

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Ibn Khaldoun Tiaret

Faculté des Sciences et des Sciences de l'Ingénieur



Mémoire

Présenté au Département de Génie Electrique
en vue de l'obtention du titre de

Magister

en Electrotechnique
Option: Commande des Systèmes Electriques

Par

Mohamed BOUDHIAF

Ingénieur en Electrotechnique de l'Université Ibn Khaldoun Tiaret

Thème

Contribution de l'UPFC à la stabilisation d'un réseau électrique monomachine 400kV perturbé

devant le jury composé de :

Président :	M. RAHLI	Professeur UST Oran
Rapporteurs :	M. MOUDJAHED	Maître de Conférence à l'Université Ibn Khaldoun -Tiaret
	Y. MESLEM	Dr Chargé de Cours à l'Université Ibn Khaldoun - Tiaret
Examineurs :	A. MEKHALDI	Professeur ENP Alger
	M. TEGUAR	Maître de Conférence ENP Alger

Mémoire préparé au sein du Département de Génie Electrique – Tiaret 2007.

Remerciements

Le travail présenté dans ce mémoire a été réalisé sous la direction de Monsieur MOUDJAHED Maître de Conférence à l'Université Ibn Khaldoun - Tiaret et Monsieur MESLEM Docteur Chargé de Cours à l'Université Ibn Khaldoun - Tiaret Qu'ils trouvent ici l'expression de toute ma gratitude pour leurs conseils et leur patience. Je tiens à les remercier chaleureusement de l'aide précieuse et des conseils éclairés qu'ils m'ont apportés tout au long de cette étude..

Je remercie sincèrement monsieur RAHLI, Professeur à l'Université des Sciences et de la Technologie Mohamed BOUDHIAF Oran, de l'honneur qu'il me fait de présider le jury de soutenance

Mes vifs remerciements vont également à monsieur MEKHALDI, Professeur à l'E.N.P. Alger et à monsieur TEGUAR, Maître de Conférence à l'E.N.P. Alger d'avoir bien voulu accepter d'examiner ce travail et d'être membres du jury de soutenance.

Je remercie chaleureusement Madame SIMERABET Professeur au CFPA Tiaret, monsieur BOUCHERIT Professeur à l'ENP Alger, Monsieur BERKOUK Professeur à l'E.N.P. Alger et monsieur TADJINE, Maître de Conférence à l'E.N.P. Alger des conseils et de la disponibilité dont ils ont fait preuve à mon égard durant la préparation de ce travail.

Mes chaleureux remerciements vont également à toute la communauté universitaire du Département de Génie Electrique et particulièrement à tous les enseignants desquels j'ai beaucoup appris durant ma formation. Que mes camarades B. BEKKI, M. NACEUR, A. NEGADI et H TEDJINI trouvent ici l'expression vive de mes amitiés pour l'aide et les encouragements qu'ils n'ont cessé de me prodiguer durant mes études.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail en signe de reconnaissance à tous ceux que j'aime : particulièrement

- ❖ A mon père pour son amour et ses précieux conseils. Je le remercie aussi d'avoir toujours veillé à ce que je ne manque de rien,*
- ❖ A ma mère qui m'a soutenu durant toutes mes études et m'a comblé de sentiments gentils et chaleureux,*
- ❖ A mes frères et à tous mes amis surtout les étudiants de Post-Graduation et à tous les étudiants du Département de Génie Electrique.*

Résumé

L'utilisation d'un réseau électrique au plus près de ses limites peut entraîner son instabilité en cas de perturbation. L'amortissement du système peut être obtenu par des moyens classiques de régulation de tension et de vitesse mais aussi par un dispositif tel que l'UPFC (Unified Power Flow Controller). Celui-ci fait partie des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission Systems) de plus en plus utilisés dans les réseaux électriques. Il est constitué de deux convertisseurs multiniveaux : l'un connecté en parallèle avec la ligne et l'autre en série avec elle. Il amortit les oscillations du réseau en échangeant avec ce dernier de la puissance active et/ou réactive par absorption ou fourniture selon les besoins du réseau. Dans ce travail, le réseau test retenu est un réseau monomachine. La configuration de l'UPFC et son principe de fonctionnement sont décrits en détail. Son action sur le réseau perturbé est comparée à celle d'une régulation classique afin de faire ressortir les performances d'un tel dispositif dans la stabilisation du réseau, le réseau étant soumis à des contraintes sévères telles qu'un court circuit triphasé. L'action prépondérante de l'UPFC sur celle de la régulation classique a été établie, le dispositif utilisant la commande par mode de glissement et l'algorithme de Lyapunov.

Mots clés: FACTS, UPFC, Convertisseur de puissance, Contrôle par Lyapunov, Commande par mode de glissement, Stabilité d'un réseau électrique.

ملخص

إن الاستعمال الأقصى للشبكة الكهربائية يمكن أن يؤدي إلى حالة اللا استقرار عند حدوث اضطراب، و يمكن الحصول على استقرار النظام بالوسائل الكلاسيكية لتنظيم التوتر و السرعة، إضافة إلى تقنية مغير الشحنة الشامل (UPFC) والتي تنتمي إلى مجموعة أنظمة نقل التيار المتناوب المتغيرة (FACTS) والتي أصبحت تستعمل بشكل أكبر في الشبكات الكهربائية. تتكون هذه الأخيرة من محولي طاقة متعددتي المستويات واحد مربوط على التفرع مع خط التوصيل و الثاني على التسلسل، يعمل على تخامد اهتزاز تيار الشبكة بتبادل الاستطاعة الفعالة والرديئة معها، عن طريق الامتصاص أو الترمين و ذلك حسب حاجة الشبكة، في هذا العمل الشبكة المدروسة عبارة عن نظام احادي الالة، تم التطرق بالتفصيل إلى تقنية مغير الشحنة الشامل (UPFC) و أسس عملها لمعاينة تأثيره على الشبكة المعرضة لضغوط شديدة مقارنة بالانظمة الكلاسيكية وذلك لظهور فاعلية هذه الاخيرة على استقرار الشبكة الكهربائية. لمغير الشحنة الشامل تأثير قوي مقارنة بنظام المراقبة الكلاسيكي. استعمل في هذا الجهاز نظام التحكم بوضع الانزلاق وخوارزمية ليابونوف.

كلمات المفتاحية : FACTS، مغير الشحنة الشامل UPFC، محولات الطاقة، التحكم بواسطة خوارزمية ليابونوف، التحكم بوضع الانزلاق.

Abstract

The use of a power network near its operating limits can cause its instability when a disturbance occurs. The damping of the system's oscillations can be obtained by the classical means such as automatic voltage regulator and governor action but also by a UPFC (Unified Power Flow Controller) which is one of the FACTS (Flexible AC Transmission Systems) devices. These are used more and more in the power systems. A Inverter UPFC consists of two multi-level Inverters which are connected through a common dc link. One inverter is shunt connected and the other is connected in series with the transmission line. It damps the system's oscillations by exchanging the active power and/or reactive power with the system.. In this work, we take a monomachine network as system test. The configuration of the UPFC and its principle of operating are described in detail. Its action on the disturbed network is compared with that of a classical regulation in order to emphasize the performances of such a device in the stabilization of the system, the network being subjected to severe constraints such as a short three-phase circuit. The dominating action of the UPFC on that of the classical regulation was established, the UPFC using the sliding mode and the algorithm of Lyapunov.

Key words: FACTS, UPFC, Power converter, Lyapunov control, Sliding mode control, Power System Stability.

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE 2

CHAPITRE 1

Etude de la régulation conventionnelle

1.1 Introduction	4	
1.2 Stabilité d'un système électrique	4	
1.3 Système transitoire d'un système mono machine		5
1.3.1 Charge de l'alternateur en régime transitoire	5	
1.3.2 Loi des aires	8	
1.3.3 Angle et temps critiques	13	
1.4 Modélisation	14	
1.4.1 Modèle de Park de l'alternateur	14	
1.4.2 Modèle en π de la ligne	15	
1.4.3 Régulation conventionnelle	16	
1.4.3.1 Régulation de la tension	16	
1.4.3.2 Régulation de vitesse	17	
1.5 Données du réseau test	17	
1.5.1 Données du générateur G	18	
1.5.2 Données ligne	18	
1.5.3 Données transformateur T	19	
1.6 Détermination du temps critique en fonction de la position du défaut	19	
1.7 Comportement de la puissance électrique de l'alternateur en fonction de la position du défaut	20	
1.8 Comportement du réseau pour un défaut situé à 100 km du nœud A	20	
1.8.1 Comportement du réseau non régulé	21	
1.8.2 Comportement du système régulé	24	
1.9 Conclusion	28	

CHAPITRE 2

Modélisation de l'UPFC

2.1 Introduction	30
2.2 FACTS de type parallèle	30
2.2.1 SVC	30
2.2.2 STATCOM	31
2.2.3 SMES	32
2.3 FACTS de type série	32
2.3.1 Condensateur série contrôlé par thyristors TCSC	32
2.3.2 Réactance série contrôlée par thyristors TCSR	33
2.3.3 Compensateur statique série synchrone SSSC	33
2.4 FACTS type déphaseur statique	34
2.5 FACTS type hybride	35

2.5.1 TCPAR	35
2.5.2 IPFC	36
2.5.3 UPFC	36
2.5.3.1 Structure de l'UPFC	36
2.5.3.2 Principe de fonctionnement de l'UPFC	37
2.5.3.3 Modélisation de l'UPFC	39
2.5.3.4 Influence de l'UPFC sur l'échange de puissance entre les 2 régions	41

2.6 Conclusion	45
----------------	----

CHAPITRE 3

Réglage analogique du système UPFC et son effet sur le réseau

3.1 Introduction	47
3.2 Réglage du convertisseur parallèle	47
3.2.1 Réglages des courants par des régulateurs PI analogiques et algorithme de calcul des courants de référence	48
3.2.2 Réglage de la tension continue aux bornes du condensateur	50
3.3 Réglage du convertisseur série	52
3.4 Circuit de réglage complet de l'UPFC	55
3.5 Effet de l'UPFC sur la stabilité du réseau	57
3.5.1 Réglage des puissances	57
3.5.2 Effet de l'UPFC dans le cas d'un défaut court circuit triphasé est localisé au point P dans le réseau	63
3.5.3 Influence de l'UPFC en cas de changement de topologie après élimination du défaut	68
3.6 Conclusion	71

CHAPITRE 4

Contrôle avancé non linéaire de l'UPFC

4.1 Introduction	73
4.2 Théorie de Lyapunov	73
4.2.1 Algorithme de Lyapunov	73
4.2.2 Réglage de l'UPFC par la méthode de Lyapunov	74
4.3 Théorie du mode de glissement	75
4.3.1 Algorithme du mode de glissement	75
4.3.2 Réglage de l'UPFC par mode de glissement	78
4.4 Réglage de l'UPFC utilisant Lyapunov et mode de glissement	79
4.4.1 Asservissement des puissances	81
4.4.2 Simulation d'un court-circuit	84
4.4.3 Etude de la robustesse	89
4.5 Conclusion	91

CONCLUSION GENERALE	93
----------------------------	----

BIBLIOGRAPHIE	94
----------------------	----

Introduction Générale

Introduction générale

Ces dernières années, les réseaux électriques ont connu un accroissement considérable et devenus de plus en plus complexes. Leur exploitation se fait de plus en plus près de leurs limites de stabilité et de sécurité en raison des contraintes économiques et d'une opposition croissante à la construction de nouveaux ouvrages (lignes, centrales) dans des zones à forte densité urbaine. Les perturbations inévitables telles que les courts-circuits, les indisponibilités momentanées de lignes, de générateurs ou de transformateurs, ainsi que les pertes dans les lignes et les aléas de consommation peuvent affecter le réseau à tout instant et l'amener en dehors de sa zone de stabilité.

Les moyens classiques de contrôle des réseaux tels que les transformateurs à prises réglables en charge, les transformateurs à décalage d'angle, les condensateurs et inductances additionnelles, etc... pourraient dans l'avenir s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau. Pour remédier à cela, des systèmes de contrôle rapide des réseaux électriques utilisant les ressources offertes par l'électronique de puissance et la microélectronique de commande ont fait récemment leur apparition et sont actuellement pour certains en exploitation pour d'autres à l'état d'étude ou de conception. Parmi eux, les dispositifs FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) sont de plus en plus utilisés. Certains d'entre eux ont démontré leur fiabilité d'autres sont en cours d'essai et d'étude de faisabilité. Leur utilisation pourrait s'accroître dans l'avenir, surtout dans la mesure où il serait fait usage de convertisseurs à éléments entièrement commutables (GTO, IGBT, IGCT) à modulation de largeur d'impulsions (MLI) permettant de réaliser des caractéristiques de réglage variées. Ces convertisseurs permettent de réaliser de véritables génératrices statiques à courant alternatif capables de fournir ou d'absorber des puissances active et réactive avec une tension contrôlable.

Nous nous intéressons, quant à nous, dans ce travail, à un type de FACTS appelé variateur de charge universel dit aussi UPFC (Unified Power Flow Controller) et à son action sur un réseau électrique monomachine 400kV perturbé. Les performances d'un tel dispositif sont étudiées quand il est réglé par l'algorithme de Lyapunov et par la commande par mode de glissement. Nous avons structuré ce travail en quatre chapitres.

Dans le premier chapitre, nous examinons l'influence de la régulation conventionnelle sur le réseau perturbé en régime transitoire en vue de comparer la performance d'une telle régulation à celle de l'UPFC.

Le deuxième chapitre traite d'une manière succincte différents types de FACTS et décrit l'UPFC et son principe de fonctionnement d'une manière détaillée.

Le troisième chapitre étudie les performances de l'UPFC réglé par des contrôleurs type PI classique.

Le quatrième et dernier chapitre traite des stratégies de commande de type avancé pour améliorer les performances de réglage de l'UPFC et augmenter la qualité de stabilité des réseaux électriques.

CHAPITRE 1

Etude de la régulation conventionnelle

1.1 Introduction

Nous rappelons dans ce chapitre les concepts de stabilité transitoire d'un réseau électrique. Nous avons pris un réseau électrique monomachine 400kV comme réseau test et modélisé ses différents éléments en vue de l'étude de sa stabilité en cas de court circuit d'abord quand il n'est équipé d'aucune régulation puis quand on le munit d'une régulation conventionnelle.

1.2 Stabilité d'un système électrique

La stabilité d'un système électrique est son aptitude, à partir d'une situation initiale de fonctionnement donné, à revenir à un état d'équilibre de fonctionnement après avoir subi une perturbation physique, la plupart des variables du système étant liées de façon que pratiquement l'ensemble du système reste intact.

Le système considéré est :

$$\dot{x} = f(t, x)$$

où x est le vecteur d'état fonction du temps, \dot{x} est sa dérivée, f est suffisamment différentiable et son domaine inclut l'origine. Le système est dit autonome si $f(t, x)$ est indépendante de t , et non autonome dans le cas contraire.

Le concept de stabilité partielle est utile pour classer dans différentes catégories de stabilité des systèmes électriques.

Une des classifications possibles de la stabilité d'un système électrique peut s'appuyer sur les considérations suivantes :

- * la nature physique du mode d'instabilité constatée, indiquée par la principale variable du système affectée par l'instabilité.
- * l'importance de la perturbation considérée.
- * les appareils, les processus et la durée à prendre en compte pour évaluer la stabilité [KUN03].

La figure 1.1 donne une vue d'ensemble du problème de stabilité des réseaux électriques avec identification des catégories et sous catégories [KUN03].

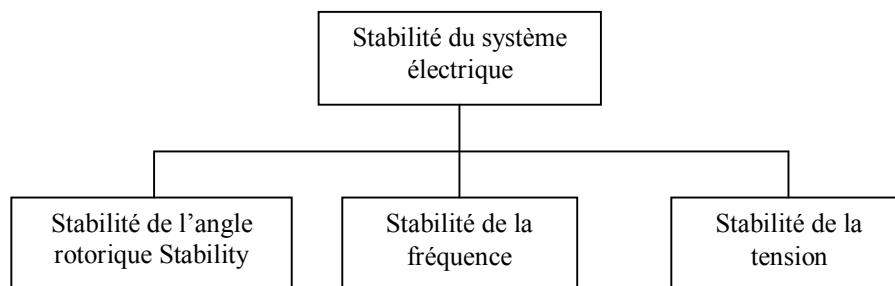


Figure 1.1 classification de la stabilité d'un système électrique

La classification facilite l'identification des causes d'instabilité, l'application des outils d'analyse adaptés et la mise au point de mesures correctives. Une situation donnée peut toutefois ne pas provoquer l'apparition d'une seule et même forme d'instabilité. Ce point se vérifie en particulier dans les réseaux soumis à de très fortes contraintes et dans le cas d'événements en cascade. En cas de défaillance, une certaine forme d'instabilité peut en amener une autre. Il est cependant important de savoir distinguer les différentes formes pour comprendre les causes sous-jacentes des problèmes et élaborer des procédures de conception et d'exploitation de réseaux.

Si efficace et commode que soit cette classification pour traiter les complexités du problème, il convient de garder toujours à l'esprit le souci de la stabilité globale du système. Les solutions apportées aux problèmes d'une catégorie ne doivent pas l'être au détriment d'une autre. Il est

essentiel de prendre en compte tous les aspects des phénomènes d'instabilité, et ce de plusieurs points de vue.

L'analyse de la stabilité fait donc partie intégrante de l'évaluation de la sécurité et de la fiabilité d'un réseau.

La fiabilité d'un système électrique désigne la probabilité de fonctionnement satisfaisant qu'il offre à long terme. Elle caractérise son aptitude à fournir, de façon quasi continue, une alimentation électrique adéquate, avec peu d'interruptions sur une longue durée.

La sécurité d'un système électrique désigne le niveau de risque pouvant affecter son aptitude à surmonter des perturbations imminentes (imprévu) sans interruption de service au client. Elle caractérise sa résistance à ces perturbations dépend donc de la probabilité de ces dernières et des conditions d'exploitation du réseau.

La fiabilité est le principal objectif de la conception et de l'exploitation d'un système électrique. Pour être fiable, ce dernier doit être sûr la plupart du temps. Pour être sûr, il doit non seulement être stable, mais encore offrir une sécurité contre des imprévus n'entrant pas dans la catégorie des problèmes de stabilité, à savoir des dommages subis par les équipements.

On peut encore distinguer la sécurité d'un réseau de sa stabilité du point de vue des conséquences d'un incident. Par exemple, deux réseaux peuvent avoir des marges de stabilité égales, alors que l'un d'eux présentera une plus grande sécurité en raison des conséquences moins graves qu'aurait son instabilité [KUN03].

Une étude de stabilité consiste donc à analyser le comportement électrique et mécanique des alternateurs entre le moment où la perturbation apparaît et le moment où elle est éliminée, et déduire en fonction des conditions de perturbation et de l'équipement du réseau si celui-ci retrouve ou pas les conditions normales de fonctionnement. Les principaux aspects des performances d'un alternateur sont les suivants :

- * l'aspect électrique fait intervenir les équations classiques des réseaux, les machines étant représentées par les équations dans le repère de Park qui permet d'étudier leurs régimes transitoires [BRA03] ;

- * l'aspect dynamique est décrit par les variations des caractéristiques du réseau autour d'un état d'équilibre. Il fait intervenir les fonctions de transfert des régulations de vitesse et de tension ;

- * l'aspect mécanique est lié à la vitesse des machines, les équations mécaniques de chaque machine prenant en compte son moment d'inertie J et les caractéristiques du couple de la charge.

1.3 Stabilité transitoire d'un système monomachine

1.3.1 Charge de l'alternateur en régime transitoire

Un réseau électrique est dit en régime de stabilité transitoire relativement à un cycle de défauts "grandes" si à la suite de ce cycle de défauts, il trouve un état de régime permanent de marche synchrone.

La figure 1.2 représente le schéma simple d'un alternateur connecté par un transformateur de réactance X_T et une ligne de réactance X_L à un réseau de puissance infinie. Ce type de réseau est caractérisé par une tension $\overline{V_r}$ constante en module et en phase quels que soient les phénomènes affectant le réseau situé en amont qui lui est raccordé. Dans le système monomachine de la figure

1.2 ci-dessous, toutes les résistances (induit de l'alternateur et ligne) et les admittances transversales sont négligées.

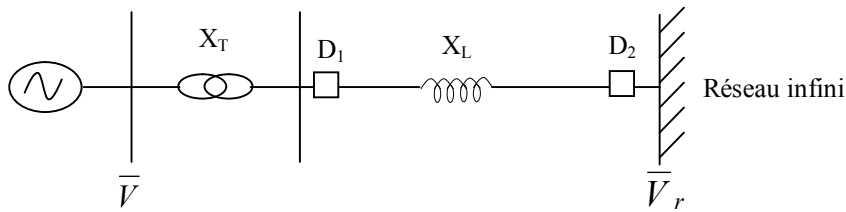


Figure 1.2 Réseau monomachine

V est la tension aux bornes de l'alternateur, D_1 et D_2 sont les disjoncteurs d'extrémité de la ligne, X_T est la réactance de court-circuit du transformateur et X_L la réactance de la ligne.

En notant X_d' la réactance transitoire de la machine et \bar{E}' sa f.e.m derrière cette réactance, on a le schéma équivalent de la figure 1.3.

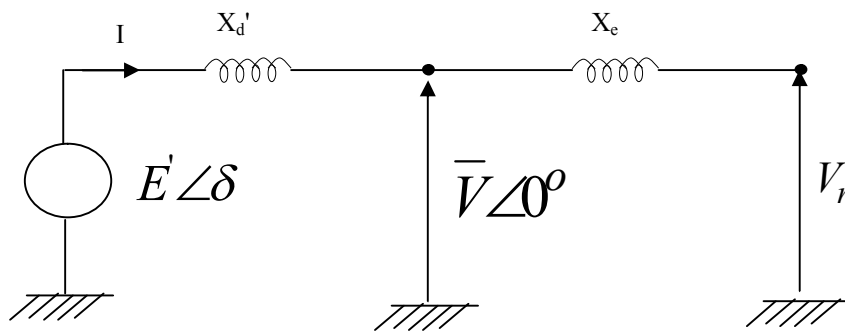


Figure 1.3 Schéma équivalent de la machine en régime transitoire

$$X_e = X_T + X_L$$

La puissance électrique active fournie par la machine [MOU96] :

$$P_e = \frac{E' V}{X_d'} \sin \delta \quad (1.1)$$

Le schéma vectoriel des tensions, dans ce cas, est celui de la figure 1.4.

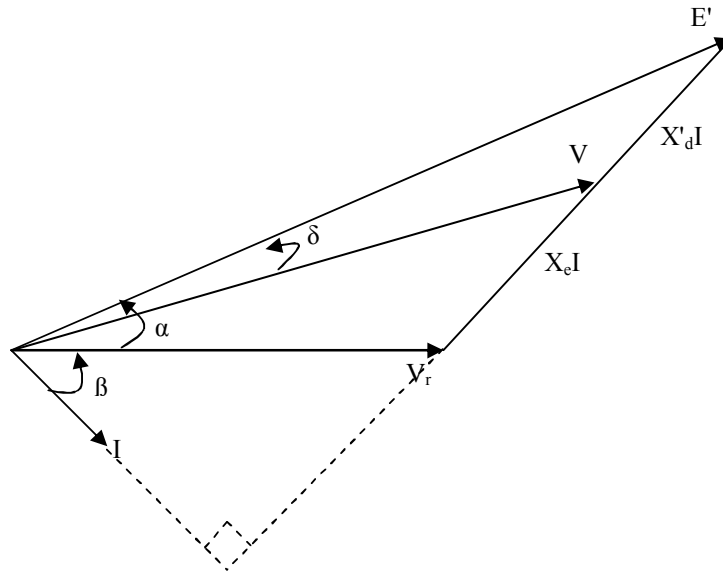


Figure 1.4 Schéma vectoriel de tensions en régime transitoire

En posant :

$$P_{\max} = \frac{E'V}{X'_d} \quad (1.2)$$

L'expression (1.3) s'écrit :

$$P_e = P_{\max} \sin \delta \quad (1.3)$$

d'où la courbe de charge de la figure 1.5.

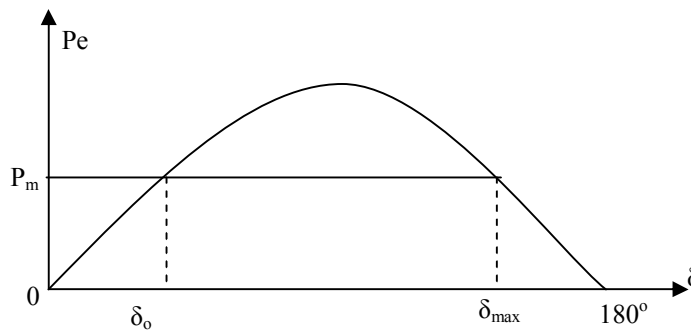


Figure 1.5 Courbe de charge

1.3.2 Loi des aires

L'équation de mouvement du rotor de la machine considérée sans amortissement est donnée par la relation:

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad (1.4)$$

On désigne par ω_s et ω_m (figure 1.4) les pulsations mécaniques des champs statorique et rotorique.

Avec :

J : moment d'inertie de l'ensemble des masses rotorique en kg.m^2 ;

θ_m : Position angulaire du rotor par rapport à un axe de référence fixe lié au stator en radians mécaniques;

t : temps en secondes;

T_m : couple mécanique d'entraînement de la machine sans les pertes dues à la rotation en N.m ;

T_e : couple électromagnétique en N.m ;

T_a : couple d'accélération en N.m .

La figure 1.6 représente la disposition vectorielle des champs statorique et rotorique. On désigne respectivement par ω_{sm} et ω_m les pulsations mécaniques des champs statorique et rotorique.

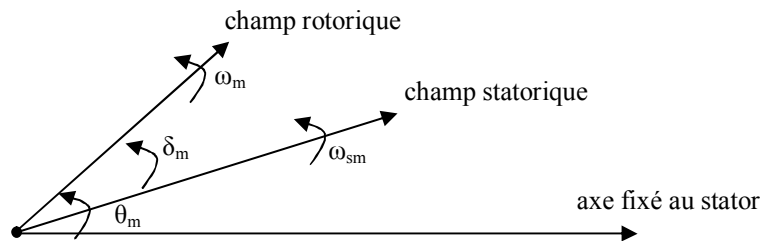


Figure 1.6 Disposition vectorielle des champs statorique et rotorique

θ_m étant mesuré par rapport à un axe fixe, c'est donc une mesure absolue de l'angle rotorique. Par conséquent, cet angle croît d'une manière continue avec le temps même à la vitesse synchrone. Comme c'est la vitesse relative du rotor par rapport à la vitesse synchrone (autrement dit la vitesse du champ rotorique par rapport à celle du champ statorique) qui nous intéresse, il est plus commode de mesurer la position angulaire du rotor par rapport à un axe de référence tournant à la vitesse synchrone. Ce sera l'angle δ_m . Dans ce cas, θ_m est tel que :

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \quad (1.5)$$

Avec:

ω_{sm} : vitesse de synchrone de la machine en radians mécaniques par seconde

δ_m : position angulaire du champ rotorique par rapport à celle du champ statorique en radians mécaniques.

En utilisant (1.5), on peut écrire (1.4) sous la forme :

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad (1.6)$$

En définissant la vitesse angulaire du rotor par :

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} \quad (1.7)$$

On peut écrire (1.4) sous la forme :

$$J \omega_m \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.8)$$

Avec

$P_m = T_m \cdot \omega_m$ est la vitesse d'entraînement en watts;

$P_e = T_e \cdot \omega_m$ est la puissance électromagnétique en watts;

On désigne par l'énergie cinétique de la machine à la vitesse synchrone :

$$W_c = \frac{1}{2} J \omega^2 = \frac{1}{2} J \omega_{sm}^2 \quad (1.9)$$

On définit la constante d'inertie de la machine par :

$$H = \frac{W_c}{S_{mach}} \quad (1.10)$$

où W_c est l'énergie cinétique de la machine;

S_{mach} Désigne la puissance apparente nominale de la machine synchrone en VA;

H est exprimée en secondes.

En remplaçant dans (1.8) $J \omega_m$ par son expression tirée de (1.9) et en utilisant (1.10), on peut écrire (1.8) sous la forme:

$$\frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \frac{P_m}{S_{mach}} - \frac{P_e}{S_{mach}} \quad (1.11)$$

L'angle et la pulsation électriques sont liés aux grandeurs mécaniques de même nom par les relations suivantes:

$$\delta = p \delta_m$$

$$\omega = p \omega_m$$

$$\omega_s = p \omega_{sm}$$

où

p est le nombre de paires de pôles de la machine;
 δ est l'angle rotorique électrique en rad;
 ω est la pulsation rotorique électrique en rad/s;
 ω_s est la pulsation synchrone électrique en rad/s.

En tenant compte des expressions ci-dessus, l'équation (1.11) s'écrit :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.12)$$

P_m et P_e sont exprimé en p.u.

Il est claire que :

l'expression (1.11) est analogue à l'expression (1.12). Ceci montre que l'angle et la vitesse peuvent être exprimés dans l'équation du mouvement indifféremment en grandeurs électriques ou en grandeurs mécaniques.

La différentiation de (1.5) donne:

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (1.13)$$

En passant aux grandeurs électriques, on obtient:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (1.14)$$

Les équations (1.12) et (1.14) constituent le système d'équations différentielles liées au mouvement de la machine.

si on tient compte des pertes par frottement dues à la rotation, l'équation (1.12) est modifiée et peut s'écrite alors :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} + D\omega = P_m - P_e \quad (1.15)$$

Avec

ω en p.u.

D en p.u.

A l'instant initial ($t=0$) avant la perturbation, l'alternateur tourne à la vitesse synchrone, la position angulaire du rotor est δ_0 et la puissance mécanique d'entraînement P_m est égale à la puissance électrique P_e telle que la montre la figure 1.5. En cas de court-circuit tel que montré sur la figure 1.7 (défaut latéral) où D_1 et D_2 représentent des disjoncteurs aux extrémités de la ligne, P_e devient nulle et P_m reste constante [BRA03].

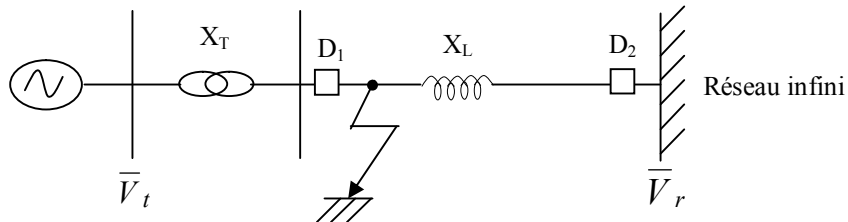


Figure 1.7 Court circuit latéral

Durant le défaut c'est-à-dire pour $t < t_c$, t_c étant l'instant d'élimination du court-circuit, on a d'après l'expression (1.12) :

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2H} P_m \quad (1.16)$$

et par suite la vitesse angulaire est :

$$\frac{d\delta}{dt} = \int_0^t \frac{\omega_s}{2H} P_m dt = \frac{\omega_s}{2H} P_m t \quad (1.17)$$

d'où la variation de la position angulaire rotorique en fonction de t :

$$\delta = \frac{\omega_s}{4H} P_m t^2 + \delta_o \quad (1.18)$$

A l'instant d'élimination du défaut t_c , on a :

$$\left. \frac{d\delta}{dt} \right)_{t=t_c} = \frac{\omega_s}{2H} P_m t_c \quad (1.19)$$

$$\delta_c = \frac{\omega_s}{4H} P_m t_c^2 + \delta_o \quad (1.20)$$

Quand le défaut est éliminé ($\delta = \delta_c$), la puissance électrique augmente brusquement à la valeur correspondant au point d de la courbe de charge de la figure 1.8.

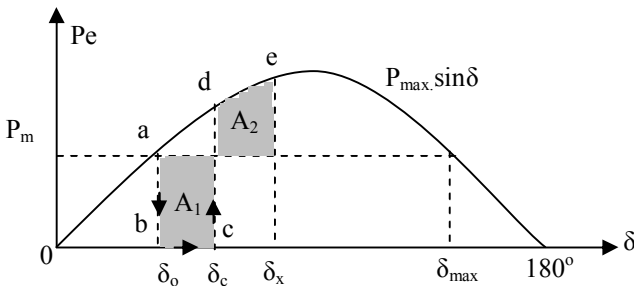


Figure 1.8 Courbe de charge pour $\delta = \delta_{cr}$

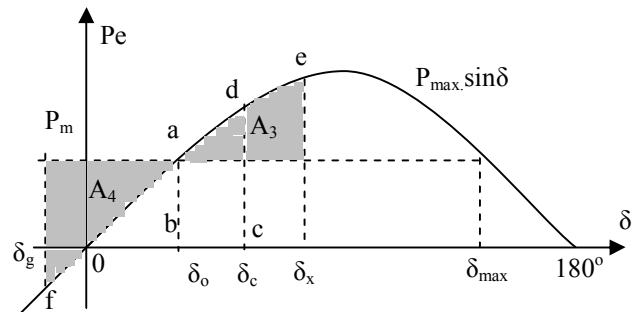


Figure 1.9 Courbe de charge correspond à la période durant le défaut

Au point d, P_e est supérieur à P_m donc l'accélération est négative. Par conséquent, le rotor ralentit pour atteindre la vitesse synchrone en e et la position rotorique δ_x . En ce point, l'énergie accumulée (aire A_1) a été restituée (aire A_2). Mais l'accélération est toujours négative, donc la vitesse du rotor ne sera pas maintenue à la vitesse synchrone et continuera à diminuer jusqu'au point a où de

nouveau, il y a l'accumulation d'énergie représentée par l'aire A_3 (Figure 1.9). Au-delà du point a, P_m est de nouveau supérieur à P_e et donc la vitesse du rotor augmente pour atteindre la vitesse de synchronisme en f où il y a de nouveau accumulation d'énergie qui sera restituée au point e, ... En l'absence d'amortissement, le rotor oscillera suivant la séquence f-a-e, e-a-f, etc... avec des vitesses égales à la vitesse synchrone en e et f (figure 1.9).

En définissant la vitesse relative du rotor par :

$$\omega_r = \omega - \omega_s \quad (1.21)$$

Les équations (1.12) et (1.13) s'écriront :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega_r}{dt} = P_m - P_e \quad (1.22)$$

$$\omega_r = \frac{d\delta}{dt} \quad (1.23)$$

En multipliant les 2 membres de (1.22) par (1.23), on obtient :

$$\frac{H}{\omega_s} 2\omega_r \frac{d\omega_r}{dt} = (P_m - P_e) \frac{d\delta}{dt} \quad (1.24)$$

D'où, par intégration entre 2 points correspondant aux positions δ_1 et δ_2 où la vitesse du rotor est synchrone :

$$\frac{H}{\omega_s} (\omega_{r2}^2 - \omega_{r1}^2) = \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta \quad (1.25)$$

Aux points de synchronisme,

$$\omega_{r1} = \omega_{r2} = 0$$

on aura

$$\int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (1.26)$$

Les positions rotoriques δ_1 et δ_2 correspondent au synchronisme. On déduit à partir de la figure 1.8 où a et e sont atteintes pour la vitesse synchrone et correspondent à δ_o et δ_x :

$$\int_{\delta_o}^{\delta_c} (P_m - P_e) d\delta + \int_{\delta_c}^{\delta_x} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (1.27)$$

soit

$$\int_{\delta_o}^{\delta_c} (P_m - P_e) d\delta = \int_{\delta_c}^{\delta_x} (P_m - P_e) d\delta \quad (1.28)$$

L'intégrale de gauche de (1.28) correspond à la période durant le défaut, et celle de droite à la période après élimination du défaut correspondant respectivement aux aires hachurée A_1 et A_2 (figure 1.8) qui sont donc égales. La même approche permet de montrer que A_3 est égale à A_4 (figure 1.9).

1.3.3 Angle et temps critiques

Si le défaut est éliminé pour un angle rotorique supérieur à δ_{\max} , alors le synchronisme est perdu. Donc, il existe un angle critique δ_{cr} (figure 1.10) correspondant à un temps limite d'élimination du défaut (appelé aussi temps critique) t_{cr} qui est le temps maximal pendant lequel un défaut donné peut être maintenu sans que le réseau ne devienne instable après son élimination.

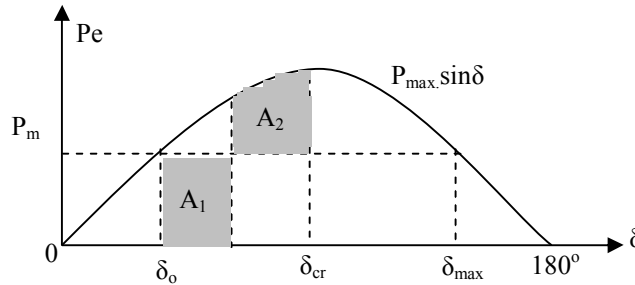


Figure 1.10 Perte de synchronisme

Dans ce cas, l'aire A_1 est telle que :

$$A_1 = \int_{\delta_o}^{\delta_{cr}} P_m d\delta = P_m (\delta_{cr} - \delta_o) \quad (1.29)$$

L'aire A_2 est telle que :

$$A_2 = \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{\max}} [P_{\max} \sin \delta - P_m] d\delta = P_{\max} [\cos \delta_{cr} - \cos \delta_{\max}] - P_m [\delta_{\max} - \delta_{cr}] \quad (1.30)$$

De l'égalité des aires A_1 et A_2 , on déduit :

$$\cos \delta_{cr} = \cos \delta_{\max} + \frac{P_m}{P_{\max}} (\delta_{\max} - \delta_o) \quad (1.31)$$

or d'après la courbe de charge de la figure 1.10,

$$\delta_{\max} = \pi - \delta_o \quad (1.32)$$

et

$$P_m = P_{\max} \sin \delta_o \quad (1.33)$$

En remplaçant δ_{\max} et P_m dans (1.31) par leurs expressions (1.32) et (1.33), on obtient :

$$\delta_{cr} = Ar \cos[(\pi - 2\delta_o) \sin \delta_o - \cos \delta_o] \quad (1.34)$$

En utilisant (1.18), on obtient :

$$t_{cr} = \sqrt{\frac{4H(\delta_{cr} - \delta_o)}{\omega_s P_m}} \quad (1.35)$$

1.4 Modélisation

1.4.1 Modèle de Park de l'alternateur

L'alternateur du système étudié est une machine synchrone constituée de trois enroulements statoriques identiques déphasés de $2\pi/3$ et couplés en étoile, d'un enroulement rotorique d'excitation et de deux circuits amortisseurs représentés par deux enroulements en court circuit en quadrature. L'utilisation de la transformation de Park permet une représentation bipolaire équivalente de la machine synchrone triphasée, dont les nouvelles inductances deviennent indépendantes de la rotation. La figure 1.11 montre la représentation de la machine dans le repère de Park [DIZ01].

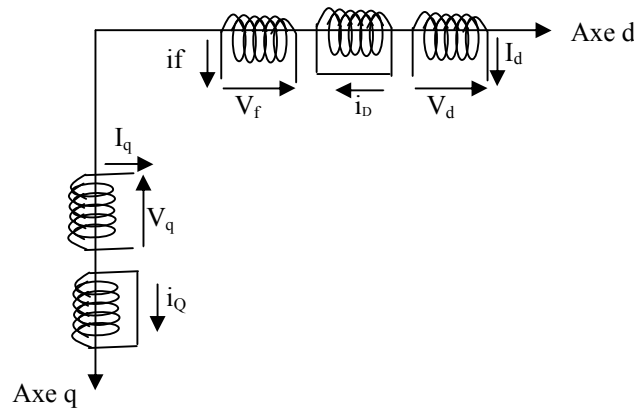


Figure 1.11 Modèle de Park de l'alternateur.

En considérant les termes de transformation négligeables devant ceux liés à la rotation et en supposant la pulsation de rotation ω voisine de la pulsation synchrone ω_s , on obtient les équations du modèle à deux axes de la machine. Les composantes de la tension aux bornes de la machine suivant les axes q et d sont telles que

$$V_q = E'_q - rI_q + X'_d I_d \quad (1.36)$$

$$V_d = E'_d - rI_d - X'_q I_q \quad (1.37)$$

où $X'_d = \omega L'_d$ et $X'_q = \omega L'_q$ sont respectivement les réactances transitoires directe et en quadrature de l'alternateur.

La variation de la f.e.m derrière la réactance transitoire selon les axes d et q est donnée par :

$$T'_{do} \dot{E}'_q = -E'_q + (X_d - X'_d)I_d + E_{fd} \quad (1.38)$$

$$T'_{qo} \dot{E}'_d = -E'_d - (X_q - X'_q)I_q \quad (1.39)$$

où $X_d = \omega L_d$ et $X_q = \omega L_q$ sont les réactances synchrones directe et en quadrature.

La figure 1.12 représente les schémas blocs du modèle de Park.

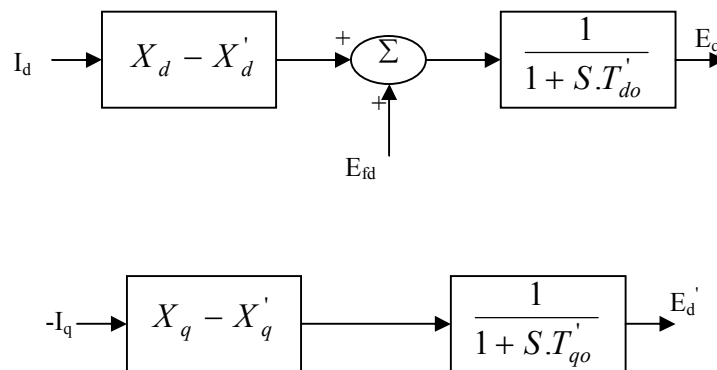


Figure 1.12 Schémas blocs du modèle de Park

1.4.2 Modèle en π de la ligne

La figure 1.13 est la représentation en π de la ligne i-j. r_{ij} , x_{ij} et b_{ij} sont respectivement la résistance, la réactance et la demi-susceptance transversale (coté i) de la ligne i-j.

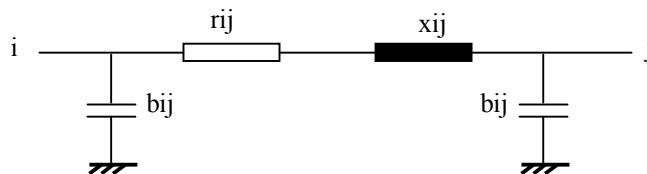


Figure 1.13 Schéma en π d'une ligne de transmission

1.4.3. Régulation conventionnelle [BRA-03, MOU-96, SHA-03]

1.4.3.1 Régulation de la tension

La régulation de tension peut améliorer la stabilité transitoire et empêcher la perte du synchronisme de l'alternateur. Lors d'un défaut, la tension à la sortie de l'alternateur diminue induisant un écart ΔV entre la valeur réelle de la tension V aux bornes de la machine et une valeur de consigne V_{ref} . La régulation de tension consiste alors à détecter cet écart et construire une chaîne d'action sur la tension d'excitation E_{fd} et ce par augmentation du courant d'excitation. Les éléments principaux sont constitués par un étage amplificateur et une excitatrice. La figure 1.14 schématisant un

régulateur de tension type IEEE indique, en outre, la configuration de chaînes tenant compte des systèmes de stabilisation et de saturation, la fonction de saturation est de la forme :

$$S_e = A_{ex} e^{B_{ex} E_{fd}} \quad (1.40)$$

A_{ex} et B_{ex} sont des coefficients constants.

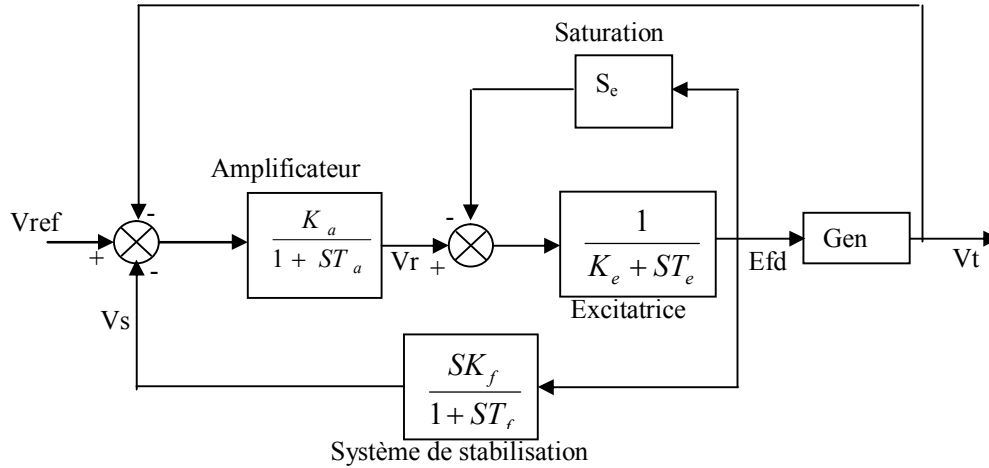


Figure 1.14 Schéma de la régulation de tension type IEEE

Les équations différentielles liées à ce type de régulation s'écrivent:

$$\dot{V}_r = -\frac{1}{T_a} V_r - \frac{K_a}{T_a} V_s - \frac{K_a}{T_a} V_t + \frac{K_a}{T_a} V_{ref} \quad (1.41)$$

$$\dot{E}'_{fd} = \frac{1}{T_e} V_r - \frac{S_e + K_e}{T_e} E_{fd} \quad (1.42)$$

$$\dot{V}_s = \frac{K_f}{T_f T_e} V_r - \frac{K_f (S_e + K_e)}{T_f T_e} E_{fd} - \frac{1}{T_f} V_s \quad (1.43)$$

1.4.3.2 Régulation de vitesse

A la suite d'une perturbation, le régulateur de vitesse des machines agit sur les organes d'admission du fluide afin de rétablir l'équilibre du réseau. La réserve de puissance permet d'assurer la correction de l'écart entre la fréquence de référence et la fréquence réelle. La puissance mécanique développée par la turbine est essentiellement fonction de la position des soupapes d'admission du fluide, elles mêmes sous le contrôle du régulateur de vitesse dont le schéma fonctionnel est celui de la figure 1.15 qui suppose le régulateur de vitesse sans zone d'insensibilité.

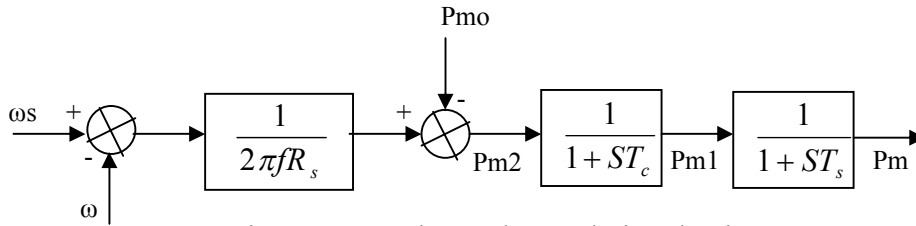


Figure 1.15 Schéma de régulation de vitesse

où

R_s Désigne le statisme ;

P_{mo} Désigne la puissance mécanique d'entraînement à l'équilibre ;

T_c Est le temps de réponse du circuit de commande ;

T_s Est le temps de réponse du circuit vapeur.

Les équations régissant la puissance mécanique liée à la régulation de vitesse sont données ci-dessous:

$$\dot{P}_m = \frac{1}{T_s} P_{m1} - \frac{1}{T_s} P_m \quad (1.44)$$

$$\dot{P}_{m1} = \frac{1}{T_c} P_{m2} - \frac{1}{T_c} P_{m1} \quad (1.45)$$

P_{m2} exprimé par la relation ci-après :

$$P_{m2} = P_{mo} - \frac{\omega_s - \omega}{2\pi f R_s} \quad (1.46)$$

1.5 Données du réseau test

Le réseau pris comme réseau test est un réseau monomachine schématisé par la figure 1.16. La connexion de l'alternateur au réseau à puissance infinie est assurée par un transformateur et une ligne double terne constituée de deux tronçons : le premier entre A et B est long de 200km et le deuxième entre B et C est long de 300km. Les tronçons sont séparés par le noeud B constitué d'un jeu de barres.

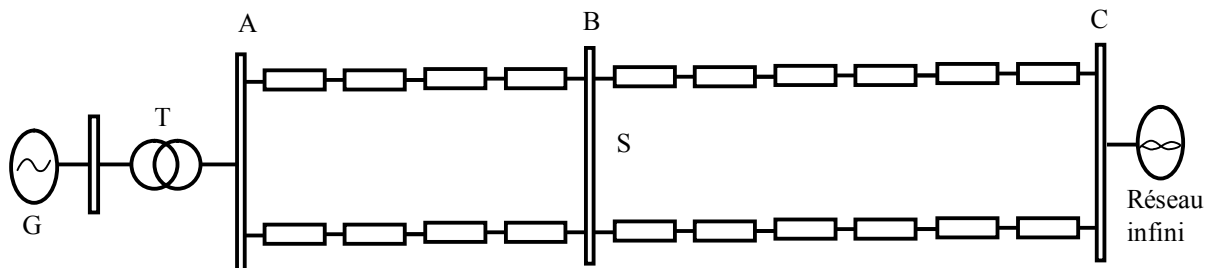


Figure 1.16 Schéma global de réseau étudié

Les grandeurs de base retenues sont :

$$S_{base} = 1000 MVA$$

$$V_{base} = 400 kV$$

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

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

1.5.1 Données Générateur G

Les paramètres du générateur sont :

$$S_n = 1000 MVA$$

$$V_n = 15.7 KV$$

$$X_d = 1.896 pu, X_d' = 0.32 pu, X_d'' = 0.213 pu, X_q = 1.896 pu, X_q' = 0.32 pu, X_q'' = 0.213 pu, \\ ra = 0.00242 pu, J = 10^5 Kg. m^2$$

$$T'_{do} = 1.083s, T'_{qo} = 1.1s, T''_d = 0.135s, T''_q = 0.135s$$

Les grandeurs initiales avant défaut du générateur sont :

- le courant de sortie $i_o = 0.566 pu$
- la tension aux bornes du générateur $V_o = 0.97 pu$
- la puissance électrique du générateur $P_{eo} = 0.5 pu$,
- la vitesse initiale du générateur $\omega_o = 1 pu$
- l'angle de charge $\delta_o = 53.85^\circ$

1.5.2 Données Ligne

La ligne de transmission i-j est de type "CURLEW". Les grandeurs de son schéma en π sont telles que :

$$R_{ij} = 0.032 \Omega / Km, L_{ij} = 1.035 mH / Km, C_{ij} = 0.11 \mu F / Km.$$

1.5.3 Données Transformateur T

Les paramètres du transformateur sont :

2 enroulements en étoile.

Puissance apparente = 1000 MVA

Rapport de transformation = 15.7/400 kV

Inductance de fuite $X_{cc} = 12.8\%$

La résistance de l'enroulement primaire = 0.739 m Ω

L'inductance de l'enroulement primaire = 0.0502 mH

La résistance de l'enroulement secondaire = 0.48 m Ω

L'inductance de l'enroulement secondaire = 32.6 mH

1.6 Détermination du temps critique en fonction de la position du défaut

La figure 1.17 ci-dessous montre les résultats obtenus déterminant le temps critique d'élimination

du défaut en fonction de la position de ce dernier. Nous avons simulé le défaut d'abord sur un terna (courbe en rouge) puis sur deux ternes (courbe en bleu). Le temps critique est déterminé en fonction de la position du défaut par rapport au nœud A. Nous constatons un résultat prévisible à savoir diminution du temps critique si les deux ternes sont concernés par le défaut donc contrainte plus grande sur le réseau. Par ailleurs le temps critique augmente à mesure que l'incident (défaut) s'éloigne du nœud A connecté au générateur.

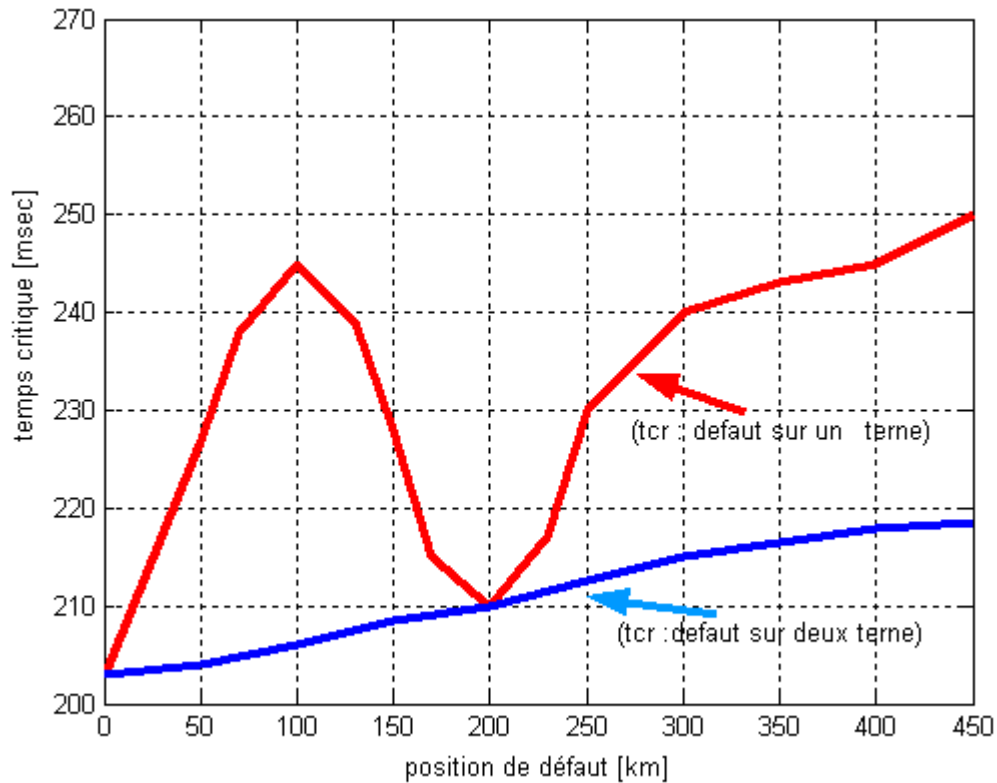


Figure 1.17 Evolution du temps critique en fonction de la position du défaut

1.7 Comportement de la puissance électrique de l'alternateur en fonction de la position du défaut

La figure 1.18 montre le comportement de la puissance électrique du générateur durant le défaut et ce en fonction de la position de défaut dans les conditions que celles-ci ayant déterminé le temps critique d'élimination du défaut. On observe une similitude entre les allures des courbes des figures 1.17 et 1.18.

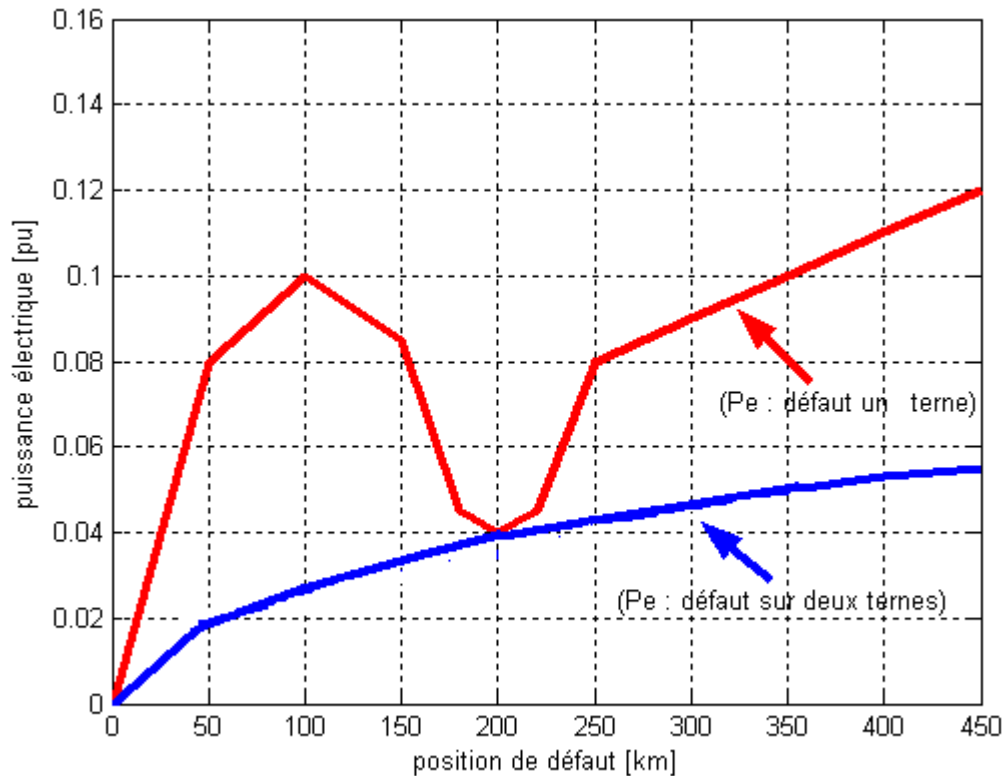


Figure 1.18 Comportement de la puissance électrique de l'alternateur

1.8 Comportement du réseau pour un défaut situé à 100 km du nœud A

Nous considérons le défaut localisé au point P tel qu'indiqué par la figure 1.19 ci-dessous, à l'instant 0.2s. Le temps d'élimination du défaut est t_e donc le défaut sera éliminé au bout du temps $t=0.2s+t_e$.

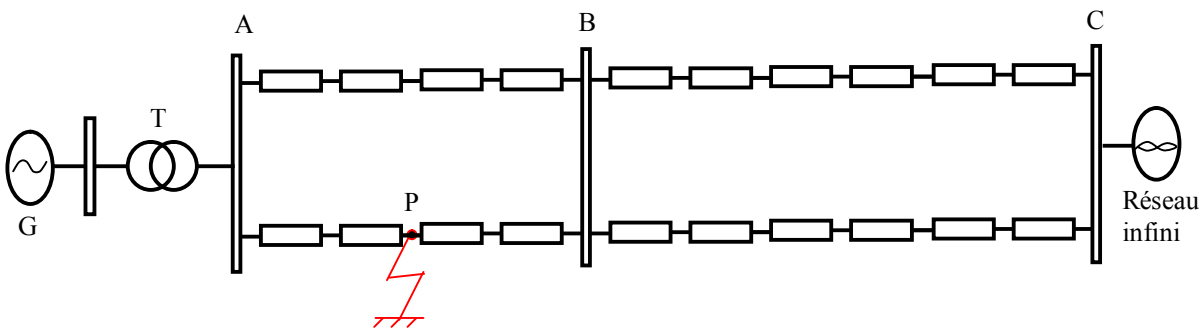


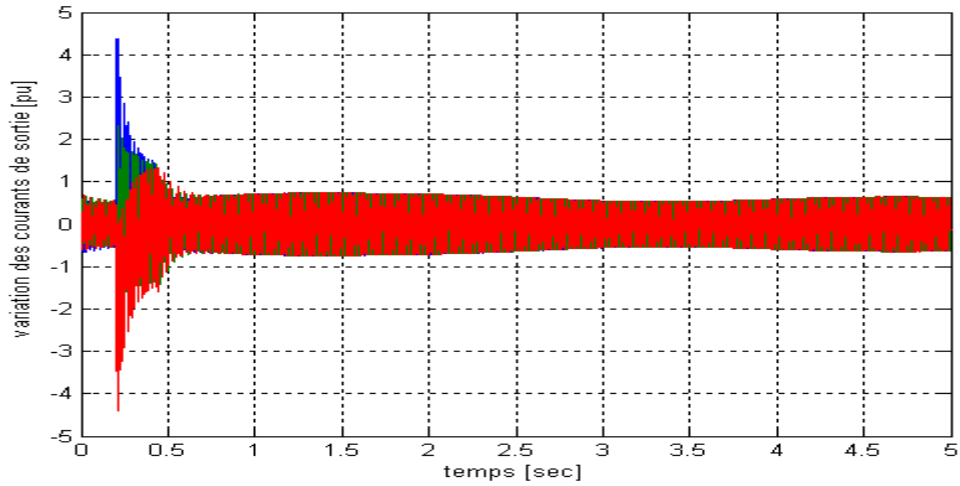
Figure 1.19 Localisation du défaut

Nous avons montré que le temps critique d'élimination du défaut après son application, pour un défaut localisé en ce point, est 245 ms. Nous avons choisi cette localisation du défaut, car elle est assez proche de l'alternateur et donc contraignante.

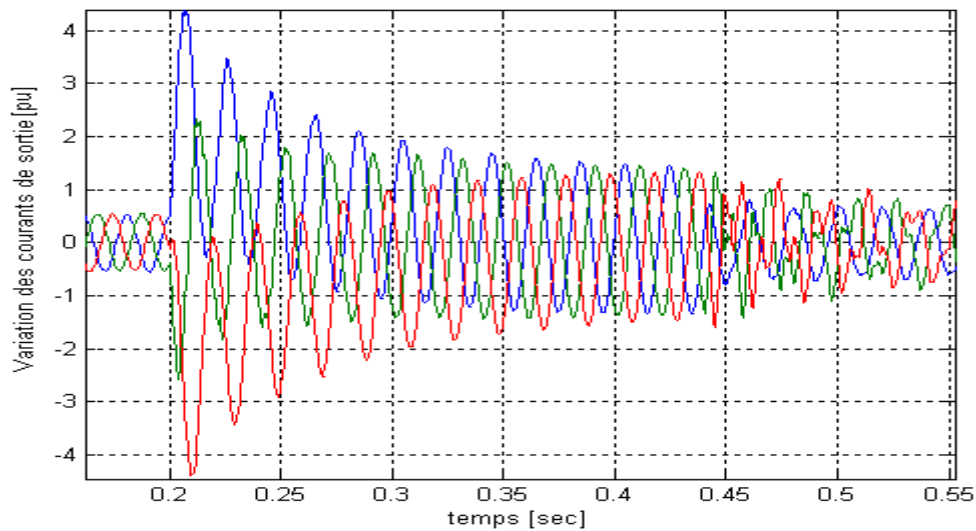
Nous observons le comportement du réseau pour deux temps d'élimination (t_e) du défaut : un temps inférieur au temps critique que nous prendrons égal à 235ms et un temps égal au temps critique égal à 245 ms. Le comportement du réseau sera examiné quand ce dernier n'est équipé d'aucune régulation et quand on le munit d'une régulation de tension et de vitesse type conventionnelle.

1.8.1 Comportement du réseau non régulé

Les figures 1.20 à 1.25 montrent le comportement des caractéristiques de l'alternateur, durant le défaut pour des temps d'élimination du défaut égaux à 235 ms et 245 ms. Les figures 1.20 et 1.21 montrent le comportement du courant respectivement pour $t_e=235$ ms et $t_e=245$ ms. Les figures 1.20b et 1.21b représentent un agrandissement (zoom) des courants dans des plages de temps réduites et ce pour avoir une meilleure observation.

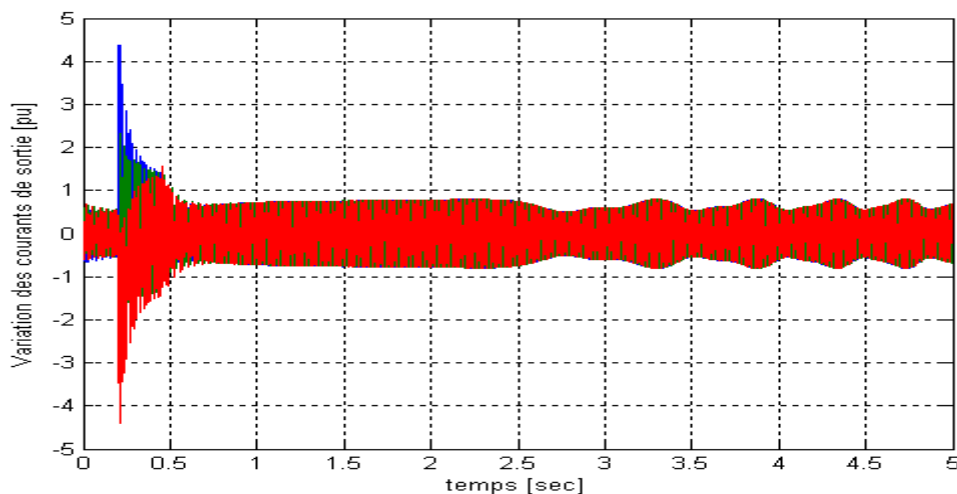


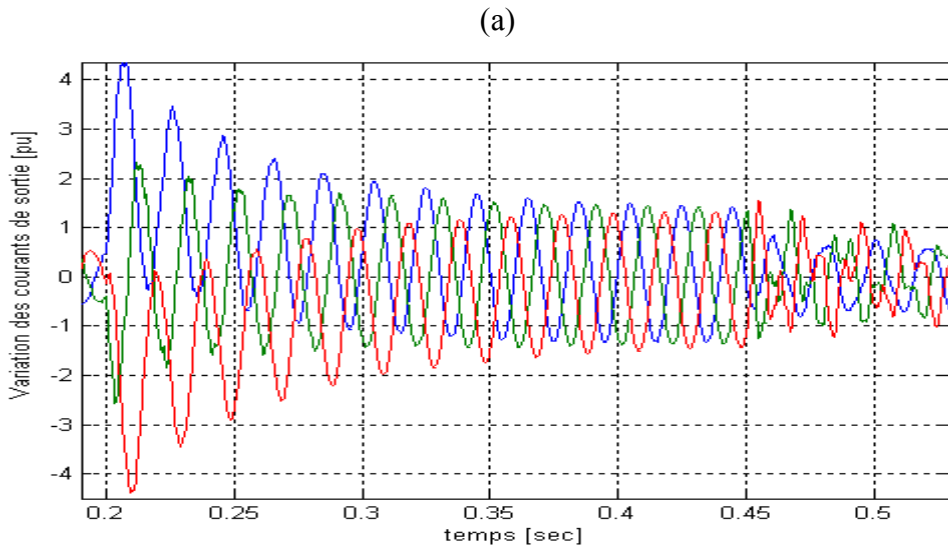
(a)



(b)

Figure 1.20 Variation des courants de sortie du générateur pour $t_e = 235$ msec





(b)
Figure 1.21 Variation des courants de sortie du générateur pour $t_e = 245$ msec

Les figures 1.22, 1.23, 1.24 et 1.25 montrent respectivement le comportement de la tension, de la puissance, et de la vitesse et celui de l'angle de charge. Les courbes en bleu sont celles obtenus pour $t_e = 235$ ms et celles en rouge sont obtenus pour $t_e = 245$ ms.

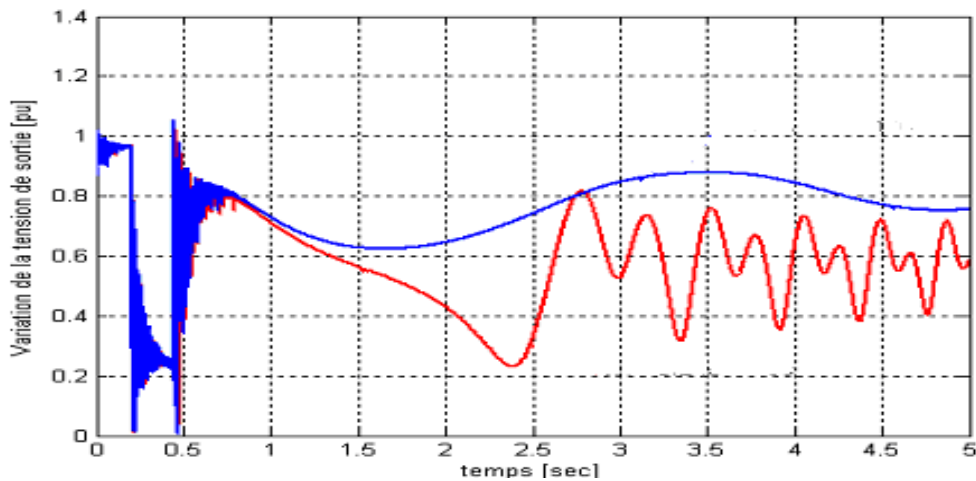


Figure 1.22 Variation de tension de sortie du générateur

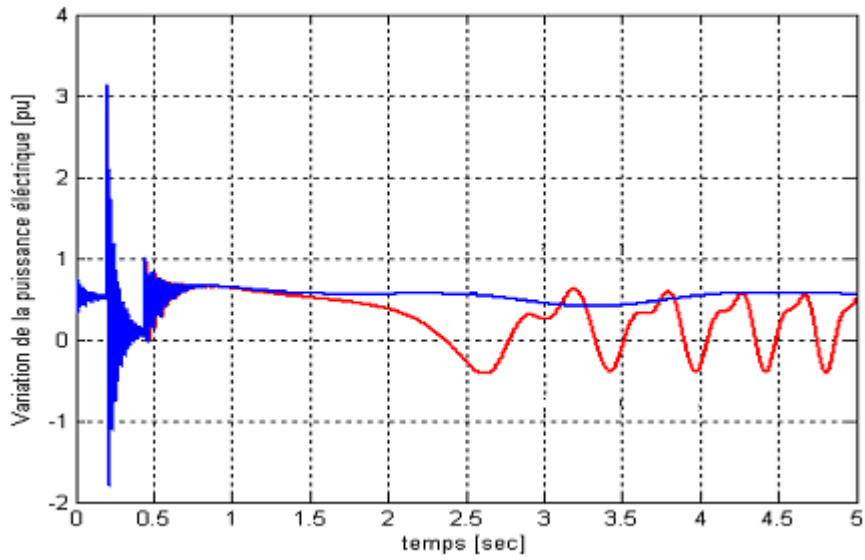


Figure 1.23 Variation de puissance électrique du générateur

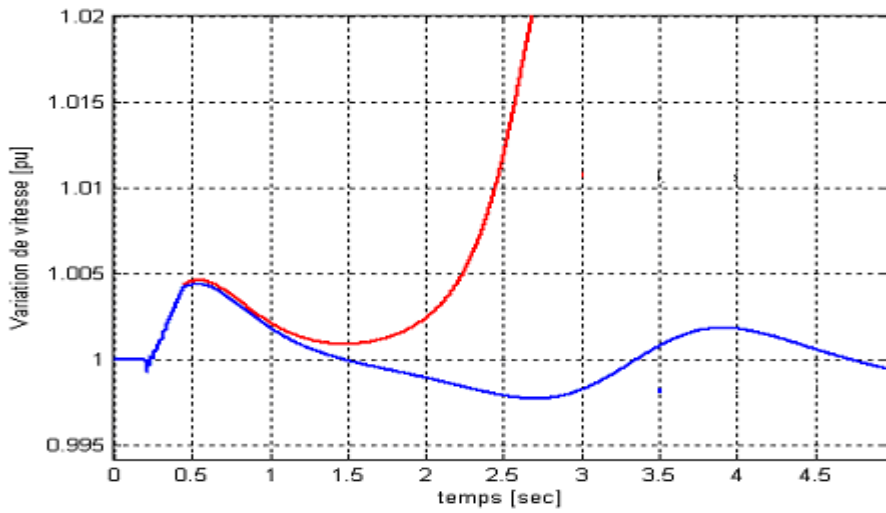


Figure 1.24 Variation de vitesse du générateur

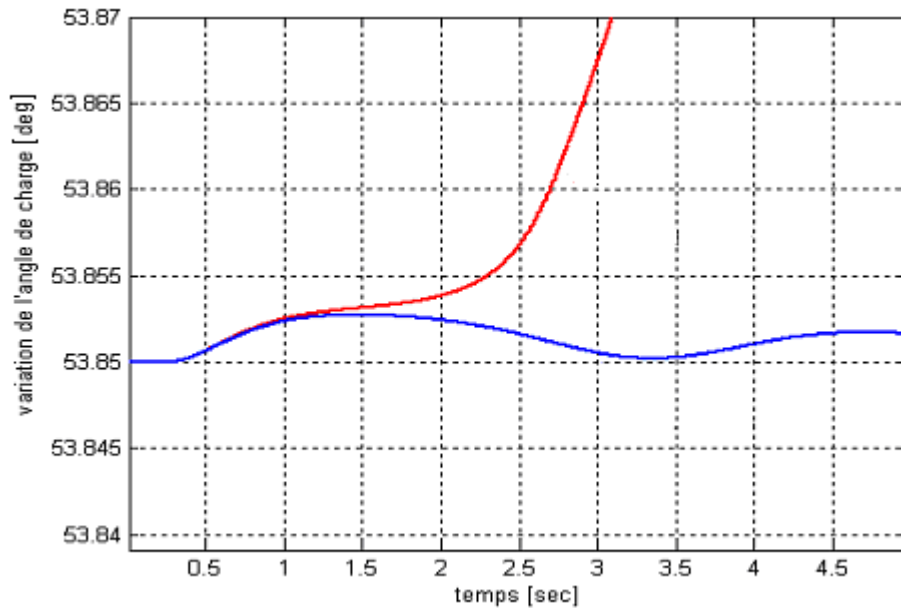


Figure 1.25 Variation de l'angle de charge du générateur

L'examen de l'ensemble des caractéristiques montre que le système retrouve sa stabilité après l'élimination du défaut, si celle-ci intervient avant 245 ms. Au-delà de cette valeur, le système est instable.

1.8.2 Comportement du système régulé

La régulation de tension et de vitesse utilisée est représentée par les schémas des figures 1.14 et 1.15. Le dimensionnement du système de réglage utilisant la méthode pratique de Nichols Ziggler a permis d'avoir les paramètres K_a , T_a et R_s . Tenant compte de ces paramètres et d'un choix approprié, nous obtenons les paramètres de régulation suivants :

a) Régulation de tension :

$K_a = 10$; $T_a = 0.5$ s; $K_e = 1$; $T_e = 0.5$ s; $K_f = 1$; $T_f = 0.05$ s; $V_{ref} = 1$ pu.

b) Régulation de vitesse :

$R_s = -0.00032$; $T_c = 0.01$ s; $T_s = 0.01$ s ; $P_{mo} = 0.52$ pu; $\omega_s = 1$ pu.

Nous rappelons que le court circuit est appliqué à 0.2s et éliminé au bout de 245 ms. Les figures 1.26 à 1.30 montrent les résultats indiquant le comportement du système en présence de la régulation.

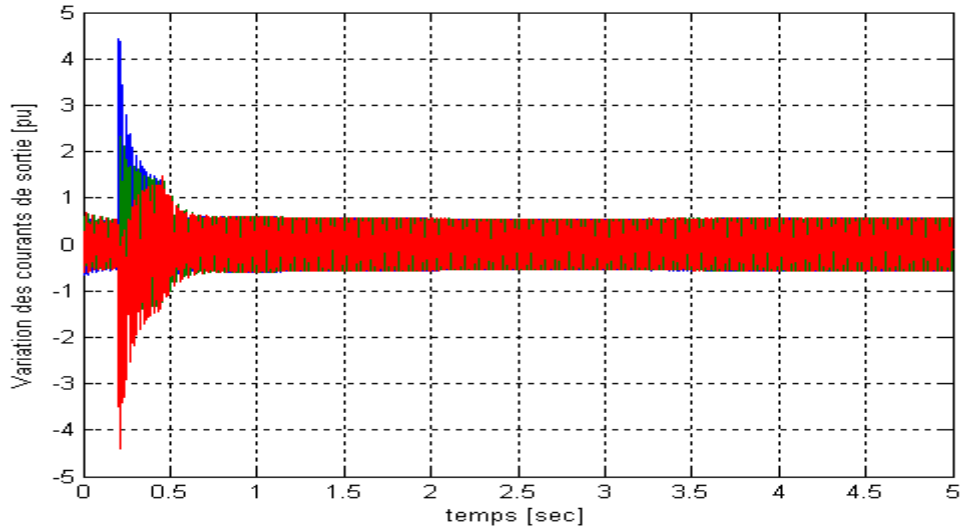
L'examen des résultats permet de voir que le système retrouve sa stabilité à $t=2.5$ s maximal soit 2.055s après élimination du défaut. Le tableau ci-dessous montre pour chaque caractéristique ses valeurs initiale et finale et le temps au bout duquel la stabilisation est obtenue.

Tableau : caractéristiques initiales et finales du générateur

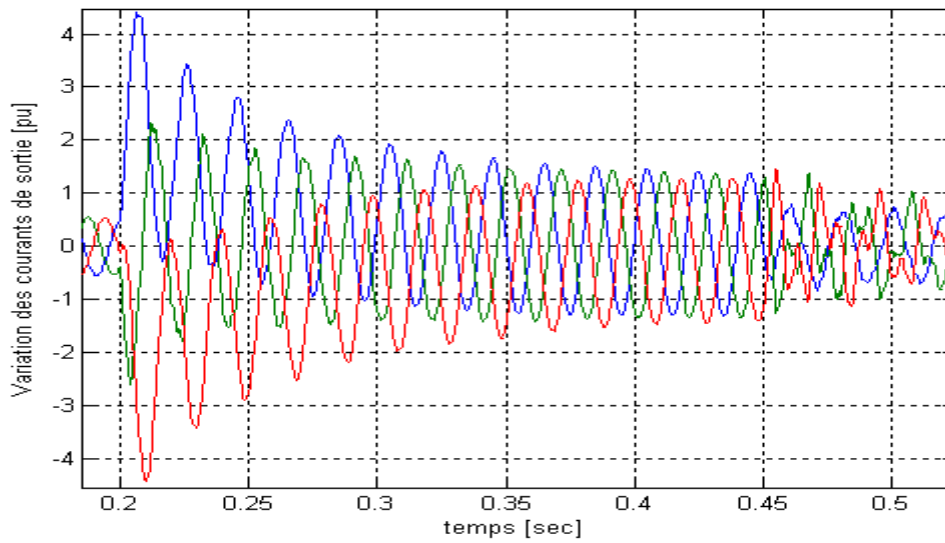
Caractéristique	Valeur initiale	Valeur finale	Temps (s)
i (pu)	0.566	0.559	1.055
V_t (pu)	0.97	0.9	1.555
P_e (pu)	0.5	0.52	1.555

Ω (pu)	0.9999	1	2.055
δ (degré)	53.85	53.8505	2.055

Les résultats du comportement du courant avec régulation de la figure 1.26 sont à comparer avec ceux obtenus sans régulation et montrés par la figure 1.21. Pour les autres caractéristiques (Fig.1.27 à 1.30) les résultats avec et sans régulation sont montrés sur les mêmes graphes. Les courbes en bleu sont celles obtenus avec régulation et celles en rouge sont sans régulation.



(a)



(b)

Figure 1.26 Variation des courants de sortie du générateur

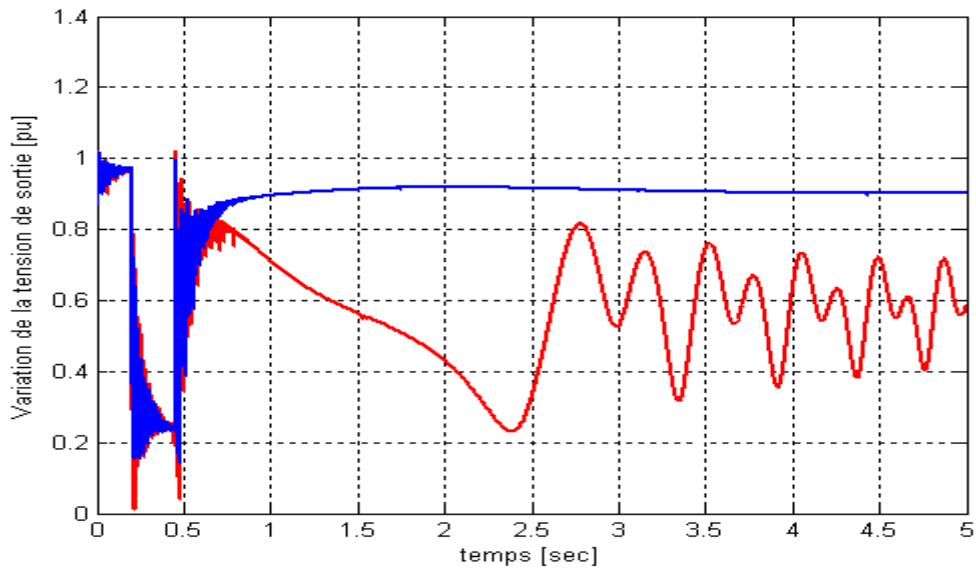


Figure 1.27 Variation de tension de sortie du générateur

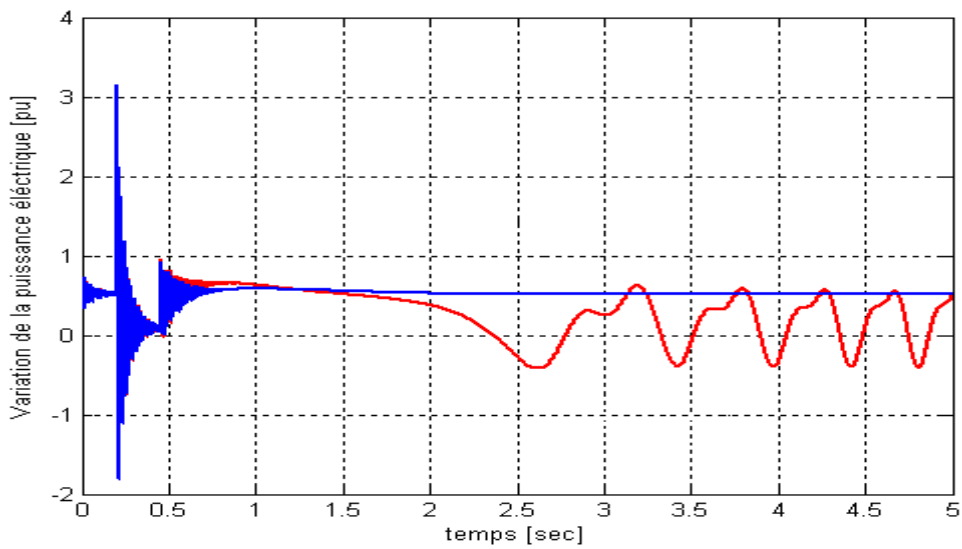


Figure 1.28 Variation de puissance électrique du générateur

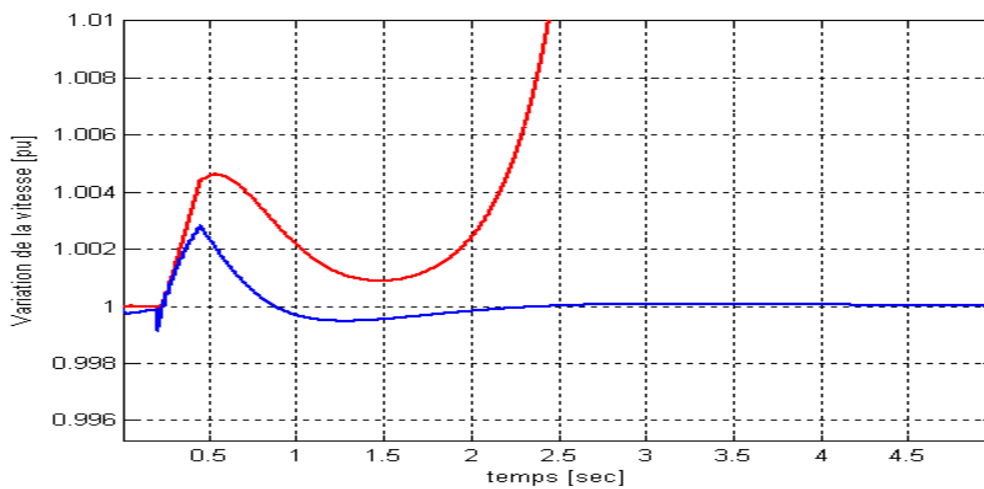


Figure 1.29 Variation de vitesse du générateur

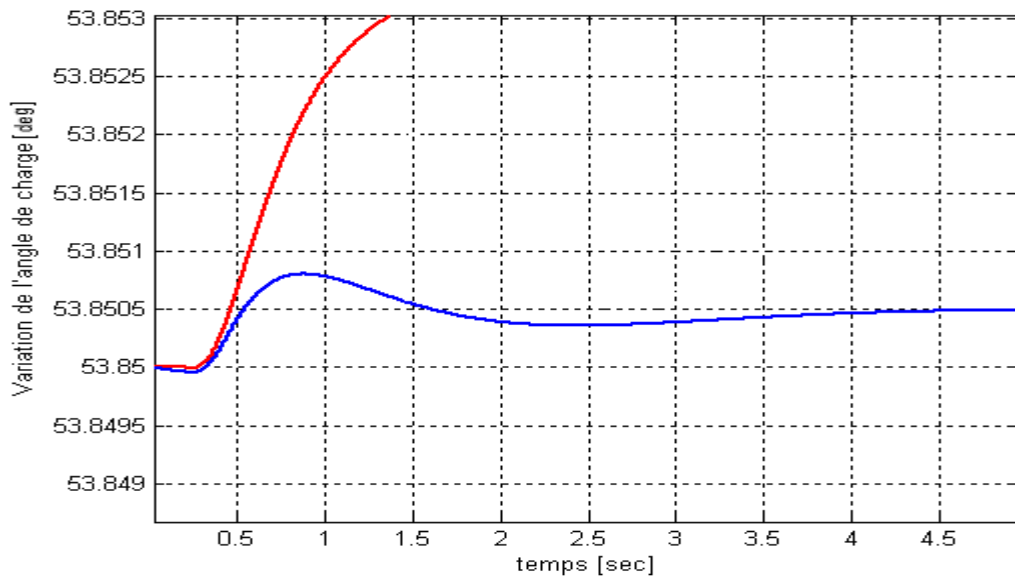


Figure 1.30 Variation de l'angle de charge du générateur

Les résultats montrés par les figures 1.31 et 1.32 indiquent les relations fortes existantes entre la puissance mécanique d'entraînement et la puissance électrique d'une part et la tension d'excitation E_{fd} et la tension aux bornes V_t d'autre part. La première est due à l'effet de régulation de vitesse et la seconde à la régulation de tension.

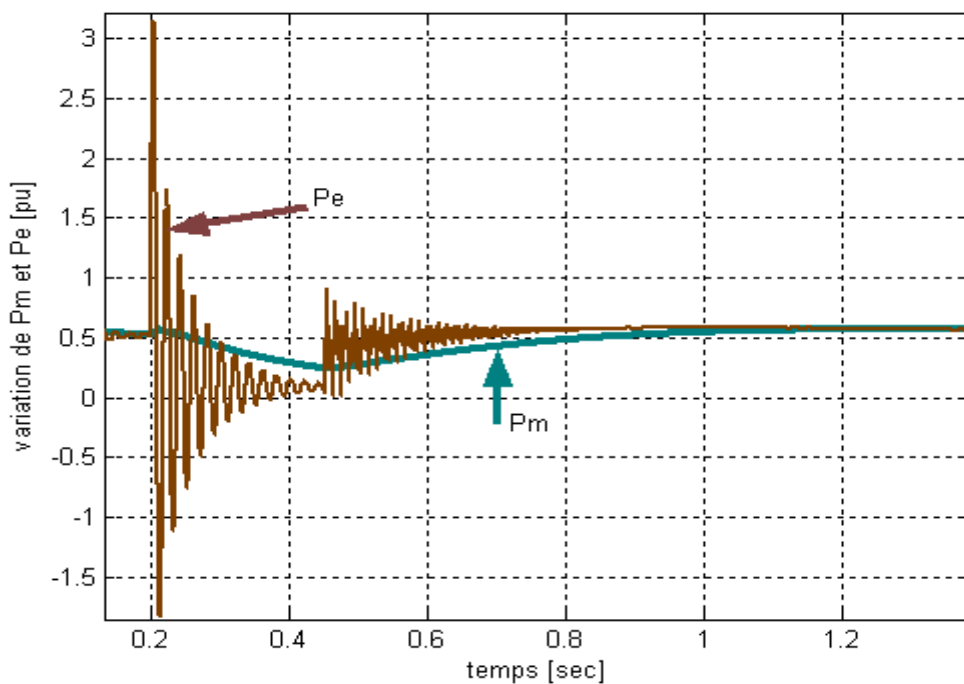


Figure 1.31 Corrélation Pm/Pe

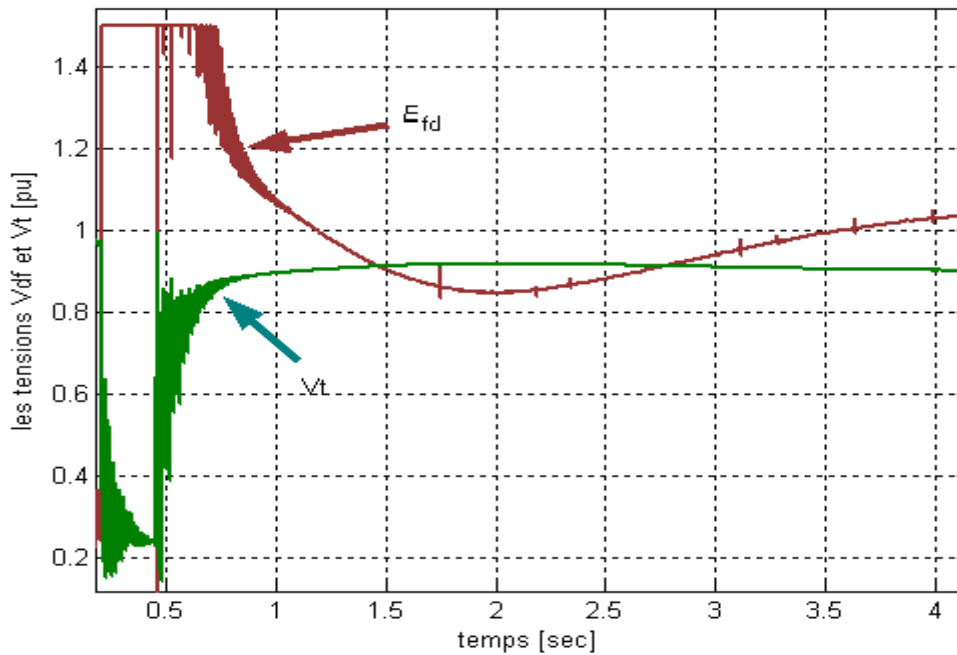


Figure 1.32 Corrélation E_{fd}/V_t

1.9 Conclusion

L'examen des résultats obtenus pour le réseau perturbé en grands mouvements montre que la régulation de tension et de vitesse conventionnelle est efficace moyennant un choix adéquat des paramètres de régulation. La régulation a été testée pour un temps d'élimination de défaut critique c'est-à-dire pour un temps qui ne permet pas au réseau de retrouver son équilibre si aucune régulation n'est installée.

CHAPITRE 2

Modélisation de l'UPFC

2.1 Introduction

Il existe quatre types de FACTS :

- a) parallèles
- b) séries
- c) déphaseurs
- d) hybrides

Nous décrivons sommairement certains d'entre eux et nous intéressons en détail à la description, au principe de fonctionnement et à la modélisation de l'UPFC qui fait l'objet de notre travail dans cette thèse.

2.2 FACTS de type parallèle

2.2.1. SVC

Le compensateur statique de puissance réactive SVC rend possible le contrôle rapide de La tension [SHA03, MAR03]. Figure 2.1 ci- dessous indique le schéma d'un tel dispositif.

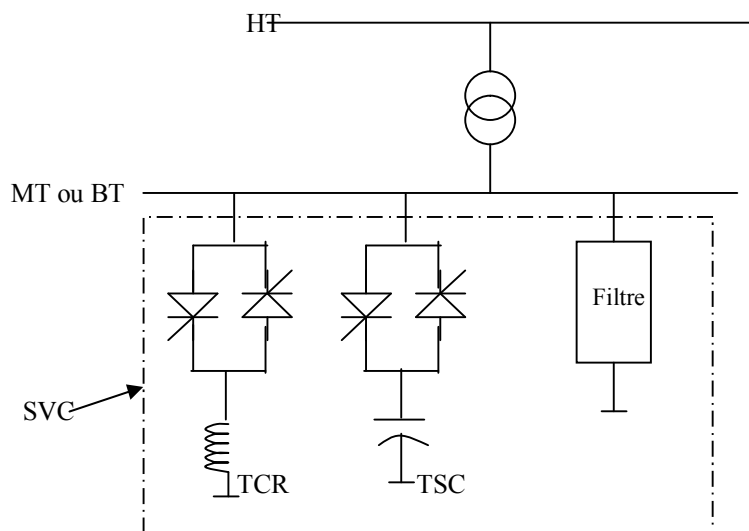


Figure 2.1 Schéma du SVC

Le SVC est l'association d'une inductance commandée par thyristor (Thyristor-Controlled Reactor : TCR), d'un condensateur commuté par thyristor (Thyristor-Switched Capacitor : TSC) et d'un filtre d'harmoniques. La caractéristique statique de ce type de FACTS est donnée par la figure 2.2.

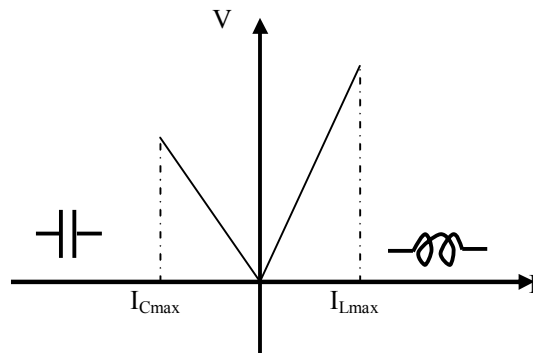


Figure 2.2 Caractéristique du SVC

I_{Cmax} et I_{Lmax} sont les courants limites que peuvent supporter respectivement le TCR et le TSC

2.2.2 STATCOM

Le compensateur statique synchrone STATCOM est constitué d'un convertisseur à source de tension, d'un transformateur de couplage et de circuit de commande. Dans cette application, la source d'énergie DC peut être remplacée par un condensateur C, de sorte que l'échange d'énergie en régime permanent entre le compensateur statique et le réseau soit uniquement réactive, comme illustré par la figure 2.3 où I_q est le courant de sortie du convertisseur, perpendiculaire à la tension du convertisseur V_i . L'amplitude de la tension de convertisseur et la sortie réactive du convertisseur sont réglables. Si V_i est supérieure à la tension V_t du réseau le compensateur statique fournit de la puissance réactive au système, si V_i est inférieure à V_t le compensateur statique absorbe de la puissance réactive [ALL02, HOC98, NOR05, YU00].

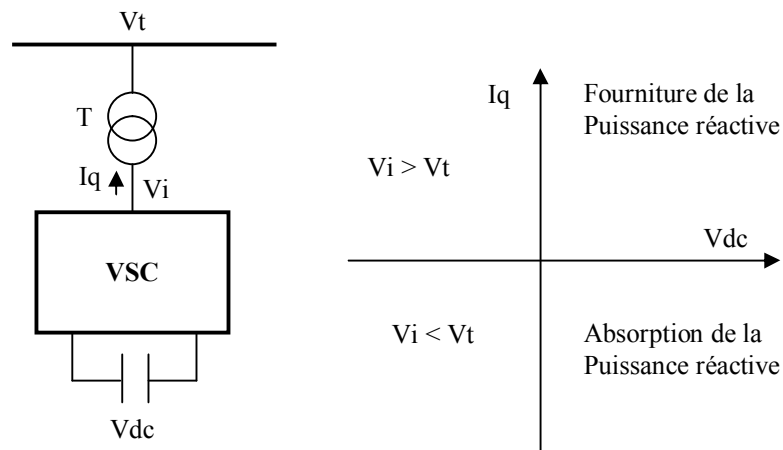


Figure 2.3 Schéma du STATCOM

2.2.3 SMES

La figure 2.4 ci-dessous donne le schéma de principe d'un tel dispositif. Dont la bobine supraconductrice ne présente aucune résistance : tout courant qui y est induit, en appliquant par exemple une tension à ses bornes puis en la court-circuitant, va se maintenir jusqu'à ce qu'une tension de polarité inverse soit appliquée ou qu'une résistance soit introduite dans le circuit pour la décharger. Si l'inductance de la bobine est L_{sm} , elle accumulera une énergie W_{sm} et se charge conformément aux équations (2.1) et (2.2) :

$$W_{sm} = \frac{1}{2} L_{sm} I_{sm}^2 \quad (2.1)$$

$$V_{sm} = L_{sm} \frac{dI_{sm}}{dt} \quad (2.2)$$

I_{sm} et V_{sm} sont respectivement le courant de charge et la tension aux bornes de la bobine. L'association d'une bobine supraconductrice utilisée comme accumulateur magnétique supraconducteur d'énergie et d'un convertisseur à commutation forcée de grande puissance constitue le SMES. Les échanges de puissances active et réactive entre la bobine supraconductrice et le réseau électrique à travers le convertisseur convenablement commandé font que le SMES réalise les deux fonctions de régulation, à savoir la régulation de vitesse et celle de tension [MOU96].

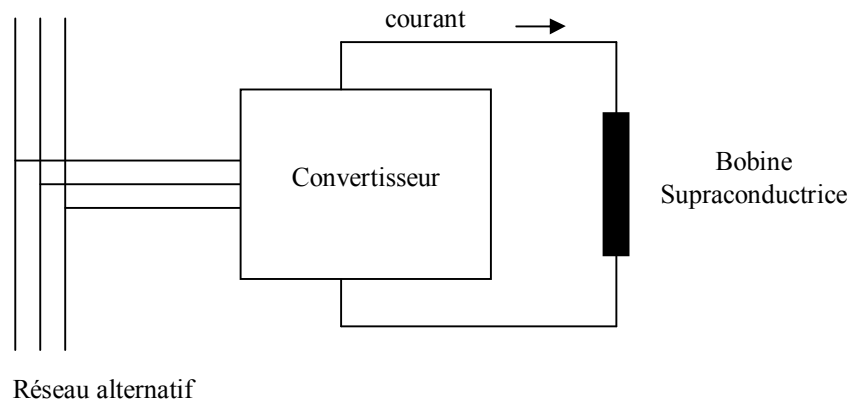


Figure 2.4 schéma du SMES

2.3 FACTS de type série

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

2.3.1 Condensateur série contrôlé par thyristors TCSC

Le TCSC fait partie des condensateurs séries à qui ont été utilisés avec succès pendant de nombreuses années pour améliorer la stabilité et les capacités de charge des réseaux de transport haute tension. La figure 2.5 donne la configuration d'un TCSC. Il travaille par l'insertion de la tension capacitive pour compenser la chute de tension inductive sur les lignes de transport.

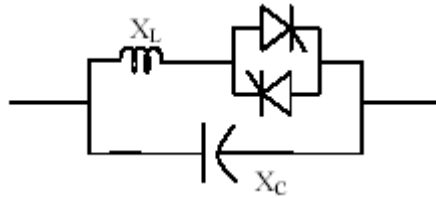


Figure 2.5 Schéma du TCSC

2.3.2 Réactance série contrôlée par thyristors TCSR

Le TCSR est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristors afin de fournir une réactance inductive série variable.

Lorsque l'angle d'amorçage du réacteur commandé par thyristors est de 180 degrés, il cesse de conduire, et la réactance non contrôlable X_1 agit comme un limiteur de courant de défaut.

Pendant que l'angle d'amorçage diminue en dessous de 180 degrés, la réactance équivalente diminue jusqu'à l'angle de 90 degrés, où elle est la combinaison parallèle de deux réactances.

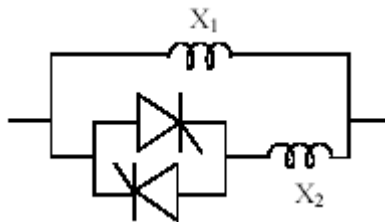


Figure 2.6 Schéma du TCSR

2.3.3 Compensateur statique série synchrone SSSC

Le SSSC est constitué d'un convertisseur statique avec une source d'énergie qui est connecté en série avec la ligne de transport à travers un transformateur de tension comme montré à la figure 2.7.

Le SSSC injecte en série une tension alternative avec une amplitude et un angle de phase réglable dans la ligne de transport à l'aide d'un transformateur série. Le SSSC peut produire ou absorber de la puissance réactive suivant la commande de convertisseur statique. [BOU04, RAH05, SIN99].

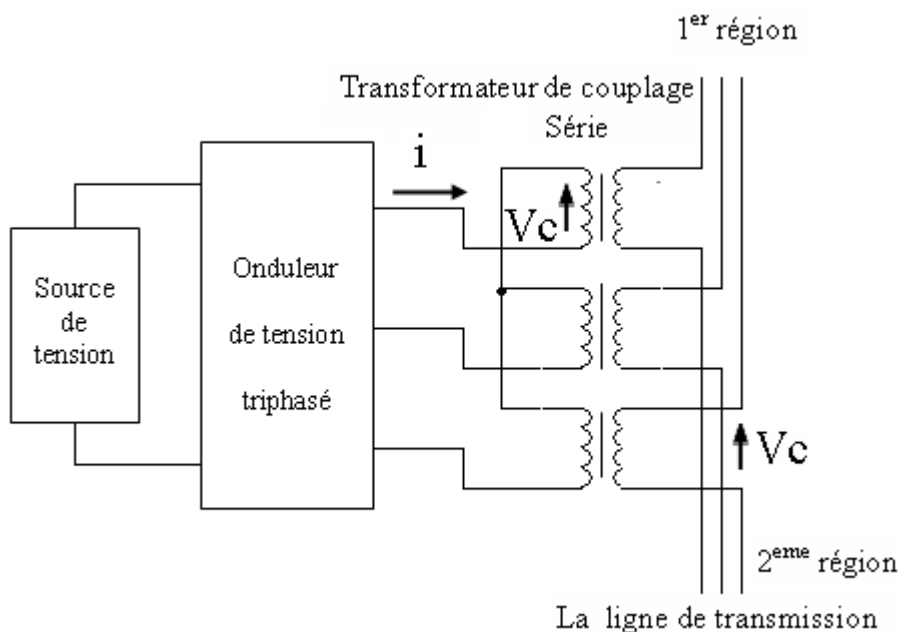


Figure 2.7 Schéma du SSSC

2.4 FACTS type déphaseur statique

Les Systèmes de Transmission Flexibles en Courant Alternatif (FACTS) actuels ne permettent pas de gérer le problème largement répandu des niveaux de court-circuit trop élevés. La solution traditionnelle, qui consiste à fractionner les réseaux, nuit à leur flexibilité d'exploitation, voire à leur fiabilité. Le Régulateur de Puissance Interphases (RPI) constitue une solution innovatrice pour les environnements à niveaux de court-circuit élevés [JAC00]. Le RPI gère, de manière passive, les régimes permanent. On peut aussi lui adjoindre des modules d'électronique de puissance, selon les besoins en régime dynamique. La figure 2.8 montre le schéma d'un tel dispositif raccordé en série avec la ligne.

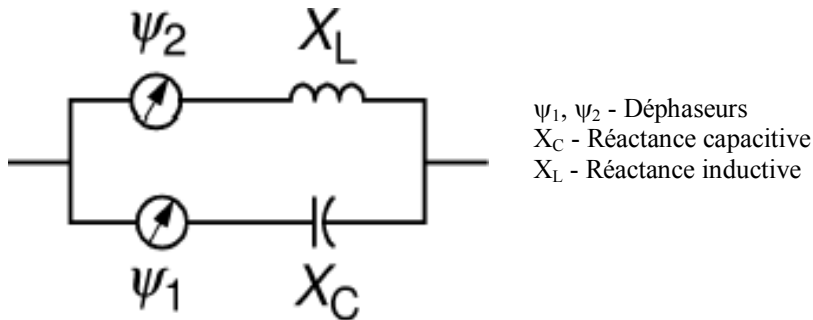


Figure 2.8 Schéma du RPI

2.5 FACTS type hybride

2.5.1 TCPAR

La figure 2.9 montre le schéma du TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator).

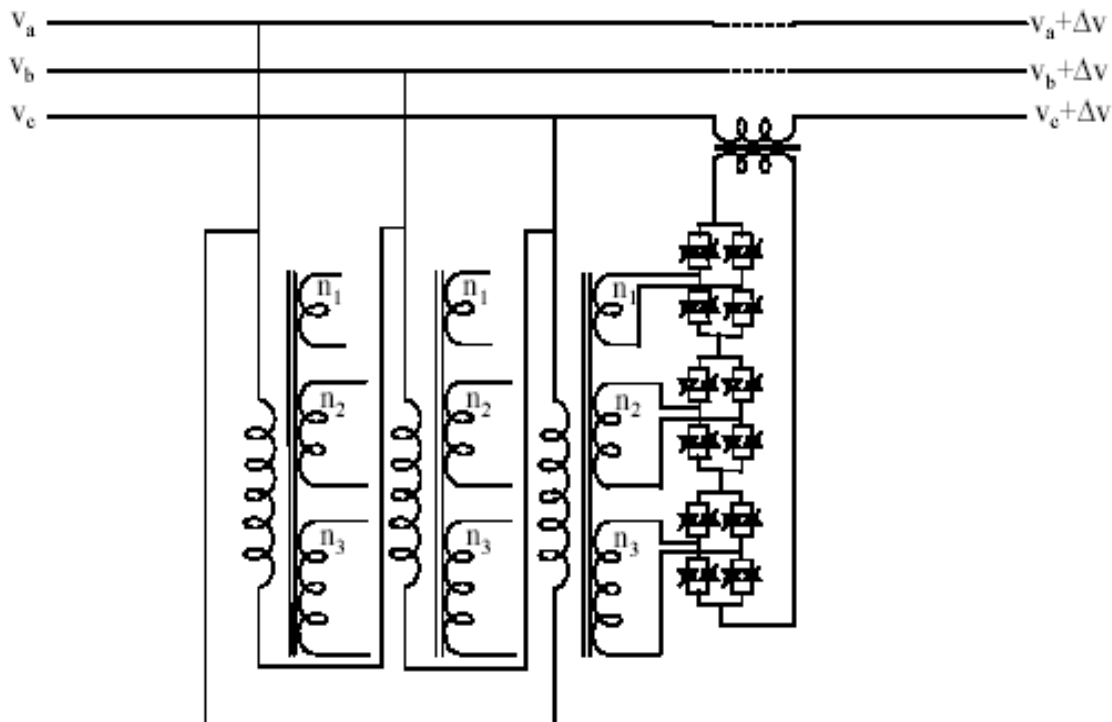


Figure 2.9 Schéma du TCPAR

C'est un transformateur déphaseur à base de thyristors. Ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs à transformateurs à régler en charge (LTC ; Load Tap Changer) qui sont commandés mécaniquement. Il est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle. Ce dernier possède différents rapports de transformation (n_1, n_2, n_3). Ces deux transformateurs sont reliés par l'intermédiaire des thyristors. Son principe de fonctionnement est d'injecter, sur les trois phases de la ligne de transmission, une tension en quadrature avec la tension à déphaser. Il a l'avantage de ne pas générer d'harmoniques car les thyristors sont commandés en interrupteurs en pleine conduction. Par contre comme le déphasage n'a pas une variation continue, il est nécessaire d'y adjoindre un compensateur shunt, ce qui entraîne des surcoûts d'installation. L'amplitude de la tension injectée est une combinaison des secondaires du transformateur parallèle dont les rapports de transformation sont n_1, n_2, n_3 [SHA03].

2.5.2 IPFC

C'est un contrôleur de charge interligne (Interligne Power Flow Contrôler). La figure 2.10 représente le schéma d'un tel dispositif.

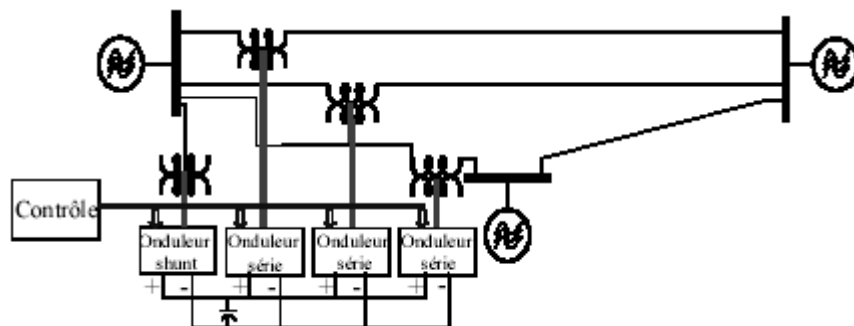


Figure 2.10 Schéma de l'IPFC

2.5.3 UPFC

2.5.3.1 Structure de l'UPFC

La configuration de l'UPFC, donnée par la figure 2.11 ci-dessous, peut faire varier la puissance active et réactive circulant sur une ligne à haute tension. L'onduleur (1), onduleur parallèle, connecté à la ligne par le transformateur (T_p) fonctionnant comme un redresseur quatre quadrants maintient la tension V_{dc} fixe sur le condensateur tampon (C). Un deuxième onduleur (2), onduleur série, connecté au réseau par le transformateur (T_s) et alimenté par la tension V_{dc} permet d'injecter une tension en série V_s sur le réseau. Cette tension additionnelle V_s étant variable en module et en phase, il est possible de varier la tension V . Ainsi on peut modifier statiquement le flux des puissances active et réactive transmise sur la ligne [PEL00, PEL02, ZEB04, HAN03].

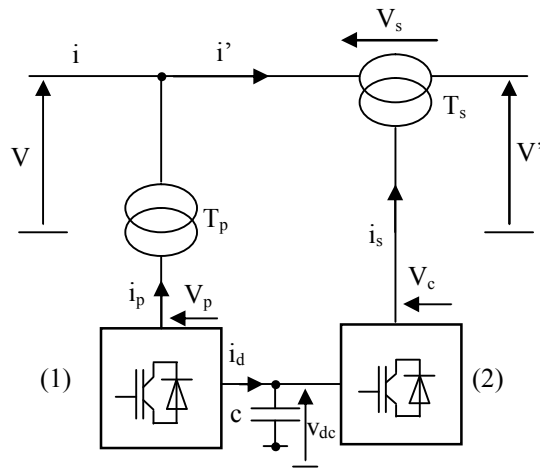


Figure 2.11 Schéma d'un variateur de charge universel

2.5.3.2 Principe de fonctionnement de l'UPFC

Le contrôleur UPFC permet de commander la puissance active et réactive transportées sur une ligne. Pour décrire son fonctionnement, on considère son schéma donné par la figure 2.12. deux régions tellement puissantes que leurs tensions et leurs angles respectifs ne s'influencent pas : c'est à dire qu'en régime normal et en l'absence d'UPFC, ce qui se passe sur la première région n'affecte pas la deuxième région, et inversement [BOU04].

L'échange de puissance dans le réseau est tel que :

$$P' = P_s + P$$

Sachant que P est la puissance fournie par la première région, P_s celle du convertisseur et P' reçue par la deuxième région.

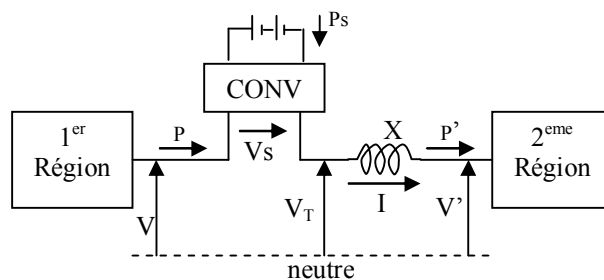


Figure 2.12 Schéma de l'UPFC

a) Cas où $V = V'$

Quand V et V' sont égales en modules et en phases, les régions étant réunies par une ligne d'impédance X , le courant de ligne sera nul car la différence de potentiel entre les deux extrémités est nulle. Il n'y aura donc pas d'échange de puissance active ou réactive entre les deux régions. Or, une région disposant d'un surplus de puissance pourrait contribuer à l'alimentation de la région qui lui est connectée et qui pourrait être en déficit. De même, une perturbation dans une région serait moins néfaste si la région voisine pouvait lui venir en aide. Durant ces moments critiques, une

réponse immédiate s'impose. Les puissances actives et réactives appropriées doivent être transitées sur la ligne rapidement.

Une source de tension V_S due au convertisseur DC/AC branché coté premier région et dont la valeur et l'angle sont variables permet d'atteindre cet objectif. La tension résultante V_T en amont de la réactance X est alors égale à la somme vectorielle de V et V_S . Si l'angle entre V_T et V' est δ , il s'ensuit qu'une puissance active sera transportée sur la ligne [DIZ01]. Elle est telle que :

$$P = \frac{V_T V'}{X} \sin \delta \quad (2.3)$$

Le diagramme vectoriel de la figure 2.13 montre les conditions lorsque V_S est en avance sur V et par conséquent V' d'un angle ϕ . Il s'ensuit que V_T sera en avance sur V' d'un angle δ . Si l'on fait varier l'angle ϕ du convertisseur tout en gardant V_S constante, l'extrémité de V_S d'écrira un cercle centre sur l'extrémité de vecteur V_T suivra ce cercle en pointillé. Par conséquent, l'angle δ changera progressivement d'une valeur maximale positive à une valeur minimale négative en passant par une valeur nulle. Ainsi, selon l'équation (2.3), la puissance active portée par la ligne peut être positive ou négative, ce qui revient à dire qu'elle peut circuler dans les deux sens. De plus, on peut faire varier la puissance en faisant varier l'amplitude de V_S et par conséquent V_T .

Notons que, lorsque V et V' sont égales en modules et en phases (fig.2.13), le vecteur I sera toujours en retard sur le vecteur V_S de 90° et sera tel que $I = V_S / X$. Dans ces circonstances, aucune puissance active n'est débitée ni absorbée par le convertisseur. Cependant, le convertisseur fournit une puissance réactive égale à $Q_S = V_S \cdot I$ VAR. Cela correspond précisément à la puissance réactive absorbée par la réactance X de la ligne.

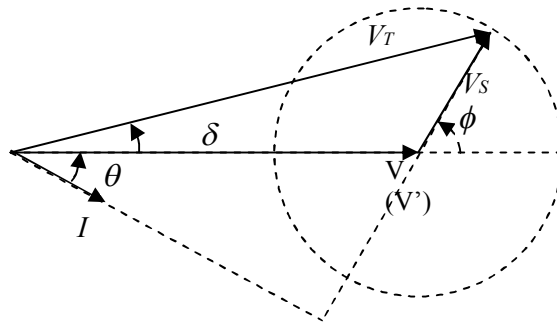


Figure 2.13 Diagramme vectoriel de tension ($V=V'$)

b) Cas où $V \neq V'$

En supposant V et V' en phase mais de modules différents tels que le montre la figure 2.14 ci-dessous. Le vecteur V_S pivote autour de l'extrémité du vecteur V en décrivant un cercle.

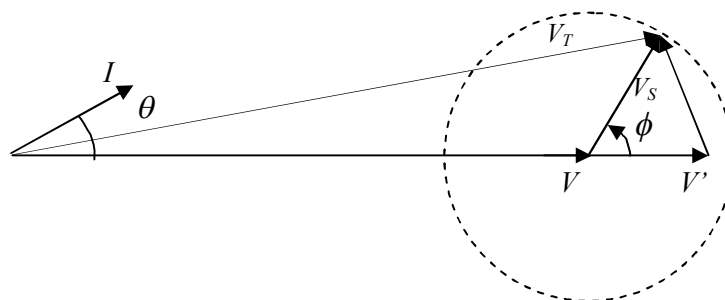


Fig. 2.14 Diagramme vectoriel de tensions ($V \neq V'$)

La chute de tension dans la ligne est $jIX = V_T - V'$ et le courant I se trouve à 90° en arrière de celle-ci. Par conséquent, I sera en avance sur V et V' de θ . On a donc les puissances actives débitée et reçue respectivement par la première et deuxième régions telles que :

$$P = V \cdot I \cos \theta \quad (2.4)$$

$$P' = V' \cdot I \cos \theta \quad (2.5)$$

La puissance active P_S débitée par le convertisseur est telle que :

$$P_S = V_S I \cos(\phi - \theta) \quad (2.6)$$

Comme le convertisseur fournit de la puissance active au système, il doit en absorber autant de l'accumulateur. A moins d'être assez puissant, celui-ci se déchargera rapidement. Donc, au lieu d'utiliser un accumulateur, on le remplace par un redresseur qui tire son énergie de la région source. Cette solution demande l'installation de deux convertisseurs connectés par une liaison à courant continu. La figure 2.15 montre le schéma de ce type d'installation. Le convertisseur 1 redresse la puissance à courant alternatif provenant du transformateur T , et l'envoie au circuit de liaison à c.c du convertisseur 2 qui le retransforme en puissance à courant alternatif et l'injecte dans la ligne de transport sous la tension V_S . L'ensemble des deux convertisseurs porte le nom d'UPFC [BOU04, ALA02].

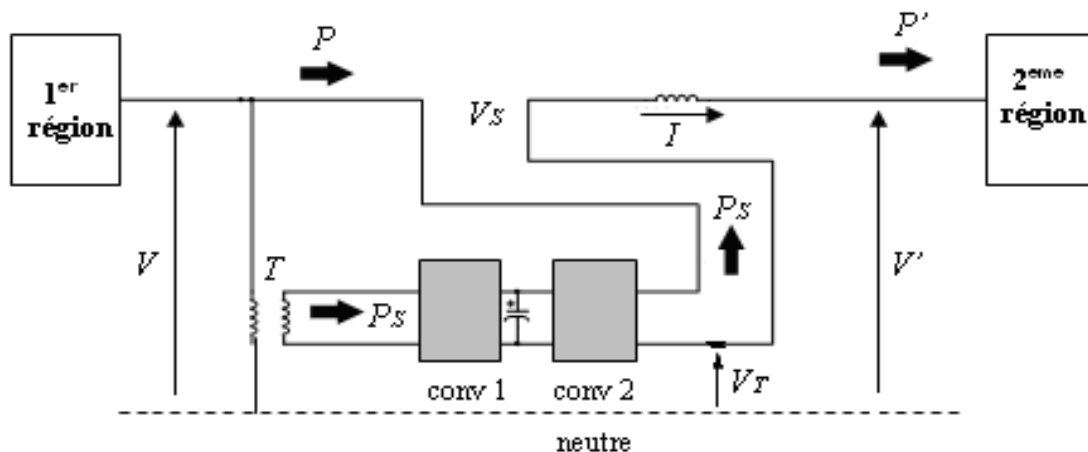


Fig. 2.15 Schéma fonctionnelle d'un UPFC

2.5.3.3 Modélisation de l'UPFC

Le circuit simplifié du système UPFC est représenté par la figure 2.16 ci-dessous. Les tensions V et V' dans les deux régions sont égales et équilibrées. On représente le compensateur parallèle par une source de tension parallèle V_p et une résistance r_p et inductance L_p . Le compensateur série est représenté par une source de tension série V_s . La ligne est représentée par un modèle simple composé d'une résistance r et d'une réactance L [BOU04, ALA02, DIZ01].

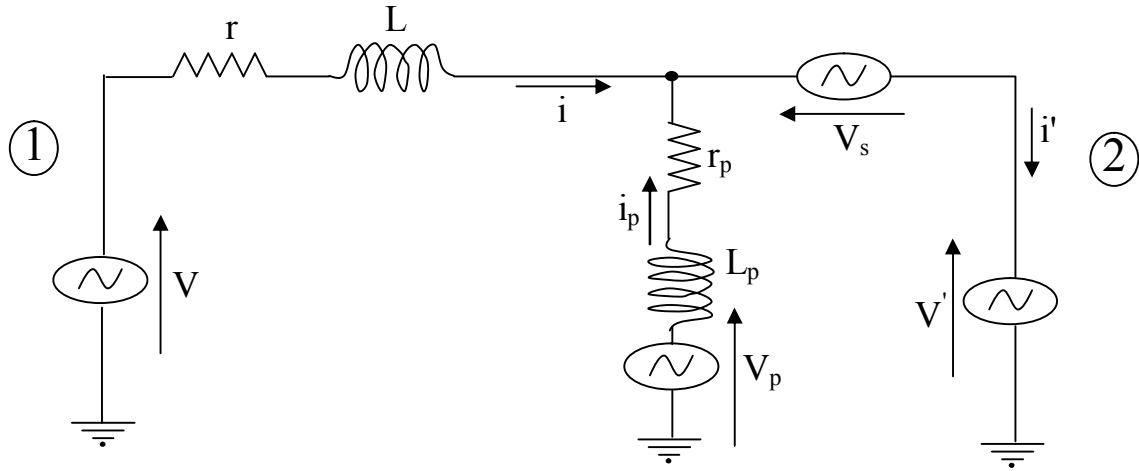


Figure 2.16 Circuit équivalent du système étudié

En appliquant les lois de Kirchoff, on a les équations suivantes :

$$\begin{cases} V_a = ri_a + L \frac{di_a}{dt} + V_{sa} + V'_a \\ V_b = ri_b + L \frac{di_b}{dt} + V_{sb} + V'_b \\ V_c = ri_c + L \frac{di_c}{dt} + V_{sc} + V'_c \end{cases} \Leftrightarrow \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{r}{L} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{r}{L} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{r}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} V_a - V_{sa} - V'_a \\ V_b - V_{sb} - V'_b \\ V_c - V_{sc} - V'_c \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Et :

$$\begin{cases} V_{pa} = r_p i_{pa} + L_p \frac{di_{pa}}{dt} + V_{sa} + V'_a \\ V_{pb} = r_p i_{pb} + L_p \frac{di_{pb}}{dt} + V_{sb} + V'_b \\ V_{pc} = r_p i_{pc} + L_p \frac{di_{pc}}{dt} + V_{sc} + V'_c \end{cases} \Leftrightarrow \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{pa} \\ i_{pb} \\ i_{pc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{r_p}{L_p} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{r_p}{L_p} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{r_p}{L_p} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{pa} \\ i_{pb} \\ i_{pc} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_p} \begin{bmatrix} V_{pa} - V_{sa} - V'_a \\ V_{pb} - V_{sb} - V'_b \\ V_{pc} - V_{sc} - V'_c \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Dans le repère de Park :

Les équations dynamiques du courant sont les suivantes [STE02, SEN98, STE02] :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{r}{L} & \omega \\ -\omega & -\frac{r}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \left(\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V'_d \\ V'_q \end{bmatrix} \right) \quad (2.9)$$

Et :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{pd} \\ i_{pq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{r_p}{L_p} & \omega \\ -\omega & -\frac{r_p}{L_p} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{pd} \\ i_{pq} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_p} \left(\begin{bmatrix} V_{pd} \\ V_{pq} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V'_d \\ V'_q \end{bmatrix} \right) \quad (2.10)$$

Les courants absorbés par la deuxième région sont tels que :

$$i'_d = i_d + i_{pd} \quad (2.11)$$

$$i'_q = i_q + i_{pq} \quad (2.12)$$

Les puissances active et réactive s'expriment par les relations suivantes :

$$P = \frac{3}{2} (V_d \cdot i_d + V_q \cdot i_q) \quad (2.13)$$

$$Q = \frac{3}{2} (V_q \cdot i_d - V_d \cdot i_q) \quad (2.14)$$

Le courant continu redressé par le compensateur parallèle en fonction des courants absorbés et des signaux de commutation du convertisseur est tel que :

$$I_{dc} = C_{p1} \cdot i_{pa} + C_{p2} \cdot i_{pb} + C_{p3} \cdot i_{pc} \quad (2.15)$$

L'équation dynamique de tension continue redressée aux bornes de condensateur est :

$$C \frac{dV_{dc}}{dt} = I_{dc} \quad (2.16)$$

2.5.3.4 Influence de l'UPFC sur l'échange de puissances entre les deux régions

Le modèle utilisé est celui de la figure 2.17 ci-dessous :

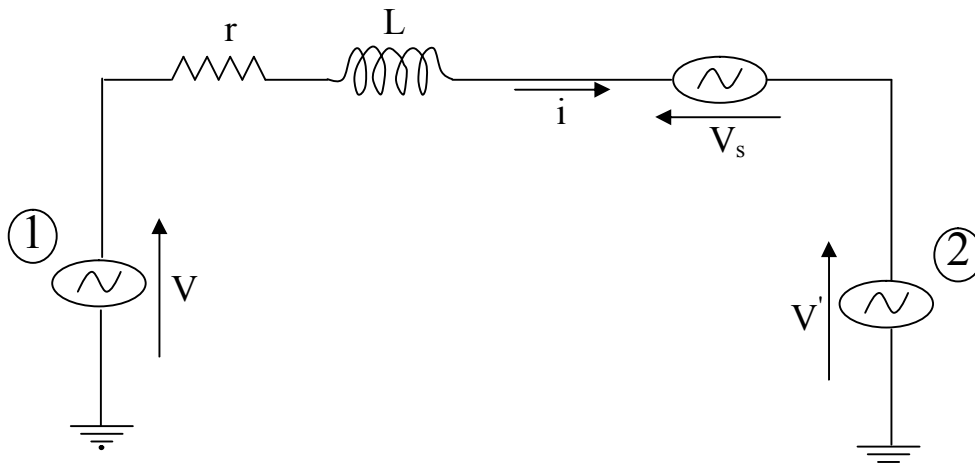


Figure 2.17 Modèle UPFC

$V_s = |V_s| \angle \Phi$ est la tension du dispositif. On considère les tensions des deux régions V et V' égales en module et en phase avec $|V| = |V'| = 1 \text{ pu}$. La ligne a les caractéristiques $r = 3.2 \Omega$ et $L = 103.5 \text{ mH}$. Nous étudions l'effet de la variation de la tension V_s sur l'échange de puissances entre les deux régions. On considère l'effet de la variation de la tension en module $|V_s|$ puis celui de la variation de la phase Φ .

Les figures 2.18 à 2.25 montrent l'influence de la variation de la tension V_s en module et ne phase sur l'échange de puissance entre les deux régions

a) Cas où $|V_s| = 0.01 \text{ pu}$ et Φ variable

On applique une variation de déphasage Φ de 0 rad à $\pi \text{ rad}$ avec un module constant de la tension $V_s = 0.01 \text{ pu}$ à l'instant 1 s , on observe une variation de puissance réactive d'une valeur positive 0.19 pu à une valeur négative -0.19 pu , mais la puissance active P varie très peu : de -0.018 à 0.018 pu (Fig. 2.17 et 2.18).

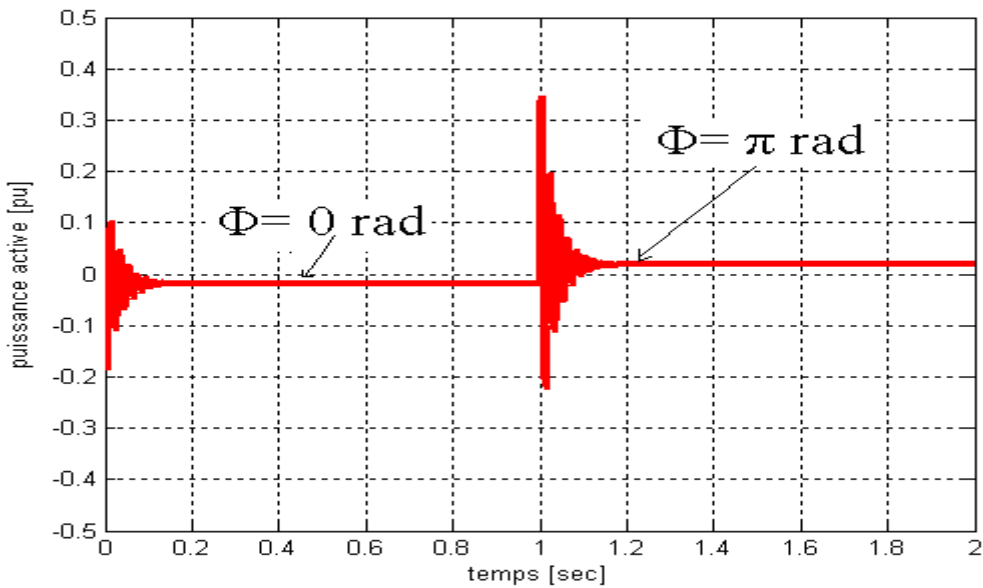


Figure 2.18 Variation de la puissance active

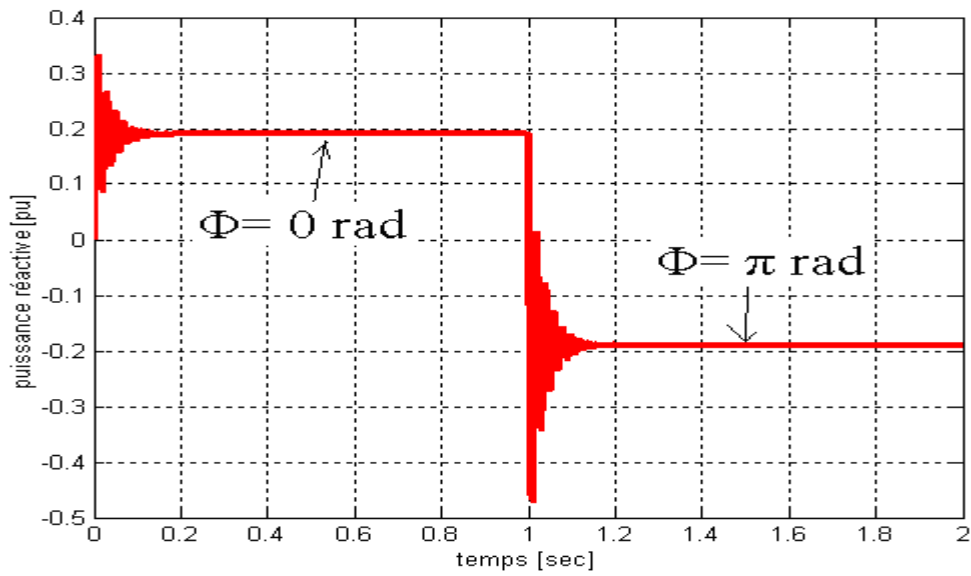


Figure 2.19 Variation de la puissance réactive

Une variation de déphasage Φ de compensateur de $\pi/2$ rad à $3\pi/2$ rad à l'instant 1s produit les variations de puissance active et réactive telles que montrées par les figures 2.20 et 2.21

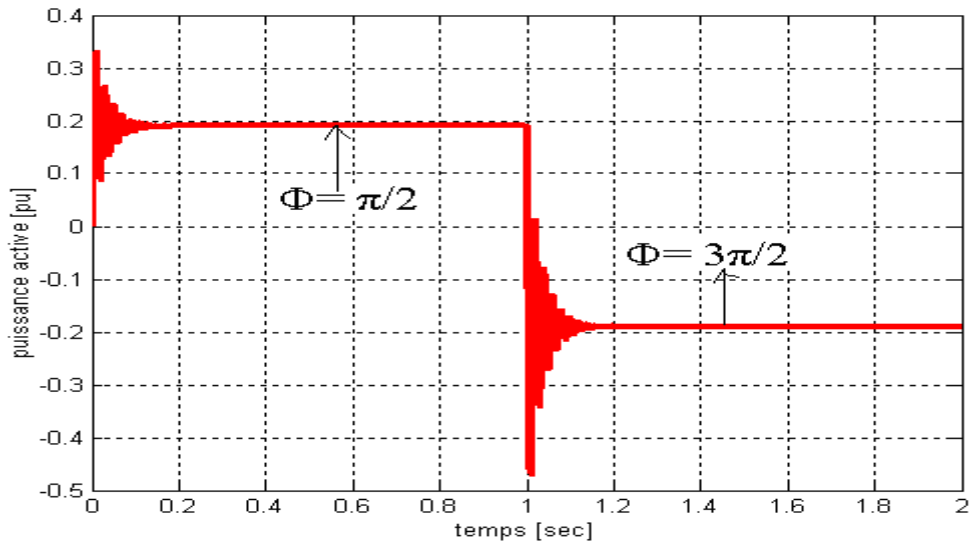


Figure 2.20 Variation de la puissance active

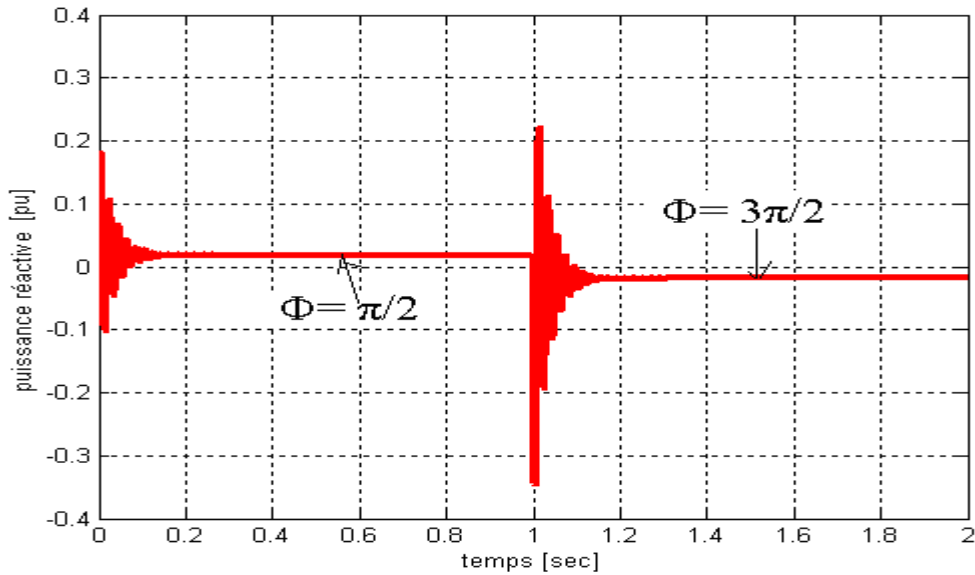


Figure 2.21 Variation de la puissance réactive

b) Cas où $\Phi = \text{constant}$ et $|V_s|$ variable

* $\Phi = 0 \text{ rad}$

Nous appliquons une variation au niveau de la tension de compensation V_s pour voir l'effet de cette dernière sur la circulation des puissances active et réactive en maintenant $\Phi = 0 \text{ rad}$ à l'instant 1s. Une légère variation de puissances active (Fig.2.22) et une variation relativement plus grande de la puissance réactive (Fig.2.23).

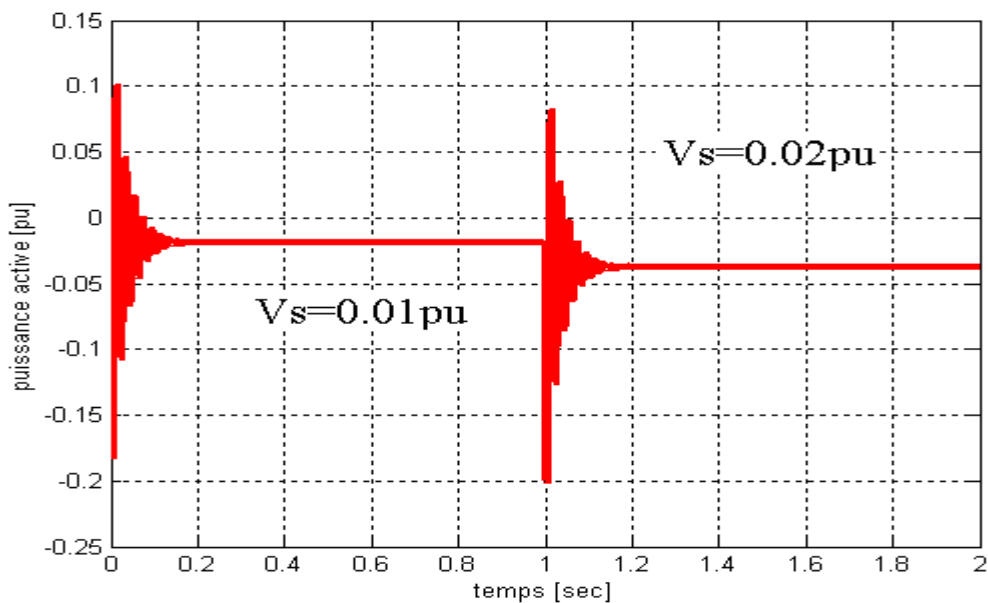


Figure 2.22 Variation de la puissance active

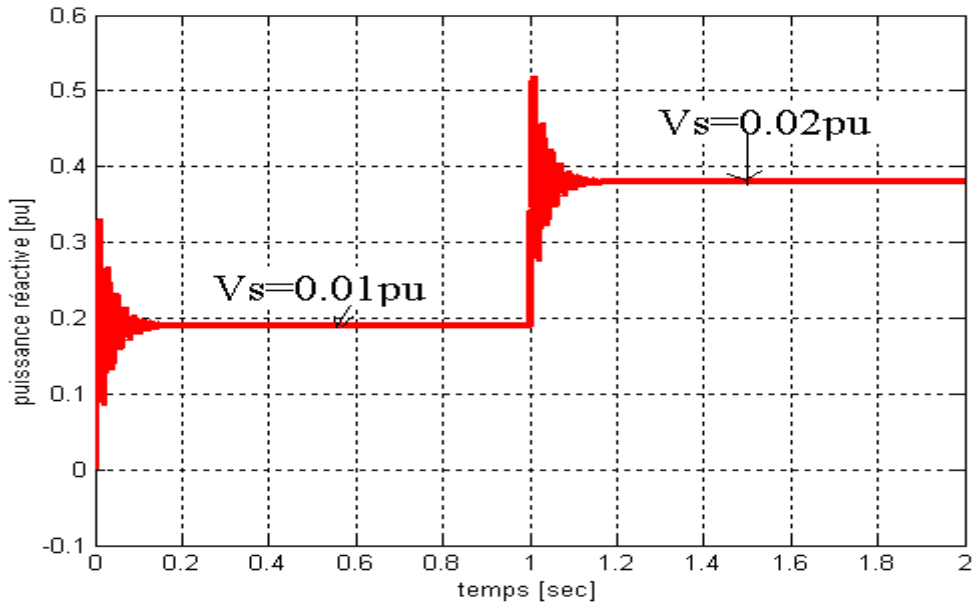


Figure 2.23 Variation de la puissance réactive

$$\Phi = \pi/2 \text{ rad}$$

Pour les même variations de $|V_s|$ que précédemment on obtient les résultats des figures 2.24 et 2.25 où on a une de la puissance active (Fig.2.24) et une variation moindre de la puissance réactive (Fig.2.25).

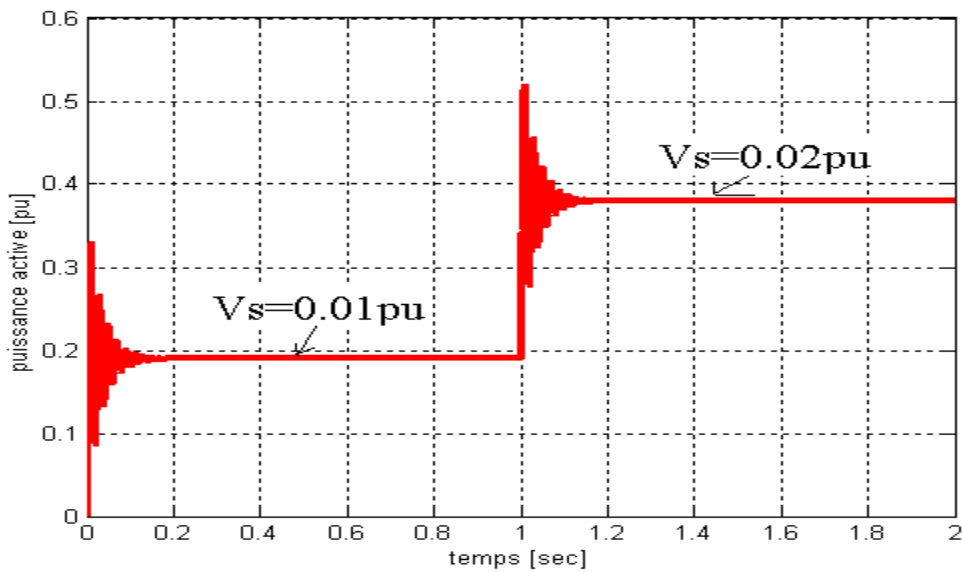


Figure 2.24 Variation de la puissance active

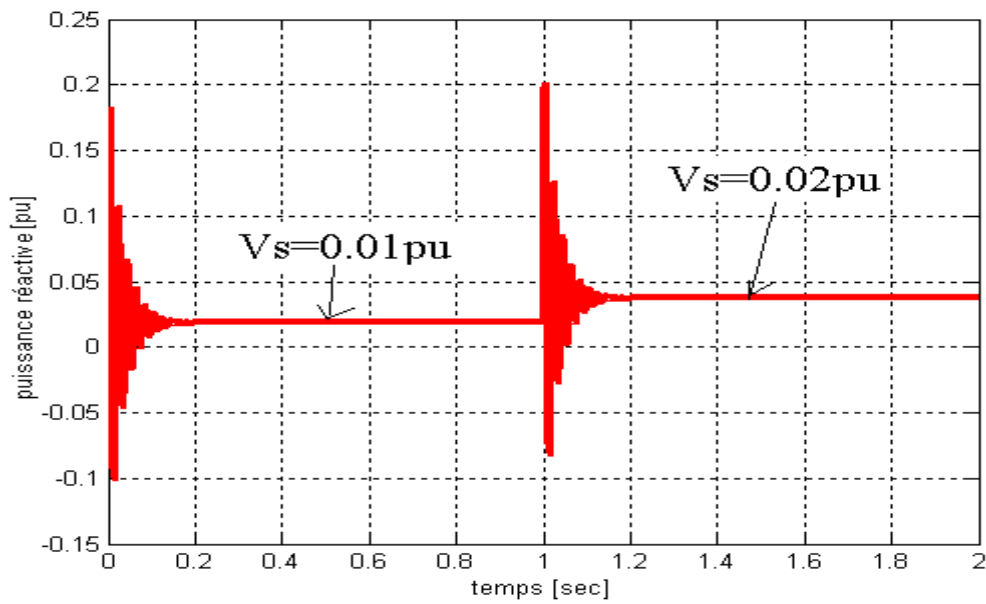


Figure 2.25 Variation de la puissance réactive

Ceci montre les relations important entre P et f d'une part et Q et V d'autre part.

2.6 Conclusion

L'examen des résultats obtenus avec l'UPFC montre l'efficacité dans le contrôle d'échange de puissances active et réactive entre deux régions. Par ailleurs, la corrélation puissance active-fréquence (P/f) et la corrélation puissance réactive-tension (Q/V) sont bien confirmées par l'utilisation du dispositif.

CHAPITRE 3

Réglage analogique du système UPFC et son effet sur le réseau

3.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous étudions l'impact de l'UPFC basé sur un réglage analogique sur le réseau perturbé et comparons ses performances avec celles de la régulation conventionnelle.

3.2 Réglage du convertisseur parallèle

La figure 3.1 suivante représente la configuration des circuits de réglage du convertisseur parallèle.

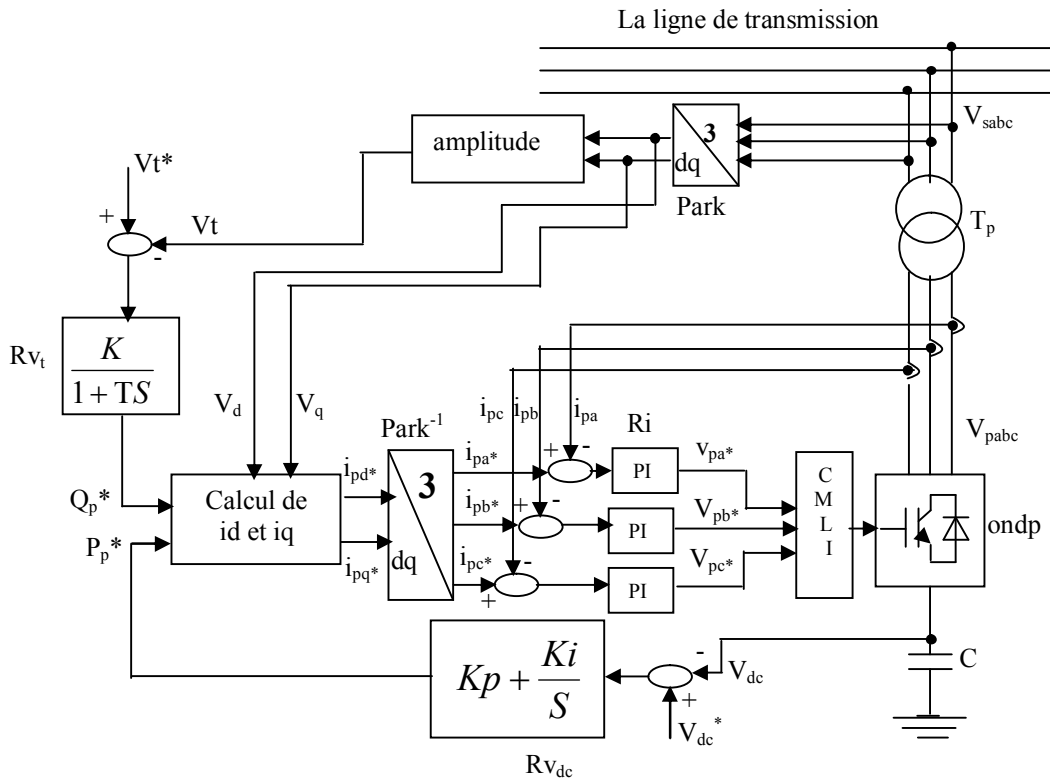


Figure 3.1 Circuit du réglage du convertisseur parallèle

L'onduleur ondp est branché sur le réseau à travers un transformateur T_p . Coté continu, il y a le condensateur tampon C qui permet de maintenir la tension continue afin que l'onduleur puisse fonctionner correctement. L'onduleur est commandé par le dispositif CMLI à l'aide des trois signaux de commande MLI V_{pa}^* , V_{pb}^* et V_{pc}^* . Il y a un réglage des courants à l'aide des régulateurs R_i agissant sur les courants i_{pa} , i_{pb} et i_{pc} . A partir des courants de référence i_{pd}^* et i_{pq}^* , on obtient par la transformation inverse de Park les courants de référence i_{pa}^* , i_{pb}^* et i_{pc}^* . Les régulateurs R_{vdc} et R_{vt} fournissent respectivement les puissances de référence active P_p^* et réactive Q_p^* [WEI04, PEL02, NOR05, PAT98].

3.2.1 Réglages des courants par des régulateurs PI analogiques et algorithme de calcul des courants de référence

Selon l'équation (2.8), on peut construire le schéma bloc en boucle ouverte de la figure 3.2 ci-dessous [KAR02, WAN00, ALA02]:

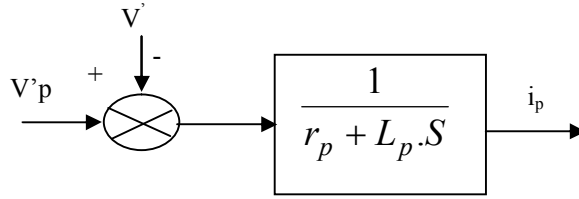


Figure 3.2 Schéma bloc en boucle ouverte

La boucle de régulation de courant est représentée par le schéma bloc suivant :

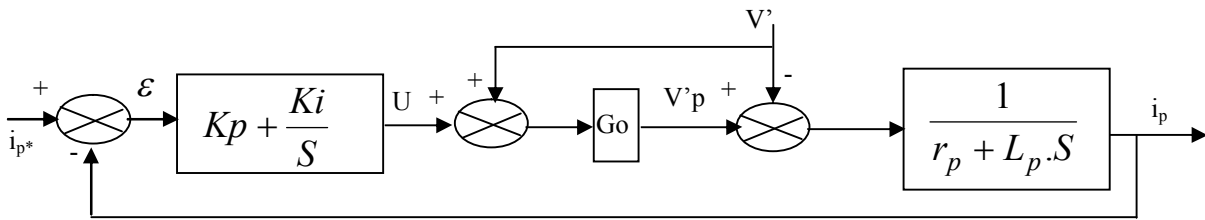


Figure 3.3 Boucle de régulation de courant

Le modèle de régulation simplifiée est donnée par la figure 3.4 suivante [BIR03, EKA99]:

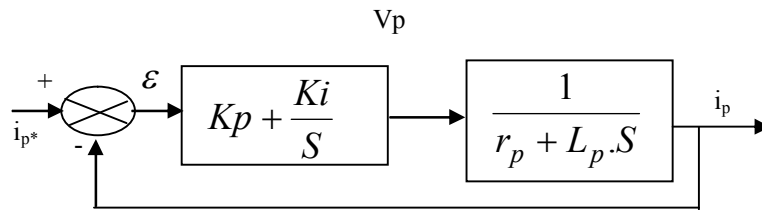


Figure 3.4 Boucle de régulation simplifiée

Les fonctions de transfert du système bouclé régulé sont données par les expressions suivantes :

$$i_p = \varepsilon \frac{K_p \cdot S + K_i}{S} G_o \frac{1}{S + \frac{r_p}{L_p}} \quad (3.1)$$

$$i_p = \frac{\varepsilon G_o}{S} \frac{K_p \cdot S + K_i}{S + \frac{r_p}{L_p}} = \varepsilon G(S)$$

$$\varepsilon = i_p^* - i_p$$

$$i_p (1 + G(S)) = G(S) i_p^*$$

$$\frac{i_p}{i_p^*} = \frac{(K_p S + K_i) G_o}{S^2 + \left(\frac{r_p}{L_p} + K_p G_o \right) S + K_i G_o} \quad (3.2)$$

L'équation caractéristique du système en boucle fermé :

$$D(S) = S^2 + \left(\frac{r_p}{L_p} + K_p G_o \right) S + K_i G_o \quad (3.3)$$

Pour le dimensionnement de régulateur PI on utilise la méthode de placement de pôles.

Compte tenu des performances que l'on souhaite obtenir en dépassement D et en temps de montée t_m tels que :

$$D = 0,001$$

$$t_m = 0,01$$

On obtient :

$$\zeta = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\pi^2}{\ln^2(D)}}}$$

$$\omega_n = \frac{3}{t_m}$$

ω_n est la pulsation propre.

Soit :

$$\frac{r_p}{L_p} + K_p G_o = 2\zeta\omega_n$$

$$K_i \cdot G_o = \omega_n^2$$

Et par suite

$$K_p = \frac{\left(2\zeta\omega_n - \frac{r_p}{L_p} \right)}{G_o}$$

$$K_i = \frac{\omega_n^2}{G_o} \quad (3.4)$$

La figure 3.5 montre le diagramme de Bode du système de régulation de courant injecté par le convertisseur parallèle.

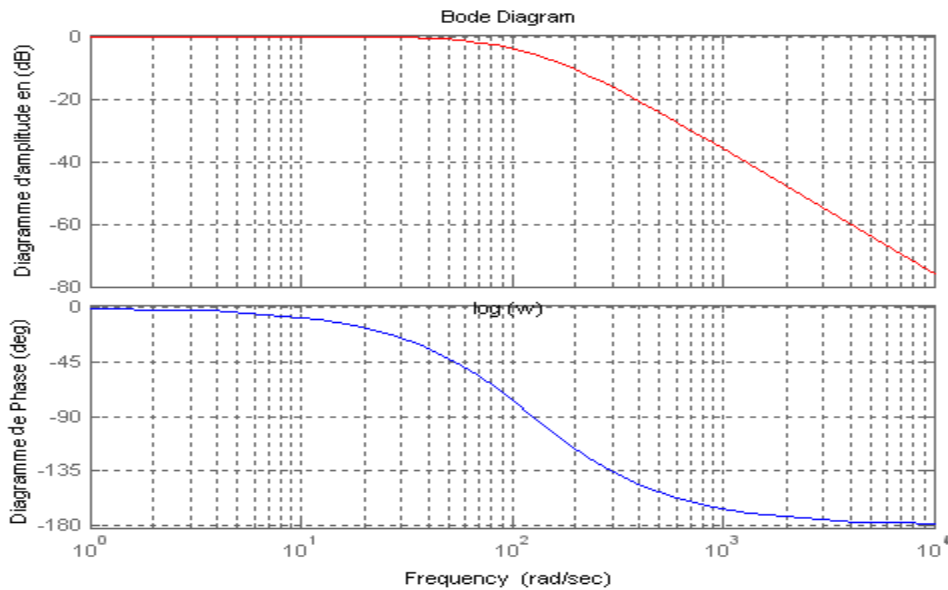


Figure 3.5 Diagramme de Bode de la fonction de transfert des courants

Le diagramme de Bode permet de conclure que la boucle de réglage de courant parallèle présente une stabilité très importante, car le critère de stabilité est vérifié (critère de phase dans le plan de Bode). Le système est donc stable, car la pulsation critique ω_c pour laquelle $20\log_{10}(|G(j\omega)|)=0\text{dB}$ lui correspond un déphasage φ supérieur à 180° de la réponse en fréquence en boucle ouverte.

3.2.2 Réglage de la tension continue aux bornes du condensateur

La tension moyenne V_{dc} aux bornes du condensateur doit être maintenue à une valeur fixe. Les pertes de commutation du compensateur et la perturbation du réseau électrique sont les causes qui peuvent la modifier. La régulation de cette tension s'effectue en absorbant ou en fournissant de la puissance active au réseau. La correction de cette tension doit se faire par l'adjonction des courants fondamentaux actifs dans les courants de référence de la partie parallèle [BIR03].

En négligeant les pertes de commutation dans l'onduleur, la relation entre la puissance absorbée par le convertisseur parallèle et la tension aux bornes du condensateur peut s'écrire sous la forme suivante :

$$P_o = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} C V_{dc}^2 \right) \quad (3.5)$$

La figure 3.6 montre la chaîne de régulation permettant le réglage de tension continue V_{dc} , V_{dc}^* étant la tension de référence et P_p la puissance absorbée par le compensateur nécessaire au réglage [ALA02].

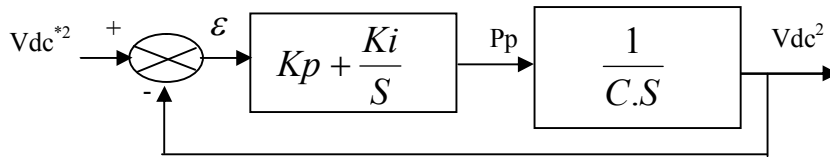


Figure 3.6 Régulation de la tension continue

La fonction de transfert de la boucle fermée est

$$\frac{V_{dc}^2}{V_{dc}^{*2}} = \frac{\frac{2K_p}{C}S + \frac{2K_i}{C}}{S^2 + \frac{2K_p}{C}S + \frac{2K_i}{C}} \quad (3.6)$$

qui s'écrit sous la forme :

$$\frac{V_{dc}^2}{V_{dc}^{*2}} = \frac{\frac{2K_p}{C}S + \omega_n^2}{S^2 + 2\xi\omega_n S + \omega_n^2}$$

avec:

$$\omega_n^2 = \frac{2K_i}{C} \quad \text{et} \quad \xi = K_p \sqrt{\frac{1}{2.C.K_i}}$$

$\xi = 0.7$ permet d'avoir un bon coefficient d'amortissement du système en boucle fermée.

Afin d'atténuer les fluctuations à 300 Hz, nous pouvons choisir la pulsation de coupure jusqu'à $\frac{2.\pi.300}{5}$. Pour avoir un bon filtrage nous avons choisi ω_n égale à 30 rad/sec. Dans ce cas les coefficients K_p et K_i sont tels que $K_p=0.105$ et $K_i=2.25$.

La figure 3.7 montre le diagramme de Bode du système de régulation de la tension continue et permet de voir que le système est stable car le critère de Bode est vérifié.

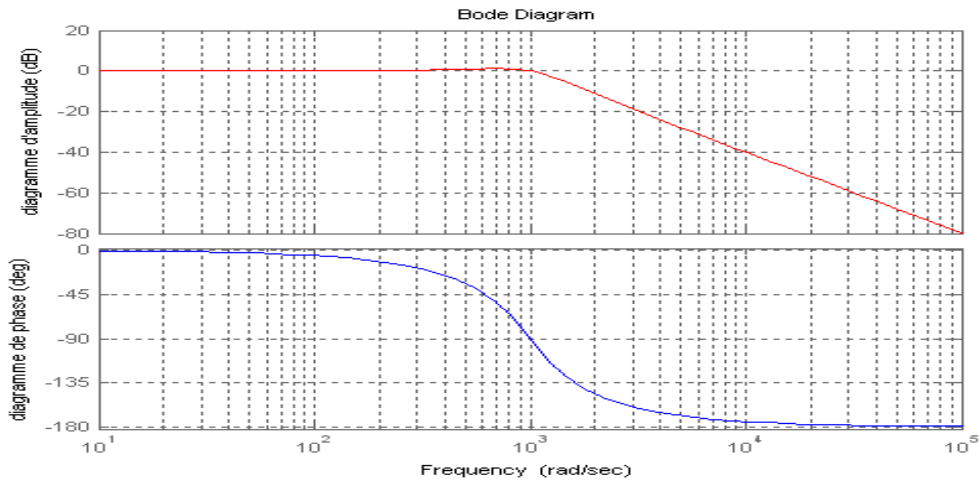


Figure 3.7 Diagramme de Bode de la fonction de transfert des tensions

3.3 Réglage du convertisseur série

La figure 3.8 suivante représente la configuration des circuits de réglage du convertisseur série.

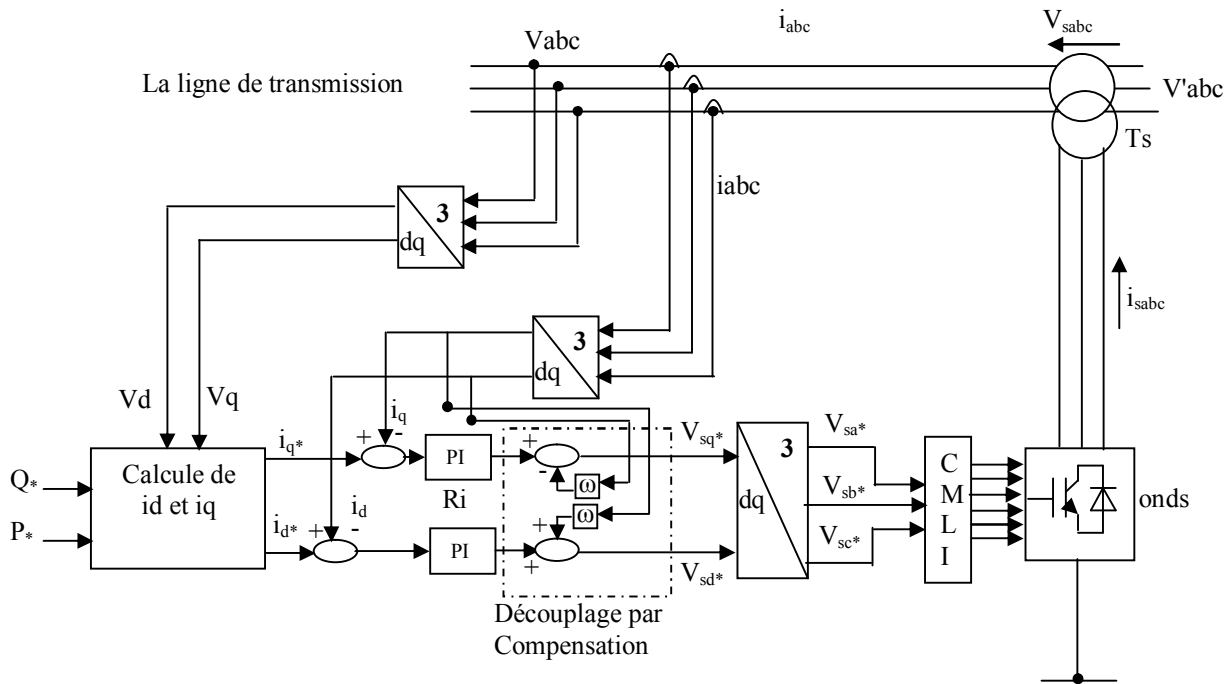


Figure 3.8 Configuration du circuit de réglage du convertisseur série

L'onduleur onds qui est branché sur la ligne de transmission à travers un transformateur série T_s . L'onduleur est commandé par le dispositif CMLI à l'aide des trois signaux de commande V_{sa}^* , V_{sb}^* et V_{sc}^* . Le réglage des courants i_d et i_q se fait à l'aide des régulateurs R_i [CLA00]. Les deux tensions dans le repère de Park sont les signaux de commande. Le calcul des courants de références est effectué à l'aide d'une algorithmes à partir de la tension du réseau et des valeurs de consigne P^* et Q^* . Un bloc de découplage est utilisé pour découpler entre les courants les puissances active et réactive [BOU05, SIN99, ORF00].

-Implantation du système à régler

Pour régler les courants de réseau nous découplons les deux axes (d) et (q) [BIR03].

Dans la partie modélisation de UPFC, on a montré que dans un repère d, q :

$$\begin{aligned} \frac{di_d}{dt} &= -\frac{r}{L}i_d + \omega \cdot i_q + \frac{1}{L}(V_d - V_{cd} - V_q') \\ \frac{di_q}{dt} &= -\frac{r}{L}i_q - \omega \cdot i_d + \frac{1}{L}(V_q - V_{cq} - V_d') \end{aligned} \quad (3.7)$$

On pose :

$$\begin{aligned} X1 &= \frac{1}{L}(V_d - V_{cd} - V_d') \\ X2 &= \frac{1}{L}(V_q - V_{cq} - V_q') \end{aligned} \quad (3.8)$$

La figure 3.9 suivante représente le schéma bloc équivalent de système en boucle ouverte et montrant qu'il y a un couplage entre les deux courants i_d et i_q par l'interaction des signaux X1 et X2.

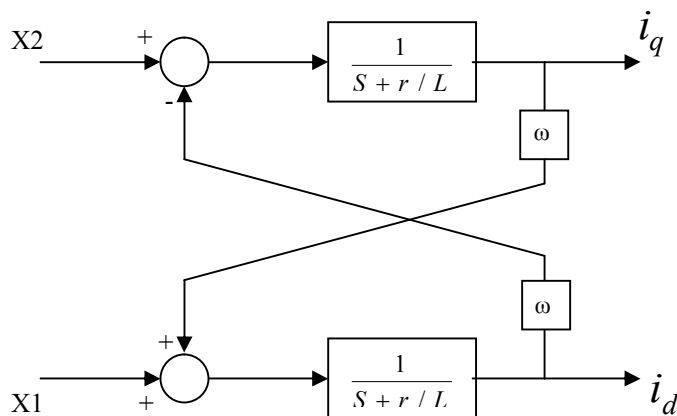


Figure 3.9 Système en boucle ouverte

L'injection des termes de couplage avec des signes opposés permet de rendre les deux axes (d,q) complètement indépendants. La méthode de découplage utilisée est dite découplage par compensation. La figure 3.10 ci-dessous montre ce type de découplage [BOU04, CLA00].

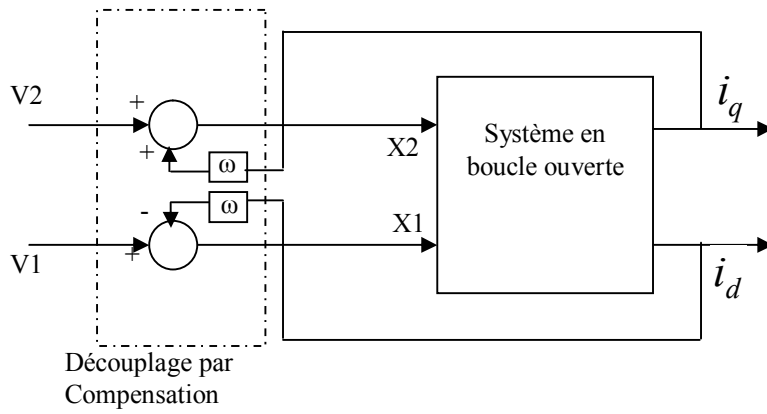


Figure 3.10 Schéma de découplage

V1 et V2 sont les sorties des régulateurs type PI analogique. Les courants de référence en fonction des puissances et des tensions sont tels que :

$$i_d^* = \frac{2}{3} \frac{(P^* V_d - Q^* V_q)}{V_d^2 + V_q^2} \quad (3.9)$$

$$i_q^* = \frac{2}{3} \frac{(P^* V_q + Q^* V_d)}{V_d^2 + V_q^2} \quad (3.10)$$

On peut donc sur cette base construire le schéma de commande indiquée par la figure 3.11 ci-dessous :

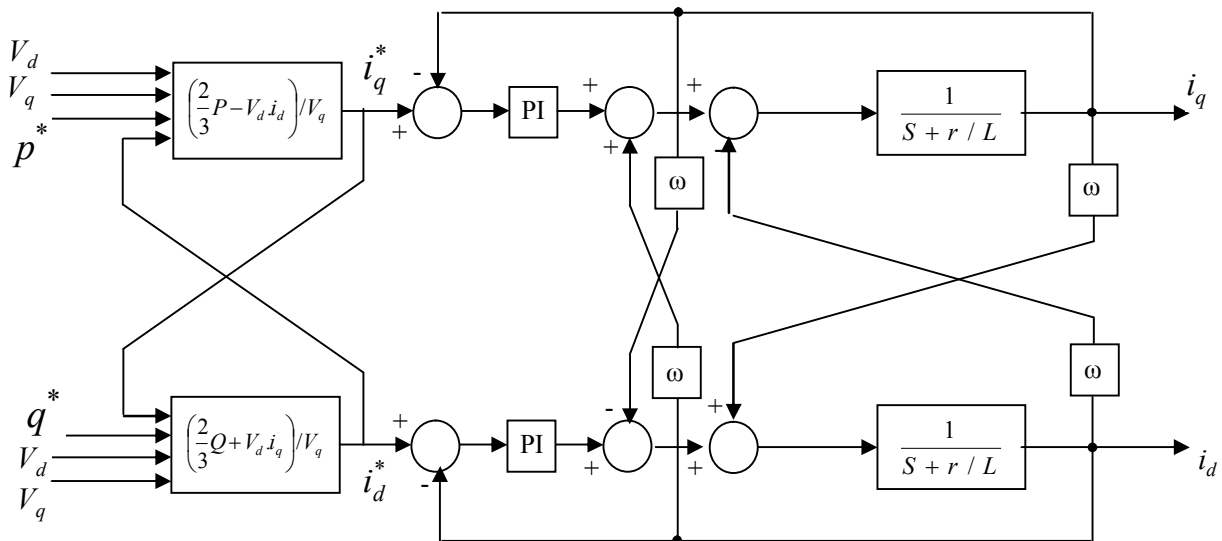


Figure 3.11 Réglage du compensateur série avec découplage par la méthode Watt- Var

Pour dimensionner les régulateurs de courant on utilise la méthode de placement des pôles. On obtient les paramètres suivants :

$$K_p = \frac{\left(2\zeta\omega_n - \frac{r}{L}\right)}{G_o} \quad (3.11)$$

$$K_i = \frac{\omega_n^2}{G_o}$$

avec : $\omega_n = 30 \text{rd/s}$ et $\zeta = 0.7$

La figure 3.12 montre le diagramme de Bode la boucle de régulation de courant.

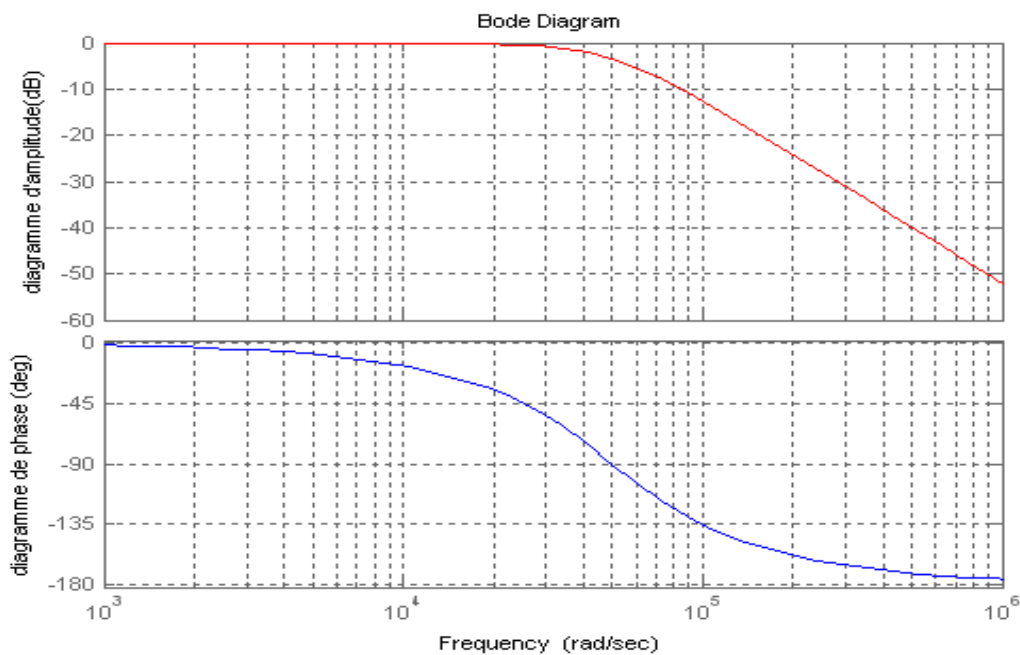


Figure 3.12 Diagramme de Bode de la boucle de régulation des courants

Le diagramme de Bode montre que le système la vérification du critère de Bode et donc permet de déduire la stabilité du système.

3.4 Circuit de réglage complet de l'UPFC

L'association des deux convertisseurs parallèles et série par une liaison à courant continu permet d'obtenir un convertisseur quatre quadrants. La figure 3.13 montre le schéma bloc global de réglage du système UPFC [ALL04, PEL00].

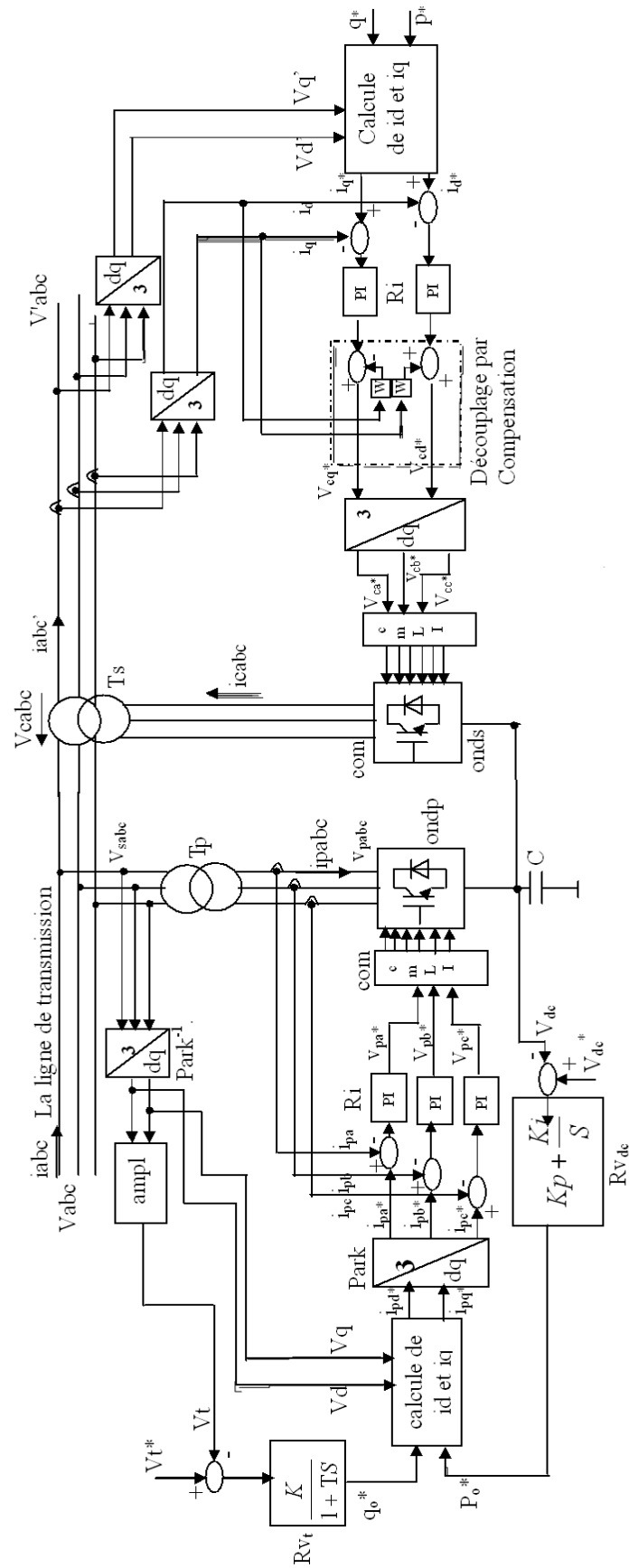


Figure 3.13 Circuit de réglage complet de l'UPFC

3.5 Effet de l'UPFC sur la stabilité du réseau

L'UPFC est localisé à 200 Km du nœud A. Nous étudions son effet sur le réseau en cas de variation de puissances du réseau et en cas de défaut localisé au point P situé à 100Km du nœud A. La figure 3.14 montre cette situation.

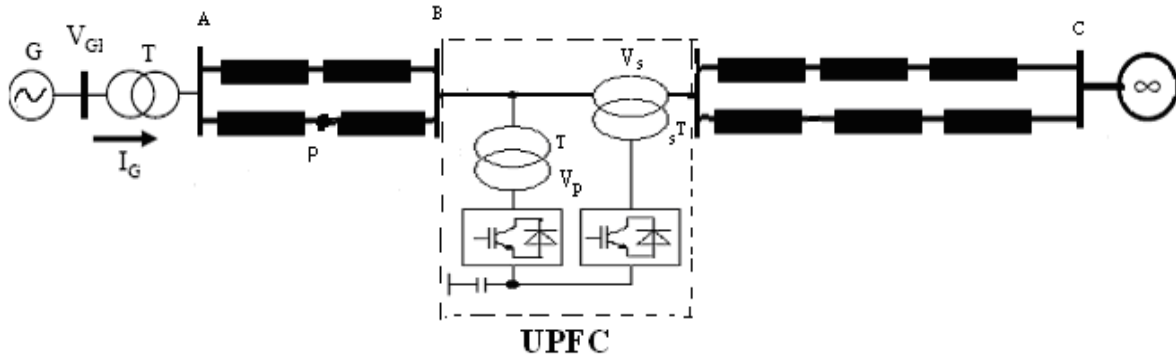


Figure 3.14 Réseau équipé de l'UPFC

3.5.1 Réglage des puissances

Suivant les conditions ci-dessous :

$$P = \begin{cases} = 0.4 pu & \text{si } t < 0.5 s \\ = 0.5 pu & \text{si } 0.5 s < t < 1.5 s \\ = 0.6 pu & \text{si } 1.5 s < t < 2.5 s \end{cases} \quad (3.11)$$

Et

$$Q = \begin{cases} = 0.5 pu & \text{si } t < 1 s \\ = 0.5 pu & \text{si } 1 s < t < 2 s \\ = 0.6 pu & \text{si } 2 s < t < 2.5 s \end{cases} \quad (3.12)$$

Les courbes en vert représentent les grandeurs de référence et les courbes en bleu représentent les grandeurs réelles.

Les figures 3.15 et 3.16 montrent un asservissement totale de la puissance active et réactive, avec de petit dépassement pour chaque variation de consigne. La variation de la puissance active influence celle de la puissance réactive et inversement. Ceci est dû fait que le découplage par PI analogique n'est pas parfait.

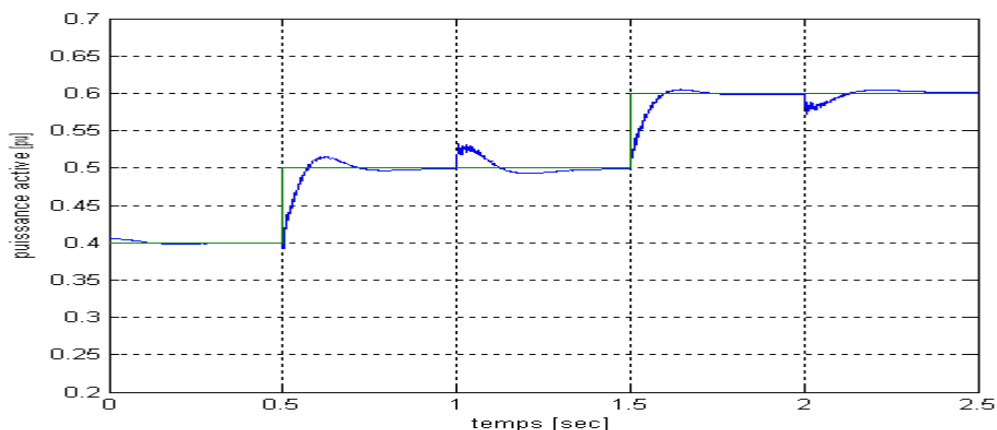


Figure 3.15 Variation de la puissance active transporté par la ligne

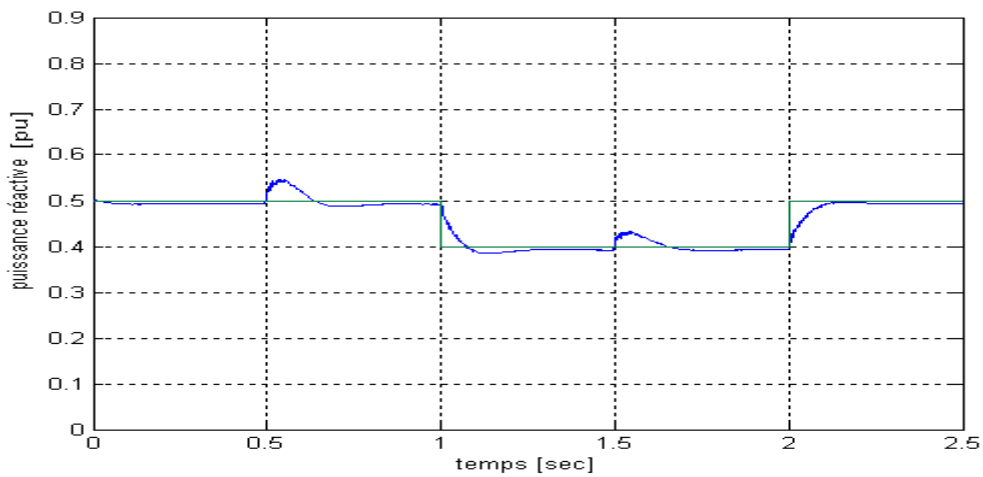


Figure 3.16 Variation de la puissance réactive transporté par la ligne

La variation de courant observée et montrée par la figure 3.17 est due évidemment à la relation courant-puissance.

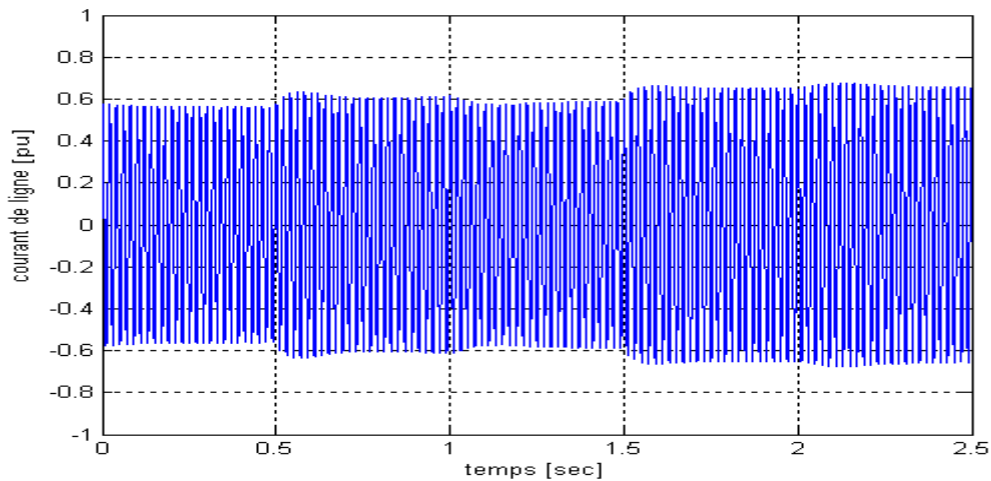


Figure 3.17 Variation de courant de ligne

La figure 3.18 montre la variation de tension de compensation V_s assurant l'asservissement des puissances d'où l'appellation de donnée à l'UPFC.

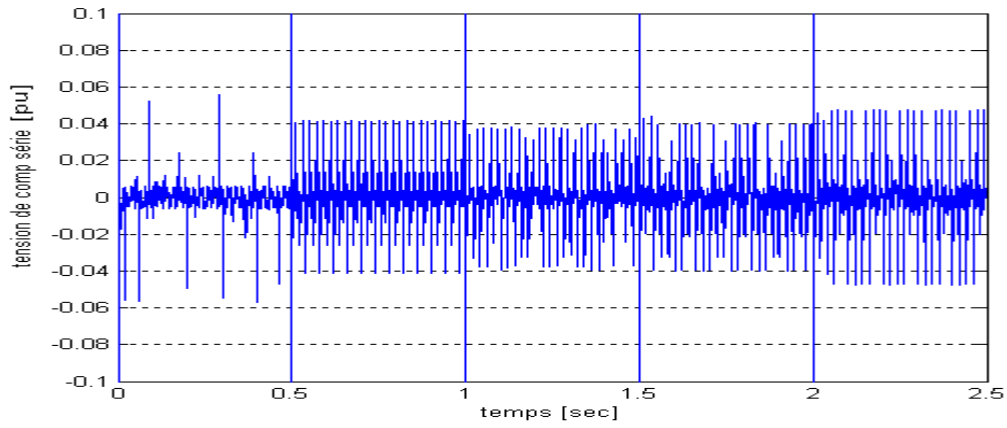


Figure 3.18 Variation de la tension de compensation série V_s

La figure 3.19 montre que les différentes variations des puissances active et réactive influencent la tension continue V_{dc} aux bornes de condensateur : des perturbations aux instants de changements des consignes sont notées.

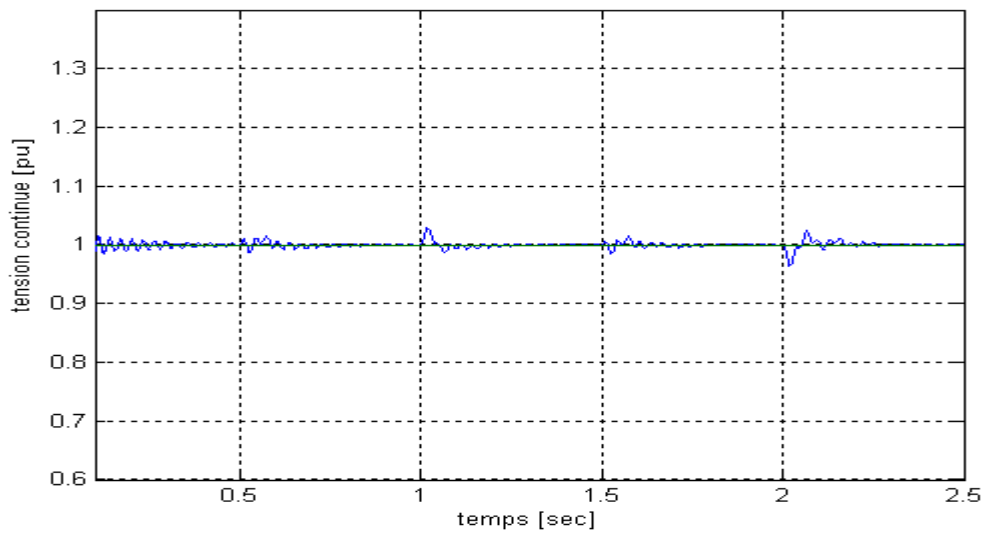


Figure 3.19 Comportement de la tension continue V_{dc} aux bornes de condensateur.

Les figures 3.20 et 3.21 illustrent respectivement les variations des puissances active et réactive injectées par le compensateur parallèle.

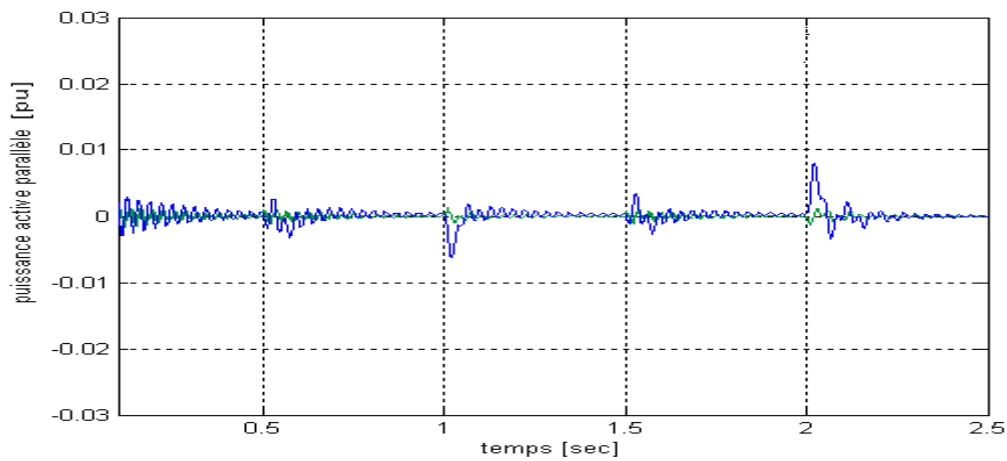


Figure 3.20 Variation de la puissance active injectée par le compensateur parallèle

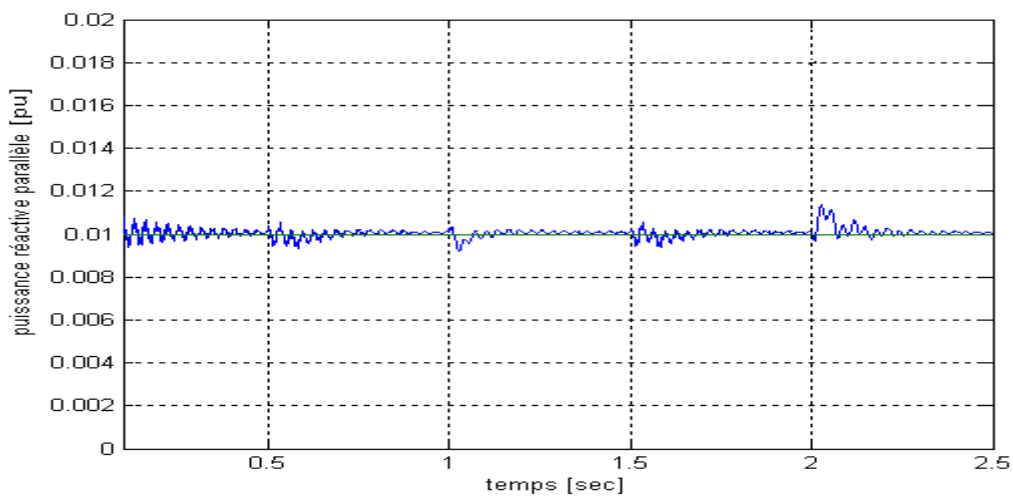


Figure 3.21 Variation de la puissance réactive injectée par le compensateur parallèle

La figure 3.22 montre la variation des courants injectés par le compensateur parallèle qui permet donc compenser les erreurs de réglage des puissances.

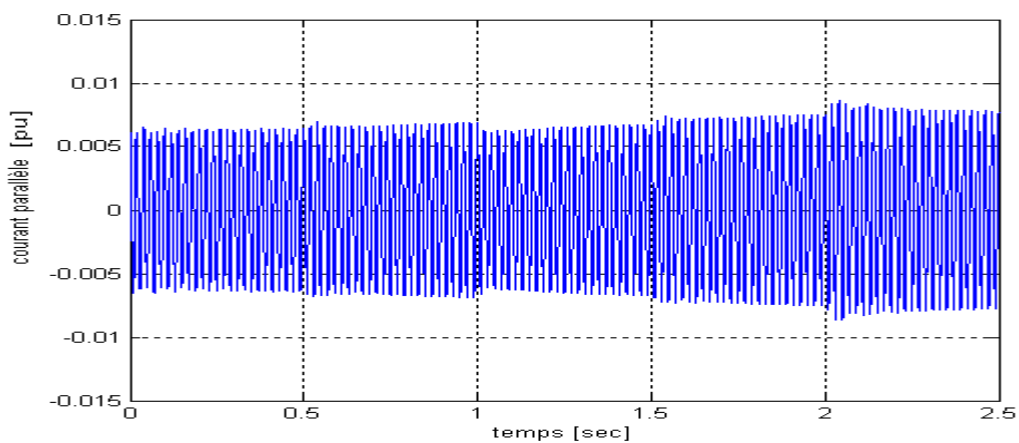


Figure 3.22 Variation de courant parallèle injecté par le compensateur parallèle

Le réglage du courant parallèle est illustré par la figure 3.23 qui montre un asservissement correct.

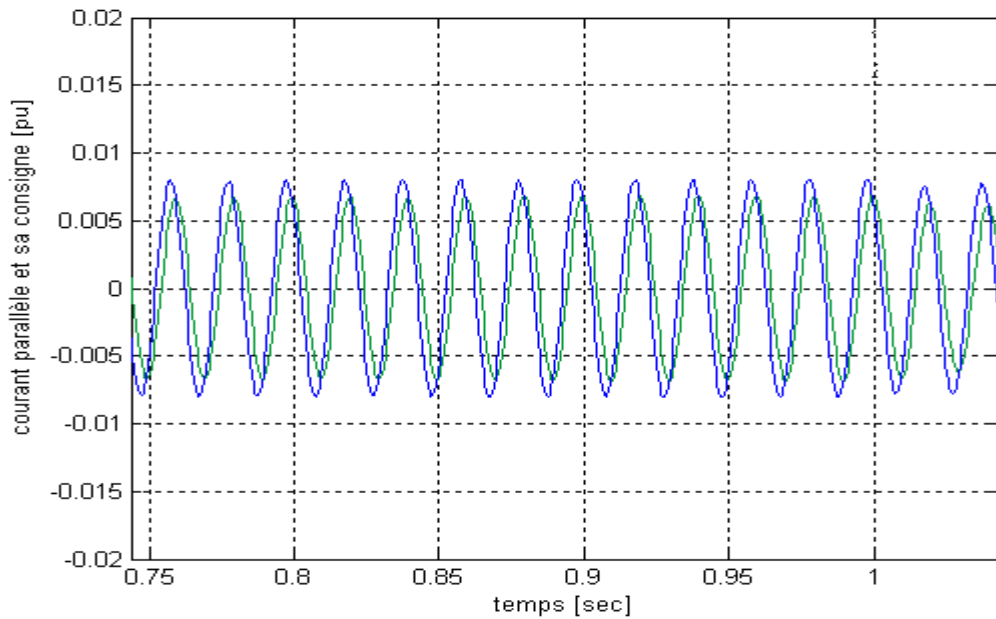


Figure 3.23 Variation de courant parallèle

La figure 3.24 montre que le compensateur parallèle permet d'insérer d'une tension de compensation en parallèle avec la ligne pour assurer la régulation de tension continue aux bornes de condensateur et la puissance réactive injectée par le compensateur parallèle.

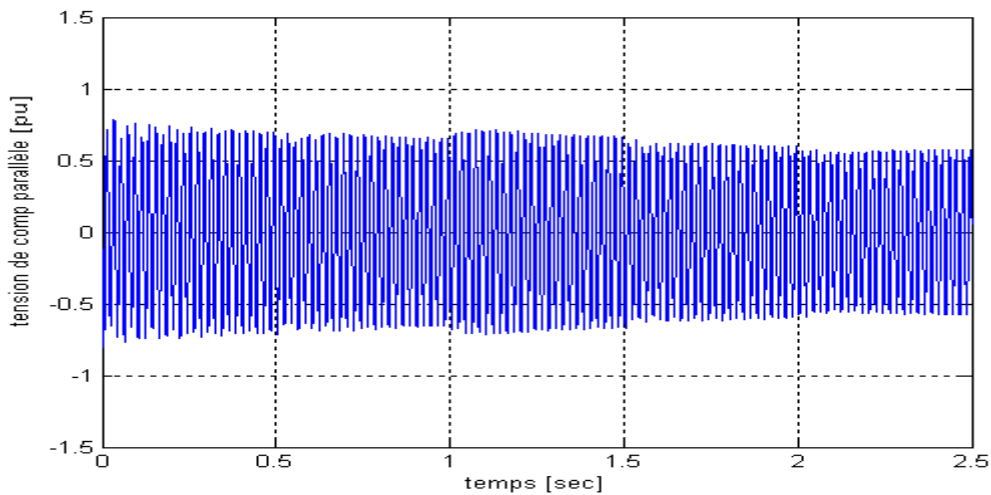


Figure 3.24 Variation de la tension de compensation parallèle

La variation de courant de sortie du générateur montrée par la figure 3.25 est analogue à celle observée l'UPFC (Fig.3.17)

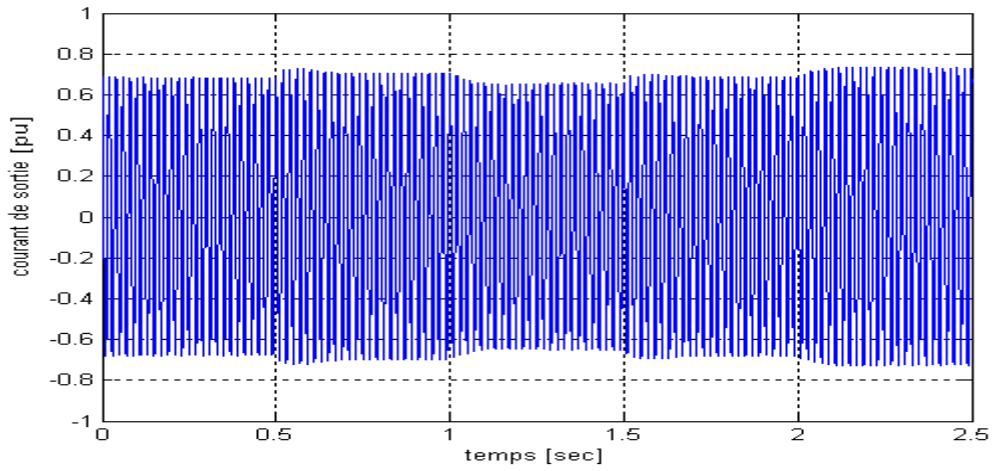


Figure 3.25 Variation de courant de sortie du générateur

La figure 3.26 montre une relation directe entre la variation de la tension de sortie du générateur et la puissance réactive puis qu'on observe des variations de tension aux instants de changement de consigne de la puissance réactive. Ceci confirme la relation Q/V.

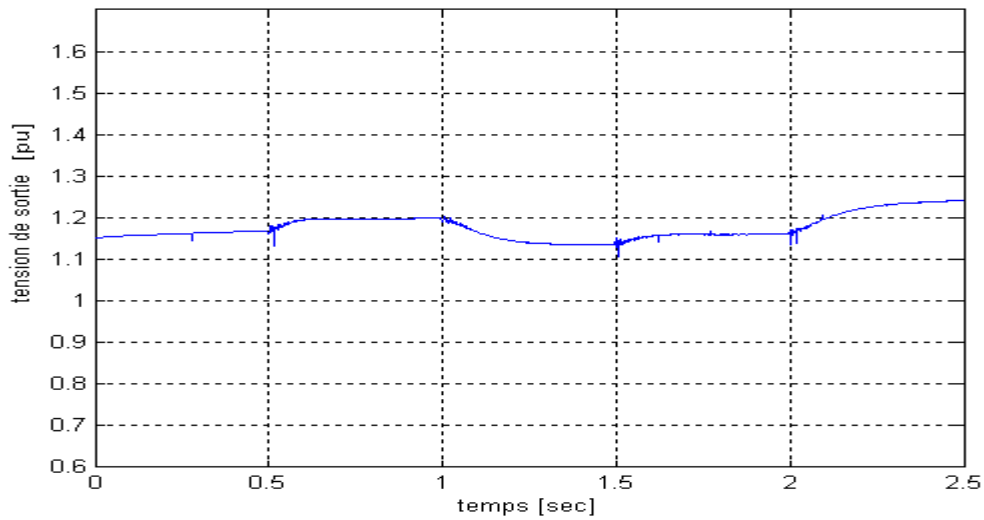


Figure 3.26 Variation de la tension de sortie du générateur

La figure 3.27 montre que la puissance électrique de sortie du générateur présente la même variation avec la puissance active au point de connexion de l'UPFC.

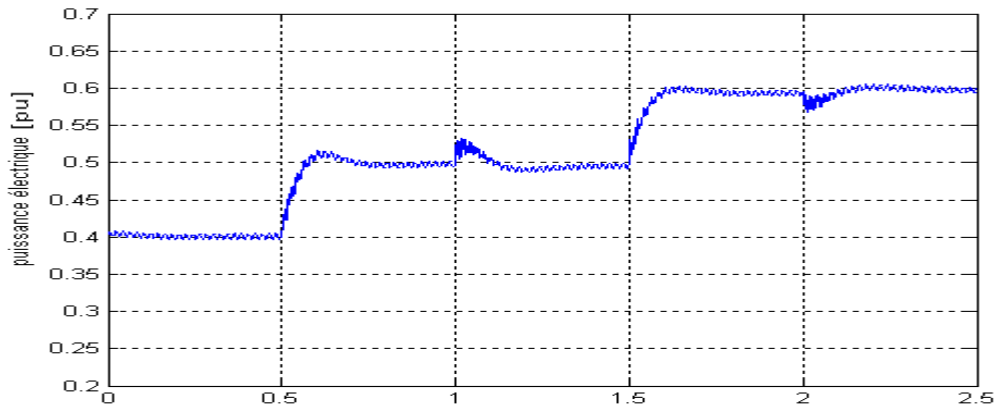


Figure 3.27 Variation de la puissance électrique de sortie du générateur

La figure 3.28 montre la variation de vitesse du générateur dans les instants de changement de consigne de puissance active à cause de la relation directe entre ces deux grandeurs. Et confirmant donc la relation P/f.

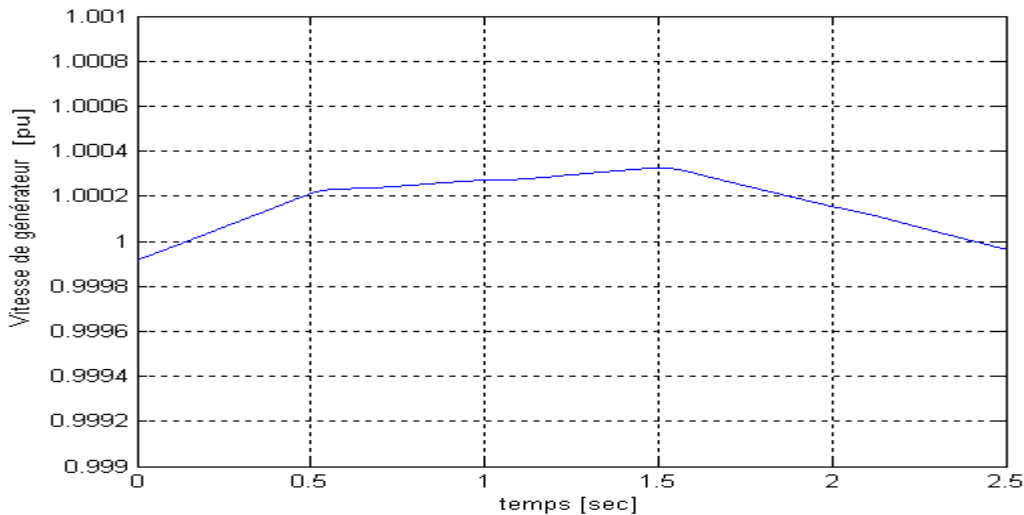


Figure 3.28 Variation de la vitesse du générateur

3.5.2 Effet de l'UPFC dans le cas d'un défaut court circuit triphasé est localisé au point P dans le réseau

Dans les mêmes conditions qu'au chapitre 1. C'est-à-dire survient à $t=0.2s$ et est éliminé au bout 245ms. Les caractéristiques de consigne de l'UPFC sont :

$$P_{ref}=0.52 \text{ W.}$$

$$Q_{ref}=0.52 \text{ Var.}$$

$$V_{dc}=1 \text{ pu.}$$

Les figures 3.29, 3.30 et 3.31 représentent les variations des puissances. On observe un régime transitoire durant de défaut puis à 0.8s le système retrouve sa stabilité sous l'effet de l'UPFC.

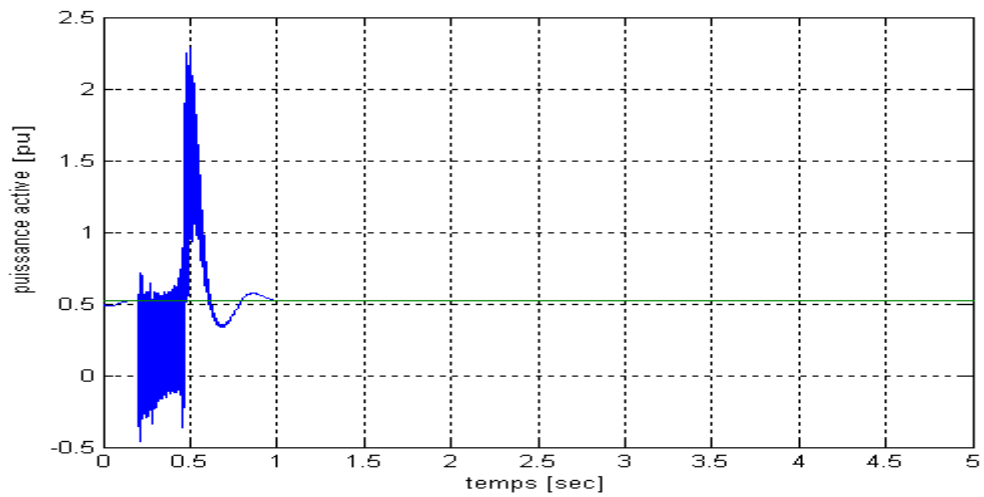


Figure 3.29 Variation de la puissance active transportée sur la ligne

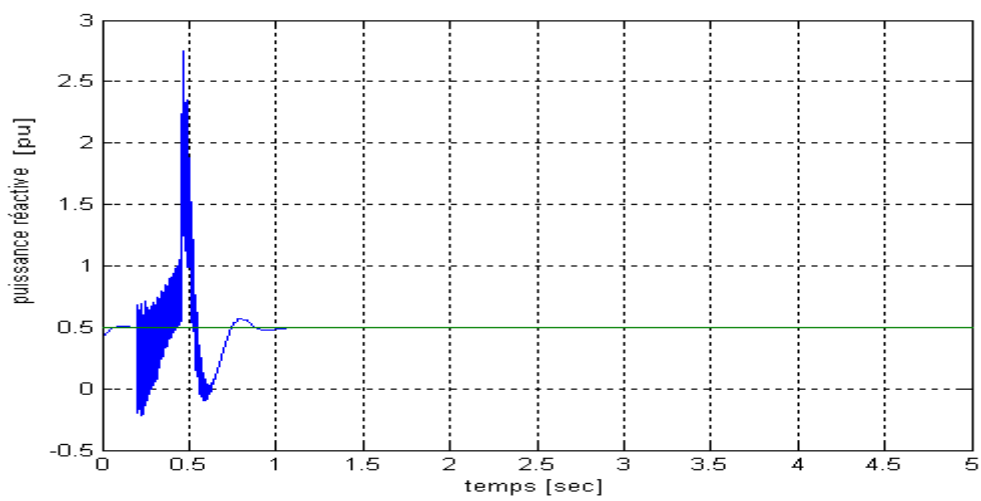


Figure 3.30 Variation de puissance réactive transportée sur la ligne

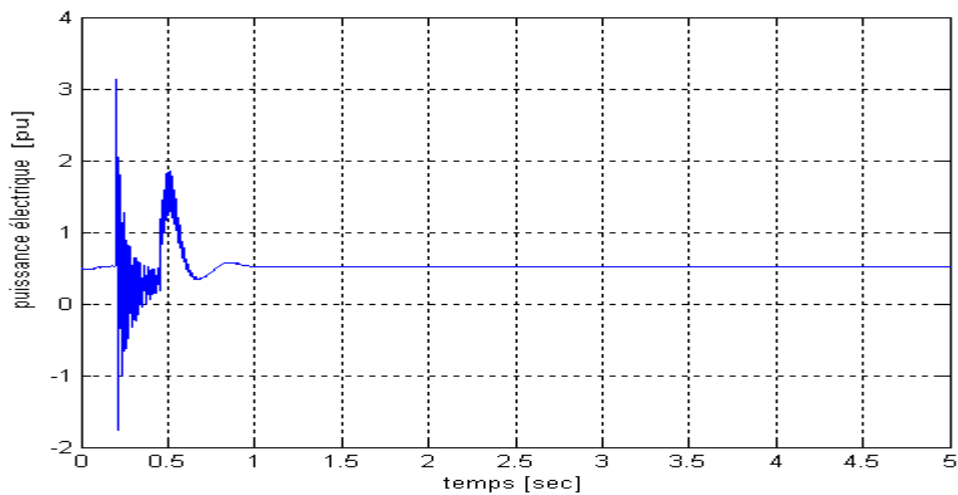


Figure 3.31 Variation de la puissance électrique de sortie du générateur

Les figures 3.32, 3.33 et 3.34 montrent le comportement de la vitesse, de l'angle de charge et de la tension aux bornes du générateur dans les trois cas : sans régulation, avec régulation classique et avec UPFC. La meilleure performance de l'UPFC est nettement apparente.

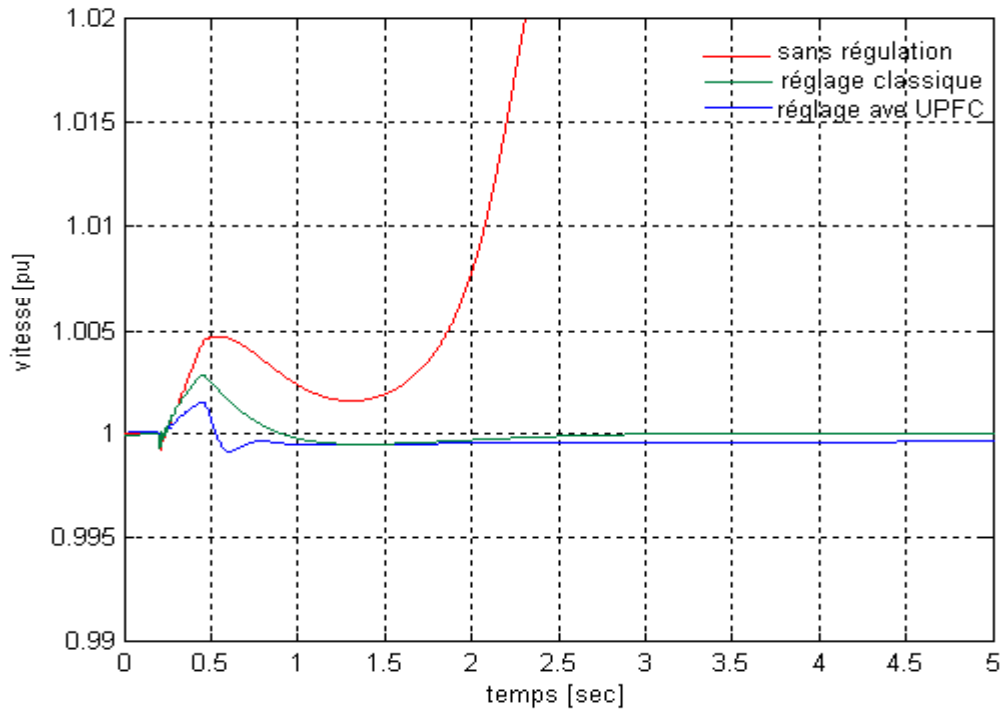


Figure 3.32 Variation de la vitesse du générateur

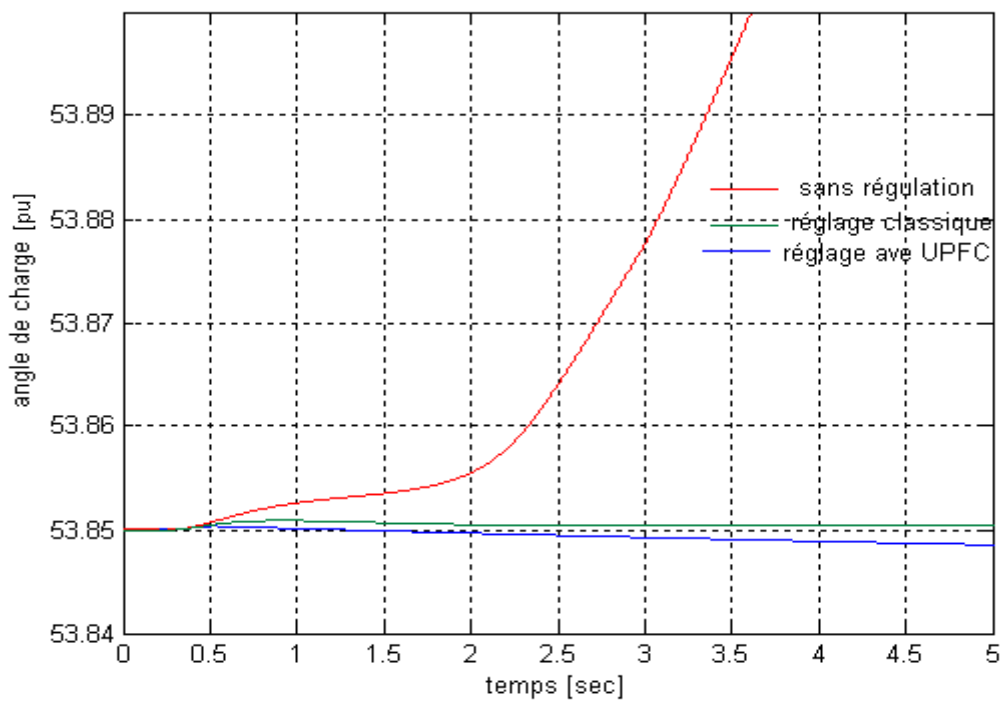


Figure 3.33 Variation de l'angle de charge du générateur

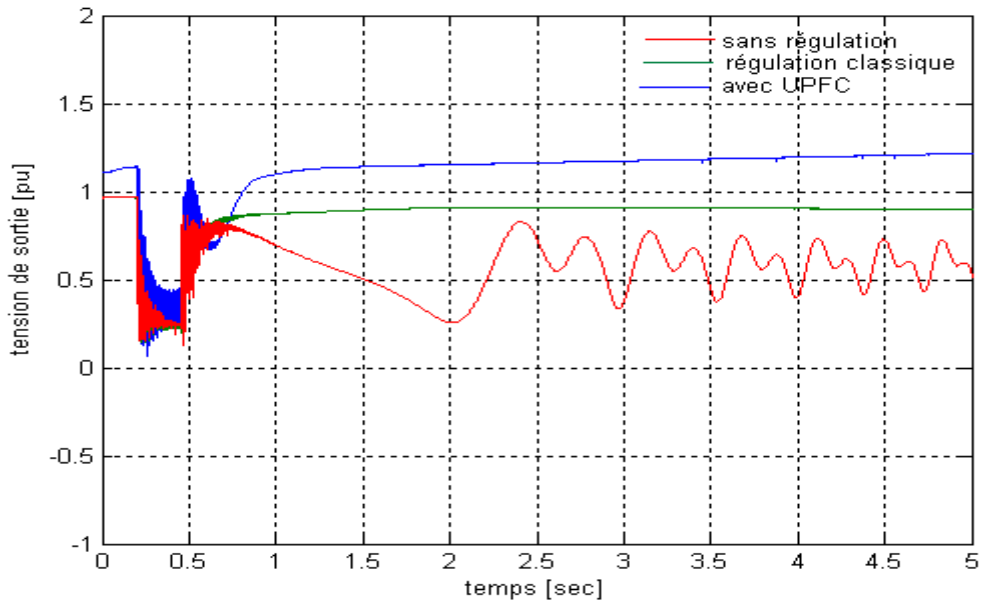


Figure 3.34 Variation de la tension aux bornes du générateur.

La variation de courant de sortie du générateur a sa dynamique améliorée par l'UPFC puis qu'après un régime transitoire on observe une stabilisation après $t=0.7s$.

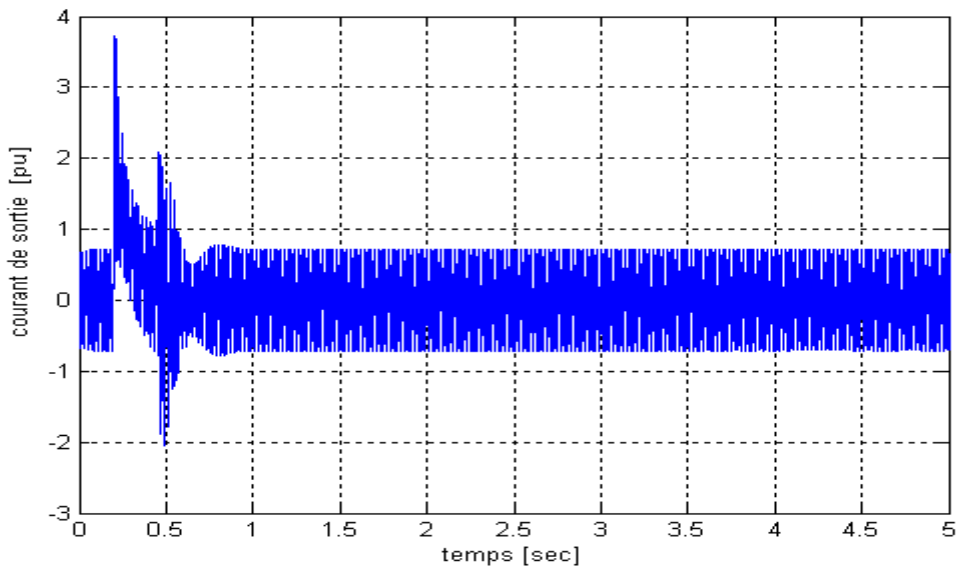


Figure 3.35 Variation de courant de sortie du générateur.

Les résultats obtenus ci-dessous le sont avec les grandeurs de l'UPFC variant comme indiqué sur les figures 3.36, 3.37 et 3.38

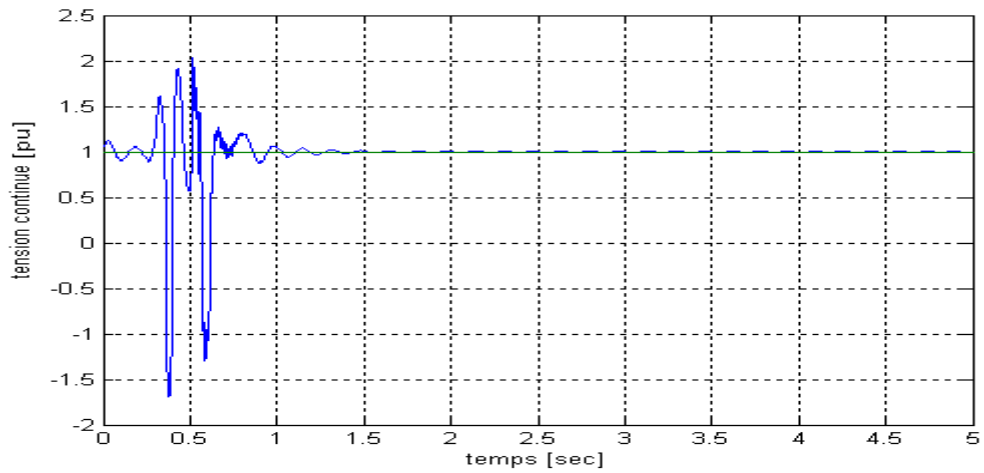


Figure 3.36 Variation de la tension continue aux bornes du condensateur V_{dc}

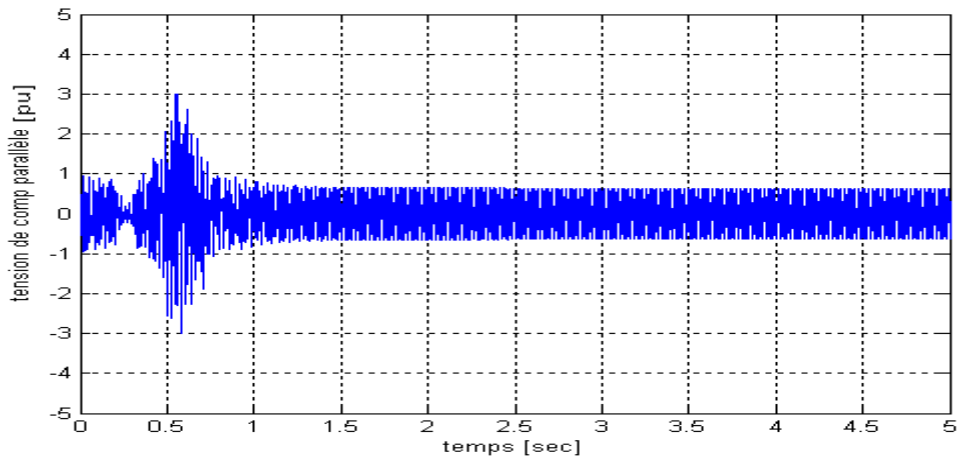


Figure 3.37 Variation de la tension de compensation série V_s

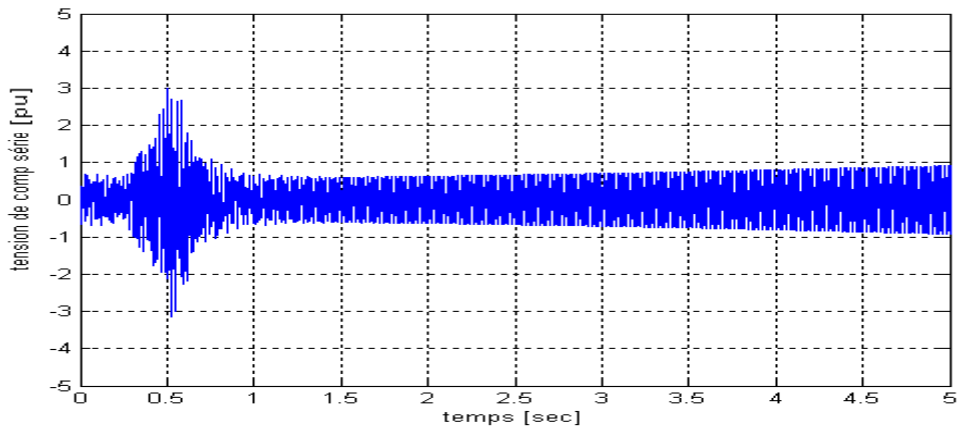


Figure 3.38 Variation de la tension de compensation parallèle V_p

3.5.3 Influence de l'UPFC en cas de changement de topologie après élimination du défaut

Des disjoncteurs d'extrémités de la ligne en défaut éliminent ce dernier par ouverture et changement donc la topologie du réseau après élimination du défaut. Les résultats obtenus sont donnés par les figures 3.39 à 3.46. On observe une diminution du régime transitoire par rapport à la situation précédente (paragraphe 3.2.5).

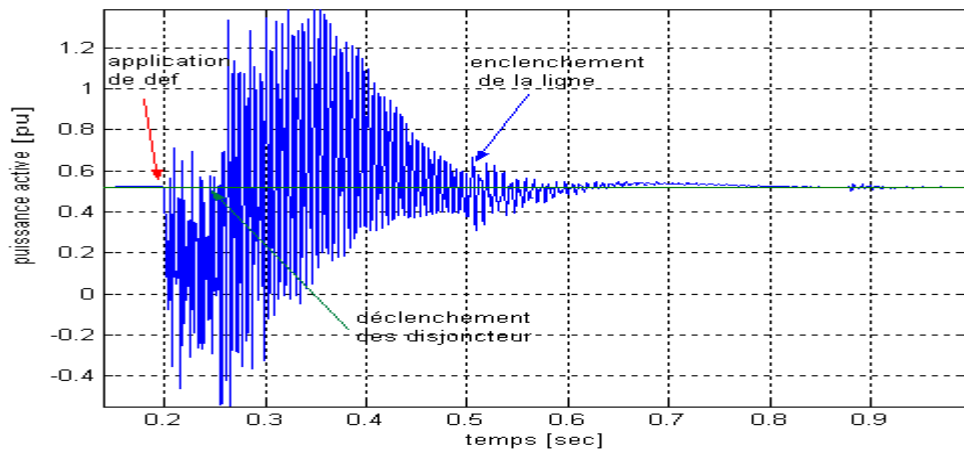


Figure 3.39 Variation de puissance active transporté par la ligne

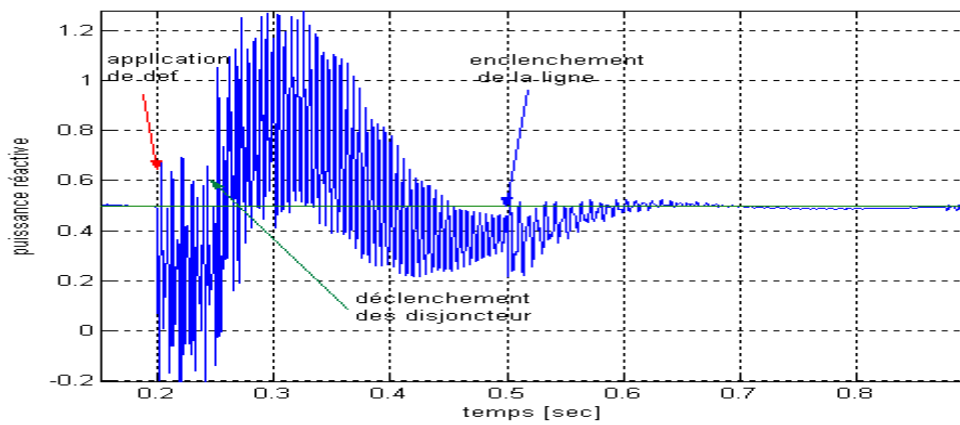
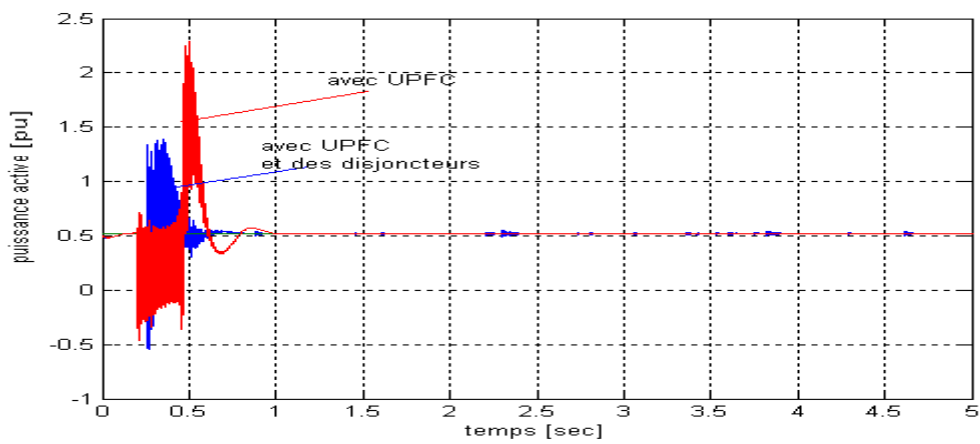


Figure 3.40 Variation de puissance réactive transporté par la ligne



3.41 Variation de la puissance active

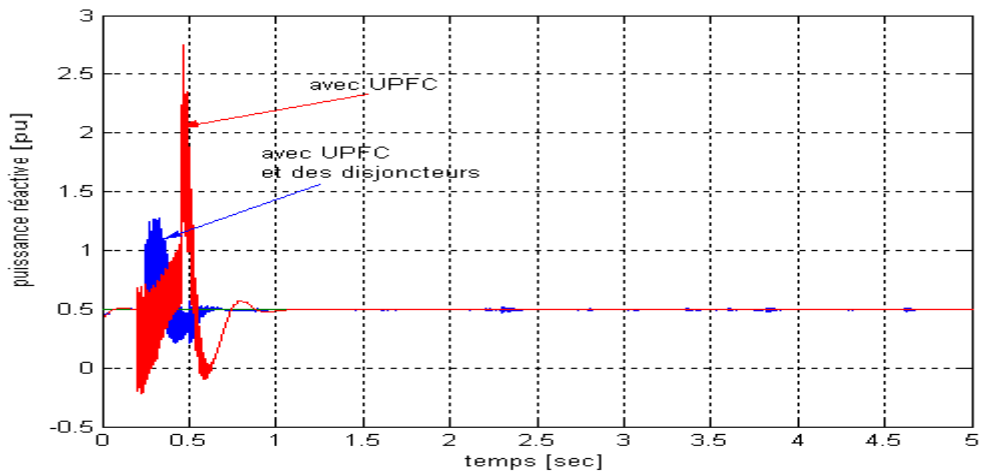


Figure 3.42 Variation de la puissance réactive

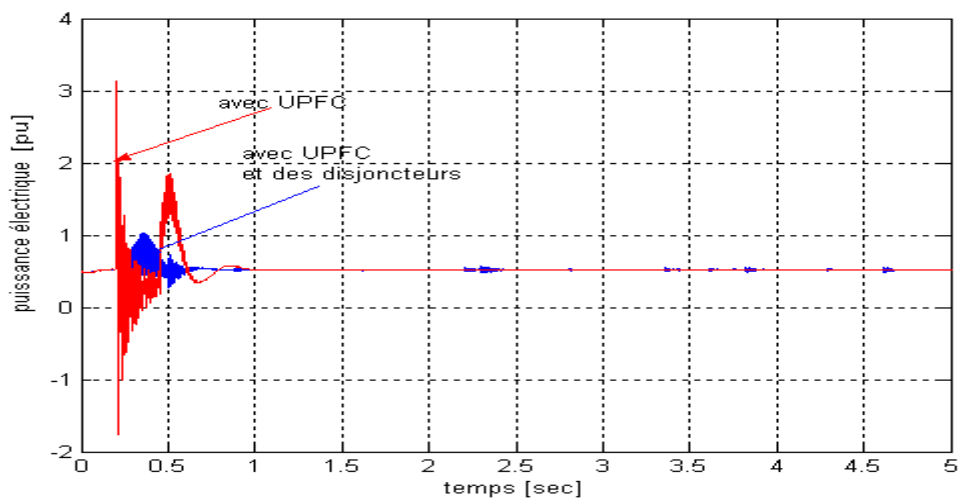


Figure 3.43 Variation de puissance électrique de sortie de générateur

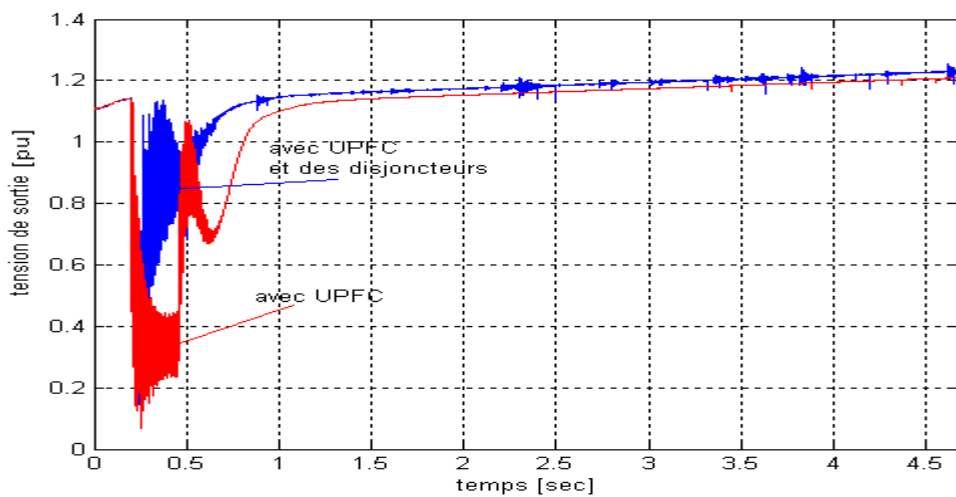


Figure 3.44 Variation de la tension de sortie du générateur

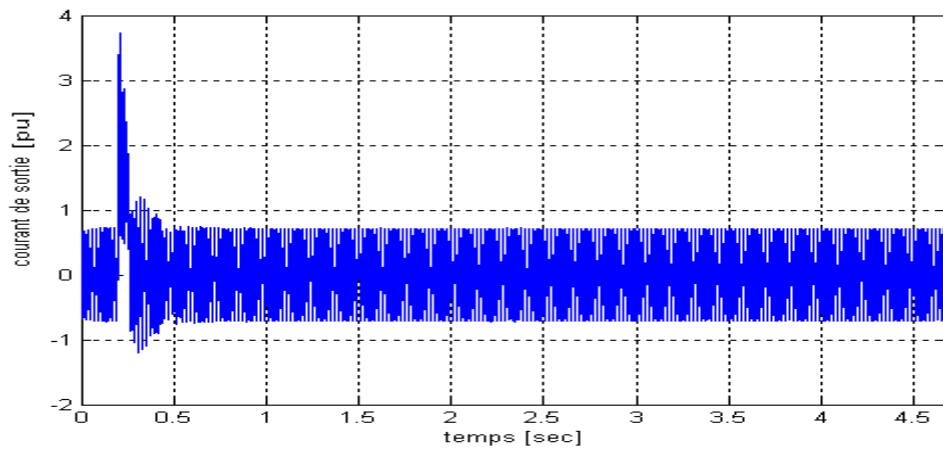


Figure 3.45 Variation de courant de sortie

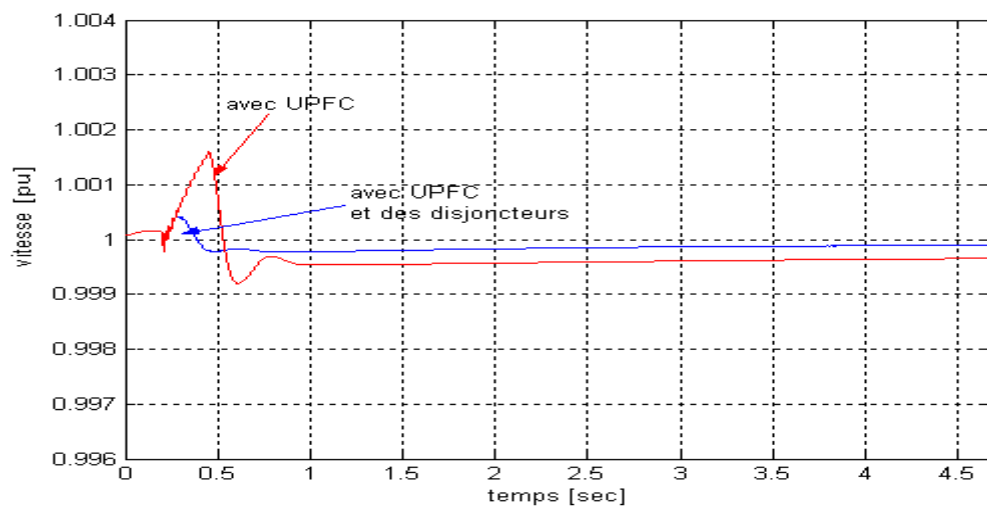


Figure 3.46 Variation de vitesse

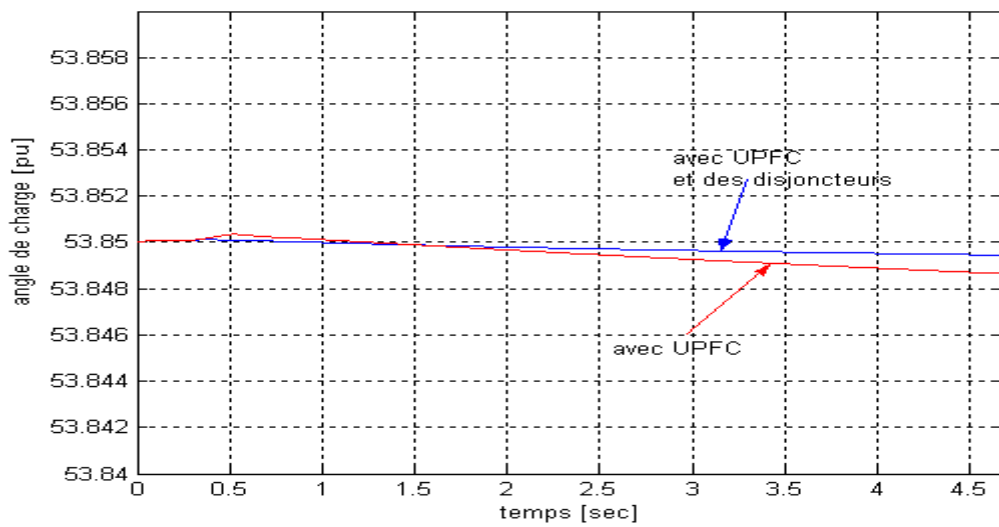


Figure 3.47 Variation de l'angle de charge

3.6 Conclusion

Les performances du variateur de charge universel (UPFC) comparées à celles de la régulations classique s'avèrent être les meilleures en permettant une tenue de réseau électrique dans des plages acceptables de stabilité.

CHAPITRE 4

Contrôle avancé non- linéaire de l'UPFC

4.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous utilisons la stratégie de la commande non linéaire par la théorie de Lyapunov et par mode de glissement de l'UPFC pour améliorer la stabilité de système étudié. Nous évoquons brièvement les deux théorie : celle de Lyapunov et celle par mode de glissement. Nous examinons l'effet de l'UPFC ainsi réglé sur le comportement du réseau et comparons ses performances à celles obtenues par réglage analogique. Nous examinons également la robustesse du système.

4.2 Théorie de Lyapunov

4.2.1 Algorithme de Lyapunov

La théorie de la stabilité joue un rôle central en théorie des systèmes. Différents types de problèmes de stabilité peuvent être rencontrés dans l'étude des systèmes dynamiques. Dans cette partie, nous entendons par stabilité des points d'équilibre. La stabilité d'un point d'équilibre est généralement étudiée à l'aide du concept de stabilité au sens de Lyapunov.

Par définition, si un système est dans un état d'équilibre, il restera dans cet état pour t variant dans le temps. L'étude de la stabilité au sens de Lyapunov consiste en l'étude des trajectoires du système quand l'état initial est voisin d'un état d'équilibre. Cela reflète la possibilité de perturbations affectant le système, sous forme de conditions initiales non nulles [EDU89].

L'objet de la théorie de la stabilité est de tirer des conclusions quant au comportement du système sans calculer explicitement ses trajectoires. La contribution majeure fut apportée par A.M. Lyapunov, en 1892, dont les travaux n'ont été connus qu'à partir des années 60 [ARZ04, HAN04, KHA02, GHA00].

L'évolution d'un système peut être définie par une équation différentielle dans l'espace d'état de la forme ci-dessous :

$$\dot{x}(t) = f(x, u, t) \quad (4.1)$$

où x est le vecteur d'état et u l'entrée du système

Lorsqu'il y a un système non linéaire formé par le modèle d'état ci-dessous :

$$\dot{x} = f(x) \quad \text{avec} \quad x \in R^n \quad (4.2)$$

On recourt à la méthode de Lyapunov qui développe la théorie suivante : En supposant qu'il existe une fonction scalaire $\gamma(x)$ positif

$$\begin{aligned} \gamma(x) &> 0 \\ \forall x &\neq 0 \end{aligned} \quad (4.3)$$

et $\gamma(0) = 0$

Alors :

a) le système est asymptotiquement stable si $\dot{\gamma}(x) = \frac{d\gamma(x)}{dt} < 0 \quad \forall x \neq 0$ (4.4)

b) il est L. stable (stable au sens de Lyapunov) si $\dot{\gamma}(x) = \frac{d\gamma(x)}{dt} \leq 0 \quad \forall x \neq 0$ (4.5)

c) il est exponentiellement stable si

$$\dot{\gamma}(x) = \frac{d\gamma(x)}{dt} \leq -\beta \cdot \gamma(x) \quad \forall x \neq 0 \quad \text{et } \beta > 0 \quad (4.6)$$

La synthèse par Lyapunov consiste à prendre $\gamma(x) > 0$ qui soit l'image de la norme

$$\gamma(x) > 0 \quad \forall x \neq 0 \quad \text{et } \gamma(0) = 0$$

La commande $u(x)$ doit être telle que l'équation (4.4) soit vérifiée.

4.2.2 Réglage de l'UPFC par la méthode de Lyapunov

Le modèle de réseau électrique utilisant un convertisseur MLI est représenté par l'équation suivante :

$$V_{kres} - V_{\lambda conv} = r \cdot i_{kres} + L \cdot \frac{di_{kres}}{dt} \quad (4.7)$$

$$\frac{di_{kres}}{dt} = \frac{1}{L} [(V_{kres} - V_{\lambda conv}) - r \cdot i_{kres}] \quad (4.8)$$

$k=1,2,3$ et $\lambda=1,2,3$ désignant les phases respectivement du réseau et du convertisseur. V_{kres} est la tension de la phase k du réseau, $V_{\lambda conv}$ est la tension du convertisseur MLI, i_{kres} est le courant de ligne du réseau, r et L sont la résistance et l'inductance de ligne.

La fonction de Lyapunov est :

$$\gamma_k(e_k) = \frac{1}{2} e_k^2 \quad (4.9)$$

e_k est l'erreur sur le réglage de courant

Sa dérivée est de la forme :

$$\dot{\gamma}_k(e_k) = e_k \cdot \dot{e}_k = (i_{kres} - i_{kref}) \cdot \left(\frac{di_{kres}}{dt} - \frac{di_{kref}}{dt} \right) \quad (5.10)$$

L'utilisation des équations 5.8 et 5.10 permet d'obtenir l'équation (4.11) ci-dessous :

$$\dot{\gamma}_k(e_k) = (i_{kres} - i_{kref}) \cdot \left[\frac{1}{L} \cdot \{ (V_{kres} - V_{kconv}) - R \cdot i_{kres} \} - \frac{di_{kref}}{dt} \right] \quad (4.11)$$

Pour obtenir une dérivée de la fonction de Lyapunov négative (Eq.(4.4)), la fonction de commande doit être sous la forme [BEC00] :

$$V_{kcomv} = [V_{kres} - R.i_{kres} + B_k.L.(i_{kres} - i_{kref}) - \frac{di_{kref}}{dt}] \quad (4.12)$$

et par suite en substituant l'équation (4.12) dans l'équation (4.11), on obtient l'équation (4.13) ci-dessous :

$$\dot{\gamma}_k(e_k) = -B_k.e_k^2 = -Bk.(i_{kres} - i_{kref})^2 < 0 \quad (4.13)$$

4.3 Théorie du mode de glissement

4.3.1 Algorithme du mode de glissement

C'est une commande à structure variable (CSV) qui dans le génie électrique porte le nom de commande par mode de glissement. Les commandes CSV sont réputées pour être des commandes robustes vis à vis des variations paramétriques et peu gourmandes en temps de calcul [ILY06].

Dans les systèmes à structure variable utilisant la commande par mode de glissement, trois configurations de base sont possibles. La première correspond à la structure la plus simple où la commutation a lieu au niveau de l'organe de commande lui même. La deuxième structure fait intervenir la commutation au niveau d'une contre-réaction d'état. Et enfin, la troisième structure est une structure par commutation au niveau de l'organe de commande avec ajout de la "commande équivalente". Dans notre travail, nous utiliserons cette dernière.

Le schéma de la structure par commutation au niveau de l'organe de commande est donné sur la figure 4.1. Cette structure de commande est la plus classique et la plus usitée. Elle correspond au fonctionnement tout ou rien des interrupteurs de puissance.

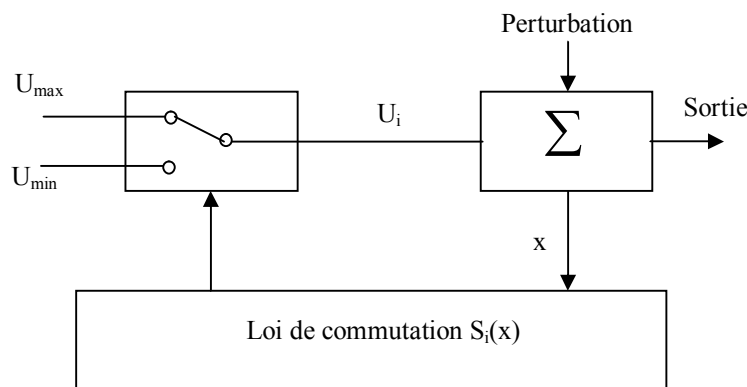


Figure 4.1 Structure de régulation par commutation au niveau de l'organe de commande

Le schéma de la structure par commutation au niveau d'une contre réaction d'état est donné par la figure 4.2. C'est la structure la moins exigeante au niveau de la sollicitation de la commande. Elle s'appuie sur la commande par contre réaction d'état classique où le réglage de la dynamique du système est réalisé par les gains de réglage.

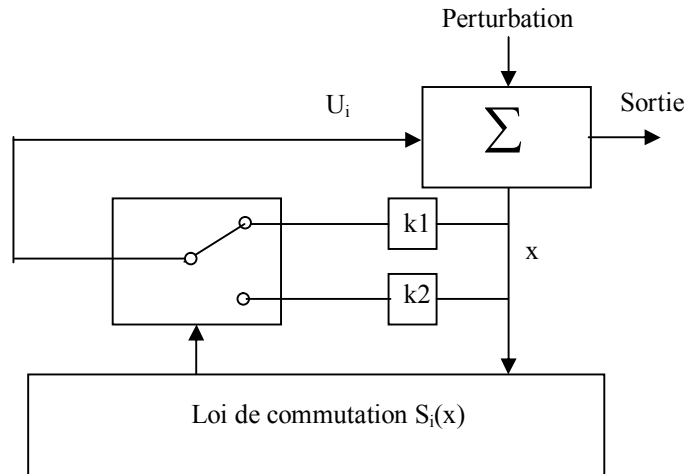


Figure 4.2 Structure de régulation par commutation au niveau de la contre réaction d'état

Le schéma de la structure par commutation au niveau de l'organe de commande, avec ajout de la commande équivalente est donné par la figure 4.3. Cette structure permet de prépositionner l'état futur du système grâce à la commande équivalente. L'organe de commande est beaucoup moins sollicité, mais on est plus dépendant des variations paramétriques du fait de l'expression de cette commande équivalente. En outre, cette structure est très simple d'utilisation.

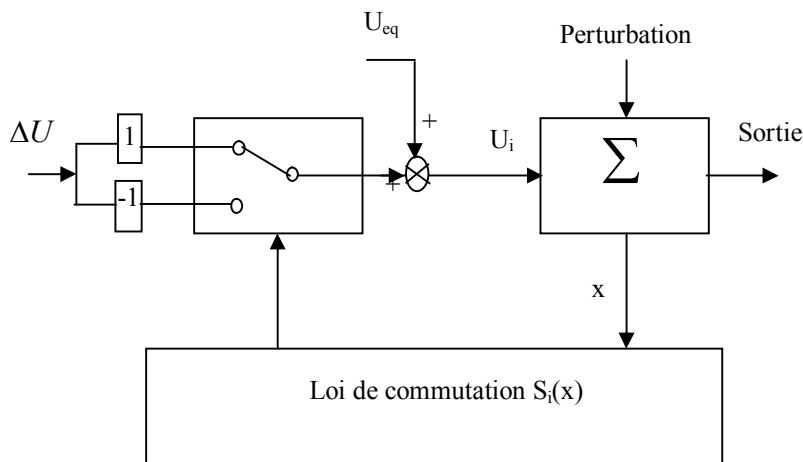


Figure 4.3 Structure de régulation par ajout de la commande équivalente

Le comportement du système est décrit par deux équations différentielles distinctes. Suivant que l'équation d'évolution du système est supérieure ou inférieure à une surface dénommée hypersurface de commutation où :

$$S(x) = (S_1(x) \dots S_m(x)).$$

Dans ce cas, nous avons alors :

$$u(x) = \begin{cases} u^+(x) \rightarrow si & S(x) > 0 \\ u^-(x) \rightarrow si & S(x) < 0 \end{cases} \quad (4.14)$$

En se plaçant dans un espace à 2 dimensions, le principe de discontinuité de la commande

(Eq. 4.14) peuvent- être illustrés par la figure 4.4

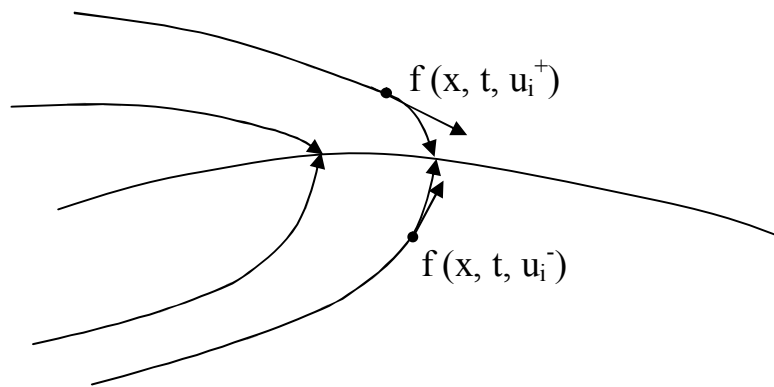


Figure 4.4 Convergence de la trajectoire vers la surface de commutation

Ainsi, le problème de l'existence du régime glissant se résume à analyser la trajectoire du système, qui ne doit pas s'éloigner de l'hyper- surface S [KAZ06]. Nous cherchons à vérifier que la distance et la dérivée de la distance (c'est à dire, la vitesse d'approche) entre la trajectoire et la surface de commutation soient opposées en signe, cela peut être exprimé par les équations ci-dessous :

$$\lim \dot{S} > 0 \text{ quand } S \rightarrow 0^- \quad (4.15)$$

$$\lim \dot{S} < 0 \text{ quand } S \rightarrow 0^+ \quad (4.16)$$

La surface de commutation est choisie de telle sorte que :

$$S = \Delta x = x_{ref} - x \quad (4.17)$$

et

$$G = \begin{pmatrix} \frac{\partial S_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial S_1}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial S_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial S_m}{\partial x_n} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & -1 \end{pmatrix} \quad (4.18)$$

G est une matrice de dimension $(m \times n)$.

L'équation (4.1) peut s'écrire sous la forme

$$\dot{x} = g(x, t) + B(x, t)u \quad (4.20)$$

Où

$$g \in R^n$$

$B(x, t)$ est une matrice de commande

On a :

$$u_{eq} = -(GB)^{-1} Gg(x, t) \quad (4.21)$$

$$\Delta u = -(GB)^{-1} K|S|^{\alpha_j} \text{sign}(S) \quad (4.22)$$

Avec $\alpha \in]0 \ 1[$

$$j \in [1, m]$$

Le vecteur de commande u est alors tel que :

$$u = u_{eq} + \Delta u \quad (4.23)$$

4.3.2 Réglage de l'UPFC par mode de glissement

La synthèse par mode glissement consiste à prendre une surface d'une forme

$$S = \dot{e} + \lambda e \quad (4.24)$$

$$e = x_d - x$$

où e est l'erreur de réglage et λ un coefficient constant.

x_d étant la trajectoire désirée

La commande attractive déterminée par la condition d'attractivité $S \cdot \dot{S} < 0$ assure l'attraction de la trajectoire d'évolution du système vers la surface de glissement $S = 0$.

La commande par mode glissant [BEC00] consiste à :

- Définir une surface de glissement S ,
- choisir une loi de commande qui rapproche la trajectoire le plus possible de la surface,
- déterminer la dynamique du système sur cette surface.

La boucle de régulation de tension continue V_{dc} est représentée par la figure 4.5 ci-dessous :

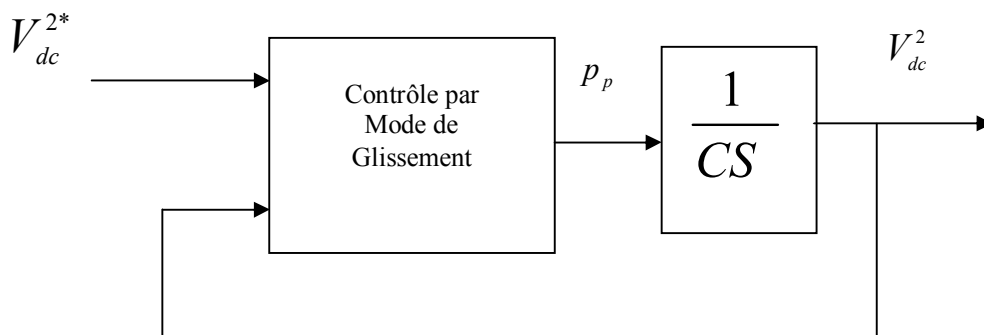


Figure 4.5 La boucle de régulation de tension continue

C est la capacité du condensateur d'accumulation d'énergie.

En posant $x=V_{dc}^2$, on obtient le modèle suivant :

$$\begin{aligned}\dot{x} &= \frac{P_p}{C} \\ x_d &= V_{dc}^{*2}\end{aligned}\tag{4.25}$$

En prenant comme surface de glissement $S = e$, on obtient

$$\dot{S} = \dot{x}_d - \dot{x}\tag{4.26}$$

La condition $S.\dot{S} < 0$ assure l'attractivité de la trajectoire vers la surface de glissement. Pour ce faire, il suffit de choisir la commande telle que :

$$P_p = -KCsign(S) = -KCsign(V_{dc}^{2*} - V_{dc}^2)\tag{4.27}$$

4.4 Réglage de l'UPFC utilisant Lyapunov et mode de glissement

La figure 4.6 ci- dessous montre le schéma de principe de commande du système UPFC par l'utilisation de deux stratégies de commande : la commande par Lyapunov et la commande par mode de glissement

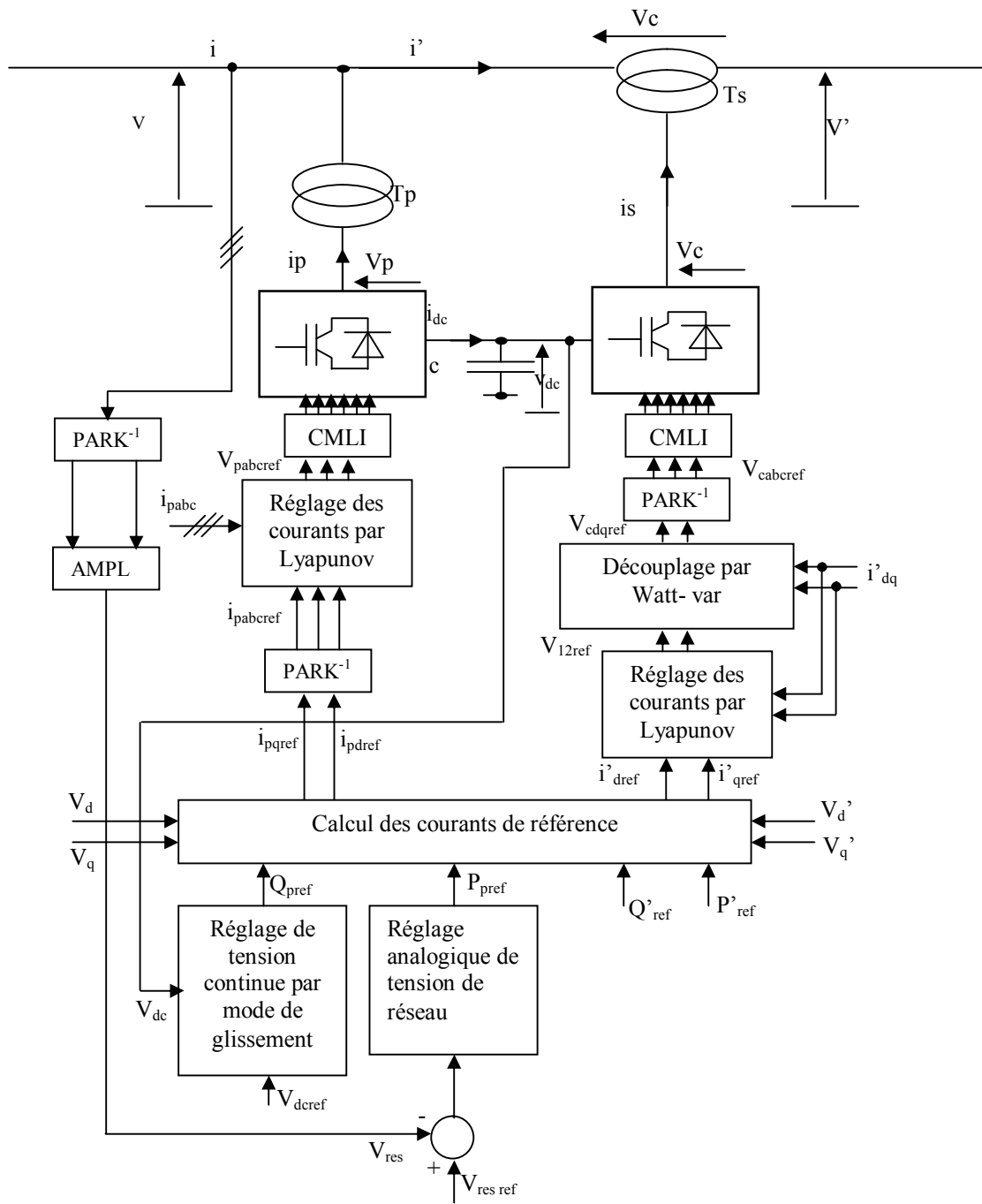


Figure 4.6 modèle de commande de l'UPFC par Lyapunov et par mode de glissement.

On examine l'effet de l'UPFC avec cette configuration dite contrôle avancé sur l'asservissement des puissances et le comportement du réseau en cas de court circuit triphasé. Nous étudierons enfin la robustesse du système utilisé.

4.4.1 Asservissement des puissances

On applique des variations de consignes au niveau de la puissance active et la puissance réactive dans les mêmes conditions qu'au chapitre trois où nous avons utilisé le réglage analogique de l'UPFC. Nous comparons les performances des deux systèmes de réglage.

Les figures 4.7 et 4.8 représentent respectivement la variation de puissance active et la variation de puissance réactive. Elles montrent une dynamique améliorée avec moins des dépassements et des

réponses rapides quand on utilise le contrôle avancé. Par cette technique de commande, le découplage entre les deux types de puissance est assuré.

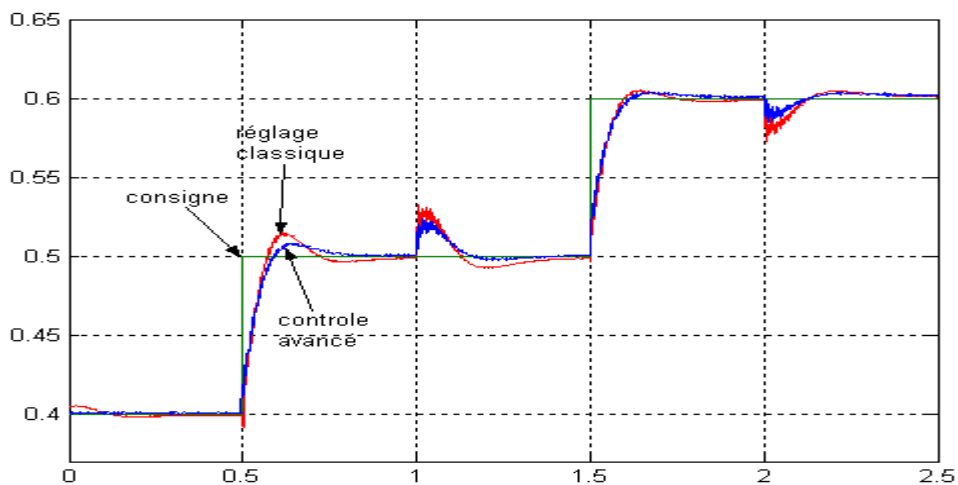


Figure 4.7 Variation de puissance active transportée sur la ligne

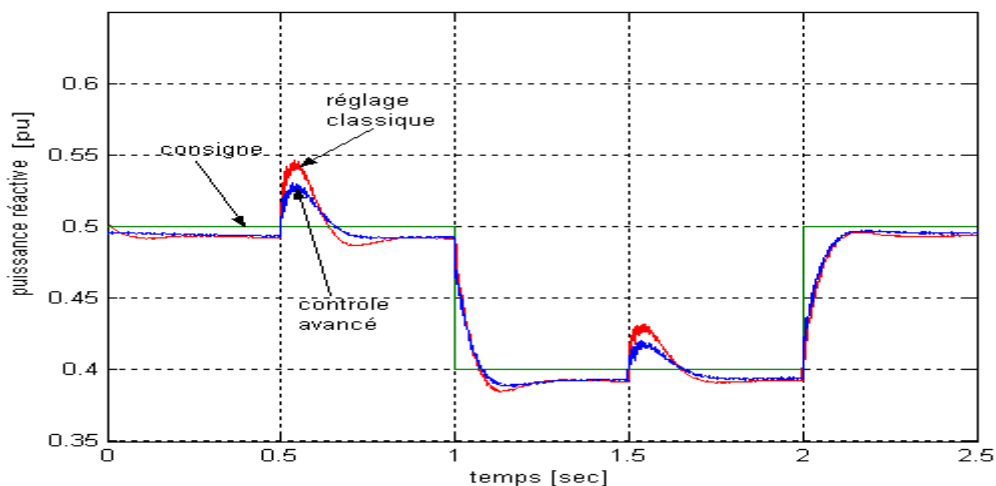


Figure 4.8 Variation de puissance réactive transportée sur la ligne

La figure 4.9 montre la fluctuation de la tension continue aux bornes de condensateur. On observe une meilleure réponse transitoire avec moins d'ondulations et des dépassements réduits à cause de l'efficacité de la commande par mode de glissement.

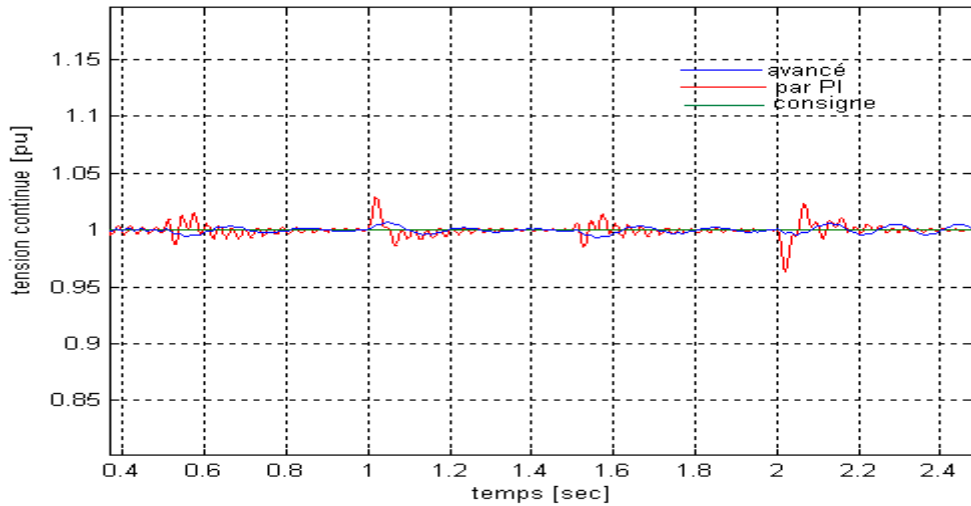


Figure 4.9 Variation de la tension continue aux bornes de condensateur

Les figures 4.10 et 4.11 montrent la variation des puissances active et réactive injectées par le compensateur parallèle vers le réseau de transport.

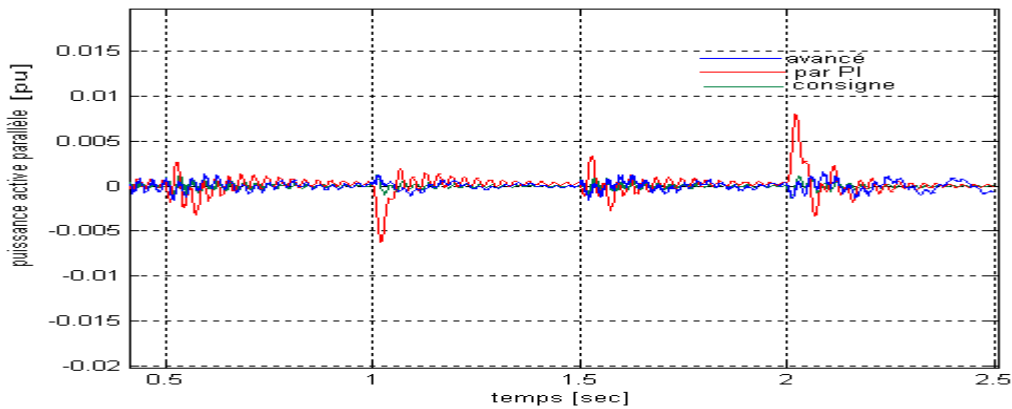


Figure 4.10 Variation de la puissance active injectée par le compensateur parallèle

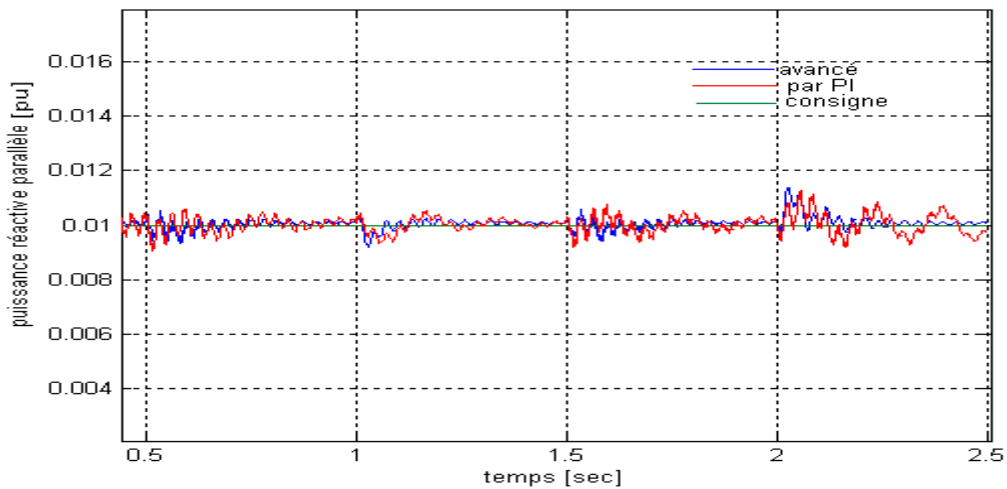
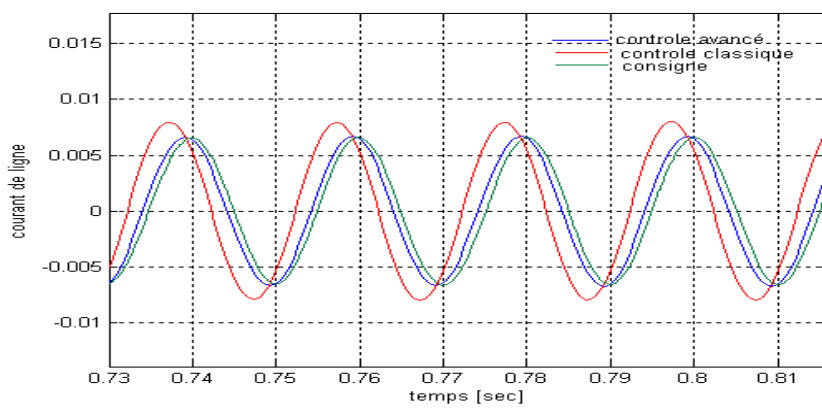
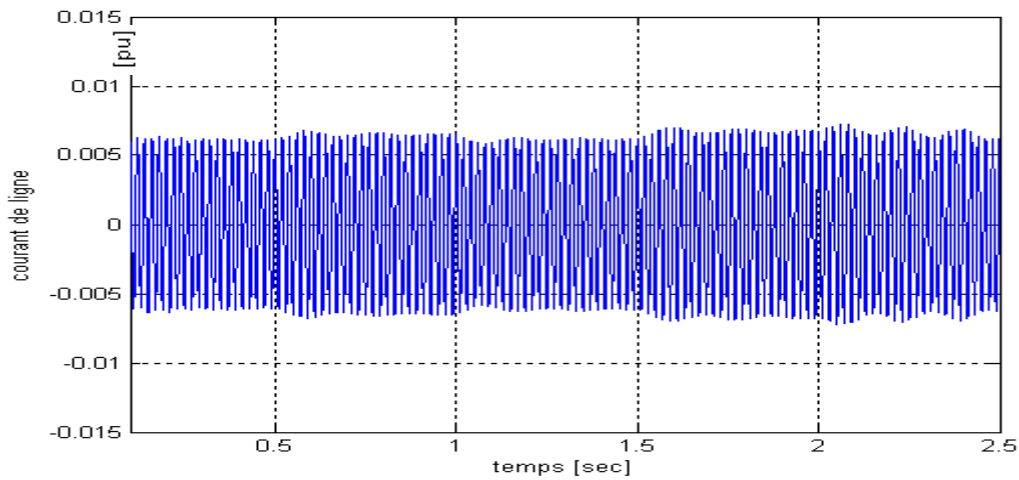


Figure 4.11 Variation de la puissance réactive injectée par le compensateur parallèle

La figure 4.12 représente la variation de courant injecté par le compensateur parallèle. On remarque une meilleure poursuite de la consigne: La variation du courant réel se fait avec des petites

perturbations pour chaque variation de consigne comme le montre la figure 4.12a et au rythme du courant de consigne comme le montre la figure 4.12b. Cette performance est due à l'utilisation de l'algorithme de Lyapunov.

(a)



(b)

Figure 4.12 variation de courant injecté par le compensateur parallèle.

Les figures 4.13 et 4.14 montrent respectivement la variation de tension de compensation série et la variation de tension de compensation parallèle injectées par l'UPFC.

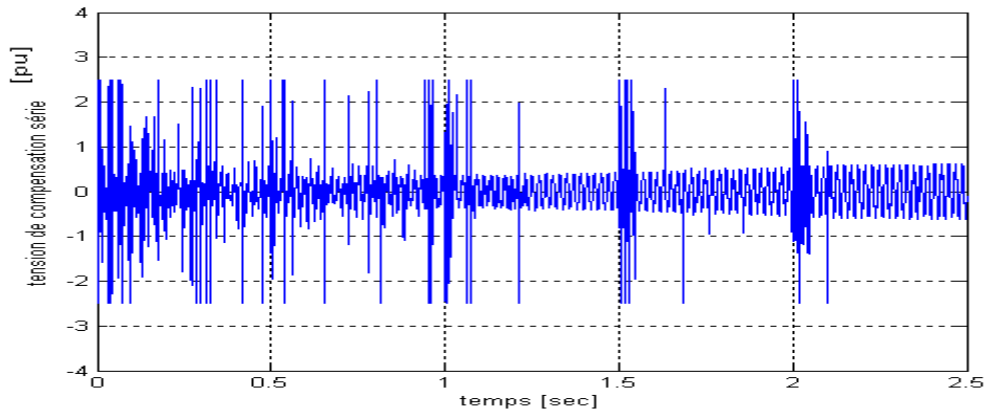


Figure 4.13 Variation de tension de compensation série.

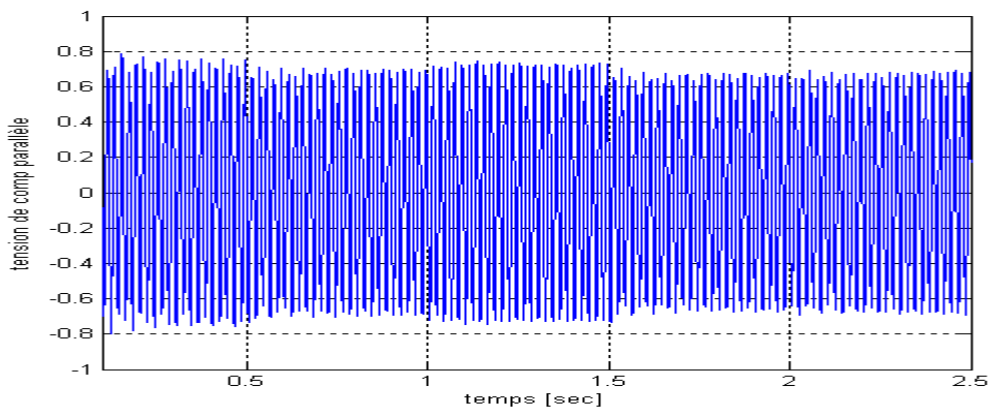
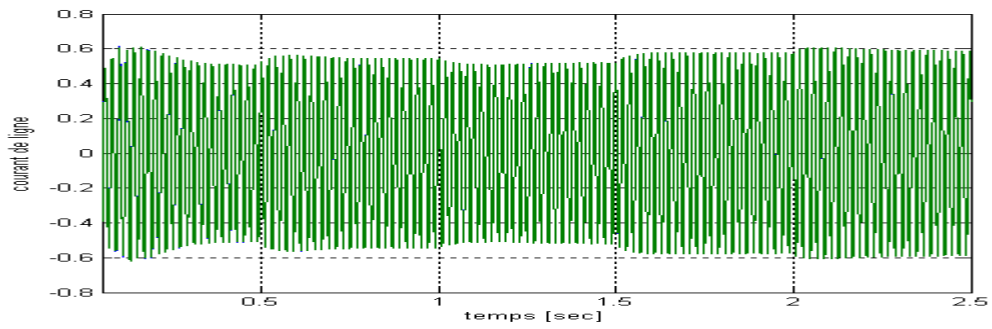
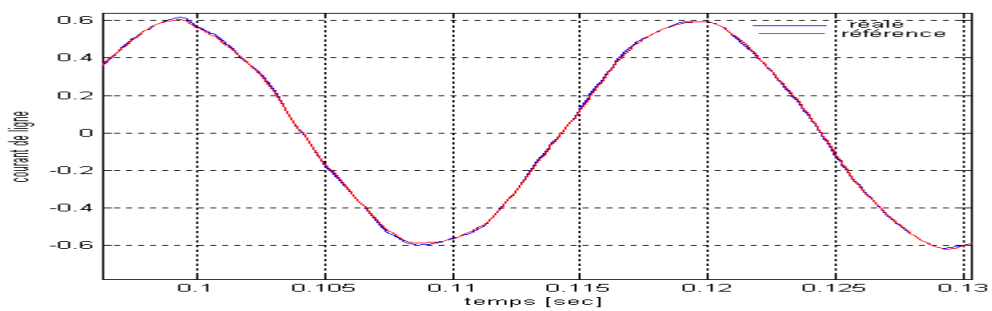


Figure 4.14 Variation de tension de compensation parallèle.

La figure 4.15 montre la variation de courant de ligne qui respecte absolument la consigne.



(a)



(b)

Figure 4.18 Contrôle du courant transporté sur la ligne

4.4.2 Simulation d'un court-circuit

Nous appliquons un défaut court-circuit triphasé dans les mêmes conditions qu'au chapitre trois. On obtient les résultats ci-dessous.

Les figures 4.19), (4.20) montrent les fluctuations des puissances avant, durant et après le défaut comme on remarque et par comparaison avec la régulation par PI analogique la dynamique est plus améliorée, on observe la diminution de régime transitoire et la capacité des ondulations à cause de l'efficacité de la synthèse par Lyapunov.

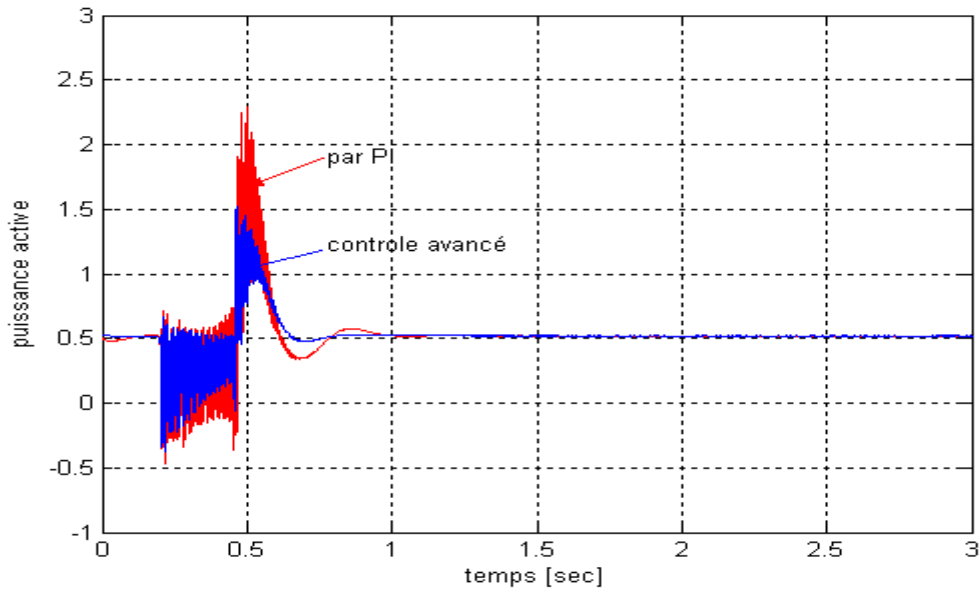


Figure 4.19 Variation de puissance active transporté sur la ligne.

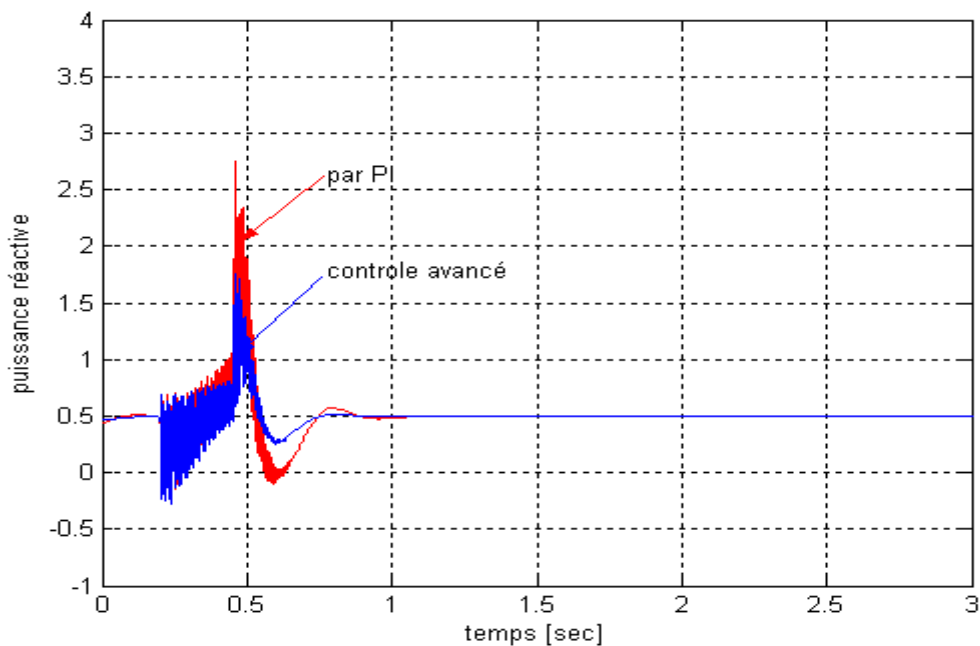


Figure 4.20 Variation de puissance réactive transporté sur la ligne.

Dans ces sur constants la commande par mode de glissement est très adapter pour améliorer les performances régulatrices de la tension continue aux bornes de condensateur comme la montre la

figure (4.21), pour tous les cas ce type de contrôleur toujours permet d'assuré une bonne stabilité de la tension continue autour de sa consigne.

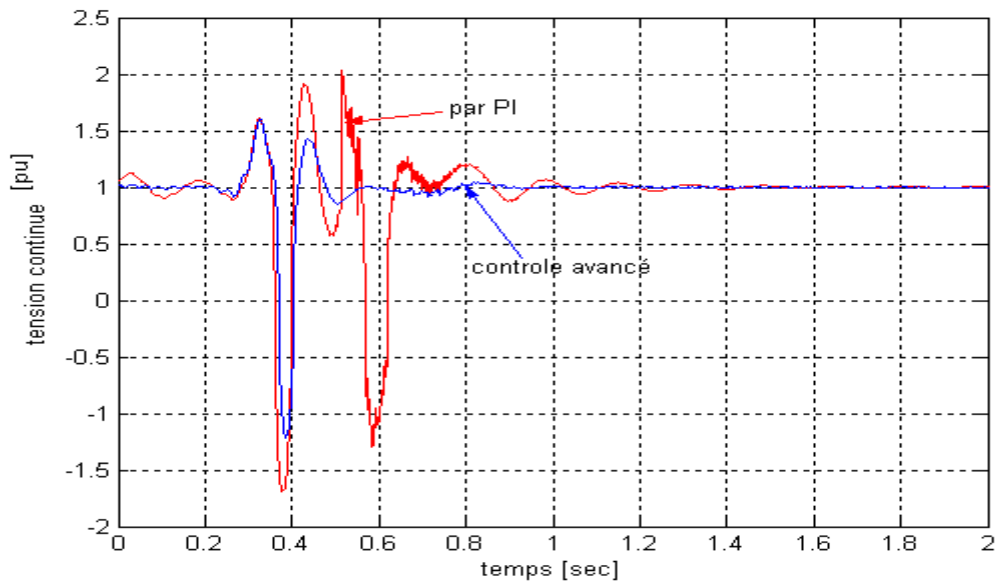


Figure 4.21 Variation de tension continue aux bornes de condensateur.

L'utilisation de l'algorithme de Lyapunov pour le réglage de compensateur parallèle permet d'assuré une bonne stabilité des courants parallèle injecté et ensuite la stabilité des puissances active et réactive parallèles comme la montre les figures (4.22), (4.23) et (4.24).

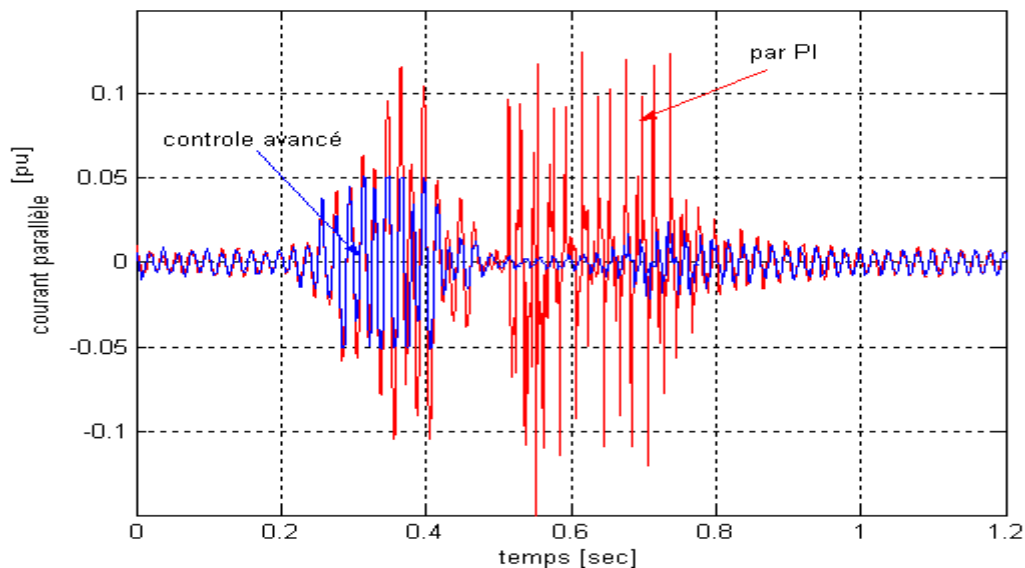


Figure 4.22 Variation des courants injectés par le compensateur parallèle.

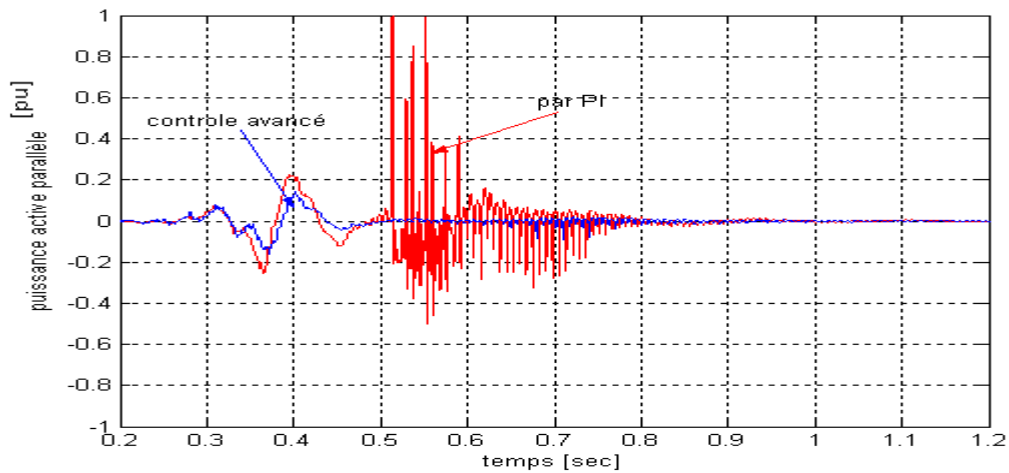


Figure 4.23 Variation de puissance active injectée par le compensateur parallèle.

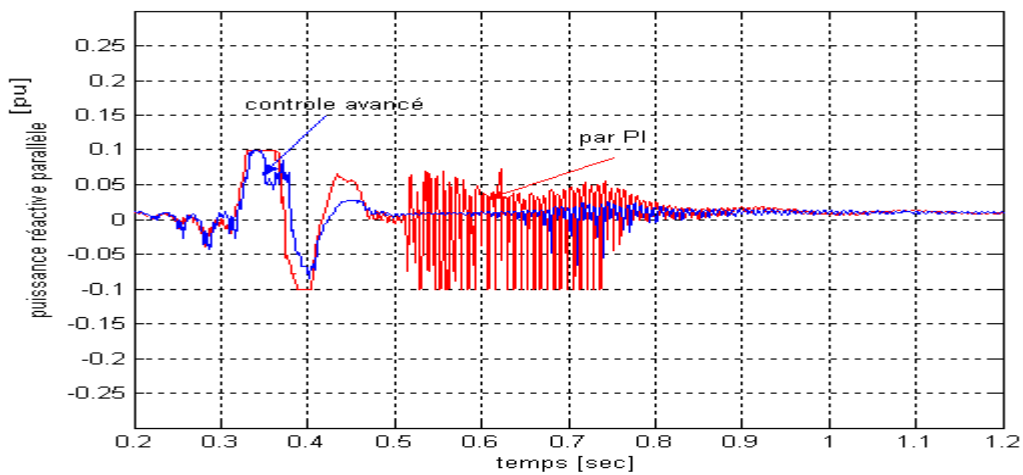


Figure 4.24 Variation de puissance réactive injectée par le compensateur parallèle.

La figure (4.25) représente le courant de sortie du générateur, il est clair que la stabilité est très assurée pour chaque régime transitoire et la dynamique est très améliorée.

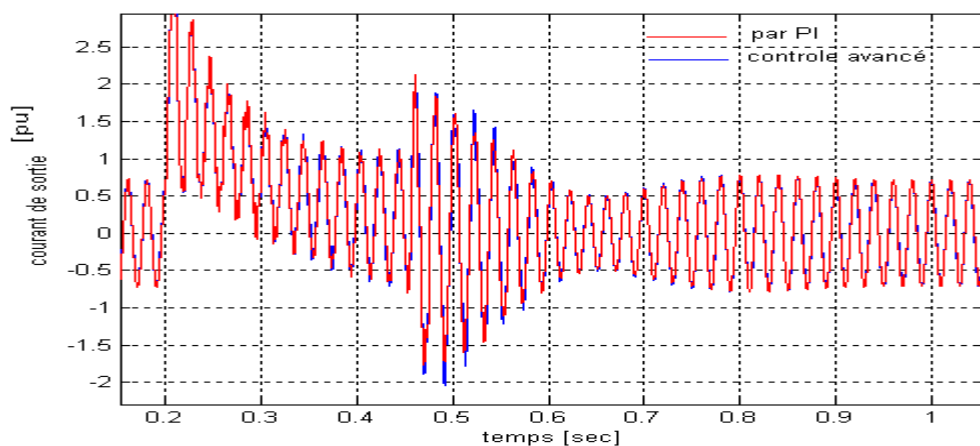


Figure 4.25 variation de courant de sortie du générateur.

La stabilité des courants de sortie permet d'améliorer la réponse transitoire de la tension de sortie, voire la figure (4.26). Comme on remarque il y a moins de diminution de la tension durant de défaut.

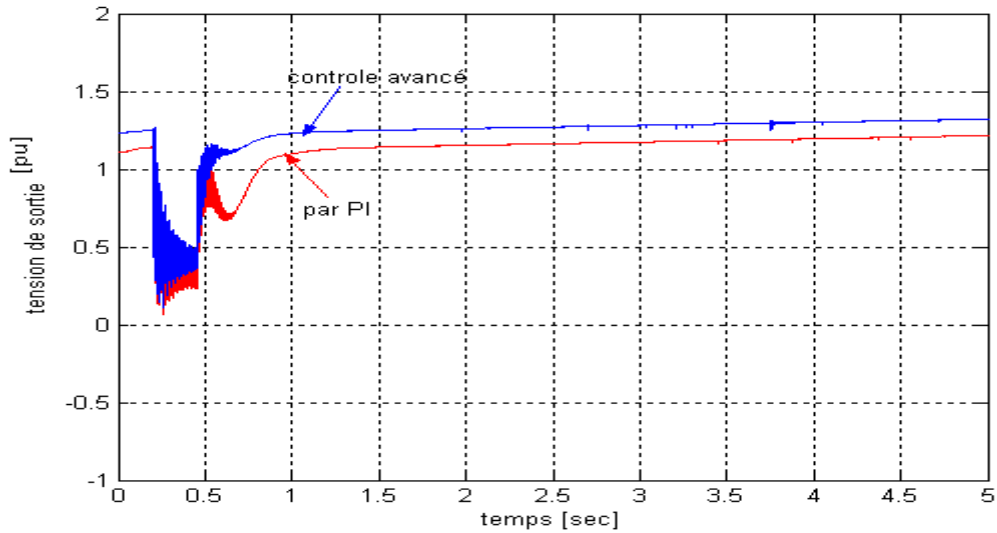


Figure 4.26 variation de tension de sortie du générateur.

La figure 4.27 montre la puissance électrique de sortie du générateur, le but principal d'utilisation de l'UPFC est le réglage et la stabilité des puissances de sortie du générateur, on observe la dynamique est très améliorée par rapport au réglage classique par PI analogique.

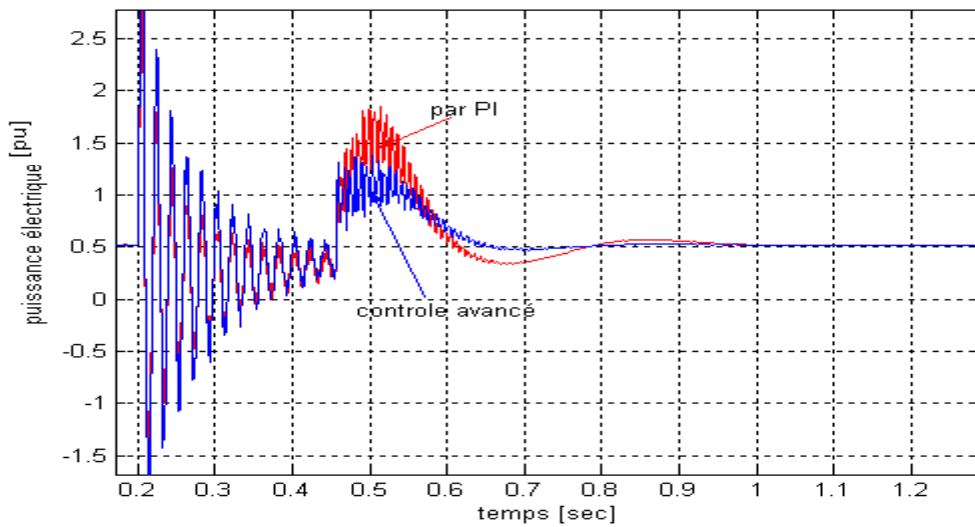


Figure 4.27 Variation de puissance électrique de sortie du générateur.

La régulation de puissance électrique de sortie du générateur permet d'améliorer les réponses transitoires de la vitesse figure (4.28) et l'angle de charge figure (4.29), par comparaison au réglage classique par PI il est clair que la dynamique transitoire est très courte, les pics n'ont pas d'importance et la stabilité vers les trajectoires initiales est très assurée.

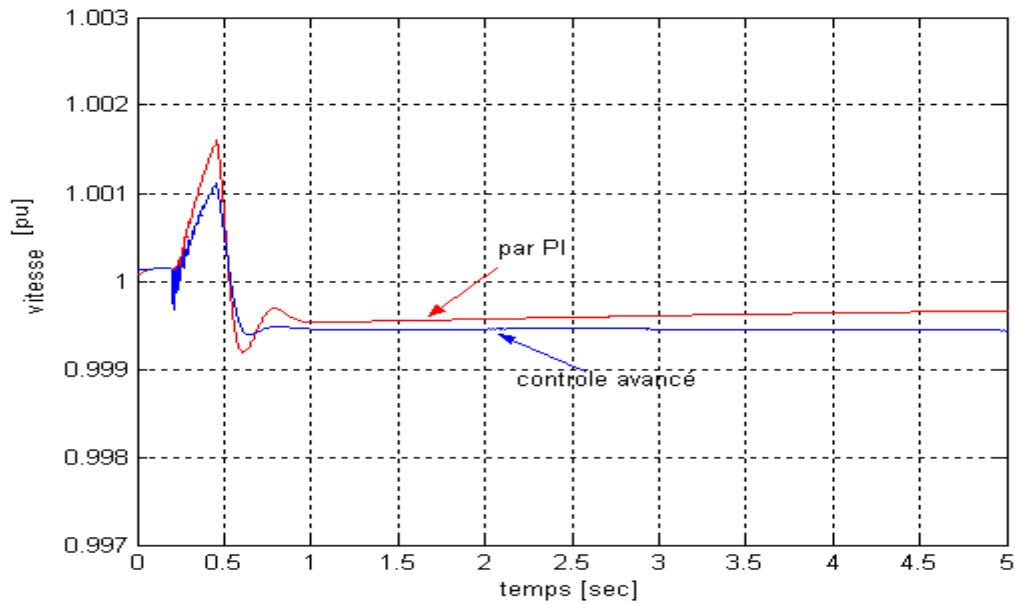


Figure 4.28 Variation de vitesse du générateur.

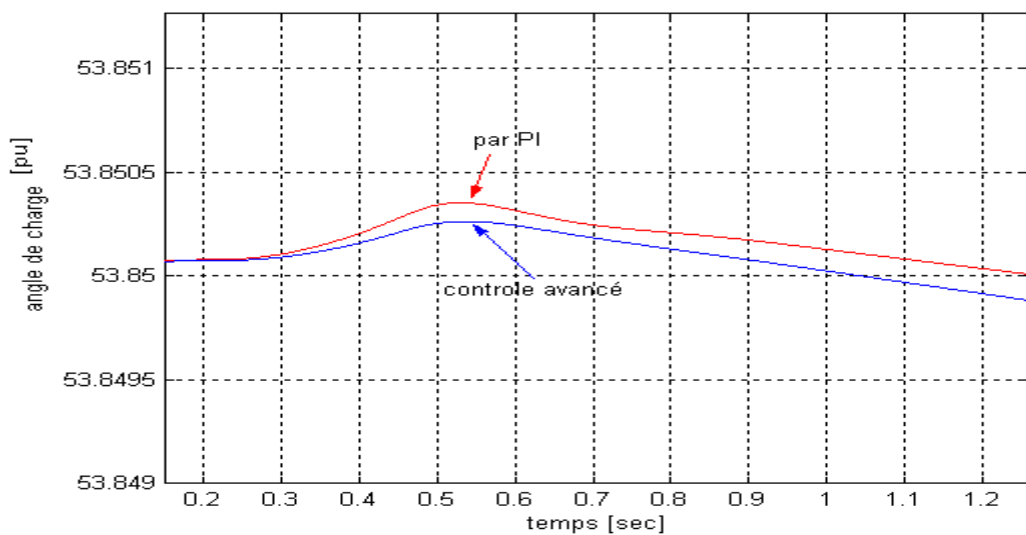
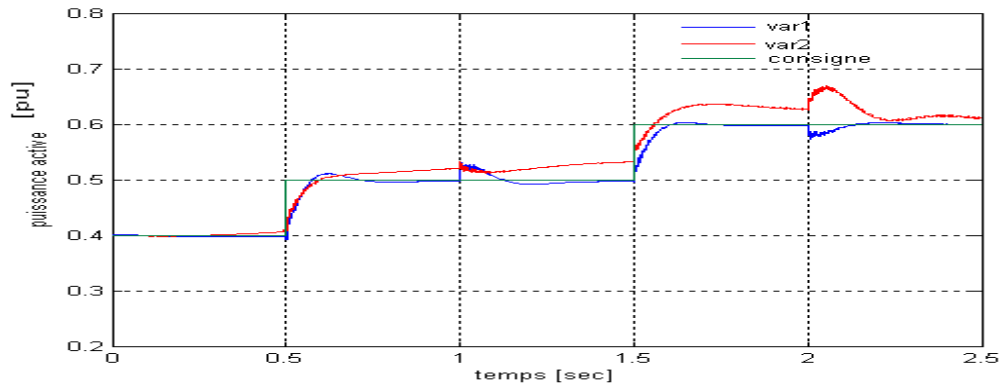


Figure 4.29 Variation de l'angle de charge du générateur.

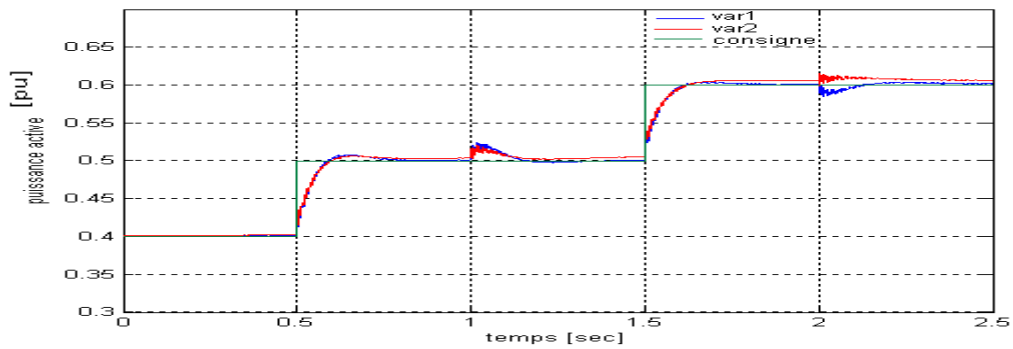
4.4.3 Etude de robustesse

Pour tester la robustesse on augmente un peu les inductances des lignes et des transformateurs de couplage série et parallèle de l'UPFC par 25%, et on applique des changements des consignes des puissances active et réactive, en suite on fait une comparaison entre les deux types de contrôle classique et avancé.

Sur les figures (4.30a) et (4.31a) qui représentent les allures des puissances active et réactive régler par PI classique, on observe la dégradation des performances régulatrices par contre dans le cas de réglage avancé par Lyapunov figures (4.30b) et (4.31b) les réponses gardent la stabilité à cause de l'efficacité de cette stratégie de commande.

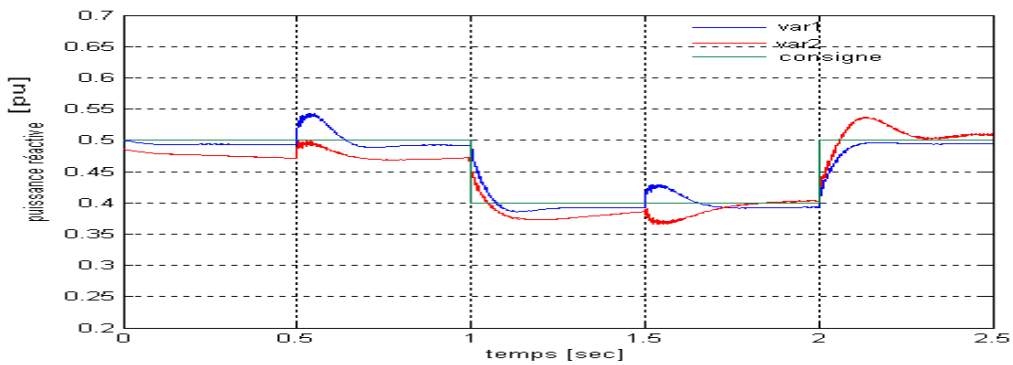


(a)

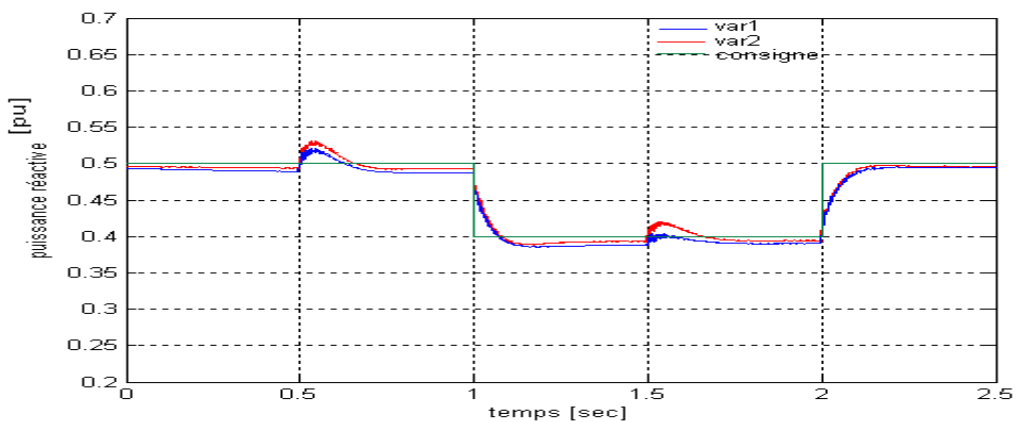


(b)

Figure 4.30 Variation de puissance active transporté sur la ligne.



(a)

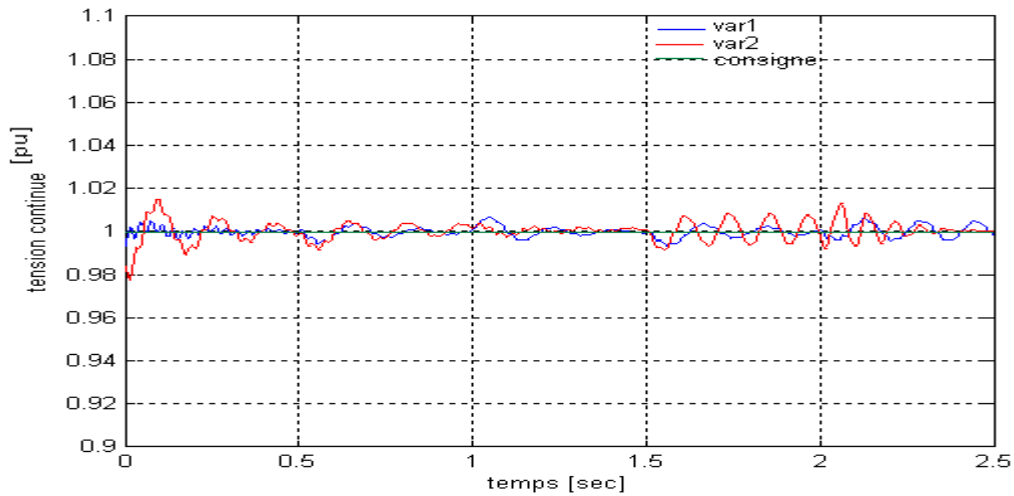


(b)

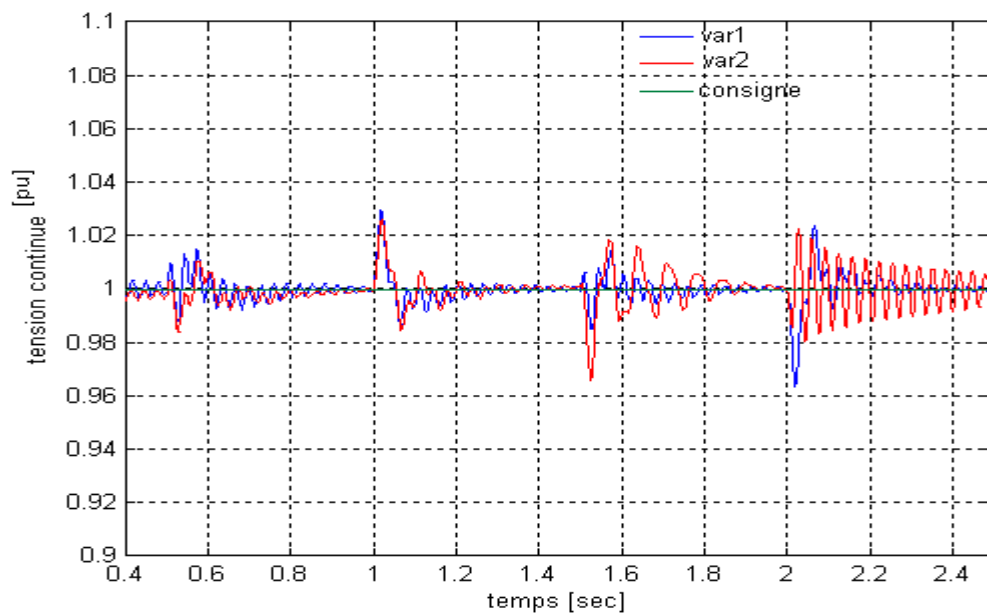
Figure 4.31 Variation de puissance réactive transporté sur la ligne.

Le réglage robuste par mode de glissement permet assure l'attractivité de la tension continue V_{dc}

auteur de sa consigne pour toutes les conductions et toutes les variations des paramètres, voire la figure (4.32a), par contre dans le cas de réglage classique qui non ne tolère aucune changement paramétrique, voire la figure (4.32b).



(a)



(b)

Figure 4.32 Variation de tension continue V_{dc} aux bornes de condensateur.

4.5 Conclusion

Les résultats des simulations montrent que les contrôleurs de types avancés utilisant l'algorithme de Lyapunov et la commande par mode de glissement donnent les meilleurs résultats en ce qui concerne la stabilité et ce comparativement au réglage classique. Par ailleurs, ce système présente l'avantage d'être assez robuste vis-à-vis de variations paramétriques du réseau (l'inductance de la ligne) contrairement au régulateur PI qui ne tolère aucune variation paramétrique sous peine de dégradation de ses performances régulatrices.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Dans les réseaux fortement maillés, des problèmes de contrôle de la qualité de la tension, d'amortissement des oscillations de puissances et de stabilité en général se posent d'une manière accrue. Aussi les FACTS sont d'un apport précieux à la résolution de ces problèmes, en permettant l'accroissement des capacités de transit des lignes dans un environnement de plus en plus contraignant, quant à l'installation de nouveaux ouvrages tels que les lignes haute tension. Mais, il est important de signaler que si, les systèmes FACTS permettent d'accroître les capacités de transits des lignes, en les exploitant au plus près leurs limites thermiques, sans pour autant constituer des substituts aux lignes, ils conduisent, cependant, à une réduction des réserves disponibles en cas d'incident. Une utilisation temporaire pourrait, cependant, s'avérer une application intéressante, pour régler des problèmes de congestion.

L'UPFC dispositif FACTS ayant fait l'objet de notre travail, a montré ses capacités et ses performances dans la tenue de la stabilité d'un réseau haute tension perturbé. Ses performances comparées à celles d'une régulation de tension type IEEE et une régulation de vitesse classique s'avèrent très élevées. L'examen des résultats obtenus utilisant diverses combinaisons de régulations qu'elles soient de type conventionnelle ou par UPFC, montre que la qualité de la performance d'une régulation donnée est fonction des objectifs que l'on s'assigne. Ceux-ci peuvent être la rapidité avec laquelle on voudrait atteindre un nouvel état d'équilibre (notion de convergence) ou bien l'état d'équilibre lui-même et sa proximité par rapport à l'état initial, c'est-à-dire l'état du réseau avant incident. Dans tous les cas de figure, l'UPFC s'avère être d'une grande souplesse dans la tenue de réseau liée à sa nature flexible.

Nous avons montré aussi dans ce travail, les performances élevées que peut avoir l'UPFC sur la stabilisation du réseau, quand il est associé au réglage par mode de glissement et à l'utilisation de la méthode de Lyapunov. Compte tenu de l'immense champ d'applications utilisant ces deux méthodes, nous avons restreint notre étude à la commande avancé de l'UPFC, en nous intéressant aux régulateurs des courants et de la tension continue aux bornes du condensateur du convertisseur et à leur remplacement par différents régulateurs de type avancé. Cette nouvelle technique associant méthode de Lyapunov et mode de glissement s'avère très puissante dans la stabilisation du système et présente une robustesse assez élevée. L'étude de cette dernière n'a été qu'entrevue qu'en fin de travail mais, peut faire l'objet de travaux en perspective, afin d'explorer toutes les possibilités que peut offrir un dispositif FACTS tel que l'UPFC.

Bibliographie

- [ALA02] M.A.E Alali
Contribution à l'Etude des Compensateurs Actifs des Réseaux Electriques Basse Tension
Thèse de Doctorat, Université LOUIS PASTEUR – STRASBOURG, 12 Septembre 2002.
- [ALL04] T. Allaoui, M. A. Denai
Fuzzy decoupling control of multi-level UPFC-based power flow compensation
Conférence Nationale sur le Génie Electrique, CNGE 2004, Université Ibn Khaldoun, Tiaret, 29 Novembre au 1^e Décembre 2004.
- [ALL02] T. Allaoui
Réglage robuste de l'UPFC pour optimiser l'écoulement des puissances dans un réseau électrique
Thèse de Magister, Département d'électrotechnique, UST Oran, Avril 2002.
- [ARZ04] L.C. Arzelier
Représentation et analyse des systèmes linéaires
Notes de cours version 5.0, ENSICA Toulouse, France, septembre 2004.
- [BEC00] M.B. Becherif, E.M. Berkouk, A. Henni, M. Tadjine, G. Manesse
Commande non linéaire par mode de glissement et par la théorie de Lyapunov d'un redresseur MLI à deux niveaux.
application au réglage des tensions d'entrée d'un onduleur de tension triphasé à trois niveaux
International Conférence on Electrotechnics, ICEL'2000, U.S.T. Oran, Algeria, 13- 15 Novembre 2000.
- [BIR03] M. Birame
Commande floue d'un convertisseur AC-DC à UPF en cascade avec un convertisseur DC-DC double étage alimentant un système de biberonnage par super- capacités d'un véhicule électrique
Thèse de magister, Département d'Electrotechnique, Université BATNA, 2003.
- [BOU04] M. Boudhiaf, Y. Bot
Réglage intelligent de l'UPFC pour améliorer l'écoulement de puissance dans un réseau électrique
Mémoire PFE, Département de Génie Electrique, Université Ibn Khaldoun, Tiaret, Juillet 2004.
- [BOU05] M. Boudhiaf, M. Moudjahed, M. Naceur
Comparaison des performances d'un compensateur série statique synchrone réglée respectivement par un contrôleur classique et la logique floue
Conférence Nationale sur le Génie Electrique, CGE04, Ecole Militaire Polytechnique, Bordj El Bahri, Alger, 12-13 Avril 2005.
- [BRA03] H. Braik, B. Khemkham
Etude de la stabilité transitoire d'un système électro-énergétique et réglage des paramètres de sa régulation
Mémoire PFE, Département de génie électrique, Université Ibn Khaldoun, Tiaret, 2003.
- [CLA00] Claudio, A. Canizares
Power flow and transient stability models of FACTS controllers for voltage and angle stability studies
IEEE/PES WM Panel on Modeling, Simulation and Applications of FACTS Controllers in Angle and Voltage Stability Studies, Singapore, Jan. 2000.
- [DIZ01] N. Dizdarević
Unified Power Flow Controller In Alleviation of Voltage Stability Problem
Thèse de doctorat, Université Zagreb, 2001.
- [EDU89] Eduardo D. Sontag
A "Universal" Construction Of Artstein's Theorem On Nonlinear Stabilization
Rutgers Center for Systems and Control, February 1989
- [EKA99] J.B.Ekanayake, N.Jenkins
Selection of passive elements for a three-level inverter based static synchronous compensator
IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 2, April 1999.
- [GHA00] M. Ghandhari, G. Andersson, I.A. Hiskens
Control Lyapunov function for controllable series devices

Invited paper to VII SEPOPE, Curitiba, Brazil, 23 – 28 May 2000.

[GHO04] L. Ghomri , M.K. Mounir , S.A. Inchirah
Modélisation et simulation du SVC, effet des FACTS sur la stabilité des réseaux électriques
Conférence Nationale sur le Génie Electrique, CNGE 2004, Université Ibn Khaldoun, Tiaret, 29 Novembre au 1^e
Décembre 2004.

[GYU97] L.G. Gyugyi, C.D. Schauder, K.K. Sen
Static synchronous series compensator: a solid-state approach to the series compensation of transmission lines
IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 1, January 1997.

[HAN03] B.M. Han, P. Mattavelli
Opération analysis of novel UPFC based on 3-level half-bridge module
Paper accepted for présentation at 2003 IEEE Bologna Power Tech Conférence, June 23-26, Bologna, Italy.

[HAN04] K.M. Hangos, J. Bokor, G. Szederkényi
Analysis and control of nonlinear process systems
Advanced textbooks in control and signal processing, springer- verlag London limited 2004, pp, 150-156.

[HOC98] C. Hochgraf, R.H. Lasseter
Statcom controls for operation with unbalanced voltages
IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 2, April 1998.

[ILY06] İlyas Eker
Sliding mode control with PID sliding surface and experimental application to an electromechanical plant
Volume 45, No1, January 2006, pages 109–118

[JAC00] J. Lemay, J. Brochu, F. Beaugregard, P. Pelletier
Régulateurs de puissance interphases : des compléments à la famille des régulateurs FACTS
Article, CITEQ (Centre d'innovation sur le transport d'énergie du Québec), IEEE Canadian Review - Spring / Printemps
2000.

[KAR02] A.G.S. Karthik, A. Malathi, T. Varma, U.K. Vempati, V. Bapati, A. Bhavisetty Fuzzy controlled unified
power flow controller
Thesis submitted for the partial fulfillment of the requirement of the award of the degree of Bachelor, Department of
Electrical And Electronics Engineering Jawaharlal Nehru Technological University College of Engineering
HYDERABAD, 1998-2002.

[KAZ06] Kazushi Nakano, Umerujan Sawut, Kohji Higuchi, and Yasusuke Okajima
Modelling and Observer-based Sliding-Mode Control of Electronic Throttle Systems
Ecti Transactions on Electrical Eng., Electronics, and Communications Vol. 4, No.1, February 2006.

[KHA02] H.K. Khalil, P. Müllhaupt
Systèmes Multi variable II, systèmes non linéaires,
Book: Nonlinear systems third edition, ME C2 391, Prentice Hall 2002.

[KUN03] P. Kundur, V. Ajarapu, J. Paserba, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, M.Hatziargyriou, D. Hill, A.
Stancovic, C. Taylor, T.V. Cutsem, V. Vittal
Définition et classification de la stabilité des systèmes électrique
Electra N°208, Juin 2003, pp 74-80,

[MAR03] S. Maram
Hierarchical Fuzzy Control of the UPFC and SVC located in AEP's Inez Area
Thesis submitted, department of Electrical and Computer Engineering of the Virginia Polytechnic Institute and State
University in partial fulfillment of the requirement for the degree of Master of Sciences in Electrical Engineering, May
6th, 2003.

[MOU96] M. Moudjahed
Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique au moyen d'une bobine superconductrice
Thèse de doctorat, Université de Franche Compté en Sciences pour l'Ingénieur, en France 17 octobre 1996.

[NOR05] A.H. Norouzi, A.M. Sharaf
Two control schemes to enhance the dynamic performance of the STATCOM and SSSC

IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, No. 1, January 2005.

[ORF00] T. Orfanogianni

A flexible software environment for steady-state power flow optimization with series FACTS Devices
A dissertation submitted to the SWISS FEDERAL INSTITUTE OF TECHNOLOGY (ETH) ZURICH, 2000.

[PAT98] K.V. Patil, J. Senthil, J. Jiang, R.M. Mathur

Application of STATCOM for damping torsional oscillations in series compensated AC systems
IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 13, No. 3, September 1998.

[PEL00] M. Pellerin

Systèmes de transmission à courant alternatif flexible
Visions / Revue scientifique de l'EIVD, Laboratoire d'électronique de puissance de l'Ecole d'Ingénieurs du Canton de Vaud (EIVD), Suisse, 2000.

[PEL02] M. Pellerin

Maquette didactique d'un FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System)
Rapport final, Laboratoire d'électronique de puissance de L'EIVD à l'Ecole d'ingénieurs du Canton de Vaud, en collaboration avec l'Ecole d'Ingénieurs de Fribourg, Suisse, juillet 2002.

[RAH05] F.A. Rahman Al Jowder, Boon-Teck Ooi

Series compensation of radial power system by a combination of SSSC and dielectric capacitors
IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, No. 1, January 2005.

[SEN98] K.K. Sen

SSSC-static synchronous series compensator: theory, modeling, and applications
IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 1, January 1998.

[SHA03] E.G. Shahraki

Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques
Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré-Nancy, France, 13 octobre 2003.

[SIN99] B.N.Singh, A.Chandra, K.Al-Haddad, B.Singh

Performance of sliding-mode and fuzzy controllers for a static synchronous series compensator
IEE Proc-Gener. Transm. Distrib. Vol. 146. No. 2, March 1999.

[STE02] P.Č. Stefanov, A.M. Stanković

Modelling of UPFC Operation under Unbalanced Conditions with dynamic phasors
IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 17, NO. 2, May 2002

[WAN00] H.F.Wang, F. Li

Multivariable sampled regulators for the co-ordinated control of STATCOM AC and DC voltage
IEEE, Proc-Gener, Transm, Distrib, Vol, 147, No, 2, March 2000.

[WEI04] X. Wei, J.H. Chow, B. Fardanesh, A.A. Edris

A common modeling framework of voltage-sourced converters for load flow, sensitivity, and dispatch analysis
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2, MAY 2004.

[YU00] Y. Yu, C. Jianye, H. Yingduo

STATCOM modeling and analysis in damping power system oscillations
copyright (C)2000 by Tsinghua Univaity, Beijing, China Published by the American Institute of Aeronautics and Astronautics Inc.

[ZEB04] S. Zebirate, A. Chaker, A. Feliachi, S. Himmi

Neural network generalized predictive control of the unified power flow controller (UPFC)
Conférence Nationale sur le Génie Electrique, CNGE 2004, Université Ibn Khaldoun, Tiaret, 29 Novembre au 1^e Décembre 2004.