude un simulation d'un système FACTS du type contrôleur électrique de puissance de puissance universel, traduction littérale «unified power flow controller»

Un présente un état d'art sur les réseaux électriques qui comporte une description de la structure du réseau dans le premie. Par suite , rappel sur le régime de la puissance alternatif et les difficultés rencontrées dans la gestion des flux dans le réseau et les moyens de compensation de l'énergie réactive est abordé chapitre. Et on a défini le projet ambitieux qui faisant appel à l'électronique de puissance dénommés FACTS. Parmi ces derniers on cite le contrôleur électrique de flux de puissance unifié (UPFC) qui combine à la fois la compensation série et la compensation parallèle. C'est le système FACTS le plus puissant, dans la mesure où il permet de régler les trois grandeurs du réseau dans la ligne de transmission.

Différents réglages sont à prévoir pour ce compensation, après le développement d'un modèle mathématique de l'UPFC et le principe de fonctionnement : des réglages pour le courant triphasé (onduleurs parallèle et série). Et un réglage pour la tension continue ; notre intérêt porte sur le réglage des courants de chacun des deux onduleurs pour gérer le flux de puissance entre deux nœuds distincts de la ligne de transmission d'un réseau d'énergie.

La commande proposée et évaluée y compris le régulateur PI découplé donne une meilleure réponse par rapport au PI, ce régulateur minimise l'interaction entre les deux puissances active et réactive ainsi qu'on a testé sa robustesse vis-à-vis des variations paramétriques, telle que la réactance de la ligne.

Sur la base de cette étude, nous proposant une réalisation d'un prototype de laboratoire et en espérant que ce modeste travail servira de basse de départ pour une mise en œuvre en temps réel. Afin de valider les résultats de simulation obtenus dans cette étude. On utilise un commande moderne de notre régulateur qui améliorer la performance du system UPFC.

Comme perspective, nous espérons fonder notre travail sur l'application de cette étude sur un system réel (données pratiques), et évalué les performances d system UPFC avec command plus robuste.

- =====*********=====**à**=====
===== **m*o**=====)s flux de puissance dans un réseau électrique à l'aide d'un UPFC », Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention d'un Master à Université Abderrahmane Mira-Bejaïa, juin 2014.
- [2] G. Naudet et P. Reuss, « *Énergie, électricité et nucléaire* », EDP Sciences, France, 2008.
- [3] O. Richardot, « *Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée* », Ph. D. Dissertation, INP Grenoble, 2006.
- [4] P.GUYENOT et T.HANS, « *R2GULATION et ASSERVISSEMENT- éléments de cours / problèmes résolus* », à l'école nationale d'ingénieurs de Belfort, troisième édition, quatrième tirage, 1997.
- [5] M.L. Sota, « *Contribution à la modélisation et à la commande d'un UPFC dans le cadre de développement des réseaux intelligent (SMART GRID)* », mémoire pour obtention du diplôme de Master, Université Badji Mokhtar- Annaba ,2017
- [6] Lopez de Heredia Bermeo, « *Commandes avancées des systèmes dédiés à l'amélioration de la qualité de l'énergie : de la base tension à la montée en tension* » thèse Institute National Polytechnique de Grenoble, France,2006.
- [7] *Load flow control in high voltage power systems using FACTS controllers*, vol. 51, CIGRÉ, coll. « Brochure », janvier 1996
- [8] Rachida Haimour, *Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions par les Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique*, Ecole Normale Supérieure de l'Enseignement Technologique d'Oran, 2009
- [9] a Song et Allan T. Johns, *Flexible AC transmission systems*, Londres, institution of electrical engineers, 1999
- [10] Groupe de travail 14/37/38/39.24, *FACTS technology for open access*, vol. 183, CIGRÉ, coll. « Brochure », avril 2001
- [11] Alain Innocent Leka, *Amélioration du transit de puissance par les dispositifs FACTS*, Douala, ENSET, 2008
- [12] Xia Jiang, *operating modes and their regulations of voltage-sourced converter based FACTS controllers*, Troy, New York, Rensselaer Polytechnic Institute, 2007
- [13] Jean-Christophe Passelergue, *Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques*, Grenoble, Institut national polytechnique de Grenoble, 1998.

[14] Groupe de travail B4.37, *VSC TRANSMISSION*, Cigré, coll. « Brochure », avril 2005, chap. 269.

[15] Nicolas Buyaut : Etude de commande généralisée des filtres actifs parallèles. Thèse de doctorat, école doctorale science pour l'ingénieur de LANPES

[16] E. GHOLIPOUR SHAHRAKI, « Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques », Thèse présentée pour l'obtention du titre de Docteur de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I en Génie Electrique, 13 Octobre 2003

[17] M. mentefa et K.akermi, « Etude de réglage de système UPFC pour le contrôle des puissances active et réactive », Mémoire en vue d'obtention du diplôme DEUA, UNSaida, 2006-2007.

[18] T. allaoui « Réglage robuste de UPFC pour optimiser l'écoulement de puissance dans un réseau électrique », Mémoire en vue d'obtention du diplôme de MAGISTER, USTO, 2002

[19] H. khfoufi et M. benyoucef, « Etude de variation de charge universel UPFC pour la compensations de puissance active et réactive dans un réseau électrique », Mémoire en vue d'obtention du diplôme ING, UNSaida, 2008-2009.

[3] S.M. Sadeghzadeh, M.Ehsen, N.Hajd Said et al, « Improvement of Transient Stability limit in power system transmission lines using fuzzy control of FACTS devices », IEEE Trans. On power systems, vol. 13, No.3, pp.917-922, August 1998.

[4] Kh. Bouleriel, « Etude et simulation d'une commande du contrôleur électrique l'écoulement de puissance », Mémoire en vue d'obtention du diplôme de MAGISTER, USTO, juillet, 2003

[5] Mr CHAKER. Abk, « Optimisation des puissances réactives d'un réseau d'énergie électrique », proposition de sujet de memoire du magister, Cd de TECHNIQUE_ING\10_power system\PG

[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 POINCARÉ NANCY I, 21 Juin 2000.

[7] N.G. Hingorani et L. Gyugyi, « Understanding FACTS », IEEE Press., New York, 2000.

[8]J.C. Passelergue, « Interaction des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques », Thèse de doctorat de l'INPG 26 Novembre 1998.

[9]P. Petitclair, « Modélisation et Commande de structures FACTS: Application au STATCOM », Thèse de doctorat de l'INPG 16 Juillet 1997.

[10]A. Sonnenmoser et P.W. « Lehn Line current balancing with a Unified Power Flow Controller », IEEE Trans. On Power Delivery , vol. 14,No. 3 , pp. 1151-1157, July 1999.

[13] A. rida et N. belabed, « Etude comparative de deux types de FACTS 'SVC et UPFC' pour contrôle de la tension dans un réseau électrique », Mémoire en vue d'obtention du diplôme ING, UNSaida, 2006-2007

[15] S. zebirate, « Réglage multivariable d'un UPFC pour la compensation d'énergies active et réactive », Mémoire en vue d'obtention du diplôme de MAGISTER, ENSET, 2002

ANNEXE

Transformation de PARK:

Cette transformation permet le passage d'un système triphasé équilibré à un système biphasé.

La transformation de PARK définie par la matrice de rotation $P(\theta)$ permet de ramener les variables du repère triphasé naturel (a, b, c) sur les axes d'un repère fictif diphasé tournant (d, q, o). Le produit matriciel définissant la transformation de Park est exprimé sous forme matricielle:

$$[X]_{dq0} = P(\theta) \cdot [X]_{abc}$$

Avec, la transformation de conservation de l'amplitude est considéré:

$$P(\theta) = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}$$

Transformation de PARK inverse:

Cette transformation permet le passage d'un système biphasé à un système triphasé équilibré. Le produit matriciel définissant la transformation de Park inverse est exprimé sous forme matricielle:

$$[X]_{dq0} = P(\theta)^{-1} \cdot [X]_{abc}$$

Résumé:

L'UPFC est le système FACTS le plus puissant. IL est constitué de deux onduleur de puissance qui sont connectés à travers un circuit continu commun .L' un des onduleurs, connecté en parallèle, assure la compensation de la puissance réactive. L'autre, branché en série avec la ligne de transmission , permet de contrôler le transit de puissance active et réactive. Le but de ce travail est d'étudier en détails la qualité de l'énergie et les performances dynamiques du régulateur PI pour contrôler un UPFC afin d'améliorer la stabilité de transit de puissances dans un réseau électrique. Les résultats de simulations montrent que le régulateur PI donne une meilleure réponse.

Abstract:

The UPFC is one of the most versatile topologies of the FACTS family. The UPFC can be decomposed in two different power circuits: the parallel one maintains the network bus voltage by consuming or producing reactive power, and the series one controls the active and reactive power flow through the insertion of a series voltage in transmission line. The aim of the present paper is to investigate in details the power quality and the dynamic performance of the control PI for the UPFC in order to improve the stability of the power system hence providing security under increased power flow conditions. The results demonstrate that the control PI is very effective in improving the transient power system stability.

المخلص

يعتبر المنظم الموحد للتدفق الطاقة من أهم أنظمة لنقل التيار المتناوب المرنة. يتكون من ممرجين يشتركان في الدارة المستمرة. يربط أحدهما على التفرع بتعويض الطاقة الرديئة بينما يربط الممرج الثاني على التسلسل ليسها مراقبة الطاقة الفعالة والرديئة. في هذا الإطار يأتي هذا البحث بدراسة شبكة الطاقة الكهربائية عبر إستغلال المنظم الموحد لتدفق الطاقة باستخدام المنظم الكلاسيكي وهذا لتسهيل عملية مراقبة تدفق الطاقة من جهة, ولتحسين عملية إستقرار الشبكة الكهربائية من جهة أخرى. إن النتائج المتحصل عليها تبين مدى تحسين هذا المنظم للإستجابة العابرة