

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Ibn Khaldoun Tiaret

**Faculté des Sciences et de la Technologie
et Sciences de la Matière**



Mémoire

Présenté au Département des Sciences et Technologies
en vue de l'obtention du titre de

Magister

Ecole Doctorale de Génie Electrique
Option : Analyse et Commande des Systèmes Electriques

Par

CHERIF NACIM AEK

Ingénieur en Electrotechnique de l'Université Ibn Khaldoun Tiaret

Thème

Apport du SMES comme stockage d'énergie aux performances de l'IPFC pour améliorer la stabilité d'un réseau électrique

Soutenu devant le jury composé de :

Président : M ^r . TELMATINE Amer Professeur	Université Djillali Liabes-Sidi Belabbes
Rapporteur: M ^r . ALLAOUI Tayeb M.C.A	Université Ibn Khaldoun-Tiaret
Examineur: M ^r . SMAILI Atallah M.C.A	Université Ibn Khaldoun-Tiaret
Examineur: M ^r . BRAHAMI Mostéfa Professeur	Université Djillali Liabes-Sidi Belabbes

Mémoire préparé au sein du Département de Génie Electrique – Tiaret 2012.

Dédicace

A mes chers parents qui m'ont toujours chéri et soutenu.

A mes sœurs

A toute ma famille

*A mes collègues M.Benasla, C.Habib, A.Boudali, Y.Chedni
H.Bouameur*

A mes amis.

Remerciements

Le travail présenté dans ce mémoire a été réalisé sous la direction de Monsieur Allaoui Tayeb Maître de conférences à l'Université de Tiaret. Qu'il trouve ici l'expression de toute ma gratitude pour ses conseils avisés et sa disponibilité.

Je remercie sincèrement Monsieur TELMATINE Amer Professeur de l'université Djillali Liabes-Sidi Belabbes d'avoir accepté de présider le jury de soutenance.

Mes remerciements s'adressent également aux membres du jury Monsieur BRAHAMI Mostéfa Professeur à l'Université Djillali Liabes-Sidi Belabbes et M^r. SMAILI Atallah M.C.A à l'Université Ibn Khaldoun-Tiaret qui ont accepté d'examiner ce mémoire en lui apportant de l'intérêt.

Je tiens à remercier tous les collègues de l'Université de TIARET pour leur aide et leur soutien.

Table des matières

Liste des Symboles et Abréviations	06
Introduction générale	08
Chapitre I : Généralités et principes de fonctionnement	
I.1 Introduction	11
I.2 STATCOM (Static Synchronous Compensator)	11
I.3 SSSC (Static Synchronous Serie Compensator)	13
I.3.1 Configuration du SSSC.....	13
I.3.2 Principe de fonctionnement du SSSC.....	14
I.4 UPFC (Unified Power Flow Controller)	16
I.4.1 Principe de fonctionnement de l'UPFC.....	17
I.5 Description et principe de fonctionnement de l'IPFC	22
I.6 Conclusion	26
Chapitre II : étude du réseau en régime permanent et régime perturbé	
II.1 Introduction	28
II.2 Système étudié	28
II.3 Description et principe de fonctionnement de la régulation de tension	29
II.4 PSS conventionnel	31
II.5 PSS multibande (MB-PSS)	32
II.6 Etude du système en régime permanent	34
II.7 Etude du système en régime perturbé	35
II.7.1 Etude du système non régulé.....	36
II.7.2 Etude du système régulé.....	38
II.8 Conclusion	43
Chapitre III : Apport de l'IPFC aux régulations conventionnelles	
III.1 Introduction	45
III.2 Modélisation et contrôle de l'IPFC	45
III.2.1 Modélisation de la première partie série de l'IPFC.....	45
III.2.2 Modélisation de la deuxième partie série de l'IPFC.....	48
III.3 Contrôle de l'IPFC	50

III.3.1 Identification des références.....	51
III.4 Commande des convertisseurs.....	54
III.5 Régulation de la tension continue.....	56
III.6 Résultats de simulation.....	57
III.7 Insertion de l'IPFC dans le réseau.....	60
III.8 Résultats de simulation.....	60
III.9 Conclusion.....	63

Chapitre IV : Modélisation et commande du SMES

IV.1 Introduction.....	65
IV.2 Supraconductivité.....	65
IV.3 Grandeurs caractéristiques.....	67
IV.3.1 Température critique T_c	67
IV.3.2. Champ magnétique critique H_c	67
IV.3.3 Densité de courant critique J_c	67
IV.3.4 Surface critique.....	67
IV.4 Classification des supraconducteurs.....	68
IV.4.1 Supraconducteurs de type I.....	68
IV.4.2 Supraconducteurs de type II.....	68
IV.4.3 Supraconducteurs à haute température critique HT_c	69
IV.5 Applications des supraconducteurs.....	69
IV.5.1 Les trains à lévitation magnétique.....	69
IV.5.2 L'imagerie médicale.....	70
IV.5.3 Les tokamaks.....	70
IV.5.4 La magnétohydrodynamique.....	71
IV.6 Principe de fonctionnement du SMES.....	71
IV.7 Configuration et commande du convertisseur.....	72
IV.7.1 Montage en pont simple.....	72
IV.7.2 Montage en pont double.....	75
IV.8 Couplage des transformateurs.....	77
IV.9 Caractéristiques du SMES.....	80
IV.10 Résultats de simulation.....	81
IV.11 Conclusion.....	82
Conclusion générale.....	84
Références bibliographiques.....	87

Résumé

Liste des Symboles et Abréviations

Abréviations

FACTS	Flexible A.C Transmission Systems
GTO	Gate turn off
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistors
L'IPFC	Interline Power Flow Controller
UPFC	Unified Power Flow Controller
STATCOM	StAtic Synchronous Compensator
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
VSC	Voltage Source Converter
MLI	Modulation de largeur d'impulsion
AVR	Automatic Voltage Regulator
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
PSS	Power System Stabiliser
MB-PSS	multibande Power System Stabiliser
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage

Paramètres du réseau

S_n	La puissance apparente du générateur
V_n	La tension nominale du générateur
R_s	La résistance statorique du générateur
f_n	La fréquence du réseau
$R_1 R_2$	Résistances des enroulements primaire et secondaire du transformateur
$L_1 L_2$	Inductances des enroulements primaire et secondaire du transformateur
R_m	Résistance de magnétisation
L_m	L'inductance de magnétisation
R, L, C	Résistance, inductance et capacité de la ligne

Introduction générale

De nos jours, les problèmes liés au fonctionnement des réseaux d'énergie électriques ont pris une importance considérable. Les contraintes de plus en plus sévères (protection de l'environnement, concurrence,.....) auxquelles sont soumis les réseaux et la recherche d'une amélioration constante de la continuité et de la qualité de service font que ces derniers deviennent de plus en plus maillés et interconnectés.

La continuité de service et l'utilisation optimale des réseaux nécessitent des réserves conséquentes. Les réseaux maillés, soumis à des boucles de puissance indésirables entre zones interconnectées, subissent des surcharges de lignes, des problèmes de stabilité et de toute manière un accroissement des pertes. Les moyens classiques de contrôle des réseaux (transformateur à prises réglables en charge, transformateurs déphaseurs, compensateurs série ou parallèle commutés par disjoncteurs, modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs) pourraient dans l'avenir s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau, compte tenu notamment des nouvelles contraintes. Il faudra donc compléter leurs actions en mettant en œuvre des dispositifs de l'électronique de puissance ayant des temps de réponse courts, connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) pour le contrôle des réseaux [1]. Le développement des dispositifs FACTS a ouvert de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux par action continue et rapide sur les différents paramètres (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux régulées, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes. Le maintien de l'équilibre entre la production et la consommation nécessite alors une surveillance permanente du système afin d'assurer la qualité du service (problème de conduite), garantir sa sécurité (problème de protection) et sa stabilité (problème de réglage).

La stabilité fut reconnue comme élément important du bon fonctionnement d'un système électrique à partir des années vingt (1920) [2]. Depuis, les chercheurs ont eu recours à des approches dites traditionnelles ou classiques liées à la théorie de la commande, pour régler les problèmes de stabilité. À partir des années soixante (1960) sont apparues des

approches dites intelligentes afin de régler ces problèmes devenus très complexes et difficiles à résoudre. Ce n'est qu'au début des années quatre vingt dix (1990) que ces méthodes, encouragées par le développement des calculateurs et micro-ordinateurs, ont vu réellement leurs applications prendre de l'ampleur. Ces approches simulent des phénomènes physiques, tel le comportement humain ou l'évolution des êtres vivants et sont appelées méthodes heuristiques modernes [3].

Dans ce travail, nous allons étudier les avantages que peut apporter le SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) à un dispositif FACTS qui est l'IPFC (Interline Power Flow Controller) à la stabilité d'un réseau électrique.

Dans le premier chapitre, nous introduisons quelques dispositifs FACTS et citons le rôle important qu'ils jouent dans l'exploitation et la gestion des réseaux électriques, en donnant pour la plupart d'entre eux leur configuration, ainsi que leur principe de fonctionnement. Dans le deuxième chapitre, nous étudierons notre réseau en régime permanent et perturbé, nous donnerons ses caractéristiques et verrons les différentes simulations concernant l'apport d'outils conventionnels à l'amélioration de la stabilité transitoire d'un réseau électrique. Le troisième chapitre sera consacré à la modélisation du système FACTS (l'IPFC), son insertion et son effet sur la stabilité du réseau. Le quatrième chapitre sera consacré au principe de fonctionnement du SMES, ses applications et son effet sur la stabilité du réseau.

Finalement, nous terminerons ce mémoire par une conclusion générale qui résume les résultats obtenus et expose quelques perspectives de recherche envisagées.

I.1 Introduction

L'évolution de l'électronique de puissance a commencé à engendrer des changements majeurs dans les réseaux électriques. Par ailleurs, la complexité des réseaux exige un contrôle accru des transits de puissances et des marges de sécurité importantes afin que les perturbations locales ne provoquent pas des instabilités qui pourraient se répandre sur tout le réseau.

Les FACTS (Flexible A.C Transmission Systems) développés à partir des années 1990 augmentent les marges de manœuvre des réseaux en exploitant les possibilités offertes par l'électronique de puissance en particulier les nouveaux composants contrôlables (GTO, IGBT...) [4].

L'IPFC étant une variante de l'UPFC lui même associant les fonctions d'un STATCOM et d'un SSSC, nous allons, dans ce chapitre, donner la description et le principe de fonctionnement de chacun d'eux.

I.2 STATCOM (Static Synchronous Compensator)

Le rôle du STATCOM (StAtic Synchronous Compensator) est d'échanger de l'énergie réactive avec le réseau. Le STATCOM fut le premier FACTS utilisant le convertisseur à source de tension VSC (Voltage Source Converter) et à être introduit dans les réseaux électriques. Le STATCOM est un convertisseur statique à source de tension connecté en parallèle à un réseau alternatif par le biais d'un transformateur abaisseur. En réglant le déphasage du VSC égal à celui de la tension alternative au point de connexion, le flux de courant dans le réseau est parfaitement réactif. Ce type de compensateur est connu depuis la fin des années 1970, mais ce n'est que dans les années 1990 qu'il a connu un essor important grâce aux développements des interrupteurs, GTO (gate turn off) de forte puissance.

Le STATCOM de base engendre de nombreuses harmoniques. Il faut donc utiliser, pour résoudre ce problème, des compensateurs multi-niveaux à commande MLI (Modulation de largeur d'impulsion) ou encore installer des filtres. La figure I.1 représente le schéma de base d'un STATCOM. Les cellules de commutation sont bidirectionnelles, formées de thyristors GTO et de diodes en antiparallèle [5].

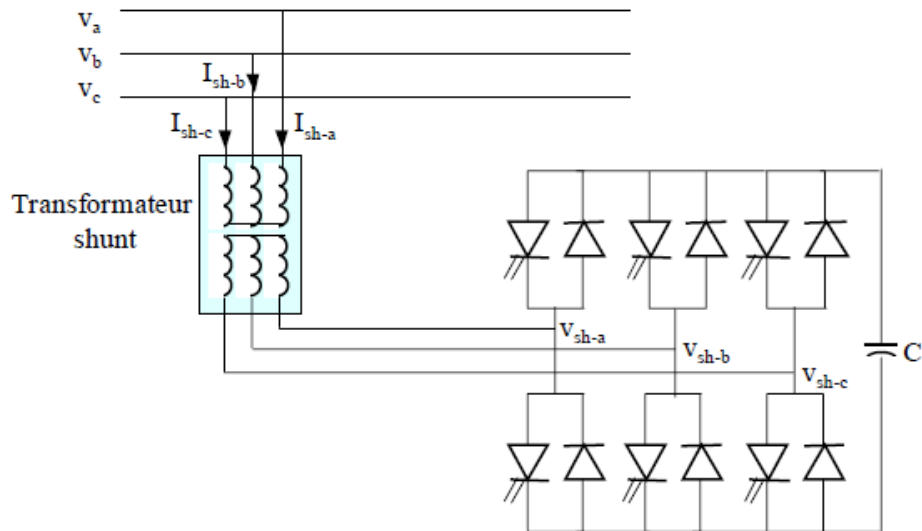


Figure I.1 Configuration de base d'un STATCOM

L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de sortie du convertisseur V_{sh} , qui est en phase avec la tension du réseau V .

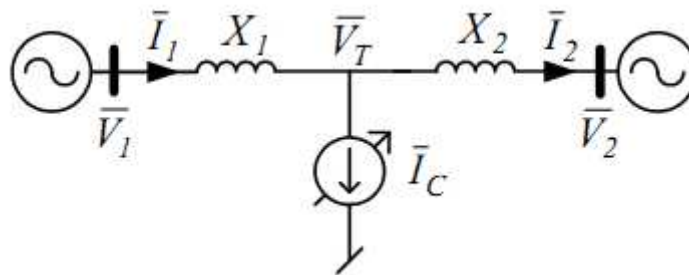


Figure I.2 Réseau à 2 nœuds avec source de courant contrôlable.

D'après la figure I.2 [6] on peut écrire les équations suivantes :

$$\bar{V}_T = \bar{V}_1 - j\bar{I}_1 X_1 \tag{I.1}$$

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_1 - \bar{I}_c = \frac{\bar{V}_T - \bar{V}_2}{jX_2} \tag{I.2}$$

$$\bar{I}_1 = \frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_2}{j(X_1 + X_2)} + \bar{I}_c \frac{X_2}{X_1 + X_2} \quad (\text{I.3})$$

La puissance débitée par la source est telle que :

$$S_s = \bar{V}_1 \bar{I}_1^* = P_s + jQ_s \quad (\text{I.4})$$

d'où l'expression de la puissance active donnée par l'équation (I.5) ci-dessous :

$$P_s = \frac{V_1 V_2}{(X_1 + X_2)} \sin(\delta) \left(1 + \frac{I_c}{V_R} \frac{X_1 X_2}{(X_1 + X_2)} \right) \quad (\text{I.5})$$

$$Q_s = \frac{V_1^2}{(X_1 + X_2)} - \frac{V_1 V_2}{(X_1 + X_2)} \cos(\delta) + \frac{I_c}{V_R} \left(-V_1^2 - \frac{V_1^2}{(X_1 + X_2)} \frac{V_1 V_2}{(X_1 + X_2)} \cos(\delta) \right) \frac{X_2}{(X_1 + X_2)} \quad (\text{I.6})$$

avec :

$$V_R = \sqrt{V_1^2 X_2^2 + V_2^2 X_1^2 + 2V_1 V_2 X_1 X_2 \cos(\delta)} / (X_1 + X_2)$$

I.3 SSSC (Static Synchronous Serie Compensator)

I.3.1 Configuration du SSSC

C'est l'un des plus importants dispositifs FACTS similaire au STATCOM mais avec une tension de sortie injectée en série dans la ligne. Son schéma de principe est donné par la figure I.3. Il est utilisé généralement dans les réseaux de distribution afin de résoudre les problèmes de qualité d'énergie tel que les creux de tension et maintenir cette dernière à des niveaux acceptables. Dans le but d'un fonctionnement stable, ce dispositif utilise les mêmes fonctions qu'une impédance série variable. Il injecte une tension en quadrature avec la tension des extrémités de la ligne pour contrôler le flux de puissance active. Ce système ne consomme pas du réactif à partir du réseau. Il possède sa propre énergie réactive stockée dans les batteries de condensateurs. Il a l'aptitude de [4] contrôler à la fois la puissance active et réactive.

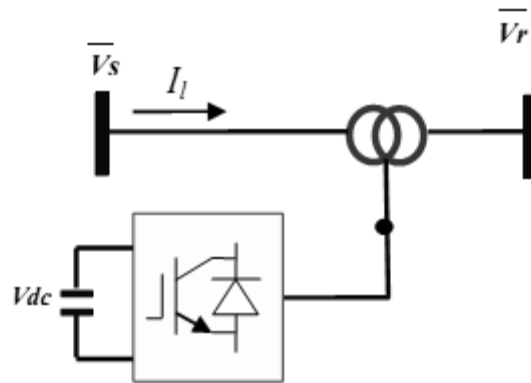


Figure I.3 Configuration de base du SSSC

I.3.2 Principe de fonctionnement du SSSC [7]

Le principe de fonctionnement du SSSC peut être expliqué en utilisant un réseau à deux nœuds comme le montre la figure I.4

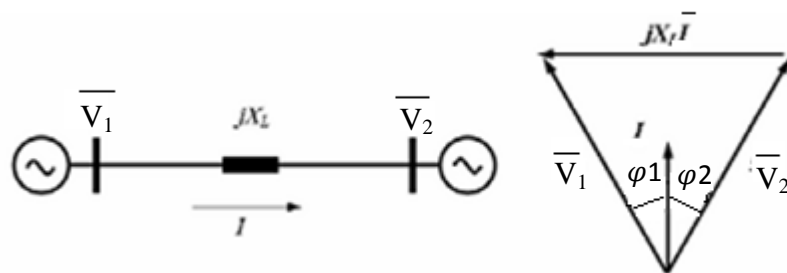


Figure I.4 Réseau à 2 nœuds et son diagramme de phase

$$\bar{V}_1 = V_1 e^{j\varphi_1}$$

$$\bar{V}_2 = V_2 e^{-j\varphi_2}$$

La puissance active transmise du nœud 1 au nœud 2 s'exprime comme suit :

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X_L} \sin \delta \tag{I.7}$$

avec:

$$\delta = \varphi_1 - \varphi_2$$

En introduisant le SSSC en série avec la ligne de transmission comme le montre la figure I.5

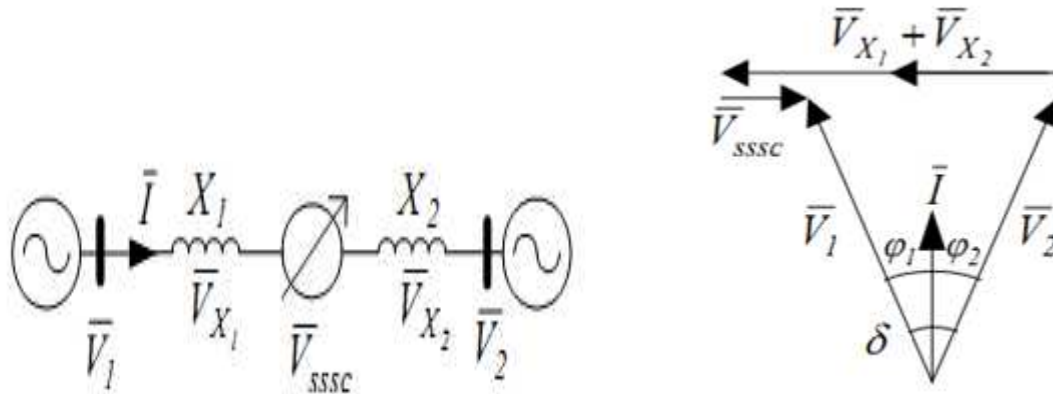


Figure I.5 Réseau à 2 nœuds avec source de tension contrôlable.

Le courant à travers la ligne est :

$$\bar{I} = \frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_2 - \bar{V}_{SSSC}}{jX_1 + jX_2} \quad (I.8)$$

En prenant le courant \bar{I} comme origine des phases, on aura :

$$\bar{V}_1 = V_1(\cos\varphi_1 + j\sin\varphi_1) \quad (I.9)$$

$$\bar{V}_2 = V_2(\cos\varphi_2 - j\sin\varphi_2) \quad (I.10)$$

$$\bar{V}_{SSSC} = V_{SSSC}(\cos\varphi_c + j\sin\varphi_c) = V_{SSSC,p} + jV_{SSSC,q} \quad (I.11)$$

Les puissances transmises et reçues sont telles que :

$$S_1 = \bar{V}_1 \bar{I}^* \quad (I.12)$$

$$S_2 = \bar{V}_2 \bar{I}^* \quad (I.13)$$

En supposant un système de transmission sans perte, les puissances apparentes au départ et à l'arrivée sont égales [6]

$$S_1 = S_2 = P_{SSSC} + jQ_{SSSC} \quad (I.14)$$

En utilisant les équations (I.7), (I.11) et (I.13) on obtient :

$$P_{SSSC} = \frac{V_1 V_2}{X_1 + X_2} (\cos \varphi_2 \sin \varphi_1 + \cos \varphi_1 \sin \varphi_2) + \frac{V_2 V_{SSSC}}{X_1 + X_2} \cos \varphi_2 \sin \varphi_c + \frac{V_2 V_{SSSC}}{X_1 + X_2} \sin \varphi_2 \cos \varphi_c \quad (I.15)$$

$$Q_{SSSC} = \frac{V_1 V_2}{X_1 + X_2} (\cos \varphi_2 \cos \varphi_1 - \sin \varphi_2 \sin \varphi_1) - \frac{V_2^2}{X_1 + X_2} + \frac{V_2 V_{SSSC}}{X_1 + X_2} \cos \varphi_2 \cos \varphi_c - \frac{V_2 V_{SSSC}}{X_1 + X_2} \sin \varphi_2 \sin \varphi_c \quad (I.16)$$

Sachant que :

$\delta = \varphi_1 + \varphi_2$ et $\varphi_c = 90^\circ$ les expressions (I.14) et (I.15) s'écrivent :

$$P_{SSSC} = \frac{V_1 V_2}{X_1 + X_2} \sin \delta + \frac{V_2 V_{SSSC}}{X_1 + X_2} \cos \varphi_2 \quad (I.17)$$

$$Q_{SSSC} = \frac{V_1 V_2}{X_1 + X_2} \cos \delta - \frac{V_2^2}{X_1 + X_2} - \frac{V_2 V_{SSSC}}{X_1 + X_2} \sin \varphi_2 \quad (I.18)$$

Dans le cas où $\bar{V}_1 = \bar{V}_2 = \bar{V}$ c'est-à-dire $V_1 = V_2 = V$ et $\varphi_1 = \varphi_2 = \frac{\delta}{2}$

On obtient :

$$P_{SSSC} = \frac{V^2}{X_1 + X_2} \sin \delta + \frac{V V_{SSSC}}{X_1 + X_2} \cos(\delta/2) \quad (I.19)$$

$$Q_{SSSC} = \frac{V^2}{X_1 + X_2} \cos \delta - \frac{V^2}{X_1 + X_2} - \frac{V V_{SSSC}}{X_1 + X_2} \sin(\delta/2) \quad (I.20)$$

I.4 UPFC (Unified Power Flow Controller)

Ce dispositif est la combinaison de deux compensateurs l'un série et l'autre parallèle. Le concept de ce dispositif a été présenté en 1990 par L. Gyugyi [8]. Il est capable de contrôler simultanément et indépendamment la puissance active et la puissance réactive. Il peut contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique :

- la tension de la ligne,
- l'impédance de la ligne,
- le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne.

Son schéma de base est donné par la figure I.6. Il est constitué de deux convertisseurs de tensions triphasées : l'un connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur et l'autre connecté en série à travers un deuxième transformateur. Les deux convertisseurs sont interconnectés par un condensateur.

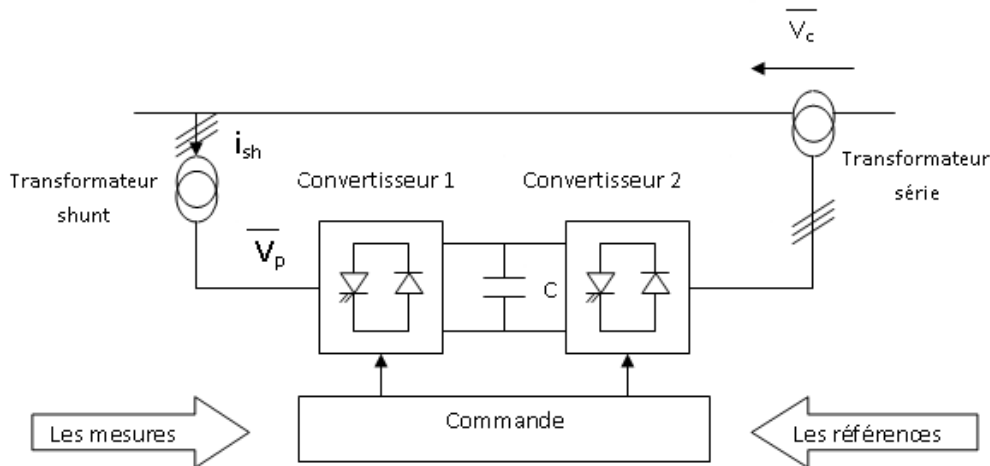


Figure I.6 Schéma de base d'un UPFC

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

La figure I.6 montre que le convertisseur (1) est utilisé à travers la liaison continue pour fournir la puissance active nécessaire au convertisseur (2). Il réalise aussi la fonction de compensation réactive puisqu'il peut fournir ou absorber de la puissance réactive, indépendamment de la puissance active au réseau. Le convertisseur (2) injecte la tension \bar{V}_c et fournit la puissance active et réactive nécessaire à la compensation série.

I.4.1 Principe de fonctionnement de l'UPFC

L'UPFC permet de commander la puissance active et réactive transportées sur une ligne. pour expliquer son fonctionnement et sa raison d'être. Considérons deux régions 1 et 2 comme indiqué par la figure I.7 tellement puissantes que leurs tensions et leurs angles respectifs ne s'influencent pas : c'est à dire qu'en régime normal, ce qui se passe dans la

région 1 n'affecte pas la région 2, et vice versa [9]. En effet les puissances active et réactive sont telles que :

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X} \sin(\delta_1 - \delta_2) \quad (\text{I.21})$$

$$Q_{12} = \frac{V_1^2}{X} - \frac{V_1 V_2}{X} \cos(\delta_1 - \delta_2) \quad (\text{I.22})$$

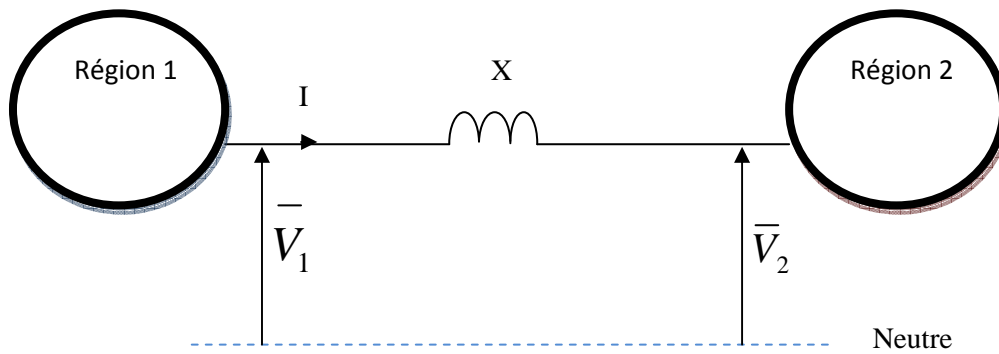


Figure I.7 Réseaux interconnectés

Dans ces conditions, si les régions sont réunies par une ligne ayant une impédance jX , le courant de la ligne sera nul car la différence de potentiel entre les deux extrémités est zéro. Il n'y aura donc pas d'échange de puissance entre les deux régions.

Pour remédier à cette situation, on injecte une tension \overline{V}_c variable en série avec la ligne. Ceci peut se faire comme l'indique la figure I.8. Dans ces conditions, un transit de puissance peut se faire dans la ligne avec :

$$P_{12} = \frac{V_T V_2}{X} \sin \delta \quad (\text{I.23})$$

$$Q_{12} = \frac{V_T^2}{X} - \frac{V_T V_2}{X} \cos \delta \quad (\text{I.24})$$

δ est le déphasage entre \overline{V}_T et \overline{V}_2 .

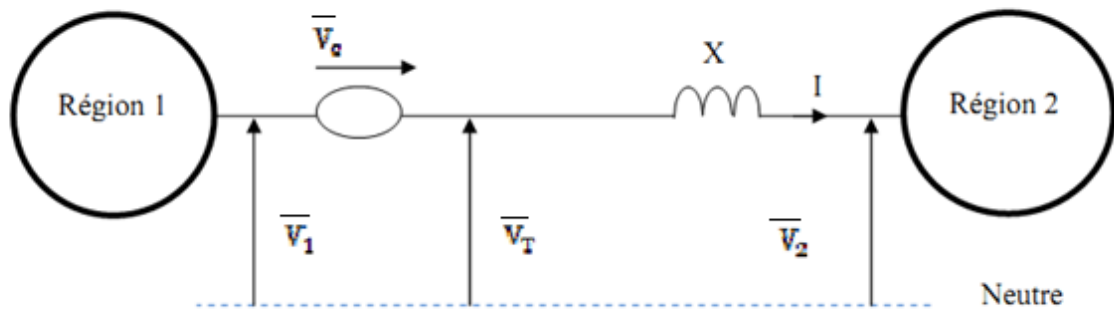


Figure I.8 Schéma de la ligne munie d'une source de tension

$$\begin{cases} \bar{V}_T = \bar{V}_1 + \bar{V}_C \\ \bar{V}_T = jX\bar{I} + \bar{V}_2 \end{cases}$$

$$jX\bar{I} = \bar{V}_T - \bar{V}_2 \tag{I.25}$$

avec :

$$\bar{V}_T = V_T e^{j\delta_T}$$

Introduire une source de tension dans la ligne peut se faire en intercalant un convertisseur CC/CA du côté de la région 1 comme la montre la figure I.9

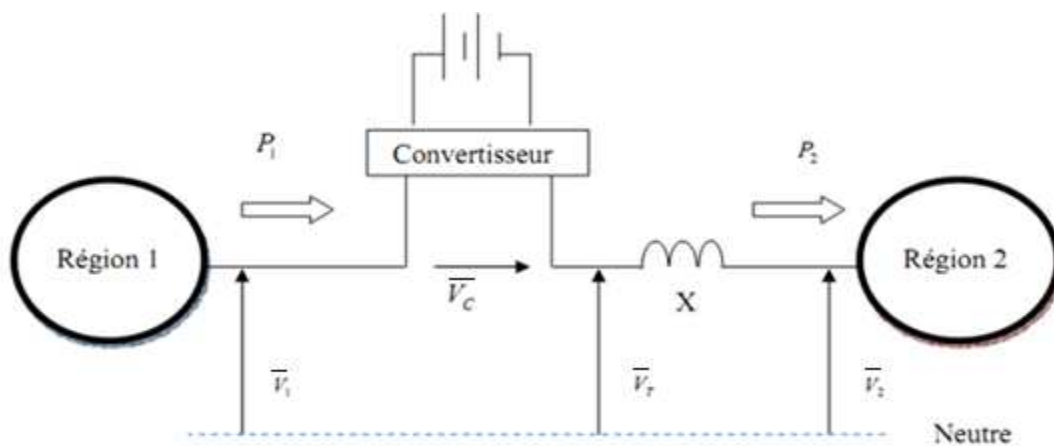


Figure I.9 Schéma de la ligne munie d'un convertisseur

On donne ci-dessous le principe de fonctionnement dans deux cas de figure :

1) quand $\bar{V}_1 = \bar{V}_2$

2) quand $\bar{V}_1 \neq \bar{V}_2$ avec $V_1 \neq V_2$ et $\delta_1 = \delta_2$

1^{ère} cas : $\bar{V}_1 = \bar{V}_2$

Le diagramme vectoriel de la figure I.10 montre les conditions lorsque V_C est en avance sur V_1 et par conséquent V_2 d'un angle ϕ . Il s'ensuit que V_T sera en avance sur V_2 d'un angle δ . Si l'on fait varier l'angle ϕ du convertisseur tout en gardant V_C constante, l'extrémité de V_C décrira un cercle centré sur l'extrémité du vecteur V_1 . V_T Suivra le cercle en pointillé tel qu'indiqué par la figure I.10. Par conséquent, l'angle δ changera progressivement d'une valeur maximale positive à une valeur minimale négative en passant par une valeur nulle. La puissance active transmise 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_c et par conséquent V_T . Notons que, lorsque V_1 et V_2 sont égales en modules et en phases (Fig I.10) le vecteur I sera toujours en retard sur le vecteur V_C de 90° et sera tel que $I = \frac{V_C}{X}$ dans ces circonstances, aucune puissance active n'est débitée ni absorbée par le convertisseur. Cependant, le convertisseur fournit une puissance réactive égale à $Q_C = V_c \cdot I$ Cela correspond précisément à la puissance réactive absorbée par la réactance X de la ligne.

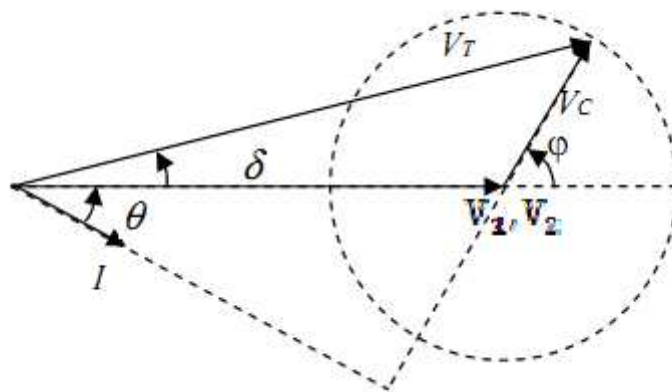


Figure I.10 Diagramme vectoriel des tensions $\bar{V}_1 = \bar{V}_2$

2^{eme} Cas: $\bar{V}_1 \neq \bar{V}_2$ avec $V_1 \neq V_2$ et $\delta_1 = \delta_2$

En supposant que \bar{V}_1 et \bar{V}_2 soient en phase mais de modules différents comme le montre la figure I.11 ci-dessous. Le vecteur V_c pivote autour de l'extrémité du vecteur V_1 en décrivant un cercle.

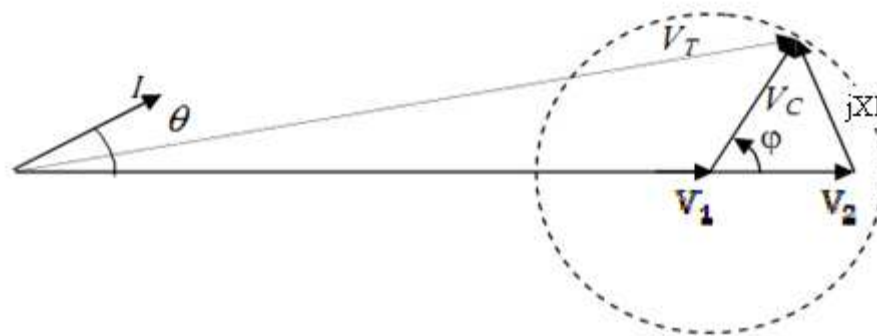


Figure I.11 Diagramme vectoriel des tensions $\bar{V}_1 \neq \bar{V}_2$

La chute de tension dans la ligne est $jXI = \bar{V}_T - \bar{V}_2$ dans ce cas de figure le courant sera en retard de 90° par rapport à jXI , par conséquent, \bar{I} sera en avance sur \bar{V}_1 et \bar{V}_2 de θ . On a donc les puissances actives débitée et reçue respectivement par la première et deuxième région telles que :

$$P_1 = V_1 I \cos \theta \tag{I.26}$$

$$P_2 = V_2 I \cos \theta \tag{I.27}$$

L'UPFC est un dispositif FACTS assez puissant, mais ne compense qu'une seule ligne de transmission tandis qu'un nouveau dispositif qui lui est analogue appelé IPFC (Interline Power Flow Controller) permet la compensation et la gestion des flux de puissance de plusieurs lignes de transmission [9].

I.5 Description et principe de fonctionnement de l'IPFC

L'IPFC, proposé par Gyugyi, Sen et Schauder en 1998, aborde le problème de la compensation des lignes de transmission. L'IPFC a la capacité de contrôler le transit de puissance des lignes de transmission indépendamment les unes des autres. Ceci permet de :

- *réguler les puissances actives et réactives des lignes.
- *réduire les surcharges des lignes par un échange de puissance active.
- *réduire les chutes de tension résistive en ligne.
- *améliorer la stabilité des réseaux.

Dans sa forme générale, l'IPFC emploie un certain nombre de convertisseurs dc-ac (courant continu-courant alternatif), chaque convertisseur étant relié à une ligne différente. Les convertisseurs sont reliés entre eux par une liaison à courant continu comme l'illustre la figure I.12 ci-dessous :

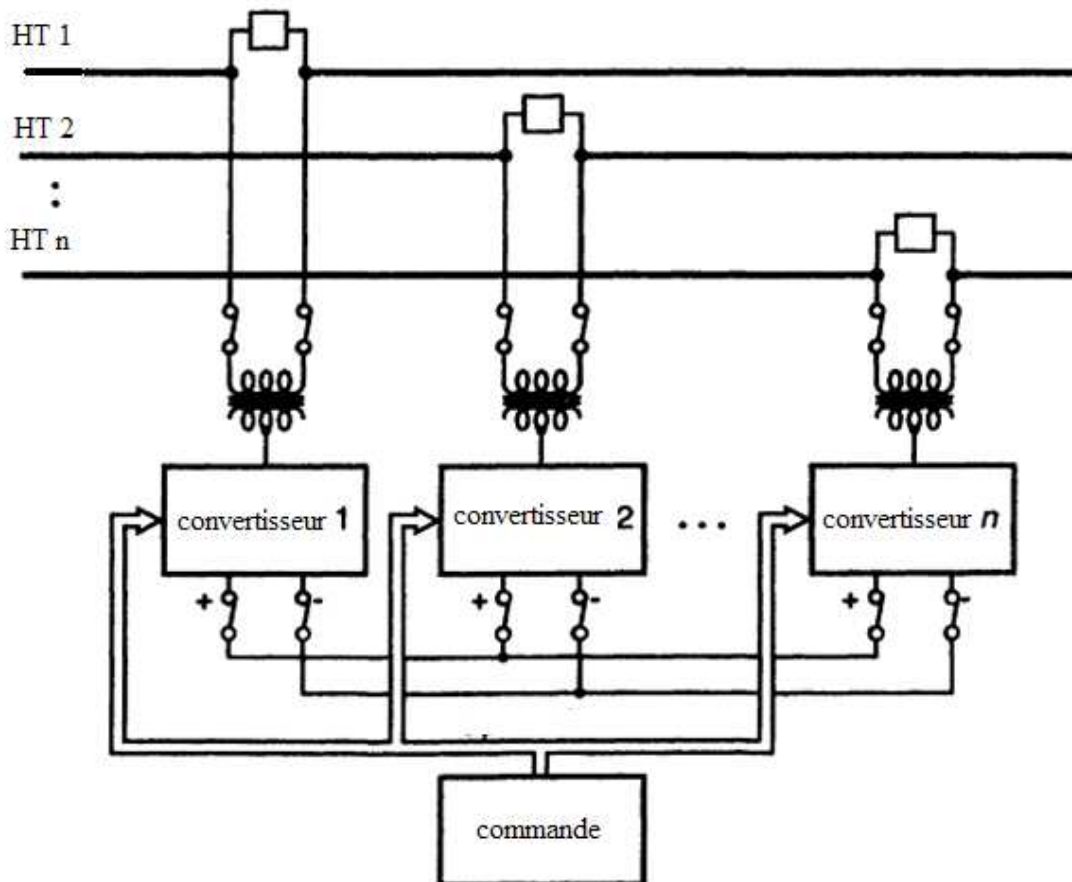


Figure I.12 Structure de l'IPFC

En plus de fournir une compensation réactive série, les convertisseurs peuvent être contrôlés pour fournir une puissance active à la liaison continue via leurs propres lignes de transmission. Ainsi, un surplus d'énergie peut être mis à la disposition des autres lignes de transmission. De cette manière, certains convertisseurs compensent des lignes surchargées ou des lignes avec un surplus de puissance réactifs [1].

La figure I.13 montre le circuit électrique d'un IPFC, chaque convertisseur compensant une ligne de transmission par injection d'une tension série [10].

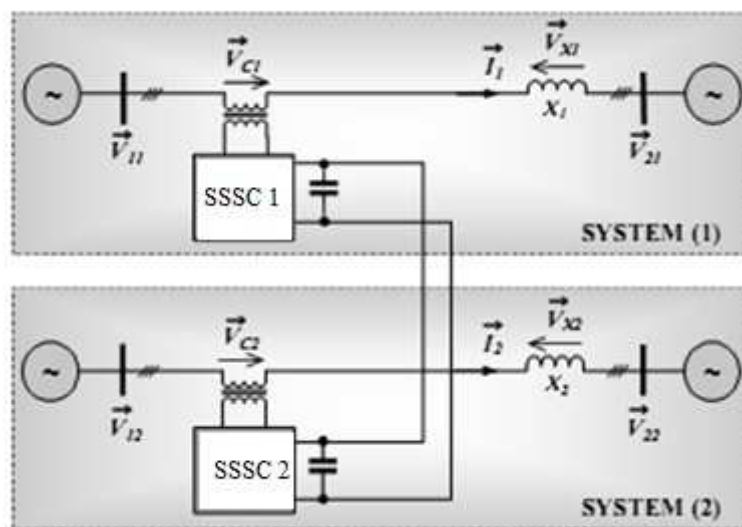


Figure I.13 Circuit électrique d'un IPFC

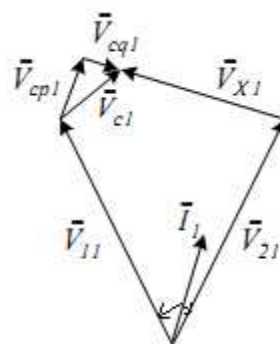


Figure I.14 Diagramme vectoriel du système 1

En prenant le courant \bar{I}_1 comme origine des phases, on aura :

$$\bar{V}_{11} = V_{11} e^{j\varphi_{11}} \quad (\text{I.28})$$

$$\bar{V}_{21} = V_{21} e^{-j\varphi_{21}} \quad (\text{I.29})$$

$$\bar{V}_{c1} = V_{c1} e^{j\varphi_{c1}} \quad (\text{I.30})$$

Le courant \bar{I}_1 du circuit de la figure I.13 est tel que :

$$\bar{I}_1 = \frac{\bar{V}_{11} - \bar{V}_{21} + \bar{V}_{c1}}{jX_1} = I_{1p} + jI_{1q} \quad (\text{I.31})$$

$$\text{avec : } I_{1p} = \frac{V_{11} \sin \varphi_{11} + V_{21} \sin \varphi_{21} + V_{c1}}{X_1} \quad (\text{I.31.a})$$

$$I_{1q} = \frac{V_{21} \cos \varphi_{21} - V_{11} \cos \varphi_{11} - V_{c1}}{X_1} \quad (\text{I.31.b})$$

La puissance reçue par le nœud 2 est telle que :

$$S_{21} = \bar{V}_{21} \bar{I}_1^* = P_{21} + jQ_{21} \quad (\text{I.32})$$

d'où les expressions des puissances active et réactive ci-dessous :

$$P_{21} = \frac{V_{21}V_{11}}{X_1} (\cos \varphi_{21} \sin \varphi_{11} + \cos \varphi_{11} \sin \varphi_{21}) + \frac{V_{21}V_{c1}}{X_1} \cos \varphi_{21} \sin \varphi_{c1} + \frac{V_{21}V_{c1}}{X_1} \sin \varphi_{21} \cos \varphi_{c1} \quad (\text{I.33})$$

$$= \frac{V_{21}V_{11}}{X_1} \sin \delta_1 + \frac{V_{21}V_{c1}}{X_1} \cos \varphi_{21} \sin \varphi_{c1} + \frac{V_{21}V_{c1}}{X_1} \sin \varphi_{21} \cos \varphi_{c1}$$

$$Q_{21} = \frac{V_{21}V_{11}}{X_1} (\cos \varphi_{21} \cos \varphi_{11} - \sin \varphi_{21} \sin \varphi_{11}) - \frac{V_{21}^2}{X_1} + \frac{V_{21}V_{c1}}{X_1} \cos \varphi_{21} \cos \varphi_{c1} - \frac{V_{21}V_{c1}}{X_1} \sin \varphi_{21} \sin \varphi_{c1} \quad (\text{I.34})$$

$$= \frac{V_{21}V_{11}}{X_1} \cos \delta_1 - \frac{V_{21}^2}{X_1} + \frac{V_{21}V_{c1}}{X_1} \cos \varphi_{21} \cos \varphi_{c1} - \frac{V_{21}V_{c1}}{X_1} \sin \varphi_{21} \sin \varphi_{c1}$$

Sachant que :

$$\bar{V}_{c1} = V_{c1} e^{j\varphi_{c1}} = V_{c1} \cos \varphi_{c1} + j \sin \varphi_{c1} = V_{cp1} + jV_{cq1}$$

Les équations (I.33) et (I.34) s'écrivent :

$$P_{21} = \frac{V_{21}V_{11}}{X_1} \sin \delta_1 + \frac{V_{21}V_{cq1}}{X_1} \cos \varphi_{21} + \frac{V_{21}V_{cp1}}{X_1} \sin \varphi_{21} \quad (I.35)$$

$$Q_{21} = \frac{V_{21}V_{11}}{X_1} \cos \delta_1 - \frac{V_{21}^2}{X_1} + \frac{V_{21}V_{cp1}}{X_1} \cos \varphi_{21} - \frac{V_{21}V_{cq1}}{X_1} \sin \varphi_{21} \quad (I.36)$$

Les expressions (I.35) et (I.36) s'écrivent aussi :

$$(P_{21} - \frac{V_{21}V_{11}}{X_1} \sin \delta_1) \frac{X_1}{V_{21}} = V_{cq1} \cos \varphi_{21} + V_{cp1} \sin \varphi_{21} \quad (I.37)$$

$$(Q_{21} - \frac{V_{21}V_{11}}{X_1} \cos \delta_1 + \frac{V_{21}^2}{X_1}) \frac{X_1}{V_{21}} = V_{cp1} \cos \varphi_{21} - V_{cq1} \sin \varphi_{21} \quad (I.38)$$

Les expressions (I.37) et (I.38) montrent que l'IPFC peut contrôler les deux puissances active et réactive.

En supposant un contrôle de puissance active maintenue à une valeur constante P_{21}^* et un contrôle de puissance réactive Q_{21}^* maintenue à une valeur nulle. On aura donc $\varphi_{21} = 0$ et par suite les équations (I.37) et (I.38) s'écrivent :

$$V_{cq1} = \left(P_{21}^* - \frac{V_{21}V_{11}}{X_1} \sin \delta_1 \right) \frac{X_1}{V_{21}} \quad (I.39)$$

$$V_{cp1} = \left(Q_{21}^* - \frac{V_{21}V_{11}}{X_1} \cos \delta_1 + \frac{V_{21}^2}{X_1} \right) \frac{X_1}{V_{21}} \quad (I.40)$$

Dans ces conditions, le transit de puissance active de l'IPFC du système 1 vers le système 2 s'écrit :

$$P_{IPFC1} = I_{P1}V_{cp1} = (V_{21} - V_{11} \cos \delta_1) \frac{P_{21}^*}{V_{21}} \quad (I.41)$$

L'expression (I.41) peut se généraliser à un système i d'où :

$$P_{IPFCi} = I_{Pi}V_{cpi} = (V_{2i} - V_{1i} \cos \delta_i) \frac{P_{2i}^*}{V_{2i}} \quad (I.42)$$

En se basant sur l'équation (I.42) et sur la figure I.13, on peut déduire que :

Quand $P_{IPFC1} > 0$ le premier système absorbe de la puissance active du deuxième système.

Quand $P_{IPFC1} < 0$ le premier système envoie de la puissance active au deuxième système.

I.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les schémas et principes de fonctionnement du STATCOM, du SSSC, de l'UPFC et de l'IPFC. Grâce aux avancées récentes dans le domaine de l'électronique de puissance, le temps de réaction de ces dispositifs FACTS est diminué à quelques millisecondes. Ces systèmes FACTS ont la capacité d'améliorer la stabilité des réseaux électriques et de résoudre les problèmes liés à la qualité de l'énergie électrique. Nous étudierons par la suite l'influence de l'IPFC sur la stabilité transitoire d'un réseau électrique.

II.1 Introduction

L'étude d'un système électro-énergétique en régime perturbé ou transitoire nécessite la connaissance de l'état du système avant toute perturbation. Cela revient à connaître l'état du réseau en régime permanent sachant que le rôle d'un réseau électro-énergétique est de satisfaire la demande en puissance active et réactive [11].

Dans ce chapitre, nous allons étudier le comportement d'un réseau monomachine retenu comme réseau test en régime perturbé. Avant cela il est important de voir l'état de notre réseau en régime permanent, nous examinons l'effet de la régulation de tension et du stabilisateur de puissance en version conventionnelle et en version multi-bande sur le réseau soumis aux mêmes conditions de défaut à savoir nature et durée. Nous décrivons auparavant les régulations utilisées.

II.2 Système étudié

Le système étudié est un réseau monomachine dont le schéma est donné par la figure II.1 ci-dessous :

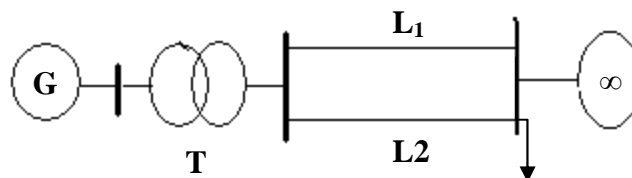


Figure II.1 Schéma simplifié de notre réseau

Sn(MVA)	1400
Vn(kV)	13.8
X_d (pu)	1.305
X_d' (pu)	0.296
X_d'' (pu)	0.252
X_q (pu)	0.474
X_q'' (pu)	0.243
T_{d0}' (s)	4.49
T_{d0}'' (s)	0.0681
T_q'' (s)	0.0513
R_s (pu)	0.003

Tableau II.1 Caractéristiques du générateur

Sn(MVA)	1400
Fn(Hz)	50
R ₁ (pu)	0.002
R ₂ (pu)	0.002
L ₁ (pu)	0.08
L ₂ (pu)	0.08
R _m (pu)	500
L _m (pu)	500
Rapport de transformation	13.8/735

Tableau II.2 Caractéristiques du transformateur

Les lignes L₁ et L₂ ont une longueur de 200 km, leurs caractéristiques sont données par le tableau ci-dessous :

La longueur de la ligne (km)	200
R (ohm/km)	0.01165
L (mH/km)	0.8679
C (nF/km)	13.41

Tableau II.3 Caractéristiques des lignes

La puissance retenue pour le nœud à puissance infinie est $S = 20000 \text{ MVA}$

II.3 Description et principe de fonctionnement de la régulation de tension

De nombreux modèles de régulation de tension automatique, en anglais appelé AVR (Automatic Voltage Regulator) ont été développés pour représenter les différents types utilisés dans un système électrique. L'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) définit plusieurs types d'AVR dont le type 1 qui est représenté par la figure II.2 [12] et que nous utilisons dans notre travail.

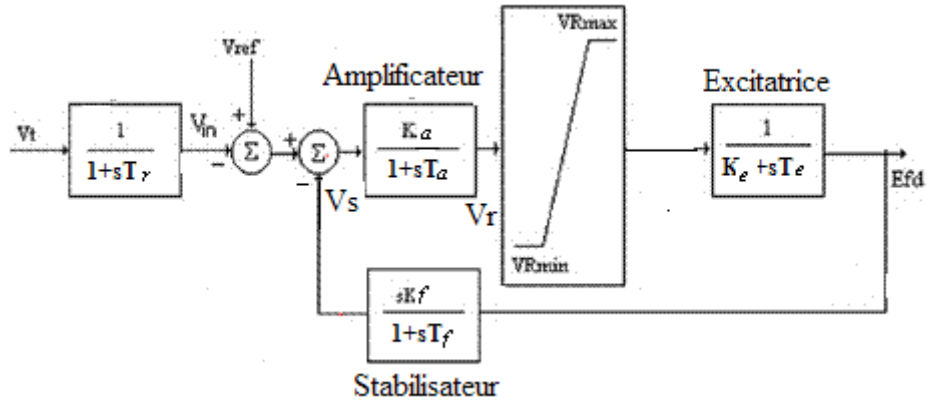


Figure II.2 Bloc diagramme conventionnel du régulateur de tension type IEEE 1

Avec :

T_r : constante de temps du filtre passe bas.

K_a : gain de l'amplificateur.

T_a : constante de temps de l'amplificateur.

K_e : gain de l'excitatrice.

T_e : constante de temps de l'excitatrice.

K_f : gain du stabilisateur.

T_f : constante de temps du stabilisateur.

Les paramètres de l'AVR sont donnés par le tableau II.4 ci-dessous :

$T_r(s)$	0.020
K_a	300
$T_a(s)$	0.01
K_e	1
$T_e(s)$	0.0001
K_f	0.001
$T_f(s)$	0.1

Tableau II.4 Paramètres de l'AVR.

II.4 PSS conventionnel

Le but du stabilisateur de puissance (Power System Stabiliser) est de détecter les oscillations de puissance et d'élaborer un signal qui permet d'influencer la consigne du régulateur de tension.

Le PSS conventionnel a pour objectif de fournir un amortissement supplémentaire afin d'améliorer la stabilité de la machine. L'action d'un PSS est donc d'étendre les limites de stabilité d'un système en fournissant l'atténuation supplémentaire à l'oscillation des rotors par l'excitation du générateur. Le PSS produit un signal de stabilisation en fonction de la variation de vitesse selon le schéma fonctionnel donné par la figure II.3 ci-dessous :

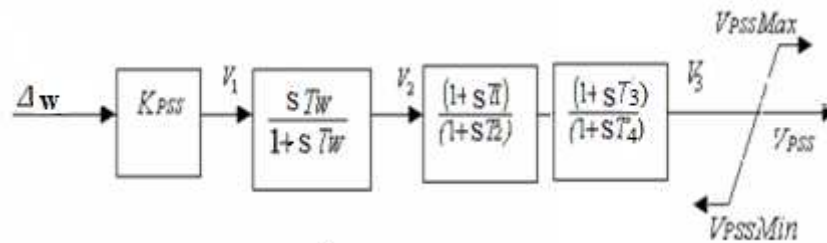


Figure II.3 Bloc diagramme d'un PSS conventionnel

Le PSS se compose de trois blocs :

- un bloc amplificateur de gain K_{PSS}
- un bloc correcteur de fonction de transfert $\frac{ST_w}{1+ST_w}$
- deux blocs compensateurs de fonctions de transfert $\frac{1+ST_1}{1+ST_2}$, $\frac{1+ST_3}{1+ST_4}$

La fonction de transfert du PSS est donnée par l'équation (II.1) ci-dessous :

$$V_{PSS} = K_{PSS} \frac{ST_w(1+ST_1)(1+ST_3)}{1+ST_w(1+ST_2)(1+ST_4)} \Delta w \tag{II.1}$$

Le signal de stabilisation qui vient modifier par contre-réaction négative la valeur de la référence du régulateur de tension est obtenu à partir de la puissance d'accélération. Celle-ci est la différence entre la puissance mécanique développée par la turbine et la puissance active générée par l'alternateur. Le signal de sortie du PSS est un signal de tension V_{PSS} injecté au signal d'entrée de l'AVR [13].

Les paramètres du PSS conventionnel sont donnés par le tableau II.5 ci-dessous :

K_{PSS}	10
T_W (s)	$30 \cdot 10^{-3}$
T_1 (s)	$50 \cdot 10^{-3}$
T_2 (s)	$20 \cdot 10^{-3}$
T_3 (s)	3
T_4 (s)	5.4

Tableau II.5 Paramètres du PSS conventionnel

II.5 PSS multibande (MB-PSS)

Un système électrique interconnecté, selon sa taille a de nombreux modes d'oscillations [14]. Le stabilisateur de puissance multibande MB-PSS IEEE Standard 421.5 PSS 4B où le signal de stabilisation élaboré non seulement à partir de la variation de la vitesse angulaire du rotor mais aussi depuis la puissance électrique [15]. Au lieu d'un, il est utilisé trois filtres Avance/Retard (Lead/Lag) indépendants, chacun étant optimisé à l'amortissement d'oscillations locales, d'oscillations entre les réseaux interconnectés et d'oscillations globales comme le montre la figure II.4 ci-dessous :

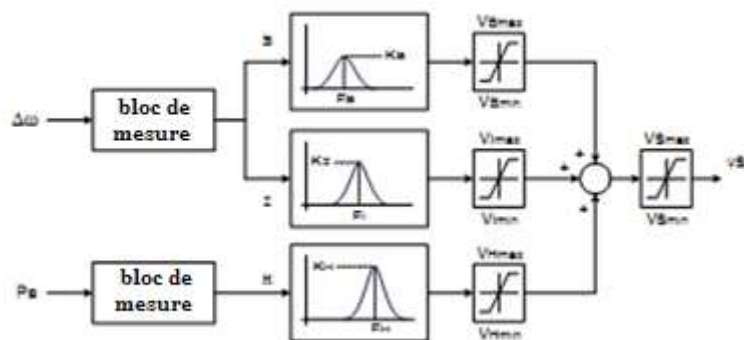


Figure II.4 Configuration du MB-PSS type IEEE standard 421.5 [14].

Une variante de la configuration précédente est aussi utilisée [16]. La figure II.5 représente cette variante de configuration :

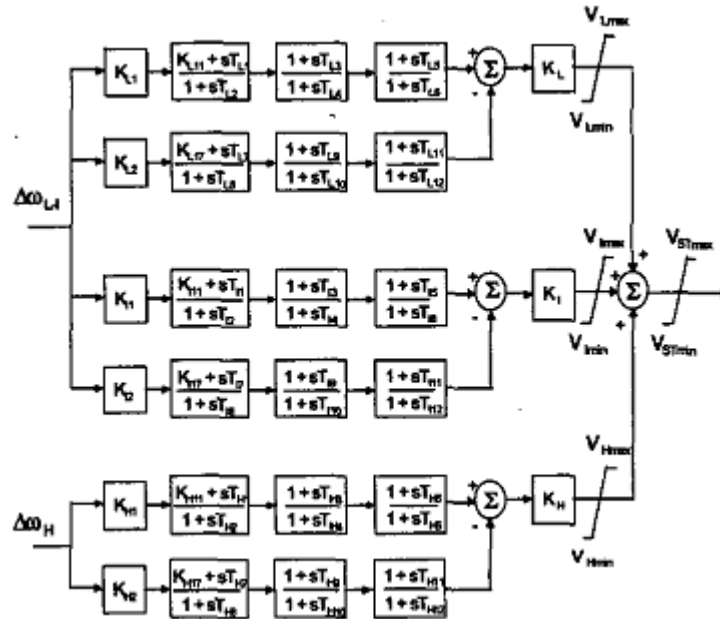


Figure II.5 Configuration du MB-PSS type IEEE PSS-4B.

Ce type comprend trois fonctions principales, les transducteurs, les filtres et les limiteurs.

Quatre limiteurs réglables sont fournis, un pour chaque bande et un autre pour la sortie du PSS.

La bande basse (K_L, T_L) agit sur les oscillations lentes telles que les modes communs trouvés sur les systèmes isolés.

La bande intermédiaire (K_I, T_I) est utilisée pour les oscillations entre des réseaux régionaux dont la fréquence d'oscillation se trouve dans la gamme [0,2Hz, 1,0 Hz].

La bande haute (K_H, T_H) est utilisée pour les oscillations locales, ou inter-machines (entre un alternateur et les autres machines de la même centrale) avec une gamme de fréquence allant de 0,8Hz à 4,0 Hz.

Le stabilisateur de puissance MB-PSS permet d'éliminer les influences dues aux modifications de la puissance de la turbine sur le signal de stabilisation qui est élaboré à partir de la variation de la vitesse angulaire du rotor. La configuration que nous utilisons dans notre travail est donnée par la figure II.5 ci dessus [16].

Ou :

K_L : Gain des basses fréquences.

K_I : Gain des fréquences intermédiaires.

K_H : Gain des hautes fréquences.

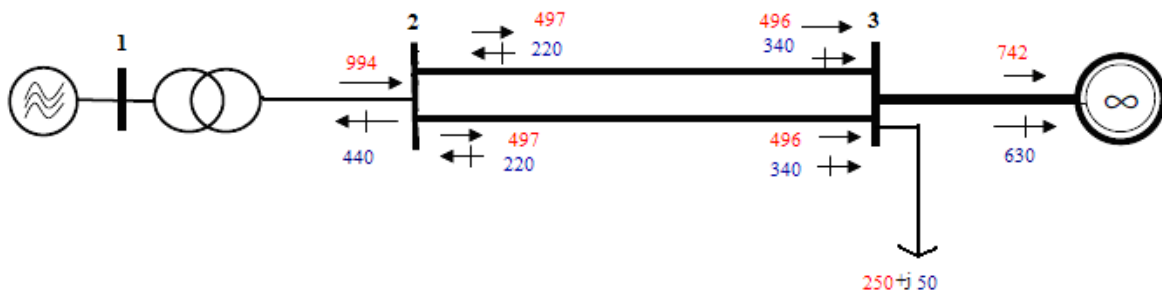
T_L : Constantes de temps des basses fréquences.

T_I : Constantes de temps des fréquences intermédiaires.

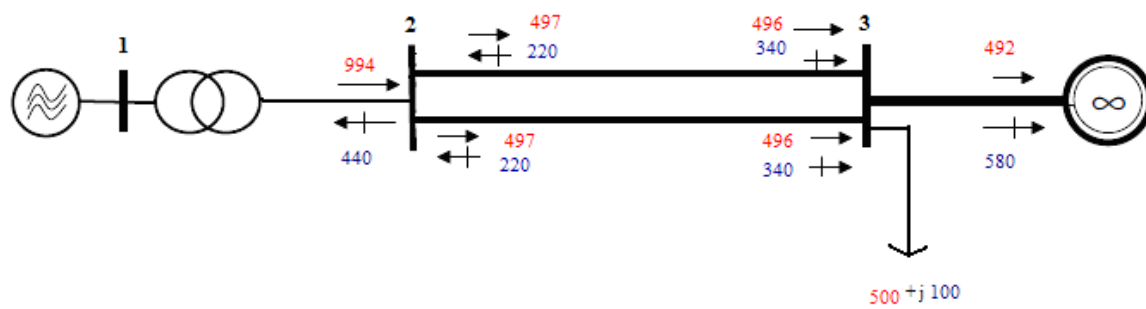
T_H : Constantes de temps des hautes fréquences.

II.6 Etude du système en régime permanent

Nous testons le système successivement pour deux charges (250 MW, 50 MVAR) et (500MW, 100MVAR) et ce pour étudier le comportement du réseau en régime permanent.



(a)



(b)

→ désigne la puissance active en MW

⊕→ désigne la puissance réactive en MVAR

Figure II.6 Circulation de puissances

Les résultats obtenus sont montrés sur la figure II.2. Nous remarquons que l'augmentation de la charge passant de la valeur (250 MW, 50 MVAR) à la valeur (500MW, 100MVAR) n'influe pas sur le transit de puissances qui reste identique dans les deux cas.

Seule la charge consommée par le réseau à puissance infinie varie pour compenser l'augmentation de la charge afin de garder un bilan de puissance cohérent au nœud 3 auquel est connecté le réseau infini et la charge.

II.7 Etude du système en régime perturbé

L'apparition d'un défaut dans un réseau provoque un déséquilibre du réseau [17 18]. Si la perturbation est de faible amplitude et lente, les organes de régulation se chargent de rétablir l'équilibre. Si elle est de grande amplitude, le déséquilibre entre la production et la consommation est responsable de l'évolution des angles internes. Les défauts de faible amplitude sont généralement liés à des variations faibles des charges dans le réseau, les défauts de grande amplitude sont ceux liés à des variations de charges importantes, à des pertes d'ouvrage ou à des courts circuits. Ces derniers peuvent être monophasés, biphasés ou triphasés avec ou sans liaison avec la terre. Les conséquences sont diverses et peuvent être :

- déformation des jeux de barres due aux efforts électrodynamiques intenses qui s'exercent sur eux.
- détérioration des isolants.
- fusion des conducteurs.
- instabilité du réseau s'accompagnant de creux ou d'effondrement de la tension et de variation de la fréquence.

En régime perturbé les automates de protection interviennent alors en éliminant l'organe affecté. Un régime transitoire va s'instaurer conduisant à un nouveau régime d'équilibre ou à une désynchronisation des machines et ce en adéquation avec l'équation de mouvement des alternateurs du réseau.

Cette équation de mouvement est donnée par l'expression II.2 ci-dessous :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} + K_D \omega = P_m - P_e \tag{II.2}$$

où :

H : la constante d'inertie exprimée en secondes

ω_s : la pulsation synchrone exprimée en pu.

δ : angle de charge exprimée en degré.

K_D : le coefficient d'amortissement de la machine.

ω : la vitesse rotorique exprimée en pu.

P_m : la puissance mécanique d'entraînement en pu.

P_e : la puissance électrique du générateur en pu.

II.7.1 Etude du système non régulé

Dans cette partie, nous étudions le comportement du réseau soumis à un défaut triphasé équilibré avec connexion à la terre. Le défaut est localisé sur la ligne à 50 km du générateur. Ce dernier n'est équipé d'aucune régulation. Nous cherchons à déterminer le temps critique d'élimination du défaut au delà duquel le réseau perd sa stabilité.

Les figures II.7, II.8, II.9 et II.10 montrent les comportements respectifs de la vitesse rotorique, de l'angle de charge, de la puissance électrique et de la tension de la machine.

Les résultats de simulations sont obtenus pour une durée de défaut égale à 100 ms (courbe en bleu) et pour une durée égale à 270 ms (courbe en rouge).

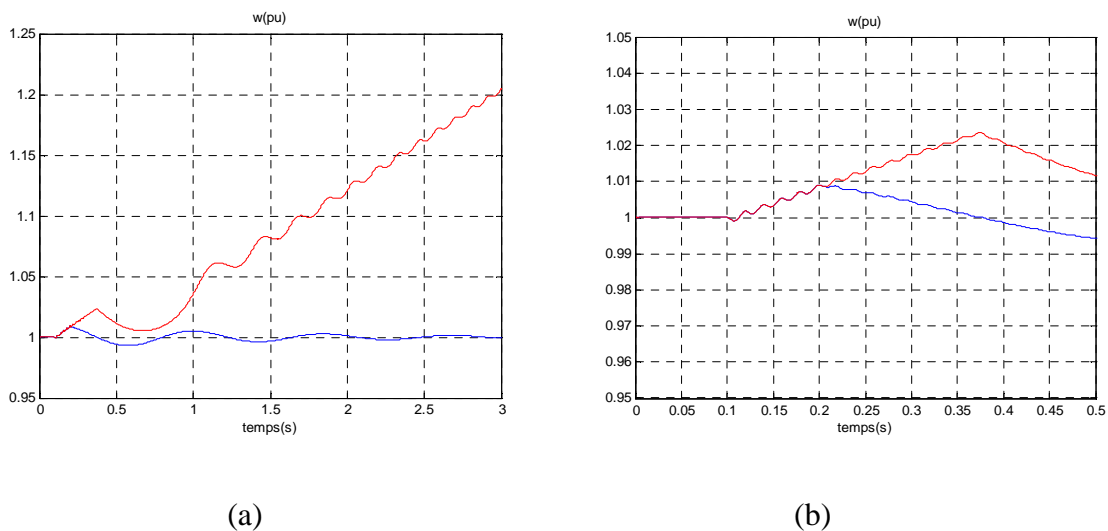
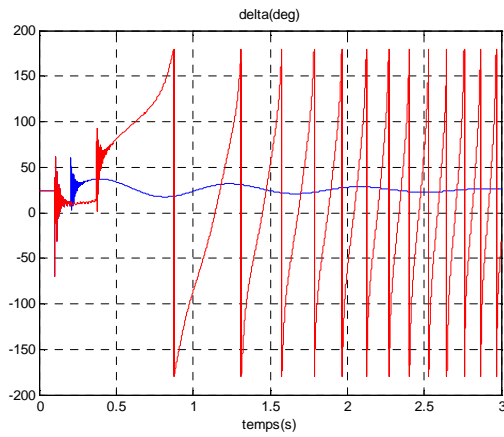
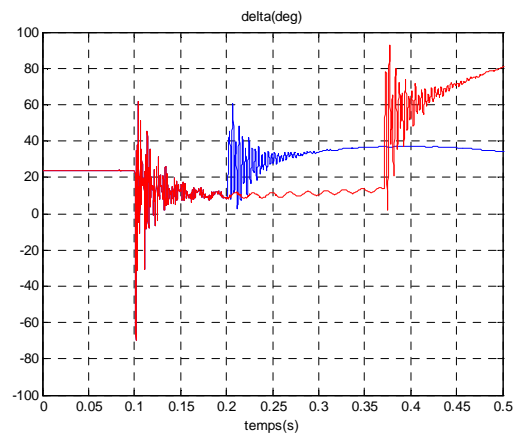


Figure II.7 Comportement de la vitesse rotorique

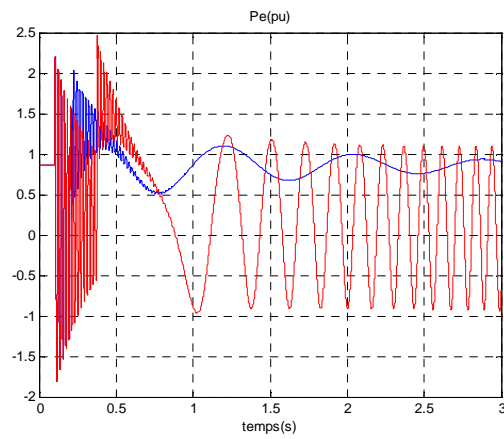


(a)

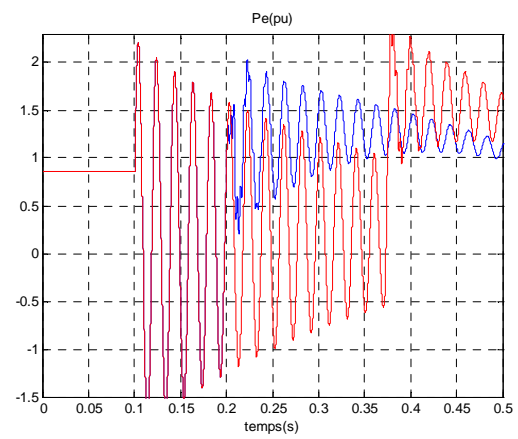


(b)

Figure II.8 Comportement de l'angle de charge

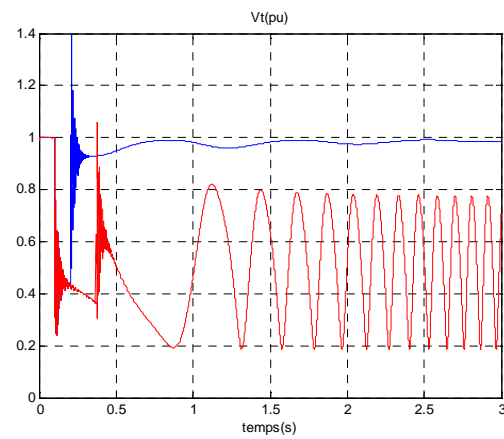


(a)

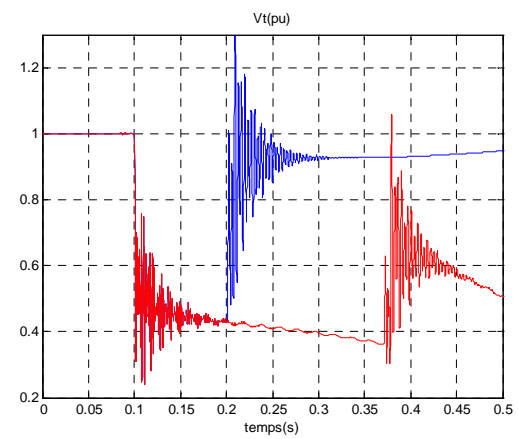


(b)

Figure II.9 Comportement de la puissance électrique du générateur



(a)



(b)

Figure II.10 Comportement de la tension V_t

Les résultats montrent que le système perd sa stabilité quand le défaut dure 270ms (courbes en rouge). Les figures notées (b) montrent un agrandissement dans l'intervalle $[0, 0.5s]$, ceci pour visualiser le comportement des caractéristiques dans la durée du défaut que cette durée soit 100ms ou 270ms. Elles nous montrent comment le système réagit dans chaque situation de défaut c'est-à-dire quand celui-ci dure 100ms et 270ms. Les courbes en bleu montrent bien qu'à l'élimination du défaut c'est-à-dire à $t=0.2s$, le système retrouve un régime stable après quelques oscillations ne dépassant pas $t=0.5s$ dans la durée et ce dans le cas le plus défavorable. Les courbes en rouge montrent que les oscillations du système ne sont pas amorties après l'élimination du défaut c'est dire à $t=0.37s$, cette durée de défaut peut être donc considérée comme durée critique.

II.7.2 Etude du système régulé

Dans cette partie nous allons voir les résultats de simulations avec l'apport des outils conventionnels (AVR, PSS en version conventionnel) sur la stabilité de notre réseau. Les résultats montrés dans les figures II.11 à II.18 renseignent sur le comportement des caractéristiques de la machine dans différentes situations de réglage utilisant l'AVR le PSS conventionnel.

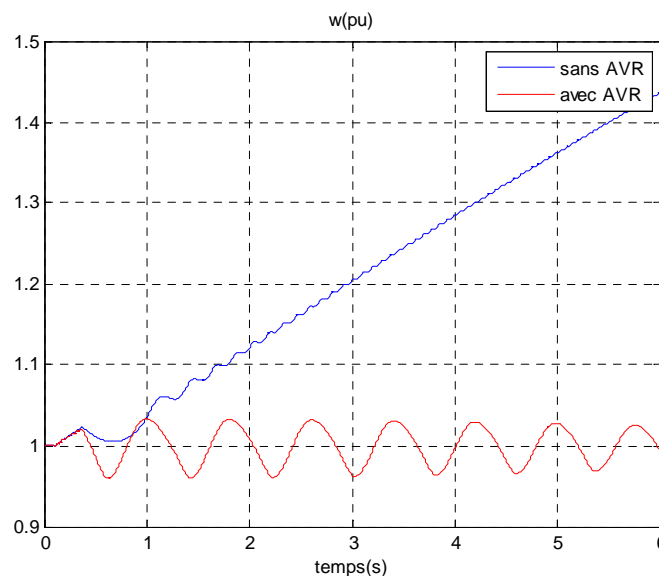


Figure II.11 Comportement de la vitesse rotorique

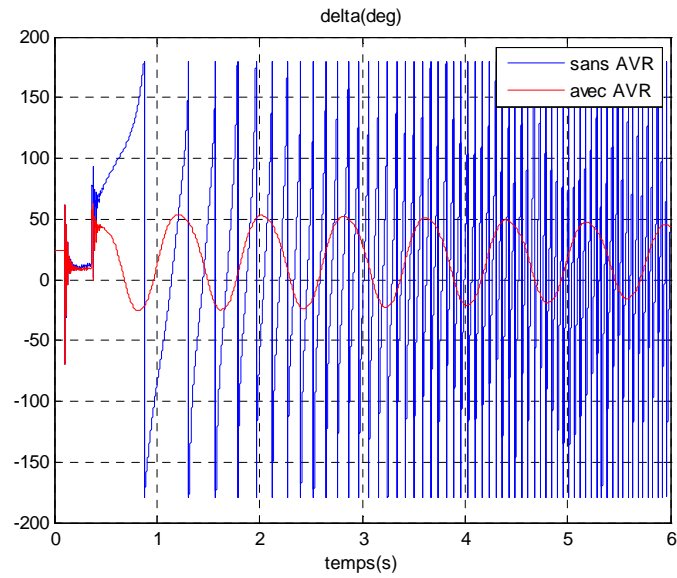


Figure II.12 Comportement de l'angle de charge

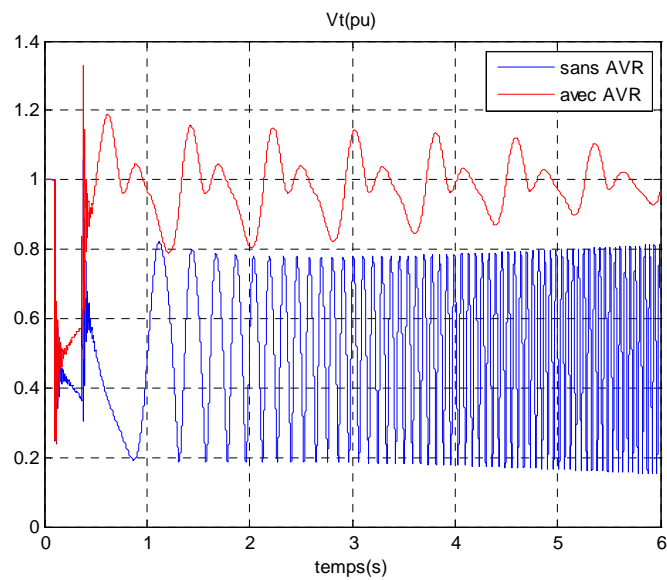


Figure II.13 Comportement de la tension V_t .

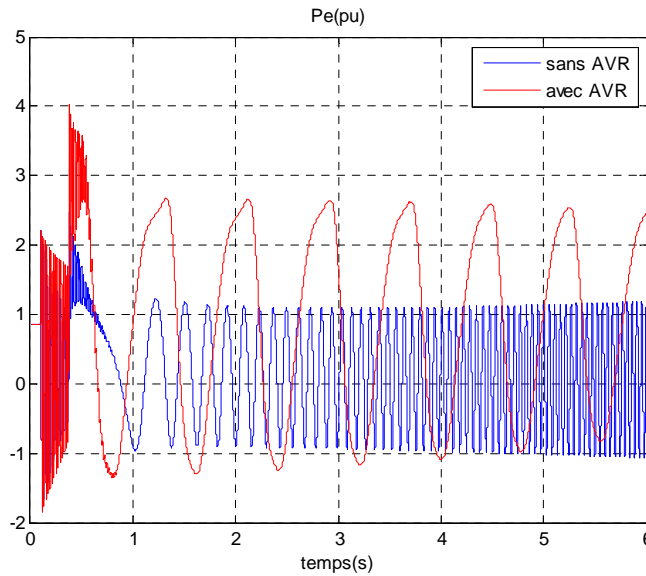


Figure II.14 Comportement de la puissance électrique du générateur.

Les figures II.11, II.12, II.13 et II.14 montrent l'effet de l'AVR sur la stabilité du réseau (courbe en rouge), dès l'apparition du défaut à 0.1s le réseau perd sa stabilité et n'arrive plus à la reprendre (courbe en bleu), mais avec l'apport de l'AVR (courbe en rouge) on remarque un amortissement des oscillations des différentes grandeurs caractéristiques, oscillations qui se maintiennent jusqu'à 6s.

En ajoutant le PSS au système équipé de l'AVR, on constate un renforcement de la régulation et une amélioration de la stabilité comme le montrent les résultats des figures II.15 à II.18. La durée maximale des oscillations atténuées ne dépasse pas 3s.

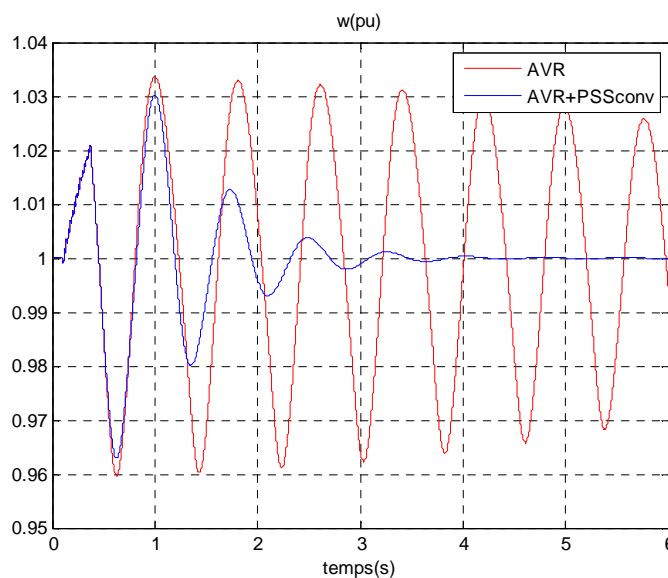


Figure II.15 Comportement de la vitesse rotorique

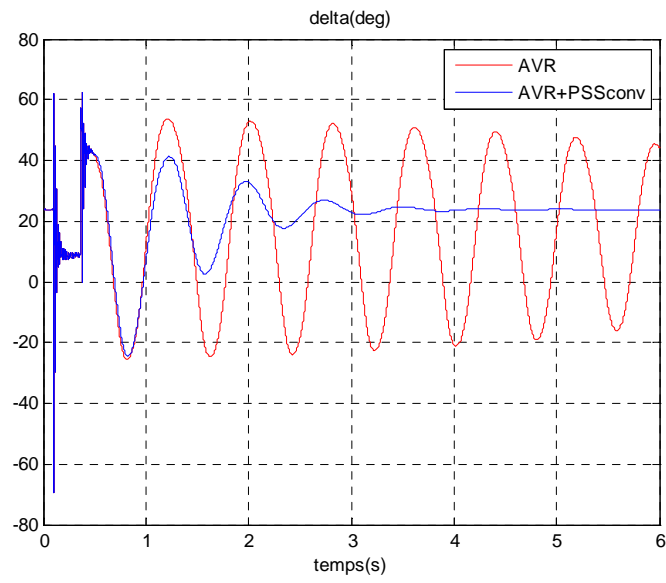


Figure II.16 Comportement de l'angle de charge.

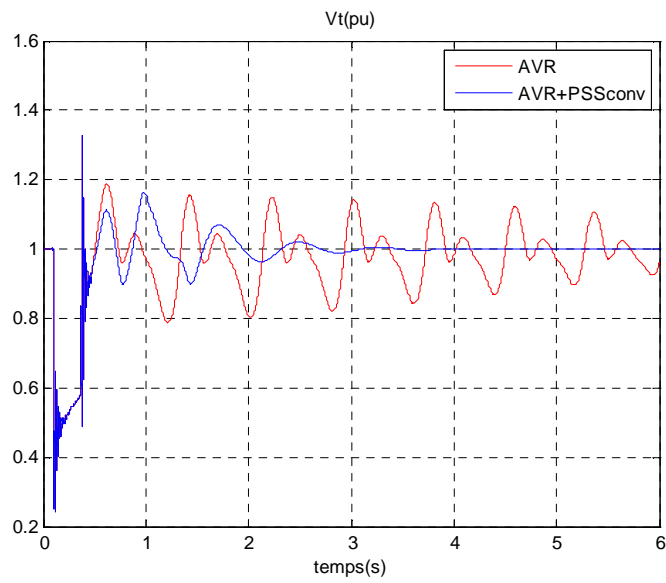


Figure II.17 Comportement de la tension V_t .

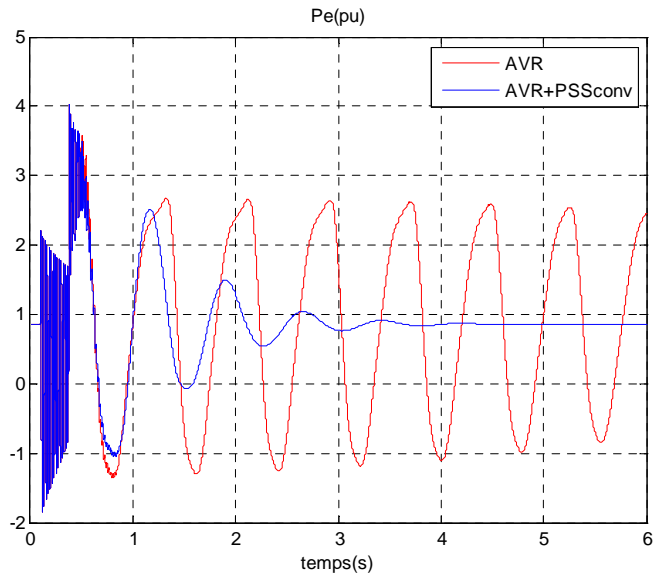


Figure II.18 Comportement de la puissance électrique du générateur.

Les figures II.15, II.16, II.17 et II.18 montrent que l'apport du PSS (courbe en bleu) peut aider l'AVR (courbe en rouge) à améliorer la stabilité du réseau. Les oscillations sont amorties et le réseau reprend sa stabilité plus rapidement à $t=3s$.

Nous allons maintenant augmenter la durée du défaut pour passer de 270 ms à 360 ms et constater l'effet de cette augmentation sur la régulation conventionnelle.

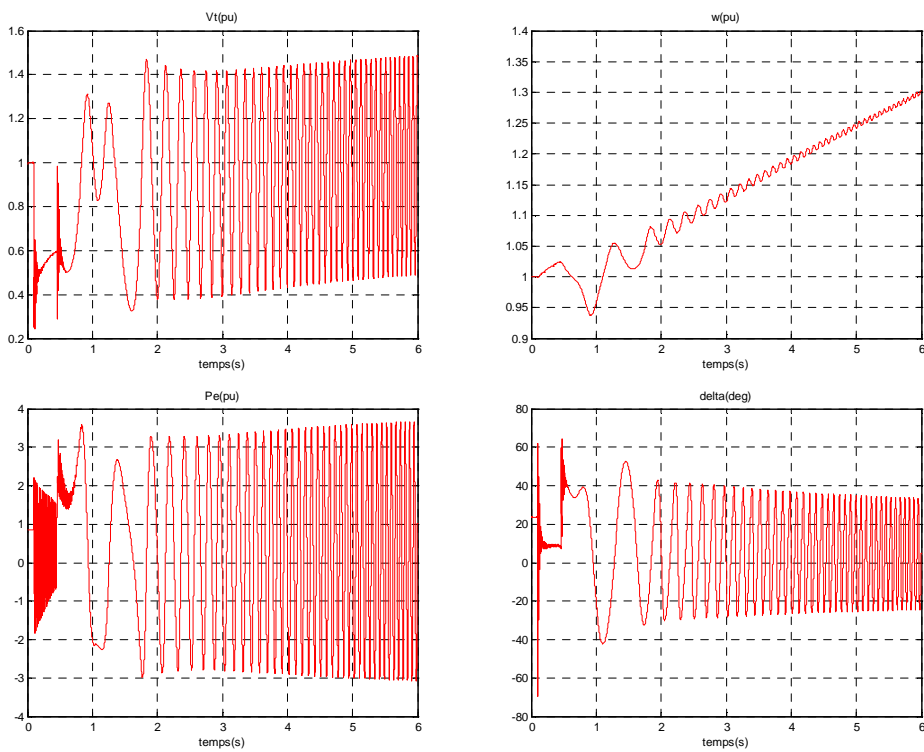


Figure II.19 Résultats de simulation pour un défaut d'une durée de 360ms.

Les résultats obtenus montrent qu'en augmentant la durée du défaut (court-circuit triphasé) la régulation conventionnelle perd son efficacité, en prenant la vitesse comme exemple on constate que celle-ci ne cesse d'augmenter pour atteindre les 1.3pu, l'alternateur perd son synchronisme, les oscillations sont plus importantes en nombre et en amplitude, le réseau perd sa stabilité et n'arrive plus à la reprendre même après l'extinction du défaut.

II.8 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons donné les caractéristiques de notre réseau test, la circulation de puissances en régime permanent pour deux charges différentes. Nous avons simulé un court-circuit triphasé pour deux durées différentes. Les résultats de simulation ont montré qu'avec une durée de 100 ms notre réseau a retrouvé sa stabilité dès l'extinction du défaut.

En augmentant la durée du court-circuit, nous avons constaté que le réseau perdait sa stabilité et n'arrivait plus à la reprendre. Avec l'apport d'outils de régulation conventionnels, les oscillations sont amorties d'une manière plus efficace et le réseau reprend sa stabilité plus rapidement.

En prolongeant la durée du défaut à 360ms, la régulation conventionnelle n'est plus efficace et le réseau n'arrive plus à reprendre sa stabilité. Dans le chapitre suivant nous verrons comment cette régulation conventionnelle peut être renforcée.

III.1 Introduction

L'IPFC (Interline Power Flow Controller) a été proposé en 1998 [19] comme la dernière génération des systèmes FACTS. Sa capacité de compenser simultanément plusieurs lignes de transmission a suscité un grand intérêt des chercheurs et les industries d'énergie dans le monde entier.

Dans ce chapitre, nous allons présenter la modélisation et le contrôle de l'IPFC, son insertion dans le réseau ainsi que les résultats des différentes simulations concernant sa commande et son effet sur notre réseau. Nous modélisons le système IPFC et développons sa commande avant de l'insérer dans le réseau pour étudier son impact sur le réseau en régime perturbé.

III.2 Modélisation et contrôle de l'IPFC

III.2.1 Modélisation de la première partie série de l'IPFC

La figure III.1 montre la première partie série de l'IPFC. Pour le côté alternatif de cette partie, le transformateur de couplage est composé de trois transformateurs monophasés éleveurs représentés par des inductances de fuite L_{se} et par des résistances internes des enroulements R_{se} .

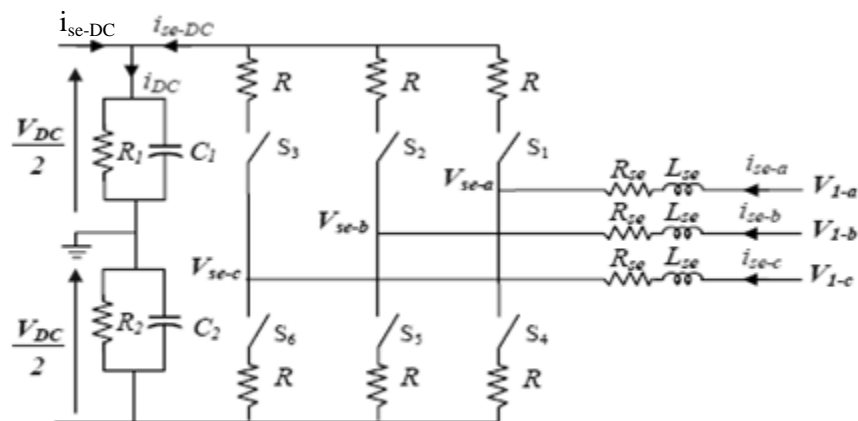


Figure III.1 Première partie série de l'IPFC

La relation entre le courant et les tensions côté alternatif de cette partie est donnée par l'expression (III.1) ci dessous :

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

Considérons w_1 , w_2 et w_3 , les fonctions de commutation des trois bras du convertisseur série définies de la manière suivante :

Pour $k= \{1, 2,3\}$ $w_k=1$ si S_k est fermé et S_{k+3} est ouvert

$w_k=-1$ si S_k est ouvert et S_{k+3} est fermé

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

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

En utilisant les expressions (III.1) et (III.2), nous obtenons l'expression (III.3) ci-dessous :

$$L_{se} \frac{di_{se-a}}{dt} + R_{se} i_{se-a} = V_{1-a} - R i_{se-a} - w_k \frac{V_{DC}}{2} \quad (III.3)$$

L'extension du résultat aux 3 phases permet d'avoir la relation (III.4) ci-dessous :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} = \frac{-(R_{se} + R)}{L_{se}} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{se}} \begin{bmatrix} V_{1-a} \\ V_{1-b} \\ V_{1-c} \end{bmatrix} - \frac{1}{L_{se}} \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (III.4)$$

La relation entre les courants alternatifs $i_{se-a}, i_{se-b}, i_{se-c}$ et le courant continu i_{se-DC} s'exprime comme suit :

$$i_{se-DC} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} w_1 & w_2 & w_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} \quad (III.5)$$

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

$$P_{se-AC} = \begin{bmatrix} i_{se-a} & i_{se-b} & i_{se-c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{se-a} \\ V_{se-b} \\ V_{se-c} \end{bmatrix} \quad (III.6)$$

Les expressions (III.2) et (III.6) permettent d'avoir la relation (III.7) ci-dessous :

$$P_{se-AC} = Ri_{se-a}^2 + Ri_{se-b}^2 + Ri_{se-c}^2 + \begin{bmatrix} i_{se-a} & i_{se-b} & i_{se-c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (III.7)$$

La puissance fournie aux condensateurs par la partie série est donnée par l'expression (III.8) ci-dessous :

$$P_{se-DC} = V_{DC} i_{se-DC} \quad (III.8)$$

Tenant compte des expressions (III.5) et (III.8), on aura :

$$P_{se-DC} = \begin{bmatrix} w_1 & w_2 & w_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (III.9)$$

Dans l'hypothèse où les deux condensateurs du nœud à tension continue et les deux convertisseurs de l'IPFC ne consomment pas de la puissance active (R_1 et R_2 très grandes et R très petite).

III.2.2 Modélisation de la deuxième partie série de l'IPFC

La figure III.2 représente la structure triphasée de la deuxième partie série de l'IPFC. Le convertisseur est modélisé par des interrupteurs idéaux en série avec la résistance R qui représente les pertes par conduction. Les tensions simples (V_a, V_b, V_c) représentent les tensions des points auxquels le SSSC est raccordé avec la ligne de transport.

Le nœud de tension continue est représenté par les capacités C_1 et C_2 en parallèle avec les résistances R_1 et R_2 représentant les pertes [20].

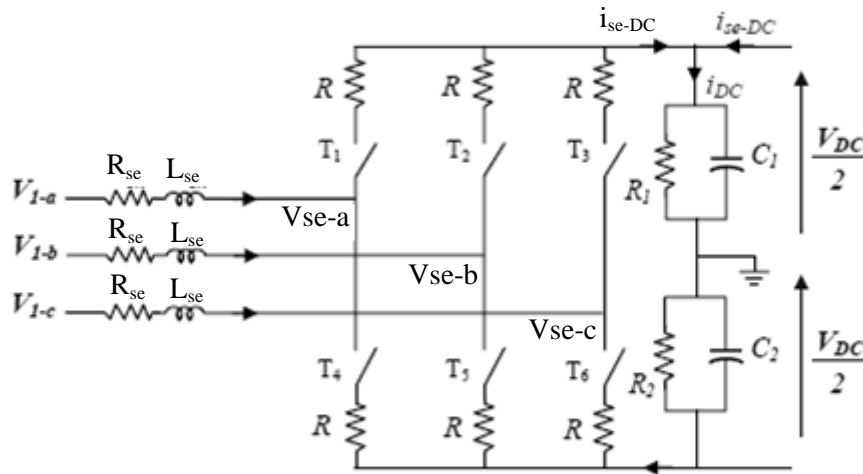


Figure III.2 Deuxième partie série de l'IPFC

L'équation (III.10) illustre la relation entre les courants et les tensions d'une phase, côté alternatif.

$$L_{se} \frac{di_{se-a}}{dt} + R_{se} i_{se-a} = V_{1-a} - V_{se-a} \tag{III.10}$$

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

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

$u_k = -1$ si T_k est ouvert et T_{k+3} est fermé.

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

$$V_{se-a} = Ri_{se-a} + u_k \frac{V_{DC}}{2} \quad (III.11)$$

En utilisant les équations (III.10) et (III.11), nous obtenons la relation (III.12) ci-dessous.

$$L_{se} \frac{di_{se-a}}{dt} + R_{se} i_{se-a} = V_{1-a} - Ri_{se-a} - u_k \frac{V_{DC}}{2} \quad (III.12)$$

L'extension de la relation (III.12) aux autres phases permet d'avoir la relation (III.13) ci-dessous :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} = \frac{-(R_{se} + R)}{L_{se}} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{se}} \begin{bmatrix} V_{1-a} \\ V_{1-b} \\ V_{1-c} \end{bmatrix} - \frac{1}{L_{se}} \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (III.13)$$

Côté continu, le courant est donné par la relation (III.14) ci-dessous.

$$i_{DC} = \frac{1}{2} C_1 \frac{dV_{DC}}{dt} + \frac{V_{DC}}{2R_1} \quad (III.14)$$

En prenant $C_2=C_2=2C$ et $R_1=R_2=0.5r_c$, l'expression (III.14) s'écrit sous la forme (III.15) ci-dessous.

$$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{i_{DC}}{C} - \frac{V_{DC}}{r_c C} \quad (III.15)$$

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

De ce fait, le courant i_{se-DC} en alternance positive, est donné par l'expression (III.16) ci-dessous :

$$i_{se-DC} = a_1 i_{se-a} + a_2 i_{se-b} + a_3 i_{se-c} \quad (III.16)$$

Pour l'alternance négative, le courant i_{se-DC} est donné par l'expression (III.17) ci-dessous :

$$i_{se-DC} = -(a_4 i_{se-a} + a_5 i_{se-b} + a_6 i_{se-c}) \quad (III.17)$$

Ainsi la somme des deux expressions (III.16) et (III.17) donne :

$$2i_{se-DC} = (a_1 - a_4)i_{se-a} + (a_2 - a_5)i_{se-b} + (a_3 - a_6)i_{se-c} \quad (III.18)$$

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

$$i_{se-DC} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} u_1 & u_2 & u_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} \quad (III.19)$$

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

$$P_{se-AC} = \begin{bmatrix} i_{se-a} & i_{se-b} & i_{se-c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{se-a} \\ V_{se-b} \\ V_{se-c} \end{bmatrix} \quad (III.20)$$

Les expressions (III.11) et (III.20), permettent d'avoir la relation (III.21) ci-dessous :

$$P_{se-AC} = Ri_{se-a}^2 + Ri_{se-b}^2 + Ri_{se-c}^2 + \begin{bmatrix} i_{se-a} & i_{se-b} & i_{se-c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (III.21)$$

Tenant compte de l'équation (III.19), nous obtenons la puissance fournie aux condensateurs donnée par l'expression (III.22) ci-dessous :

$$P_{se-DC} = i_{se-DC} V_{DC} = \begin{bmatrix} u_1 & u_2 & u_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (III.22)$$

III.3 Contrôle de l'IPFC

Théoriquement, le dispositif IPFC devrait être traité comme un système multi variable car les deux convertisseurs séries sont connectés d'un coté à la ligne de transmission et de l'autre coté au circuit continu, chacun des deux convertisseurs possède donc deux entrées et deux sorties. Cependant pour faciliter le traitement du dispositif, le contrôle des deux convertisseurs se fera séparément.

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

III.3.1. Identification des références

Les parties série de l'IPFC sont utilisées pour le contrôle des puissances active et réactive transitées dans la ligne de transmission en contrôlant l'amplitude et l'angle de phase

de la tension injectée par les convertisseurs série. La détermination des références est nécessaire pour la commande de ces parties. Il existe plusieurs méthodes d'identification des références. Nous allons utiliser la méthode Watt-Var découplée.

$$\begin{aligned} V_{1-a} - V_{r-a} - V_{se-a} &= R'_{se-a} i_{r-a} + L'_{se-a} \frac{di_{r-a}}{dt} \\ V_{1-b} - V_{r-b} - V_{se-b} &= R'_{se-b} i_{r-b} + L'_{se-b} \frac{di_{r-b}}{dt} \end{aligned} \quad (III.23)$$

$$V_{1-c} - V_{r-c} - V_{se-c} = R'_{se-c} i_{r-c} + L'_{se-c} \frac{di_{r-c}}{dt}$$

Avec :

$$R'_{se} = R_{se} + R_2 ; L'_{se} = L_{se} + L_2$$

A partir de l'équation (III.23), on a la relation matricielle (III.24) ci-dessous :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{r-a} \\ i_{r-b} \\ i_{r-c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{r-a} \\ i_{r-b} \\ i_{r-c} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{1-a} - V_{r-a} - V_{se-a} \\ V_{1-b} - V_{r-b} - V_{se-b} \\ V_{1-c} - V_{r-c} - V_{se-c} \end{bmatrix} \quad (III.24)$$

En passant par la transformation de PARK, l'équation (III.25) s'écrit comme suit :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{r-d} \\ i_{r-q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} & \omega \\ \omega & \frac{-R'_{se}}{L'_{se}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{r-d} \\ i_{r-q} \end{bmatrix} + \frac{1}{L'_{se}} \begin{bmatrix} V_{1-d} - V_{r-d} - V_{se-d} \\ V_{1-q} - V_{r-q} - V_{se-q} \end{bmatrix} \quad (III.25)$$

Afin d'aboutir à une commande facile du système, nous allons procéder au découplage des deux composantes de courant de la ligne ir .

En posant :

$$X_1 = \frac{1}{L'_{se}} (V_{1-d} - V_{r-d} - V_{se-d}) \quad (III.26)$$

$$X_2 = \frac{1}{L'_{se}} (V_{1-q} - V_{r-q} - V_{se-q}) \quad (III.27)$$

L'expression (III.25) s'écrit sous la forme (III.28)

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{r-d} \\ i_{r-q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R'_{se}}{L'_{se}} & 0 \\ 0 & -\frac{R'_{se}}{L'_{se}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{se-d} \\ i_{se-q} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} X_1 + \omega i_{r-q} \\ X_2 - \omega i_{r-d} \end{bmatrix} \quad (III.28)$$

En prenant U_1 et U_2 comme variables de commande telles que :

$$U_1 = X_1 + \omega i_{r-q} \quad (III.29)$$

$$U_2 = X_2 + \omega i_{r-d} \quad (III.30)$$

Nous obtenons le système découplé de la figure III.3 où le bloc régulateur PI contrôle ces deux variables.

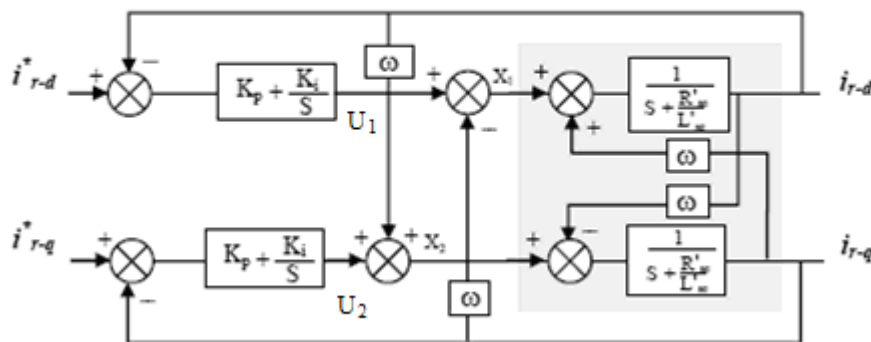


Figure III.3 Schéma bloc de la méthode Watt-Var découplée

Les tensions V_{se-d} et V_{se-q} s'obtiennent par le procédé de calcul suivant :

Les expressions (III.26) et (III.29) permettent d'avoir la relation (III.31) ci-dessous :

$$U_1 - \omega i_{r-q} = X_1 = \frac{V_{1-d} - V_{r-d} - V_{se-d}}{L'_{se}} \quad (III.31)$$

Les expressions (III.27) et (III.30) permettent d'avoir la relation (III.32) ci-dessous :

$$U_2 + \omega i_{r-d} = X_2 = \frac{V_{1-q} - V_{r-q} - V_{se-q}}{L'_{se}} \quad (III.32)$$

Tenant compte des expressions (III.31) et (III.32), on obtient les tensions des parties série données par les relations (III.33) et (III.34) ci-dessous :

$$V_{se-d} = -L'_{se} (U_1 - \omega i_{se-q}) + V_{1-d} - V_{r-d} \quad (III.33)$$

$$V_{se-q} = -L'_{se} (U_2 + \omega i_{se-d}) + V_{1-q} - V_{r-q} \quad (III.34)$$

La figure III.4 représente le schéma global du contrôle par la méthode Watt-Var découplé.

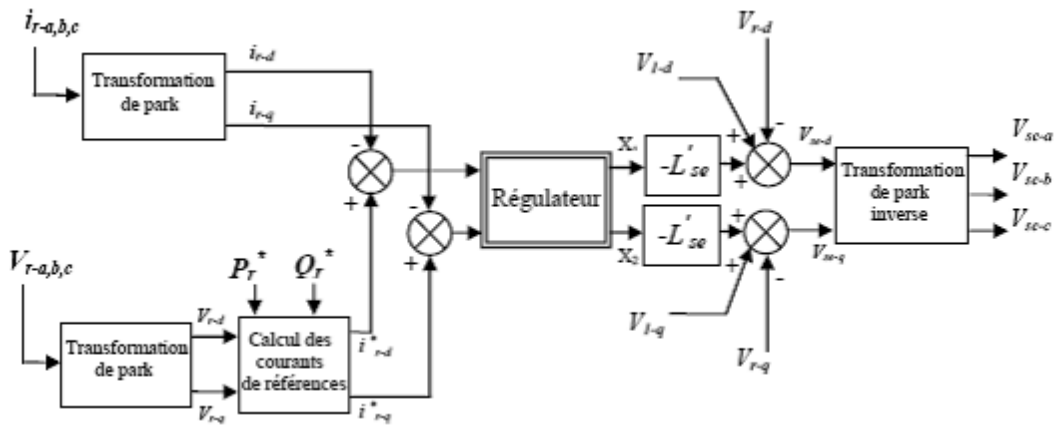


Figure III.4 Schéma global du contrôle

La comparaison des courants (i_{r-d}, i_{r-q}) avec les courants de références (i_{r-d}^*, i_{r-q}^*) donne les écarts détectés par les régulateurs, comme indiqué sur la figure III.4.

Les sorties des régulateurs X_1 et X_2 donnent les composantes de la tension de référence dans le repère d-q. La transformation inverse de PARK, nous permet d'obtenir les références de la MLI pour les parties série de l'IPFC.

La figure III.5 montre la méthode d'identification des différents courants de références pour la deuxième partie série de l'IPFC.

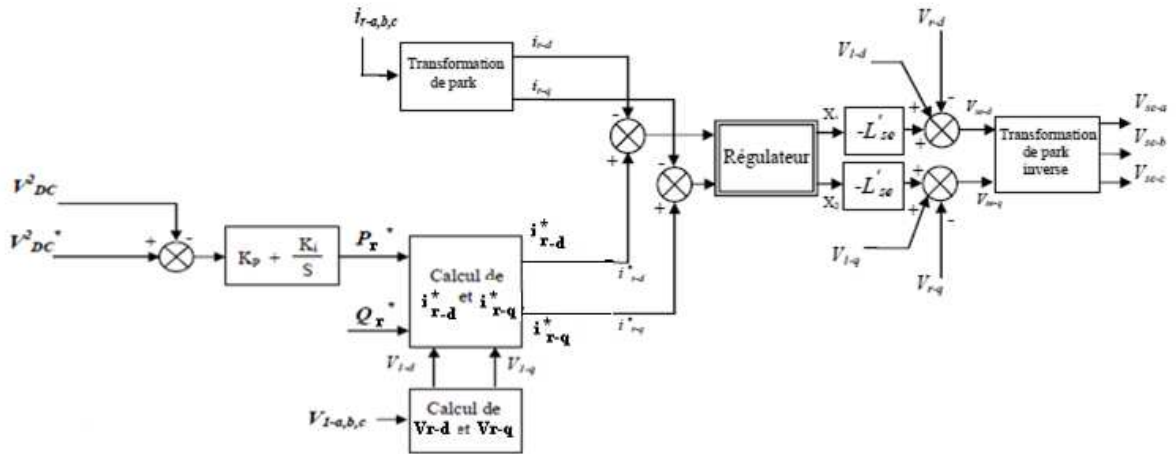


Figure III.5 Identification des courants de référence

Les puissances de références active P_r^* et réactive Q_r^* sont de la forme suivante :

$$\begin{bmatrix} P_r^* \\ Q_r^* \end{bmatrix} = \frac{3}{2} \begin{bmatrix} V_{r-d} & V_{r-q} \\ V_{r-q} & -V_{r-d} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{r-d}^* \\ i_{r-q}^* \end{bmatrix} \tag{III.35}$$

On déduit les courants qui sont donnés par la relation matricielle (III.36)

$$\begin{bmatrix} i_{r-d}^* \\ i_{r-q}^* \end{bmatrix} = \frac{2}{3(V_{r-d}^2 + V_{r-q}^2)} \begin{bmatrix} -V_{r-d} & V_{r-q} \\ V_{r-q} & V_{r-d} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_r^* \\ Q_r^* \end{bmatrix} \tag{III.36}$$

III.4 Commande des convertisseurs

L'objectif de la régulation des parties série est de contrôler le courant à la sortie des convertisseurs de l'IPFC, afin de contrôler la tension injectée par ce dernier dans le réseau.

Pour cela nous utilisons un régulateur PI avec compensation de pôles représenté par la boucle de commande de la figure III.5.

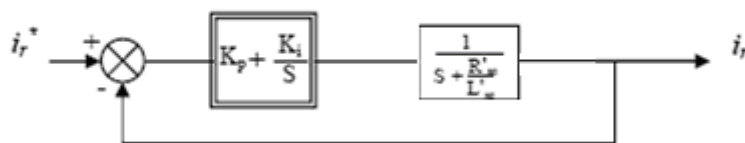


Figure III.6 Schéma de régulation du courant des parties série

En boucle ouverte, nous avons :

$$\frac{i_r}{i_r^*} = \frac{K_p}{S} \left(S + \frac{K_i}{K_p} \right) \frac{1}{\left(S + R'_{se} / L'_{se} \right)} \quad (III.37)$$

Par la compensation du zéro du régulateur et le pôle, nous obtenons :

$$K_i = \frac{R'_{se}}{L'_{se}} K_p \quad (III.38)$$

La figure III.5 devient :



Figure III.7 Schéma simplifié

$$\frac{i_r}{i_r^*} = \frac{1}{1 + \frac{1}{K_p} S} = \frac{1}{1 + \tau S} \quad (III.39)$$

Avec la condition :

$$K_i = \frac{R'_{se}}{L'_{se}} K_p \quad (III.40)$$

La fonction de transfert de la boucle fermée du premier ordre avec une constante de temps

$$\tau = 1 / K_p .$$

Les gains K_p et K_i peuvent être obtenus comme suit :

$$K_p = L'_{se} / \tau ;$$

$$K_i = R'_{se} / \tau L'_{se}$$

III.5 Régulation de la tension continue

Pour un fonctionnement normal des deux convertisseurs de l'IPFC, la tension moyenne aux bornes des condensateurs C_1 et C_2 doit être maintenue à une valeur constante. La régulation de cette tension s'effectue en absorbant ou en fournissant de la puissance active au réseau de transport. Suite à un écart entre V_{DC}^{2*} et V_{DC}^2 , la puissance P_{ref} à la sortie du régulateur s'ajoute à la puissance active fluctuante et donne lieu à un courant fondamental actif corrigeant la tension V_{DC} , comme représenté sur la figure III.7.

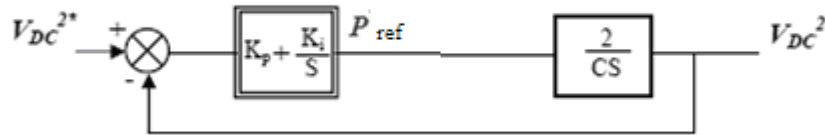


Figure III.8 Régulation de la tension continue

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

$$\frac{V_{DC}^2}{V_{DC}^{2*}} = \frac{\frac{2K_p}{C}S + \frac{2K_i}{C}}{S^2 + \frac{2K_p}{C}S + \frac{2K_i}{C}} \tag{III.41}$$

Avec : $\omega_i^2 = \frac{2K_i}{C}$

$$\xi = K_p \sqrt{\frac{1}{2CK_i}}$$

Les paramètres de l'IPFC sont :

$R_{se}=0.1 \Omega$, $L_{se}=0.01mH$, $V_{dc}=300V$, $F_{porteuse}=1050Hz$

III.6 Résultats de simulation

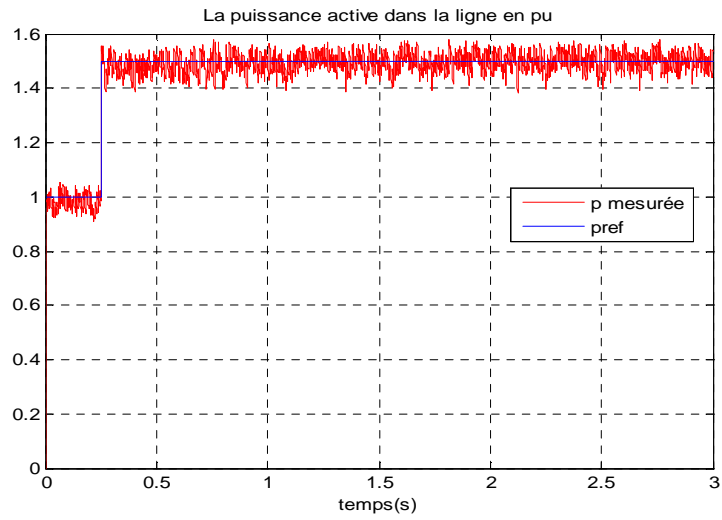


Figure III.9 Puissance active dans la ligne 1

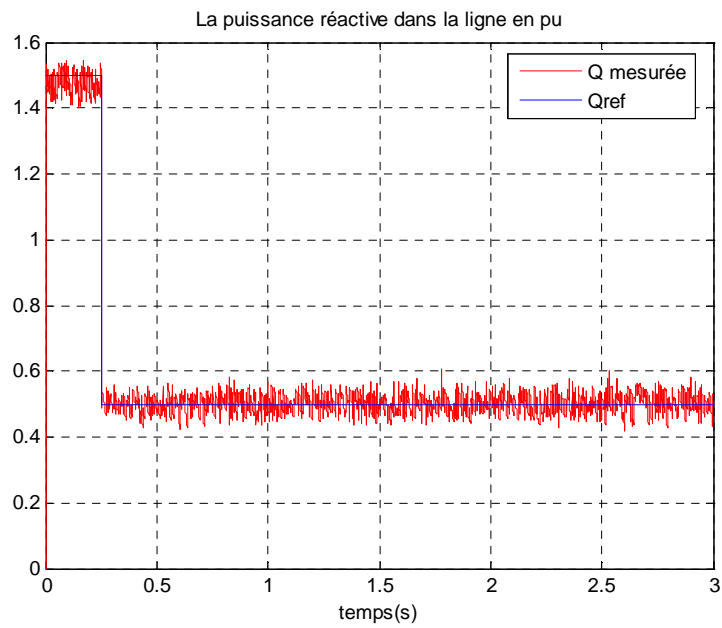


Figure III.10 Puissance réactive dans la ligne 1

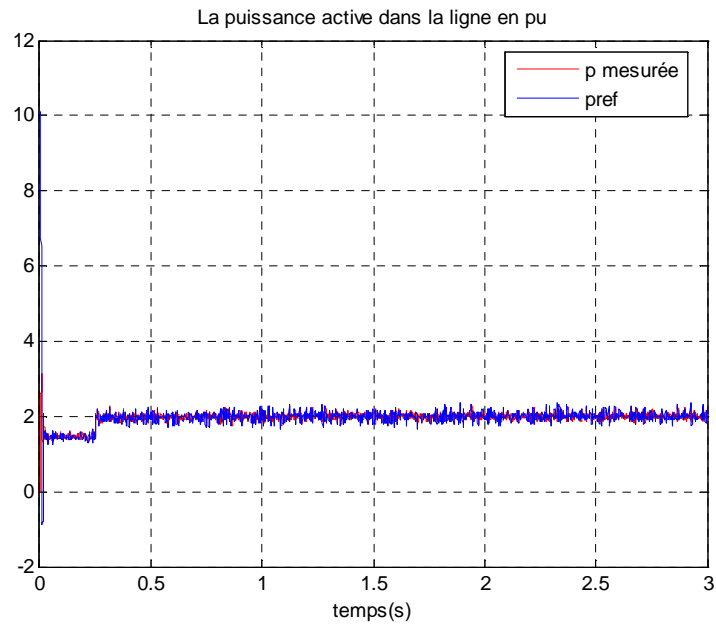


Figure III.11 Puissance active dans la ligne 2

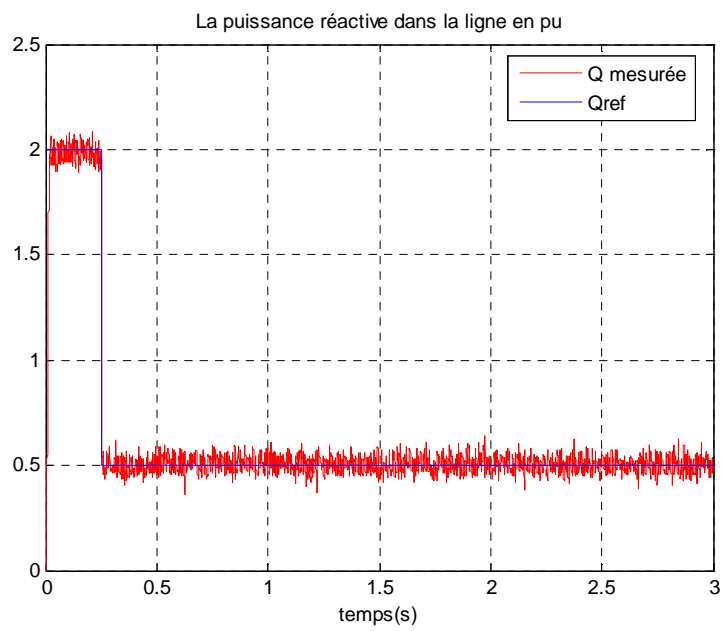


Figure III.12 Puissance réactive dans la ligne 2

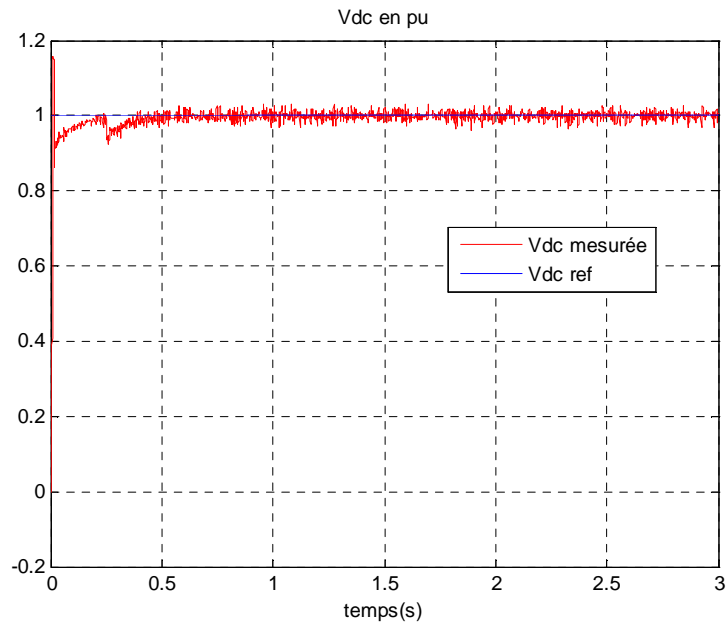


Figure III.13 Tension aux bornes du condensateur

Pour les résultats de simulation ci-dessus nous avons pris les consignes des puissances active et réactive résumées dans les tableaux ci-dessous :

Changement de consigne	P_1 (pu)	Q_1 (pu)
$t = [0 \ 0.25s]$	1	1.5
A $t = 0.25s$	1.5	0.5

Tableau III.1 consignes des puissances active et réactive de la ligne 1

Changement de consigne	P_2 (pu)	Q_2 (pu)
$t = [0 \ 0.25s]$	1	2
A $t = 0.25s$	2	0.5

Tableau III.2 consignes des puissances active et réactive de la ligne 2

Pour la tension aux bornes du condensateur V_{dc} elle est maintenue constante est égale à 1pu.

III.7 Insertion de l'IPFC dans le réseau

La figure III.13 montre l'insertion de l'IPFC dans notre réseau à l'aide d'un schéma unifilaire.

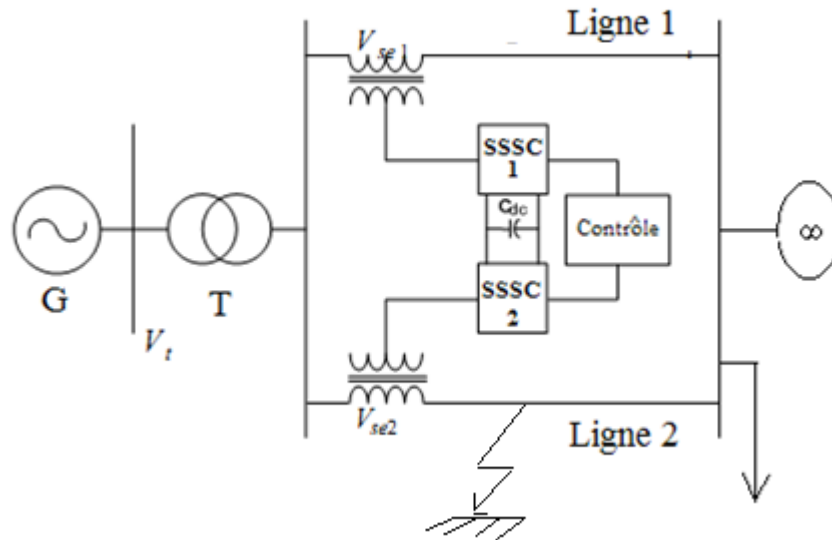


Figure III.14 Insertion de l'IPFC dans le réseau.

Nous rappelons que le défaut en question est un court circuit triphasé avec connexion à la terre se trouvant à 50 km du générateur d'une durée de 360ms.

III.8 Résultats de simulation

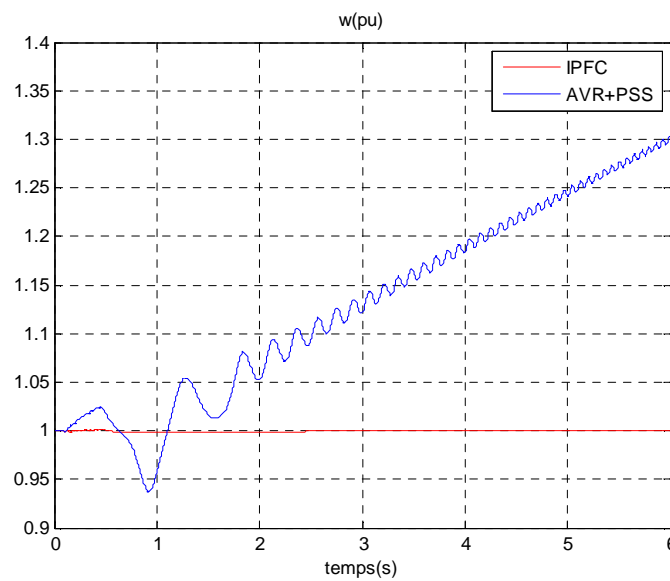


Figure III.15 Comportement de la vitesse rotorique

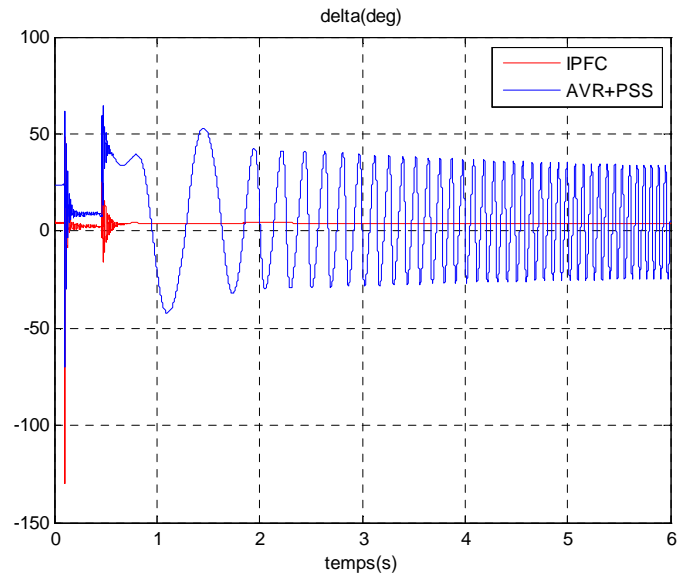


Figure III.16 Comportement de l'angle de charge.

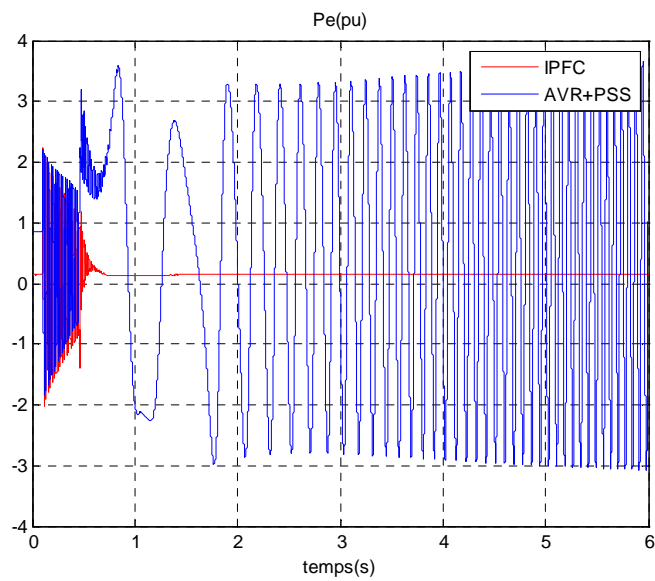


Figure III.17 Comportement de la puissance électrique.

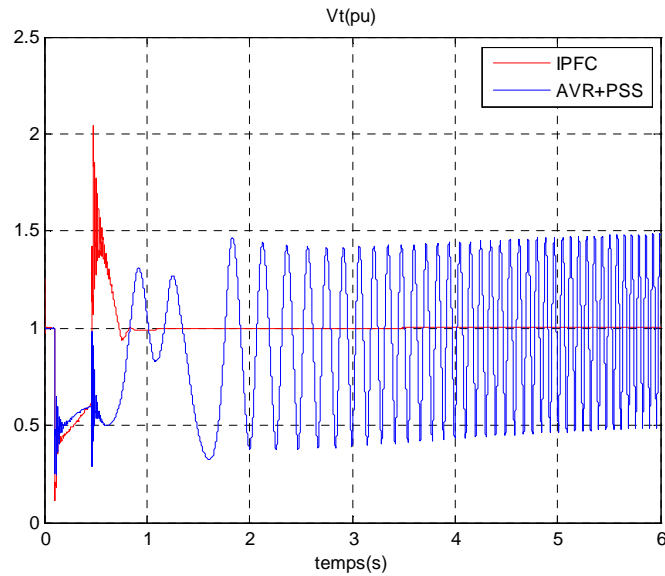


Figure III.18 Comportement de la tension générée.

Les résultats obtenus ci-dessus, AVR+PSS (courbe en bleu), IPFC (courbe en rouge), montrent qu'en augmentant la durée du défaut à 360 ms, la régulation conventionnelle n'est plus efficace, le réseau perd sa stabilité et n'arrive plus à la reprendre alors qu'avec l'IPFC les oscillations sont moins importantes, en nombre et en amplitude, ce qui permet au réseau de reprendre sa stabilité en un temps plus court. Pour une durée de défaut plus longue l'apport de l'IPFC est meilleur que celui des régulations conventionnelles.

Nous allons maintenant prolonger la durée du défaut à 600ms et voir son impact sur les performances de l'IPFC.

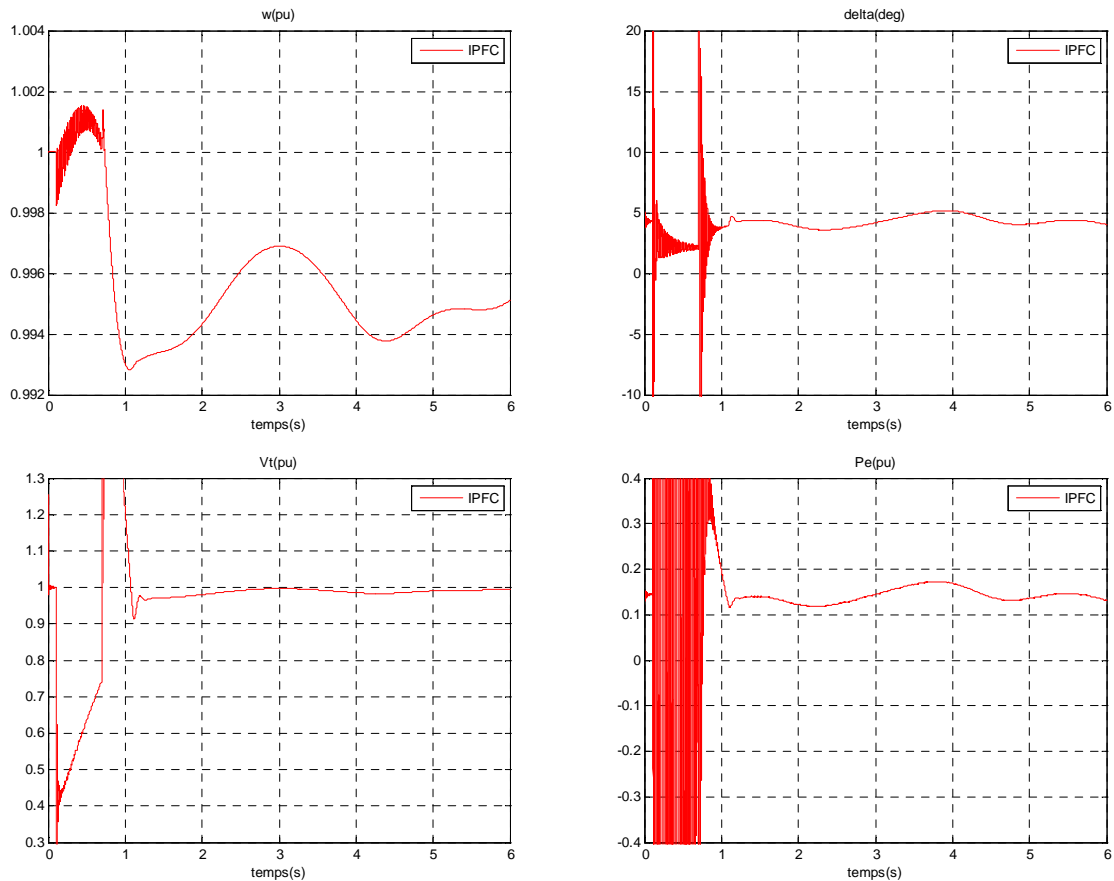


Figure III.19 résultats de simulations pour une durée de défaut de 600ms.

Les résultats obtenus montrent que les performances de l'IPFC se dégradent lorsque la durée du défaut passe de 360 à 600ms. Comme le montrent les figures ci-dessus de faibles oscillations apparaissent après l'extinction du défaut.

III.9 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons vu la modélisation de l'IPFC, sa commande et son insertion dans le réseau. L'insertion de l'IPFC dans le réseau a renforcé la régulation conventionnelle pour une durée du défaut de 360ms.

Pour une durée de 600ms, les performances de l'IPFC se dégradent. Dans le chapitre suivant nous allons voir par quel moyen nous pouvons renforcer les performances de l'IPFC.

IV.1 Introduction

Le concept du stockage d'énergie magnétique supraconducteur SMES a été développé au début des années 1970. Son concept était simple ; faire circuler un courant continu dans une bobine supraconductrice et stocker l'énergie dans son champ magnétique. Cependant, la mise en œuvre de ce concept de manière efficace et économique s'est avérée être très difficile. Des contraintes ont empêché une utilisation plus large de ce concept. Parmi ces contraintes, on peut citer les techniques de fabrication, les systèmes de réfrigération cryogénique [20].

La supraconductivité est un état remarquable dans lequel certains matériaux appelés supraconducteurs perdent leur résistance électrique lorsqu'ils sont maintenus à des températures suffisamment basses [21].

Dans ce chapitre nous allons Voir le principe de la supraconductivité et donner les différents types de supraconducteurs. Nous allons étudier le principe de fonctionnement du SMES ainsi que son apport aux performances de l'IPFC.

IV.2 Supraconductivité

En 1911, lors de recherche sur les propriétés physiques du mercure à très basse température, Gilles Holst, étudiant sous la direction du physicien Néerlandais Kamerlingh Onnes, aurait laissé l'expérience s'emporter et faire apparaître une résistance non mesurable. Une erreur profitable pour la physique et en particulier le domaine de l'électrotechnique [22].

Le terme non mesurable de la résistance du mercure signifiait lors de la première expérience que sa valeur chute de façon considérable en dessous d'une température, définie comme température critique T_c comme le montre la figure IV.1.

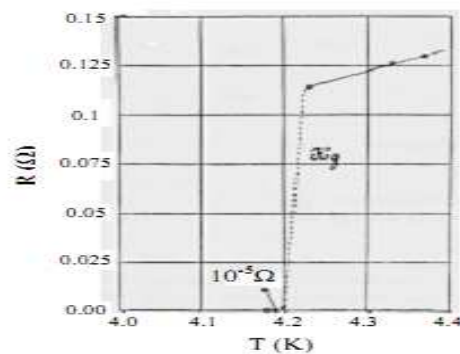


Figure IV.1 Caractéristiques des supraconducteurs.

En 1933, une nouvelle caractéristique des supraconducteurs est mise en avant par Meissner et Ochsenfeld appelée effet Meissner. Cela caractérise le comportement diamagnétique de ces matériaux [22]. En effet, un supraconducteur soumis à un champ magnétique externe crée des courants induits dans le matériau qui expulse alors ce champ magnétique. Cette expérience est aujourd'hui pratiquée facilement avec un supraconducteur de seconde génération dans de l'azote liquide et un aimant en lévitation. C'est en 1957, qu'une théorie nommée BCS, du nom de ses inventeurs Bardeen, Cooper et Schrieffer, qui permet d'expliquer la supraconductivité par la formation de paires d'électrons paire de Cooper. Pour leurs travaux, ils reçoivent le Prix Nobel de physique en 1972.

De même, des travaux essentiels menés par Ginzburg et Landau rapportent une caractérisation macroscopique des supraconducteurs grâce à l'équation de Schrödinger. Cette théorie, reprise par Abrikosov, a fait ressortir deux types de supraconducteurs, dont seulement ceux de la seconde catégorie sont utilisables. Un Prix Nobel a été délivré en 2003, à Abrikosov et Ginzburg pour leurs travaux, Landau étant décédé en 1968.

Jusqu'à 1986, la supraconductivité concernait seulement les très basses températures, et plusieurs applications refroidies à l'aide d'hélium liquide se sont vues développées, par exemple les appareils d'imagerie médicale. Cependant une nouvelle découverte, apporte un regard nouveau sur la supraconductivité : les supraconducteurs à hautes températures critiques. La découverte d'un matériau à température critique de 35°K a été réalisée par Berdnoz et Müller, en étudiant une structure perovskite de cuivre à base de lanthane. Il reçoit le Prix Nobel en 1987. Depuis les recherches sur ces matériaux céramiques n'ont cessé, et des matériaux de températures critiques pouvant approcher les 115°K , permettent d'envisager des applications à l'azote liquide.

En 2001, un nouveau supraconducteur attire l'attention, le diborure de magnésium (MgB_2). Ce supraconducteur situé à mi chemin des supraconducteurs à basses et hautes températures critiques a l'avantage de proposer un fil facilement réalisable, grâce à sa structure et son processus de fabrication PIT (Powder In Tube). Il permet d'envisager des applications à des températures d'environ 20°K où il présente des caractéristiques intéressantes [22].

IV.3 Grandeurs caractéristiques

La supraconductivité n'apparaît qu'en dessous de la température critique, mais celle-ci n'est pas la seule grandeur critique.

IV.3.1 Température critique T_c

C'est la valeur en dessous de laquelle, la supraconductivité dans le matériau apparaît. Pour les supraconducteurs à haute température critique, cette valeur est environ de 100°K .

IV.3.2. Champ magnétique critique H_c

C'est la valeur du champ magnétique externe au-delà de laquelle la supraconductivité disparaît, le matériau retrouve l'état normal.

IV.3.3 Densité de courant critique J_c

Pour être supraconducteur, la densité de courant J parcourant le matériau doit être inférieure à une valeur critique J_c qui dépend de B et de T .

IV.3.4 Surface critique

A travers des notions ci-dessus, nous trouvons que la supraconductivité ne se manifeste que lorsque $T < T_c$, $H < H_c$, et $J < J_c$. D'autre part, chaque valeur critique de T_c , H_c et J_c , dépend des deux autres paramètres. C'est pourquoi nous définissons donc une surface critique en dessous de laquelle le matériau est à l'état supraconducteur. Au dessus, il est à l'état normal.

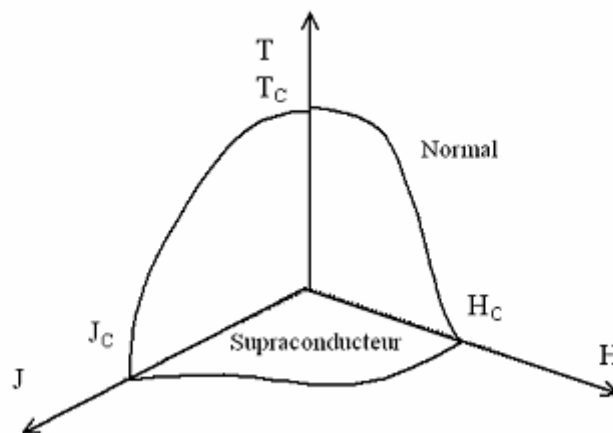


Figure IV.2 Surface critique délimitant l'état supraconducteur.

IV.4 Classification des supraconducteurs

Les supraconducteurs présentent, sous un champ magnétique, principalement deux comportements qui définissent deux types de supraconductivité.

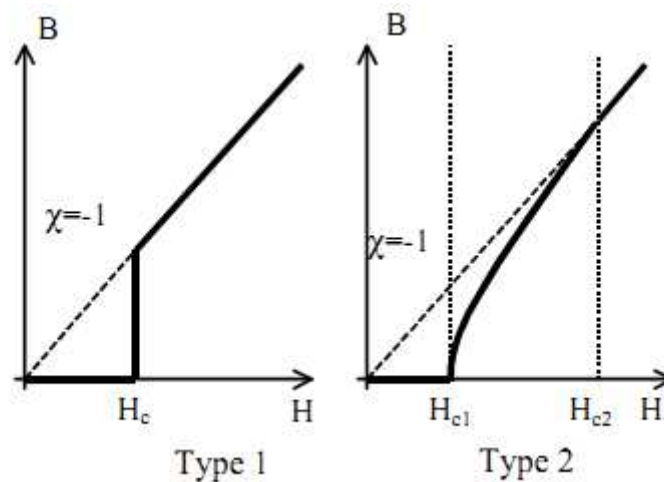


Figure IV.3 Induction en fonction du champ magnétique des 2 types de supraconducteur.

IV.4.1 Supraconducteurs de type I

Les supraconducteurs sont appelés supraconducteurs de type I lorsqu'ils nécessitent une température extrêmement basse pour devenir supraconducteurs et ils ne comportent que les deux états, supraconducteur et normal. Ce type de supraconducteur est caractérisé par un seul champ critique H_c et leur diamagnétisme est parfait. Lorsqu'ils sont soumis à un champ magnétique extérieur appliqué $H < H_c$, l'induction magnétique B à l'intérieur du matériau est quasiment nulle si $T > T_c$ ou si $H > H_c$ alors le matériau retrouve l'état normal. En réalité, la faible valeur du champ magnétique critique de ce type de supraconducteur rend leur utilisation en électrotechnique difficile.

IV.4.2 Supraconducteurs de type II

Ces supraconducteurs possèdent deux champs magnétiques critiques H_{c1} et H_{c2} avec le second qui est nettement plus élevé que le premier. Ils sont considérés comme supraconducteurs lorsque nous leur appliquons un champ magnétique $H < H_{c2}$. L'induction magnétique critique, qui est égale à $B_{c2} = \mu_0 \cdot H_{c2}$ (dès que $H \gg H_{c1}$), peut atteindre plusieurs Teslas dans les oxydes supraconducteurs c'est la raison pour laquelle ces derniers sont les

plus utilisés dans la pratique. En dessous de H_{c1} , le comportement est analogue à celui des supraconducteurs de type I, l'induction magnétique est quasiment nulle. Pour des champs compris entre les deux valeurs critiques, le diamagnétisme n'est pas parfait et l'écrantage est partiel. Le supraconducteur se trouve dans l'état mixte. Bien que supraconducteur, le matériau est pénétré par le champ magnétique externe. Il apparaît que la répartition n'est pas homogène. L'induction magnétique pénètre partiellement par un ensemble de tubes appelés vortex (parallèle au champ magnétique) qui laissent passer chacun un quantum de flux. La profondeur de pénétration du flux magnétique augmente jusqu'à atteindre la valeur critique B_{c2} . Au-delà de la seconde valeur critique H_{c2} , le flux magnétique est grand et le matériau revient à l'état normal.

IV.4.3 Supraconducteurs à haute température critique HTc

En 1986, G. BEDNORZ et K. A. MULLER ont découvert le premier matériau supraconducteur à haute température critique, celle-ci était de 30K. A partir de cette découverte, la valeur de la température critique a été sans cesse augmentée et aujourd'hui elle atteint 133K à la pression ambiante (160K sous pression). Cette haute température critique nous permet d'utiliser les supraconducteurs à la température de l'azote liquide et permet d'envisager des applications à cette température en électrotechnique.

Du point de vue de la structure, les supraconducteurs à haute température critique typiques sont des oxydes de type céramiques. Notons que tous ces supraconducteurs sont des matériaux de type 2.

Seules les valeurs des grandeurs critiques des supraconducteurs HTc sont différentes de celles des supraconducteurs BTc [23].

IV.5 Applications des supraconducteurs

IV.5.1 Les trains à lévitation magnétique

Une des applications les plus prometteuses des supraconducteurs est le train à lévitation magnétique ou train Maglev (Maglev pour magnetic levitation). Ce type de train est maintenu en lévitation par effet Meissner: il est équipé de boucles de matériaux supraconducteurs qui lui permettent de léviter sous l'action des aimants placés sur la voie. Le train ne touche donc pas les rails : il reste suspendu à quelques centimètres du sol.

Ce dispositif présente de nombreux avantages, la plupart étant liés à l'absence de contact avec le sol : grande vitesse (500 km/h), sécurité (car le train ne peut quitter son rail), véhicule peu bruyant (en raison de l'absence de bruits de roulement), consommation d'énergie réduite grâce aux supraconducteurs. Mais ce véhicule reste très coûteux, notamment en raison du système de refroidissement nécessaire au fonctionnement des supraconducteurs. À l'heure actuelle, un seul pays, le Japon, a conçu des prototypes de train à lévitation magnétique utilisant des supraconducteurs. D'autres prototypes de trains Maglev ont été réalisés, en Allemagne notamment, mais il s'agit de trains à lévitation magnétique utilisant des électro-aimants classiques.

IV.5.2 L'imagerie médicale

La plupart des molécules qui constituent le corps humain contiennent des atomes d'hydrogène. Lorsque l'on soumet des noyaux d'atomes d'hydrogène à un champ magnétique intense, ils émettent un signal traduit en images par un système informatique. L'Imagerie par Résonance Magnétique (I.R.M.) permet, par exemple, de visualiser le cerveau dans tous les plans de l'espace. Pour obtenir un champ magnétique très fort, un courant électrique très intense doit circuler sans échauffement, dans un matériau conducteur. Ceci n'est possible que si la résistance du matériau est très faible, voire nulle, comme avec les supraconducteurs [24].

Une autre application sur le même principe que l'I.R.M. est la spectroscopie par résonance magnétique nucléaire (RMN). A la différence de l'I.R.M, deux champs magnétiques orthogonaux entrent en jeu (un à haute fréquence, l'autre continu). Sous leurs effets, les noyaux entrent en précession et émettent des signaux que l'on recueille ensuite pour l'analyse de la nature, la composition chimique et la structure des échantillons. Et comme il faut des inductions magnétiques supérieures à 7-13T, les aimants supraconducteurs sont extrêmement utiles.

IV.5.3 Les tokamaks

L'électricité d'origine nucléaire actuellement produite provient de la fission de noyaux d'atomes. On casse les gros noyaux et on en récupère l'énergie. Mais il existe aussi la fusion nucléaire (ce qui se passe dans le soleil par exemple) : des atomes légers se combinent pour former des atomes plus lourds. Il faut pour cela chauffer les noyaux très fortement (100 millions de degrés). Il va de soi que les noyaux chauffés ne peuvent toucher aucune paroi : il faut les maintenir à l'état de plasma confiné dans un réacteur, et le tokamak

est une voie prometteuse. Ce confinement est obtenu par voie magnétique (sous forme d'un anneau torique), et encore une fois, comme il faut des inductions très élevées (dizaine de Teslas) et que les volumes concernés sont grands, les bobines toroïdales supraconductrices s'y prêtent à merveille.

IV.5.4 La magnétohydrodynamique

Des recherches sont actuellement menées sur la magnétohydrodynamique (M.H.D.). Cette nouvelle technologie permettrait de mouvoir les bâtiments maritimes (de surface ou sous-marine, civile ou militaire) dans le plus grand silence radar. Pour comprendre le phénomène, il faut se rappeler que l'eau de mer est conductrice. En créant des courants dans l'eau, une poussée est ainsi créée suite à l'interaction des ces derniers avec les champs inducteurs par les bobines embarquées sur le navire. C'est le principe de la M.H.D. a.c. (M.H.D. à induction) [25].

IV.6 Principe de fonctionnement du SMES

Le principe du stockage d'énergie sous forme magnétique consiste simplement à faire passer un courant électrique dans une bobine supraconductrice court-circuitée. Le courant circule sans perte dans le supraconducteur (porté en dessous de la température critique) et stocke ainsi une certaine quantité d'énergie pour une durée théoriquement infinie, La bobine supraconductrice court-circuitée permet de stocker l'énergie sous la forme $\frac{1}{2} L \cdot I^2$, L étant son inductance et I, le courant qui en traverse [26].

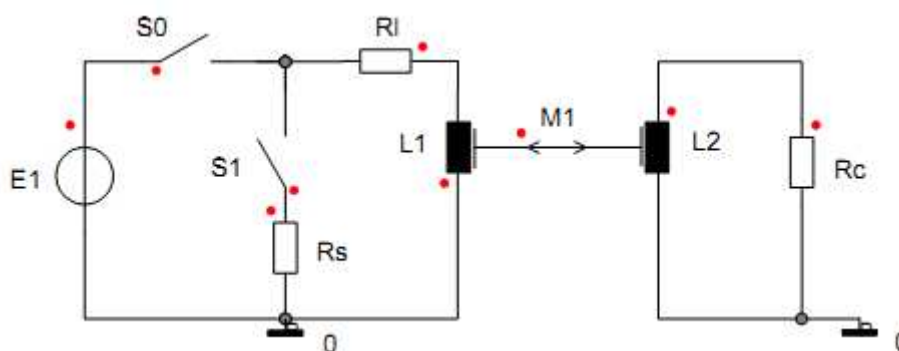


Figure IV.4 Principe de configuration du SMES

Tout d'abord une phase de stockage, pendant laquelle on fait circuler un courant dans le premier circuit en fermant l'interrupteur SO (S1 étant ouvert). La bobine 1 est traversée par un courant I_1 , et il se crée un champ magnétique. Ce dernier induit un courant I_2 dans la bobine 2, ce qui stocke l'énergie sous forme magnétique.

Puis on ouvre SO, et la bobine 2 conserve l'énergie accumulée préalablement sans perte, grâce aux matériaux supraconducteurs qui composent le circuit : I_2 reste constant.

Pour pouvoir déstocker l'énergie, on ferme l'interrupteur S1 et le champ magnétique formé dans la bobine 2 induit un courant dans la bobine 1 qui est transféré au récepteur Rs [27].

IV.7 Configuration et commande du convertisseur

Les échanges de puissance entre la bobine supraconductrice et le réseau se font à travers un convertisseur triphasé à base de thyristors et d'un transformateur de puissance.

IV.7.1 Montage en pont simple

Considérons le montage de la figure 5, où la bobine supraconductrice est reliée au réseau via un pont simple à thyristors connecté à un transformateur. La tension redressée V_{sm} aux bornes de la bobine supraconductrice est donnée par la relation suivante :

$$V_{sm} = E_{d0} - X_c I_{sm} \quad (\text{IV.1})$$

Où

X_c est la réactance de commutation des thyristors.

E_{d0} est la tension redressée à vide.

I_{sm} est le courant parcourant la bobine supraconductrice.

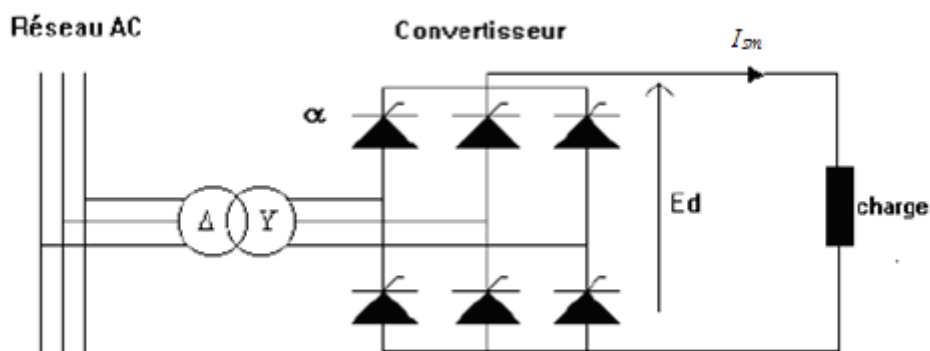


Figure IV.5 Montage en pont simple pour un SMES

Si on considère que V_{\max} est l'amplitude de la tension triphasée d'alimentation du pont et α l'angle d'amorçage des thyristors, on aura alors :

- pour un couplage étoile du secondaire du transformateur :

$$E_{d0} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_{\max} \cos \alpha \quad (\text{IV.2})$$

Pour un couplage triangle du secondaire du transformateur :

$$E_{d0} = \frac{3}{\pi} V_{\max} \cos \alpha \quad (\text{IV.3})$$

Si on suppose que les chutes de tensions dues à la réactance de commutation sont négligeables, l'échange de puissance active avec le réseau s'écrit sous la forme :

$$P_{sm} = V_{sm} I_{sm} = E_{d0} I_{sm} \quad (\text{IV.4})$$

En posant :

$$\text{Dans le cas du couplage étoile} \quad E_d = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_{\max}$$

$$\text{Dans le cas du couplage triangle} \quad E_d = \frac{3}{\pi} V_{\max}$$

La puissance active s'écrit alors sous la forme :

$$P_{sm} = E_d I_{sm} \cos \alpha \quad (\text{IV.5})$$

De la même manière on obtient la puissance réactive échangée avec le réseau :

$$Q_{sm} = E_d I_{sm} \sin \alpha \quad (\text{IV.6})$$

Les échanges d'énergie entre la bobine et le réseau sont commandés par la variation de l'angle d'amorçage α .

Pour un pont simple à thyristors l'angle d'amorçage ne peut pas dépasser π , alors sa plage de fonctionnement est un demi plan du domaine (P, Q). La figure IV.6 représente le domaine de variation des puissances (P, Q) d'un pont simple à thyristors où la puissance réactive est toujours positive (circulant du réseau vers la charge côté continu). Les puissances active et réactive sont couplées puisque liées par le même angle d'amorçage.

Pour des raisons de commutation la variation de l'angle d'amorçage α se fera sur un arc de cercle limité entre 5° et 140°

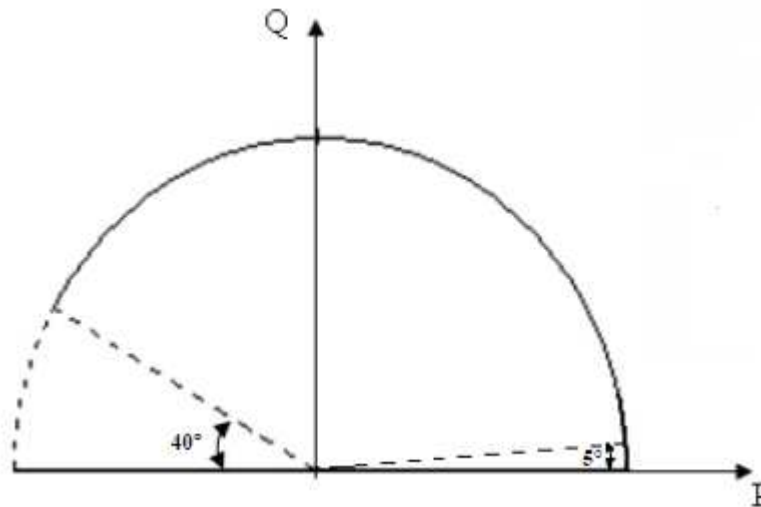


Figure IV.6 Domaine (P, Q) d'un pont simple à thyristors

Pour un pont simple à thyristors GTO l'angle d'amorçage α peut varier entre 0 et 2π . L'échange de puissance active et réactive entre le réseau et la bobine peut donc se faire dans les deux sens. L'extension du domaine d'échange d'énergie est obtenue avec un montage plus complexe (commutation forcée). Le balayage dans les quatre quadrants du domaine (P, Q) se fait également sur un arc de cercle comme le montre la figure IV.7 et ce à cause du couplage des puissances active et réactive.

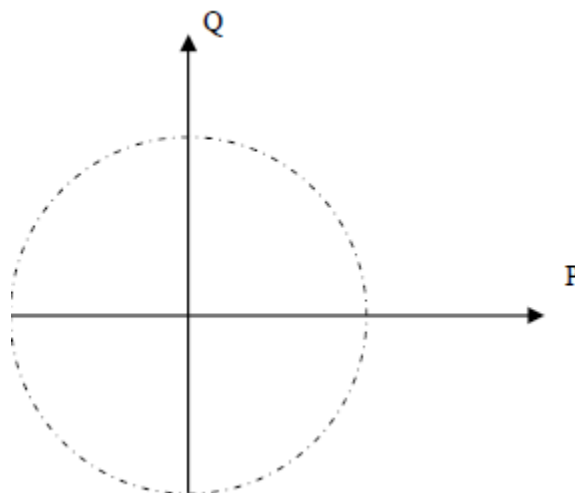


Figure IV.7 Domaine (P, Q) d'un pont simple à thyristors GTO

IV.7.2 Montage en pont double

Pour avoir des puissances active et réactive découplées, on rajoute un deuxième pont commandé indépendamment du premier, et en série avec ce dernier comme le montre la figure IV.8

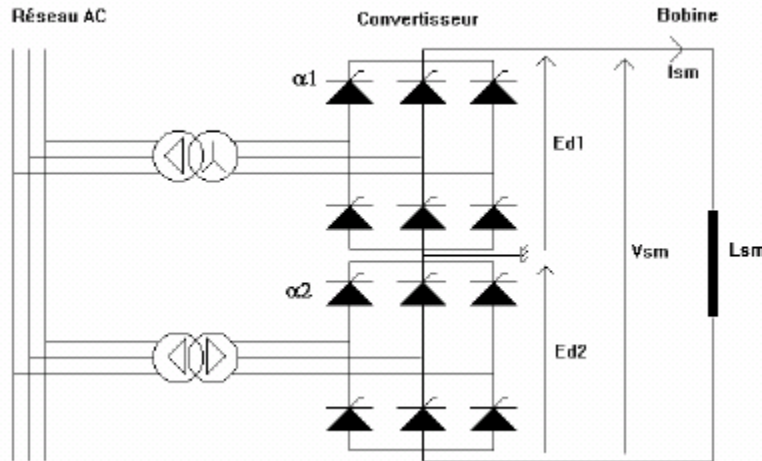


Figure IV.8 Montage en pont double à thyristors GTO

La tension V_{sm} aux bornes de la bobine supraconductrice est telle que :

$$V_{sm} = L_{sm} \frac{dI_{sm}}{dt} \tag{IV.7}$$

Où L_{sm} et I_{sm} sont respectivement l'inductance de la bobine et le courant de charge. En considérant le schéma de la figure IV.8, l'expression de la tension V_{sm} est telle que :

$$V_{sm} = E_{d1} + E_{d2} \tag{IV.8}$$

Où E_{d1} et E_{d2} sont les tensions cotées continues des deux convertisseurs 1 et 2. Ces tensions sont exprimées en fonction des angles d'amorçage α_1 et α_2 . Leurs expressions sont telles que :

$$E_{d1} = V_{sm0} \cos \alpha_1 \tag{IV.9}$$

$$E_{d2} = V_{sm0} \cos \alpha_2 \tag{IV.10}$$

Tenant compte de (3.8), on obtient :

$$V_{sm} = V_{sm0} (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2) \tag{IV.11}$$

Les puissances active et réactive absorbées ou fournies par le SMES sont données par les relations ci-dessous :

$$P_{sm} = V_{sm0} I_{sm0} (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2) \quad (IV.12)$$

$$Q_{sm} = V_{sm0} I_{sm0} (\sin \alpha_1 + \sin \alpha_2) \quad (IV.13)$$

Les équations précédentes peuvent être transformées sous la forme suivante :

$$P_{sm} = 2V_{sm0} I_{sm0} \cos\left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}\right) \cos\left(\frac{\alpha_1 - \alpha_2}{2}\right) \quad (IV.14)$$

$$Q_{sm} = 2V_{sm0} I_{sm0} \sin\left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}\right) \cos\left(\frac{\alpha_1 - \alpha_2}{2}\right) \quad (IV.15)$$

En divisant l'équation (IV.15) par l'équation (IV.14) on aura :

$$\operatorname{tg}\left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}\right) = \frac{Q_{sm}}{P_{sm}} \quad (IV.16)$$

De l'équation (IV.16), on peut tracer le triangle des puissances :

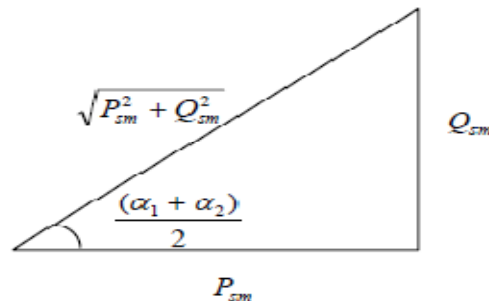


Figure IV.9 Triangle des puissances

A partir de la figure IV.9, on peut déduire l'expression suivante :

$$\frac{(\alpha_1 + \alpha_2)}{2} = \arccos\left(\frac{P_{sm}}{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}\right) \quad (IV.17)$$

En substituant l'équation (IV.14) dans l'équation (IV.17), on déduit la relation ci-dessous :

$$\frac{(\alpha_1 - \alpha_2)}{2} = \arccos\left(\frac{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}{2V_{sm0} I_{sm0}}\right) \quad (IV.18)$$

On peut déterminer les expressions des angles d'amorçage des convertisseurs 1 et 2 qui sont respectivement : [28]

$$\alpha_1 = \arccos\left(\frac{P_{sm}}{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}\right) + \arccos\left(\frac{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}{2V_{sm0}I_{sm}}\right) \quad (IV.19)$$

$$\alpha_2 = \arccos\left(\frac{P_{sm}}{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}\right) - \arccos\left(\frac{\sqrt{P_{sm}^2 + Q_{sm}^2}}{2V_{sm0}I_{sm}}\right) \quad (IV.20)$$

Pour utiliser le SMES comme stabilisateur, le contrôle de la puissance active P_{sm} transférée au convertisseur est contrôlée en permanence en fonction de la déviation de vitesse de la turbine mesurée. Le contrôle de la puissance réactive se fait dans le but de stabiliser la tension. La puissance réactive Q_{sm} transférée au convertisseur est contrôlée en permanence en mesurant l'écart de la tension au nœud de l'alternateur [29].

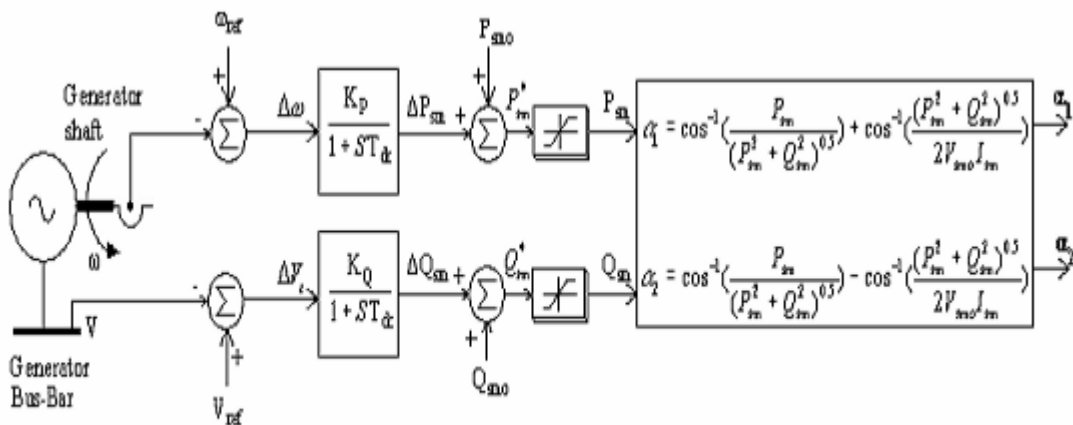


Figure IV.10 Le contrôle des puissances active et réactive

IV.8 Couplage des transformateurs

L'un des phénomènes liés à l'utilisation des convertisseurs dans les réseaux électriques est celui des harmoniques qui peuvent être très néfastes pour les réseaux électriques. Pour cela, on est amené à choisir la façon la plus commode pour le branchement de nos équipements afin de réduire ces risques.

Une méthode pour réduire ces harmoniques consiste à utiliser plusieurs ponts à convertisseurs (multipulse method) afin d'obtenir des convertisseurs à 12 pulsations, 18 pulsations, 24 pulsations.

En utilisant un convertisseur triphasé alimenté par un transformateur couplé en triangle étoile, la tension et le courant triphasé à son secondaire seront déphasés de 60° par rapport à ceux de son primaire. La figure IV.11 montre l'allure de la tension et du courant dans ce cas.

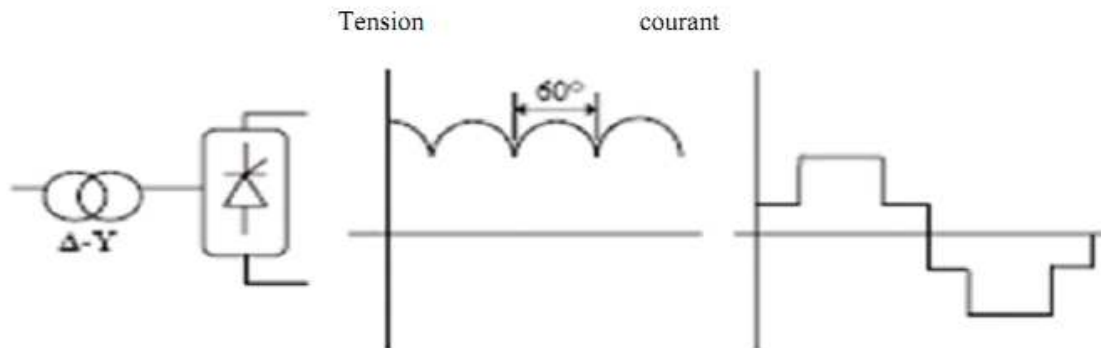


Figure IV.11 Forme d'onde de la tension continue et du courant alternatif (Δ/Y)

Si on choisit d'utiliser un convertisseur triphasé alimenté par un transformateur couplé en triangle-triangle, le déphasage entre la tension et le courant du primaire et celui du secondaire est nul comme le montre la figure IV.12 ci-dessous :

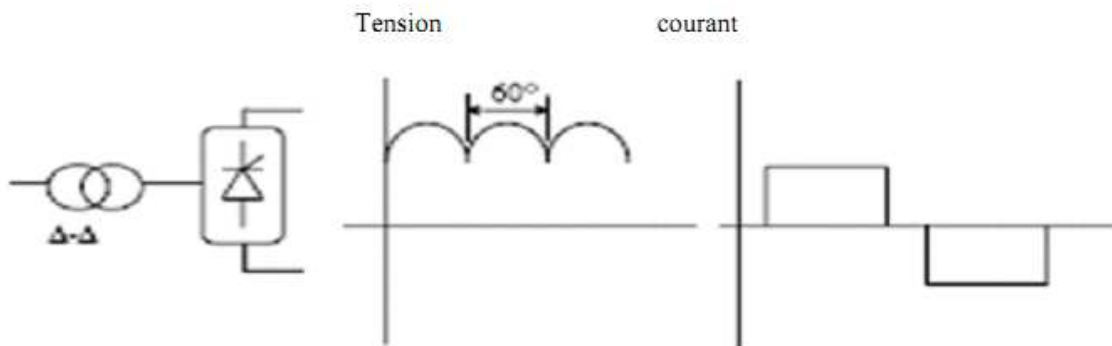


Figure IV.12 Forme d'onde de la tension continue et du courant alternatif (Δ/Δ)

Si on branche les enroulements primaires de deux transformateurs en parallèle sur la ligne triphasée côté alternatif, et on branche leurs secondaires en série côté continu, on obtient une tension V_{sm} telle que : $V_{sm} = E_{d1} + E_{d2}$.

Les enroulements du transformateur T1 sont raccordés en triangle-étoile tandis que ceux du transformateur T2 sont connectés en triangle-triangle. Ces connexions produisent un déphasage de 30° entre les tensions aux secondaires de T1 et T2. Par conséquent, les thyristors des deux convertisseurs ne s'amorcent pas en même temps mais avec un décalage

de 30° , ce qui produit un total de 12 pulsations de courant déphasées de 30° . Un tel groupement de deux convertisseurs est appelé convertisseur à 12 pulsations. Ce déphasage de 30° a pour effet d'éliminer les 5e et 7e harmoniques des courants produits par les deux convertisseurs.

Ces dernières ne seront donc pas injectées au réseau alternatif.

La figure IV.13 donne l'allure de la tension et du courant où on observe l'intérêt de ce montage à réduire les ondulations de ces signaux.

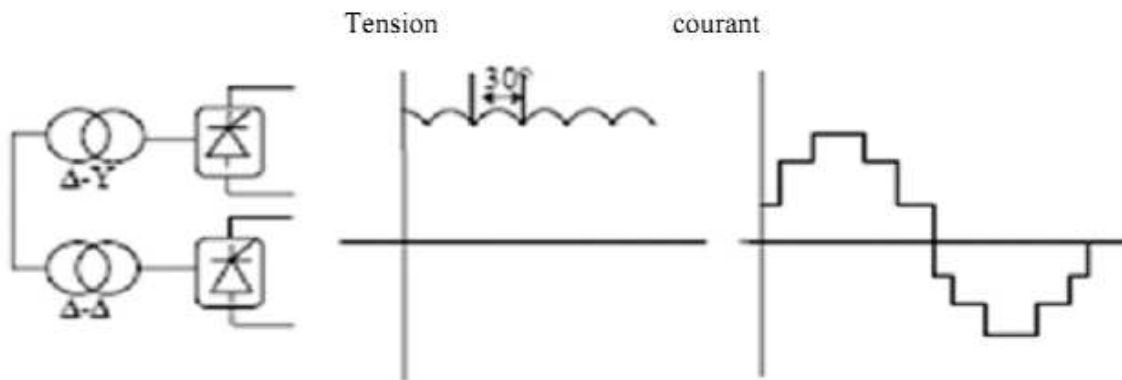


Figure IV.13 Forme d'onde de la tension continue et du courant alternatif
(Convertisseur à 12 pulsations)

De la même façon, ce déphasage élimine la 6e harmonique du côté courant continu ce qui nous permet une grande réduction dans l'investissement et l'espace pour les dispositifs de filtrage [28].

Le schéma de contrôle du SMES, est donné par la figure IV.14 [30].

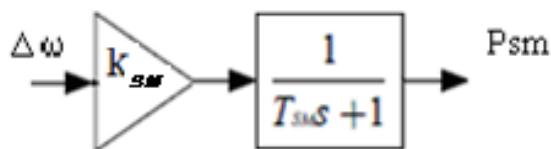


Figure IV.14 Schéma de contrôle du SMES

Avec :

K_{SM} : Gain du SMES.

T_{sM} : Constante de temps du SMES.

IV.9 Caractéristiques du SMES

K	15
$T_{sM}(s)$	0.03

Tableau IV.1 Caractéristiques de contrôle du SMES

Nous allons maintenant introduire le SMES dans le réseau et voir son influence sur les performances de l'IPFC pour une durée de défaut de 600ms.

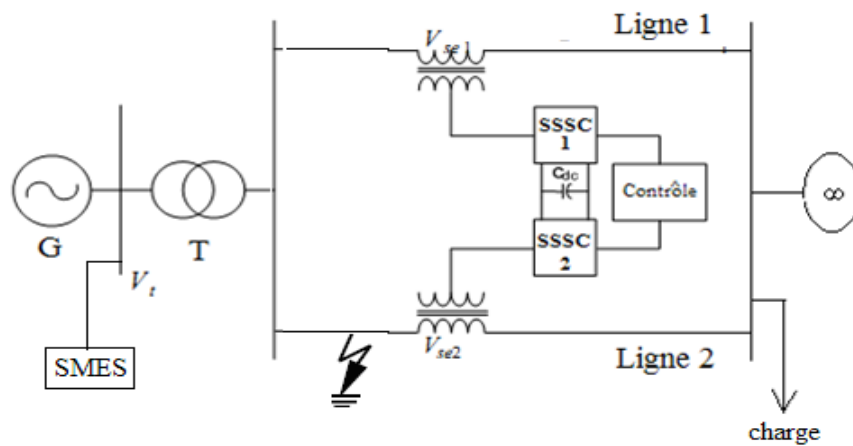


Figure IV.15 Schéma global du réseau équipé du SMES

IV.10 Résultats de simulation

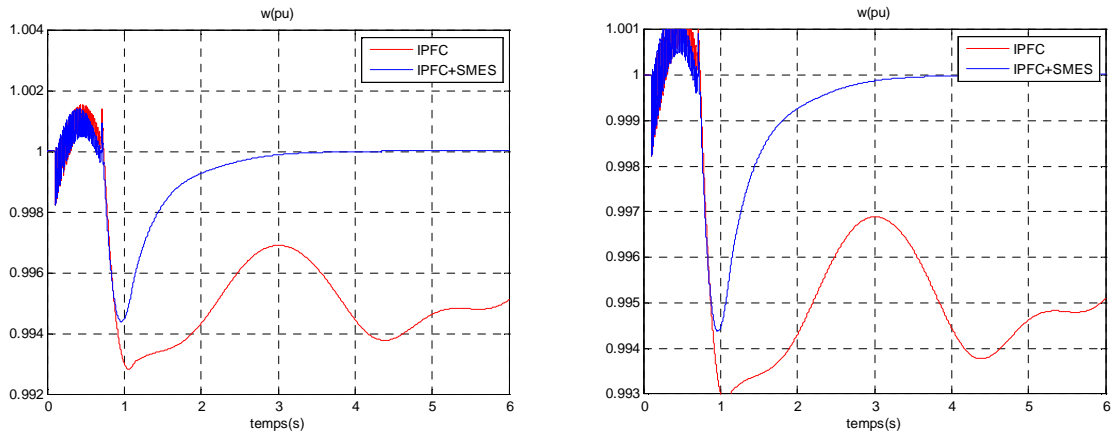


Figure IV.16 Comportement de la vitesse rotorique.

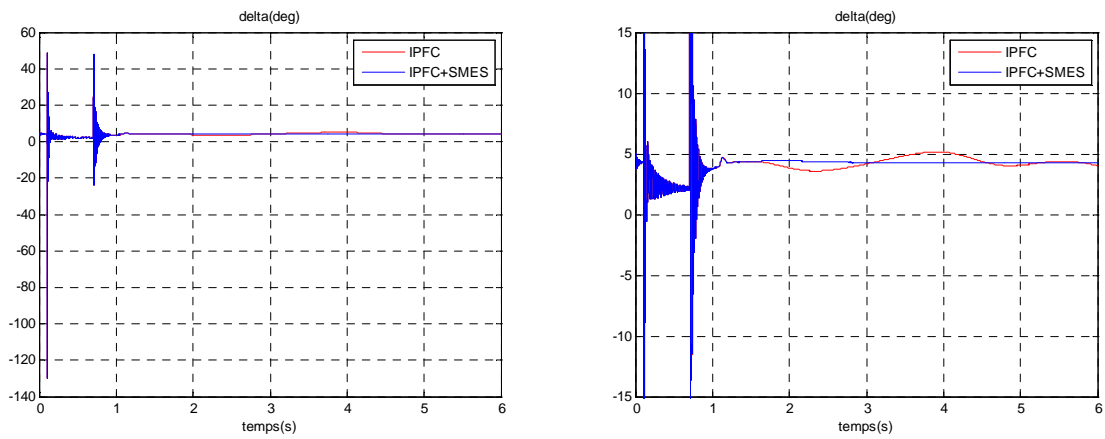


Figure IV.17 Comportement de l'angle de charge.

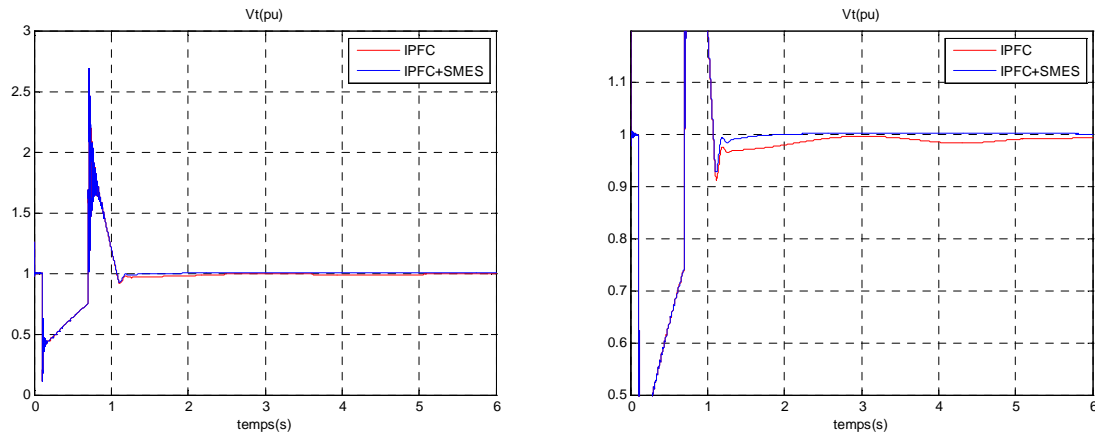


Figure IV.18 Comportement de la tension générée.

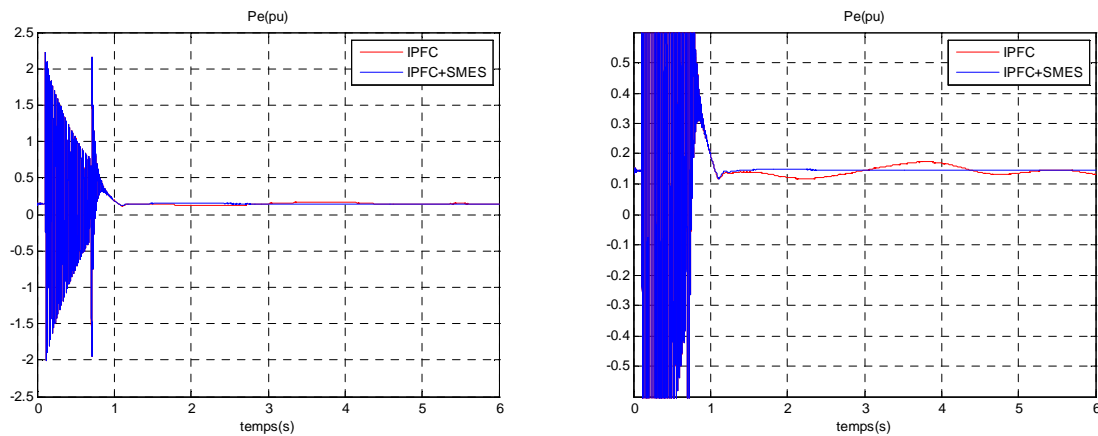


Figure IV.19 Comportement de la puissance électrique.

Les résultats obtenus montrent que l'apport du SMES peut aider l'IPFC à améliorer ces performances. Avec le SMES nous constatons un meilleur temps de réponse, les oscillations sont amorties et les différentes grandeurs caractéristiques retrouvent leurs valeurs initiales en un temps plus court.

IV.11 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons vu les différents types de supraconducteurs, le principe de fonctionnement du SMES, sa modélisation ainsi que son influence sur les performances de l'IPFC.

Les résultats de simulation ont montré que l'apport du SMES à l'IPFC donnait un meilleur temps de réponse permettant ainsi aux grandeurs caractéristiques de retrouver leurs valeurs initiales après l'extinction du défaut.

Conclusion générale

L'étude de la stabilité des réseaux de transport d'énergie électrique constitue un sujet important pour la planification et l'exploitation des réseaux. La nécessité de la bonne gestion des transits de puissance et le besoin d'une conduite optimale des réseaux ont amené les chercheurs à développer de nouveaux moyens de réglage tels que les FACTS.

L'étude présentée dans ce mémoire porte sur l'apport du SMES à l'IPFC pour améliorer la stabilité d'un réseau électrique.

Afin d'atteindre cet objectif, nous sommes passés par plusieurs étapes :

Nous avons d'abord vu les différents dispositifs FACTS, leur configuration ainsi que leur principe de fonctionnement. Nous avons par la suite étudié notre réseau en régime permanent et transitoire, introduit des outils conventionnels (PSS et l'AVR) et constaté leur effet sur la stabilité du réseau.

Nous avons également donné la modélisation de l'IPFC et vu l'effet de son insertion sur le réseau. Nous avons constaté que l'IPFC avait un meilleur temps de réponse par rapport aux outils conventionnels.

Dans le dernier chapitre nous avons abordé le principe des supraconducteurs et leurs applications. Nous avons donné le principe de fonctionnement du SMES, et avons constaté son effet sur la stabilité du réseau grâce aux différentes simulations obtenues. Ces simulations ont été faites à l'aide du logiciel MATLAB V7.8.

Cette étude nous a permis de comprendre le phénomène de stabilité dans un réseau électrique, les causes qui la favorisent, et les outils d'analyse nécessaires pour traiter ce problème. L'étude des systèmes FACTS et en particulier l'IPFC et le SMES nous a permis d'étudier la stabilité transitoire du réseau électrique.

Afin de poursuivre et compléter ce modeste travail, beaucoup de voies restent à explorer comme :

1-L'utilisation des équipements FACTS dans l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques multi-machines.

2-L'étude comparative avec d'autres algorithmes métaheuristiques appliqués à l'optimisation multi-objective.

3-Augmentation des niveaux des convertisseurs.

4-La réalisation d'un prototype de laboratoire.

- [1] G. Narain Hingorani, L. Gyugyi,
“Understanding FACTS Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems”
Power Electronics ,A JOHN WILEY & SONS 2000.
- [2] P. Kundur , G.J. Rogers , D.Y. Wong , L. wang ,M.G. Lauby
“A Comprehensive Computer Program Package for Small Signal Stability Analysis of Power
Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 4, November 1990).
- [3] K. Nara
“State of the Arts of the Modem Heuristics Application to Power Systems”,
Ibaraki University, Japan IEEE 2000.
- [4] A. Alibi
“Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS”, Thèse de Magister en
Electrotechnique, Université de Batna 13 /06/2009.
- [5] D. Louardi
“Contrôle de l’écoulement de puissance active par système FACTS”, Thèse de Magister,
Université de Batna, 25 juin 2009.
- [6] G. Benysek, R. Strzelecki
“Improvement in the Quality of Delivery of Electrical Energy using Power Electronics
System” Springer 2006.
- [7] N. Voraphonpiput, T. Bunyagul, and S. Chatratana
“Power Flow Control with Static Synchronous Series Compensator”, IEEE 2010.
- [8] M. Boudiaf
“Contribution de l’UPFC à la stabilisation d’un réseau électrique mono machine 400kV
perturbé ”, Thèse de Magister, Université Ibn Khaldoun-Tiaret, 2007.
- [9] T. Wildi,
“Electrotechnique”
DeBoeck Université 3^{eme} Edition, 2000.
- [10] R. Strzelecki, J. Bojarski, G. Benysek
“Probabilistic Method for Parallel Filter's Power Selection in Interline Power Flow
Controller” IEEE 2001.
- [11] M. Moudjahed
“Régimes transitoires des systèmes électro-énergétiques”, cours photocopie, 5eme Année
Electrotechnique, option réseaux électriques, Université Ibn Khaldoun-Tiaret, 2009/2010.

- [12] M. Ouassaid, A. Nejmi, M. Cherkaoui, M. Maaroufi
“A New Nonlinear Excitation Controller for Transient Stability Enhancement in Power Systems ”, world academy of science engineering and Technology 2005).
- [13] A. ayad, H. Hamdaoui, A. Semmah, Y. Ramdani, F. Maghfour
“Utilisation d’un PSS basé sur la logique floue pour l’amélioration de la stabilité transitoire d’un réseau infini” Mediamira Science Publisher, Laboratoire IRECOM, Université de Sidi Bel Abbes Novembre 2008).
- [14] T. Hussein, M.S. Saad, A. LEIshafei, A. Bahgat
“Damping Inter-area Modes of Oscillation Using an Adaptive Fuzzy Power System Stabilizer” 16th Mediterranean Conference on Control and Automation Congress Centre, Ajaccio, France Electrical Power and Machines Department, Cairo University June 25-27, 2008.
- [15] <http://www.google.fr>
“Appareil autonome de stabilisation des oscillations polaires” ABB suisse.
- [16] R. Grondin, I. Kamwa, G. Trudel, L. Gérin-Lajoie, J. Taborda
“Modeling and closed-loop validation of a new PSS concept, the Multi-Band PSS” IEEE2003.
- [17] C. Prévé
“Protection des réseaux électriques” Editions Hermès 1998.
- [18] J. C. Das
“Transients in electrical systems Analysis, Recognition, And Mitigation” Mc Graw-Hill 2010.
- [19] E. Gholipour Shahraki
“Apport de l’UPFC à L’amélioration De La Stabilité Transitoire Des Réseaux Electriques”
Thèse présentée pour l’obtention du titre de Docteur de l’Université Henri Poincaré, Nancy-I en Génie Electrique 2003.
- [20] Matthew J. Superczynski
“Analysis of The Power Conditioning System For A Superconducting Magnetic Energy Storage Unit”, Thesis submitted to the Faculty of the Virginia Polytechnic Institute and State University in partial fulfillment of the requirements for the degree of master of science in Electrical and Computer Engineering August 2000 Blacksburg, Virginia.
- [21] K. Berger
“Décharge impulsionnelle d’une bobine supraconductrice”, rapport de stage présenté à l’université Henri Poincaré Nancy-I 2001-2002.
- [22] R. Moulin
“Dimensionnements et essais de moteurs supraconducteurs ”, Thèse Présentée pour l’obtention du titre de Docteur de l’université Henri Poincaré, Nancy-I, Thèse soutenue le 22 Juin 2010.

[23] T. Cuong HOÀNG

“Caractérisation Des Supraconducteurs à Haute Température Critique En Vue D’application en Electrotechnique”, Thèse présentée pour l’obtention du titre de Docteur de l’Université Henri Poincaré, Nancy I, Thèse soutenue le 06 décembre 2010.

[24] <http://www.google.fr> (Exposé- Les supraconducteurs)

[25] W. Million nicolas, L.Julien, S.Edouard

“Les matériaux supraconducteurs”, rapport d’Epistémologie, lundi 22 Juillet 2002.

[26] F. Stefănescu

“Systèmes de Stockage de L’énergie Electrique”, Annals of the University of Craiova, Electrical Engineering series, No. 32, 2008,ISSN 1842-4805.

[27] <http://www.supraconducteurs.org/11.html>.

[28] B. Brahim

“Contribution du SMES, Dispositif FACTS, à La Stabilisation d’un Réseau Electrique Haute Tension”, Mémoire Présenté au Laboratoire de Haute Tension de l’ENP (Alger) en vue de l’obtention du titre de Magister en Electrotechnique option : Réseaux Electriques et Haute Tension Septembre 2006.

[29] A. Abu-Siada, S. Islam

“Effect of SMES unit in Improving Generator Damping and Suppressing SSR of HVDC Systems”, Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC 2004) 26-29 September 2004, Brisbane, Australia.

[30] V. Chandrakala, S. Balamurugan, K. Sankaranarayanan

“Automatic Generation Control for Hydrothermal Plant with Variable Structure System Controller and Superconducting Magnetic Energy Storage”, Journal of Automation and Systems Engineering 2010.

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 puissance (AVR, PSS) mais aussi par d'autres moyens plus performants tels que l'IPFC, un dispositif FACTS (Flexible AC Transmission Systems) de plus en plus utilisés dans les réseaux électriques. Il amortit les oscillations du réseau en échangeant avec ce dernier, par absorption ou fourniture, selon les besoins du réseau, de la puissance active et/ou de la puissance réactive. Dans ce travail, le réseau test retenu est un réseau monomachine à deux ternes. Notre travail est basé sur l'étude de la stabilité transitoire d'un réseau monomachine, l'étude de l'IPFC et son impact sur la stabilité du réseau et enfin l'apport du SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) aux performances de l'IPFC.

Mots clés : Stabilité transitoire, AVR, PSS, IPFC, SMES.

ملخص

إن استخدام الشبكة الكهربائية من قرب حدودها يسبب عدم استقرار في حالة اضطراب ويمكن الحصول على نظام التخميد بالوسائل التقليدية لتنظيم الجهد والطاقة ولكن أيضا من خلال أنظمة أخرى أكثر فعالية مثل (تحكم تدفق الطاقة مابين الخطوط) (نظام من أنظمة النقل المرنة) المستخدمة بشكل متزايد في أنظمة الطاقة ، وذلك بتخفيف تذبذبات الشبكة الكهربائية عن طريق المشاركة مع هذا الأخير، من خلال امتصاص أو العرض على النحو المطلوب من قبل الشبكة، للطاقة الفعالة و الغير الفعالة. في هذا العمل، الشبكة المستخدمة هي شبكة أحادية الآلة . ويستند عملنا على دراسة استقرار الشبكة الكهربائية أحادية الآلة ، و دراسة تحكم تدفق الطاقة مابين الخطوط وتأثيره على الاستقرار، وأخيرا مساهمة اللفائف فائقة التوصيل المخزنة للطاقة لمساندة تحكم تدفق الطاقة مابين الخطوط .

الكلمات الرئيسية : الاستقرار الانتقالي ، تحكم تدفق الطاقة مابين الخطوط ، اللفائف فائقة التوصيل المخزنة للطاقة.

Abstract

The use of electrical network as close to its limits may cause instability if disturbance. The damping system can be obtained by conventional means of voltage regulation and power (AVR, PSS) but also by others, more performant such as IPFC (Interline power flow controller) devices FACTS (Flexible AC Transmission Systems) increasingly used in power systems. It damps the oscillations of the network by exchanging with the latter, by absorption or supply, as required by the network, power active and / or reactive power. In this work, the test network used is a SMIB (single machine infinite bus) network. Our work is based on the study of transient stability of a network, the study of the IPFC and its impact on stability and finally the contribution of the SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) to performance of the IPFC.

Key words: Transient stability, AVR, PSS, IPFC, SMES.