

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITÉ IBN KHALDOUN TIARET
FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES



DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE

THÈSE

Présentée par

Mohamed BEY

En vue de l'obtention du Diplôme de **DOCTORAT (L.M.D)**

Spécialité : Génie Electrique

THÈME

**Impact d'une combinaison SMES-IPFC sur le comportement d'un
réseau électrique multi-machines**

Soutenue le 21/06/2018 devant le Jury composé de :

Pr MESSLEM Youcef	Université Ibn Khaldoun TIARET	Président
Pr ALLAOUI Tayeb	Université Ibn Khaldoun TIARET	Examineur
Pr RAHLI Mustapha	USTO Mohamed Boudiaf ORAN	Examineur
Pr BRAHAMI Mustapha	Université de SIDI BEL-ABBES	Examineur
Dr SEBAA Morsli	Université Ibn Khaldoun TIARET	Examineur
Pr MOUDJAHED Mohamed	Université Ibn Khaldoun TIARET	Directeur de Thèse
Dr BOUDIAF Mohamed	Université de DJELFA	Invité

2017/2018

Sommaire

<i>Remerciements</i>	<i>II</i>
<i>Dédicace</i>	<i>III</i>
<i>Nomenclature</i>	<i>IV</i>
<i>Résumé</i>	<i>V</i>
INTRODUCTION GENERALE	2
CHAPITRE I : Modélisation du Système	
I.1 Introduction	7
I.2 Modèle de la machine synchrone	7
I.2.1 Equations de flux dans le repère statorique	8
I.2.2 Equations de tension dans le repère statorique	9
I.2.3 Transformation de Park	10
I.2.4 Equations de flux dans le repère de Park	11
I.2.5 Equations de tension dans le repère de Park	13
I.3 Modèle du transformateur	16
I.4 Modèle de la ligne	16
I.5 Modèle de la charge	17
I.6 Stabilité des réseaux	18
I.6.1 Stabilité de l'angle de puissance	19
I.6.1.1 Stabilité de l'angle de puissance aux petites perturbations	20
I.6.1.2 Stabilité de l'angle de puissance aux grandes perturbations	20
I.6.2 Stabilité de la fréquence	21
I.6.3 Stabilité de la tension	21
I.6.3.1 Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations	21
I.6.3.2 Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations	22
I.6.3.3 Effondrement de la tension	22
I.7 Etudes de la stabilité	25
I.8 Equations régissant le comportement du réseau en l'absence de réglage	27
I.8.1 Équation du mouvement de la machine synchrone	27

I.8.2 Equations électriques suivant les axes d, q en régime transitoire	29
I.9 Méthodes pour améliorer la stabilité des réseaux électriques	30
I.9.1 Dispositifs conventionnels de réglage	30
I.9.1.1 Régulateur de vitesse	30
I.9.1.2 Régulateur de tension	32
I.9.2 Dispositifs de réglage avancés	33
I.9.2.1 Fonctionnement des FACTS	34
I.9.2.1.1 Compensateur statique synchrone STATCOM	35
I.9.2.2 Compensateur série SSSC	37
I.9.2.3 UPFC	39
I.10 Application	42
I.10.1 Conditions initiales du réseau	43
I.10.2 Augmentation de la charge	44
I.10.3 Compensation synchrone	44
I.10.4 Compensation par STATCOM	45
I.10.5 Contrôle du transit de puissance dans une ligne par un SSSC	46
I.10.6 Réglage de tension et contrôle du transit de puissance par un UPFC	47
I.11 Conclusion	48

CHAPITRE II : IPFC Concept, Modélisation et Application

II.1 Introduction	50
II.2 Description et principe de fonctionnement du dispositif	50
II.3 Modélisation de l'IPFC en régime permanent	55
II.3.1 Analyse du load flow	55
II.3.2 Méthode de Newton Raphson	55
II.3.3 Modélisation du réseau pour l'analyse du load flow	57
II.3.4 Intégration de l'IPFC à l'analyse du load flow	60
II.4 Production décentralisée	63
II.5 Système étudié	64
II.6 Conclusion	72

CHAPITRE III : SMES Description et Principe de Fonctionnement

III.1 Introduction	74
III.2 Historique	74
III.3 Conception	75
III.4 Configuration électrique du SMES	78
III.4.1 Représentation type	78
III.4.2 Configuration de la bobine	79
III.4.3 Configuration de la commande	80
III.5 Méthode phaseur	85
III.6 Modélisation du SMES utilisant la méthode phaseur	86
III.7 Contribution du SMES à la stabilité des réseaux	88
III.8 Conclusion	94

CHAPITRE IV : Commande par dispositif SMES-IPFC

IV.1 Introduction	96
IV.2 SMES-IPFC en mode découplé	96
IV.3 SMES-IPFC en mode couplé	97
IV.4 Modélisation de l'IPFC	99
IV.5 Stratégie de commande	105
IV.5.1 Découplage par compensation	106
IV.5.2 Réglage des convertisseurs	109
IV.5.3 Système de commande	114
IV.6 SMES-IPFC en mode couplé	116
IV.7 Conclusion	125

CHAPITRE V : Application de la combinaison SMES-IPFC

V.1 Introduction	127
V.2 Etude du système en mode découplé	127
V.2.1 Performance de l'IPFC	128

V.2.2 Performance du SMES	133
V.3 Etude du système en mode couplé	138
V.3.1 Evaluation de la performance du dispositif SMES-IPFC	138
V.3.2 Analyse de la commande	144
V.3.3 Impact de la taille du SMES	146
V.4 Conclusion	150
CONCLUSION GENERALE	152
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	156

REMERCIEMENTS

Je voudrais présenter mes remerciements à mon encadreur Monsieur le Professeur MOUDJAHED Mohamed auquel je témoigne ma gratitude pour sa patience et son soutien qui m'ont été précieux afin de mener mon travail à bon port.

Mes remerciements les plus chaleureux vont également aux membres du jury de soutenance de cette thèse : à Monsieur le Professeur MESSLEM Youcef qui a accepté de présider le jury, à Messieurs les Professeurs RAHLI Mostefa et BRAHAMI Mostefa qui ont eu la gentillesse d'examiner ce travail et ont accepté de venir à Tiaret assister à la soutenance de ma thèse, pour le premier à partir d'Oran et pour le second à partir de Sidi Belabbes, et ce malgré les contraintes dues à leurs charges universitaires.

Je remercie aussi Monsieur le Professeur ALLAOUI Tayeb Directeur du Laboratoire de Génie Electrique et Génie Informatique d'avoir permis que la préparation de cette thèse se fasse dans son laboratoire où j'ai trouvé les meilleures conditions de travail et un accueil des plus chaleureux.

Je voudrais aussi remercier Monsieur le Docteur SEBAA Morsli qui a bien voulu examiner ce travail et des bons conseils qu'il m'a prodigués. Mes remerciements vont aussi à Monsieur le Docteur BOUDIAF Mohamed pour sa disponibilité, sa gentillesse et les remarques fort judicieuses qu'il a faites au sujet de ce travail ce qui m'a permis de l'améliorer.

Que tous les enseignants que ce soit de l'Université Ibn Khaldoun ou d'ailleurs qui ont participé à ma formation trouvent ici l'expression de mes chaleureux remerciements et de ma sincère reconnaissance.

Je remercie vivement enfin (the last but not the least) tous mes camarades, filles et garçons, pour le soutien, la sympathie et l'amitié dont elles et ils ont fait preuve à mon égard tout au long de mes études à leur côté.

A mes parents

A ma famille

A mes amis

Nomenclature

AC	Alternating Current
AVR	Automatic Voltage Regulator
BCS	Bardeen–Cooper–Schrieffer
BPA	Bonneville Power Administration
BSCCO	Bismuth Strontium Calcium Copper Oxide
DC	Direct Current
EPRI	Electric Power Research Institute
ETM	Engineering Test Model
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
GTO	Gate Turn-Off
HTC	High-Temperature Critic
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
IPFC	Interline Power Flow Controller
LPF	Low Pass Filter
LTC	Low Temperature Critic
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
PLL	Phase Locked Loop
PSS	Power System Stabilizer
SDI	Strategic Defence Initiative
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
STATCOM	Static Synchronous Compensator
TG	Turbine Governor
UPFC	Unified Power Flow Controller
VSC	Voltage Source Converter
WSCC	Western-System-Coordinating-Council

الملخص

الشبكات الكهربائية الحالية تعمل في اغلب الاحيان قريبا من الحد الاقصى لاستقرارها لذا من الضروري تثبيت هاته الاخيرة مع مراعاة عدة شروط مثل الحمل الاقصى للخطوط الكهربائية، الارتياحات في الجهد و التواتر، انخفاض قيمة التوتر... الخ. من جهة اخرى انتاج الطاقة المتجددة شكل تحديا جديدا و فرض نفسه كشرط اساسي لدراسة استقرار الشبكات حيث ان اغلب الشبكات الموجودة حاليا ليست مؤهلة لتحمل موارد الطاقة المتجددة التي هي بدورها تمثل مشاكل عديدة عند ربطها بالشبكات. هاته النقط و غيرها جعلت من الضروري البحث عن وسائل جديدة و تطوير الوسائل القديمة للتحكم الامثل في الشبكات الكهربائية و لعل اهم وسيلة حاليا تتمثل في وسائل النقل المرنة للتيار الكهربائي المتناوب (FACTS). في هذا العمل قمنا بتطوير فكرة جديدة تعتمد اساسا على نوعين من اجهزة التحكم المرن في الشبكات الكهربائية هما : المتحكم في القدرة بين الخطوط (IPFC) و حلقة تخزين الطاقة الكهربائية (SMES) و من اجل هذا فقد استعملنا طريقة تحكم تمكننا من الاستعمال الافضل لهذين الجهازين سواء كانا في الوضع المنفصل او الوضع المتصل. تم تجريب الجهازين على نوعين من الشبكات الكهربائية : شبكة كهربائية احادية الانتاج ذات قدرة لا متناهية و شبكة متعددة الانتاج.

Résumé

Les réseaux électriques fonctionnent souvent près de leurs limites de stabilité d'où la nécessité de maintenir cette dernière en tenant compte des différentes contraintes telles que le transfert maximal de la puissance dans les lignes, les oscillations de puissance et de fréquence, l'effondrement de tension, etc... Une autre contrainte est de plus en plus présente sur les réseaux du fait du raccordement de la production décentralisée alors que ces derniers à l'origine n'étaient pas conçus pour accueillir ce type de production qui utilise des sources d'énergie renouvelables hautement imprévisibles et réparties. Toutes ces contraintes font qu'il est primordial de développer des outils assez performants qui permettent d'exploiter les réseaux dans les meilleures conditions possibles. Les FACTS sont des outils appropriés à la bonne conduite des réseaux. Dans ce travail, nous avons développé une approche qui fait appel à deux d'entre eux, le SMES et l'IPFC. Nous avons utilisé une stratégie de commande qui tire le meilleur parti des avantages de chacun qu'ils soient utilisés d'une manière séparée ou bien couplés. Leurs performances sur deux types de réseau : mono-machine et multi-machines ont été évaluées aussi bien en régime permanent qu'en régime transitoire.

Abstract

Power systems often operate close to their stability limits, so the need to maintain this is very important, taking into account the various constraints such as the maximum transfer of power in the lines, the power and frequency oscillations, the collapse of voltage, etc ... Another constraint are present on the power systems because of the connection of the decentralized production. At the origin, the power systems were not conceived to host this type of production which uses sources of renewable energy. All these constraints lead to develop new tools to operate power systems in the best possible conditions. FACTS are appropriate tools for the good control of power systems. In this work, we developed an approach that involves two of FACTS : the SMES and the IPFC. We used a control strategy that makes the most of the advantages of each one when they are used separately or coupled. Their performances on two types of power systems : single-machine and multi-machine were evaluated both in steady state and transient state situation.

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

La demande d'énergie électrique est en augmentation constante en raison du développement de l'industrialisation, de la croissance démographique et des exigences toujours plus grandes des utilisateurs. Ceci fait que la production, le transport et la distribution de l'énergie sont de plus en plus sollicités mais souvent avec des contraintes liées soit à l'économie soit à l'environnement rendant donc difficiles les constructions de nouveaux ouvrages électriques (centrales de production, lignes, ...) [1]. Les réseaux électriques connaissent aussi de profonds changements dus aux décisions politiques énergétiques internationales visant l'ouverture du marché de l'énergie électrique à la concurrence. Ceci a pour conséquence, dans certains pays, une privatisation progressive des secteurs de la production et de la distribution d'énergie électrique. De ce fait, de nouveaux acteurs, généralement désignés sous le terme de Génération d'Énergie Dispersée (*GED*) ont fait leur apparition [2, 3]. Ils sont chargés d'apporter une production locale d'énergie électrique. Cette introduction de production décentralisée dans les réseaux électriques entraîne de nouvelles contraintes telles que des problèmes de surtension au voisinage des nœuds de raccordement ou de congestion de lignes [4, 5]. Les dispositifs FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) dus au développement rapide de la technologie en électronique de puissance [6] sont, entre autres, les outils permettant la résolution d'une grande partie des problèmes rencontrés par les réseaux électriques et cités précédemment. En effet, leur capacité de commande flexible et rapide font qu'ils ont une grande aptitude à augmenter la capacité de transmission des réseaux électriques et à améliorer leur stabilité [7]. Il s'avère donc nécessaire de réfléchir à des approches adéquates d'exploitation des réseaux permettant de surmonter toutes les contraintes de réseaux et pouvoir utiliser ces derniers d'une manière optimale donc aux plus proches de leurs limites. Ceci peut être atteint par l'amélioration de leur stabilité et l'augmentation de leur capacité de transfert de puissance. Ceci est rendu possible par la mise en place de la combinaison de deux ou plusieurs FACTS. Une étude bibliographique montre que cette approche consistant à combiner deux ou plusieurs FACTS est à ses débuts. On peut citer, entre autres, les combinaisons SMES-UPFC, SMES-STATCOM et SMES-SSSC [8-12]. Nous nous proposons quant à nous d'associer les systèmes SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) et IPFC

(Interline Power Flow Controller) et évaluer les performances d'un tel dispositif sur le fonctionnement d'un réseau électrique en régimes sain et perturbé. La complexité du problème de stabilité et de transit de puissance a conduit à adopter une stratégie de commande utilisant les deux dispositifs de deux manières : couplée et découplée c'est-à-dire en considérant l'apport des deux dispositifs en mode combiné, les deux dispositifs agissant ensemble ou en mode séparé, chaque dispositif agissant seul. Dans ce dernier mode, l'approche propose une compensation parallèle fournie par le SMES et une compensation série fournie par l'IPFC qui est un compensateur avancé capable de compenser plusieurs lignes simultanément [6]. Le SMES peut fonctionner dans les quatre quadrants du plan de coordonnées de la puissance active et la puissance réactive. Dans ce mode de fonctionnement, on retrouve le comportement des autres compensateurs parallèles [1]. Les entrées de la commande (tension, courant, puissances) sont mesurées localement. Trois réseaux test ont été retenus dans ce travail : un réseau 2 machines-5 nœuds [13] et un réseau 3 machines – 9 nœuds de la WSCC (Western Electricity Coordinating Council) [14] et un réseau monomachine composé d'une machine connectée à un réseau à puissance infinie [15].

La combinaison des deux FACTS permet d'évaluer la performance du système de commande utilisé quand la capacité de stockage du SMES remplace le condensateur traditionnel de l'IPFC, la rapidité de réponse du SMES jouant un rôle bénéfique dans la commande de l'ensemble SMES-IPFC.

Ce travail a été mené au sein du Laboratoire de Génie Energétique et Génie Informatique (L2GEGI) de la Faculté des Sciences Appliquées de l'Université Ibn Khaldoun Tiaret où la Commande des Réseaux Electriques, les FACTS et le Développement des Energies Renouvelables sont quelques-uns des axes de recherche du laboratoire. Il a donné lieu à cinq chapitres :

Dans le premier chapitre intitulé Modélisation du Système, nous décrivons les modèles des différents éléments composant d'une manière générale un réseau électrique. La stabilité du réseau est présentée sous ses trois formes : stabilité de l'angle du rotor de la machine, stabilité de la fréquence et stabilité de la tension. La cause conduisant à un effondrement de la tension est aussi montrée dans ce chapitre et la marge de stabilité qui peut en résulter décrite. Les différents systèmes de réglage

aussi bien conventionnels que FACTS ont été présentés et leurs performances évalués sur le réseau test 2 machines-5 nœuds.

Le second chapitre intitulé IPFC : Concept, Modélisation et Application présente en détail la modélisation de l'IPFC et son principe de fonctionnement sur une configuration simple de réseau qui montre que l'IPFC est un compensateur série composé de deux ou plusieurs SSSC (Static Synchronous Series Compensator). Le réseau test retenu est le réseau 3 machines-9 nœuds. L'intégration dans ce réseau d'un parc éolien à base MADA (Machine à Double Alimentation) dans le cadre d'une GED (Génération d'Energie Dispersée) surcharge certaines lignes de transmission. Le recours à l'IPFC permet le transfert d'énergie des lignes surchargées vers celles qui le sont moins tout en satisfaisant la demande en puissance des charges connectées au réseau. Le plan de tensions permettant la détermination du transit de puissances dans le réseau est établi en utilisant la méthode de calcul de Newton Raphson. Sur la base du transit de puissances dans le réseau, on localise le nœud de connexion de l'IPFC.

Le troisième chapitre intitulé SMES : Description et Principe de Fonctionnement rappelle l'histoire de l'apparition de la supraconductivité en général et donne une indication sommaire sur la conception du matériau. La configuration électrique du SMES est décrite en détail et son principe de fonctionnement permettant l'échange de puissance entre le réseau électrique et la bobine supraconductrice de stockage abordé. La commande dans les quatre quadrants est montrée par les relations qui existent entre les angles d'amorçage et les puissances d'échange entre le réseau et le SMES. Le réseau 3 machines 9 nœuds perturbé est pris comme réseau test pour évaluer les performances du SMES dont la commande est basée sur la méthode phaseur.

Dans le chapitre IV intitulé Commande par dispositif SMES-IPFC, nous analysons la contribution du dispositif composé de l'association des deux FACTS en mode couplé c'est-à-dire quand le SMES remplace le dispositif de stockage traditionnel de l'IPFC. La configuration de la commande du système utilise deux convertisseurs, l'un comme maître et l'autre comme esclave. Ils sont associés à un hacheur. Le découplage par compensation utilisé dans cette commande est décrit en détail. Un réseau monomachine [15] est pris comme réseau test.

Dans le chapitre V intitulé Application de la combinaison SMES-IPFC, on examine l'impact du dispositif en mode découplé et en mode couplé sur le réseau 3 machines-9 nœuds. L'étude sera menée en régime sain et en régime perturbé par un court circuit triphasé en liaison avec la terre. En mode couplé, le SMES remplace le dispositif de stockage conventionnel de l'IPFC. L'impact de la taille du SMES dans le réglage est aussi évalué.

CHAPITRE I

Modélisation du Système

I.1 Introduction

La modélisation d'un système électro-énergétique est abordée dans son ensemble. Le modèle de Park retenu pour un alternateur est décrit en détail et aboutit au schéma de Park équivalent à la machine. Nous avons également décrit les différents types de stabilité rencontrés dans un réseau. La marge de cette dernière est déduite de la relation qu'elle peut avoir avec un effondrement de tension dans le réseau. Les réglages de type conventionnel et ceux basés sur les FACTS sont aussi présentés dans ce chapitre et leur effet sur un réseau 2 machines 5 nœuds pris comme réseau test examiné en régime permanent.

I.2 Modèle de la machine synchrone [16]

L'alternateur du réseau électrique est une machine synchrone triphasée schématisée par la figure I.1 ci-dessous. Cette machine est constituée principalement de trois enroulements statoriques identiques a, b et c régulièrement distribués et déphasés de $\frac{2\pi}{3}$, d'un enroulement rotorique d'excitation **f** et de deux circuits amortisseurs représentés par deux enroulements en court-circuit équivalents **D** et **Q** en quadrature. Les enroulements statoriques sont généralement couplés en étoile.

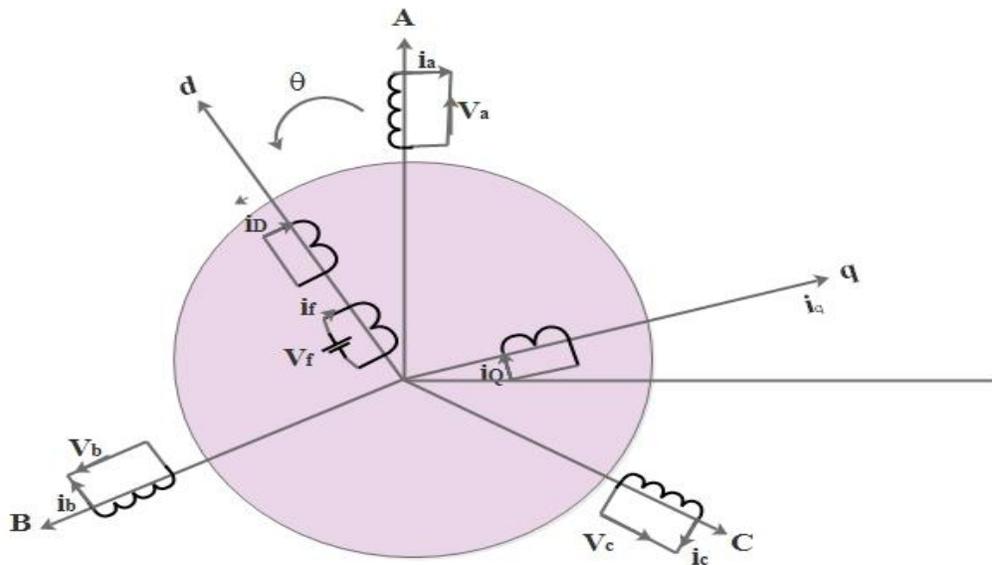


Figure I.1 : Représentation schématique de la machine synchrone

1.2.1 Equations de flux dans le repère statorique

Sur la base des hypothèses de non saturation de la machine et de circuit magnétique feuilleté, la relation flux-courants s'exprime sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} \varphi_a \\ \varphi_b \\ \varphi_c \\ \varphi_f \\ \varphi_D \\ \varphi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} & L_{af} & L_{aD} & L_{aQ} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} & L_{bf} & L_{bD} & L_{bQ} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} & L_{cf} & L_{cD} & L_{cQ} \\ L_{fa} & L_{fb} & L_{fc} & L_{ff} & L_{fD} & L_{fQ} \\ L_{Da} & L_{Db} & L_{Dc} & L_{Df} & L_{DD} & L_{DQ} \\ L_{Qa} & L_{Qb} & L_{Qc} & L_{Qf} & L_{QD} & L_{QQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (1.1)$$

Avec : L_{jk} comme inductance propre du circuit quand $j = k$ et mutuelle quand $j \neq k$

Les inductances propres au stator sont tels que :

$$\begin{cases} L_{aa} = L_s + L_m \cos 2\theta \\ L_{bb} = L_s + L_m \cos \left[2\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \right] \\ L_{cc} = L_s + L_m \cos \left[2\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \right] \end{cases} \quad (1.2)$$

Avec : $L_s > L_m$ et L_s, L_m constante.

Les inductances propres au rotor sont constantes et tels que :

$$L_{ff} = L_f \quad L_{DD} = L_D \quad L_{QQ} = L_Q \quad (1.3)$$

Les inductances mutuelles au stator sont tels que :

$$\begin{cases} L_{ab} = L_{ba} = -M_s - L_m \cos \left[2\left(\theta + \frac{\pi}{6}\right) \right] \\ L_{bc} = L_{cb} = -M_s - L_m \cos \left[2\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \right] \\ L_{ca} = L_{ca} = -M_s - L_m \cos \left[2\left(\theta + \frac{5\pi}{6}\right) \right] \end{cases} \quad (1.4)$$

Avec : $M_s > L_m$

Les inductances mutuelles au rotor ne dépendent pas de θ et sont tels que :

$$L_{fD} = L_{Df} = M_R \quad L_{fQ} = L_{Qf} = 0 \quad L_{DQ} = L_{QD} = 0 \quad (1.5)$$

Les inductances mutuelles stator- rotor sont tels que :

$$\begin{cases} L_{af} = L_{fa} = M_f \cos\theta \\ L_{bf} = L_{fb} = M_f \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ L_{cf} = L_{fc} = M_f \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (1.6)$$

On aura de même pour les enroulements D et Q :

$$\begin{cases} L_{aD} = L_{Da} = M_D \cos\theta \\ L_{bD} = L_{Db} = M_D \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ L_{cD} = L_{Dc} = M_D \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (1.7)$$

$$\begin{cases} L_{aQ} = L_{Qa} = M_Q \sin\theta \\ L_{bQ} = L_{Qb} = M_Q \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ L_{cQ} = L_{Qc} = M_Q \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (1.8)$$

I.2.2 Equations de tension dans le repère statorique

$$\begin{cases} v_a = -r_a i_a - \frac{d\varphi_a}{dt} \\ v_b = -r_b i_b - \frac{d\varphi_b}{dt} \\ v_c = -r_c i_c - \frac{d\varphi_c}{dt} \end{cases} \quad (1.9)$$

$$v_f = r_f i_f + \frac{d\varphi_f}{dt} \quad (1.10)$$

$$\begin{cases} 0 = r_D i_D + \frac{d\varphi_D}{dt} \\ 0 = r_Q i_Q + \frac{d\varphi_Q}{dt} \end{cases} \quad (1.11)$$

r_a, r_b et r_c sont les résistances des phases a, b et c de l'induit.

r_f, r_D et r_Q sont respectivement la résistance de l'inducteur, de l'amortisseur d'axe d et de celui de l'axe q.

$\varphi_k (k = a, b, c, f, D, Q)$ est le flux d'enroulement k.

I.2.3 Transformation de Park

La transformation de Park permet de passer des grandeurs statoriques a, b, c à de nouvelles grandeurs liées au rotor et tournant avec lui. Ces nouvelles grandeurs sont repérées dans un nouveau système de référence lié au rotor dit repère de Park constitué de 3 axes o, d et q :

L'axe o est un axe stationnaire. Il est appelé aussi axe homopolaire.

L'axe d est un axe orienté suivant l'axe de l'enroulement inducteur. Il est appelé axe direct ou longitudinal.

L'axe q est un axe en quadrature avec l'axe d. Il est appelé axe en quadrature ou transversal.

Le passage de la grandeur g_{abc} dans le repère statorique à la grandeur g_{odq} dans le repère de Park se fait par la relation :

$$g_{odq} = P g_{abc} \quad (1.12)$$

où :

$$g_{abc} = \begin{bmatrix} g_a \\ g_b \\ g_c \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad g_{odq} = \begin{bmatrix} g_o \\ g_d \\ g_q \end{bmatrix}$$

P la matrice de Park est telle que :

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

I.2.4 Equations de flux dans le repère de Park

L'expression (1.1) s'écrit aussi sous forme compacte :

$$\begin{bmatrix} \varphi_{abc} \\ \varphi_{fDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{SS} & L_{SR} \\ L_{RS} & L_{RR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{fDQ} \end{bmatrix} \quad (1.13)$$

Avec :

L_{SS} Inductances stator-stator

L_{RS} Inductances stator-rotor

L_{RR} Inductances rotor-rotor

A partir de l'expression ci-dessus (1.13), on peut obtenir :

$$\begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_{abc} \\ \varphi_{fDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{SS} & L_{SR} \\ L_{RS} & L_{RR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P^{-1} & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{fDQ} \end{bmatrix} \quad (1.14)$$

U_3 est la matrice identité. Elle est telle que :

$$U_3 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Le développement de (1.14) donne :

$$\begin{bmatrix} \varphi_0 \\ \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_f \\ \varphi_D \\ \varphi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & L_d & 0 & kM_f & kM_D & 0 \\ 0 & 0 & L_q & 0 & 0 & kM_Q \\ 0 & kM_f & 0 & L_f & M_R & 0 \\ 0 & kM_D & 0 & M_R & L_D & 0 \\ 0 & 0 & kM_Q & 0 & 0 & L_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_d \\ i_q \\ i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (1.15)$$

Avec :

$$\mathbf{L}_d = \mathbf{L}_s + \mathbf{M}_s + \frac{3}{2} \mathbf{L}_m$$

$$\mathbf{L}_q = \mathbf{L}_s + \mathbf{M}_s - \frac{3}{2} \mathbf{L}_m$$

$$\mathbf{L}_0 = \mathbf{L}_s - 2\mathbf{M}_s$$

$$\mathbf{k} = \sqrt{\frac{3}{2}}$$

En notant l_i l'inductance de fuite relative à l'enroulement i (i pouvant être d, f, D, q, Q), on aura l'expression de l'inductance magnétisante pour chaque enroulement donnée par l'expression :

$$\mathbf{L}_{mi} = \mathbf{L}_i - \mathbf{l}_i \quad \text{Pour } i=d, f, D, q, Q \quad (1.16)$$

L_{AD} et L_{AQ} sont respectivement les inductances cycliques longitudinale (selon l'axe d) et transversale (selon l'axe q). Elles sont définies par :

$$\mathbf{L}_{AD} = \mathbf{L}_d - \mathbf{l}_d = \mathbf{L}_f - \mathbf{l}_f = \mathbf{L}_D - \mathbf{l}_D = \mathbf{kM}_F = \mathbf{kM}_D = \mathbf{M}_R \quad (1.17)$$

$$\mathbf{L}_{AQ} = \mathbf{L}_q - \mathbf{l}_q = \mathbf{L}_Q - \mathbf{l}_Q = \mathbf{kM}_Q \quad (1.18)$$

L'expression (1.15) montre que φ_d le flux est selon l'axe d et tourne avec le rotor. De même que le flux φ_q qui est selon l'axe q tourne avec le rotor. Le flux φ_0 est complètement découplé par rapport aux autres circuits puisqu'il ne dépend que de i_0 et de L_0 . On remarque également que les inductances obtenues par Park dans l'expression (1.15) sont constantes. La matrice liant le flux au courant est symétrique et peut donc être représentée physiquement par un circuit équivalent.

1.2.5 Equations de tension dans le repère de Park

Pour un système équilibré (le courant circulant dans le neutre est nul), les équations (1.9) à (1.11) s'écrivent sous forme matricielle de la manière suivante :

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \\ -v_f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} r_a & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r_b & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r_c & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & r_D & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & r_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\phi}_a \\ \dot{\phi}_b \\ \dot{\phi}_c \\ \dot{\phi}_f \\ \dot{\phi}_D \\ \dot{\phi}_Q \end{bmatrix} \quad (1.19)$$

$r_a = r_b = r_c = r$ Résistance de l'induit

En posant :

$$R_{abc} = rU_3 \quad v_{abc} = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad v_{fDQ} = \begin{bmatrix} -v_f \\ v_D \\ v_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -v_f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad i_{abc} = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}$$

$$i_{fDQ} = \begin{bmatrix} i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix}$$

et :

$$\dot{\phi}_{abc} = \begin{bmatrix} \dot{\phi}_a \\ \dot{\phi}_b \\ \dot{\phi}_c \end{bmatrix} \quad \dot{\phi}_{fDQ} = \begin{bmatrix} \dot{\phi}_f \\ \dot{\phi}_D \\ \dot{\phi}_Q \end{bmatrix}$$

L'expression (1.19) s'écrit alors :

$$\begin{bmatrix} v_{abc} \\ v_{fDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_{abc} & 0 \\ 0 & R_{fDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{fDQ} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\phi}_{abc} \\ \dot{\phi}_{fDQ} \end{bmatrix} \quad (1.20)$$

En multipliant (1.20) par $\begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix}$, on obtient l'expression (1.21) ci-dessous :

$$\begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{abc} \\ v_{fDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_{abc} & 0 \\ 0 & R_{fDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{fDQ} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{\phi}_{abc} \\ \dot{\phi}_{fDQ} \end{bmatrix} \quad (1.21)$$

Le développement de cette expression donne :

$$\begin{bmatrix} v_{odq} \\ v_{fDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_{abc} & 0 \\ 0 & R_{fDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{odq} \\ i_{fDQ} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\phi}_{odq} \\ \dot{\phi}_{fDQ} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{P}P^{-1}\phi_{odq} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (1.22)$$

Pour un système équilibré, la composante homolaire est nulle. L'expression (1.22) se réduit donc à :

$$\begin{bmatrix} v_{dq} \\ v_{fDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R & 0 \\ 0 & R_{fDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dq} \\ i_{fDQ} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\phi}_{dq} \\ \dot{\phi}_{fDQ} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} S \\ 0 \end{bmatrix} \quad (1.23)$$

où $R = \begin{bmatrix} r & 0 \\ 0 & r \end{bmatrix}$ $R_{fDQ} = \begin{bmatrix} r_f & 0 & 0 \\ 0 & r_D & 0 \\ 0 & 0 & r_Q \end{bmatrix}$ $S = \begin{bmatrix} -\omega\phi_q \\ \omega\phi_d \end{bmatrix}$

ω : est la pulsation synchrone de la machine. Sous forme développée, l'expression (1.23) s'écrit :

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ -v_f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} r & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_D & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & r_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\phi}_d \\ \dot{\phi}_q \\ \dot{\phi}_f \\ \dot{\phi}_D \\ \dot{\phi}_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\omega\phi_q \\ \omega\phi_d \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (1.24)$$

La figure I.2 montre la configuration du modèle de la machine selon Park.

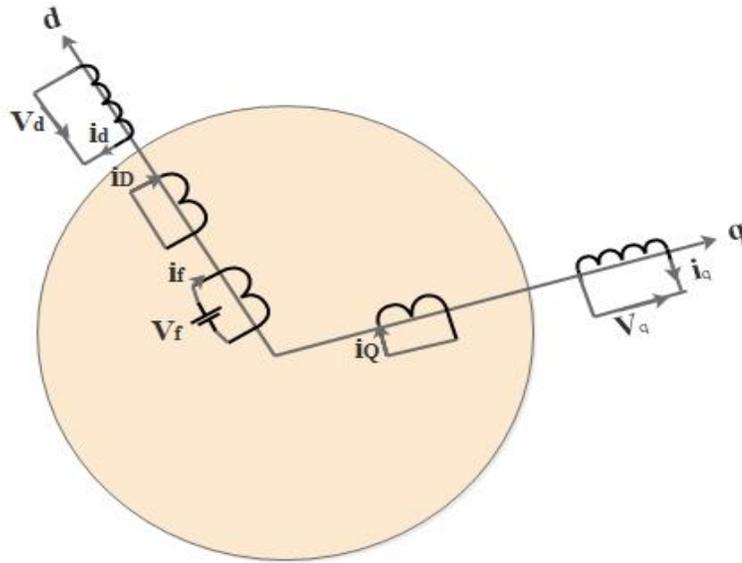


Figure I.2 : Configuration du modèle de Park de la machine synchrone.

Les équations (1.24) conduisent au schéma électrique équivalent de la machine synchrone selon Park de la figure I.3 ci-dessous :

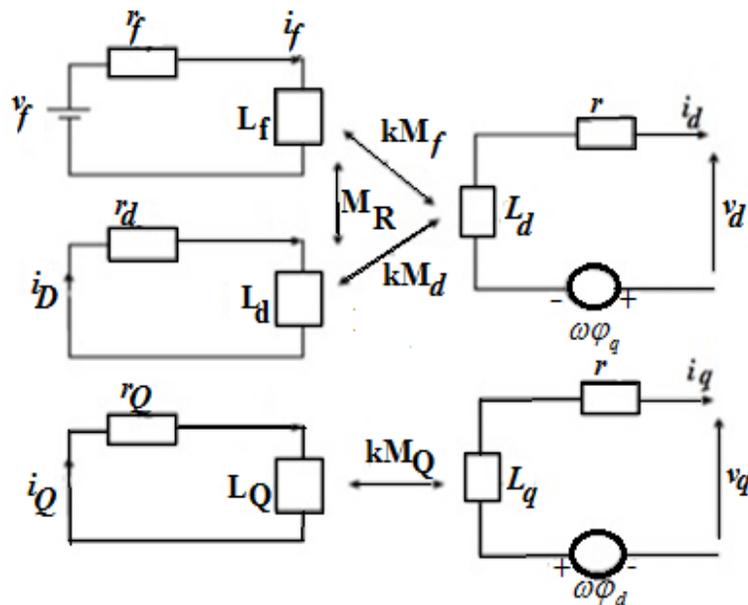


Figure I.3 : Schéma électrique de la machine synchrone dans le repère de Park

I.3 Modèle du transformateur [13]

La figure 1.4 ci-dessous montre une liaison i-j comportant un transformateur T de rapport de transformation a.

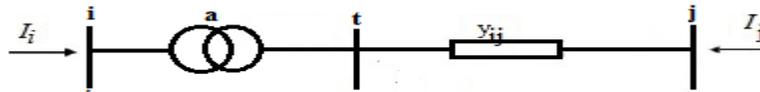


Figure I.4 : liaison comporte un transformateur

La ligne de transmission a pour admittance y_{ij} . Le modèle utilisé de la liaison i-j de la figure 1.4, tenant compte de la transformation est celui donné par la figure 1.5 ci-dessous :

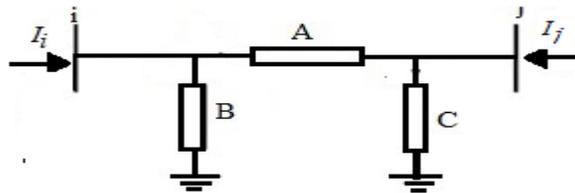


Figure I.5 : Schéma équivalent de la liaison i-j

où:

$$A = y_{ij}/a, \quad B = y_{ij}(1/a - 1)(1/a) \quad C = y_{ij}(1 - 1/a)$$

I.4 Modèle de la ligne

Les lignes électriques et les câbles sont des systèmes à constantes réparties, c'est à dire que les grandeurs physiques (résistances, inductances, capacités) sont réparties sur toute la longueur de la ligne et ne sont donc pas localisées. La structure la plus employée pour représenter une ligne est le schéma équivalent en π représenté par la figure I.6. Une

ligne reliant deux nœuds i et j avec une impédance série $R + jX$ et deux demi-susceptances B [4].

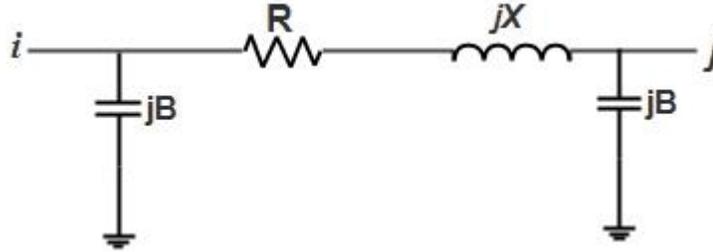


Figure I.6 : Schéma équivalent en pi de la ligne

I.5 Modèle de la charge

Les charges sont en général modélisées comme étant dépendantes de la tension. Les puissances active et réactive de la charge connectée au nœud i sont données par les expressions (1.25) ci-dessous :

$$\begin{cases} P_i = P_{0i} \left(\frac{V_i}{V_0}\right)^\alpha \\ Q_i = Q_{0i} \left(\frac{V_i}{V_0}\right)^\beta \end{cases} \quad (1.25)$$

P_{0i} et Q_{0i} : Puissances active et réactive nominales au nœud i

V_0 : Tension nominale.

P_i et Q_i : Puissances active et réactive de la charge au nœud i pour une tension égale à V_i .

Les coefficients α et β déterminent le caractère de la charge. Si les coefficients α et β sont tous les deux nuls, la charge est considérée à puissance constante. Si par contre α et β sont égaux à 1, la charge est considérée à courant constant. Lorsqu'ils sont égaux à 2 la charge est considérée à impédance constante. Le tableau I.1, représente les différents types de charges avec leurs exposants spécifiques [17].

Tableau I.1 : Valeurs des exposants α et β pour différents types de charge.

Type de charge	α	β
Climatisation	0.50	2.50
Chauffage électrique	2.00	0.00
Eclairage fluorescent	1.00	3.00
Pompes, moteurs	0.08	1.60
Grand moteur industriel	0.05	0.50
Petit moteur industriel	0.10	0.60

I.6 Stabilité des réseaux

La stabilité des réseaux électriques est généralement définie comme leur propriété de maintenir un état de fonctionnement d'équilibre dans les conditions de fonctionnement normales ou de rétablir un état d'équilibre acceptable en cas de perturbation. L'objectif est donc de pouvoir maintenir le fonctionnement synchrone des alternateurs du réseau. Ce type de stabilité est influencé par la dynamique de l'angle du rotor de l'alternateur et par les relations puissance active - angle de charge. L'instabilité peut aussi se produire sans la perte du synchronisme. Elle peut être due à l'écroulement ou effondrement de la tension[5, 18].

Pour analyser et résoudre les problèmes d'instabilité dans les systèmes de puissance, il est indispensable de regrouper les différents groupes de stabilité. Cette classification de la stabilité est basée sur les considérations suivantes [18, 19] :

- la nature physique de l'instabilité résultante.
- l'amplitude de la perturbation.
- la plage de temps nécessaire pour assurer la stabilité.

- les dispositifs et les processus nécessaires pour assurer la stabilité.

Habituellement, la stabilité est divisée en trois groupes, à savoir :

- la stabilité de l'angle rotorique (ou de puissance).
- la stabilité de fréquence.
- la stabilité de tension.

La figure I.7 ci-dessous, présente ces principales catégories de stabilité d'un système de puissance et leurs sous-catégories.

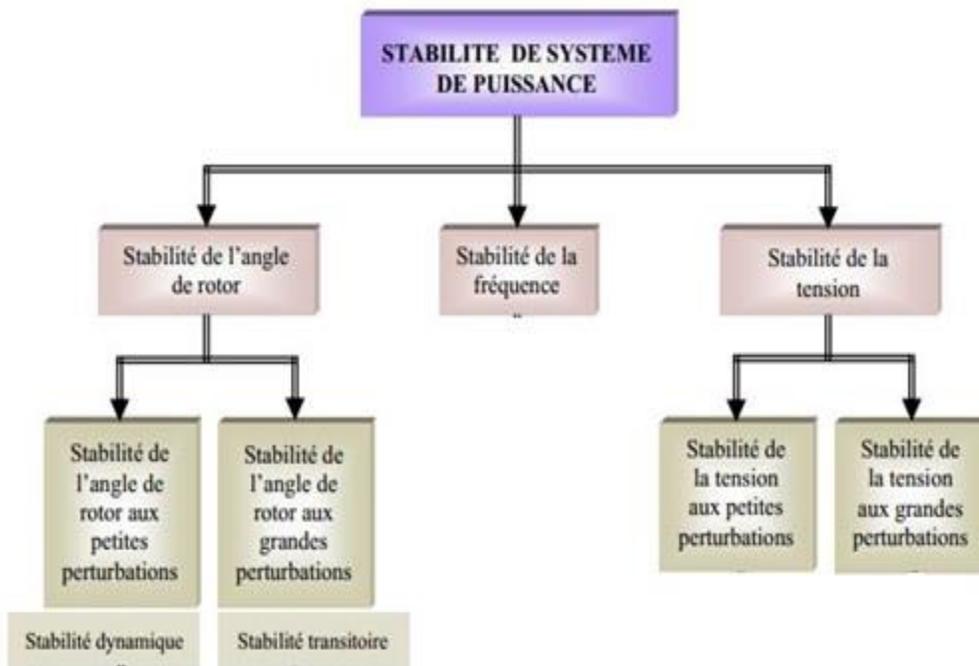


Figure I.7 : Schéma synoptique d'analyse de la stabilité

I.6.1 Stabilité de l'angle de puissance

En général, à la fin d'un régime transitoire provoqué par une perturbation, le système atteint son régime permanent. Dans ce cas, l'étude de la stabilité du système porte sur l'évaluation de l'état statique du réseau. Le système n'est pas en état de stabilité statique si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées. Cet état est appelé : état instable ou état d'urgence [1]. Dans un réseau qui est dans un état d'urgence, les opérateurs du centre de contrôle ont suffisamment de temps pour ramener le système à l'état stable ou au régime normal en apportant les modifications nécessaires. Si certaines contraintes

d'exploitation ne sont pas respectées, un arrêt volontaire de l'approvisionnement d'un ou de plusieurs consommateurs est effectué pour rétablir rapidement l'équilibre entre la production et la consommation du réseau : c'est le cas de délestage, le reste continuant son fonctionnement normal. Une autre définition peut être donnée à la stabilité statique qui consiste à dire qu'un réseau d'énergie électrique est dit stable en régime statique si suite à une « petite » perturbation (variation de charge par exemple), il retrouve un état de marche synchrone, identique ou proche de l'état d'origine [20, 21].

I.6.1.1 Stabilité de l'angle de puissance aux petites perturbations

Le réseau est apte à éviter tout régime oscillatoire divergent et à revenir à un état stable acceptable. Ceci inclut l'intervention éventuelle des protections et automatismes divers en fonction des perturbations du réseau. Les études de stabilité dynamique permettant donc la maîtrise du comportement du réseau considéré consistent à :

- envisager les principaux scénarios critiques tels que court-circuit, perte d'énergie mécanique, perte de source électrique, variation de charge, contraintes de processus,
- prédire le comportement du réseau face à ces perturbations,
- préconiser les mesures à prendre en exploitation, telles que type de protection, réglage de relais, délestages, configuration topologique du réseau pour éviter les modes de fonctionnement indésirables [21].

I.6.1.2 Stabilité de l'angle de puissance aux grandes perturbations (régime transitoire)

Cette stabilité concerne les quelques secondes qui suivent l'arrivée d'une « grande » perturbation (court-circuit, rupture d'ouvrages, ...) sur le réseau électrique. Elle dépend beaucoup des caractéristiques dynamiques des générateurs, des charges, des dispositifs de régulation mis en place dans les stations (Power System Stabilizer, FACTS, réglages des protections, ...). Les modèles utilisés dans ce type de perturbation doivent être assez détaillés pour pouvoir analyser finement la stabilité transitoire [22]. Les résultats donc d'une étude de stabilité transitoire dépendent des caractéristiques de l'élément perturbé, de la localisation et du type de perturbation, ainsi que des conditions de son élimination avec ou sans changement de topologie du réseau [16].

Dans le domaine de la commande en temps réel de la stabilité transitoire, l'augmentation du temps critique d'élimination du défaut, l'amortissement des oscillations après la perturbation et l'augmentation de la capacité de transfert des lignes sont des éléments importants [1].

I.6.2 Stabilité de la fréquence

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère ayant ou non conduit à un morcellement du système. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et celle consommée [19].

I.6.3 Stabilité de la tension

La stabilité de la tension est un élément indispensable au bon fonctionnement du réseau. Le transport de puissance électrique est soumis à une règle de bonne pratique : le niveau de la tension doit être le plus élevé possible alors que le courant doit être maintenu à son niveau le plus faible et ce dans les limites imposées par le réseau. Ces conditions permettent de transporter un maximum de puissance tout en minimisant les pertes de puissances dans le réseau de transmission (transport) et en préservant les machines de production d'un vieillissement trop rapide. Cependant, la capacité d'isolation des lignes et des câbles étant limitée, cela entraîne une limitation de la tension sur le réseau à une valeur maximale [23].

La fluctuation de la tension est un phénomène inévitable, car elle est affectée par :

- les variations de puissance causées par les prélèvements et injections liés à l'activité industrielle;
- les flux électriques étrangers et les changements topologiques du réseau.

1.6.3.1 Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations

Elle concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites de fonctionnement permises en présence de perturbations telles que les faibles variations de charge ou de production.

1.6.3.2 Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations

Elle est définie comme la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites de fonctionnement permises en présence de perturbations telles que les courts circuits ou les ruptures d'ouvrages (équipements de production ou de transformation, éléments de transport d'énergie, ...).

1.6.3.3 Effondrement de la tension

Le tracé de la tension V en fonction de la puissance active P c'est-à-dire $V(P)$, permet de déterminer le point critique d'effondrement de la tension suivant la charge [17, 24]. La figure I.8 nous permet d'illustrer le comportement de la tension en fonction de la puissance.

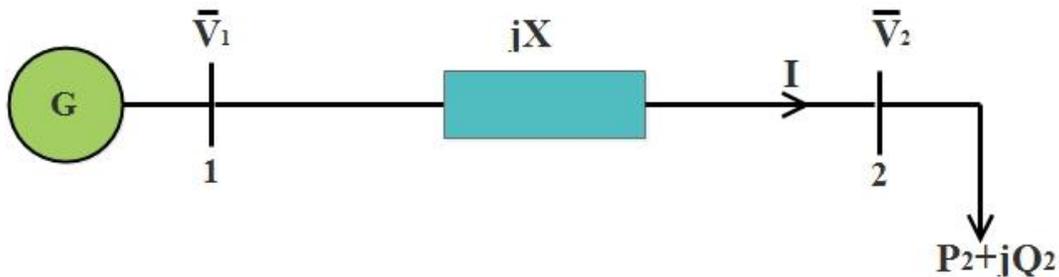


Figure I.8 : Réseau électrique à deux nœuds

$$\bar{V}_1 = V_1 e^{j\theta_1}$$

$$\bar{V}_2 = V_2 e^{j\theta_2}$$

Les puissances active et réactive transitées dans la ligne sont telles que :

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X} \sin(\theta_1 - \theta_2) \quad (1.26)$$

$$Q_{12} = -\frac{V_1^2}{X} + \frac{V_1 V_2}{X} \cos(\theta_1 - \theta_2) \quad (1.27)$$

En posant : $\delta = \theta_1 - \theta_2$

On aura :

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta \quad (1.28)$$

$$Q_{12} = -\frac{V_1^2}{X} + \frac{V_1 V_2}{X} \cos \delta \quad (1.29)$$

Le transit de puissance du nœud 2 vers le nœud 1 est donné par :

$$P_{21} = -\frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta \quad (1.30)$$

$$Q_{21} = -\frac{V_2^2}{X} + \frac{V_1 V_2}{X} \cos \delta \quad (1.31)$$

La charge au nœud 2 est telle que :

$$P_2 = -P_{21} = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta \quad (1.32)$$

$$Q_2 = -Q_{21} = \frac{V_1 V_2}{X} \cos \delta - \frac{V_2^2}{X} \quad (1.33)$$

L'équation (1.33) permet d'avoir :

$$Q_2 + \frac{V_2^2}{X} = \frac{V_1 V_2}{X} \cos \delta \quad (1.34)$$

d'où :

$$P_2^2 + \left(Q_2 + \frac{V_2^2}{X}\right)^2 = \left[\frac{V_1 V_2}{X}\right]^2 [\cos^2 \delta + \sin^2 \delta] \quad (1.35)$$

Soit :

$$P_2^2 + \left(Q_2 + \frac{V_2^2}{X}\right)^2 = \frac{V_1^2 V_2^2}{X^2} \quad (1.36)$$

En notant $\cos\varphi$ le facteur de puissance de la charge au nœud 2, on aura :

$$Q_2 = tg\varphi.P_2 \quad (1.37)$$

En posant :

$$B = tg\varphi \quad (1.38)$$

On aura :

$$Q_2 = B.P_2 \quad (1.39)$$

Tenant compte des équations (1.36) et (1.39), on aura l'équation (1.40) ci-dessous :

$$V_2^4 + (2XBP_2 - V_1^2)V_2^2 + X^2P_2^2 + X^2P_2^2B^2 = 0 \quad (1.40)$$

La résolution de l'équation (1.40) permet d'avoir :

$$V_2^2 = \frac{V_1^2}{2} - XBP_2 \pm \left[\frac{V_1^4}{4} - P_2X(P_2X + BV_1^2) \right]^{1/2} \quad (1.41)$$

L'équation (1.41) montre que la tension au nœud 2 est une fonction de la puissance active, de la réactance de la ligne et du facteur de puissance. La figure I.9 présente la courbe de bifurcation du système. Elle montre l'évolution de la tension du nœud de connexion de la charge en fonction de la puissance active de la charge connectée en ce nœud, la charge étant purement résistive ($Q_2=0$ et $B=0$).

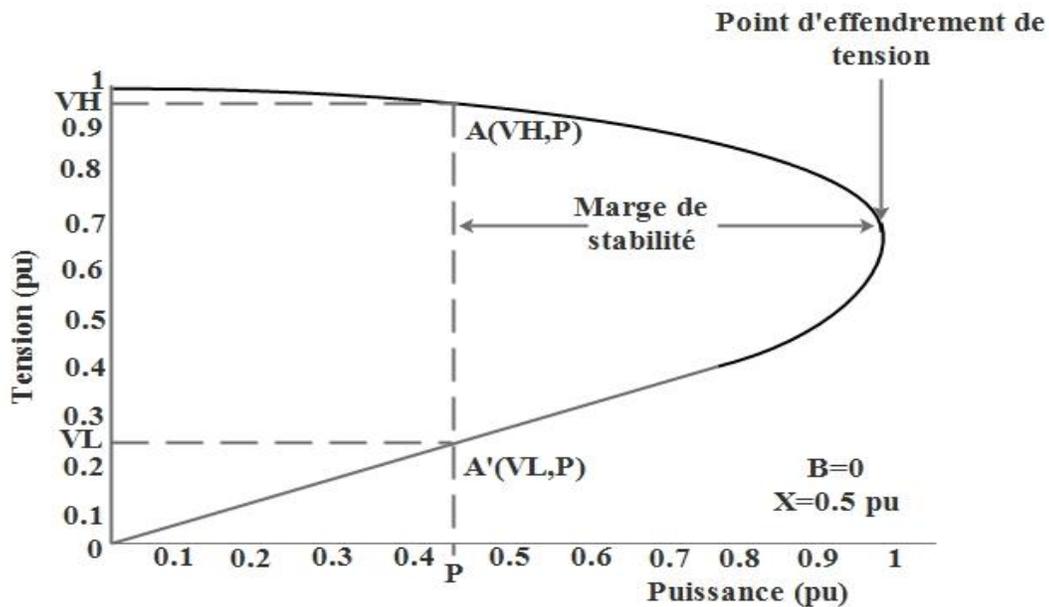


Figure I.9 : Courbe de bifurcation de la tension

La courbe de la figure I.9 permet donc de déterminer la marge de stabilité du système définie comme étant la différence de puissance active entre la valeur maximale de la puissance P_{\max} (point d'effondrement de tension) et la puissance active P du point de fonctionnement du système (point A).

I.7 Etudes de la stabilité

Les études de la stabilité statique liée aux petits mouvements examinent la stabilité du système sous des variations incrémentielles dans les grandeurs ou sous des conditions d'opération autour du point d'équilibre. Les équations différentielles non linéaires qui régissent le système sont linéarisées autour du point de fonctionnement considéré et donc remplacées par un ensemble d'équations linéaires qui se résolvent à travers des méthodes d'analyse linéaire déterminant la stabilité ou non du système [1, 7].

Les méthodes proposées dans la littérature pour étudier la stabilité transitoire liée aux grands mouvements peuvent être des méthodes directes (méthodes énergétiques utilisant le critère d'égalité des aires, intégration numérique,...), des méthodes indirectes (apprentissage automatique) ou des méthodes hybrides [18]. Il existe deux méthodes

principales pour évaluer la stabilité en tension : les méthodes dynamiques (intégration numérique) et statiques (point de bifurcation).

Les méthodes d'intégration numérique déterminent l'évolution temporelle par résolution pas-à-pas de l'ensemble des équations différentielles non linéaires qui gouvernent le comportement du réseau pendant et après perturbation. Avant la perturbation, les équations d'écoulement de puissances dans le réseau et le plan de tensions de ce dernier renseignent sur les conditions initiales du réseau à prendre en compte dans l'intégration numérique [16]. Ces méthodes permettent d'inclure dans le modèle mathématique les caractéristiques dynamiques des générateurs, des charges, des systèmes de régulation aussi bien conventionnels qu'avancés et de prendre aussi en considération les actions des systèmes de protection [21, 23].

Les techniques numériques les plus utilisées pour résoudre ces systèmes par intégration numérique sont les méthodes d'Euler Directe et Modifiée, de Runge-Kutta implicite et explicite ou encore celle du « prédicteur-correcteur » [13, 23]. Cette dernière est directement applicable à tous les niveaux de détail des modèles de réseau électrique. Toutes les informations sur les variables d'état pendant le régime transitoire et pendant le régime permanent sont disponibles avec cette méthode. D'autre part, les résultats de simulations peuvent être interprétés directement par les utilisateurs et les mécanismes d'instabilité et l'évolution temporelle des variables examinés [25].

Les méthodes classiques de calcul de l'ensemble des équations différentielles sont souvent trop lourdes pour envisager leur traitement généralisé en temps réel. De plus, elles ne donnent qu'une simple réponse stable ou instable, sans permettre d'estimer la marge de stabilité du système. Aussi, toutes les situations qui peuvent survenir lors du fonctionnement en temps réel du système ne peuvent être prévues. Il faut donc être capable de trouver rapidement des moyens d'évaluation en temps réel de la stabilité transitoire. Ceci explique les énormes efforts consentis aux méthodes directes pour satisfaire ces demandes [14].

I.8 Equations régissant le comportement du réseau en l'absence de réglage[8]

I.8.1 Équation du mouvement de la machine synchrone

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

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_m - T_e - T_d \quad (1.42)$$

J : Moment d'inertie.

θ_m : Position angulaire du rotor par rapport à un axe de référence fixe lié au stator.

T_m : Couple mécanique d'entraînement de la machine.

T_e : Couple électromagnétique.

T_d : Couple d'amortissement tenant compte des frottements.

On désigne respectivement par ω_{sm} et ω_m les pulsations mécaniques (vitesses de rotation) des champs statorique et rotorique et par δ_m la position angulaire mécanique du champ rotorique par rapport au champ statorique.

La figure I.10 indique la position de chacun des champs par rapport à une référence fixe. La position angulaire θ_m est telle que :

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \quad (1.43)$$

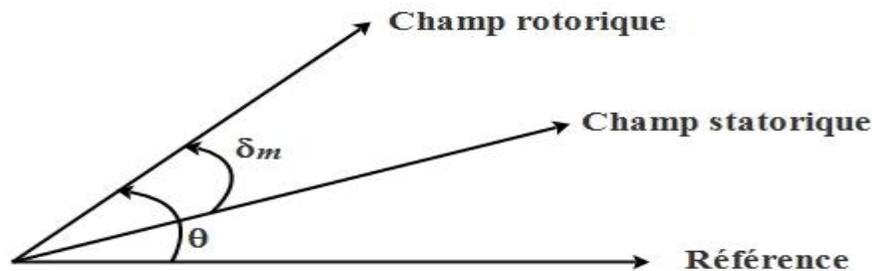


Figure I.10 : Disposition vectorielle des champs statorique et rotorique.

On définit la constante d'inertie de la machine par la relation (1.44) ci-dessous :

$$H = \frac{W_c}{S_{mach}} \quad (1.44)$$

S_{mach} : désigne la puissance apparente nominale de la machine.

W_c est l'énergie cinétique de la machine à la vitesse de synchronisme. Elle est donnée par :

$$W_c = \frac{1}{2} J \omega_{sm}^2 \quad (1.45)$$

Les grandeurs électriques s'expriment en fonction des grandeurs mécaniques par les relations :

$$\omega = p \omega_m$$

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

$$\delta = p \delta_m$$

p est le nombre de paires de pôles de la machine.

Tenant compte des expressions (1.44), (1.45) et des grandeurs électriques, les expressions (1.42) et (1.43) conduisent aux relations (1.46) et (1.47) :

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_s}{2H} (P_m - P_e - D\omega) \quad (1.46)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (1.47)$$

avec :

$D\omega$: puissance tenant compte des frottements.

D : coefficient d'amortissement.

P_m et P_e : puissances mécanique et électrique exprimées en pu.

I.8.2 Equations électriques suivant les axes d, q en régime transitoire

Les inductances transitoires sont définies par les expressions ci-dessous :

$$L'_d = L_d - \frac{k^2 M_F^2}{L_F} \quad (1.48)$$

$$L'_q = L_q - \frac{k^2 M_Q^2}{L_Q} \quad (1.49)$$

Les constantes de temps transitoires selon les axes d et q à circuit ouvert sont définies par les expressions suivantes :

$$T'_{d0} = \frac{L_F}{r_F} \quad (1.50)$$

$$T'_{q0} = \frac{L_Q}{r_Q} \quad (1.51)$$

Les variations de la f.e.m derrière la réactance transitoire selon les axes d et q sont telles que :

$$T'_{q0} \frac{dE'_d}{dt} = -E'_d - (X_q - X'_q)I_q \quad (1.52)$$

$$T'_{d0} \frac{dE'_q}{dt} = -E'_q + (X_d - X'_d)I_d + E_{fd} \quad (1.53)$$

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

$X'_q = \omega L'_q$ et $X'_d = \omega L'_d$ sont les réactances transitoires directe et en quadrature.

E_{fd} est la tension d'excitation

Les composantes de la tension V_t aux bornes de la machine suivant les axes q et d sont telles que :

$$V_q = E'_q - rI_q + X'_d I_d \tag{1.54}$$

$$V_d = E'_d - rI_d - X'_q I_q \tag{1.55}$$

I.9 Méthodes pour améliorer la stabilité des réseaux électrique

La répartition des puissances et le maintien de la stabilité des systèmes électriques s'appuient sur des dispositifs classiques comme les régulateurs automatiques de tension (AVR : Automatic Voltage Regulator), les stabilisateurs de puissance (PSS : Power System Stabilizer), les transformateurs et les dispositifs flexibles avancés de transport en courant alternatif (FACTS). La figure I.11 ci-dessous illustre un exemple de réseau équipé de ces différents dispositifs de réglage.

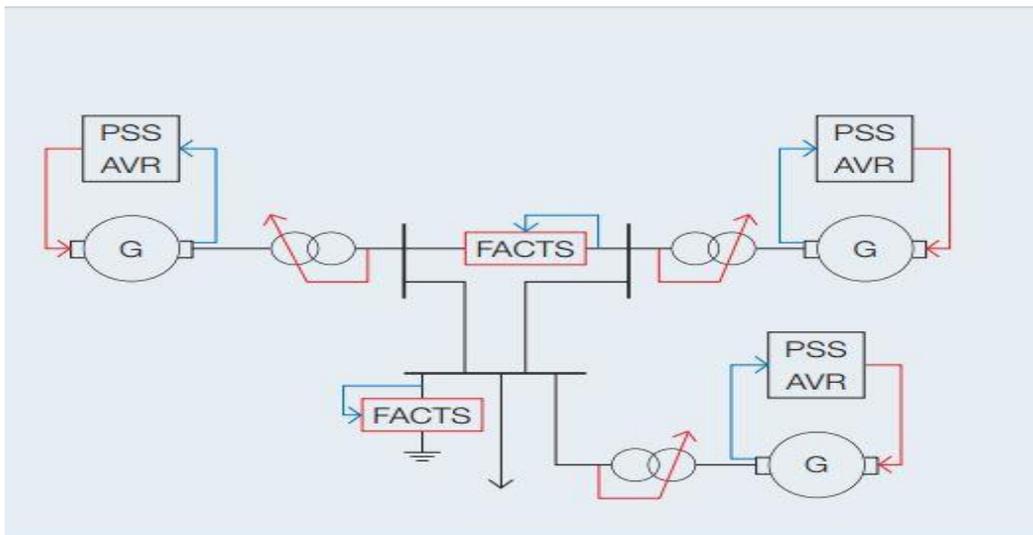


Figure I.11 : Régulation classique et FACTS

I.9.1 Dispositifs de réglage conventionnels

I.9.1.1 Régulateur de vitesse

Le régulateur de vitesse d'un alternateur a pour but de régler sa vitesse en la maintenant à une valeur donnée. Quand on examine le problème de plus près, on arrive à

une définition plus précise : «Le régulateur d'un alternateur a pour mission d'établir entre la vitesse de régime et la puissance une relation $f(p)$ appelée caractéristique de statisme».

Cette caractéristique, représentée par la figure I.12 doit être descendante vers les fortes charges pour assurer la stabilité de la répartition des charges entre différents alternateurs astreints à avoir des vitesses rigoureusement égales. La figure I.12 illustre cette situation pour deux alternateurs de statismes différents.

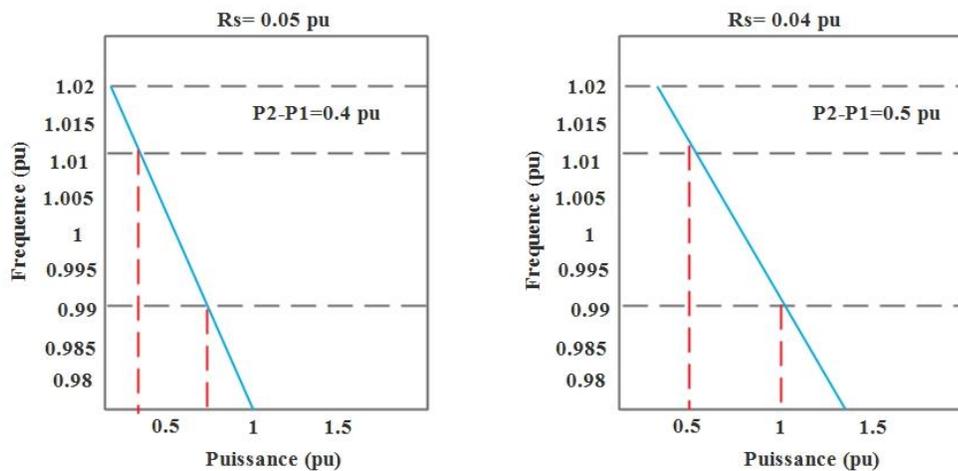


Figure I.12 : Caractéristiques du statisme

Le statisme du régulateur représenté sur le graphique de gauche est de 0.05 p.u et celui du régulateur du graphique de droite est de 0.04 p.u. La répartition de charge est inégale lors d'une variation de fréquence, la machine ayant le statisme le plus faible absorbe le plus de charge.

La figure I.13 représente le diagramme fonctionnel d'un régulateur classique de vitesse qui tient compte du statisme, d'un circuit commande et d'un circuit vapeur.

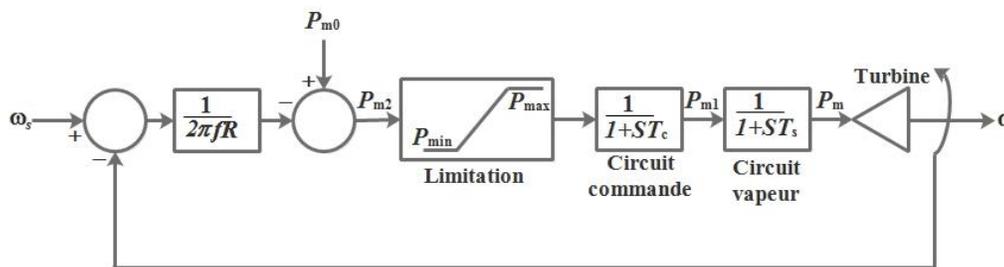


Figure I.13 : Diagramme fonctionnel du régulateur de vitesse

R_s : désigne le statisme.

P_{m0} : désigne la puissance mécanique d'entraînement à l'équilibre.

T_c : est le temps de réponse du circuit commande.

T_s : est le temps de réponse du circuit vapeur.

Les équations différentielles reliant les variables d'entrée et de sortie de ces fonctions de transfert sont :

$$\frac{dP_m}{dt} = \frac{1}{T_s} (P_{m1} - P_m) \quad (1.56)$$

$$\frac{dP_{m1}}{dt} = \frac{1}{T_c} (P_{m2} - P_{m1}) \quad (1.57)$$

P_{m2} est telle que :

$$P_{m2} = P_{m0} - \frac{\omega_s - \omega}{2\pi f R_s} \quad (1.58)$$

et doit respecter des contraintes de limitation de puissance de la turbine.

P_{min} et P_{max} sont respectivement les capacités minimale et maximale de la turbine.

I.9.1.2 Régulateur de tension

La figure 1.14 ci-dessous représente le type de régulateur de tension retenu [26]. La fonction de saturation S_e est de la forme ci-dessous :

$$S_e = A_{ex} e^{B_{ex} E_f d} \quad (1.59)$$

A_{ex} et B_{ex} sont des coefficients liés à la saturation de la machine.

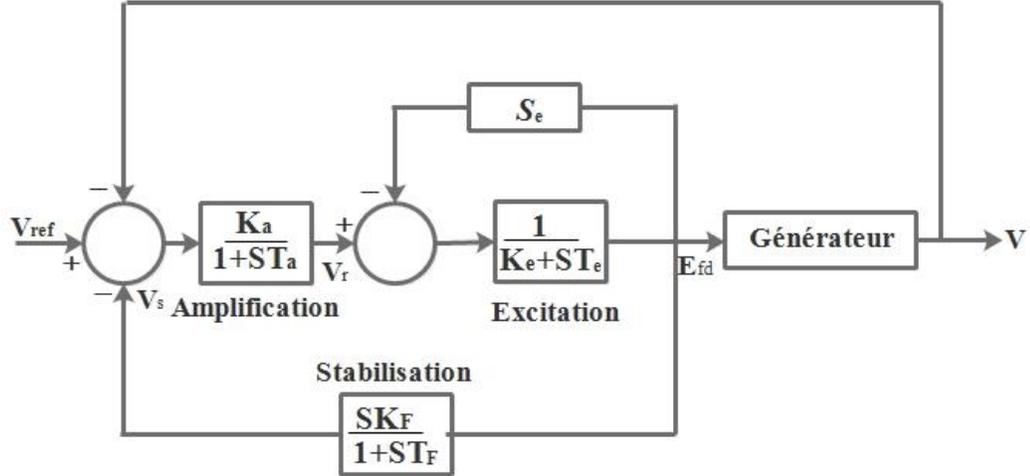


Figure I.14 : Système de régulation de tension type IEEE1

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

$$\frac{dV_s}{dt} = -\frac{1}{T_s} (V_r + K_a (V_s + V - V_{ref})) \tag{1.60}$$

$$\frac{dV_s}{dt} = \frac{K_f}{T_f T_e} V_r - \frac{K_f (S_e + K_e)}{T_f T_e} E_{fd} - \frac{1}{T_f} V_s \tag{1.61}$$

$$\frac{dE_{fd}}{dt} = \frac{1}{T_e} V_r - \frac{S_e + K_e}{T_e} E_{fd} \tag{1.62}$$

I.9.2 Dispositifs de réglage avancés

Parmi les dispositifs de réglage avancés, les dispositifs FACTS introduits par l'EPRI (Electric Power Research Institute) en 1988 [27] sont les plus utilisés dans les réseaux électriques. Ce sont des éléments à base d'électronique de puissance permettant une bonne maîtrise de la conduite des réseaux en améliorant leur tenue de tension et leur stabilité ce qui autorise une utilisation des réseaux électriques près de leur limite d'exploitation. Ils peuvent donc contrôler le transit de puissance dans les réseaux et augmenter leur capacité de transport tout en maintenant voire améliorant, la stabilité des réseaux [22]. Ceci est dû à la nature des FACTS qui comportent des interrupteurs

statiques (thyristors, thyristors GTO, thyristors à base de transistors IGBT) leur assurant un temps de réponse rapide due à l'absence d'inertie.

Les composants tels que les condensateurs et les inductances échangent avec le réseau la puissance réactive suivant leur nature :

- Les condensateurs shunts fournissent la puissance réactive et augmentent localement la tension du réseau utilisé en période de forte consommation ou dans les zones éloignées des centres de production.
- Les inductances shunts consomment la puissance réactive et diminuent la tension du réseau utilisé en période de faible consommation.
- Les condensateurs séries permettent de diminuer l'impédance des liaisons électriques et d'augmenter la puissance transmissible par ces liaisons.
- Les inductances séries augmentent l'impédance d'une liaison électrique et diminuent donc la puissance transmissible par ces liaisons.

L'équation (1.28) montre qu'il est possible de maîtriser le transit de puissance entre les deux nœuds i et j en agissant soit sur la tension, soit sur l'angle de déphasage entre ces tensions soit sur l'impédance de la liaison et ce d'une manière séparée ou d'une manière simultanée. Jouant sur un ou plusieurs de ces paramètres, les FACTS permettent aussi aux consommateurs industriels de réduire les déséquilibres de charges et de contrôler les fluctuations de tensions créées par des variations rapides de la demande de puissance réactive et ainsi augmenter les productions, réduire les coûts et allonger la durée de vie des équipements [28].

I.9.2.1 Fonctionnement des FACTS

En échangeant la puissance réactive avec le réseau, un FACTS permet d'augmenter ou de diminuer l'amplitude de la tension à son point de connexion ce qui a pour effet aussi d'agir sur le transit de puissance active transmissible. Les FACTS sont aussi utilisés pour le filtrage des courants harmoniques. L'ordre de grandeur de la puissance d'un FACTS va de quelques MVA à quelques centaines de MVA. Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois types : parallèle, série et hybride (série-parallèle).

Un compensateur parallèle permet le contrôle de la tension en un point du réseau grâce à l'injection ou l'absorption de la puissance réactive. Ce type de compensateur est connecté entre phase et terre.

Un compensateur série permet d'injecter une tension en série dans la ligne en modifiant sa réactance.

Un compensateur hybride est la combinaison d'une compensation série et d'une compensation parallèle. Ce type de compensateur est très performant puisqu'il allie les performances des deux dispositifs simultanément.

I.9.2.1.1 Compensateur statique synchrone STATCOM

La figure I.15 montre le schéma du STATCOM. Il est composé d'une source d'énergie continue, ou d'un condensateur associé à un convertisseur statique à base de semi-conducteurs de type IGBT ou de thyristors GTO. Ce convertisseur permet de régler le niveau de tension \bar{V}_{sh} et par suite la tension \bar{V}_s de la tension en sortie du convertisseur et maintenir le courant de sortie \bar{I}_s en quadrature avec \bar{V}_s .

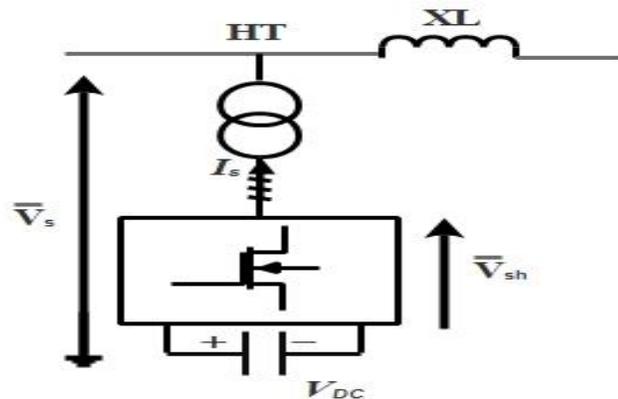


Figure I.15 : Schéma du STATCOM

Le STATCOM a comme avantage de réagir vite. Il peut répondre en moins d'un cycle à des variations de la tension en fournissant ou absorbant la puissance réactive appropriée [27]. L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension du

convertisseur $\overline{V_{sh}}$ qui est en phase avec la tension $\overline{V_s}$ du jeu de barres. L'écoulement des puissances active et réactive entre ces deux sources de tension à partir du réseau est donné par :

$$P_{sh} = \frac{V_s V_{sh}}{X_{sh}} \sin \delta \tag{1.63}$$

$$Q_{sh} = \frac{V_s}{X_{sh}} (V_{sh} \cos \delta - V_s) \tag{1.64}$$

δ : est le déphasage entre les tensions $\overline{V_s}$ et $\overline{V_{sh}}$.

δ étant nul, l'équation (1.63) montre qu'il n'y a pas d'écoulement de puissance active entre le dispositif FACTS et le réseau. L'équation (1.64) montre que la puissance réactive échangée entre le réseau et le dispositif FACTS dépend de l'écart entre $\overline{V_s}$ et $\overline{V_{sh}}$. Elle est donnée par l'expression (1.65) ci-dessous :

$$Q_{sh} = \frac{V_s}{X_{sh}} (V_{sh} - V_s) \tag{1.65}$$

Si $V_s = V_{sh}$: pas de génération ni d'absorption de puissance réactive.

Si $V_s > V_{sh}$: le dispositif FACTS absorbe de la puissance réactive provoquant une diminution de V_s . Un courant inductif $\overline{I_{sh}}$ s'établit entre les deux sources de tension à travers la réactance X_{sh} . Ce courant est en retard de 90° par rapport à $\overline{V_s}$ comme montré par la figure 1.16a.

Si $V_s < V_{sh}$: le dispositif FACTS génère de la puissance réactive provoquant une augmentation de la tension V_s . Le courant $\overline{I_{sh}}$ est capacitif. Il est en avance de 90° par rapport à la tension du nœud comme montré par la figure 1.16b.



Figure 1.16 : Diagramme vectoriel du dispositif FACTS

I.9.2.2 Compensateur série SSSC

La figure I.17 montre le schéma du SSSC. Il injecte une tension presque sinusoïdale d'amplitude variable inductive ou capacitive en série avec la ligne de transmission [29].

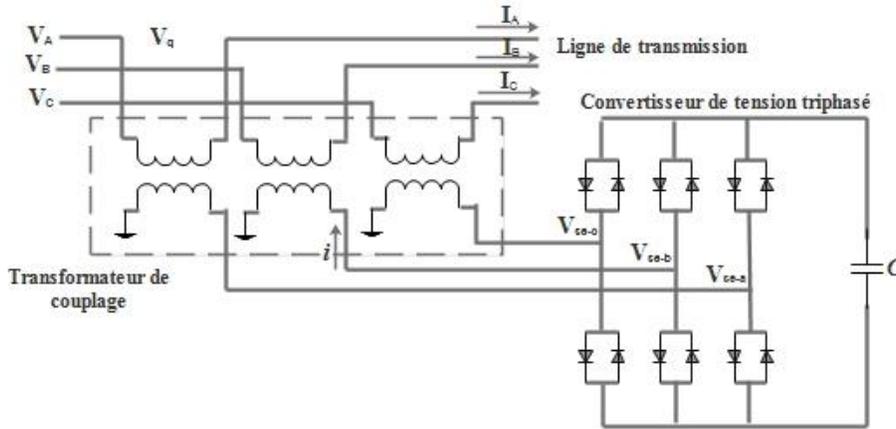


Figure I.17 : Schéma du SSSC

Son rôle est d'introduire une tension triphasée \bar{V}_q en quadrature avec le courant de la ligne dans le but d'augmenter ou de diminuer l'écart de tension. Le schéma de la figure I.18 représente le réseau équipé du SSSC qui injecte une tension \bar{V}_q en quadrature avec le courant de ligne \bar{I} .

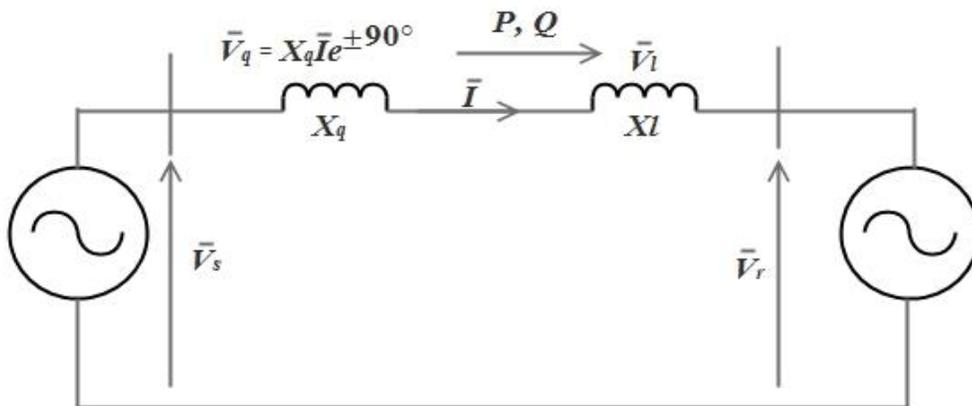


Figure I.18 : Schéma équivalent d'un système électrique avec SSSC

La tension injectée est de la forme :

$$\bar{V}_q = V_q \cdot e^{j\theta_q} = V_q \cdot e^{j(\theta \pm 90^\circ)} \tag{1.66}$$

avec :

$$V_q = X_q \cdot I \tag{1.67}$$

X_q : Réactance équivalente du SSSC.

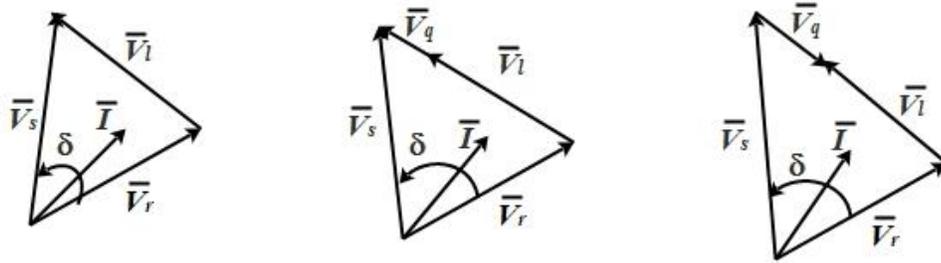
$\theta_q = \theta + 90^\circ$ en mode inductif.

$\theta_q = \theta - 90^\circ$ en mode capacitif.

L'équation (1.66) s'écrit aussi :

$$\bar{V}_q = V_q e^{j\theta_q} = X_q I e^{j(\theta \pm 90^\circ)} = X_q I e^{j\theta} e^{\pm j90^\circ} = X_q \bar{I} e^{\pm j90^\circ} \tag{1.68}$$

Les figures I.19 et I.20 représentent le schéma équivalent et le diagramme vectoriel de chaque mode.



a). Sans SSSC b). Mode inductif avec SSSC c). Mode capacitif avec SSSC

Figure I.19 : Diagramme vectoriel des différents modes de compensation

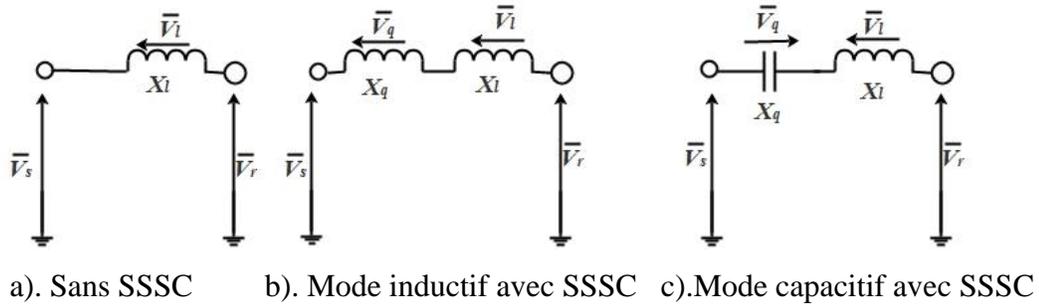


Figure I.20 : Schéma équivalent des différents modes de compensation

I.9.2.3 UPFC

Gyugyi a présenté le concept de l’UPFC en 1991 [30]. L’originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique :

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

De plus, il peut basculer de l’une à l’autre de ces fonctions instantanément, en changeant la commande de ses convertisseurs, ce qui permet de pouvoir faire face à des défauts ou à des modifications du réseau en privilégiant temporairement l’une des fonctions [31]. Il pourra alterner différentes fonctions : par exemple, la fonction shunt pourra être utilisée pour soutenir la tension alors que la partie série pourra être utilisée pour amortir les oscillations de puissances.

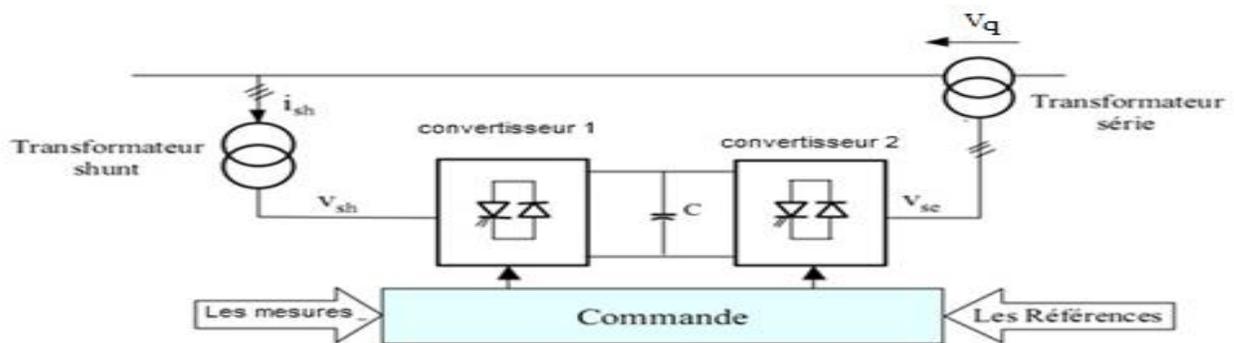


Figure I.21 : Schéma de base de l’UPFC

La figure I.21 montre le schéma de l'UPFC qui permet à la fois le contrôle de la puissance active de transit et celui de la tension de ligne.

Pour illustrer l'apport d'un tel dispositif à la conduite des réseaux électriques, considérons, par exemple, deux régions, une région source, la région 1, et une région réceptrice, la région 2, dont les tensions sont égales en modules et en phases. Ces deux régions sont connectées par une liaison de réactance X comme indiqué sur la figure I.22.

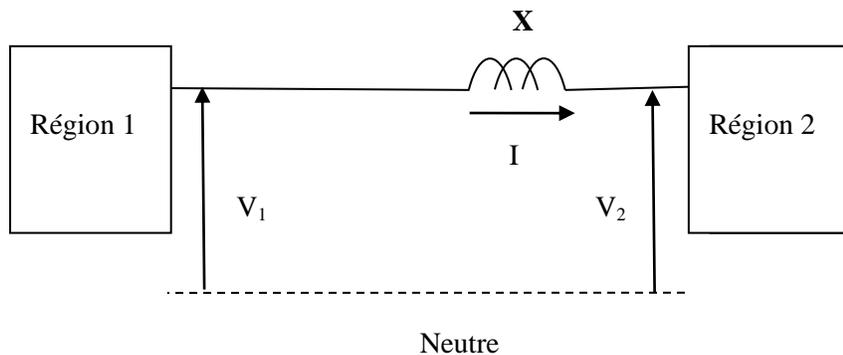


Figure I.23 : Réseaux interconnectés

Les tensions des deux régions sont telles que :

$$\bar{V}_1 = V_1 \angle \theta_1$$

$$\bar{V}_2 = V_2 \angle \theta_2$$

L'égalité des tensions des deux régions en module et en phase fait qu'aucun réseau ne peut affecter l'autre. Dans ces conditions, le courant dans la ligne d'impédance X reliant les deux régions est nul et il ne peut y avoir d'échange d'énergie entre les deux régions. Cela peut s'avérer inefficace parce qu'une région pouvant disposer d'un surplus de puissance ne peut en aucun cas secourir l'autre en cas de besoin. En effet, la puissance P de transit entre les régions 1 et 2 est donnée par la relation (I.28) ci-dessus est nulle dans ces conditions de tensions.

Pour régler ce problème, supposons que l'on dispose d'une source de tension V_q branchée en série avec la ligne et dont la valeur est variable. Une façon de faire est d'intercaler un convertisseur CC/CA du côté de la région source, comme le montre la figure I.24.

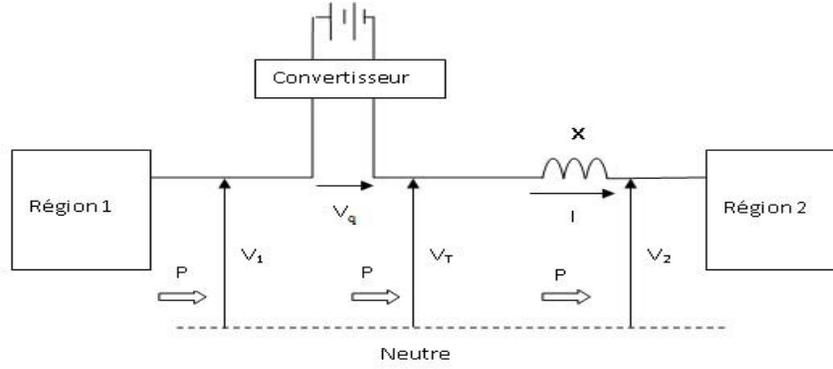


Figure I.24 : Réseaux interconnectés équipé d'un UPFC

Le transit de puissance est tel que :

$$\frac{V_T V_2}{X} \sin \alpha \tag{1.69}$$

Avec :

α est l'angle entre $\overline{V_T}$ et $\overline{V_2}$.

La figure I.25 ci-dessous montre l'influence de quelques FACTS sur la courbe de la puissance active transitée dans la ligne de transmission. Cette dernière est un facteur important dans la stabilité du réseau.

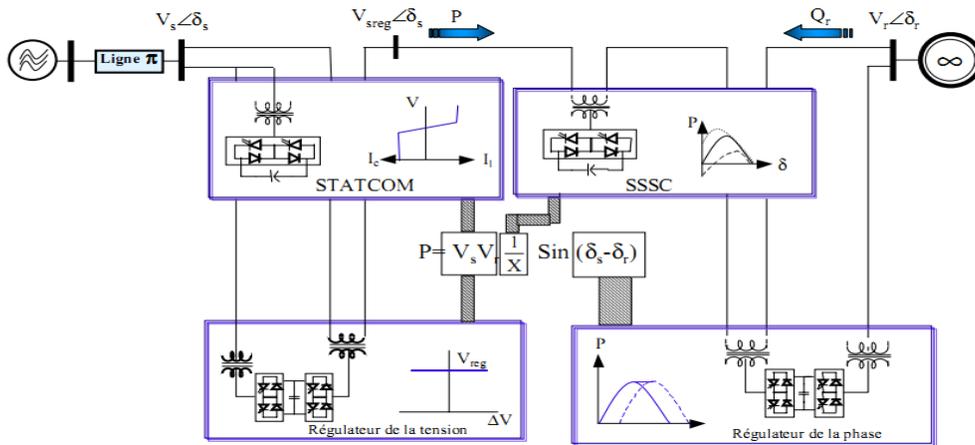


Figure I.25 : Influence de quelques FACTS sur la puissance active

I.10 Application

Afin d'évaluer les performances des dispositifs de compensation, le réseau 2 machines-5 nœuds [13] de la figure I.26 est pris comme réseau test.

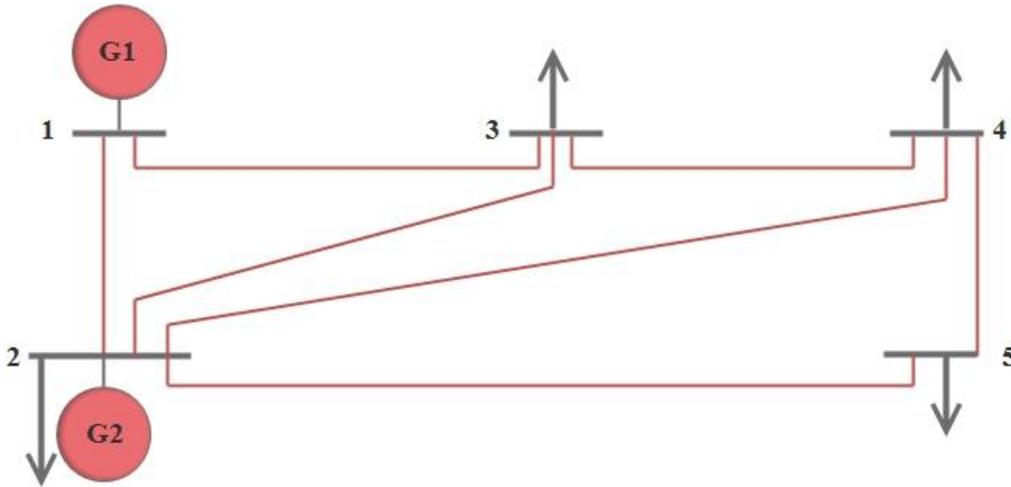


Figure I.26 : Réseau test 2 machines 5 nœuds

La puissance de base du réseau est 100MVA. Les caractéristiques des liaisons en pu de réseau sont indiquées dans le tableau I.1 ci-dessous :

Tableau I.1 : Caractéristiques des lignes

Ligne	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Admittance shunt (pu)
1-2	0.01	0.06	0.030
1-3	0.08	0.24	0.025
2-3	0.06	0.18	0.020
2-4	0.06	0.18	0.020
2-5	0.04	0.12	0.015
3-4	0.01	0.03	0.010
4-5	0.08	0.40	0.025

Le nœud 1 du réseau est pris comme nœud bilan et sa tension est : $\bar{V}_1 = 1 + j0$ pu.

I.10.1 Conditions initiales du réseau

On examine le comportement du réseau pour le plan de charge et de production tel qu'indiqué dans le tableau I.2.

Tableau I.2 : Puissances actives et réactive générés et consommées

Nœud	PG (MW)	QG (MVAR)	PD (MW)	QD (MVAR)
1	Non Spécifiée	Non Spécifiée	0	0
2	40	30	20	10
3	0	0	45	15
4	0	0	40	05
5	0	0	60	10

Le nœud 1 pris comme nœud bilan et les autres nœuds considérés comme nœuds PQ permettent d'avoir le plan de tension indiqué dans la figure 1.27 qui montre que tous les modules des tensions sont dans l'intervalle autorisé [0.9 pu, 1.1 pu].

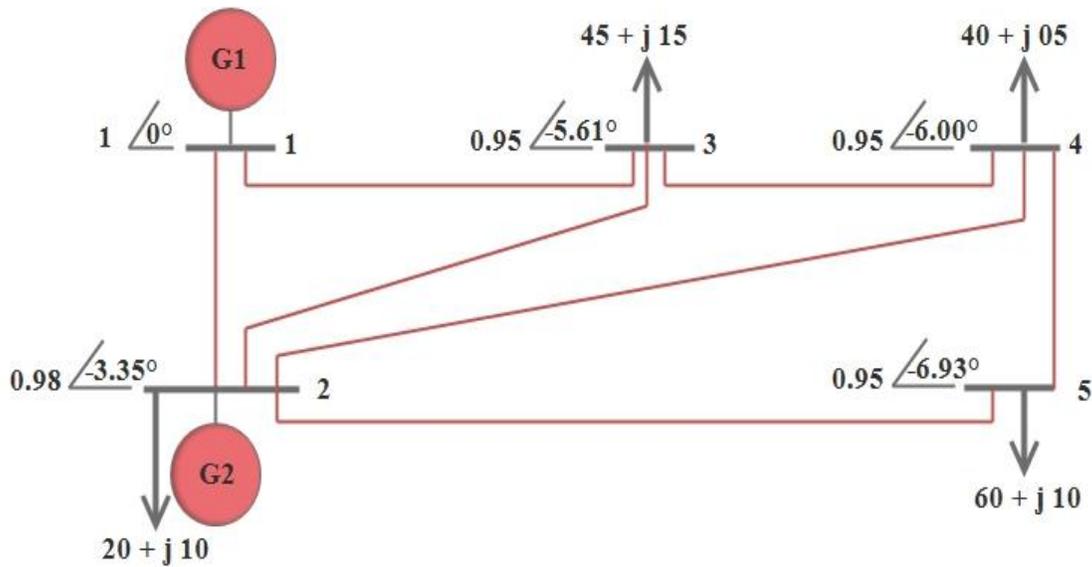


Figure 1.27 : Plan de tensions

I.10.2 Augmentation de la charge

Une augmentation de la charge de 100% par rapport à la charge initiale provoque des chutes de tension des nœuds 3, 4 et 5 telles qu'indiquées dans la figure I.28.

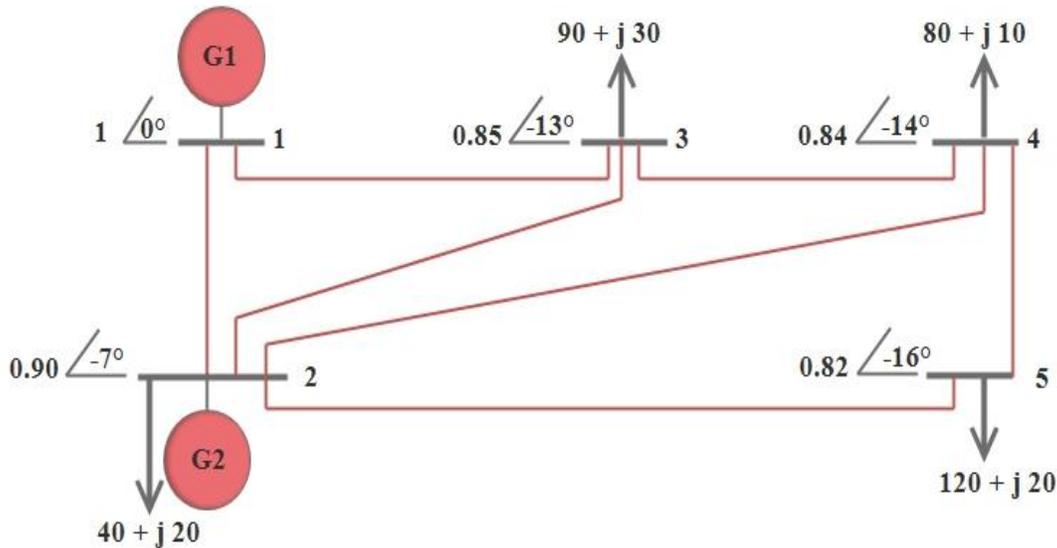


Figure I.28 : Réseau test en cas d'augmentation de charge

Pour remédier à cette situation dégradée de la tension, nous avons à notre disposition la compensation synchrone ou les dispositifs de FACTS si celle-ci s'avère insuffisante.

I.10.3 Compensation synchrone

On utilise la machine 2 comme compensateur synchrone. Le nœud 2 devient un nœud PV et le module de tension en ce nœud est réglé à 0.98 pu, c'est la tension obtenue avant l'augmentation de la charge. Le plan de tensions obtenu dans ces conditions est donné par la figure I.29 qui montre une amélioration du profil de tension pour les nœuds 3 et 4, le module de tension du nœud 5 égal à 0.89pu reste en dehors de l'intervalle autorisé [0.9pu, 1.1pu]. Cette situation nous amène à faire appel à une compensation supplémentaire utilisant le dispositif FACTS de type parallèle : le STATCOM.

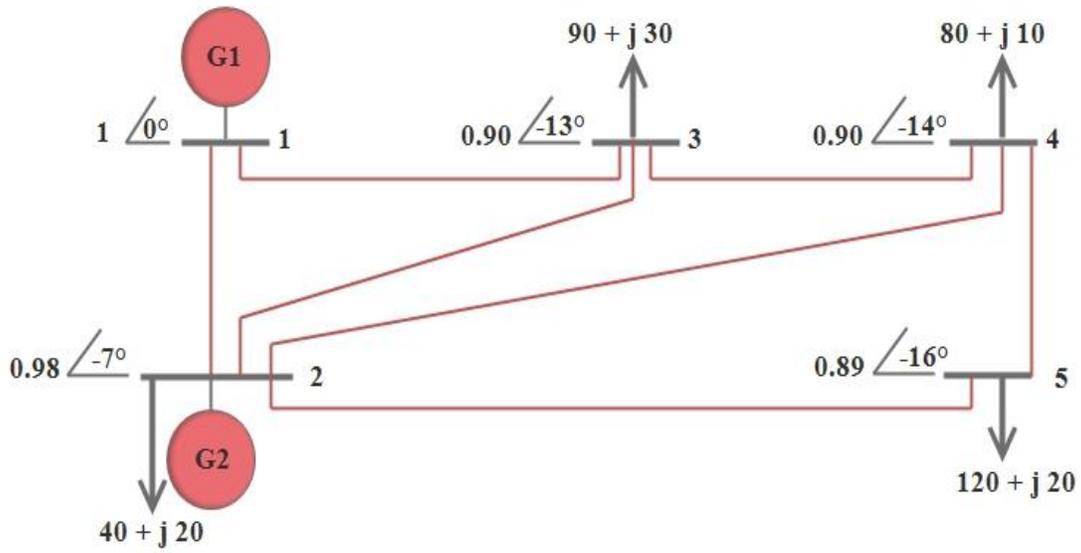


Figure I.29 : Effet de la compensation synchrone

I.10.4 Compensation par STATCOM

L'introduction du STATCOM au nœud 5 où le module de la tension est réglé à 1pu permet d'avoir le plan de tensions de la figure I.30.

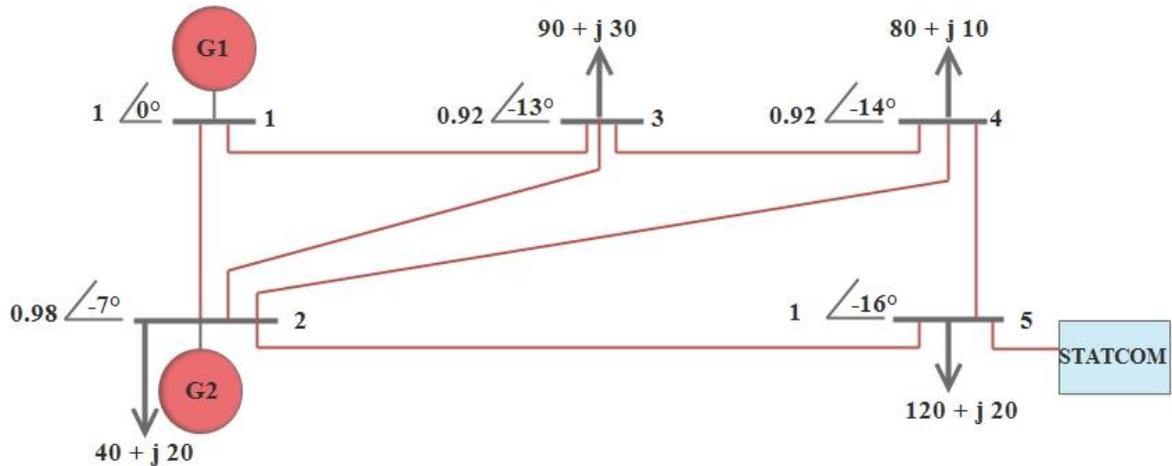


Figure I.30 : Effet du STATCOM et de la compensation synchrone.

Toutes les tensions du réseau sont dans l'intervalle de tension autorisé. Ce résultat est l'effet combiné de la compensation synchrone utilisant la machine 2 et du STATCOM.

I.10.5 Contrôle du transit de puissance dans une ligne par un SSSC

Le SSSC est un dispositif FACTS qui permet le contrôle du transit de puissance dans une ligne électrique. La figure I.31 montre une application du SSSC dans le réseau 2 machines 5 nœuds où le SSSC est installé entre les nœuds 1 et 2.

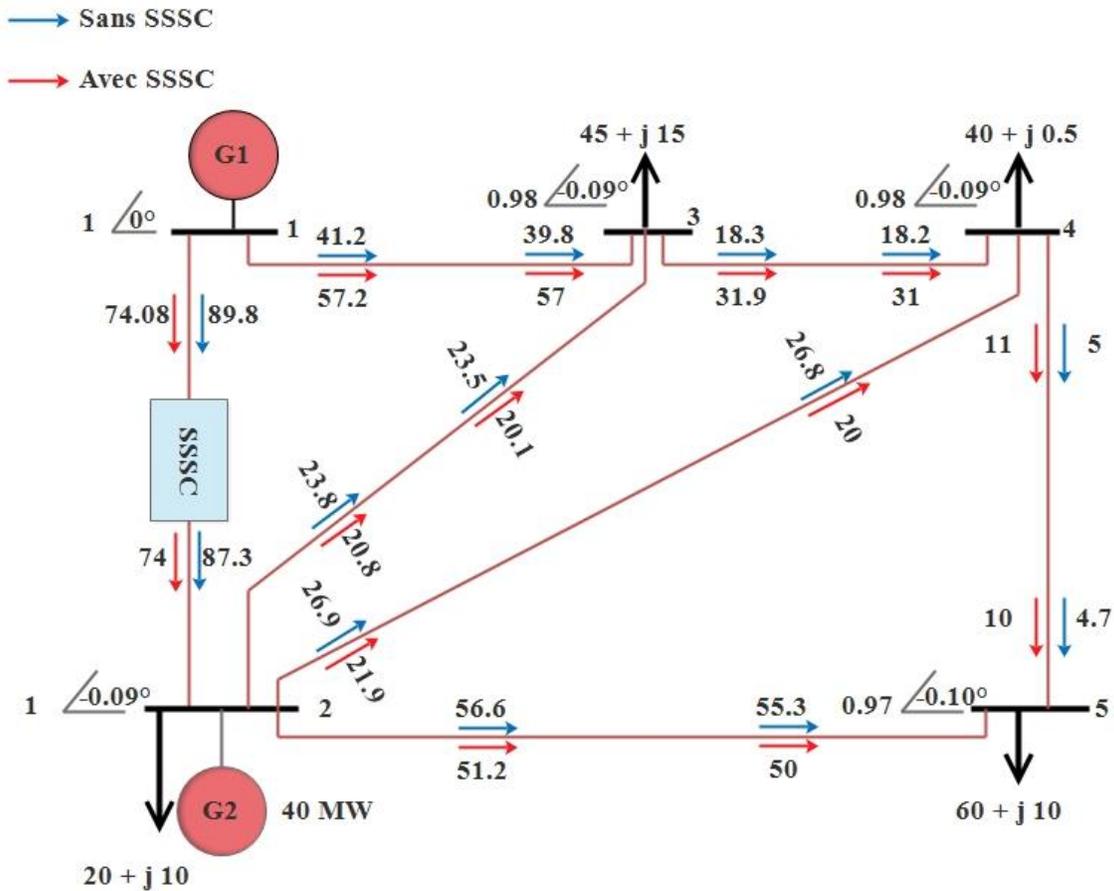


Figure I.31 : Transit de puissance active sans et avec SSSC

L'introduction du SSSC dans la ligne 1-2 permet de modifier l'impédance de la ligne en augmentant sa réactance ce qui a un effet sur le transit de puissance active de cette ligne qui diminue telle qu'indiqué sur la figure. Cette modification de transit de puissance a un effet sur l'ensemble de l'écoulement de puissance du réseau. C'est pour cela que la commande par SSSC doit se faire en tenant compte en surveillant les transits de puissance des autres lignes non équipées de SSSC et veiller à ce que ces transits restent inférieurs à la puissance maximale transmissible de chacune des liaisons.

I.10.6 Réglage de tension et contrôle du transit de puissance par un UPFC

L'UPFC étant une combinaison d'un STATCOM et d'un SSSC, il peut effectuer les tâches de ces deux dispositifs. L'installation de l'UPFC dans le réseau au nœud 5 permet le contrôle du transit de puissance dans la ligne 5-2 et le réglage de la tension au nœud 5. L'écoulement de puissance et le plan de tensions de la figure I.32 montrent l'apport d'un tel dispositif sur le fonctionnement du réseau.

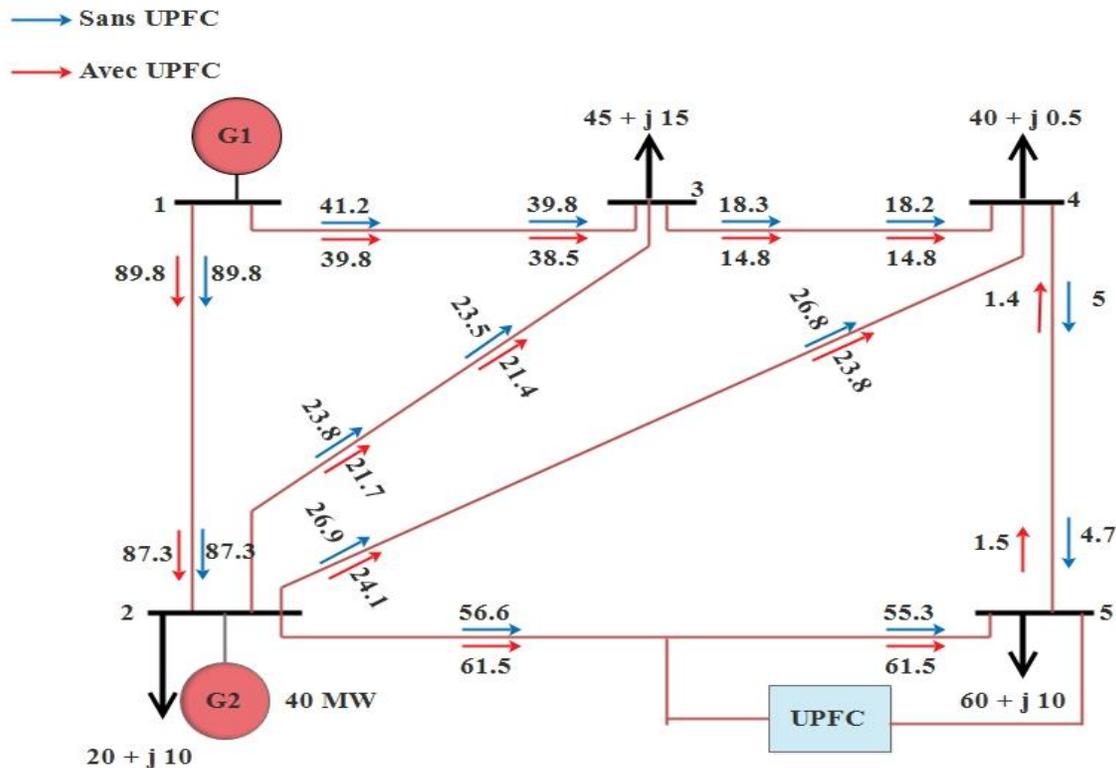


Figure I.32 : Load Flow avec UPFC

I.11 Conclusion

Nous avons montré l'importance des modèles des différents éléments d'un réseau. Les résultats obtenus avec un réseau 2 machines-5 nœuds exploité en régime permanent montre l'influence bénéfique des trois types de FACTS sur la conduite des réseaux aussi bien en tenue de tension qu'en transit de puissance et ce quand le réglage conventionnel, compensation synchrone dans notre cas, s'avère insuffisant.

CHAPITRE II
IPFC Concept, Modélisation et
Application

II.1 Introduction

L'introduction des énergies renouvelables dans les réseaux peut conduire à des surcharges importantes des lignes qui étaient construites à l'origine pour des réseaux à production centralisée. Pour donc faire face à ces problèmes et maîtriser le transit de puissance dans les lignes, il était nécessaire de faire appel, entre autres, à l'IPFC qui fait partie de la famille des FACTS.

Après avoir décrit le dispositif et présenté son principe de fonctionnement, nous évaluons son impact sur un réseau à production décentralisée comprenant un parc éolien. La méthode de calcul de transit de puissance de Newton Raphson tenant compte de l'IPFC et du parc éolien est décrite et utilisée dans ce chapitre.

II.2 Description et principe de fonctionnement du dispositif

L'IPFC a été proposé [30] pour commander le transit de puissance des lignes de transmission d'une sous-station. Le dispositif est la combinaison de deux ou plusieurs SSSC. Le nombre de SSSC est en relation avec le nombre de lignes dont on veut commander le transit de puissance. La figure II.1 montre une structure d'un IPFC agissant sur 2 lignes d'un réseau utilisant des convertisseurs AC-DC et couplés par une liaison à courant continu commune comme montré dans la figure. L'IPFC permet le transfert de transit de puissance active entre les lignes de telle manière à soulager la ligne en surcharge et charger la ligne sous chargée [32-34]. Les SSSC injectent des tensions en série dans les lignes de transmission à travers des transformateurs série. Le flux d'énergie dans les lignes peut être réglé par les convertisseurs [3]. Cette structure de l'IPFC permet une commande indépendante du transit de puissance de chaque ligne en permettant le transfert de puissance entre les lignes [35, 36].

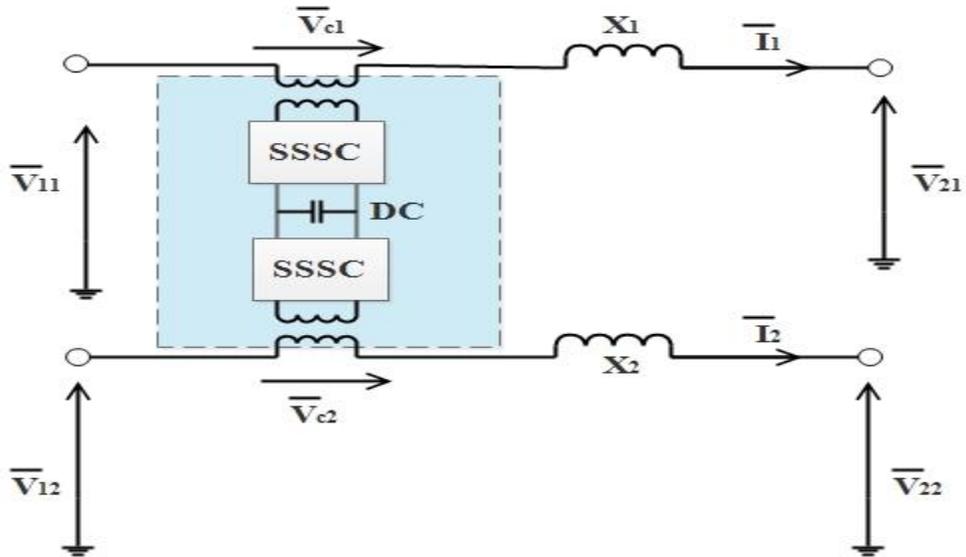


Figure II.1 : Structure de transfert de puissance entre deux lignes

La figure II.2 montre une structure de transfert de puissance entre trois lignes.

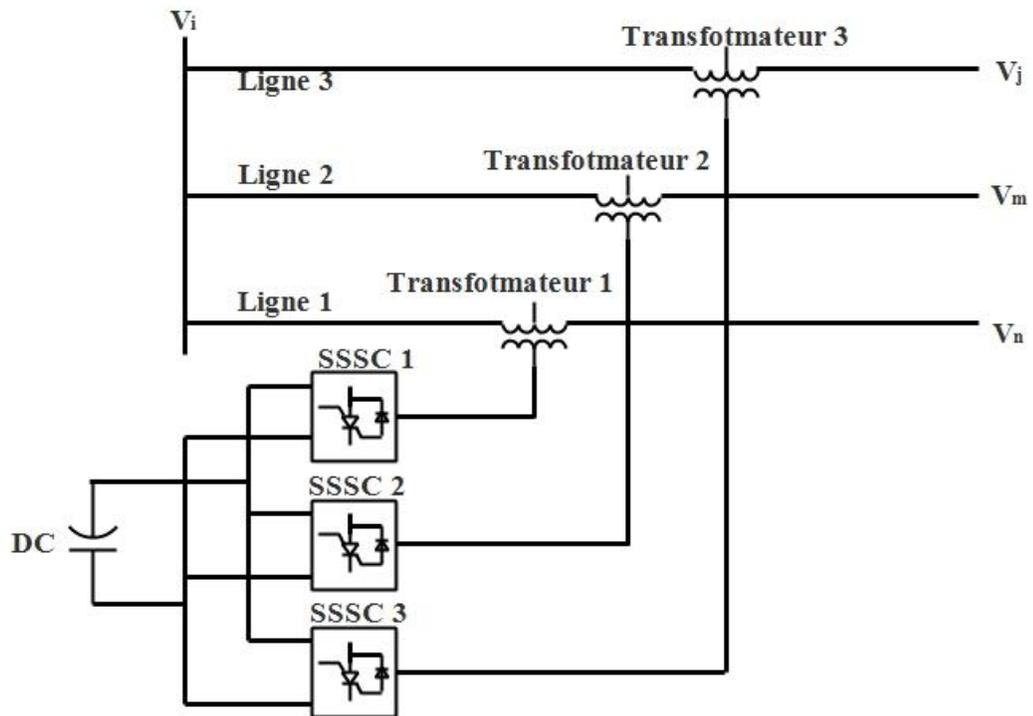


Figure II.2 : Structure de transfert de puissance entre trois lignes

Nous utilisons la structure du schéma de la figure II.1 pour présenter le principe de fonctionnement de ce type d'IPFC. Les tensions série injectées par l'IPFC dans le réseau sont $\overline{V_{c1}}$ et $\overline{V_{c2}}$, X_1 et X_2 sont les réactances des liaisons du réseau.

En posant :

$$\overline{V_{11}} = V_{11}e^{j\varphi_{11}} \quad (2.1)$$

$$\overline{V_{21}} = V_{21}e^{j\varphi_{21}} \quad (2.2)$$

$$\overline{V_{c1}} = V_{c1}e^{j\varphi_{c1}} \quad (2.3)$$

$$\delta_1 = \varphi_{11} - \varphi_{21} \quad (2.4)$$

Le courant $\overline{I_1}$ du système 1 est tel que :

$$\overline{I_1} = \frac{\overline{V_{11}} - \overline{V_{21}} + \overline{V_{c1}}}{jX_1} \quad (2.5)$$

Sachant qu'on peut écrire :

$$\overline{V_{c1}} = V_{cp1} + jV_{cq1} = V_{c1} \cos \varphi_{c1} + jV_{c1} \sin \varphi_{c1} \quad (2.6)$$

et en développant l'expression (2.5), on obtient (2.7) :

$$\overline{I_1} = I_{p1} + jI_{q1} \quad (2.7)$$

avec :

$$I_{p1} = \frac{V_{11} \sin \varphi_{11} - V_{21} \sin \varphi_{21} + V_{cq1}}{X_1} \quad (2.8)$$

$$I_{q1} = \frac{-V_{11} \cos \varphi_{11} + V_{21} \cos \varphi_{21} - V_{cp1}}{X_1} \quad (2.9)$$

La puissance reçue au noeud 2 dans le système (1) est telle que :

$$S_{21} = \overline{V_{21}} \cdot \overline{I_1}^* \quad (2.10)$$

$$S_{21} = \overline{V_{21}} \cdot \frac{\overline{V_{11}}^* - \overline{V_{21}}^* + \overline{V_{c1}}^*}{-jX_1} \quad (2.11)$$

$$S_{21} = \frac{jV_{21}V_{11}[\cos(\varphi_{21} - \varphi_{11}) - j \sin(\varphi_{21} - \varphi_{11})] - jV_{21}^2 + jV_{21}V_{c1}[\cos(\varphi_{21} - \varphi_{c1}) - j \sin(\varphi_{21} - \varphi_{c1})]}{X_1} \quad (2.12)$$

d'où :

$$P_{21} = -\frac{V_{21}V_{11}}{X_1} \sin(\varphi_{21} - \varphi_{11}) - \frac{V_{21}V_{c1}}{X_1} \sin(\varphi_{21} - \varphi_{c1}) \quad (2.13)$$

$$Q_{21} = \frac{V_{21}V_{11}}{X_1} \cos(\varphi_{21} - \varphi_{11}) - \frac{V_{21}^2}{X_1} + \frac{V_{21}V_{c1}}{X_1} \cos(\varphi_{21} - \varphi_{c1}) \quad (2.14)$$

$$\begin{aligned} P_{21} &= \frac{V_{21}V_{11}}{X_1} \sin \delta_1 - \frac{V_{21}V_{c1}}{X_1} [\sin \varphi_{21} \cos \varphi_{c1} - \sin \varphi_{c1} \cos \varphi_{21}] \\ &= \frac{V_{21}V_{11}}{X_1} \sin \delta_1 - \frac{V_{21}V_{cp1}}{X_1} \sin \varphi_{21} + \frac{V_{21}V_{cq1}}{X_1} \cos \varphi_{21} \end{aligned} \quad (2.15)$$

$$\begin{aligned} Q_{21} &= \frac{V_{21}V_{11}}{X_1} \cos \delta_1 - \frac{V_{21}^2}{X_1} + \frac{V_{21}V_{c1}}{X_1} [\cos \varphi_{21} \cos \varphi_{c1} + \sin \varphi_{c1} \sin \varphi_{21}] \\ &= \frac{V_{21}V_{11}}{X_1} \cos \delta_1 - \frac{V_{21}^2}{X_1} + \frac{V_{21}V_{cp1}}{X_1} \cos \varphi_{21} + \frac{V_{21}V_{cq1}}{X_1} \sin \varphi_{21} \end{aligned} \quad (2.16)$$

En prenant la tension du noeud 2 du système (1) comme origine des phases on aura :
 $\varphi_{21} = 0$.

L'IPFC pouvant contrôler la puissance active et la puissance réactive, on peut avoir pour consignes :

$$P_{21}^* = \text{constante.}$$

et

$$Q_{21}^* = 0.$$

Sachant que $\varphi_{21} = 0$.

$$P_{21}^* = \frac{V_{21}V_{11}}{X_1} \sin \delta_1 + \frac{V_{21}V_{cq1}}{X_1} \quad (2.17)$$

$$Q_{21}^* = \frac{V_{21}V_{11}}{X_1} \cos \delta_1 - \frac{V_{21}^2}{X_1} + \frac{V_{21}V_{cp1}}{X_1} = 0 \quad (2.18)$$

et :

$$I_{p1} = \frac{V_{11} \sin \delta_1 + V_{cq1}}{X_1} \quad (2.19)$$

$$I_{q1} = \frac{-V_{11} \cos \delta_1 + V_{21} - V_{cp1}}{X_1} \quad (2.20)$$

A partir de (2.17) et (2.18), on peut avoir les expressions :

$$V_{cp1} = \left(\frac{V_{21}^2}{X_1} - \frac{V_{21}V_{11}}{X_1} \cos \delta_1 \right) \frac{X_1}{V_{21}} \quad (2.21)$$

$$V_{cq1} = \left(P_{21}^* - \frac{V_{21}V_{11}}{X_1} \sin \delta_1 \right) \frac{X_1}{V_{21}} \quad (2.22)$$

et par suite, la puissance active contrôlée par l'IPFC du système (1) est telle que :

$$P_{IPFC} = V_{cp1} \cdot I_{p1} = (V_{21} - V_{21} V_{11} \cos \delta_1) * \frac{V_{11} \sin \delta_1 + V_{cq1}}{X_1} \quad (2.23)$$

$$= (V_{21} - V_{11} \cos \delta_1) \frac{P_{21}^*}{V_{21}} \quad (2.24)$$

Si $P_{IPFC} > 0$ le système (1) absorbe de la puissance au travers de l'IPFC à partir du système (2).

Si $P_{IPFC} < 0$ le système (1) envoie de la puissance au travers de l'IPFC au système (2).

II.3 Modélisation de l'IPFC en régime permanent

II.3.1 Analyse du load flow

L'analyse du flux de puissances est utilisée pour déterminer l'état d'équilibre en exploitation d'un système électrique. Elle est largement utilisée par les professionnels de distribution d'énergie lors de la planification et l'exploitation des réseaux électriques.

Les équations régissant un transit de puissance dans un réseau étant non linéaires, on aura recours pour les résoudre à des méthodes itératives de calcul telles que la méthode de Gauss, la méthode de Gauss Seidel et la méthode de Newton Raphson.

II.3.2 Méthode de Newton Raphson [37]

Elle est basée sur le développement en série de Taylor pour résoudre une équation non linéaire $f(x) = 0$. Le développement de $f(x)$ autour de point de fonctionnement x_0 donne au 1^{er} ordre :

$$f(x) = f(x_0) + \left(\frac{\partial f}{\partial x} \right)_{x=x_0} dx \quad (2.25)$$

Sachant que :

$$f(x) = \begin{pmatrix} f_1(x) \\ f_2(x) \\ \vdots \\ f_n(x) \end{pmatrix} \text{ et que } x = (x_1, x_2, \dots, \dots, x_n)$$

On aura :

$$f(x) = \begin{pmatrix} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{pmatrix} \quad (2.26)$$

L'équation (2.25) peut s'écrire tenant compte de (2.26) :

$$\begin{pmatrix} f_1(x) \\ f_2(x) \\ \vdots \\ f_n(x) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} f_1(x_0) \\ f_2(x_0) \\ \vdots \\ f_n(x_0) \end{pmatrix} + \begin{matrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \\ x=x_0 \end{matrix} \begin{bmatrix} dx_1 \\ dx_2 \\ \vdots \\ dx_n \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

L'équation (2.27) s'écrit sous la forme suivante :

$$\begin{bmatrix} f_1(x) \\ f_2(x) \\ \vdots \\ f_n(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1(x_0) \\ f_2(x_0) \\ \vdots \\ f_n(x_0) \end{bmatrix} \begin{matrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \\ x=x_0 \end{matrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1 - x_{10} \\ x_2 - x_{20} \\ \vdots \\ x_n - x_{n0} \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

(2.28) peut s'écrire sous forme compact :

$$f(x^{(1)}) = f(x^{(0)}) + J(x^{(0)}) * (x^{(1)} - x^{(0)}) \quad (2.29)$$

où :

$$J(x^{(0)}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}_{x=x_0} \quad (2.30)$$

La résolution par calcul itératif permet d'écrire, à partir de l'expression (2.29) la relation :

$$f(x^{(i)}) = f(x^{(i-1)}) + J(x^{(i-1)}) * (x^{(i)} - x^{(i-1)}) \quad (2.31)$$

II.3.3 Modélisation du réseau pour l'analyse du load flow [38]

Pour un réseau à n nœuds, les équations reliant les tensions nodales et les courants injectés sont dans l'expression (2.32) :

$$\bar{I} = Y \cdot \bar{V} \quad (2.32)$$

La puissance injectée au nœud i est telle que :

$$S_i = P_i + jQ_i = \bar{V}_i \cdot \bar{I}_i^* \quad (2.33)$$

En posant :

$$\bar{V}_i = V_i \cdot e^{j\theta_i} \quad (2.34)$$

et

$$Y_{i,j} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (2.35)$$

On aura :

$$P_i = V_i \cdot \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (2.36)$$

$$Q_i = V_i \cdot \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (2.37)$$

Avec :

$$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$$

Les écarts de puissances déterminés à partir des expressions (2.36) et (2.37) donnent:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} \dots \dots \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} \frac{\partial P_1}{\partial V_1} \frac{\partial P_1}{\partial V_2} \dots \dots \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} \dots \dots \frac{\partial P_2}{\partial \theta_n} \frac{\partial P_2}{\partial V_1} \frac{\partial P_2}{\partial V_2} \dots \dots \frac{\partial P_2}{\partial V_n} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} \frac{\partial P_n}{\partial \theta_2} \dots \dots \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} \frac{\partial P_n}{\partial V_1} \frac{\partial P_n}{\partial V_2} \dots \dots \frac{\partial P_n}{\partial V_{n2}} \\ \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} \dots \dots \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} \frac{\partial P_1}{\partial V_1} \frac{\partial P_1}{\partial V_2} \dots \dots \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} \dots \dots \frac{\partial P_2}{\partial \theta_n} \frac{\partial P_2}{\partial V_1} \frac{\partial P_2}{\partial V_2} \dots \dots \frac{\partial P_2}{\partial V_n} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} \frac{\partial P_n}{\partial \theta_2} \dots \dots \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} \frac{\partial P_n}{\partial V_1} \frac{\partial P_n}{\partial V_2} \dots \dots \frac{\partial P_n}{\partial V_{n2}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

Soit sous forme compacte :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

Et par suite :

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

L'organigramme de calcul récapitulant les étapes précédentes est donné ci-dessous [37] :

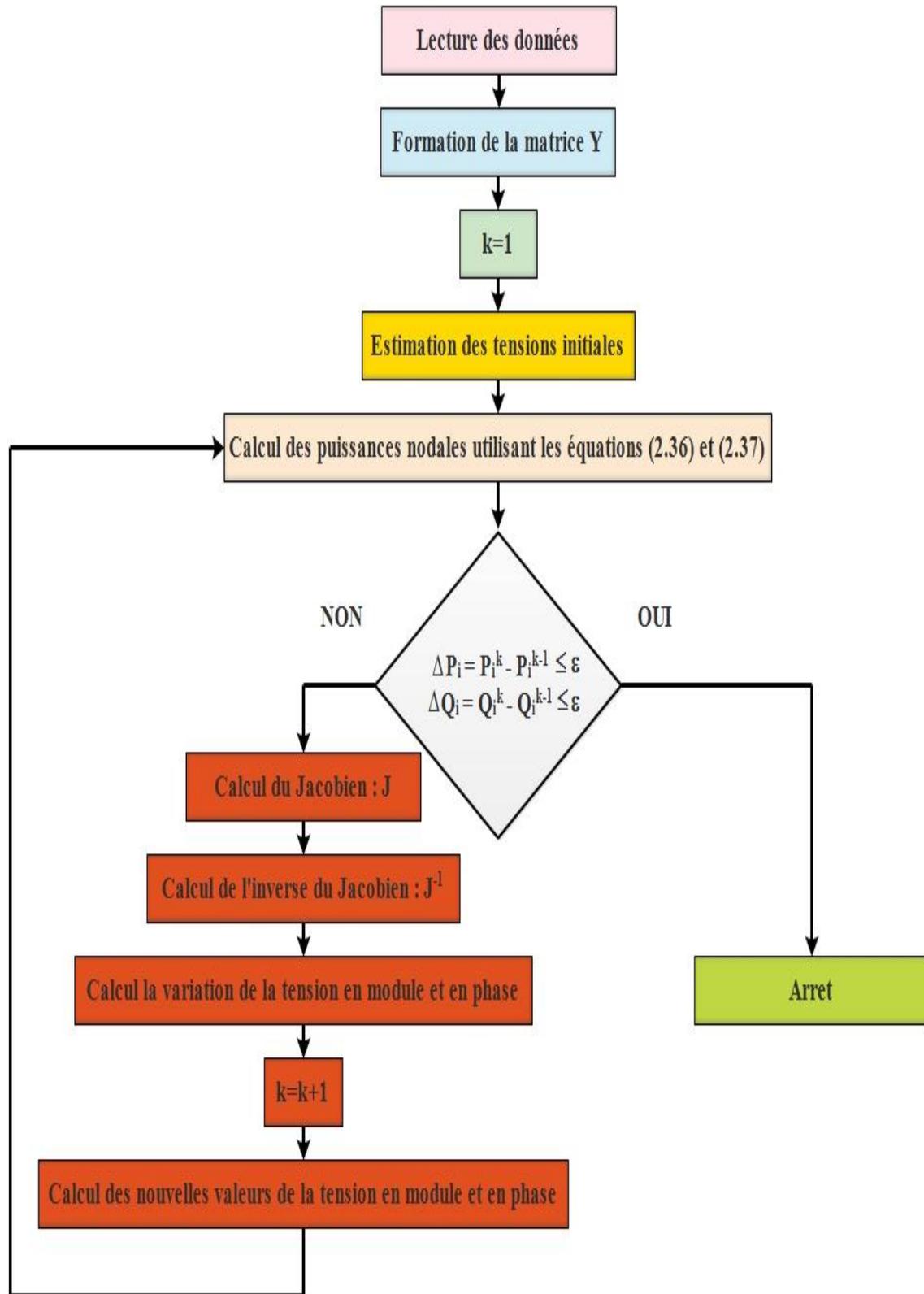


Figure II.3 : Organigramme de calcul du load flow par la méthode de Newton Raphson

II.3.4 Intégration de l'IPFC à l'analyse du load flow

Le circuit équivalent de l'IPFC de la figure II.4 permet d'avoir les équations de flux d'énergie du système [39-42].

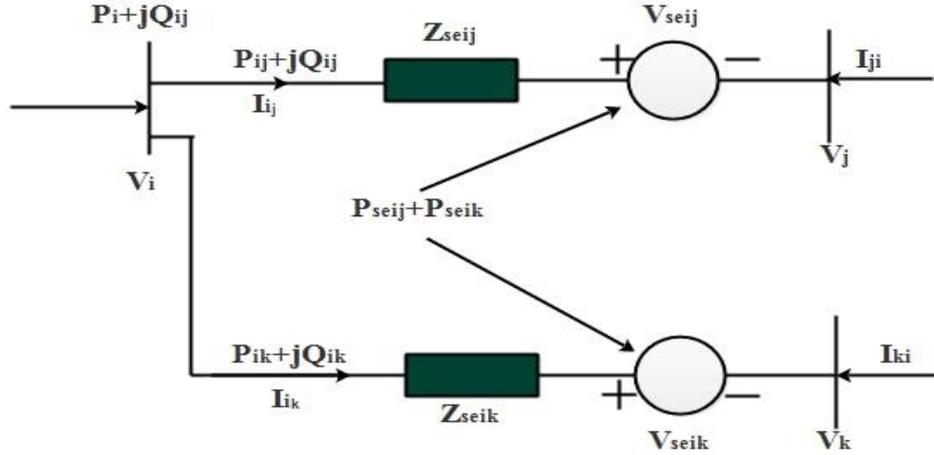


Figure II.4 : Circuit équivalent de l'IPFC

$$P_i = V_i^2 G_{ii} - \sum_{n=j,k} V_i V_n (G_{in} \cos(\theta_i - \theta_n) + B_{in} \sin(\theta_i - \theta_n)) - \sum_{n=j,k} V_i V_{sein} (G_{in} \cos(\theta_i - \theta_{sein}) + B_{in} \sin(\theta_i - \theta_{sein})) \quad (2.41)$$

$$Q_i = -V_i^2 B_{ii} - \sum_{n=j,k} V_i V_n (G_{in} \sin(\theta_i - \theta_n) + B_{in} \cos(\theta_i - \theta_n)) - \sum_{n=j,k} V_i V_{sein} (G_{in} \sin + B_{in} \cos(\theta_i - \theta_{sein})) \quad (2.42)$$

$$P_{ni} = V_n^2 G_{nn} - V_i V_n (G_{in} \cos(\theta_n - \theta_i) + B_{in} \sin(\theta_n - \theta_i)) - V_j V_{sein} (G_{in} \cos(\theta_j - \theta_{sein}) + B_{in} \sin(\theta_j - \theta_{sein})) \quad (2.43)$$

$$Q_{ni} = V_n^2 B_{nn} - V_i V_n (G_{in} \sin(\theta_n - \theta_i) + B_{in} \cos(\theta_n - \theta_i)) - V_j V_{sein} (G_{in} \sin(\theta_j - \theta_{sein}) + B_{in} \cos(\theta_j - \theta_{sein})) \quad (2.44)$$

où :

$$G_{in} + jB_{in} = \frac{1}{Z_{sein}} \quad n=j, k..$$

L'amplitude de la tension contrôlable équivalente de la source de tension injectée et l'angle du convertisseur série sont limités par :

$$V_{sein}^{min} \leq V_{sein} \leq V_{sein}^{max} \quad (2.45)$$

$$-\pi \leq \theta_{sein} \leq \pi \quad (2.46)$$

Avec : V_{sein}^{min} et V_{sein}^{max} sont les limites minimales et maximales de la tension injectée par l'IPFC.

Selon le principe de fonctionnement de l'IPFC, la contrainte d'exploitation représentant l'échange de puissance active entre les convertisseurs DC via le lien commun est donnée par :

$$PE = \sum_{n=j,k} P_{sein} = 0 \quad n = j, k \quad (2.47)$$

$$P_{sein} = Re(V_{sein} I_{sein}^*) \quad (2.48)$$

L'IPFC peut contrôler les flux de puissance active et réactive entre les deux nœuds i et j d'une part et entre les nœuds i et k d'autre part.

Les flux de puissance active et réactive de l'IPFC des deux lignes P_{ni} et Q_{ni} sont telles que :

$$P_{ni} = Re(V_n I_n^*) \quad (2.49)$$

$$Q_{ni} = Im(V_n I_n^*) \quad (2.50)$$

Ils obéissent aux contraintes de régulation données par les expressions (2.51) et (2.52) ci-après :

$$P_{ni} - P_{ni}^{ref} = 0 \quad (2.51)$$

$$Q_{ni} - Q_{ni}^{ref} = 0 \quad (2.52)$$

où P_{ni}^{ref} et Q_{ni}^{ref} sont les références de contrôle spécifiées.

Les écarts de puissance intégrant l'IPFC dans la méthode de Newton Raphson sont telles qu'exprimées par la relation (2.53) ci-dessous :

$$\begin{bmatrix} P_{ji}^{ref} - P_{ji} \\ Q_{ji}^{ref} - Q_{ji} \\ P_{ki}^{ref} - P_{ki} \\ PE \\ \Delta P_i \\ \Delta Q_i \\ \Delta P_j \\ \Delta Q_j \\ \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix} = J_{IPFC} \times \begin{bmatrix} \Delta \theta_{seij} \\ \Delta V_{seij} \\ \Delta \theta_{seik} \\ \Delta V_{seik} \\ \Delta \theta_i \\ \Delta V_i \\ \Delta \theta_j \\ \Delta V_j \\ \Delta \theta_k \\ \Delta V_k \end{bmatrix} \quad (2.54)$$

J_{IPFC} est le jacobien et tel que :

$$J_{IPFC} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ji}}{\partial \theta_{seji}} & \frac{\partial P_{ji}}{\partial V_{seji}} & 0 & 0 & \frac{\partial P_{ji}}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_{ji}}{\partial V_i} & \frac{\partial P_{ji}}{\partial \theta_j} & \frac{\partial P_{ji}}{\partial V_j} & 0 & 0 \\ \frac{\partial Q_{ji}}{\partial \theta_{seji}} & \frac{\partial Q_{ji}}{\partial V_{seji}} & 0 & 0 & \frac{\partial Q_{ji}}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_{ji}}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_{ji}}{\partial \theta_j} & \frac{\partial Q_{ji}}{\partial V_j} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\partial P_{ki}}{\partial \theta_{seki}} & \frac{\partial P_{ki}}{\partial V_{seki}} & \frac{\partial P_{ji}}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_{ji}}{\partial V_i} & 0 & 0 & \frac{\partial P_{ji}}{\partial \theta_j} & \frac{\partial P_{ji}}{\partial V_j} \\ \frac{\partial PE}{\partial \theta_{seji}} & \frac{\partial PE}{\partial V_{seji}} & \frac{\partial PE}{\partial \theta_{seki}} & \frac{\partial PE}{\partial V_{seki}} & \frac{\partial PE}{\partial \theta_i} & \frac{\partial PE}{\partial V_i} & \frac{\partial PE}{\partial \theta_j} & \frac{\partial PE}{\partial V_j} & \frac{\partial PE}{\partial \theta_k} & \frac{\partial PE}{\partial V_k} \\ \frac{\partial P_i}{\partial \theta_{seji}} & \frac{\partial P_i}{\partial V_{seji}} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_{seki}} & \frac{\partial P_i}{\partial V_{seki}} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_i}{\partial V_i} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} & \frac{\partial P_i}{\partial V_j} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_i}{\partial V_k} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_{seji}} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_{seji}} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_{seki}} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_{seki}} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_k} \\ \frac{\partial P_j}{\partial \theta_{seji}} & \frac{\partial P_j}{\partial V_{seji}} & 0 & 0 & \frac{\partial P_j}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_j}{\partial V_i} & \frac{\partial P_j}{\partial \theta_j} & \frac{\partial P_j}{\partial V_j} & 0 & 0 \\ \frac{\partial Q_j}{\partial \theta_{seji}} & \frac{\partial Q_j}{\partial V_{seji}} & 0 & 0 & \frac{\partial Q_j}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_j}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_j}{\partial \theta_j} & \frac{\partial Q_j}{\partial V_j} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_{seki}} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{seki}} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_i} & \frac{\partial P_k}{\partial V_i} & 0 & 0 & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} \\ 0 & 0 & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_{seki}} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{seki}} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_i} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_i} & 0 & 0 & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} \end{bmatrix}$$

Les écarts angulaires et modulaires des tensions sont les éléments du vecteur ci-dessous :

$$[\Delta\theta_{seij} \quad \Delta V_{seij} \quad \Delta\theta_{seik} \quad \Delta V_{seik} \quad \Delta\theta_i \quad \Delta V_i \quad \Delta\theta_j \quad \Delta V_j \quad \Delta\theta_k \quad \Delta V_k]^T$$

II.4 Production décentralisée

Les sources d'énergie renouvelables ont un potentiel considérable pour accroître la sécurité de l'approvisionnement. Ces dernières décennies, l'énergie éolienne est considérée comme étant l'une des sources les plus importantes d'énergie renouvelable par sa capacité de contribution à la réduction des émissions de CO_2 mais aussi par sa rentabilité économique. Le parc éolien utilisé dans notre travail est basé sur la machine à double alimentation (MADA). Celle-ci s'est avérée un moyen efficace, fiable et économique dans le fonctionnement des parcs éoliens [43]. La figure II.5 décrivant ce type d'éolienne montre la configuration de la MADA où le stator est directement relié au réseau et le rotor alimenté par l'intermédiaire d'un convertisseur bidirectionnel également connecté au réseau.

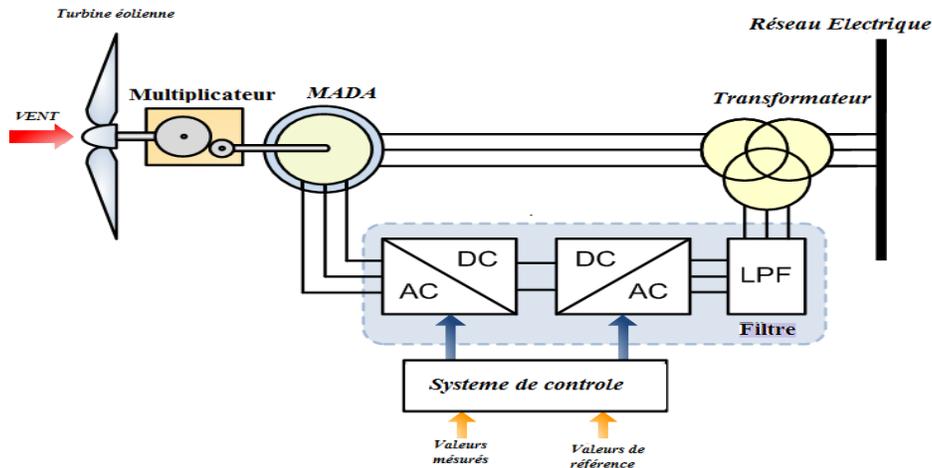


Figure II.5 : Eolienne à base de MADA

L'introduction d'une telle source de production n'est pas sans entrainer de nouvelles contraintes sur les lignes les faisant exploiter près de leurs limites de fonctionnement [44]. Une exploitation convenable des réseaux électriques nécessite dans ce cas un renforcement du réseau par entre autres la construction des nouvelles lignes

pour prévenir les surcharges. Or, la construction des nouvelles lignes n'est pas sans induire des problèmes liés aux coûts de plus en plus élevés, aux contraintes environnementales, à la disponibilité des terrains, etc [45]. Un des moyens de pallier à ces problèmes est l'utilisation des FACTS.

II.5 Système étudié

La structure de base du réseau test utilisé est donnée par la figure II.6 ci-dessous. C'est un réseau 3 machines 9 nœuds [14]. Les machines sont G1, G2 et G3. La puissance de base du réseau est 100 MVA. Le nœud 1 est pris comme nœud bilan et sa tension fixée à $1.04+j0$ pu.

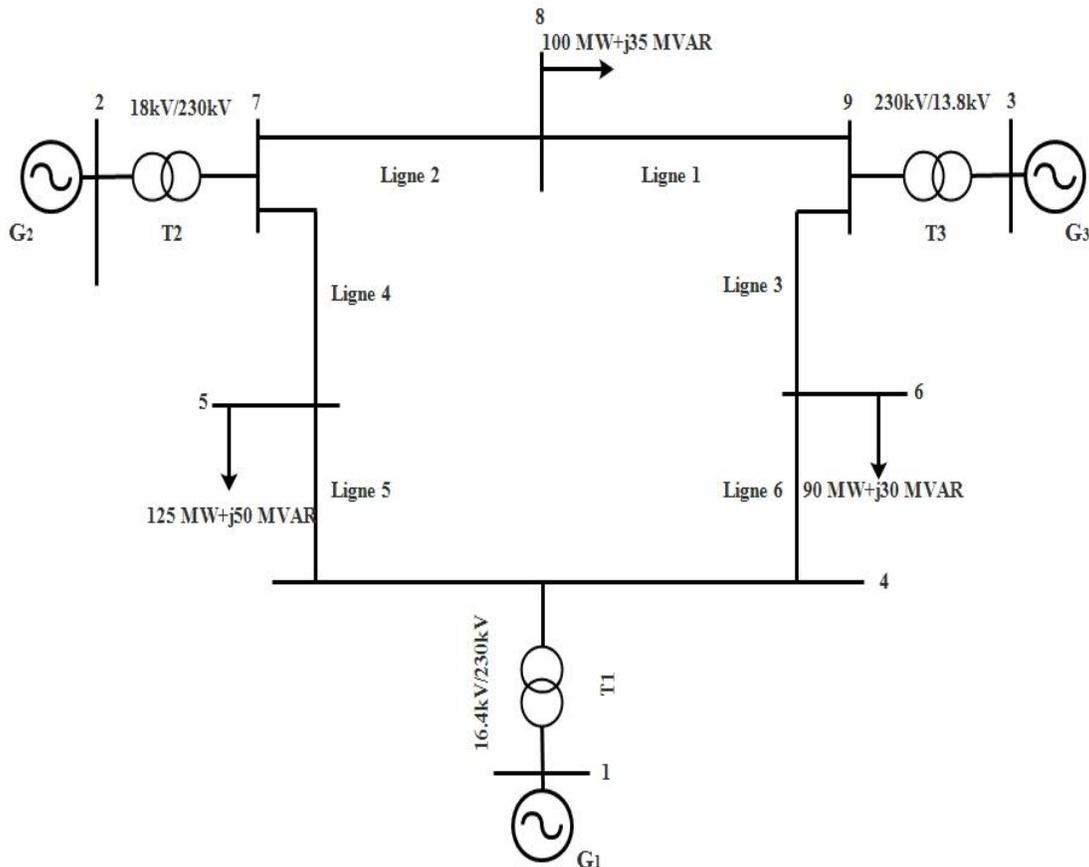


Figure II.6 : Réseau 3 machines 9 nœuds

Les caractéristiques du réseau sont données dans les tableaux II.1, II.2 et II.3.

Tableau II.1 : Caractéristiques des lignes

Liaison i-j	Z_s (pu)	Y_{sh} (pu)	Puissance maximale transmissible (MVA)
1-4	$0+j0.0576$	$0+j0$	200
2-7	$0+j0.0625$	$0+j0$	200
3-9	$0+j0.0586$	$0+j0$	200
4-5	$0.010+j0.085$	$0+j0.088$	120
4-6	$0.017+j0.092$	$0+j0.079$	110
5-7	$0.032+j0.161$	$0+j0.153$	100
6-9	$0.039+j0.170$	$0+j0.179$	100
7-8	$0.0085+j0.072$	$0+j0.0745$	120
8-9	$0.0119+j0.1008$	$0+j0.1045$	120

Tableau II.2 : Caractéristiques de la production centralisée

Générateur	P_G (MW)	Q_{gmin} (MVAR)	Q_{gmax} (MVAR)
G_1	Non spécifié	Non spécifié	Non spécifié
G_2	163	-10	+10
G_3	85	-15	+15

Tableau II.3 : Caractéristiques des charges

Nœud de connexion	P_D (MW)	Q_D (MVAR)
5	125	50
6	90	30
8	100	35

Nous avons considéré deux variantes de ce réseau : une variante où le système est à production centralisée et une deuxième où le système est à production décentralisée comprenant un parc éolien de puissance 40 MW installée au nœud 2.

L'introduction du parc éolien au nœud dans le réseau tel que montré par la figure II.7 permet d'avoir les résultats en plan de tensions et circulation de puissances comme indiqué dans la figure II.9. Les données du réseau dans cette configuration de production

décentralisée sont les mêmes qu'en configuration centralisée avec pour seule modification l'ajout du parc éolien de puissance nominale 40MW.

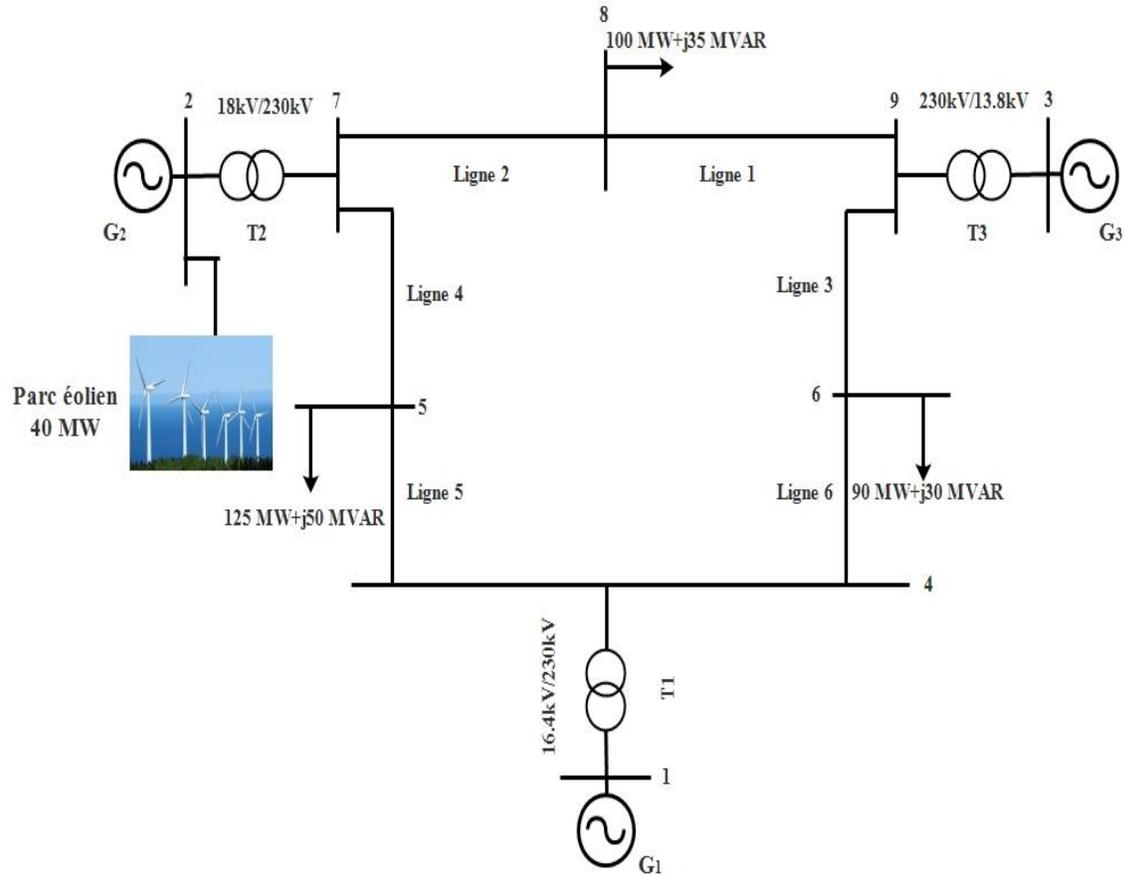


Figure II.7 : Système à production décentralisée

Les figures II.8 et II.9 montrent en régime permanent respectivement les états du réseau en tensions et en circulation de puissances quand le système est à production centralisée et quand le système est à production décentralisée. Le signalement en vert dans les figures indique que les lignes ne sont pas surchargées et le signalement en rouge indique une surcharge de la ligne.

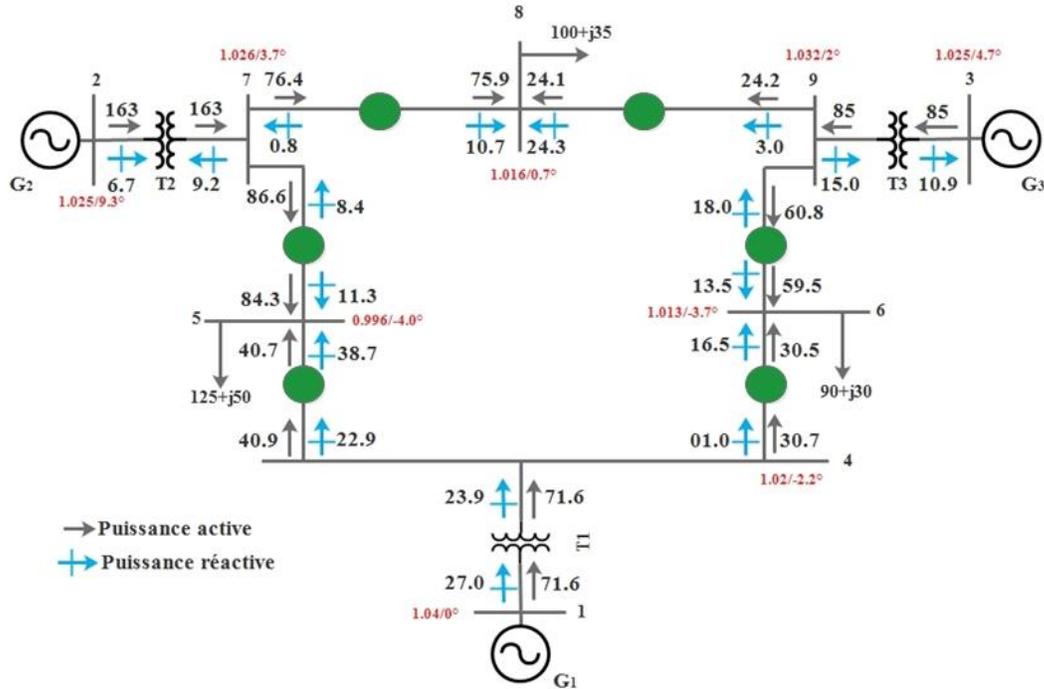


Figure II.8 : Etat du réseau à production centralisée

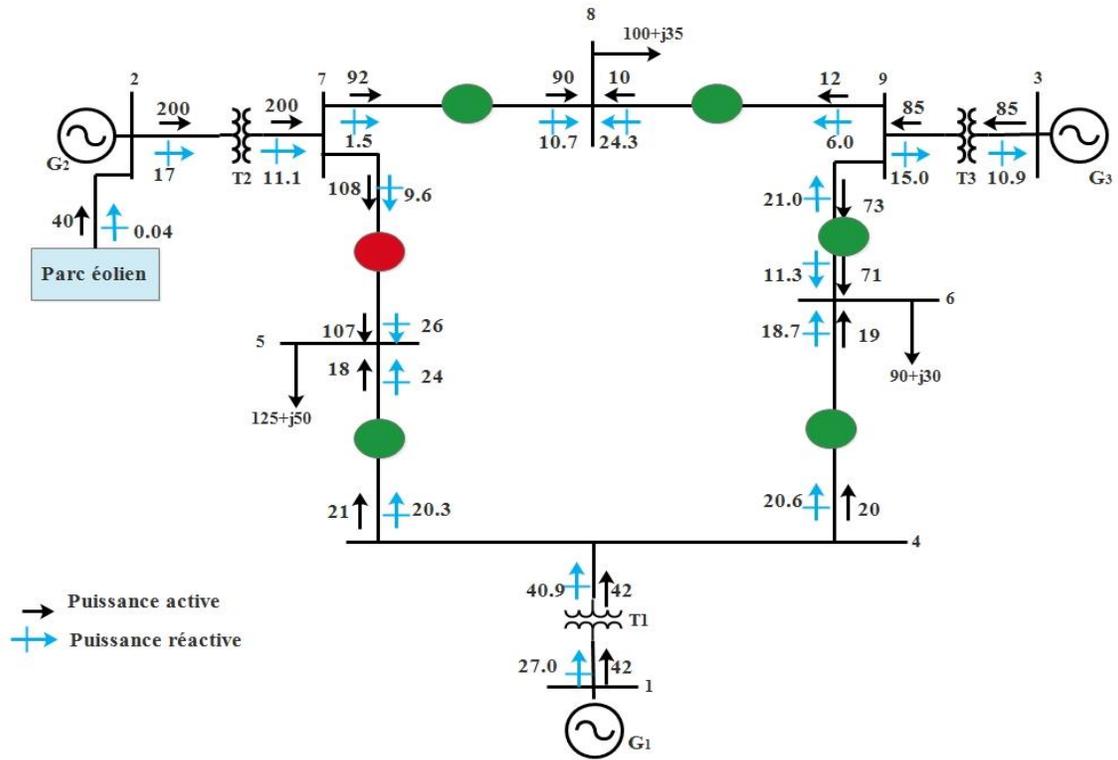


Figure II.9 : Etat du réseau à production décentralisée

Les valeurs des puissances actives des générateurs du système se trouvent dans le tableau II.4.

Tableau II.4 : Puissance active générée.

Variante	G1	G2	G3	Parc éolien
Production centralisée	71.6MW	163MW	85MW	0MW
Production décentralisée	42MW	160MW	85MW	40MW

L'introduction du parc éolien dans le réseau provoque une variation de puissance générée comme l'indique la figure II.10 ci-dessous. Après 15s, le régime permanent s'établit et la répartition de puissance entre le parc éolien et la machine G1 connectée au nœud 1 « balancier » (swing bus) se fait comme suit : $P_{G1}=0.42pu=42MW$ et $P_{eol}=0.40pu=40MW$, P_{eol} étant la puissance fournie par le parc éolien.

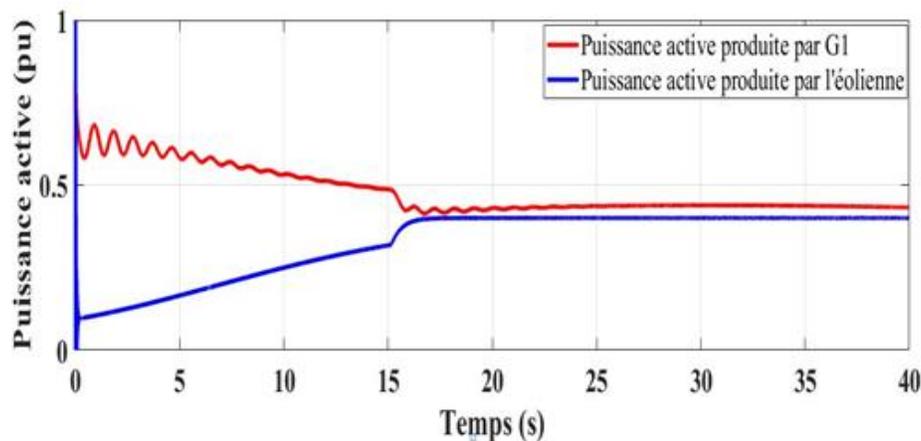


Figure II.10 : Puissance active du nœud bilan et de l'éolienne

L'injection de l'énergie produite par le parc éolien directement dans le réseau d'alimentation (nœud 2) provoque une surcharge dans la ligne 4 (5-7) comme indiqué dans la figure II.9 (signallement en rouge). En effet, la puissance maximale transmissible de la ligne 4 (5-7) est égale à 100MVA or le transit de puissance dans la ligne quand on introduit le parc éolien est égal à 111MVA. Les tableaux II.5 et II.6 donnent la variation

de la puissance d'injection dans le nœud 7 et les puissances de transmission par les lignes 2, 4 et 5 avant et après la connexion du parc éolien.

Tableau II.5 : Production centralisée

Puissance	Puissance injectée au nœud 7	Ligne 2	Ligne 4	Ligne 5
P (MW)	163	76.4	86.6	40.9
Q(MVAR)	0.7	00.8	08.4	22.9
S (MVA)	163	76.0	86.5	47.0

Tableau II.6 : Production décentralisée

Puissance	Puissance injectée au nœud 7	Ligne 2	Ligne 4	Ligne 5
P (MW)	200	92	108	21
Q(MVAR)	17	1.5	026	24
S (MVA)	203	92	111	30

Comme le montre la figure II.11, la puissance active produite par le parc éolien augmente la puissance injectée au nœud 7 de 163MVA à 203MVA. Par conséquent, les puissances transportées par les lignes 2 et 4 ont également augmenté, passant de 76MVA à 92MVA et de 86.5MVA à 110MVA, respectivement. La puissance transportée par la ligne 5 est réduite de 47MVA à 30MVA.

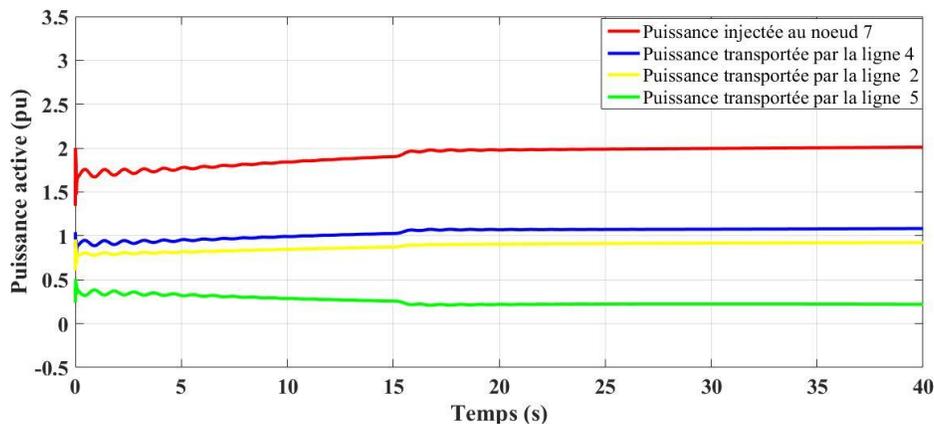


Figure II.11 : Puissances actives injectée et transitées

L'état du réseau à production décentralisée (figure II.9) montre qu'il y'a une surcharge de la ligne 4 (5-7) et une marge de transmission de puissance sur la ligne 5 (4-5) puisque le transit de puissance dans cette ligne est inférieur à sa puissance transmissible. Nous introduisons l'IPFC au poste du nœud 5 afin de pouvoir contrôler le transit de puissance des lignes 4 et 5 comme indiqué par la figure II.12 où la puissance de transit de la ligne 4 est ramenée à 96MVA tandis que la puissance de transit de la ligne 5 augmente pour atteindre 47.8MVA.

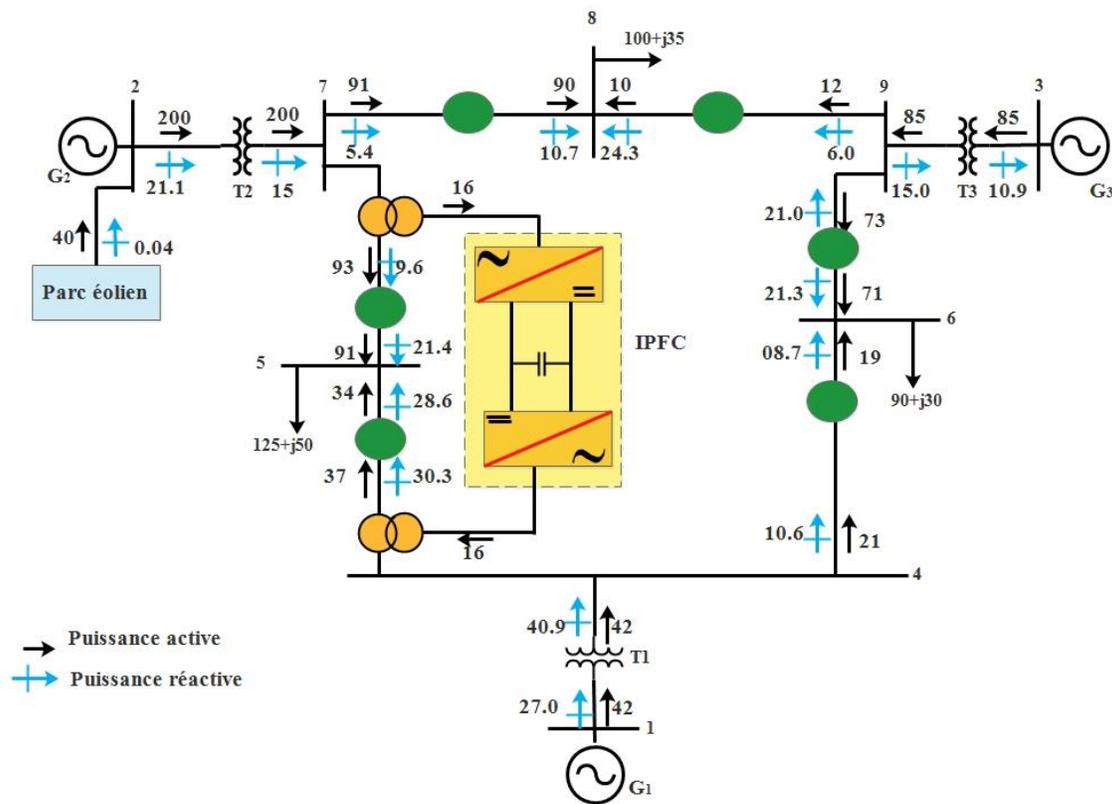


Figure II.12 : Load flow cas de production décentralisée en présence de l'IPFC

Afin de montrer clairement l'impact de l'IPFC dans le contrôle de la puissance de transit des lignes, sa mise en service n'intervient qu'à 25s après l'introduction du parc éolien dans le réseau. La figure II.13 montre le comportement du transit de puissance dans les lignes 4 et 5 sans et avec IPFC.

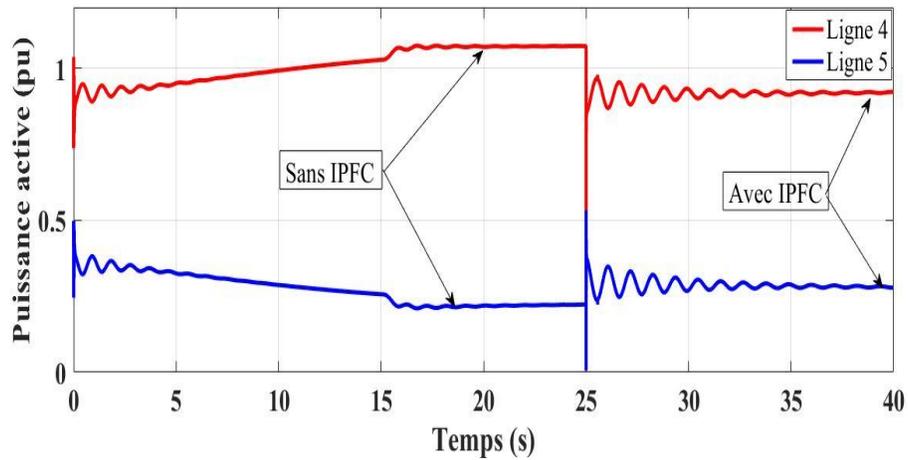


Figure II.13 : Puissance transitée dans la ligne 4 et la ligne 5 avant et après introduction de l'IPFC

La figure II.14 ci-dessous montre le comportement de la tension injectée par l'IPFC. Tant que la mise en service de l'IPFC n'est pas faite ($t < 25s$), la tension injectée est nulle comme le montre la figure. Après 25s, l'IPFC fonctionne et on observe les tensions injectées par la partie maître et la partie esclave du système de commande.

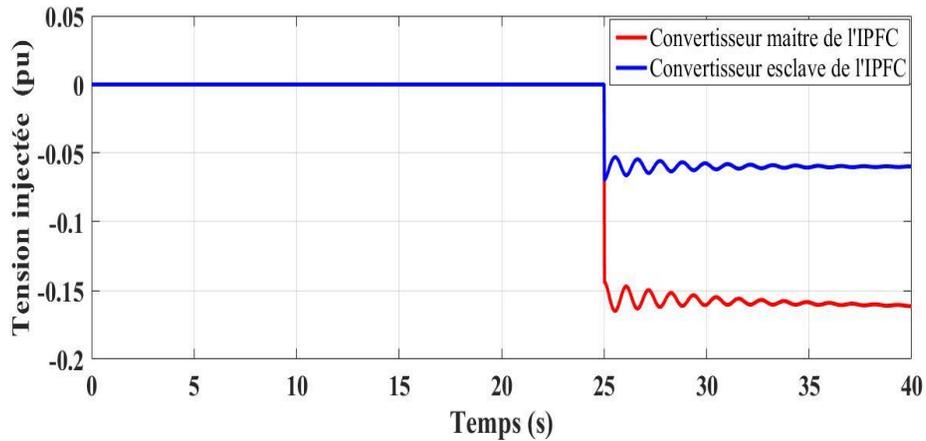
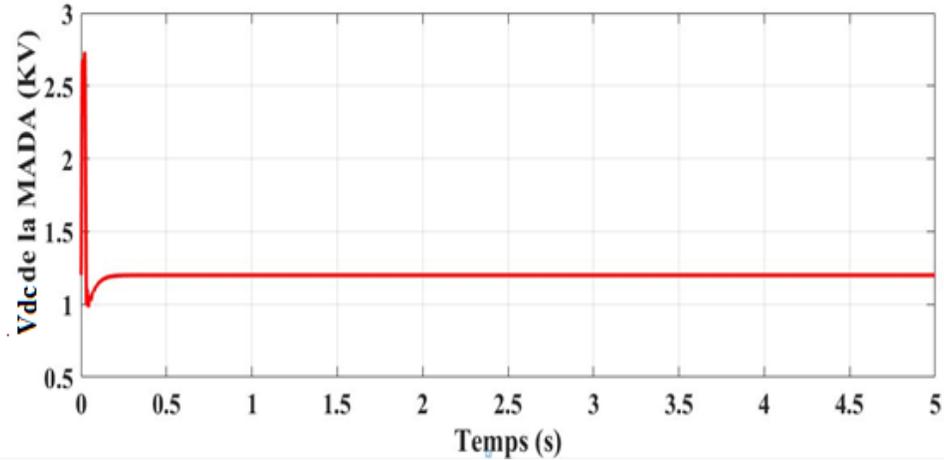
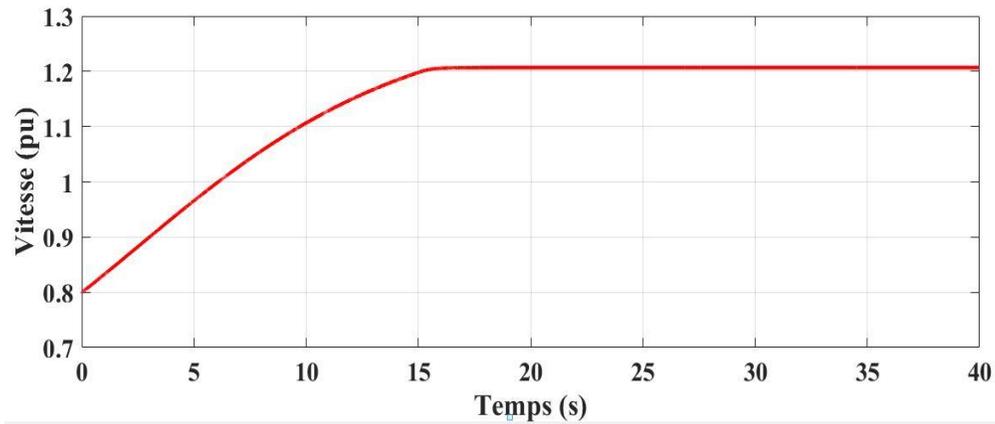


Figure II.14 : Tension injectée par le maître et l'esclave de l'IPFC

Les caractéristiques de la MADA du parc éolien nécessaires à l'analyse de la réponse de la machine (MADA) sont données pour V_{dc} et pour la vitesse dans les figures II.15 et II.16 respectivement.

**Figure II.15** : V_{dc} de la MADA**Figure II.16** : Vitesse de la MADA

II.6 Conclusion

L'introduction du parc éolien à base de MADA dans le réseau test à 9 nœuds montre clairement l'utilité du dispositif IPFC dans la commande de transit de puissance. Nous avons noté que grâce à ce dispositif, on peut surmonter les problèmes de surcharge avec le réseau conçu initialement pour une production centralisée. Ceci permet d'optimiser l'utilisation du réseau et donc différer les investissements qui sans l'IPFC auraient été nécessaires pour renforcer le réseau de transmission. Les caractéristiques du parc éolien à base de MADA ont été également étudiées dans ce chapitre.

CHAPITRE III

SMES Description et Principe de Fonctionnement

III.1 Introduction

L'historique de la supraconductivité qui est à la base du SMES est présenté. Les grandeurs critiques délimitant l'état supraconducteur sont décrites pour le matériau. La configuration électrique du SMES permettant l'échange de puissance entre la bobine supraconductrice de stockage et le réseau électrique est abordée montrant la possibilité de commande dans les quatre quadrants. Cette dernière est articulée sur la méthode phaseur dans la contribution du SMES au réglage du réseau test 3 machines-9 nœuds perturbé en grands mouvements.

III.2 Historique

La supraconductivité est certainement l'un des phénomènes physiques les plus impressionnants et les plus passionnants. Lorsqu'il réussit en 1908 à liquéfier l'hélium, Heike Kamer Lingh Onnes n'imaginait pas qu'il était sur le point d'effectuer une découverte surprenante [46]. En 1911, il observe la disparition totale de résistivité électrique dans un échantillon de mercure. La supraconductivité venait d'être découverte! Elle laisse alors entrevoir de grandes avancées technologiques. Il fallut attendre 1957 pour qu'une théorie parvienne à expliquer ce phénomène. Il s'agit de la théorie BCS qui tire son nom des scientifiques américains John Bardeen, Leon Cooper et John Schrieffer qui l'ont élaborée [47]. En dessous de la température critique, les électrons s'associent en paires, appelées paires de Cooper. Ces dernières sont capables de se déplacer à travers le réseau atomique sans aucun frottement. Cette théorie prédit que la supraconductivité ne peut pas exister au-dessus d'une température égale 25°K. Un des premiers articles en 1969 sur le SMES écrit par Ferrier, présentait une bobine de stockage d'énergie quotidienne de grande capacité destinée à la France [48]. Dans cet article, la bobine est spiralée et tout le champ généré est concentré dans le cadre spiral. L'investissement nécessaire à la construction de cette station étant trop élevé, la réalisation pratique n'a pas suivi [1].

Le SMES utilisé comme stabilisateur de puissance a été étudié à l'Université de Wisconsin (USA) en 1971. Dans cette recherche, les effets mutuels entre une station de stockage d'énergie supraconductrice et un réseau électrique connectés par un convertisseur ont été étudiés et l'évaluation de la stabilisation du réseau électrique par le SMES effectuée.

En 1972, la commission d'énergie atomique des Etats Unis a demandé au Laboratoire Scientifique de Los Alamos une étude sur les avantages que peut offrir un SMES dans plusieurs domaines aussi bien militaires que civils [1].

En 1976, une collaboration entre le Laboratoire de Los Alamos et Bonneville Power Administration (BPA), une entreprise américaine d'électricité s'est poursuivie jusqu'en 1984. Elle a eu pour objet l'évaluation de la performance d'un SMES sur la stabilisation de la puissance transmise dans le réseau BPA entre Pacific Northwest et Southern California [1].

En 1986, l'Institut de recherche sur l'énergie électrique EPRI a proposé de fabriquer une bobine supraconductrice de stockage dans le cadre d'un programme test appelé SMES-ETM (Engineering Test Model) avec une capacité de 10MWH et un diamètre de 100m [48].

En 1987, le Département de la Stratégie de la Défense Initiative (SDI) du Pentagone aux Etats Unis a lancé l'étude de la conception d'une bobine supraconductrice dans le cadre du programme SMES-ETM. Durant cette année, plusieurs méthodes ont été proposées pour la fabrication de SMES utilisant les supraconducteurs de haute température critique (HTC) évaluée à 77°K. L'utilisation des supraconducteurs HTC provoque une diminution de l'investissement nécessaire pouvant atteindre 8%. Ce type de supraconducteur permet d'améliorer le rendement de 2% supplémentaire [48, 49].

III.3 Conception

L'énergie est stockée par l'intermédiaire d'un courant électrique envoyé dans la bobine supraconductrice. Une fois la bobine court-circuitée (fermée), le courant circule sans perte d'énergie car il n'y a pas de frottement. Il y a alors production d'un champ magnétique dans la bobine où l'énergie est stockée sous une forme magnétique et électrique. Lors de la conception de la bobine, plusieurs facteurs sont pris en compte pour obtenir les meilleures performances possible d'un système SMES à moindre coût. Ces facteurs peuvent inclure la configuration de la bobine, la capacité d'énergie, la structure, la température de fonctionnement. Un compromis est établi en considérant les paramètres du rapport énergie/masse, les forces de Lorentz, le champ magnétique parasite et les pertes. Trois grandeurs critiques délimitent l'état supraconducteur du matériau supraconducteur :

- La température critique T_C , qui est une grandeur propre au matériau,
- La densité de courant critique J_C qui dépend de nombreux paramètres, notamment du procédé d'élaboration,
- Le champ magnétique d'irréversibilité H_C qui est aussi une grandeur intrinsèque au matériau.

Ces trois grandeurs T_C , J_C et H_C délimitent une surface critique au-delà de laquelle le matériau devient dissipatif c'est-à-dire non supraconducteur [50]. La figure III.1 montre la surface critique du matériau supraconducteur.

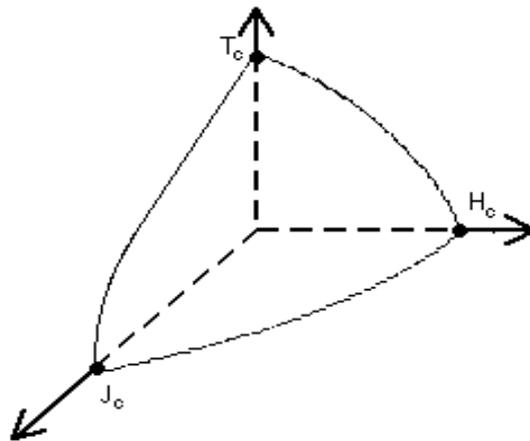


Figure III.1 : Surface critique

La température de fonctionnement d'un dispositif supraconducteur est un compromis basé sur le coût le plus bas tout en répondant aux exigences opérationnelles [51]. Les dispositifs à basse température LTS sont largement acceptés, et les dispositifs à haute température HTS sont actuellement en phase de développement. Il existe plusieurs facteurs techniques qui doivent être pris en compte dans l'utilisation de supraconducteurs à haute température pour les SMES. La température de fonctionnement détermine la densité de cryogène et de courant, tandis que la densité de courant affecte la quantité et le matériau requis. Le matériau, lorsqu'il est utilisé à $4,4^\circ\text{K}$, peut transmettre des courants jusqu'à $2000\text{A}/\text{mm}^2$ pour une induction égale à 5T , soit plus de 100 fois la densité de courant de fonctionnement typique du cuivre [51]. La densité de courant pour les conducteurs BSCCO actuels (HTS) est inférieure et diminue rapidement pour une température

supérieure à 30°K [52]. Les avantages et les inconvénients des dispositifs HTS sont présentés dans le tableau III.1.

Tableau III.1 : Avantages et inconvénients des dispositifs HTS par rapport aux dispositifs LTS

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Utilisation d'un système cryogénique moins coûteux • Efficacité de réfrigération plus élevée • Fiabilité plus grande • Acceptation plus facile dans l'environnement des services publics 	<ul style="list-style-type: none"> • Densité de courant inférieure • Grande fragilité • Augmentation de la quantité de conducteur (coût plus élevé) • Moins de marge contre la trempe

L'inductance L de la bobine supraconductrice, la tension maximale à ses bornes V_{\max} et le courant maximal la traversant I_{\max} déterminent l'énergie (puissance maximale) pouvant être absorbée ou injectée par cette bobine. L'augmentation de l'un quelconque de ces paramètres améliore la capacité d'énergie (puissance) des SMES [52]. Le tableau III.2 ci-dessous montre l'influence de l'augmentation de chacun des paramètres sur les caractéristiques du SMES

Tableau III.2 : Influence des paramètres sur les caractéristiques du SMES

Augmentation de I_{\max}	<ul style="list-style-type: none"> • Section du conducteur plus grande • Courants plus importants • Convertisseur plus volumineux et plus coûteux
Augmentation de V_{\max}	<ul style="list-style-type: none"> • Convertisseur plus grand et plus cher • Problème d'isolation
Augmentation de L	<ul style="list-style-type: none"> • Plus de tours dans l'aimant

Le Tableau III.3 ci-dessous indique quelques caractéristiques de bobines supraconductrices à basse température :

Tableau III.3 : Bobines SMES

Paramètres	1[51]	2[51]	3[48]	4[53]	5[54]	6[55]
Énergie stockée	5500MWh	22MWh	5000MWh	30MJ	1800MJ	25kJ
Capacité puissance	500MW	400 MW	1000 MW	10 MW	31.5 MW	50 kW
Courant maximal (kA)	765	50	200	5	10.8	0.115
Tension de crête (kV)	1.8	13.33	10	2.1	3.375	0.5
Pic Champ (T)	7	4.8	6.69	2.85	6.1	Non défini
Température. (°K)	Non définie	1.8	Non définie	4.5	4.45	4.2
Inductance (H)	68	61.2	990	2.4	Non définie	3.8
Hauteur de la bobine (m)	15	4.087	19	1.26	2.44	0.123
Diamètre moyen (m)	1568	134	2000	2.58	7.57	0.128
Nombre total de spires tours	112	416	556	920	1900	4500
Nombre de couches	1	4	4	24	Non défini	30
Matériau				NbTi/ Cu		NbTi

III.4 Configuration électrique du SMES

III.4.1 Représentation type

La connexion entre la bobine et le système à courant alternatif est faite à travers des convertisseurs à base d'électronique de puissance. Le temps de réponse de ces convertisseurs assez court fait que l'énergie stockée peut être récupérée dans un très court laps de temps. Les rendements peuvent être très élevés et les principales

perdes sont localisées dans les connexions et dans les convertisseurs. Le rendement instantané en puissance peut dépasser les 95%. La configuration typique d'un SMES est représentée sur la figure III.2.

Le système comprend une bobine supraconductrice, les systèmes de protection et de refroidissement, l'interface d'échange de puissances constituée par un convertisseur bidirectionnel et des transformateurs de puissances [56].

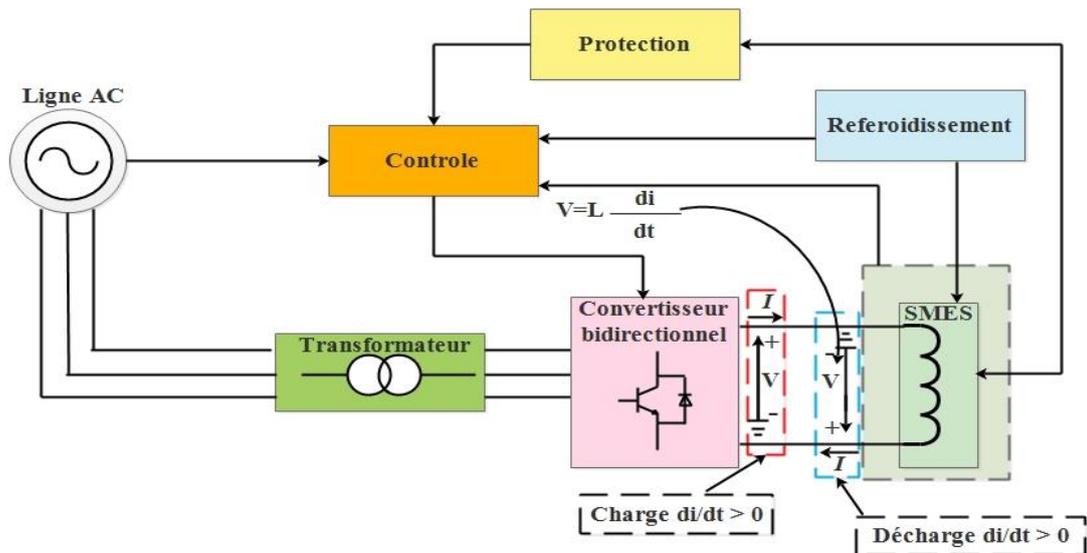


Figure III.2 : Représentation type d'un SMES

III.4.2 Configuration de la bobine

Les bobines SMES de type solénoïde ont été étudiées en profondeur. Le type d'électroaimant est simple et facile à construire. Il minimise la quantité de conducteur pour une capacité de stockage donnée. Cependant, ce type de conception entraîne un champ magnétique parasite plutôt grand qui affecte l'implantation des systèmes SMES en raison des préoccupations liées aux effets sur l'environnement et la santé [55]. Pour réduire le champ magnétique parasite, une conception de bobine toroïdale est utilisée. Cette conception est plus compliquée à fabriquer, et significativement plus coûteuse puisqu'elle nécessite l'utilisation de plus de conducteurs [48]. Selon l'évaluation de ces conceptions, le solénoïde stocke presque deux fois l'énergie stockée dans un tore. Du fait de sa simplicité et de sa rentabilité, le type de solénoïde illustré à la figure III.3 a été largement utilisé, bien que les conceptions de bobine toroïdale aient également été incorporées par un certain nombre de petits projets SMES [57].

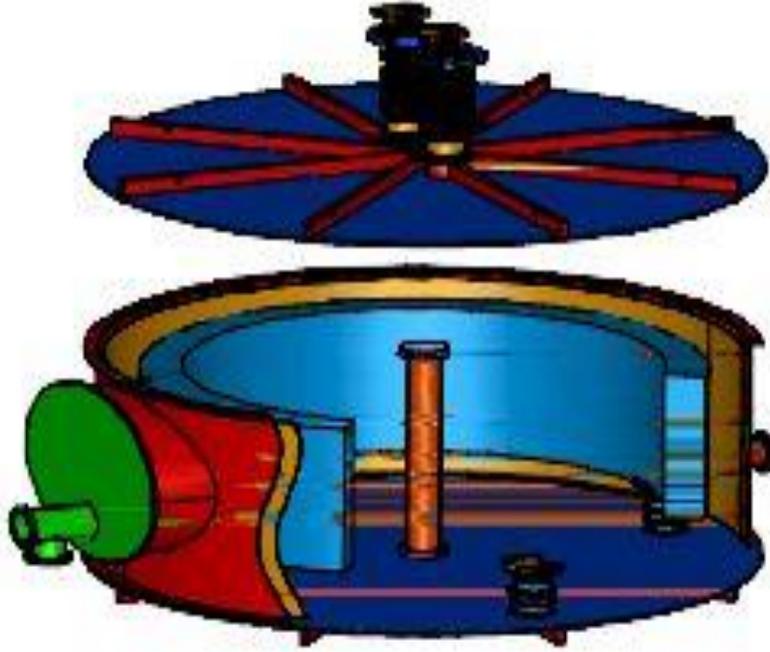


Figure III.3 : Configuration de type solénoïde [57]

III.4.3 Configuration de la commande

Les échanges de puissance entre la bobine supraconductrice et le réseau se font à travers un convertisseur triphasé à base de thyristors GTO ou à base de transistors IGBT et d'un transformateur de puissance [58-61]. Considérons le montage de la figure III.4 où la charge représentant la bobine supraconductrice est reliée au réseau via un pont simple à thyristors et un transformateur. La tension redressée V_{sm} aux bornes de la bobine supraconductrice est donnée par la relation suivante :

$$V_{sm} = E_{d0} - X_c I_{sm} \quad (3.1)$$

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.

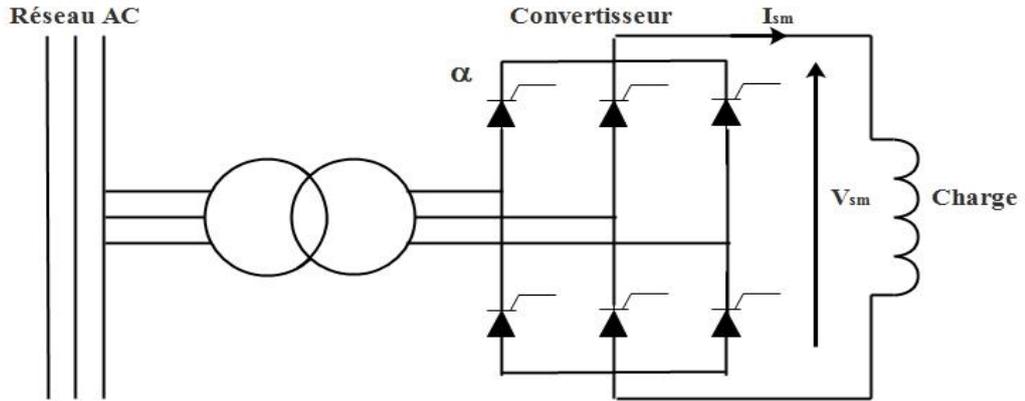


Figure III.4 : Montage en pont simple

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.

$$E_{d0} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_{max} \cos\alpha \quad (3.2)$$

* pour un couplage triangle du secondaire du transformateur.

$$E_{d0} = \frac{3}{\pi} V_{max} \cos\alpha \quad (3.3)$$

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

$$P_{sm} = V_{sm} I_{sm} = E_{d0} I_{sm} \quad (3.4)$$

En posant :

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

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

La puissance active s'écrit alors sous la forme :

$$P_{sm} = E_d I_{sm} \cos\alpha \quad (3.5)$$

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

$$Q_{sm} = E_d I_{sm} \sin\alpha \quad (3.6)$$

Les échanges d'énergie entre la bobine et le réseau sont donc en fonction 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 III.5 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 coté continu). Les puissances actives et réactives 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° .

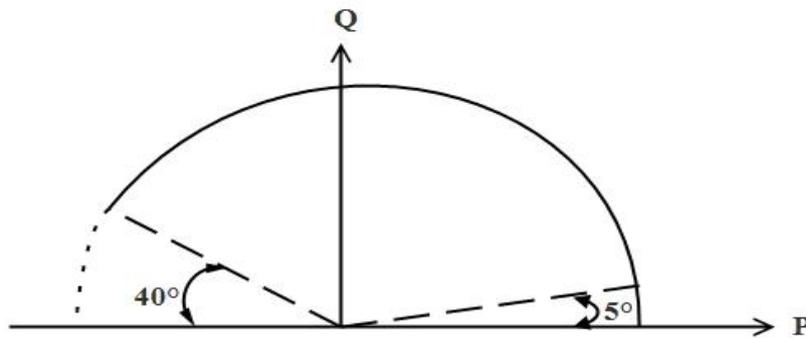


Figure III.5 : Domaine (P, Q) d'un pont simple à thyristors.

Pour avoir des puissances actives et réactives découplées, on rajoute un deuxième pont commandé indépendamment du premier comme le montre la figure III.6 [62-64]

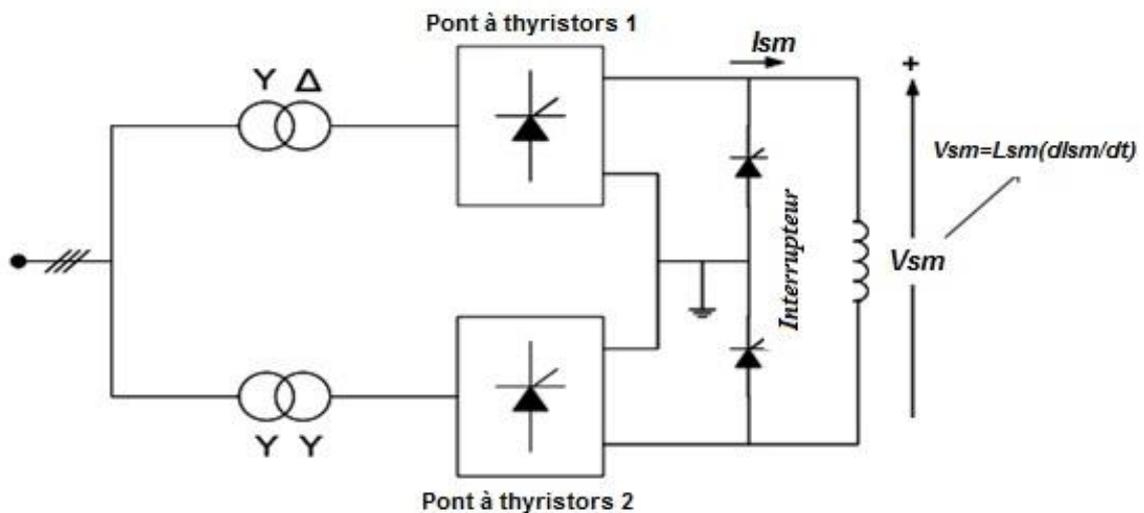


Figure III.6 : Montage en pont double à thyristors GTO

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

$$V_{sm} = L_{sm} \frac{dI_{sm}}{dt} \quad (3.7)$$

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 III.6, l'expression de la tension V_{sm} est telle que :

$$V_{sm} = E_{d1} + E_{d2} \quad (3.8)$$

où E_{d1} et E_{d2} sont les tensions côté continu des deux convertisseurs 1 et 2.

Ces tensions sont exprimées en fonction des angles d'amorçage α_1 et α_2 des ponts 1 et 2. Leurs expressions sont telles que :

$$E_{d1} = V_{sm0} \cos \alpha_1 \quad (3.9)$$

$$E_{d2} = V_{sm0} \cos \alpha_2 \quad (3.10)$$

Tenant compte de (3.8), on obtient :

$$V_{sm} = V_{sm0} (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2) \quad (3.11)$$

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

$$P_{sm} = V_{sm0} I_{sm0} (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2) \quad (3.12)$$

$$Q_{sm} = V_{sm0} I_{sm0} (\sin \alpha_1 + \sin \alpha_2) \quad (3.13)$$

Les équations précédentes peuvent être transformées sous la forme suivante :

$$P_{sm} = 2 V_{sm0} I_{sm0} \cos \frac{(\alpha_1 + \alpha_2)}{2} \cos \frac{(\alpha_1 - \alpha_2)}{2} \quad (3.14)$$

$$Q_{sm} = 2 V_{sm0} I_{sm0} \sin \frac{(\alpha_1 + \alpha_2)}{2} \cos \frac{(\alpha_1 - \alpha_2)}{2} \quad (3.15)$$

On pose :

$$P_r = 2 \cos \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2} \cos \frac{\alpha_1 - \alpha_2}{2} \quad (3.16)$$

$$Q_r = 2 \sin \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2} \cos \frac{\alpha_1 - \alpha_2}{2} \quad (3.17)$$

P_r et Q_r sont les paramètres de réglage dépendant des angles d'amorçage et associés aux puissances actives P_{sm} et réactives Q_{sm} du SMES. Tenant compte de ces paramètres, les relations (3.14) et (3.15) s'écrivent :

$$P_{sm} = V_{sm0} I_{sm0} P_r \quad (3.18)$$

$$Q_{sm} = V_{sm0} I_{sm0} Q_r \quad (3.19)$$

Les relations (3.18) et (3.19) permettent, selon les besoins d'échange de puissances active et réactive avec le réseau, de déterminer les angles d'amorçage α_1 et α_2 nécessaires à la commande. Pour un montage convertisseur en double pont, cette dernière se fera dans les quatre quadrants du domaine (P_r, Q_r) de la figure II.7.

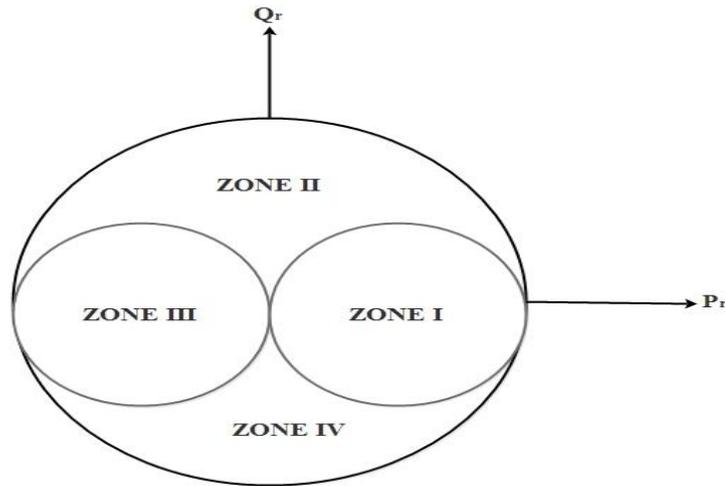


Figure III.7 : Domaine (P_r, Q_r) d'un pont double

On pose : $A = \sqrt{\frac{4 - (P_r^2 + Q_r^2)}{P_r^2 + Q_r^2}}$

Zone I :

$$\alpha_1 = \arccos \left[\frac{P_r + Q_r A}{2} \right]$$

$$\alpha_2 = 2\pi - \arccos \left[\frac{P_r - Q_r A}{2} \right]$$

Zone II :

$$\alpha_1 = \arccos \left[\frac{P_r - Q_r A}{2} \right]$$

$$\alpha_2 = \arccos \left[\frac{P_r + Q_r A}{2} \right]$$

Zone III :

$$\alpha_1 = 2\pi - \arccos \left[\frac{P_r - Q_r A}{2} \right] \qquad \alpha_2 = \arccos \left[\frac{P_r + Q_r A}{2} \right]$$

Zone IV :

$$\alpha_1 = 2\pi - \arccos \left[\frac{P_r - Q_r A}{2} \right] \qquad \alpha_2 = 2\pi - \arccos \left[\frac{P_r + Q_r A}{2} \right]$$

III.5 Méthode phaseur

Un phaseur est une représentation d'une fonction sinusoïdale dans laquelle l'amplitude, la phase et la pulsation ne dépendent pas du temps. C'est un nombre complexe représentant des tensions et des courants sinusoïdaux à une fréquence déterminée. Il s'agit d'une application d'un concept appelé représentation analytique. Un phaseur permet de réduire la dépendance de ces trois paramètres à trois facteurs indépendants, ce qui simplifie les calculs. En particulier, le paramètre "fréquence" qui inclut aussi le lien temporel de l'onde sinusoïdale est souvent commun à tous les composants d'une combinaison linéaire d'ondes sinusoïdales. L'utilisation d'un phaseur permet de combiner algébriquement plutôt que trigonométriquement l'information à propos de l'amplitude statique et de la phase. Le terme phaseur se réfère souvent à ces deux facteurs [65]. La méthode de la solution phaseur analyse les changements de grandeur et de phase des tensions et courants. Pour une étude de stabilité, les modes d'oscillation rapide, qui résultent de l'interaction des grandeurs R, L, C et des paramètres distribuées, sont généralement situés au-dessus de la fréquence fondamentale.

Dans la méthode phaseur, ces modes rapides sont ignorés et le modèle d'espace d'état du réseau est remplacé par une matrice complexe évaluée à la fréquence fondamentale [66]. La méthode de solution utilisant un phaseur est principalement utilisée pour étudier les oscillations électromécaniques des systèmes d'alimentation constitués de gros générateurs et moteurs. Par cette méthode; on peut donc étudier le comportement d'un système multi-machines en cas de perturbation. Cependant, cette technique ne se limite pas à l'étude de la stabilité transitoire des machines. Elle peut aussi être appliquée à tout système linéaire [67]. Si dans un circuit linéaire, seules les modifications du module et de la phase des tensions et des courants sont nécessaires, toutes les équations différentielles résultant de l'interaction des

éléments R, L et C n'ont pas besoin d'être résolues ce qui simplifie énormément les calculs [68].

III.6 Modélisation du SMES utilisant la méthode phaseur

Selon le principe de fonctionnement du système SMES, le modèle phaseur pour la source de tension SMES comprend les systèmes de mesure, de contrôle et un convertisseur équivalent comme indiqué sur la figure III.9 [66].

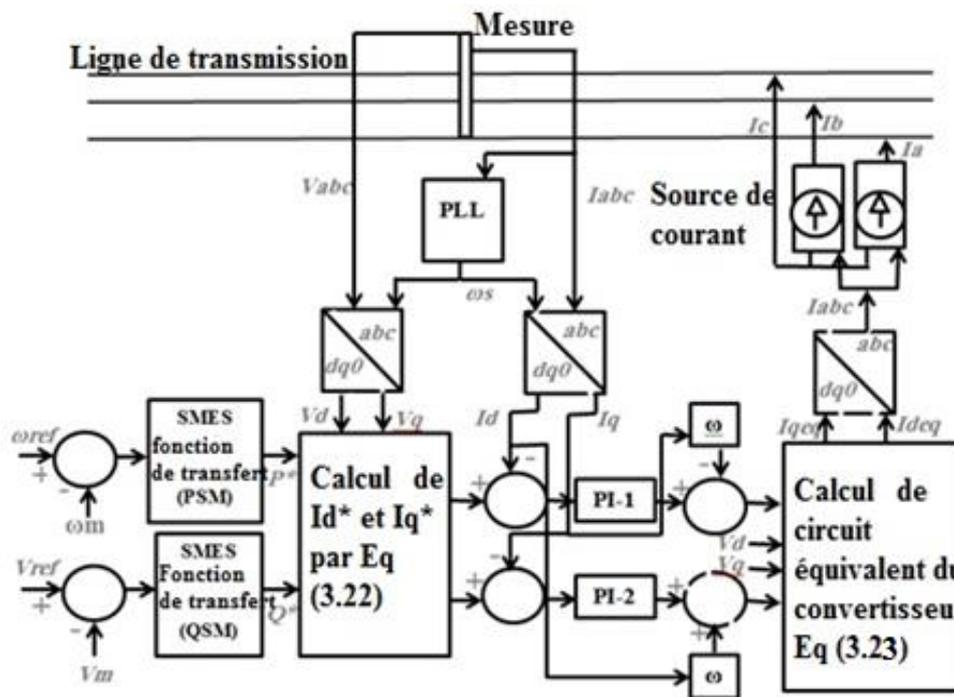


Figure III.9 : Commande par SMES utilisant la méthode phaseur

Le SMES est modélisé en tant que source de courant reliée au système de puissance en parallèle. Les composants actifs et réactifs de la source de courant peuvent être commandés indépendamment [66, 69]. Le système de mesure calcule principalement les composantes de l'axe d et de l'axe q de la tension et du courant. Les composantes de courant de l'axe d et de l'axe q peuvent être définies comme le courant actif et le courant réactif, respectivement. Par conséquent, le flux de puissance entre la bobine supraconductrice et le système à courant alternatif peut être contrôlé en régulant les courants actifs et réactifs du SMES. Dans le système de contrôle SMES, les références des courants actifs et réactifs sont les variables d'entrée de contrôle du SMES. L'échange puissance entre le réseau CA et le SMES doit être dans

un satisfaisant le fonctionnement de sécurité du SMES. Le système de convertisseur équivalent est un circuit R-L triphasé dont une phase est représentée par la figure III.10 [66].

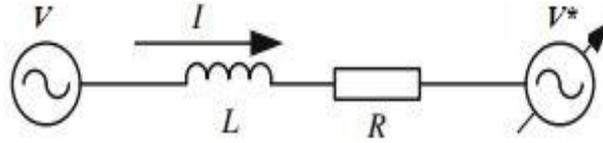


Figure III.10 : Circuit équivalent du réseau avec SMES

Dans le repère de Park, la tension source \bar{V} et la tension du SMES \bar{V}^* sont telles que :

$$\begin{cases} \bar{V} = V_q + jV_d \\ \bar{V}^* = V_q^* + jV_d^* \end{cases} \quad (3.20)$$

L'indice * de la tension SMES n'est pas la notation conjuguée d'un nombre complexe.

Les puissances instantanées active et réactive sont obtenues en tenant compte de la transformation de Park [70-72] comme indiqué ci-dessous :

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2} V_d \cdot I_d \\ Q = \frac{3}{2} V_q \cdot I_q \end{cases} \quad (3.21)$$

Tenant compte des équations (3.21), les courants de référence requis sont donnés par les équations (3.22) ci-dessous :

$$\begin{cases} I_d^* = \frac{2}{3} \frac{P^*}{V_d} \\ I_q^* = \frac{2}{3} \frac{Q^*}{V_q} \end{cases} \quad (3.22)$$

P^* et Q^* sont les puissances active et réactive de référence échangées entre l'unité SMES et le réseau électrique.

En utilisant la transformée de Laplace et le système per unit (pu), on obtient à partir du circuit équivalent la relation (3.23) ci-dessous donnant les composantes sur les axes d et q du courant à injecter dans la ligne de transmission.

$$\begin{cases} I_d = \frac{\omega}{sL}(V_d - V_d^* - RI_d + LI_q) \\ I_q = \frac{\omega}{sL}(V_q - V_q^* - RI_q + LI_d) \end{cases} \quad (3.23)$$

III.7 Contribution du SMES à la stabilité des réseaux

L'étude de la contribution du SMES à la stabilité du réseau est faite en utilisant le réseau 3machines-9nœuds comme réseau test. SimPowerSystems de l'environnement Matlab/Simulink a été utilisé pour les simulations [14]. Le défaut simulé est un court-circuit triphasé relié à la terre localisé sur la ligne 5-7 situé à une distance égale au quart de la longueur de la ligne 5-7 par rapport au nœud 7 comme le montre la figure III.11 ci-dessous. On suppose qu'il intervient à 0.2s et dure 200 ms. La position optimale du SMES pour améliorer la stabilité du système est celle proche de la machine la plus perturbée du réseau [73, 74] d'où la connexion du SMES au nœud 2. Une série de simulations a été réalisée en utilisant le modèle correspondant au schéma de commande de la figure III.9. La simulation du comportement du système a été faite en 7s.

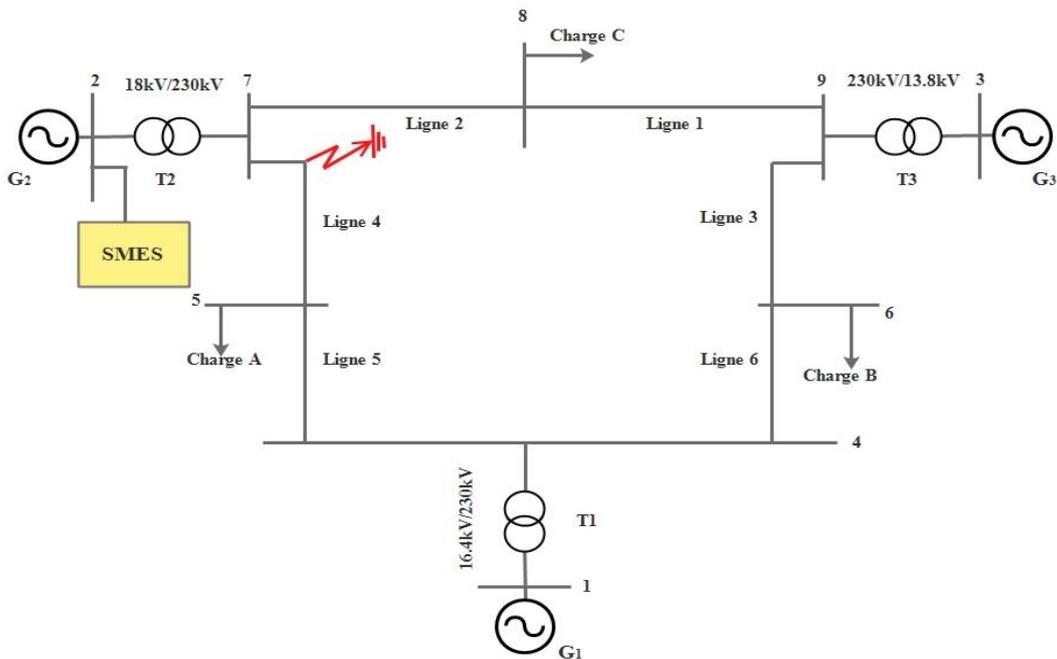


Figure III.11 : Réseau 3machines-9 nœuds équipé du SMES

Afin d'évaluer les performances du SMES dans le réglage de la stabilité du réseau, nous avons étudié le comportement de ce dernier quand il est perturbé dans les trois situations suivantes :

- a) Réseau non régulé
- b) Réseau équipé d'une régulation conventionnelle de tension et de vitesse
- c) Réseau équipé du SMES

Les équations régissant le réseau en régime transitoire sont les équations (1.46), (1.47), (1.52) et (1.53). Nous les rappelons ci-dessous :

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_s}{2H} (P_m - P_e - D\omega)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s$$

$$T'_{q0} \frac{dE'_d}{dt} = -E'_d - (X_q - X'_q)I_q$$

$$T'_{do} \frac{dE'_q}{dt} = -E'_q + (X_d - X'_d)I_d + E_{fd}$$

Les équations régissant le régulateur de vitesse sont les équations (1.56), (1.57) et (1.58). Nous les rappelons ci-dessous :

$$\frac{dP_m}{dt} = \frac{1}{T_s} (P_{m1} - P_m)$$

$$\frac{dP_{m1}}{dt} = \frac{1}{T_c} (P_{m2} - P_{m1})$$

$$P_{m2} = P_{m0} - \frac{\omega_s - \omega}{2\pi fRS}$$

Les équations régissant le régulateur de tensions sont les équations (1.59), (1.60), (1.61) et (1.62). Nous les rappelons ci-dessous :

$$S_e = A_{ex} e^{B_{ex} E_{fd}}$$

$$\frac{dV_s}{dt} = -\frac{1}{T_s} (V_r + K_a(V_s + V - V_{ref}))$$

$$\frac{dV_s}{dt} = \frac{K_f}{T_f T_e} V_r - \frac{K_f(S_e + K_e)}{T_f T_e} E_{fd} - \frac{1}{T_f} V_s$$

$$\frac{dE_{fd}}{dt} = \frac{1}{T_e} V_r - \frac{S_e + K_e}{T_e} E_{fd}$$

Le tableau III.4 ci-dessous donne les valeurs des paramètres utilisés pour les régulateurs de tension et de vitesse pour les trois machines :

Tableau III.4 : Données du système de régulation

Paramètre	Régulation 1	Régulation 2	Régulation 3
Ka	20.0	20.0	20.0
Ta (s)	0.50	0.50	0.50
Ke	-0.17	-0.17	-0.17
Te(s)	0.5	0.5	0.5
Kf	0.05	0.05	0.05
Tf	1.0	1.0	1.0
Exmin	0.0	0.0	0.0
Exmax	2.5	2.5	2.5
Aex	0.0	0.0013	0.0015
Bex	2.5	1.5	1.5
Rs	-0.04	-0.04	-0.04
Pmax	2.5	2.0	2.0
Pmin	0.0	0.0	0.0
Tc(s)	0.5	0.5	0.5
Ts(s)	0.5	0.5	0.5

Les figures III.12, III.13 et III.14 montrent respectivement le comportement des caractéristiques : angle de charge, vitesse et tension de la machine 2 proche du défaut et donc la plus perturbée.

Chapitre III SMES Description et Principe de Fonctionnement

L'influence bénéfique du SMES sur la stabilisation du système (courbe en vert) apparait nettement dans les résultats en comparaison avec l'influence de la régulation conventionnelle (courbe en bleu).

Les courbes en rouge dans les figures décrivent le comportement du système non réglé.

Le SMES s'avère très efficace dans l'amortissement des oscillations et améliore sensiblement la stabilité du système.

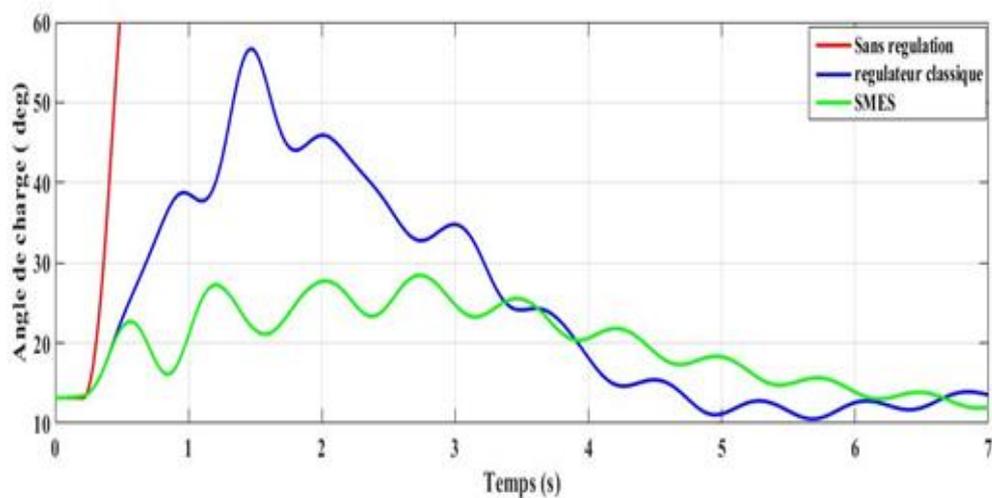


Figure III.12 : Angle de charge (deg)

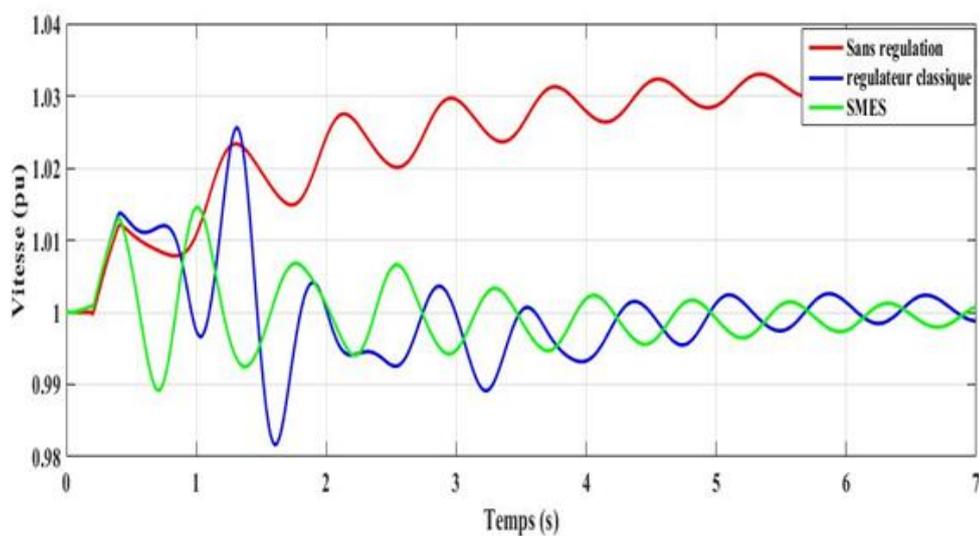


Figure III.13 : Vitesse (pu)

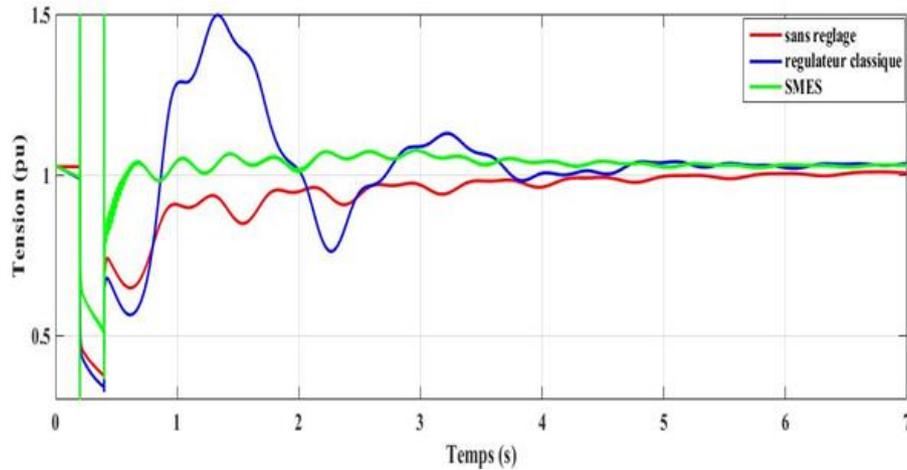


Figure III.14 : Tension (pu)

L'évaluation de la méthode phaseur utilisée par le SMES est illustrée par la relation entre la puissance réactive Q_{sm} et la puissance active P_{sm} du SMES que montre les résultats de la figure III.15. La commande dans les quatre quadrants que permet cette méthode est bien établie. Elle permet un échange de puissances entre le SMES et le réseau selon les besoins de régulation qui contribue à l'amélioration de la stabilité de ce dernier.

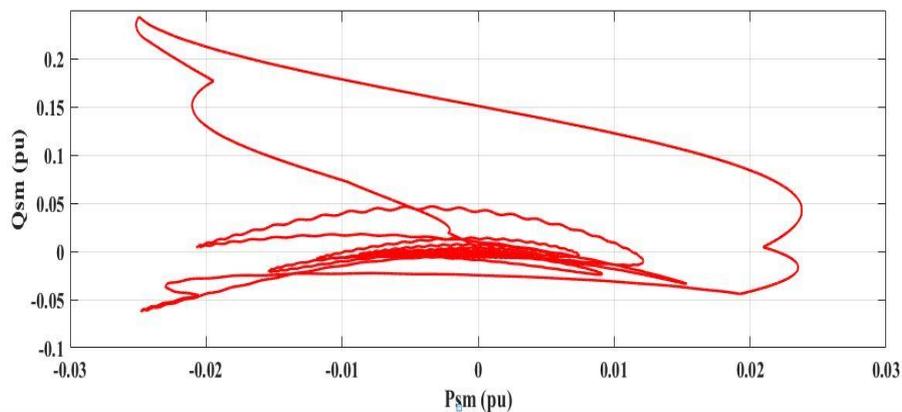


Figure III.15 : Q_{sm} en fonction de P_{sm}

La figure III.16 montre la commande des angles d'amorçage α_1 et α_2 . Les variations de ces derniers indiquent clairement que le contrôle a été réalisé sur un mode «alpha inégal» (unequal α -mode) caractéristique de la configuration à deux ponts [61].

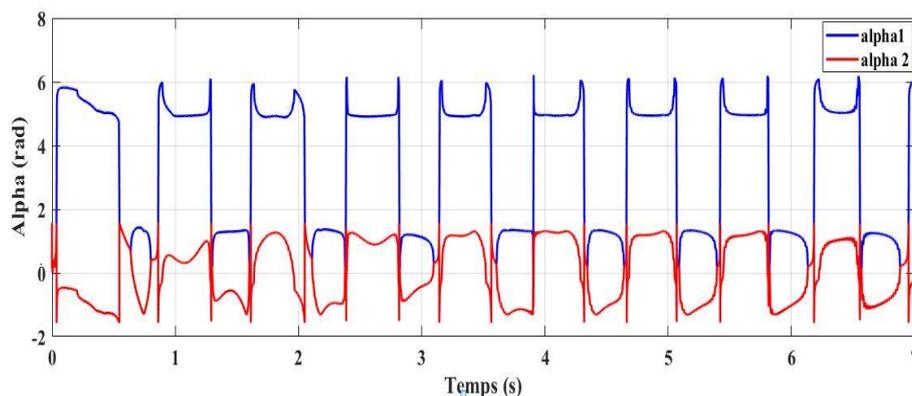


Figure III.16 : Variations des angles d'amorçage α_1 et α_2

Les figures III.17 et III.18 montrent le comportement des puissances active P_{sm} et réactive Q_{sm} échangées entre le SMES et le réseau. Cela corrobore les propriétés de fourniture ou d'absorption de puissances du SMES selon les besoins de stabilisation du réseau. La puissance active P_{sm} a une action directe sur la fréquence et la puissance réactive Q_{sm} sur la tension du réseau. La variation de la puissance active P_{sm} peut induire le dimensionnement du SMES du point de vue capacité énergétique en Joules.

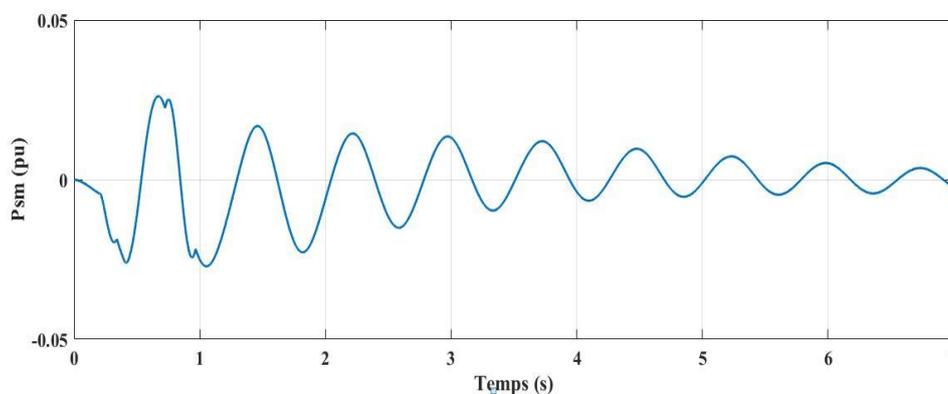


Figure III.17 : Variation de la puissance active du SMES

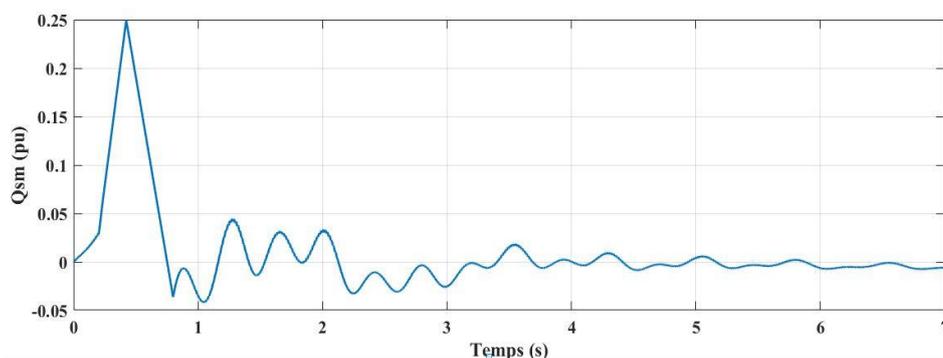


Figure III.18 : Variation de la puissance réactive du SMES

III.7 Conclusion

Les performances du SMES sur un réseau soumis à une grande perturbation, un court-circuit triphasé lié à la terre, ont été étudiées et évaluées par comparaison avec un système de régulation conventionnelle. L'avantage du SMES sur ce dernier est évident au vu des résultats obtenus. La bonne efficacité du SMES a été possible grâce à la commande conçue utilisant les quatre quadrants ce qui permet de découpler les puissances active P_{sm} et Q_{sm} que le SMES est appelé à échanger avec le réseau pour pouvoir maintenir sa stabilité en régime transitoire.

CHAPITRE IV

Commande par Dispositif SMES-IPFC

IV.1 Introduction

La combinaison SMES-IPFC est examinée dans deux modes possibles : un mode découplé et un mode couplé. Dans le premier mode, les actions sur le réseau des deux dispositifs sont séparées et dans le deuxième mode, elles sont simultanées. Après avoir modélisé la commande de l'IPFC et défini la notion de découplage par compensation, nous décrivons la stratégie de commande utilisée dans le maintien de la stabilité d'un réseau mono-machine perturbé en grands mouvements afin d'évaluer les performances de la combinaison SMES-IPFC utilisée.

IV.2 SMES-IPFC en mode découplé

Cette approche combinant un SMES et un IPFC dite en mode découplé est basée sur les actions séparées des deux dispositifs avec comme objectif étant d'avoir un contrôle total du réseau électrique aussi bien en régime permanent qu'en régime perturbé. Les deux dispositifs dans ce cas sont complémentaires [75]. Cette technique de mode séparé est déjà appliquée pour compenser les réseaux électriques par l'utilisation de plusieurs FACTS dans le même réseau mais seulement en régime permanent [76, 77].

L'IPFC est la solution pour compenser plusieurs lignes simultanément. C'est un dispositif FACTS assez puissant de contrôle de transit de puissance dans les lignes. Il permet de leur éviter les éventuelles surcharges ce qui permet un équilibre entre les lignes du réseau par un transfert de puissance d'une ligne surchargée à une autre sous chargée. Ce qui permet de rester dans les intervalles autorisés de puissance maximale transmissible des lignes et donc de contribuer au renforcement de la stabilité du réseau.

Le SMES a montré son efficacité de commande comme nous avons pu le montrer au chapitre précédent. La commande dans quatre quadrants permet d'effectuer un échange de puissance active et réactive entre le SMES et le réseau selon les besoins de ce dernier avec un temps de réponse très court. Il vient alors compléter l'action de l'IPFC qui lui ne peut agir que sur une partie du réseau à savoir les lignes de transmission d'énergie électrique.

IV.3 SMES-IPFC en mode couplé

Cette approche dite mode couplé combine simultanément les actions du SMES et de l'IPFC, l'objectif restant le contrôle total du réseau électrique aussi bien en régime permanent qu'en régime perturbé. Le système de stockage de l'IPFC permettant le transfert de puissance d'une ligne surchargée à une autre est cependant limité. C'est cette contrainte de stockage qui a fait qu'on pense au SMES comme dispositif de stockage dans la combinaison SMES-IPFC. Ceci fait que les performances de l'IPFC sont améliorées significativement par rapport à la situation où il n'est équipé que de son dispositif capacitif de stockage traditionnel. Le SMES nécessite un convertisseur AC / DC, mais il peut être aussi relié à un IPFC via un hacheur (DC-DC chopper) [78-80]. La modulation de la puissance réelle peut avoir une influence plus importante sur les oscillations de puissance d'amortissement que la puissance réactive [11]. La figure IV.1 montre le modèle proposé du contrôleur utilisant la combinaison SMES-IPFC. Il se compose principalement de deux convertisseurs de tension conv1 utilisé comme maître et conv2 utilisé comme esclave, reliés entre eux par une liaison DC commune.

Ils sont connectés aux lignes de transmission à travers des transformateurs. L'interface entre l'IPFC et le SMES est représentée par un hacheur 4 quadrants. L'IPFC doit contrôler le flux de puissance active et réactive dans les lignes en injectant une tension sinusoïdale avec une amplitude et un angle contrôlables [12]. En utilisant un hacheur à courant continu comme interface entre l'IPFC et le SMES et en ajustant le cycle d'amorçage du convertisseur à transistors IGBT, nous pouvons régler la tension de la bobine et contrôler son processus de charge / décharge [12, 78, 79].

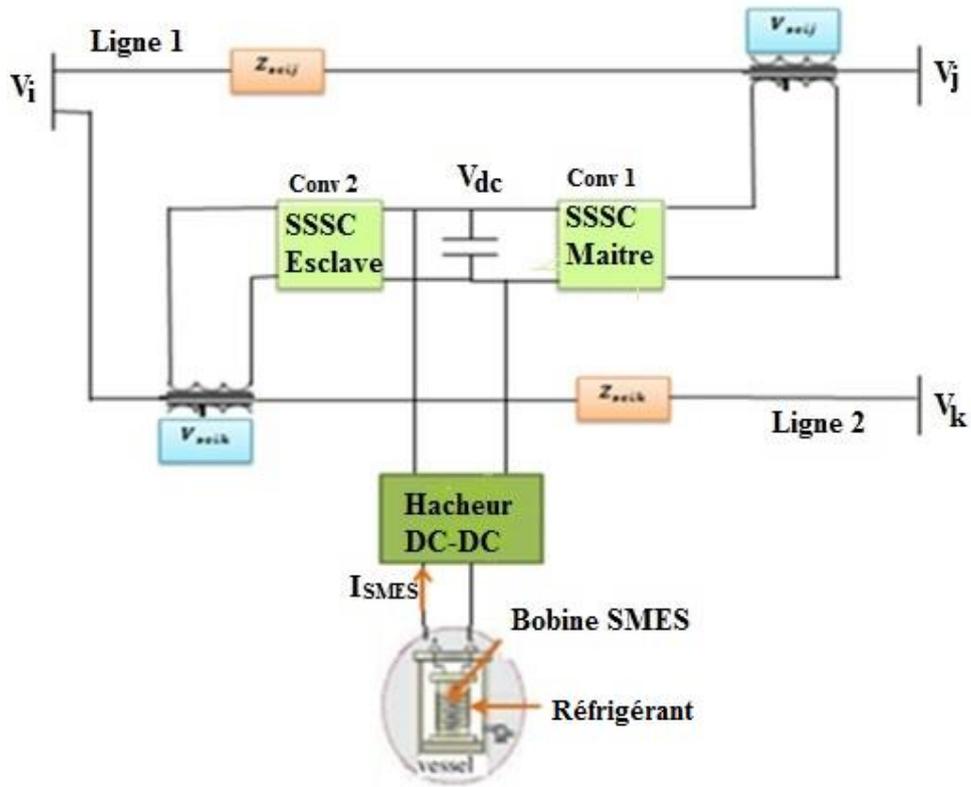


Figure. IV.1 : Configuration du contrôleur SMES-IPFC en mode couplé

V_i , V_j et V_k sont les tensions des nœuds i , j et k respectivement. V_{sein} est la source de tension série injectée. $Z_{sein} = R_{sein} + j\omega L_{sein}$ est l'impédance série de la liaison i - n avec $n=j, k$ incluant la réactance du transformateur. En effectuant la transformation de Park, le courant traversant la ligne de transmission peut être décrit par les équations suivantes :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{ijd} \\ I_{ijq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{r_{seij}}{L_{seij}} & \omega \\ -\omega & -\frac{r_{seij}}{L_{seij}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ijd} \\ I_{ijq} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{seij}} \left(\begin{bmatrix} V_{id} \\ V_{iq} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{seijd} \\ V_{seijq} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{jd} \\ V_{jq} \end{bmatrix} \right) \quad (4.1)$$

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{3}{2CV_{dc}} (V_{seija}I_{ija} + V_{seijq}I_{ijq} - V_{seika}I_{ika} - V_{seikq}I_{ikq}) \quad (4.2)$$

$$P_i = \frac{3}{2} (V_{id} \cdot I_{ijd} + V_{iq} \cdot I_{ijq}) \quad (4.3)$$

$$Q_i = \frac{3}{2} (V_{id} \cdot I_{ijq} - V_{iq} \cdot I_{ijd}) \quad (4.4)$$

L'énergie dans la bobine supraconductrice est sous forme magnétique, le champ magnétique étant généré par le courant continu circulant à travers la bobine. Cette énergie est emmagasinée presque instantanément et peut être délivrée avec un temps allant de la fraction de seconde à plusieurs heures. Cette énergie se présente sous la forme suivante :

$$W_{sm} = W_{sm0} + \int_{t_0}^t P_{sm} d\tau \quad (4.5)$$

P_{sm} est la puissance active du SMES.

L'énergie initiale dans la bobine se présente sous la forme suivante :

$$W_{sm0} = \frac{1}{2} L_{sm} I_{sm0}^2 \quad (4.6)$$

I_{sm0} est le courant initial dans la bobine

$$P_{sm} = \frac{dW_{sm}}{dt} = L_{sm} I_{sm} \frac{dI_{sm}}{dt} = I_{sm} V_{sm} \quad (4.7)$$

IV.4 Modélisation de l'IPFC

La figure IV.2 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 élévateurs représentés par des inductances de fuite L_{se} et par des résistances internes des enroulements R_{se} [81].

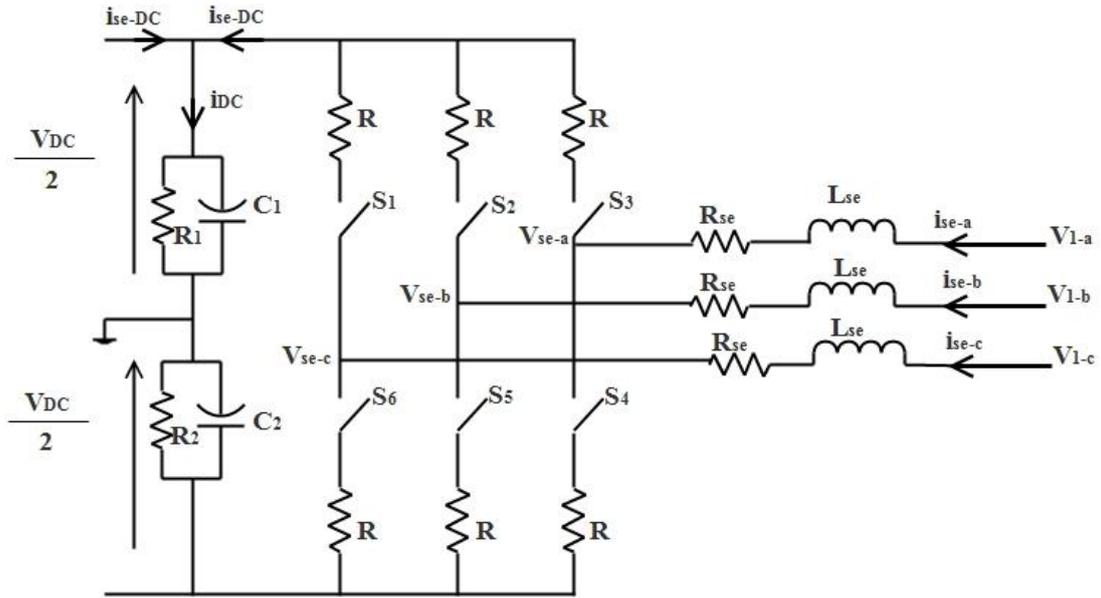


Figure IV.2 : Convertisseur maitre de l'IPFC

La relation entre le courant et les tensions côté alternatif de la phase a est donnée par l'expression (4.8) ci-dessous :

$$L_{se} \frac{di_{se-a}}{dt} + R_{se} i_{se-a} = V_{1-a} - V_{se-a} \quad (4.8)$$

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

Pour $k = \{1, 2, 3\}$

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

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

De ce fait, la tension V_{se-a} s'écrit sous la forme (4.9) :

$$V_{se-a} = R i_{se-a} + w_k \frac{V_{DC}}{2} \quad (4.9)$$

En utilisant les expressions (4.8) et (4.9), nous obtenons l'expression (4.10) ci-dessous :

$$L_{se} \frac{di_{se-a}}{dt} + R_{se} i_{se-a} = V_{1-a} - R i_{se-a} - w_k \frac{V_{DC}}{2} \quad (4.10)$$

L'extension du résultat aux 2 autres phases permet d'avoir la relation (4.11) ci-dessous :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} = \frac{-(R_{se}+R)}{L_{se}} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{se}} \begin{bmatrix} V_{1-a} \\ V_{1-b} \\ V_{1-c} \end{bmatrix} - \frac{1}{L_{se}} \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (4.11)$$

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 :

$$i_{se-DC} = \frac{1}{2} [w_1 w_2 w_3] \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

La puissance active côté alternatif, P_{se-AC} s'écrit de la forme (4.13) ci-dessous :

$$P_{se-AC} = [i_{se-a} i_{se-b} i_{se-c}] \begin{bmatrix} V_{se-a} \\ V_{se-b} \\ V_{se-c} \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

Les expressions (4.9) et (4.13) permettent d'avoir la relation (4.14) ci-dessous :

$$P_{se-AC} = R i_{se-a}^2 + R i_{se-b}^2 + R i_{se-c}^2 + [i_{se-a} i_{se-b} i_{se-c}] \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (4.14)$$

La puissance fournie aux condensateurs par la partie série est donnée par l'expression (4.15) ci-dessous :

$$P_{se-AC} = V_{DC} i_{se-DC} \tag{4.15}$$

Tenant compte des expressions (4.12) et (4.14), on aura la relation (4.16) :

$$P_{se-AC} = [w_1 \ w_2 \ w_3] \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \tag{4.16}$$

La figure IV.3 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 de connexion du SSSC avec la ligne de transport [81].

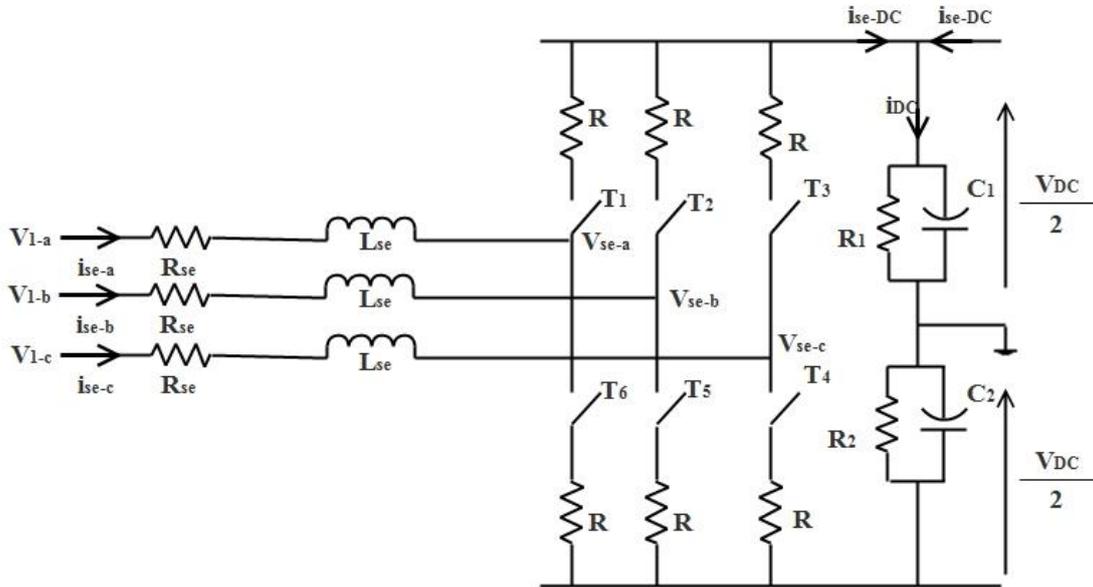


Figure IV.3 : Convertisseur esclave de l'IPFC

La relation (4.17) entre le courant et les tensions côté alternatif de la phase a est identique à la relation (4.8) donnée précédemment et ce à cause de la symétrie de la conversion :

$$L_{se} \frac{di_{se-a}}{dt} + R_{se} i_{se-a} = V_{1-a} - V_{se-a} \quad (4.17)$$

Les fonctions de commutation u_1 , u_2 et u_3 des trois bras du convertisseur série sont définies de la manière suivante :

Pour $k = \{1, 2, 3\}$

$$u_K = 1 \text{ si } T_K \text{ est fermé et } T_{K+2} \text{ est ouvert.}$$

$$u_K = -1 \text{ si } T_K \text{ est ouvert et } T_{K+2} \text{ est fermé.}$$

De ce fait, la tension V_{se-a} s'écrit sous la forme (4.18) suivante :

$$V_{se-a} = R i_{se-a} + u_k \frac{V_{DC}}{2} \quad (4.18)$$

En utilisant les équations (4.17) et (4.18), nous obtenons la relation (4.19) ci-dessous :

$$L_{se} \frac{di_{se-a}}{dt} + R_{se} i_{se-a} = V_{1-a} - R i_{se-a} - u_k \frac{V_{DC}}{2} \quad (4.19)$$

L'extension de la relation (4.19) aux autres phases permet d'avoir la relation (4.20) ci-dessous :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} = \frac{-(R_{se}+R)}{L_{se}} \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{se}} \begin{bmatrix} V_{1-a} \\ V_{1-b} \\ V_{1-c} \end{bmatrix} - \frac{1}{L_{se}} \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (4.20)$$

Côté continu, le courant est donné par la relation (4.21) ci-dessous :

$$i_{DC} = \frac{1}{2} C_1 \frac{dV_{DC}}{dt} + \frac{V_{DC}}{2R_1} \quad (4.21)$$

En prenant $C_1=C_2=2C$ et $R_1=R_2=0.5r_c$, l'expression (4.21) s'écrit sous la forme (4.22) ci-dessous :

$$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{i_{DC}}{C} - \frac{V_{DC}}{r_c C} \quad (4.22)$$

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 (4.23) ci-dessous :

$$i_{se-DC} = a_1 i_{se-a} + a_2 i_{se-b} + a_3 i_{se-c} \quad (4.23)$$

Pour l'alternance négative, le courant i_{se-DC} est donné par l'expression (4.24) ci-dessous :

$$i_{se-DC} = -(a_1 i_{se-a} + a_2 i_{se-b} + a_3 i_{se-c}) \quad (4.24)$$

Ainsi la somme des deux expressions (4.23) et (4.24) donne :

$$2 * i_{se-DC} = (a_1 - a_2) i_{se-a} + (a_2 - a_4) i_{se-b} + (a_3 - a_6) i_{se-c} \quad (4.25)$$

Les fonctions de commande a_i et a_{i+3} sont complémentaires. Elles conduisent à :

$u_i = a_i - a_{i+3}$, d'où la relation (4.26) ci-dessous :

$$i_{se-DC} = [u_1 u_2 u_3] \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

La puissance active côté alternatif s'écrit sous la forme (4.27) :

$$P_{se-AC} = [i_{se-a} \ i_{se-b} \ i_{se-c}] \begin{bmatrix} V_{se-a} \\ V_{se-b} \\ V_{se-c} \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

Les expressions (4.26) et (4.27) permettent d'avoir la relation (4.28) ci-dessous :

$$P_{se-AC} = Ri_{se-a}^2 + Ri_{se-b}^2 + Ri_{se-c}^2 + [i_{se-a} \ i_{se-b} \ i_{se-c}] \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (4.28)$$

Tenant compte de l'équation (4.27), nous obtenons la puissance fournie aux condensateurs. Elle s'exprime par la relation (4.29) ci-dessous :

$$P_{se-AC} = V_{DC} i_{se-DC} = [u_1 u_2 u_3] \begin{bmatrix} i_{se-a} \\ i_{se-b} \\ i_{se-c} \end{bmatrix} \frac{V_{DC}}{2} \quad (4.29)$$

Les expressions des puissances données par les relations (4.16) et (4.29) respectivement dans la configuration maître et la configuration esclave sont établies avec l'hypothèse où il n'y pas de pertes de puissance dans les convertisseurs.

IV.5 Stratégie de commande

L'objectif global de la stratégie de contrôle SMES-IPFC est de pouvoir contrôler la puissance active et la puissance réactive à tous les niveaux. Le flux de puissance peut être réglé soit par commande d'angle d'amorçage des convertisseurs, soit par

commande de modulation de largeur d'impulsion (MLI) des convertisseurs à thyristors GTO. Cette dernière est considérée comme efficace pour réduire l'amplitude des harmoniques de courant alternatif. La stratégie de contrôle utilisée est basée sur l'ajustement en continu du cycle de fonctionnement d'un hacheur à associer au SMES et des angles d'amorçage du convertisseur de source de tension et ce pour maintenir constante la tension continue du condensateur de liaison [51].

IV.5.1 Découplage par compensation

Le schéma de la figure IV.4 ci-dessous est analogue au schéma de la figure IV.1. Les tensions aux extrémités de la ligne d'impédance $r + jL\omega$ parcourue par un courant i sont \bar{V} et \bar{V}' comme indiqué sur la figure. La tension de commande injectée dans la ligne est V_c . la relation analogue à la relation (IV.1) est donnée dans ce cas par la relation (IV.30) ci-dessous :

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = -\frac{r}{L}i_d + \omega \cdot i_q + \frac{1}{L}(V_d - V_{cd} - V'_d) \\ \frac{di_q}{dt} = -\frac{r}{L}i_q - \omega \cdot i_d + \frac{1}{L}(V_q - V_{cq} - V'_q) \end{cases} \quad (4.30)$$

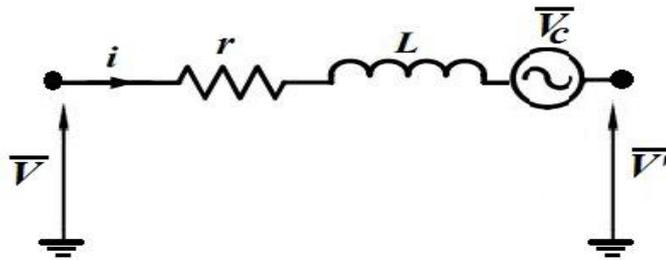


Figure IV.4 : Circuit comprenant la tension de commande V_c

On pose :

$$\begin{cases} X1 = \frac{1}{L}(V_d - V_{cd} - V'_d) \\ X2 = \frac{1}{L}(V_q - V_{cq} - V'_q) \end{cases} \quad (4.31)$$

Tenant compte des relations (4.31), les relations (4.30) peuvent s'exprimer sous la configuration d'un schéma en boucle ouverte donné par la figure IV.5 ci-dessous :

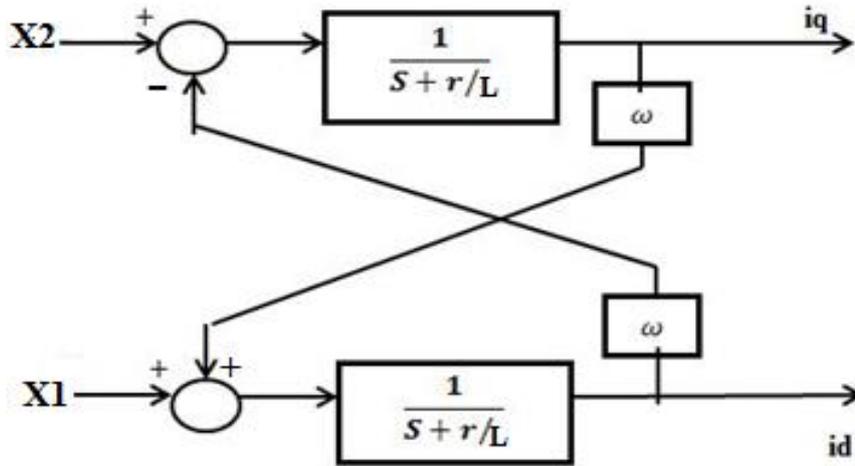


Figure IV.5 : Système en boucle ouverte

Le schéma bloc du système en boucle ouverte montre qu'il y a un couplage entre les deux courants i_d et i_q par l'interaction des signaux X1 et X2 [81-85]. L'injection des termes de couplage avec des signes opposés permet de rendre les deux axes d et q complètement indépendants. La méthode de découplage utilisée est dite découplage par compensation dite aussi Watt-Var. La figure IV.6 ci-dessous montre ce type de découplage.

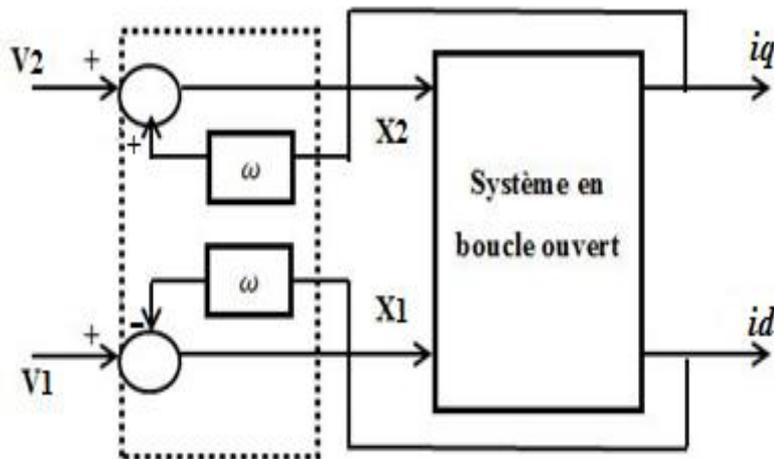


Figure IV.6 : Schéma de découplage.

V_1 et V_2 sont les sorties des régulateurs type PI analogique. Les courants de référence en fonction des puissances et des tensions sont tels que :

$$i_d^* = \frac{2}{3} \cdot \frac{(P^*V_d - Q^*V_q)}{V_d^2 + V_q^2} \quad (4.32)$$

$$i_q^* = \frac{2}{3} \cdot \frac{(P^*V_q - Q^*V_d)}{V_d^2 + V_q^2} \quad (4.33)$$

On peut donc sur cette base construire le schéma de commande indiqué par la figure IV.7 ci-dessous :

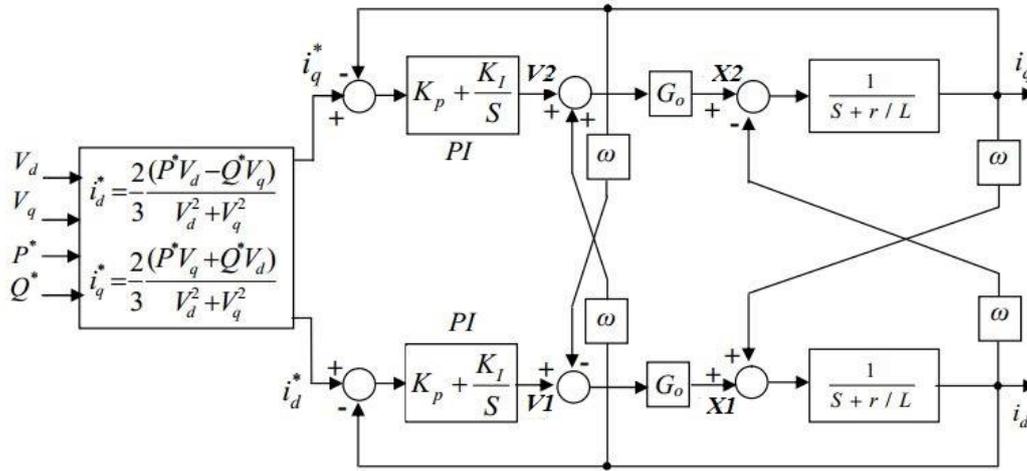


Figure IV.7 : Réglage du compensateur série avec découplage par la méthode Watt-Var.

Le courant dans le repère de Park i_p avec $p=d,q$ est de la forme (4.34) ci-dessous :

$$i_p = \varepsilon \frac{K_p S + K_I}{S} G_0 \frac{1}{S + r/L} \quad (4.34)$$

avec :

$G_0=1$: le gain d'amplification du convertisseur.

$$\varepsilon = (i_p^* - i_p) \quad (4.35)$$

i_p^* est courant de référence

Les expressions (4.34) et (4.35) permettent en tenant compte du découplage d'avoir suivant les axes d et q les relations (4.36) et (4.37) ci-dessous :

$$\frac{i_d}{i_d^*} = \frac{(K_p S + K_I) G_0}{S^2 + (\frac{r}{L} + K_p G_0) S + K_I G_0} \quad (4.36)$$

$$\frac{i_q}{i_q^*} = \frac{(K_p S + K_I) G_0}{S^2 + (\frac{r}{L} + K_p G_0) S + K_I G_0} \quad (4.37)$$

IV.5.2 Réglage des convertisseurs

Nous présentons ci-dessous les circuits de réglage analogique de l'IPFC [82-84]. Les figures IV.8 et IV.9 représentent les configurations des circuits de réglage des compensateurs esclave et maître respectivement.

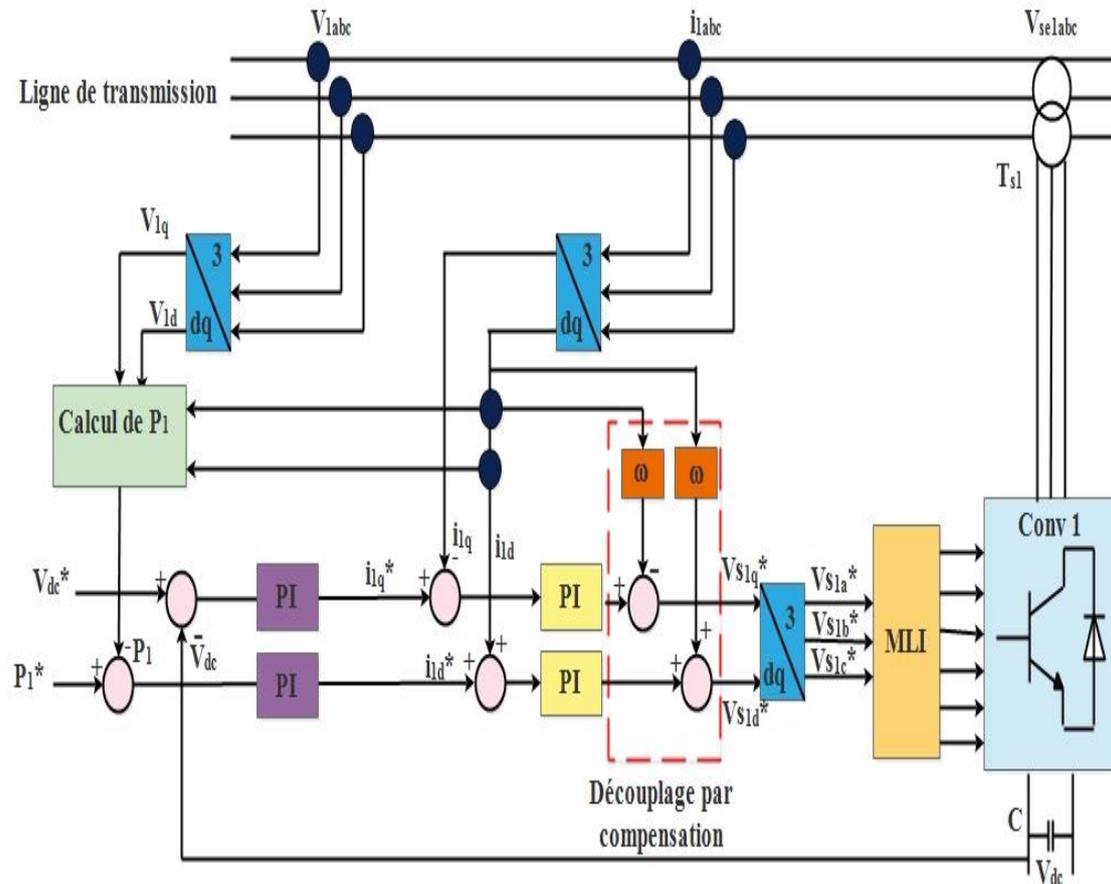


Figure IV.8 : Configuration du circuit du réglage du convertisseur série esclave

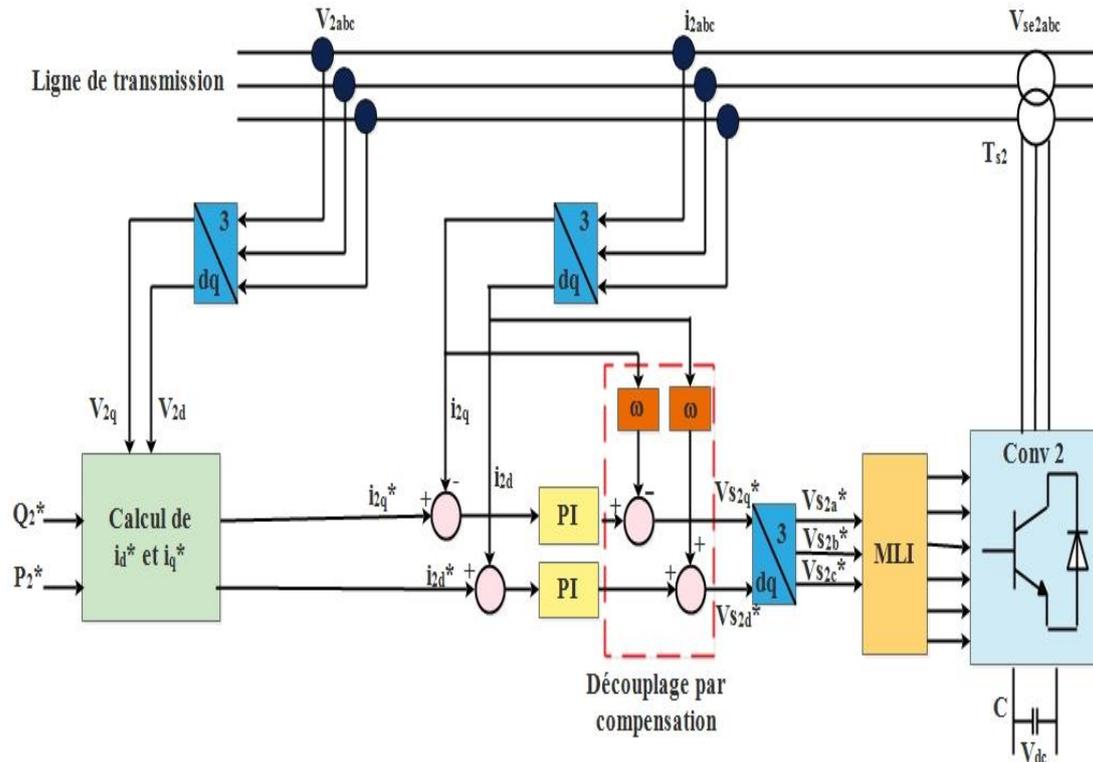


Figure IV.9 : Configuration du circuit de réglage du convertisseur série maître

Dans la configuration esclave, le convertisseur conv1 qui est branché sur la ligne de transmission à travers un transformateur série T_{s1} . Il est contrôlé par un dispositif à commande de modulation de largeur d'impulsion CMLI à l'aide des trois signaux de commande V_{s1a}^* , V_{s1b}^* et V_{s1c}^* . Le réglage des courants i_{s1d} et i_{s1q} se fait à l'aide des régulateurs Ri (type PI analogique). Les deux tensions dans le repère de Park sont les signaux de commande. Un bloc de découplage dit par compensation est utilisé pour découpler les courants et les puissances. Les régulateurs de puissance active transmise P_1 et de tension continue V_{dc} fournissent respectivement les courants de référence i_{s1d}^* et i_{s1q}^* .

Dans la configuration maître, le convertisseur conv2 est branché sur la ligne de transmission à travers un transformateur série T_{s2} . Il est aussi contrôlé par le dispositif CMLI à l'aide des trois signaux de commande V_{s2a}^* , V_{s2b}^* et V_{s2c}^* . Le réglage des courants i_{s2d} et i_{s2q} se fait à l'aide des régulateurs Ri (type PI analogique). Les deux tensions dans le repère de Park sont les signaux de commande. Le calcul des courants de référence est effectué à l'aide d'un algorithme à partir de la tension du réseau et des valeurs de consigne P_2^* et Q_2^* . Un bloc de découplage par compensation est également utilisé pour découpler les courants et les puissances.

L'équation caractéristique du système en boucle fermée du système de compensation est donnée par l'expression (4.38) :

$$D(S) = S^2 + \left(\frac{r}{L} + K_p G_0\right) S + K_I G_0 \quad (4.38)$$

En posant :

$$\frac{r}{L} + K_p G_0 = 2\zeta\omega_p \quad (4.39)$$

$$K_I G_0 = \omega_p^2 \quad (4.40)$$

L'équation caractéristique (4.38) s'écrit sous la forme (4.41) ci-après :

$$D(S) = S^2 + 2\zeta\omega_p S + \omega_p^2 \quad (4.41)$$

où

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

ω_p est la pulsation propre

Pour le dimensionnement du régulateur PI, on utilise la méthode de placement des pôles. Compte tenu des performances que l'on souhaite obtenir en dépassement D et en temps de montée t_m tels que $D = 0.01$ et $t_m = 0.1$ s, la pulsation propre doit être égale à 30rd/s ($\omega_p = \frac{3}{t_m}$). Sachant que $r=0.01pu$, $L=0.01pu$, $G_0=1$ et en utilisant les relations (4.39) et (4.40), on obtient :

$$K_p = \frac{(2\zeta\omega_p - \frac{r}{L})}{G_0} = 48.5$$

$$K_I = \frac{\omega_p^2}{G_0} = 900$$

La figure IV.10 montre le diagramme de Bode de la boucle de régulation de courant.

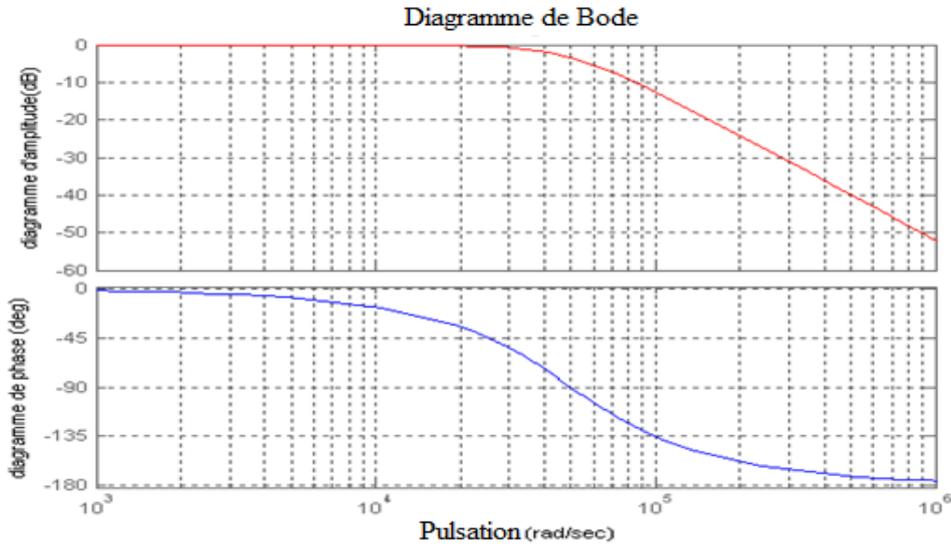


Figure IV.10 : Diagramme de Bode de la boucle de régulation des courants

Le diagramme de Bode montre que le critère de revers est vérifié ce qui permet de conclure que la boucle de réglage de courant parallèle présente une bonne stabilité.

La tension moyenne V_{dc} aux bornes du condensateur doit être maintenue à une valeur fixe. Les pertes de commutation du compensateur et la perturbation du réseau électrique sont les causes qui peuvent la modifier. La régulation de cette tension s'effectue en absorbant de la puissance réactive du réseau ou en la lui fournissant [82]. En négligeant les pertes de commutation dans le convertisseur, la relation entre la puissance absorbée par le convertisseur parallèle et la tension aux bornes du condensateur peut s'écrire sous la forme ci-après :

$$P_0 = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} C \cdot V_{dc}^2 \right) \quad (4.42)$$

La figure IV.11 montre la chaîne de régulation permettant le réglage de tension continue V_{dc} , V_{dc}^* étant la tension de référence [82].

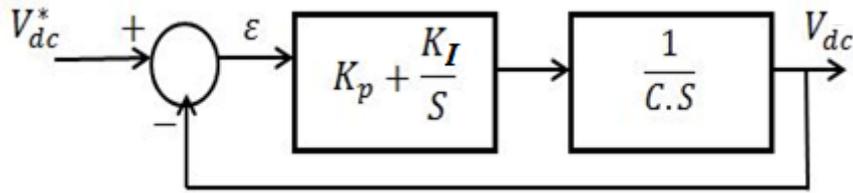


Figure IV.11 : Régulation de la tension continue

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée par la relation (4.43) :

$$\frac{V_{dc}}{V_{dc}^*} = \frac{\frac{K_p S + K_I}{C}}{S^2 + \frac{K_p S + K_I}{C}} \quad (4.43)$$

Qui peut se mettre sous la forme (4.44) :

$$\frac{V_{dc}}{V_{dc}^*} = \frac{\frac{K_p}{C} S + \omega_p^2}{S^2 + 2\zeta \omega_p S + \omega_p^2} \quad (4.44)$$

Avec :

$$\omega_p^2 = \frac{K_I}{C} \quad \text{et} \quad \zeta = \frac{K_p}{2} \sqrt{\frac{1}{C.K_I}}$$

Afin d'atténuer les fluctuations à 300 Hz, nous pouvons choisir la pulsation de coupure jusqu'à $\frac{2.\pi.300}{5}$. Un bon filtrage est obtenu pour $\omega_p=30$ rad/sec et pour une capacité $C=2.5\text{mF}$. Ceci induit les valeurs suivantes :

$$\zeta = 0.7$$

$$K_p=0.105$$

$$K_I=2.25.$$

La valeur obtenue pour ζ permet d'avoir un bon coefficient d'amortissement du système.

La figure IV.12 montre le diagramme de Bode du système de régulation de la tension continue et permet de voir que le système est stable car le critère de Bode est vérifié.

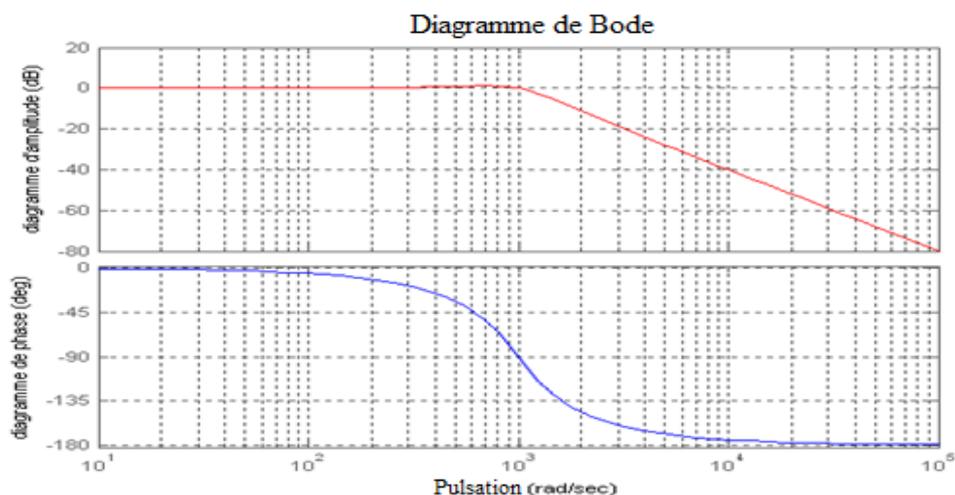


Figure IV.12 : Diagramme de Bode de la fonction de transfert des tensions

IV.5.3 Système de commande

La bobine SMES étant un dispositif à courant continu, il est donc nécessaire de lui associer un hacheur afin de réduire les valeurs nominales du convertisseur de puissance globale et permettre une transition douce entre les modes charge et décharge de la bobine [86]. La figure IV.13 donne le schéma de la configuration utilisée permettant l'association SMES- hacheur [78-11].

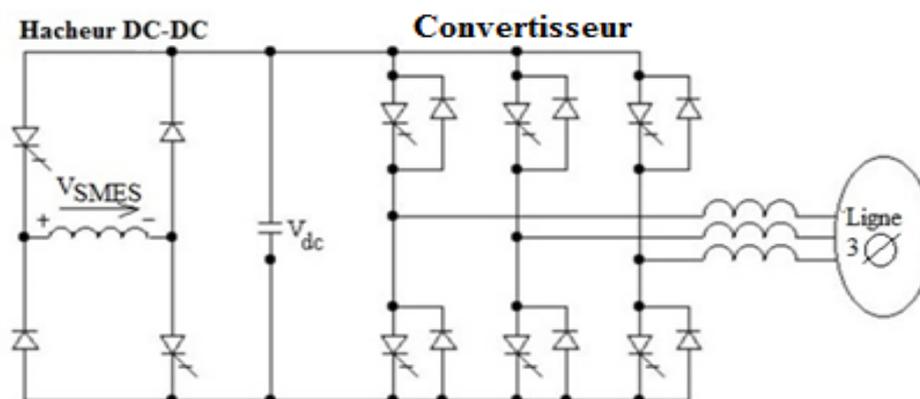


Figure IV.13 : Configuration convertisseur-hacheur pour SMES

La durée de conduction D des thyristors GTO pendant la période de commutation permet de décrire l'état de la bobine supraconductrice comme indiqué ci-dessous :

Condition	Etat
$D < 0.5$	La bobine se décharge
$D = 0.5$	La bobine est en veille
$D > 0.5$	La bobine se charge

L'introduction du hacheur permet donc d'avoir les relations (4.45) et (4.46) ci-dessous :

$$V_{SMES} = [1 - 2D]V_{dc} \quad (4.45)$$

$$I_{dc} = [1 - 2D]I_{SMES} \quad (4.46)$$

où :

V_{SMES} est la tension moyenne à travers la bobine SMES,

I_{SMES} est le courant de la bobine,

V_{dc} est la tension aux bornes du condensateur,

I_{dc} est le courant continu moyen du convertisseur.

Les thyristors GTO ont une faible capacité de fréquence de commutation qui nécessite des configurations de convertisseur multi-impulsions. La bonne performance des transistors IGBT due à leur fréquence de commutation élevée et à leur possibilité d'utilisation dans des applications à puissance élevée conduisent à une conception alternative de hacheur. Au lieu d'avoir un hacheur à thyristors GTO basse fréquence à 3 phases, un hacheur à transistor IGBT peut être envisagé car sa fréquence de commutation supérieure à celle des interrupteurs à base de thyristors GTO. D'autre part, ils ne nécessitent pas configuration multiphase donc le dispositif sera monophasé. Le hacheur à deux niveaux quatre quadrants utilisé dans ce travail est exploité selon les quatre sous-topologies présentées à la figure IV.14. Une approche alternative peut être de remplacer ce hacheur par un autre à trois niveaux [87]. La bobine SMES est chargée ($V_{smes} > 0$) lorsque les sous-topologies I, III et IV

sont actives et est déchargée ($V_{smes} < 0$) lorsque les sous-topologies II, III et IV sont actives.

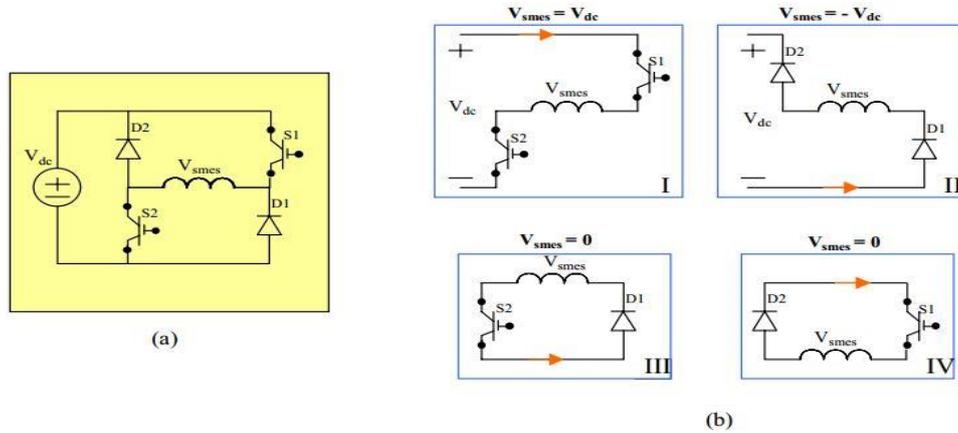


Figure IV.14 : Hacheur monophasé à deux niveaux

L’hacheur présenté dans le circuit SMES est commuté en fonction du besoin de charge ou de décharge. Le cycle de service est contrôlé par un régulateur PI simple tel qu’indiqué dans la figure IV.15 [88]:

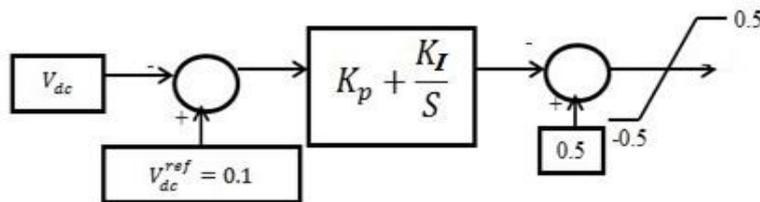


Figure IV.15 : Contrôleur PI pour le contrôle du cycle d’amorçage

IV.6 SMES-IPFC en mode couplé

Les performances dynamiques de la combinaison SMES-IPFC en mode couplé proposées sont évaluées à l’aide de simulations numériques réalisées dans l’environnement Matlab / Simulink à l’aide de SimPowerSystems. Le système d’essai utilisé pour évaluer cette approche de contrôle est le système mono-machine à

puissance infinie dit aussi SMIB (Single Machine Infinite Bus) tel que montré par la figure. IV.16. Le dispositif SMES-IPFC est installé au niveau du jeu de barres B1.

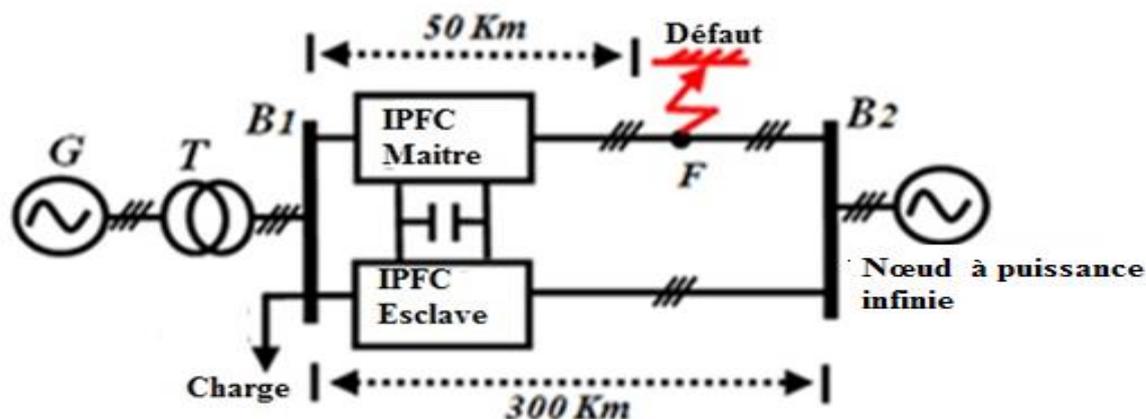


Figure IV.16 : Système étudié

Les données du système sont données dans les tableaux IV.1, IV.2, IV.3 et IV.4, avec comme grandeurs de base du réseau $S_b=1000\text{MVA}$ et $U_b= 500\text{kV}$ [80].

Tableau IV.1 : Caractéristiques du générateur

Donnée	Valeur
Puissance nominale S_n (MVA)	2100
Tension nominale V_n (kV)	13.8
Réactance de fuite X_l (p.u)	0.17
Réactance synchrone directe X_d (pu)	1.305
Réactance transitoire directe X_d' (pu)	0.296
Réactance subtransitoire directe X_d'' (pu)	0.474
Réactance synchrone transversale X_q (p.u)	0.243
Réactance transitoire transversale X_q' (p.u)	0.18
Réactance subtransitoire transversale X_q'' (p.u)	0.012
Constante de temps transitoire d'axe d T_{do} (s)	1.01
Constante de temps subtransitoire d'axe d T_{d0}'' (s)	0.053
Constante de temps transitoire d'axe q T_{qo} (s)	0.1
Constante de temps subtransitoire d'axe q T_{q0}'' (s)	0.01
Constante d'inertie H (s)	3.7

Le transformateur a le primaire en triangle et le secondaire en étoile relié à la terre donc de couplage Δ/Yg Ses caractéristiques sont données dans le tableau IV.2 ci-dessous :

Tableau IV.2 : Caractéristiques du transformateur

Donnée	Valeur
Puissance nominale (MVA)	2100
Tension nominale primaire/secondaire (kV)	13.8/500
Résistance primaire/secondaire (pu)	0.002/0.002
Inductance primaire/secondaire (pu)	0/0.12
Résistance de magnetization	500
Réactance de magnetization	500

Tableau IV.3 : Caractéristiques de la ligne double terre

Donnée	Valeur
Longueur (km)	300
Résistance (Ω /km)	0.02546
Inductance (mH/km)	0.9337
Capacitance (nF/km)	12.74

Tableau IV.4 : Caractéristiques de la charge

Donnée	Valeur
Puissance active (MW)	800
Puissance réactive (MVAR)	200

Le défaut simulé est un court-circuit triphasé avec liaison à la terre comme le montre la figure V.16 ci-dessus. Il est appliqué au point F distant de 50km du nœud B1 à $t=1s$.

Le comportement des caractéristiques du réseau muni uniquement de la régulation conventionnelle quand il est perturbé est montré dans les figures IV.17, IV.18 et IV.19 où T_d désigne la durée du défaut. Elles montrent que le système garde sa stabilité pour une durée de défaut égale à 346ms (courbes en bleu) mais au-delà de cette durée, la stabilité est perdue (courbes en rouge). Le temps critique d'élimination du défaut est donc 346ms : temps défini comme étant la durée maximale du défaut permettant au réseau de rester stable ou de retrouver un nouvel état d'équilibre.

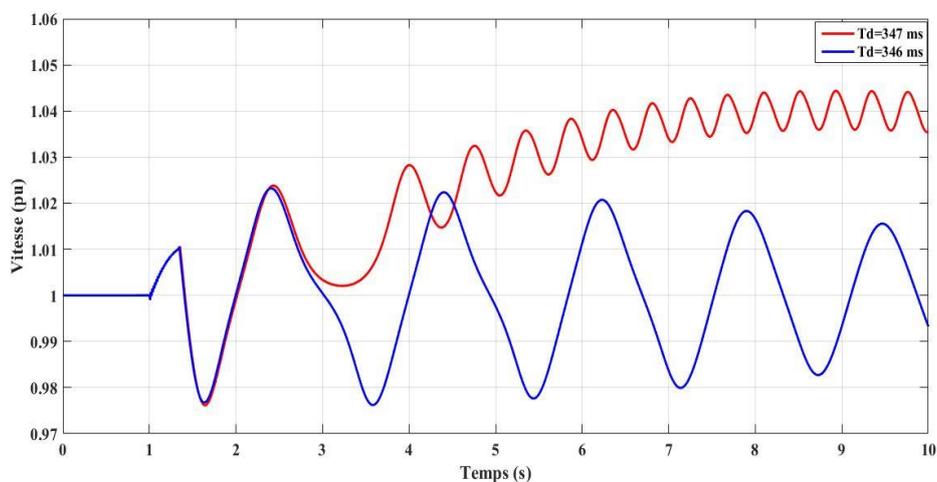


Figure IV.17 : Vitesse du rotor

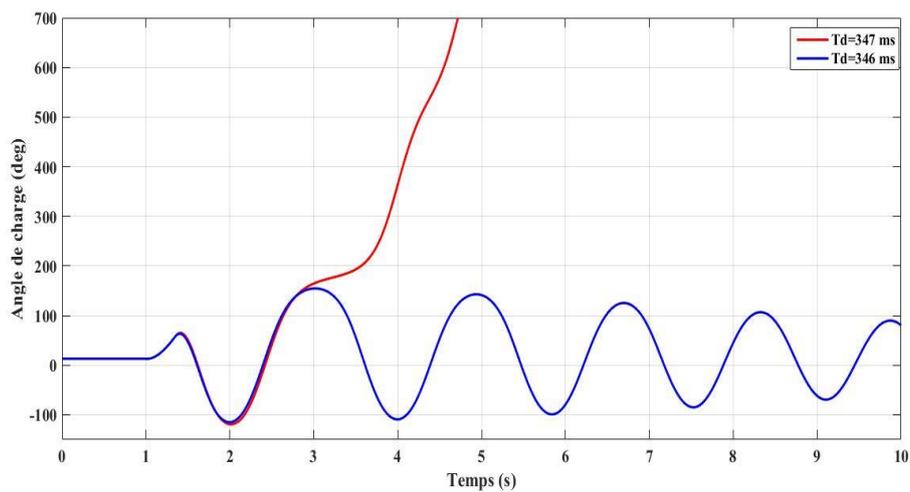


Figure IV.18 : Angle de charge

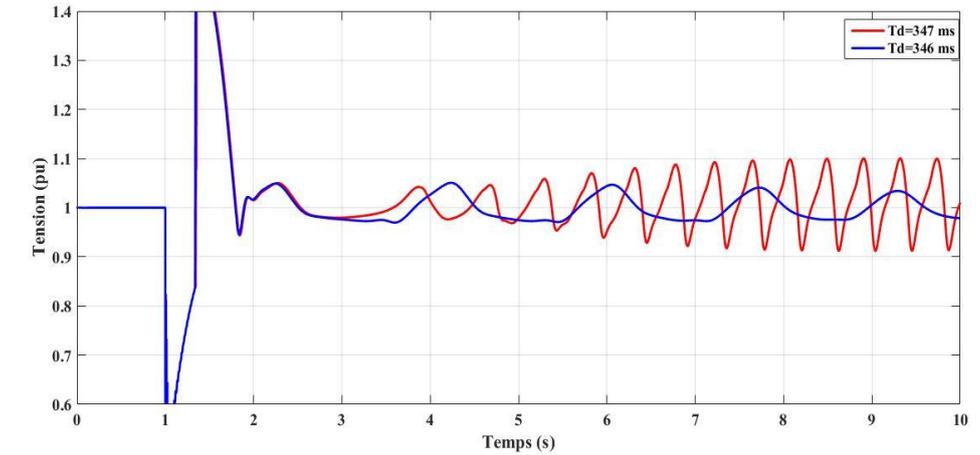


Figure IV.19 : Tension à la sortie du générateur

Pour évaluer les performances des dispositifs IPFC et SMES-IPFC, nous simulons le comportement du réseau en l'absence de toute régulation conventionnelle mais muni successivement de l'IPFC puis du SMES-IPFC, le défaut étant le même que précédemment mais avec une durée supérieure à 346ms. La durée de défaut retenue pour ces simulations est égale 370ms. Les résultats obtenus et montrant le comportement des caractéristiques vitesse, angle de charge et tension sont indiqués respectivement dans les figures IV.20, IV.21 et IV.22. Les courbes en rouge et les courbes en bleu montrent l'influence de l'IPFC seul et celle de la combinaison SMES-IPFC respectivement. Nous remarquons la bonne performance de l'IPFC par rapport à la régulation conventionnelle puisque seul il permet de maintenir la stabilité du réseau pour une durée de défaut supérieure à celle que permettait la régulation conventionnelle et qui était limitée à 346ms. L'introduction du SMES comme élément de stockage de l'IPFC (combinaison SMES-IPFC) permet d'améliorer les possibilités d'amortissement des oscillations comme montré par les courbes en bleu. On note également que le temps de réponse du système régulateur est réduit quand le SMES est introduit.

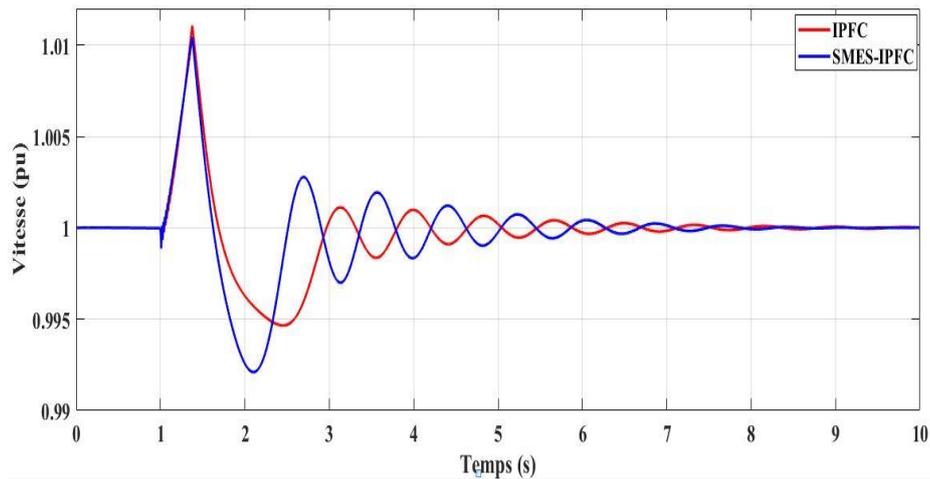


Figure IV.20 : Vitesse du rotor ($T_d=370s$)

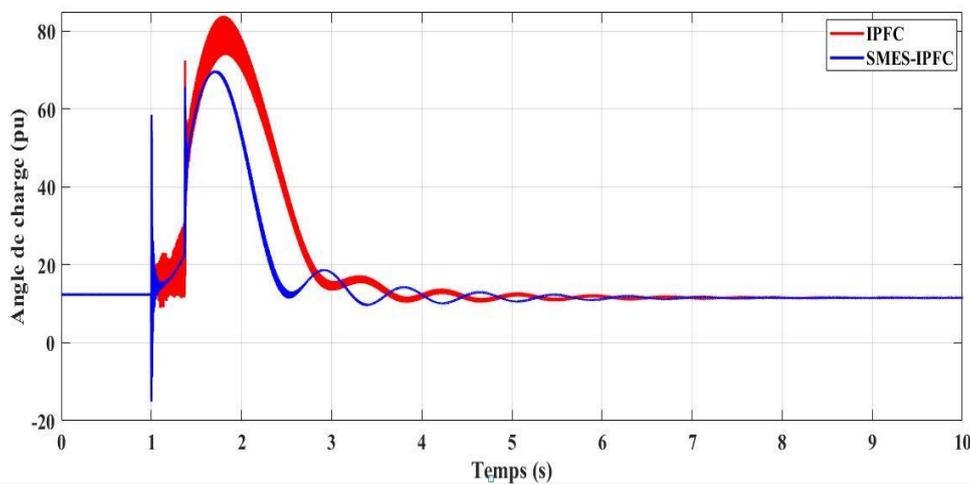


Figure IV.21 : Angle de charge ($T_d=370s$)

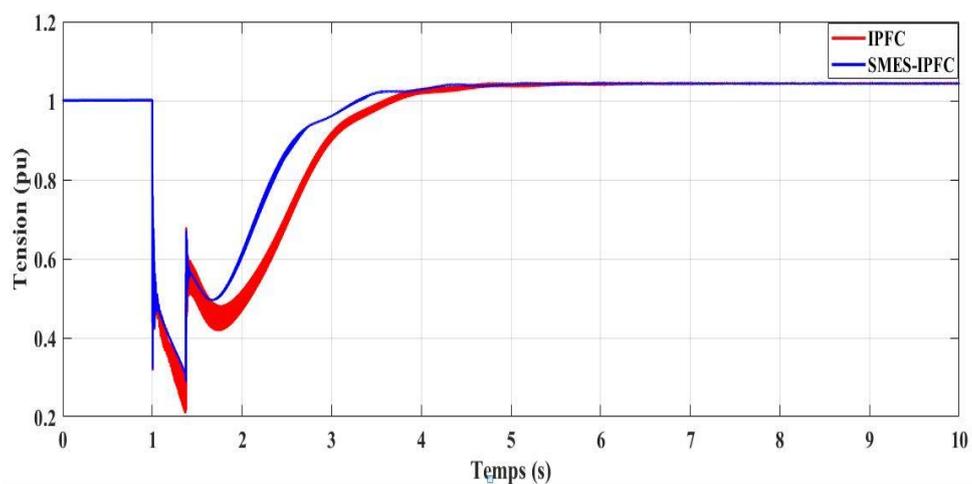


Figure IV.22 : Tension à la sortie du générateur ($T_d=370s$)

Pour distinguer la qualité de la performance du système de régulation combinant le SMES et l'IPFC, nous avons augmenté la durée de défaut. Pour une durée de défaut égale à 371ms, l'IPFC seul ne maintient plus la stabilité contrairement à la combinaison SMES-IPFC. Les figures IV.23, IV.24, IV.25 montrent le comportement des caractéristiques de la machine quand la durée de défaut est égale à 380ms. La combinaison SMES-IPFC permet de garder la stabilité du réseau au-delà de cette durée égale à 380ms.

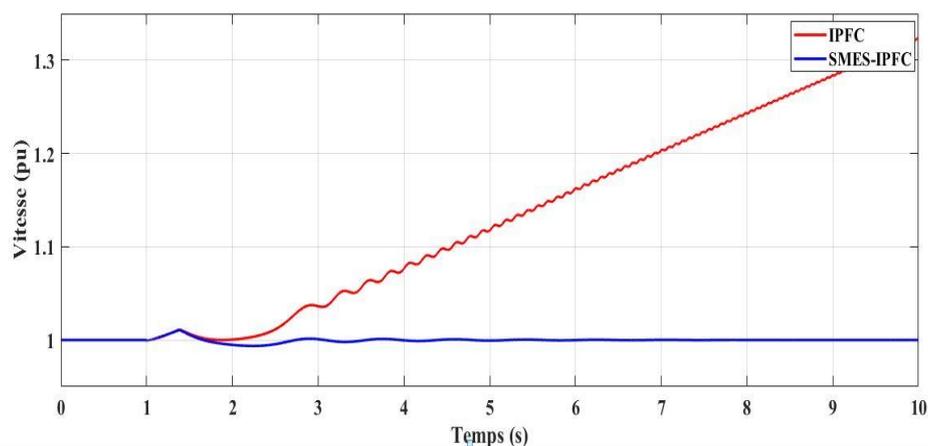


Figure IV.23 : Vitesse du rotor ($T_d=380s$)

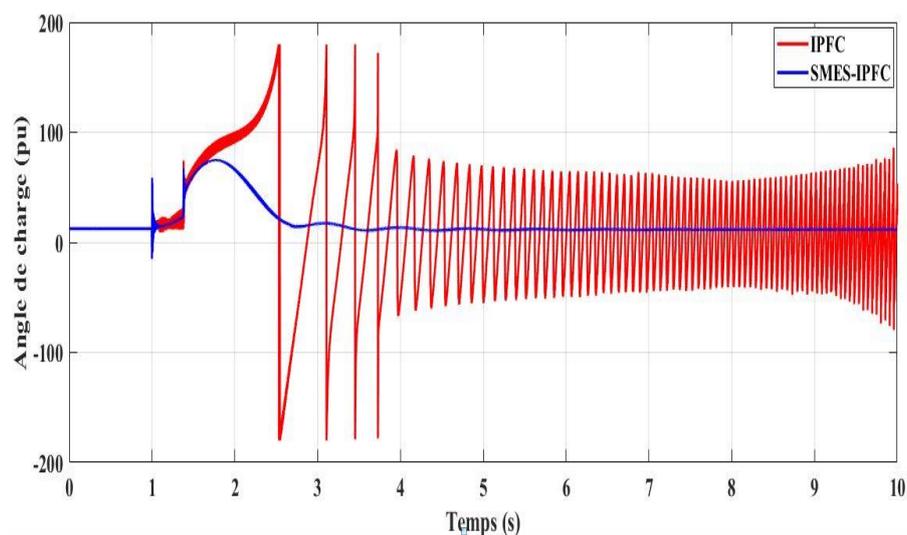


Figure IV.24 : Angle de charge ($T_d=380s$)

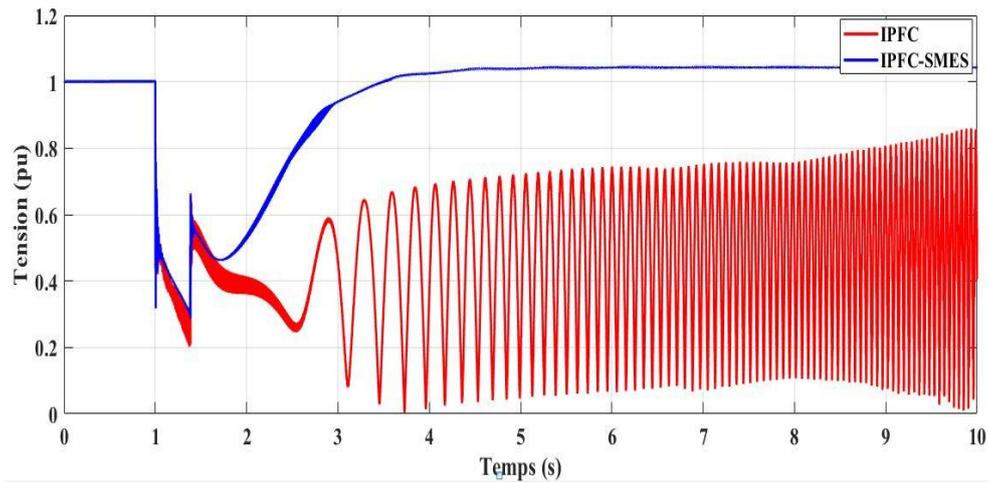


Figure IV.25 : Tension à la sortie du générateur ($T_d=380s$)

Au-delà de 370ms de durée de défaut, l'IPFC seul avec sa liaison DC ordinaire ne peut pas maintenir la stabilité du réseau mais l'incorporation de l'unité SMES comme élément de stockage contribue grandement au maintien de la stabilité. L'unité SMES agit comme un amortisseur efficace absorbant ou libérant l'énergie selon les besoins du réseau en régime perturbé. La combinaison SMES-IPFC est alors capable d'amortir les oscillations en peu de temps et de réduire considérablement l'amplitude des pulsations sur la fréquence.

La figure IV.26 montre le comportement de la tension continue de l'IPFC quand celui-ci est muni de sa liaison DC classique (courbe en rouge) et quand celle-ci est remplacée par le SMES (courbe en bleu). La tension de référence est 1pu (courbe en vert). La courbe bleue montre clairement la bonne performance obtenue en utilisant le SMES.

Les figures IV.27 et IV.28 montrent les comportements de l'injection de tension obtenues respectivement par le convertisseur maître et le convertisseur esclave de l'IPFC dans les deux configurations : IPFC seul (courbes rouges) et la combinaison SMES-IPFC (courbes bleues). Les courbes bleues montrent l'efficacité de la combinaison SMES-IPFC sur le système. La réponse du système est rapide et stable.

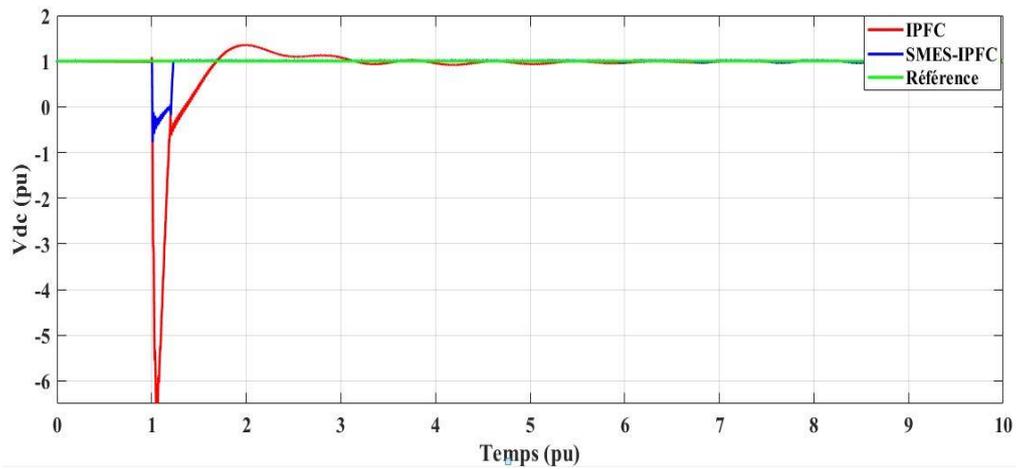


Figure IV.26 : Tension V_{dc} de l'IPFC

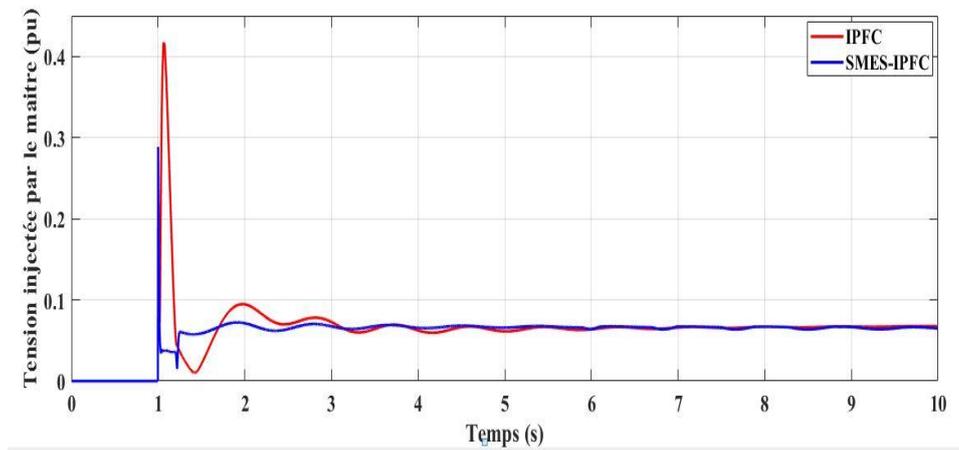


Figure IV.27: Tension injectée par le convertisseur maître

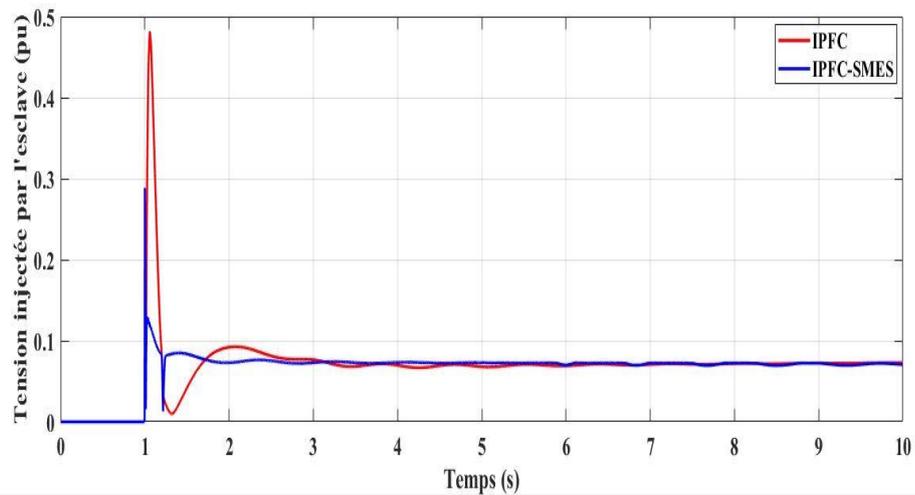


Figure IV.28 : Tension injectée par le convertisseur esclave

La figure IV.29 montre la variation de courant dans la bobine SMES de stockage qui est fonction de l'échange de puissance entre le SMES et l'IPFC dans la combinaison utilisée. On remarque qu'il n'y a aucun échange avant 1s car le réseau n'est pas perturbé avant 1s. Le courant de court-circuit est simulé au-delà de $t=1s$ et le cycle d'amorçage est maintenu constant à 0.5 et le courant SMES est également maintenu constant. Pendant la période dynamique, l'unité SMES libère l'énergie au système pour contribuer à sa stabilisation, le cycle d'amorçage change entre 1 et 0 pour effectuer la charge ou la décharge de la bobine SMES. Lorsque le système revient à son état stable, le cycle est de nouveau égal à 0.5 et le courant dans le SMES est maintenu à nouveau constant.

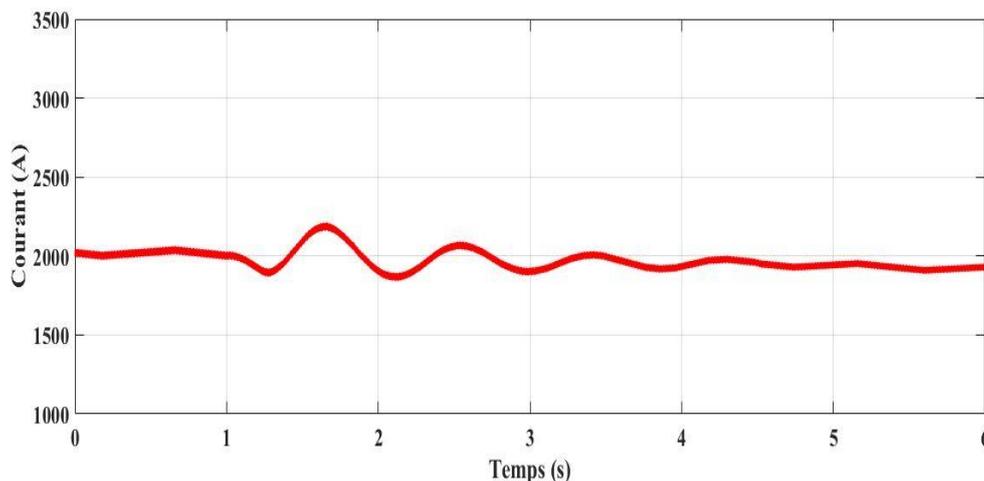


Figure IV.29 : Courant du SMES

IV.6 Conclusion

Nous avons montré que l'influence de la combinaison SMES-IPFC sur un réseau perturbé est très bénéfique sur sa stabilité. L'IPFC seul avec sa liaison de stockage conventionnel est assez limité en performance dans le maintien de la stabilité. Cependant, quand son système de stockage est remplacé par le SMES, la marge de stabilité augmente notablement car le temps critique d'élimination du défaut croît assez vite permettant au système de garder sa stabilité pour des temps d'élimination de défaut qui, sans le SMES, lui auraient été néfastes.

CHAPITRE V

Application de la Combinaison

SMES-IPFC

V.1 Introduction

Dans ce chapitre, on examine l'impact du dispositif SMES-IPFC en mode découplé et en mode couplé sur le réseau 3 machines-9 nœuds. L'étude sera menée sur le réseau en régime sain et en régime perturbé par un court-circuit triphasé en liaison avec la terre. En mode couplé, le SMES remplace le dispositif de stockage conventionnel de l'IPFC. L'impact de la taille du SMES dans le réglage est aussi évalué.

V.2 Etude du système en mode découplé

Les deux dispositifs FACTS sont utilisés chacun dans un régime différents du réseau : l'IPFC en régime sain et le SMES en régime perturbé et leurs performances évaluées dans chacun de ces régimes.

La figure V.1 ci-dessous illustre un découplage des dispositifs FACTS dans le réseau 3machines-9noeuds pris comme réseau test. Le SMES est connecté au nœud 2 et l'IPFC installé dans le poste du nœud 4 pour agir sur les lignes 5 et 6. C'est une configuration parmi d'autres.

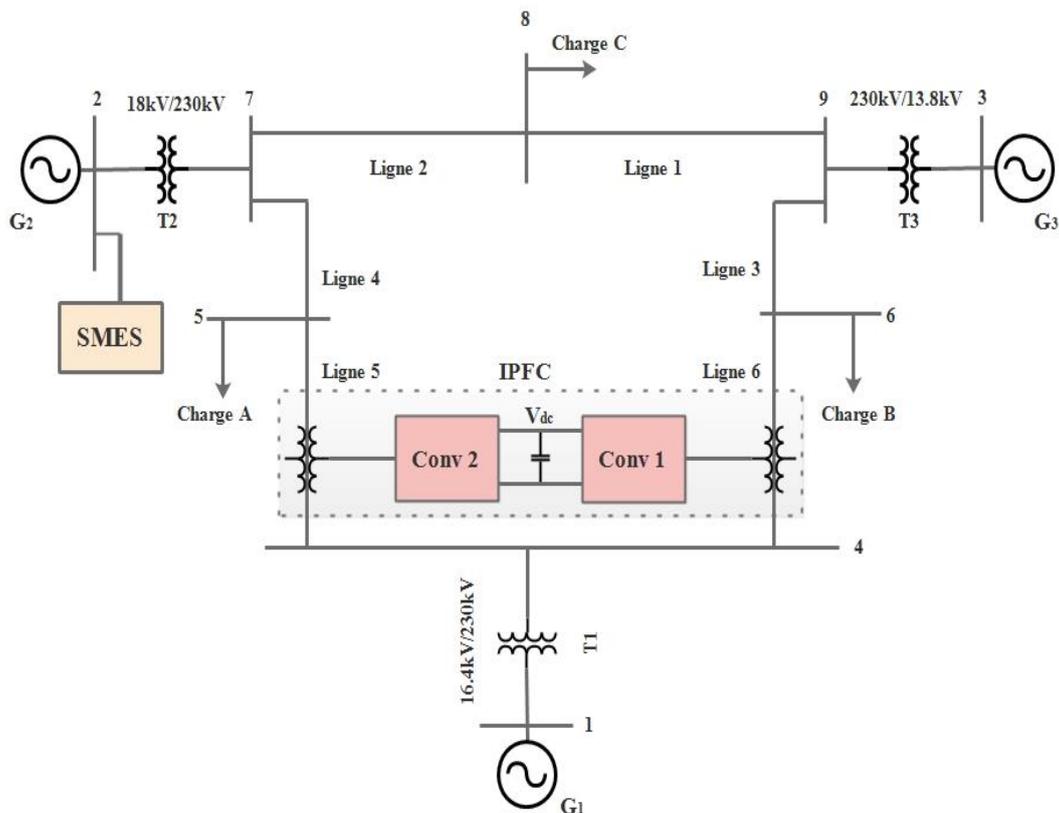


Figure V.1 : Réseau test

V.2.1 Performance de l'IPFC

La circulation de puissance dans le réseau est telle qu'indiquée par la figure V.2 ci-dessous :

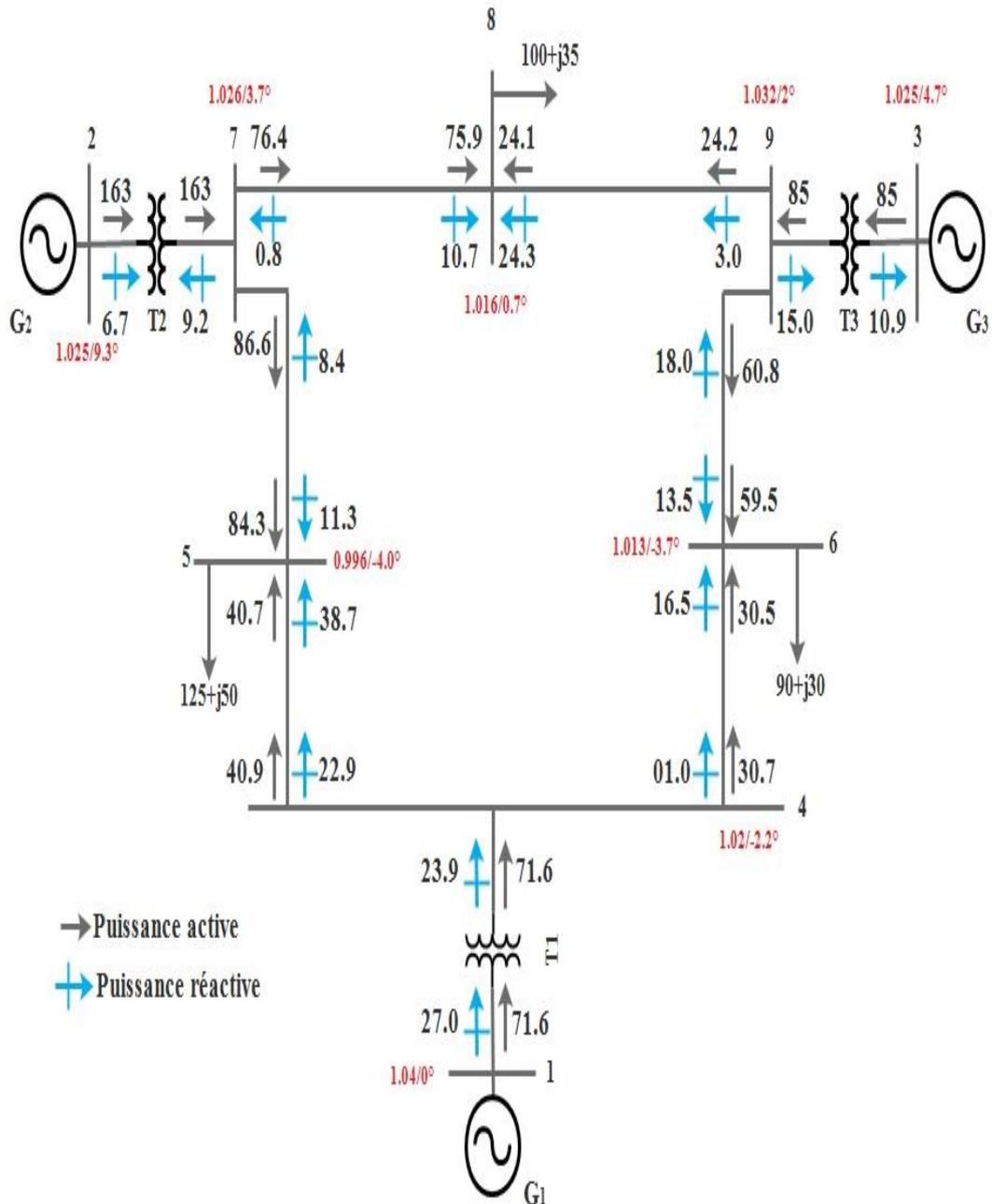


Figure V.2 : Load flow sans IPFC

Les paramètres de réglage de l'IPFC sont indiqués dans le tableau V.1 ci-dessous :

Tableau V.1 : Paramètres IPFC

	Convertisseur 1	Convertisseur 2
P_{ref} (pu)	0.30	0.55
Q_{ref} (pu)	0.21	/
V_{semin} (pu)	0.005	0.005
V_{semax} (pu)	0.3	0.3

L'introduction de l'IPFC au nœud 9 pour commander les transits de puissances des lignes 1 et 3 permet d'avoir les résultats indiqués par la figure V.3

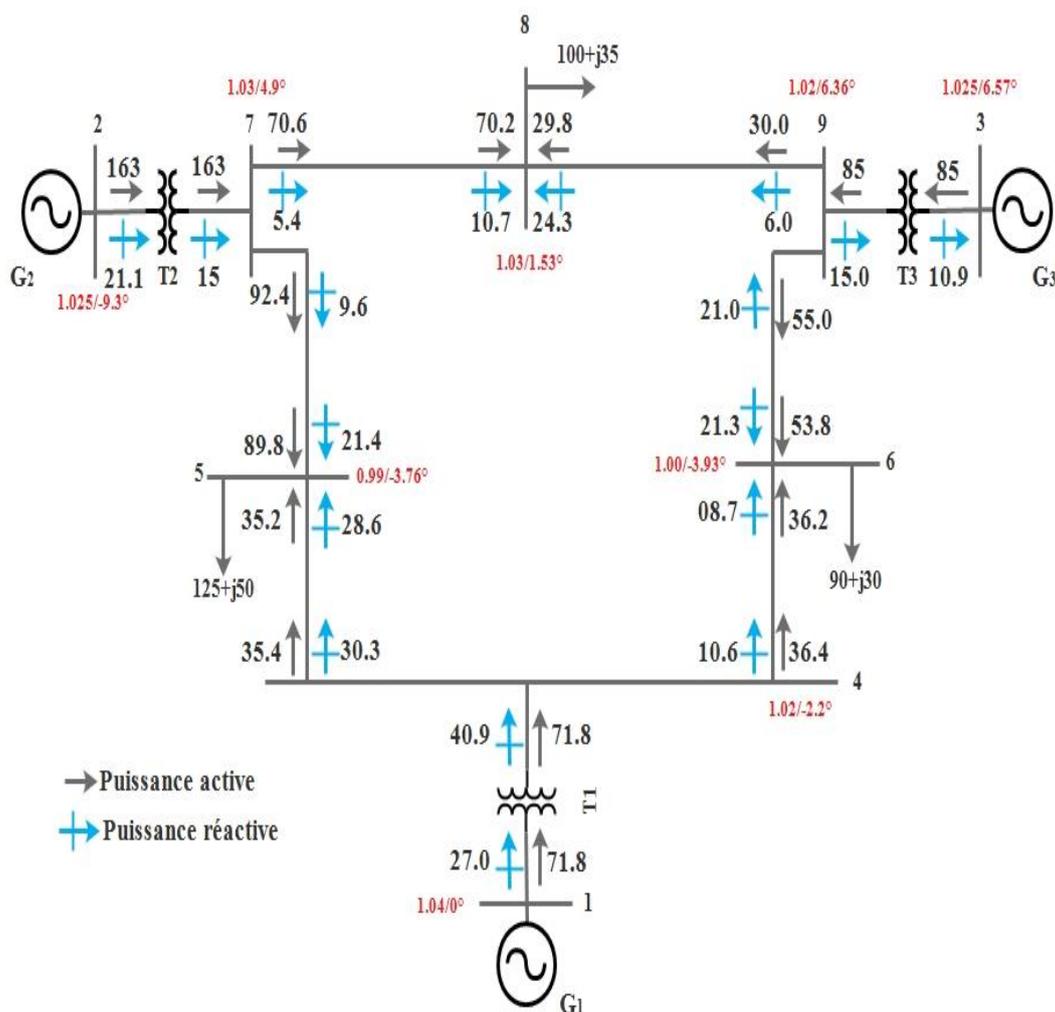


Figure V.3 : Load flow avec IPFC

Les résultats montrent que le plan de tensions reste dans l'intervalle autorisé. La figure V.3 montre que l'IPFC a déchargé la ligne 3 pour augmenter le transit de puissance de la ligne 1. Cette action de transfert de puissance de la ligne 3 à la ligne 1 est illustrée par la figure V.4 ci-dessous qui vérifie le bilan de puissances aux nœuds concernés.

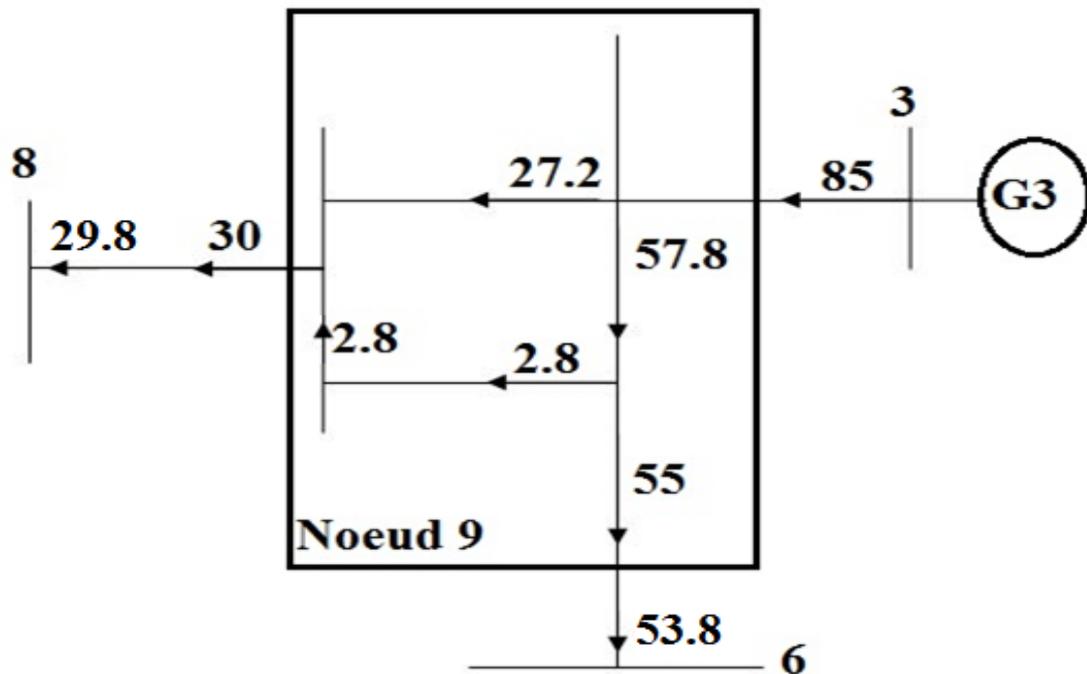


Figure V.4 : Commande du transit de puissance active par l'IPFC

La circulation de puissances en présence de l'IPFC montre qu'elle tient compte des puissances de référence retenues pour l'IPFC à savoir $P_{ref}=0.30pu=30MW$ et $Q_{ref}=0.21pu=21Mvar$.

Le profil de tensions du réseau indiqué dans la figure V.5 montre qu'avec ou sans IPFC, la tenue de tension dans l'intervalle $\pm 10\%$ est respectée.

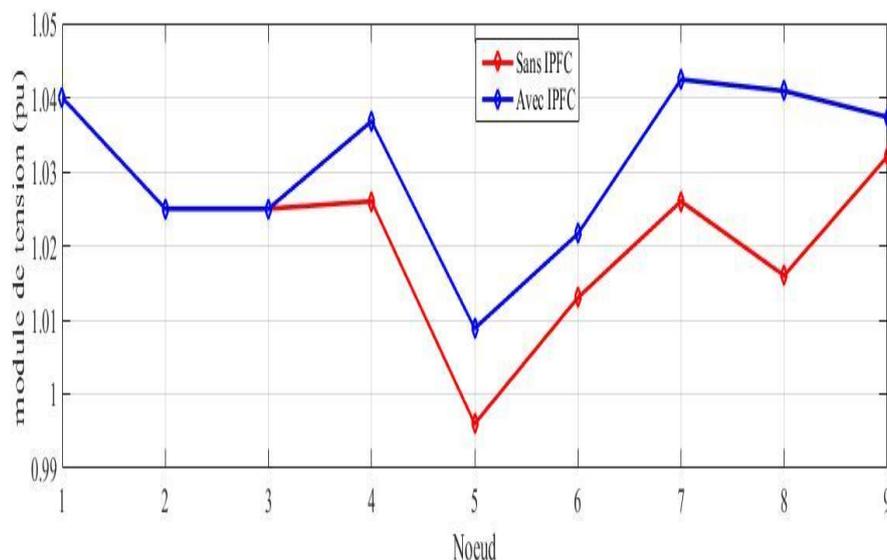


Figure V.5 : Modules des tensions des nœuds

Les tensions injectées par l'IPFC sont montrées en module et en phase par les figures V.6 et V.7 respectivement. On observe que le système se stabilise pratiquement à l'itération 10 avec les amplitudes des modules respectant l'intervalle $[0.005\text{pu}, 0.3\text{pu}]$ fixé dans le tableau V.1.

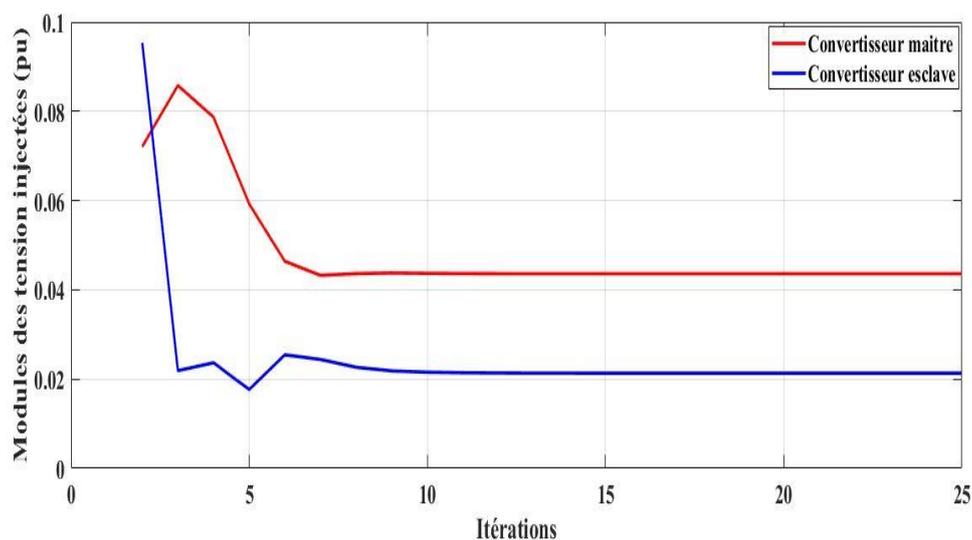


Figure V.6 : Modules des tensions séries injectées par l'IPFC

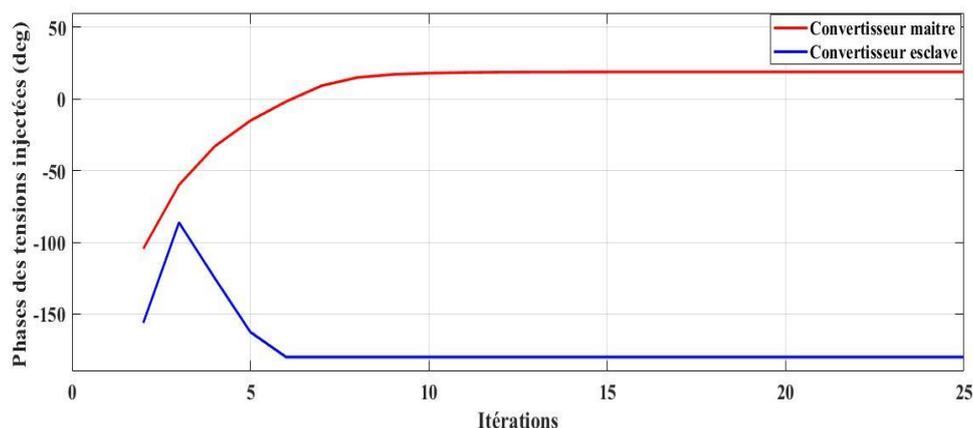


Figure V.7 : Phases des tensions séries injectées par l'IPFC

Le tableau V.2 ci-dessous montre l'évolution des pertes de puissance active dans le réseau en fonction de l'emplacement de l'IPFC. Nous avons considéré la même quantité à savoir 6MW à transférer d'une ligne à l'autre quelle que soit la position de l'IPFC. Les résultats obtenus pour les pertes de puissance active sont classés d'une manière croissante dans le tableau V.2. Ce classement nous permet de localiser l'IPFC d'une manière optimale si on se réfère au seul critère des pertes de puissance active.

Tableau V.2 : Evolution des pertes de puissance active avec IPFC

Nœud d'emplacement de l'IPFC	Ligne d'installation du convertisseur maître :	Ligne d'installation du convertisseur Esclave:	Perte de puissance active dans le réseau
9	Ligne 1	Ligne 4	4.624
5	Ligne 4	Ligne 5	5.326
6	Ligne 3	Ligne 6	5.597
7	Ligne 2	Ligne 4	7.478
8	Ligne 1	Ligne 2	9.721
4	Ligne 5	Ligne 6	22.760

V.2.2 Performance du SMES

L'étude de la performance du SMES est menée dans le cas d'une grande perturbation du réseau. Une simulation de court-circuit triphasé connecté à la terre est effectuée sur la ligne 4 et proche du nœud 7 à une distance égale au quart de la longueur de la ligne. Sachant que la position optimale du SMES doit être raccordée à la machine la plus perturbée, nous connectons le SMES au nœud 2. Le réseau est équipé de sa régulation conventionnelle avec les paramètres donnés dans le tableau III.4 du chapitre III. Les paramètres du SMES retenus pour sa bobine et ses fonctions de transfert liées au réglage de vitesse et de tension sont donnés ci-dessous :

$$L_{sm} = 0.15pu$$

$$T_{dc} = 0.02s$$

$$K_{ps} = 14$$

$$K_{vs} = 14$$

$$P_{smin} = -3 pu$$

$$P_{smax} = 3 pu$$

$$Q_{smin} = -3 pu$$

$$Q_{smax} = 3 pu$$

Les variations des caractéristiques des machines sont données dans les figures V.8 à V.16 et ce pour une durée de défaut égale à 200ms. Le défaut est appliquée à $t=0.2s$. Les résultats montrés par les figures représentent le comportement des caractéristiques du système quand il n'est équipé d'aucune régulation (courbes en rouge), quand il est équipé d'une régulation classique (courbes en bleu) et quand il est équipé d'une régulation classique renforcée du SMES connecté au nœud 2 (courbes en vert). L'influence du SMES est clairement établie et sa bonne performance montrée par les résultats en vert dans les figures et ce sur toutes les caractéristiques des machines que ce soient les angles, les vitesses ou les tensions.

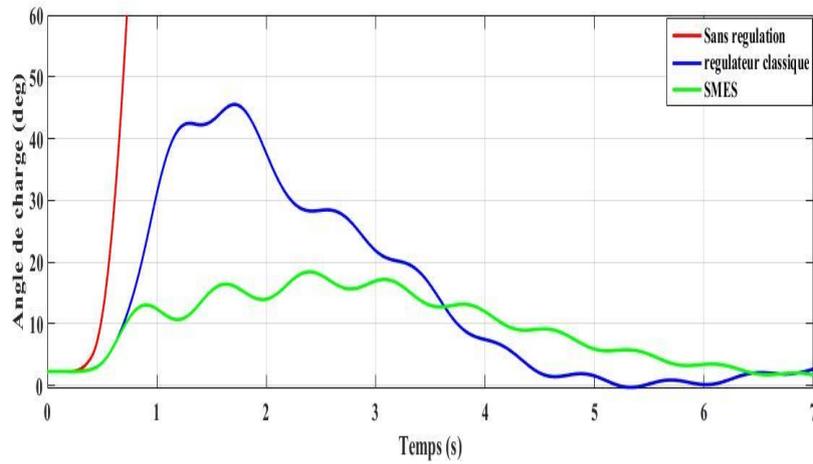


Figure V.8 : Variation de l'angle de charge de la machine 1

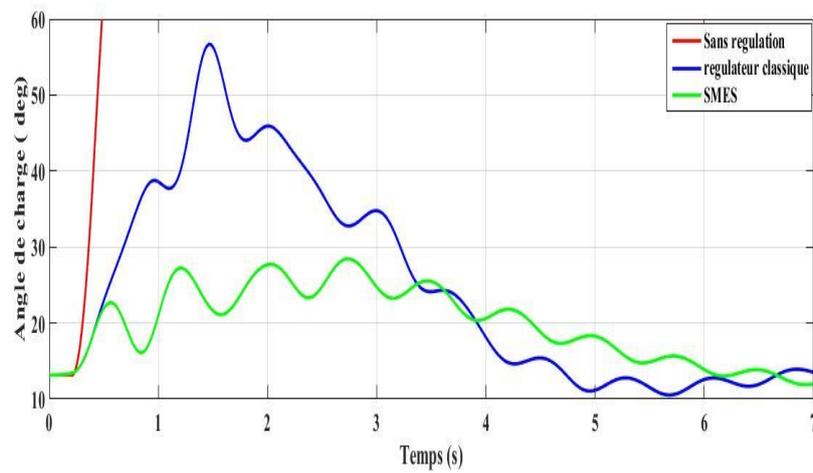


Figure V.9 : Variation de l'angle de charge de la machine 2

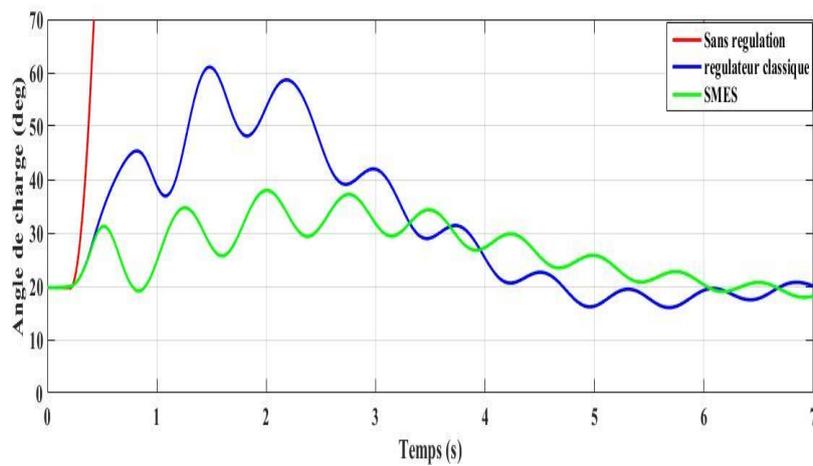


Figure V.10 : Variation de l'angle de charge de la machine 3

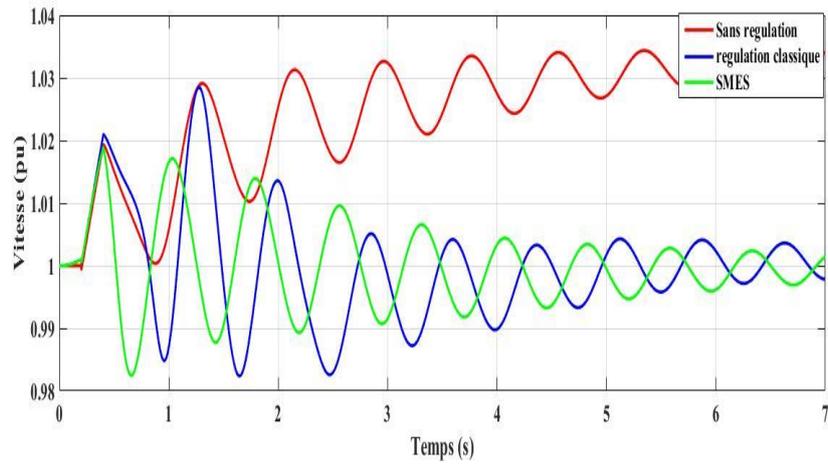


Figure V.11 : Variation de vitesse de la machine 1

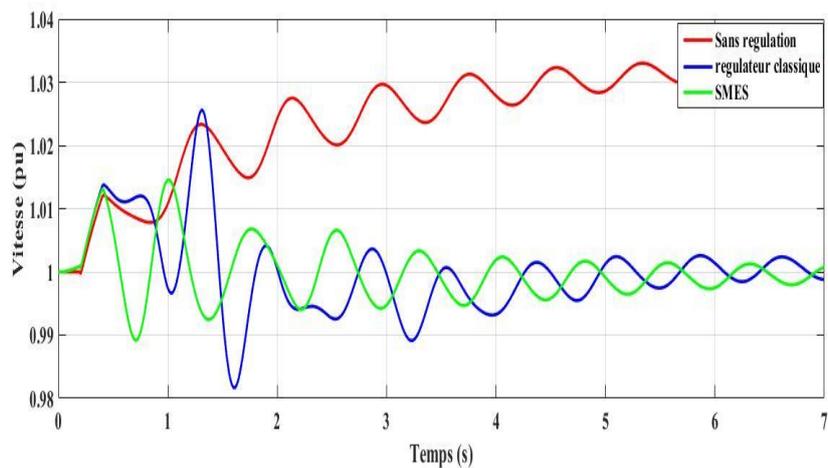


Figure V.12 : Variation de vitesse de la machine 2

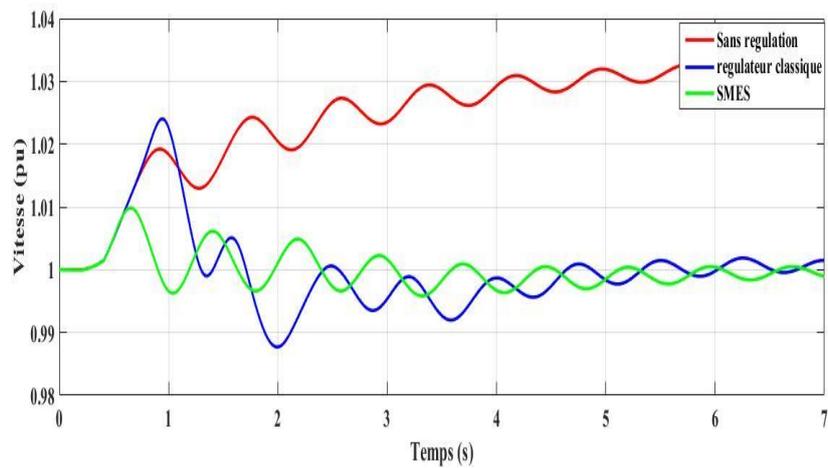


Figure V.13 : Variation de vitesse de la machine 3

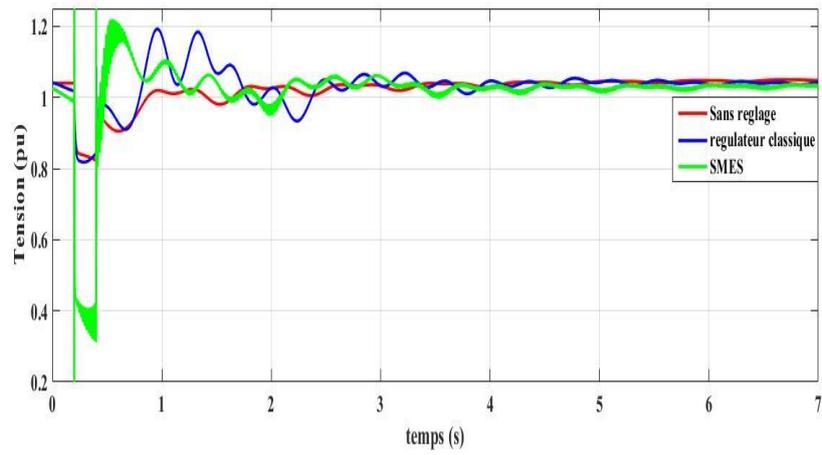


Figure V.14 : Variation de la tension de sortie de la machine 1

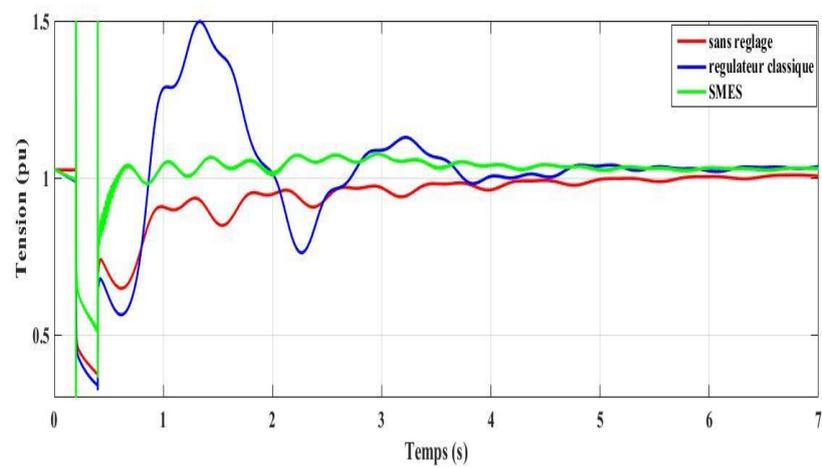


Figure V.15 : Variation de la tension de sortie de la machine 2

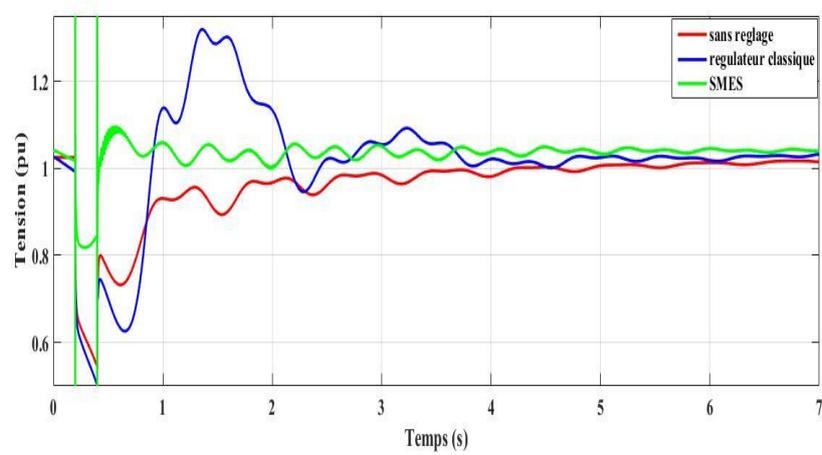


Figure V.16 : Variation de la tension de sortie de la machine 3

Les figures V.17 et V.18 représentent les puissances active P_{sm} et réactive Q_{sm} échangées entre le SMES et le réseau pour assurer la stabilité du système et ce selon les besoins du réseau. Au-delà de 4s, les oscillations de puissance sont fortement amorties entraînant la stabilité du réseau et aucun échange de puissances entre le réseau et le SMES comme le montrent les figures.

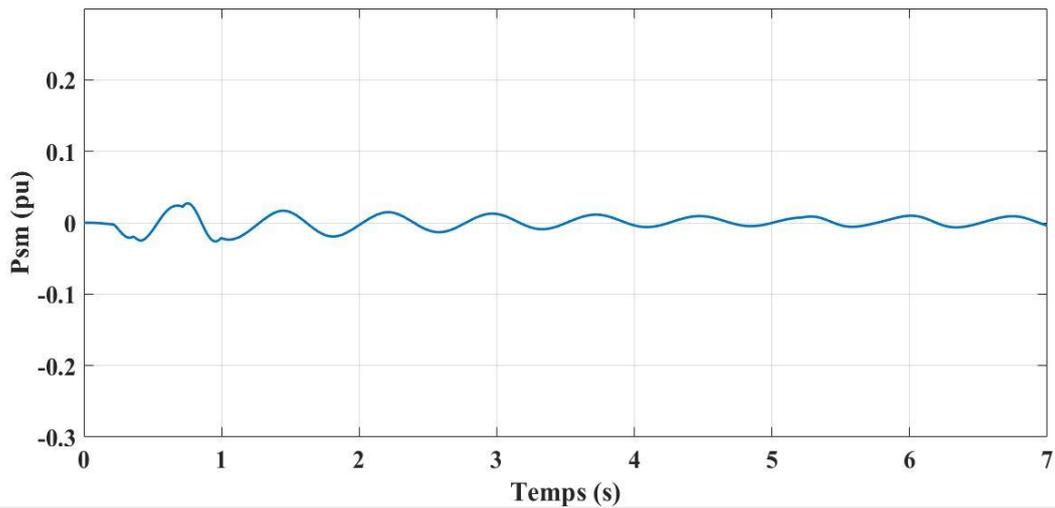


Figure V.17 : Variation de P_{sm}

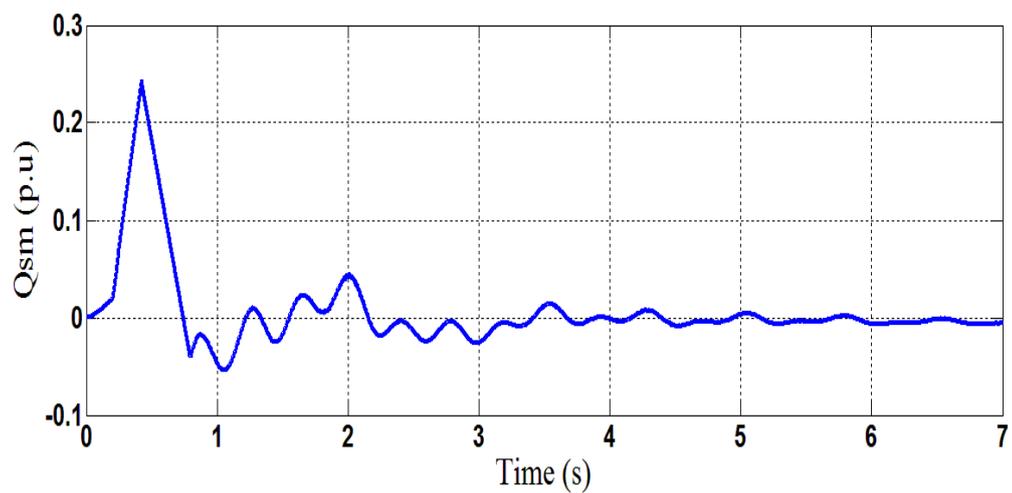


Figure V.18 : Variation de Q_{sm}

V.3 Etude du système en mode couplé

V.3.1 Evaluation de la performance du dispositif SMES-IPFC

Nous examinons dans cette partie l'influence de l'IPFC sur le réseau perturbé quand son élément de stockage traditionnel est remplacé par un dispositif SMES associé à un hacheur tel que montré par la figure V.19. Un court-circuit triphasé en liaison avec la terre est simulé sur la ligne 4 dans les mêmes conditions qu'en mode découplé, c'est-à-dire que le défaut est proche du nœud 7 et sa durée égale à 200ms.

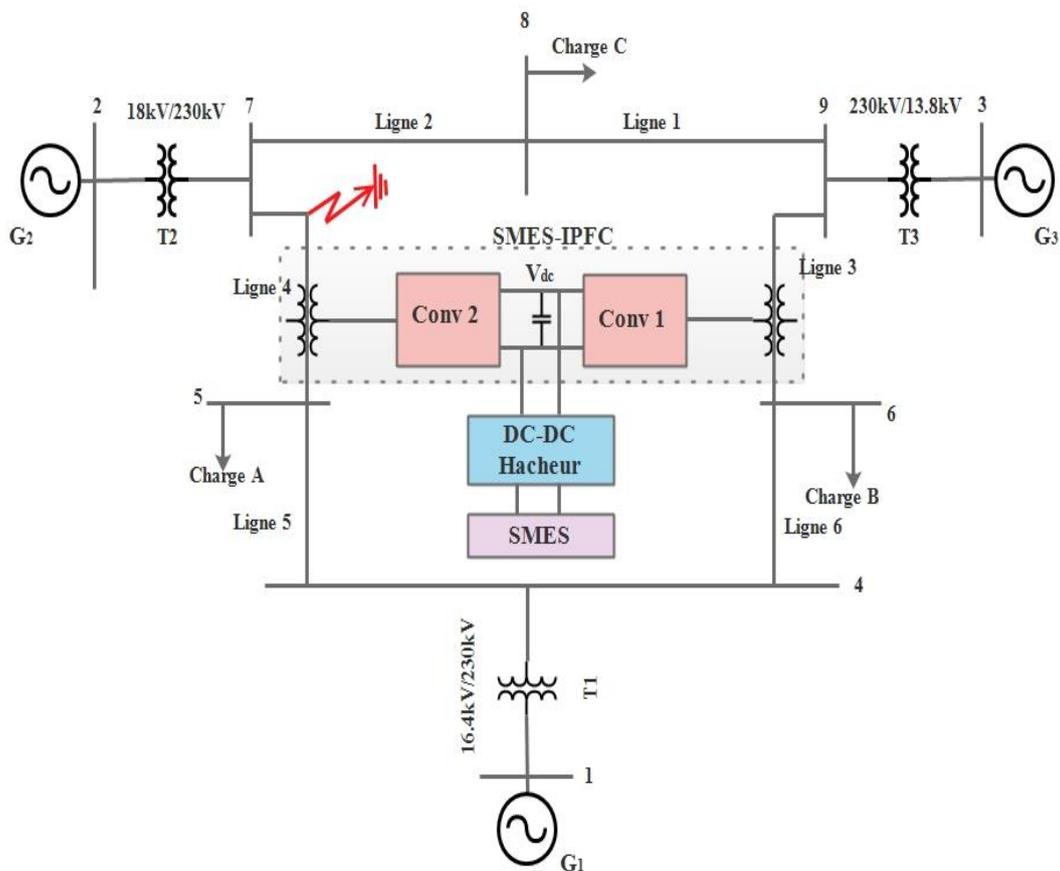


Figure V.19 : SMES-IPFC en mode couplé

Le dispositif SMES-IPFC agit sur les lignes 3 et 4. Les caractéristiques de commande de l'IPFC sont données dans le tableau V.3

Tableau V.3 : Paramètres IPFC

	Convertisseur 1	Convertisseur 2
P_{ref} (pu)	0.86	0.60
Q_{ref} (pu)	0.18	/
V_{semin} (pu)	0.005	0.005
V_{semax} (pu)	0.5	0.5

La tension de liaison $V_{dc} = 1$ pu. Le SMES utilisé est de dimension 4 MJ avec $L_{sm}=2H$, $I_{sm}=2kA$. Les résultats obtenus avec la combinaison SMES-IPFC sont indiqués par les courbes en marron des figures V.20 à V.31. Les figures indiquent aussi les résultats des comportements des caractéristiques obtenus sans régulation et avec d'autres régulations et ce en vue de faire ressortir la performance de la combinaison SMES-IPFC utilisée.

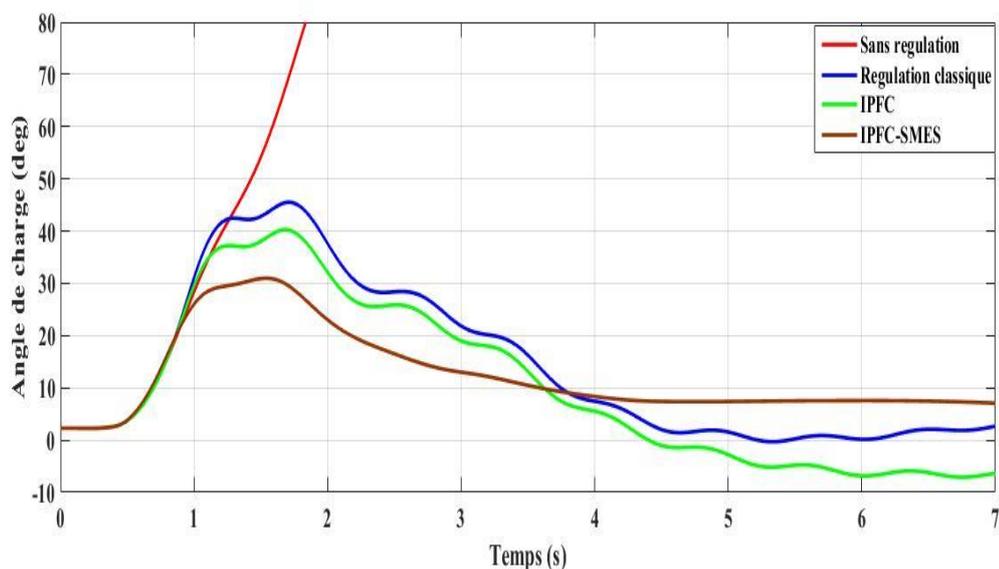


Figure V.20 : Angle de charge de la machine 1

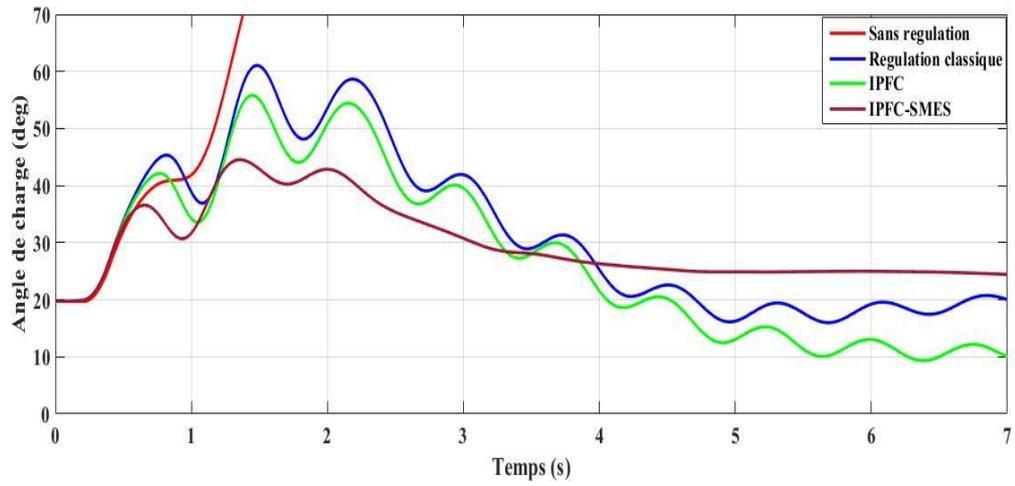


Figure V.21 : Angle de charge de la machine 2

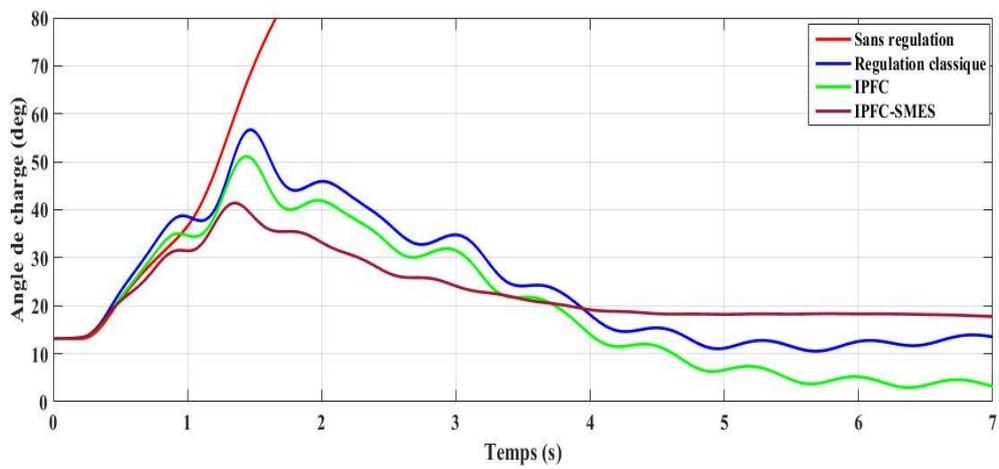


Figure V.22 : Angle de charge de la machine 3

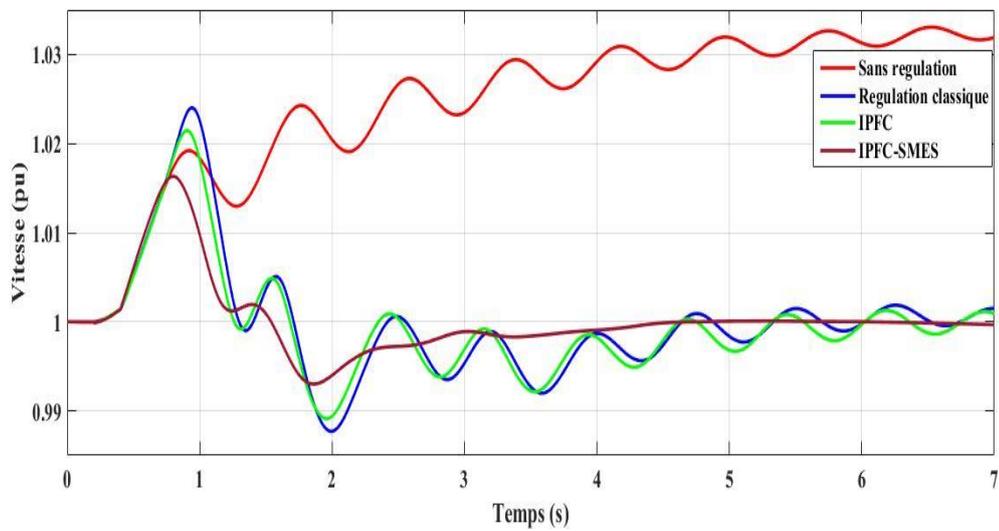


Figure V.23 : Vitesse de la machine 1

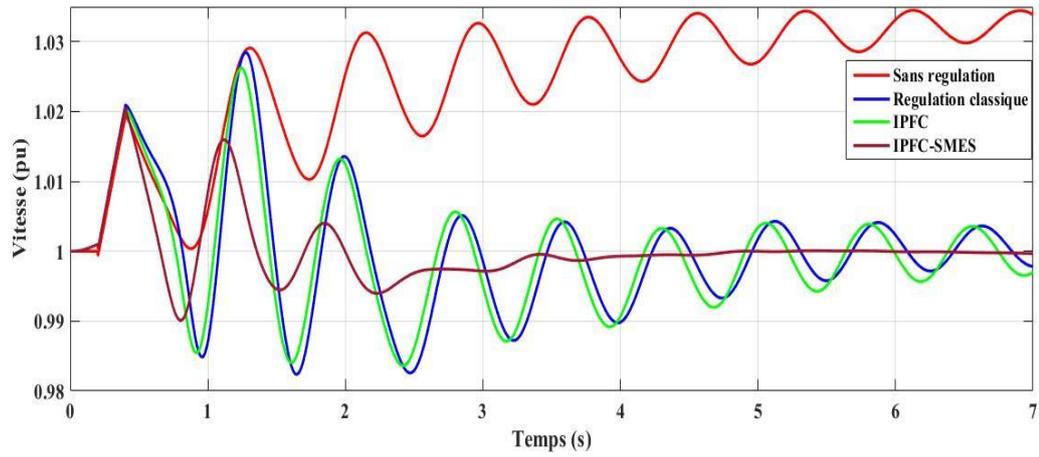


Figure V.24 : Vitesse de la machine 2

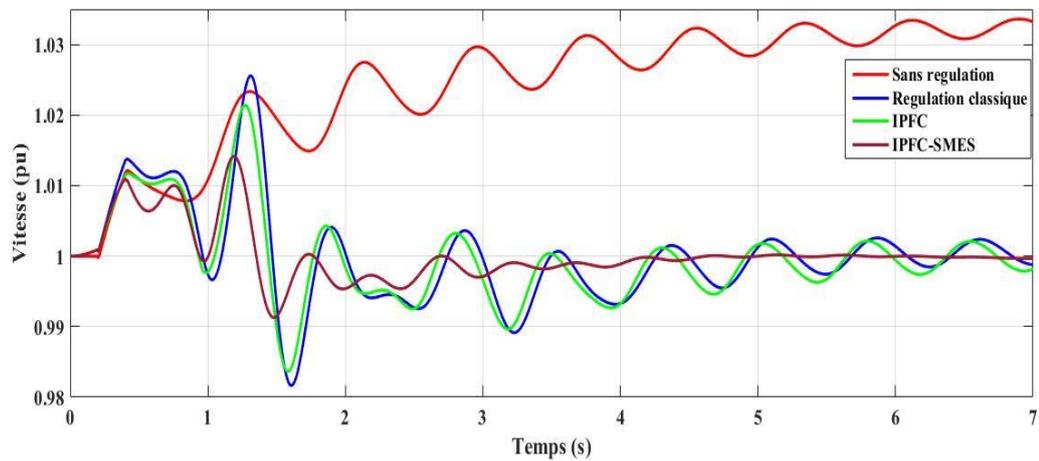


Figure V.25 : Vitesse de la machine 3

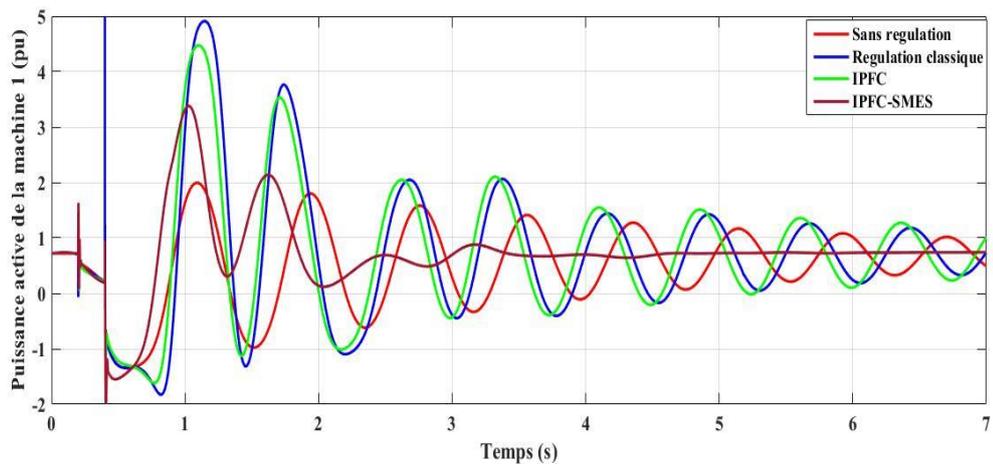


Figure V.26 : Puissance active générée par la machine 1

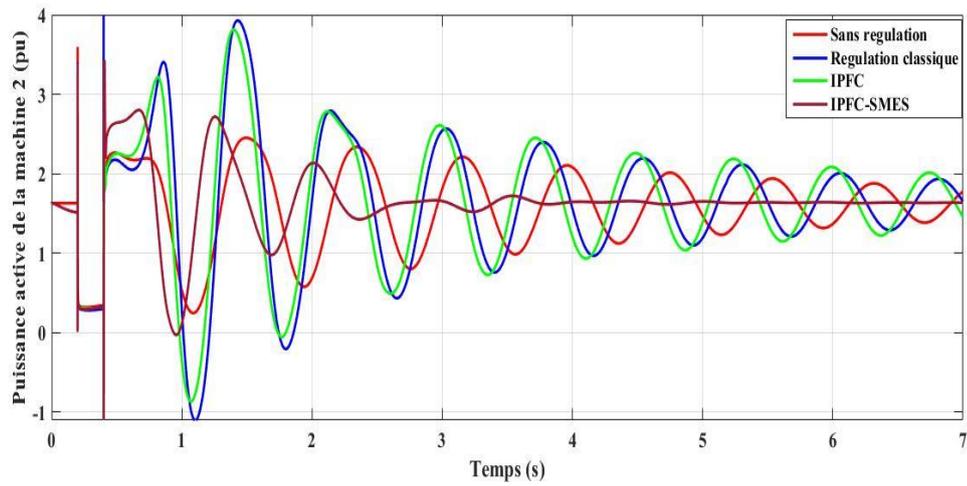


Figure V.27 : Puissance active générée par la machine 2

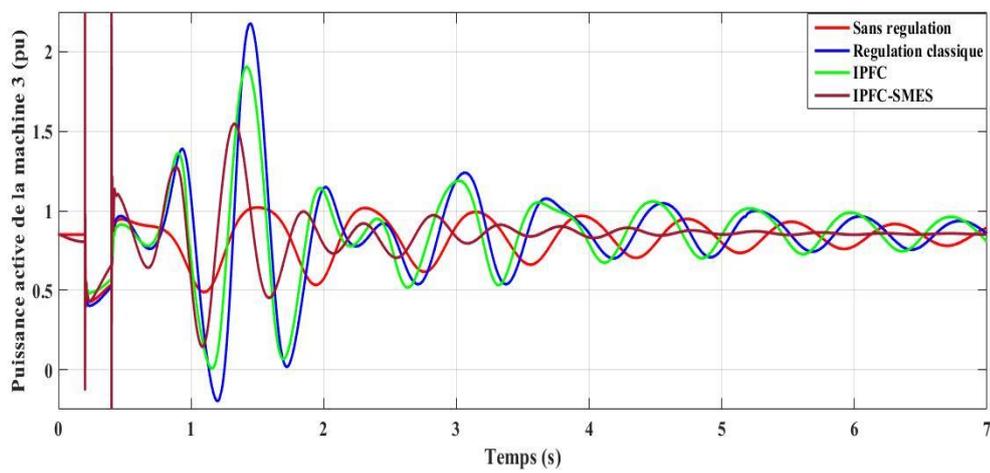


Figure V.28 : Puissance active générée par la machine 3

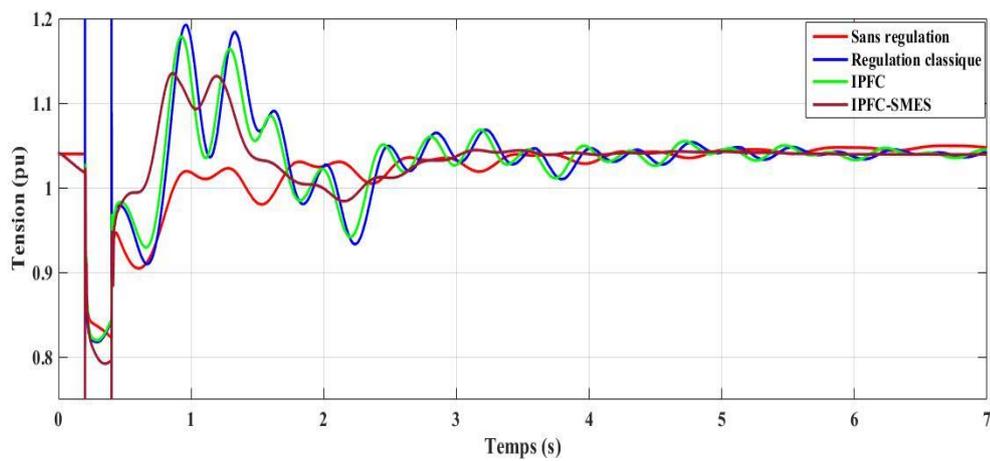


Figure V.29 : Tension la sortie de la machine 1

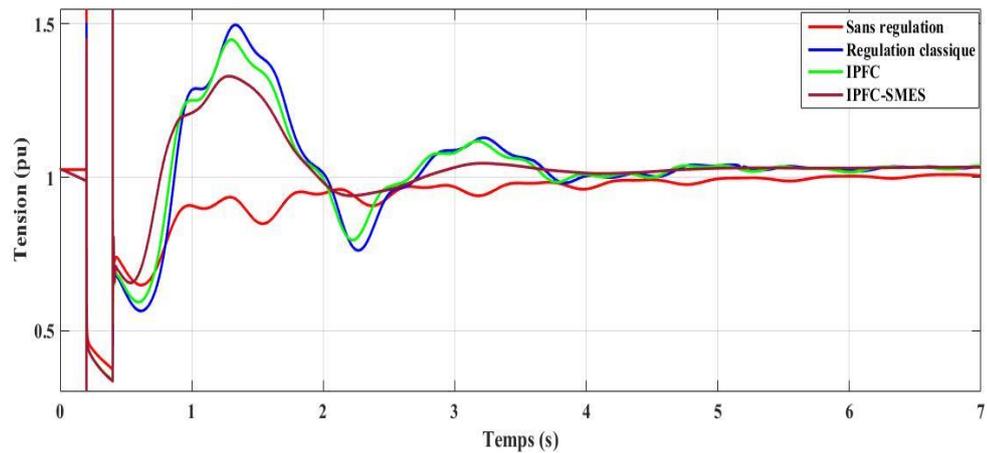


Figure V.30 : Tension la sortie de la machine 2

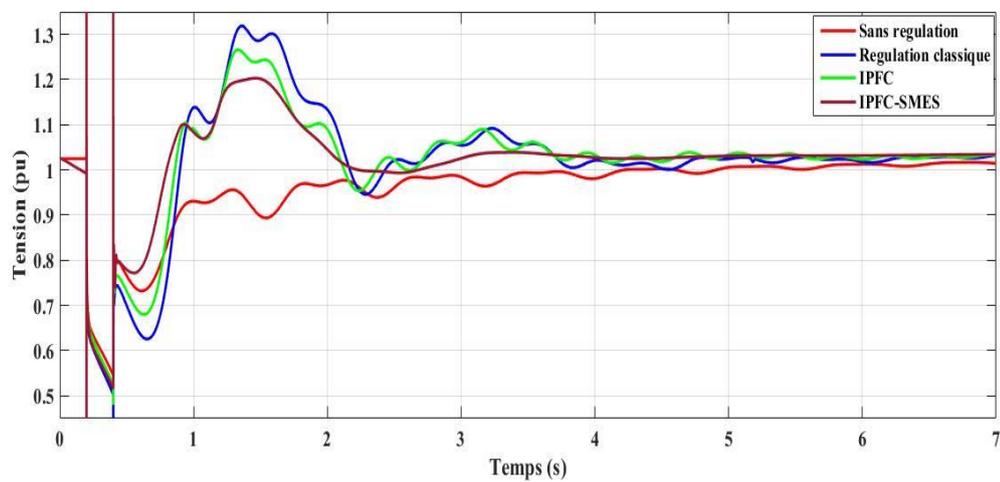


Figure V.31 : Tension la sortie de la machine 3

Le tableau V.4 indique pour chaque machine l'angle de charge maximal atteint dans chacun des situations de réseau : non régulé, régulé classiquement, équipé de l'IPFC seul ou de la combinaison SMES-IPFC.

Tableau V.4 : Angle de charge maximal

Cas	Machine 1	Machine 2	Machine 3
Sans régulation	$\delta_{max} = \infty$	$\delta_{max} = \infty$	$\delta_{max} = \infty$
Régulation classique	$\delta_{max} = 45^\circ$	$\delta_{max} = 61^\circ$	$\delta_{max} = 57^\circ$
IPFC seul	$\delta_{max} = 40^\circ$	$\delta_{max} = 55^\circ$	$\delta_{max} = 51^\circ$
SMES-IPFC	$\delta_{max} = 30^\circ$	$\delta_{max} = 43^\circ$	$\delta_{max} = 41^\circ$

L'effet de la combinaison SMES-IPFC sur la variation de l'angle de charge est le plus efficace. Les résultats montrent que toutes les caractéristiques s'amortissent considérablement avec le dispositif SMES-IPFC (courbe en marron) et dans un temps très court comparativement aux résultats obtenus avec les autres régulateurs.

V.3.2 Analyse de la commande

Les figures V.32 à V.35 montrent que la commande respecte dans une large mesure les consignes imposées (courbe en bleu). La figure V.35 compare les comportements de la tension continue V_{dc} quand l'IPFC est muni de son système de stockage conventionnel (courbe en rouge) et quand il est muni du SMES comme système de stockage (courbe en bleu).

L'influence bénéfique du SMES sur la tension est évidente puisque les oscillations sont plus amorties et la stabilisation de la tension plus rapide.

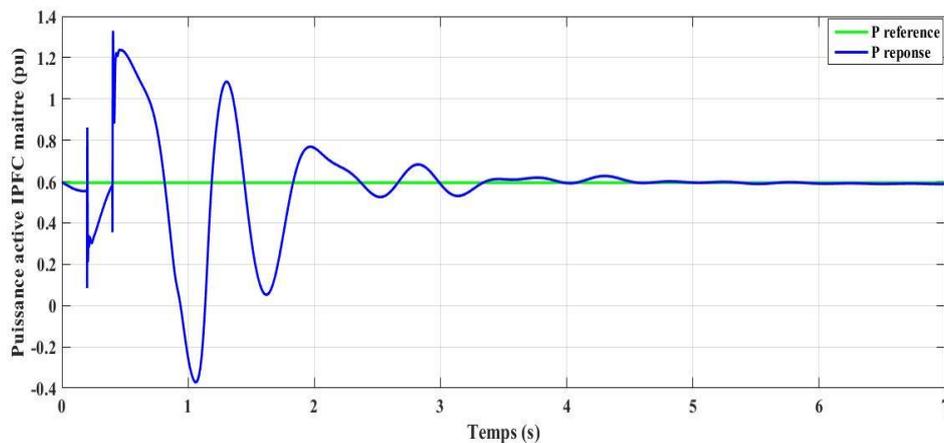


Figure V.32 : Puissance active IPFC maître

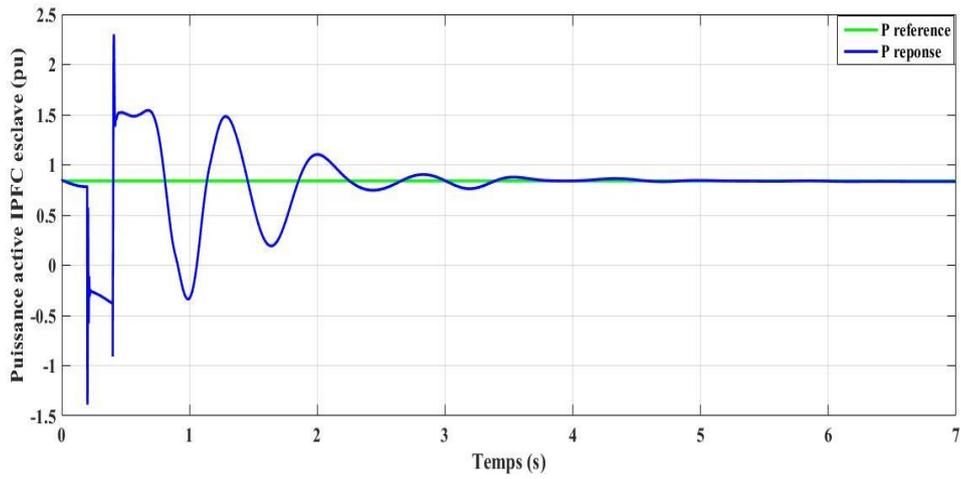


Figure V.33 : Puissance active IPFC esclave

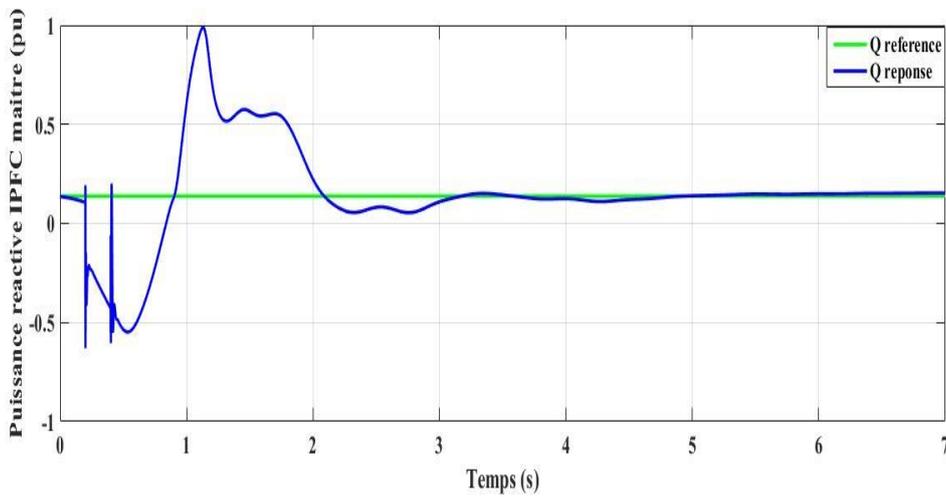


Figure V.34 : Puissance réactive IPFC maitre

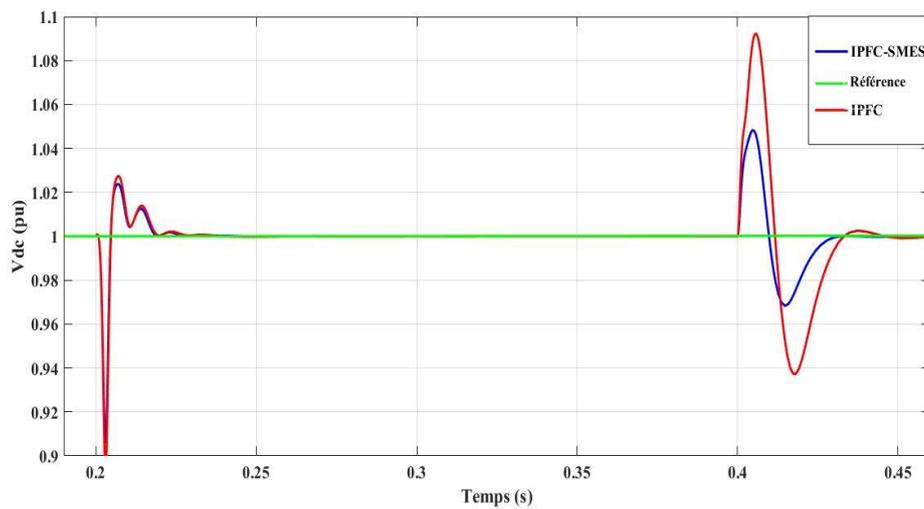


Figure V.35 : Tension V_{dc} de l'IPFC

L'échange de puissance active entre le SMES et le réseau à travers l'IPFC est montré par la figure V.36. A $t=4s$, comme pour le mode découplé, nous n'observons aucun échange de puissance entre le dispositif et le réseau ce qui atteste que le système a retrouvé sa stabilisation.

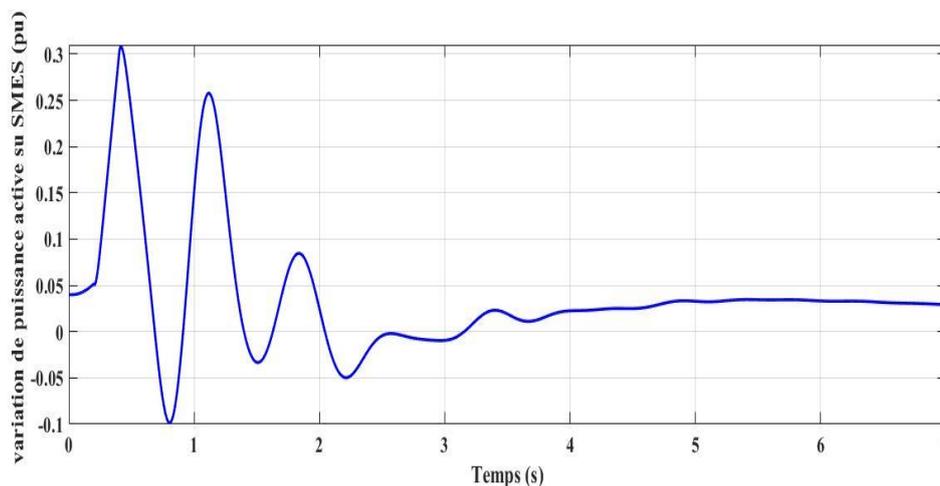


Figure V.36 : Puissance active du SMES

V.3.3 Impact de la taille du SMES

Trois bobines supraconductrices de tailles 4MJ, 10 MJ et 14 MJ ont été testées dans le dispositif SMES-IPFC pour étudier l'impact de la taille du SMES sur le comportement du réseau perturbé. L'impact est évalué en observant le comportement de la machine la plus proche du défaut c'est-à-dire la machine 2.

Les figures V.37 et V.38 montrent le comportement de la vitesse et de la tension quand le SMES est de taille 4MJ (courbes en vert), 10MJ (courbes en bleu) et 14 MJ (courbes en rouge).

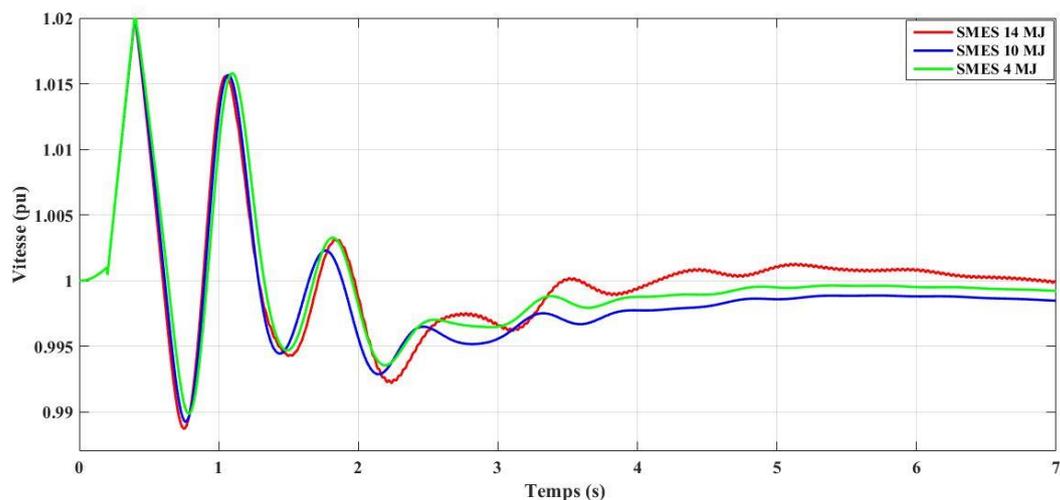


Figure V.37 : Vitesse de la machine 2

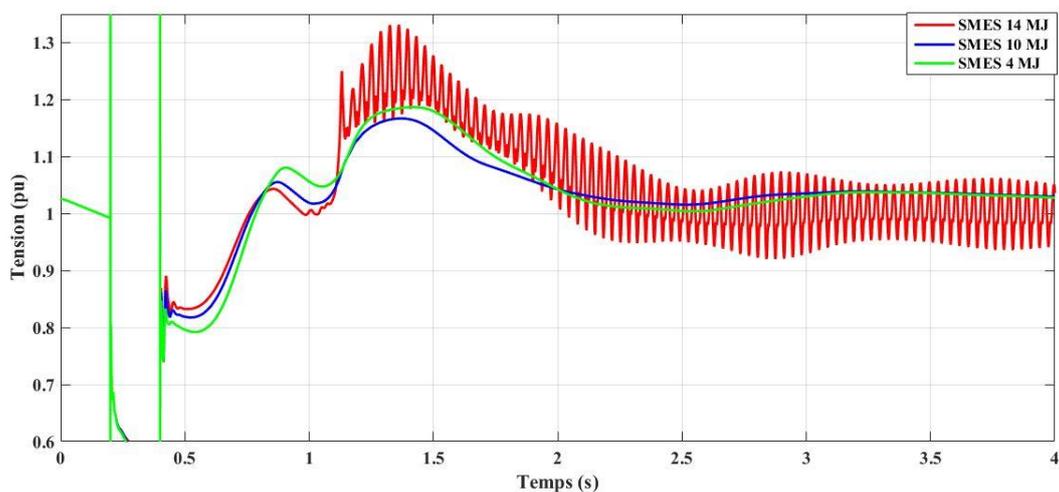


Figure V.38 : Tension de la machine 2

Les résultats montrent que la taille du SMES influe sur le système. Dans notre cas, le SMES 4MJ s'avère être le plus performant. Ce résultat montre que ce n'est pas nécessairement le SMES ayant la capacité de stockage la plus grande qui est le plus performant. Il y'a donc une relation spécifique entre réseau, type de perturbation et SMES.

La commande SMES-IPFC est illustrée par les résultats des figures V.39 à V.44 qui confirment l'évaluation faite précédemment (figures V.37 et V.38). En effet, nous observons que le SMES de taille 4MJ est le plus adéquat dans le réglage du système (courbes en vert).

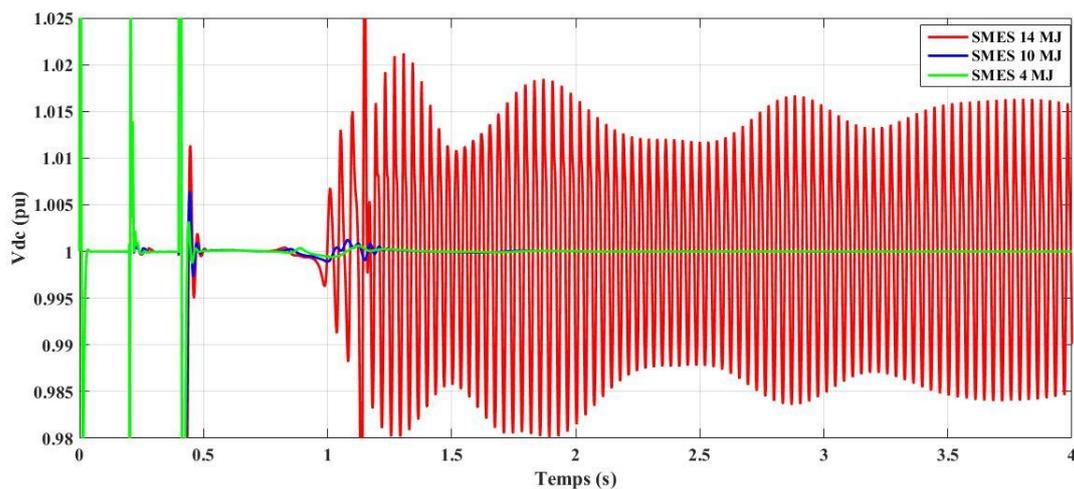


Figure V.39 : Tension V_{dc} de l'IPFC

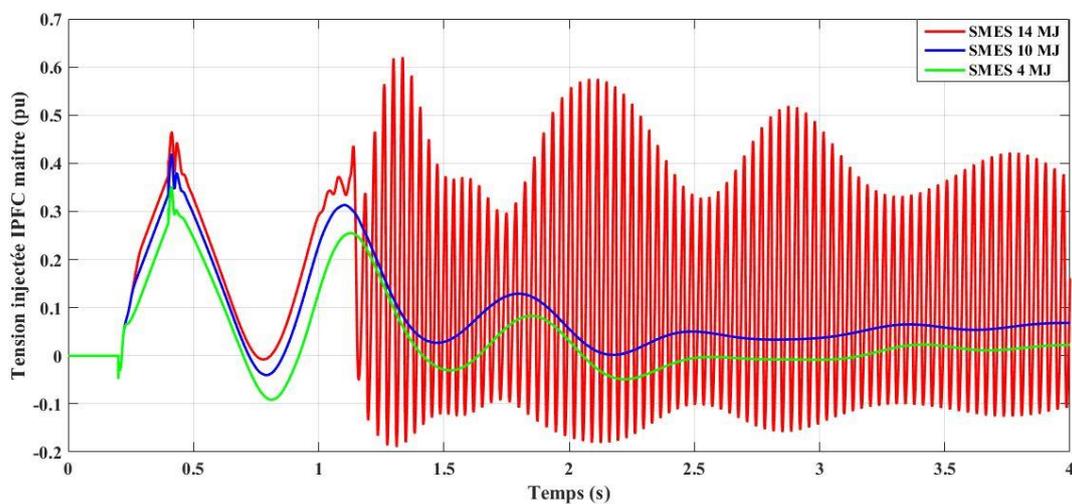


Figure V.40 : Tension injectée par IPFC maître

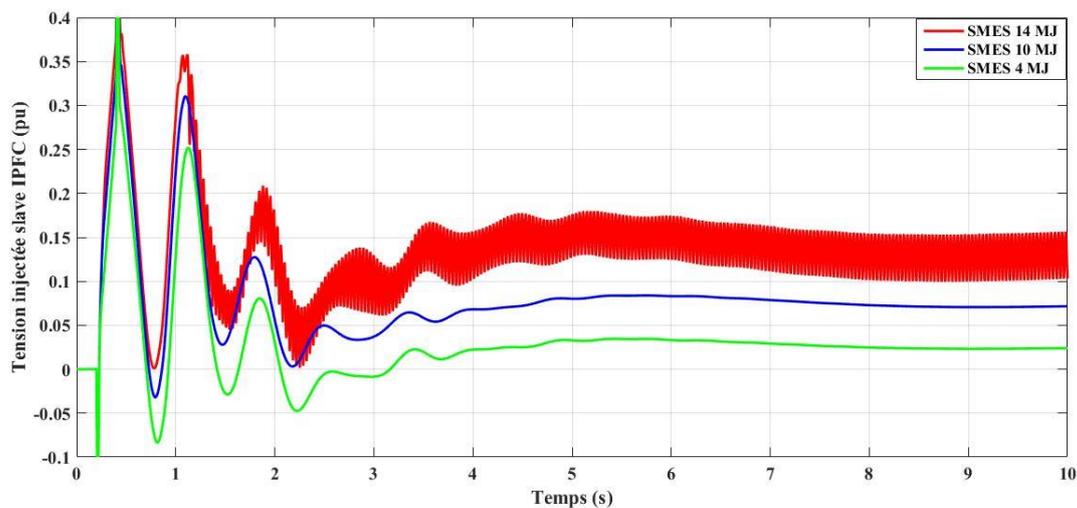


Figure V.41 : Tension injectée par IPFC esclave

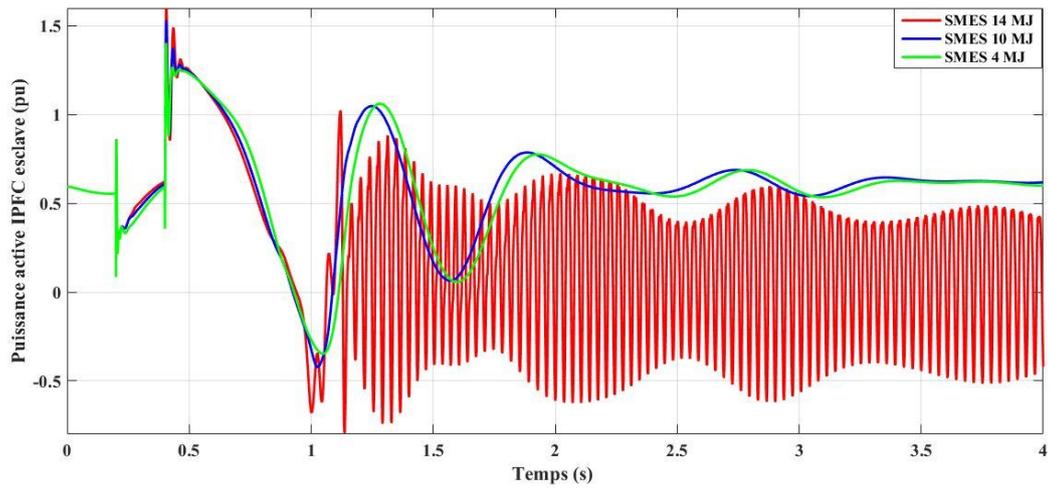


Figure V.42 : Puissance active IPFC maitre

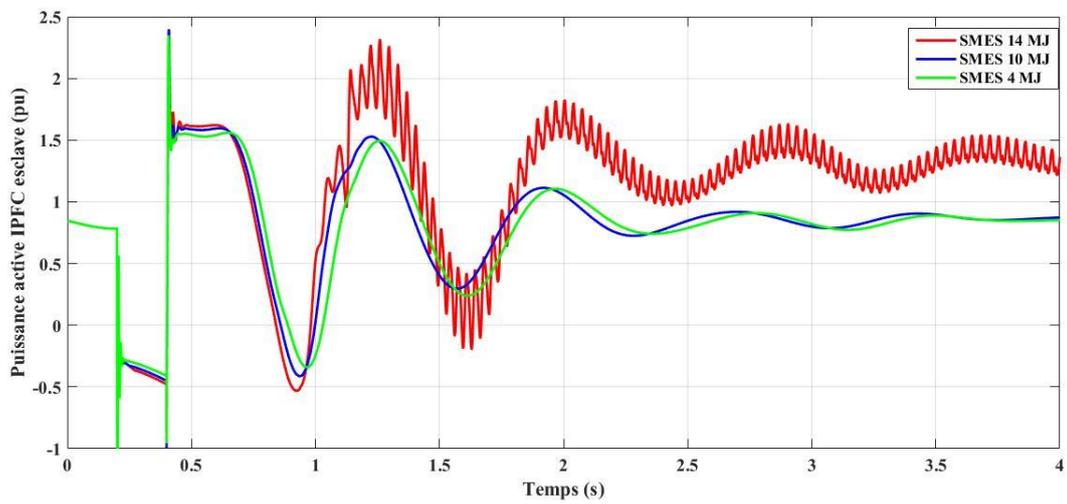


Figure V.43 : Puissance active IPFC esclave

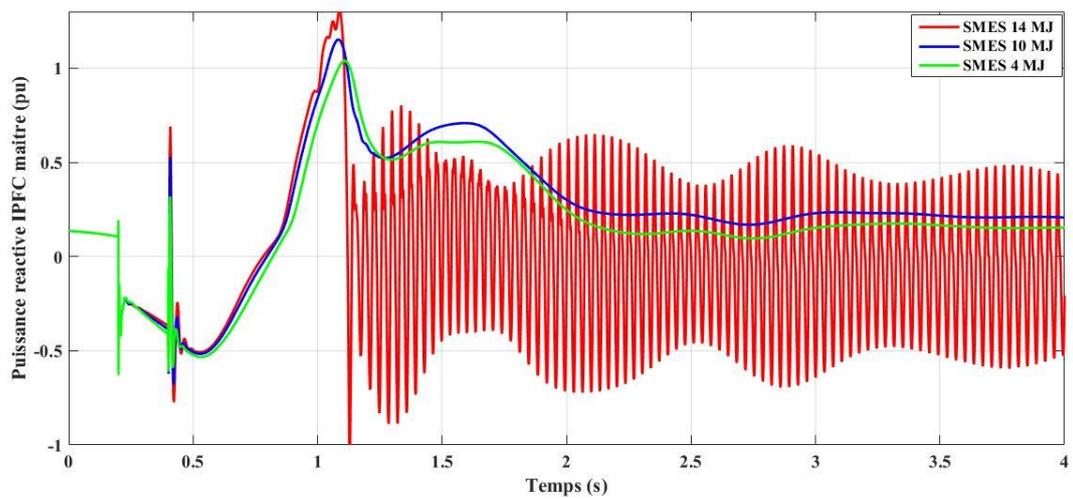


Figure V.44 : Puissance réactive IPFC maitre

V.4 Conclusion

Nous avons testé le dispositif SMES-IPFC en modes découplé et couplé sur un réseau multi-machines en régime sain et en régime perturbé de grands mouvements. En régime sain, le dispositif IPFC découplé du SMES est assez efficace dans la commande de transfert de puissance d'une liaison à une autre permettant de surmonter les contraintes de transit de puissance maximal des lignes dû à leur conception. En mode couplé, le dispositif s'avère très performant dans le maintien de la stabilité des réseaux perturbés en grands mouvements. L'impact de la taille du SMES sur le système perturbé a été examiné. Un résultat remarquable a été obtenu. Contrairement à ce qu'il était attendu à savoir une forte relation entre taille du SMES et son effet bénéfique sur la stabilité, les résultats ont montré que c'est le SMES de moindre taille (4MJ) qui a permis d'améliorer la stabilité.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Dans ce travail, nous nous sommes attachés à montrer l'impact sur la conduite des réseaux électriques d'une combinaison de deux FACTS. Notre intérêt s'est porté sur le SMES et l'IPFC avec comme objectif d'évaluer leur influence sur les réseaux électriques que ceux-ci soient en régime sain ou en régime perturbé. Nous avons tenu compte de la réalité des réseaux électriques où la production décentralisée est de plus en plus présente ce qui nous a amenés donc à introduire un parc éolien dans l'un des réseaux test étudiés.

Après avoir traité, dans le premier chapitre, la modélisation d'un système électrique général où les FACTS sont pris en compte et décrit trois types de compensateurs FACTS : série, parallèle et hybride sachant que l'IPFC est une association de deux ou plusieurs compensateur de type série et le SMES est de type parallèle, nous avons montré l'apport d'un FACTS de type parallèle en l'occurrence un STATCOM dans le réglage de tension du réseau quand la fonction de compensation synchrone d'un alternateur s'avère insuffisante.

L'apport de l'IPFC dans la solution des problèmes de surcharge de liaison dans un réseau électrique tenant compte de la génération d'énergie dispersée est examiné en détail dans le deuxième chapitre. L'introduction de l'IPFC permet d'optimiser les ressources existantes du réseau et éviter son renforcement donc différer les investissements de développement de réseaux électriques. Cette optimisation est obtenue par le fait que l'IPFC transfère la puissance d'une liaison surchargée vers une autre qui l'est moins permettant au réseau électrique de satisfaire la demande en énergie électrique dans les conditions de qualité de service acceptable.

Dans le troisième chapitre, les performances du deuxième élément de la combinaison FACTS étudiée à savoir le SMES ont été évaluées sur un réseau 3 machines-9 nœuds utilisé comme réseau test. L'étude a porté sur l'analyse du réseau en cas de grande perturbation matérialisée par un court-circuit triphasé connecté à la terre sachant que ce type de court-circuit est le plus contraignant sur le réseau. La commande du SMES retenue pour permettre l'échange de puissances entre le SMES

et le réseau se fait dans les quatre quadrants du dispositif et pour des angles d'amorçage inégaux afin de garder un découplage entre la puissance active et la puissance réactive permettant une flexibilité de réglage de la fréquence et de la tension du réseau. La méthode phaseur utilisée dans cette commande s'avère très intéressante aussi bien du point de vue simplicité et que du point de vue efficacité. La comparaison des performances de la régulation conventionnelle et celles de du SMES montre un net avantage pour ce dernier qui permet une marge de manœuvre beaucoup plus grande que celle qu'on peut obtenir avec des moyens de régulation conventionnelle.

Dans les quatrième et cinquième chapitres, la stratégie de commande de l'association SMES-IPFC élaborée a montré son efficacité dans la conduite des réseaux et le maintien de leur stabilité. Deux approches de contrôle ont été testées : l'une en mode séparé et l'autre en mode couplé. Dans ce dernier, le SMES remplace l'élément de stockage traditionnel de l'IPFC. La configuration de la commande est basée sur un convertisseur maître et un convertisseur esclave associés à un hacheur quatre quadrants à base de transistors IGBT. Celui-ci contribue à la simplicité de la commande en évitant un hacheur multi-niveaux à base de thyristors GTO. L'étude a tenu compte de tout type de réseau qu'il soit mono-machine ou multi-machine. Les bons résultats obtenus confirment l'efficacité du choix d'un tel dispositif combinant SMES et IPFC. Améliorer la capacité de stockage d'un IPFC par l'utilisation d'un SMES est également très intéressant dans le cas de longues lignes. En effet, les capacités de transfert de celles-ci sont limitées par les contraintes de stabilité et non par leur capacité thermique. La résolution des problèmes de stabilité permet alors d'augmenter les capacités de transfert de puissance de ces lignes qui peuvent alors être exploitées au plus proche de la capacité thermique.

Ce travail nous a permis de voir dans quelle mesure une association de FACTS peut améliorer les conditions d'exploitation des réseaux et différer certains investissements qui auraient été nécessaires sans la contribution des FACTS. Comme montré dans ce travail, le SMES est un outil très puissant dans la conduite des réseaux. Il reste malheureusement peu répandu dans son utilisation à cause de contraintes telles que la nécessité de basse température ou de pollution magnétique. Des progrès sont enregistrés en ce qui concerne l'augmentation de la température des

supraconducteurs mais pas très suffisants pour rendre l'utilisation des SMES rentable dans les nombreux réseaux actuels à moins de réduire leur dimensionnement. C'est une piste de recherche qu'il est souhaitable de «creuser» pour voir dans quelle mesure des SMES abordables du point de vue économique peuvent s'intégrer dans des réseaux particuliers tels que les micro-réseaux. Ces derniers sont de plus en plus présents dans les réseaux intelligents (smart grids). Des recherches axées sur les techniques d'optimisation pourraient contribuer à déterminer des tailles de bobine supraconductrice fonction de la commande utilisée et des objectifs poursuivis.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Seyed Mohammad SADEGHZADEH
Amélioration de la stabilité transitoire et de l'amortissement des oscillations d'un réseau électrique à l'aide de SMES et de SSSC
Thèse Doctorat de Génie Electrique, Institut National Polytechnique de Grenoble, France, 1998
- [2] Z.Chen, F.Blaabjerg
Wind farm—A power source in future power systems
Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 13, no. 7, 2009, pp. 1288-1300.
- [3] C. J. Lin, O. S. Yu, C. L. Chang, Y. H. Liu, Y. F. Chuang, Yu-Liang Lin
Challenges of wind farms connection to future power systems in Taiwan
Renewable Energy, vol.34, 2009, pp. 1926–1930.
- [4] Monica Ionela Biserica
Observabilité et reconstruction d'état des réseaux de distribution du futur
Thèse Doctorat de Génie Electrique, Institut National Polytechnique de Grenoble, France, 2006.
- [5] Y. Yu
Electric Power System Dynamics
ACADEMIC Press, New York, USA, 1983
- [6] N. G. Hingorani, L. Gyugyi
Understanding FACTS Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems,
IEEE Press, Delhi, India, 2000.

[7] Yueying He

Stratégie de commande unifiée du TCSC pour améliorer la stabilité des réseaux électriques,

Thèse Doctorat de Génie Electrique, Université du Québec, Canada, 2001.

[8] S. Elamana, A. Rathinam

Interarea Oscillation Damping by Unified Power Flow Controller-Superconducting Magnetic Energy Storage Integrated System

International Journal of Engineering and Advanced Technology, vol.2, no.3, 2013, pp. 221-225

[9] B. Mahdad, K. Srairi

Application of a combined superconducting fault current limiter and STATCOM to enhancement of power system transient stability

Physica C, vol. 495, 2013, pp. 160–168

[10] P.F. Ribeiro, A. Arsoy, Y. Liu

Transmission power quality benefits realized by a SMES-FACTS controller

9th International Conference on Harmonics and Quality of Power Proceedings, Orlando, USA, 2000

[11] Aysen Basa Arsoy

Electromagnetic Transient and Dynamic Modeling and Simulation of a StatCom-SMES Compensator in Power Systems

Thèse de Doctorat, Blacksburg, Virginia, USA, 2000

[12] Sreelal Elamana, A. Rathinam

Inter area Oscillation Damping by Unified Power Flow Controller-Superconducting Magnetic Energy storage integrated System

International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT), vol. 2, no 3, February 2013, pp. 221-225

- [13] W. Stagg, A. H. El-Abiad
Computer Methods in Power System Analysis
9th Edition McGraw-Hill, Tokyo, Japan 1983
- [14] P. M. Anderson, A. A. Fouad
Power System Control and Stability
The Iowa State University Press, AMES IOWA, USA, 1977
- [15] Prechanon Kumkratug
Application of Interline Power Flow Controller to Increase Transient Stability of
Power System.
Journal of Computer Science, vol. 6, no. 12, 2010, pp 1490-1493
- [16] Moudjahed Mohamed
Conduite des réseaux électriques
Polycopié Cours et TD, Université Ibn Khaldoun Tiaret, Algerie, 2014
- [17] Rabah Benabid
Optimisation Multi-objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim
pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques
Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université Amar Telidji, Laghouat,
Algerie, 2008
- [18] P. Kundur
Power System Control and Stability
McGraw-HILL Inc., New York, USA 1993
- [19] Hasan Alkhatib
Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques
Thèse de doctorat en Génie électrique, Université Paul Cézanne - Aix-Marseille III,
France 2008

- [20] Wendy Carolina BRICEÑO VICENTE
Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes
Thèse Doctorat en Génie Electrique, Institut National Polytechnique de Grenoble,
France, 2012
- [21] P.W. Sauer, M.A. Pai
Power System Dynamics and Stability
The University of Illinois, USA, 2008
- [22] Eskandar GHOLIPOUR SHAHRAKI
Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité
Thèse Doctorat de l'Université Henri Poincaré, Nancy, France, Octobre 2003
- [23] Richard G. Farmer
Power System Dynamics and Stability
The Electric Power Engineering Handbook, Arizona State University, USA, 2001
- [24] Yujun HE
Contribution au réglage de la tension sur un réseau HTA avec producteurs. Apport de
la flexibilité de la demande
Thèse Doctorat de l'Ecole Doctorale STITS, Centrale Supélec, France, 2015.
- [25] Neville Watson, Jos Arrillaga
Power System Electromagnetic Transients Simulation
IET Power and Energy, Series 39, 2007.
- [26] M. Moudjahed, M. Boudiaf
Performance Evaluation of IPFC Using Fuzzy Logic Controller for Power System
Stabilization
International Review of Automatic Control, vol.5, no.5, 2012, pp. 599-605
- [27] Y. Xiao, Y. H. Song, C.C. Liu, Y. Z. Sun,
Available Transfer Capability Enhancement Using FACTS Devices
IEEE Transaction on Power Systems, vol. 18, no. 1, 2003, pp. 305-312

[28] E. Catz

Evolutions Techniques du Système de Transport et de Distribution d'Electricité
Areva, T&D, France, 1999

[29] C. R Patel, S.N Patel, A. J. Mehta

Static Synchronous Series Compensator (SSSC): An Approach for Reactive Power
Compensation for the Transmission System,
B.V.M. Engineering College, vol. 14, 2011, pp. 1-6

[30] L.Gyugyi, K. K. Sen, C. D. Schauder

The Interline Power Flow Controller Concept : A new approach to power flow
management in transmission systems
IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 14, no. 3, 1999, pp. 1115-1123

[31] R. Grünbaum, M. Noroozian, B. Thorvaldsson

FACTS - Les Systèmes Performants pour le Transport Flexible de l'Energie
Electrique
ABB Review, vol. 5, 1999, pp. 4-17

[32] B. Singh

Introduction to FACTS Controllers in Wind Power Farms : A Technological Review
International Journal of Renewable Energy Research, vol. 2, no. 2, 2012, pp. 166-212

[33] K. E. Okedu

Stability Enhancement of DFIG-based Variable Speed Wind Turbine with a Crowbar
by FACTS Device as Per Grid Requirement
International Journal of Renewable Energy Research, vol. 2, no. 3, 2012, pp. 431-439

[34] M. Bey, M. Moudjahed, K. Ilyas

Integration of wind power in electrical network using the Interline Power Flow
Controller (IPFC)
Electrotehnică, Electronică, Automatică, vol. 3, 2016, pp.41-46

- [35] G. Irusapparajan, S. Rama
Experimental Results of Interline Power Flow Controller Systems
Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology, vol.3, no.7,
2011, pp. 612-616
- [36] K. Prechanon
Application of Interline Power Flow Controller to Increase Transient Stability of
Power System
Journal of Computer Science, 2010, pp.1490-1493
- [37] E.Acha, C.R.Esquivel, H.A.Perez, C.A.Camacho,
Facts Modelling and Simulation in Power Network
John Wiley & Sons Ltd, England, 2004.
- [38] A.R. Bergen, V. Vittal
Power Systems Analysis
2nd Edition, University of California, USA, 1999.
- [39] Abdel Moamen Mohamed Abdel Rahim Aahmed
Optimal Power Flow with FACTS Devices
Thèse doctorat en génie électrique, ROORKEE, INDIA, 2004
- [40] A. P. Rani, B. S Reddy
Modelling and Digital Simulation of Interline Power Flow Controller System
International Journal of Computer and Electrical Engineering, vol. 2, no. 3, 2010, pp.
441- 446
- [41] A. Kahyaei,
Analysis of Interline Power Flow Controller (IPFC) Location in Power Transmission
Systems
Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology, Vol. 3, no. 7,
2011, pp 633-639

- [42] A. V. Naresh Babu, S. Sivanagaraju, Ch. Padmanabharaju, T. Ramana,
Multi-Line Power Flow Control using Interline Power Flow Controller (IPFC) in
Power Transmission Systems
International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and
Communication Engineering, vol.4, no.3, 2010, pp.577-581
- [43] D. J. F. Cortés
Analysis of power system stability in presence of high levels of wind power
penetration
Thèse de Master en Génie Electrique, Ecole Polytechnique de l'Université de Sao
Paulo, Brésil, 2014
- [44] N. S. Kumar, J. Gokulakrishnan
Impact of FACTS controllers on the stability of power systems connected with doubly
fed induction generators
Electrical Power and Energy Systems, vol. 33, no. 2, 2011, pp. 1172–1184
- [45] D. Steen, J. Goop, L. Göransson, S. Nursbo
Challenges of Integrating Solar and Wind into the Electricity Grid
Systems Perspectives on Renewable Power, Université Chalmers, Göteborg, Suède
2014
- [46] Julien Leclerc,
Méthodes et Outils de Caractérisations Electrique et Magnétique des
Supraconducteurs ;
Thèse de Doctorat, Université de Lorraine, France, 2013.
- [47] D. Bertrand,
A Relativistic BCS Theory of Superconductivity ,
Thèse de Doctorat, Université catholique de Louvain, Belgique, 2005.
- [48] W. Hassenzahl,
Superconducting magnetic energy storage,
IEEE Transactions on Magnetics, vol. 25, no. 2, 1989, pp. 750-758

- [49] W. E. Buckles, M. A. Daugherty, B. R. Weber, E. L. Kostecki,
The SSD: A commercial application of magnetic energy storage
IEEE Transactions on Applied Superconductivity, vol. 3, no, 1993, pp. 328 - 331
- [50] ThêCuong HOÀNG
Caractérisation des supraconducteurs à haute température critique en vue d'application
en électrotechnique ;
Thèse de Doctorat, INP Lorraine, France, 2010.
- [51] I.D. Hassan, R. M. Bucci, K.T. Swe,
400MW SMES Power Conditioning System Development and Simulation
IEEE Transactions on Power Electronics, vol.8, no.3, 1993,p.237-249
- [52] R.F. Giese,
Progress toward High Temperature Superconducting Magnetic Energy Storage
(SMES) – A Second Look,
Argonne National Laboratory, USA, 1998
- [53] J.D. Rogers, R.I. Schermer, B.L. Miller, J.F. Hauer
30 MJ Superconducting Magnetic Energy Storage System for Electric Utility
Transmission Stabilization
Proceedings of the IEEE, vol.71, no.9, Sep. 1983, p.1099-1109
- [54] S.F. Kral
Alaska SMES: Form and Function for the World's Largest Magnet
Cryogenic Engineering Conference, Alaska, USA 1997
- [55] A. Bautista, P. Esteban, L. Garcia-Tabares, P. Peon, E. Martinez, J. Sese,
A. Camon, C. Rillo, R. Iturbe
Design, Manufacturing and Cold Test of a Superconducting Coil and Its Cryostat for
SMES Applications
IEEE Transactions on Applied Superconductivity, vol. 7, no. 2, 1997, p. 853-856

[56] Mohamed Moudjahed

Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique au moyen d'une bobine supraconductrice

Thèse de doctorat en Sciences pour l'ingénieur, université de Franche comté, France, 1996

[57] V. Karasik, K. Dixon, C. Weber, B. Batchelder, P. Ribeiro

SMES for Power Utility Applications: A Review of Technical and Cost Considerations

IEEE Transactions on Applied Superconductivity, vol.9, no.2, 1999, pp.541-546

[58] A.Abu-Siada, W. W. L. Keerthipala, W.B. Lawrance

Application of a SMES Unit to Improve the Stability Performance of Power systems

Proc of IEEE on Electrical and Computer Engineering, Canada, 2002

[59] D.A.Paice

Power Electronic Converter Harmonics

IEEE Press, New York, USA, 1996.

[60] Z. Li, M.Weixin

Application of SMES With A Comprehensive Control For Enhancing Transient Stability

Proc of the 5th APSCOM, Hong Kong, Chine, Oct 2000

[61] M.G.Rabbani, J.B.X.Devotta, S.Elangovan

Application of Simultaneous Active And reactive Power Modulation of SMES Unit Under Unequal α -Mode For Power System Stabilization

IEEE Trans on Power System, vol. 14, n. 2, 1999, pp 547-552

[62] H. C. Chen, P. C. Li

Fast Transient Stability Control of Power System in Deregulated Environment

IEEE/PES TDCEAP, China, 2005.

- [63] C and Y. Liu, A.B. Arsoy, P. F. Ribeiro, M. R.Iravani
Detailed Modeling of SMES System
IEEE Trans on power delivery. vol. 21, no. 2, 2006, pp. 699 - 710
- [64] X. D. Xue, K.W.E. cheng, D.Sutanto
Power System Applications of SMES Systems.
IEEE Industry Applications Society Conference, vol. 2, 2005, pp.1524 - 1529
- [65] Ralph E. Fehr
Industrial Power Distribution,
IEEE Press Series on Power Engineering, 2016
- [66] J.Shi, Y. Tang, L. Ren, J. Li, S. Chen.
The phasor type model of SMES
Physica C: Superconductivity, vol: 469, no:15, 2009, pp. 1785–1788
- [67] Demiray, Turhan
Simulation of Power System Dynamics using Dynamic Phasor Models
These doctorat en genie électrique, Eth Zurich, Suisse, 2008
- [68] Power System Blockset for Use with Simulink
User's Guide Version 2
TEQSIM International, Hydro-Québec, Canada, 2000.
- [69] M. Bey, M. Moudjahed
Transient Stability Enhancement Using Phasor Model of Superconducting Magnetic
Energy Storage
Bulletin of Electrical Engineering and Informatics, vol.5, no.1, 2016, pp. 101~108
- [70] S. Padma, R Lakshmipathi, K. R Kumar, P.Nandagopa
A PI Controller for Enhancing the Transient Stability of Multi Pulse Inverter Based
SSSC with SMES
International Scholarly and Scientific Research & Innovation, vol: 4, no. 3, 2010, pp.
629-635

- [71] B.Geethalakshmi, P. Dananjayan
Investigation of performance of UPFC without DC link capacitor
Electric Power Systems Research, vol. 78, no. 4, 2008,pp. 736–746.
- [72] S. Jing, T. Yuejin, R. Li., J. Li, Ch. Shijie
Discretization-Based Decoupled State-Feedback Control for Current Source Power Conditioning System of SMES
IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, no. 4, 2008, pp. 2097-2104.
- [73] H.Xiaohua, Z.Guomin, X.Liye
Optimal Location of SMES for Improving Power System Voltage Stability
IEEE Transactions on Applied Superconductivity, vol. 2, no. 3, 2010, pp. 1316-1319
- [74] Z. Lin, Y. Min
Selecting the location and the capacity of SMES for on line steady state security assessment of power systems
IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation Restructuring and Power Technologies. Hong Kong, China, pp. 606 – 610, 2004.
- [75] M. Bey, M. Moudjahed
Provide Control in Steady State and Transient Stability of Multimachine Power System using IPFC and SMES
Journal of Applied Science and Engineering, vol. 20, no. 4, 2017, pp. 459-466
- [76] S. Rahimzadeh, M. Tavakoli, Bina A.H. Viki
Simultaneous application of multi-type FACTS devices to the restructured environment: achieving both optimal number and location.
IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 4, no. 3, 2010. pp.349-362
- [77] S. Chansareewittaya, P. Jirapong
Total transfer capability enhancement with optimal number of FACTS controllers using hybrid TSSA
Proceedings of IEEE, Southeast con, Orlando, USA, 2012, pp. 1-7

- [78] S. Kandasamy, D. L. Berhanu, G. Z. Somanu
Unified Power Flow Controller (UPFC) Integrated with Electromagnetic Energy Storage System for System Stability Enhancement
American Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol.3, no.3, 2014, pp. 50-59
- [79] K. Sabareeshwaran, P. Lakshmanan,
Coordinated Control of UPFC with SMES to Improve the Transient Stability of a Power System
International Journal of Applied Research and Studied, vol.3, no.4, 2014. pp. 1-6
- [80] M. Bey, M. Moudjahed, M. Boudiaf
Performance Evaluation of IPFC with SMES on the Power System Stability
Journal of Electrical and Electronics Engineering, vol. 2, 2016, pp: 55-60
- [81] J. Veeramalla, S. Kumar. R. SMIEEE
Application of Interline Power Flow Controller (IPFC) for Damping Low Frequency Oscillations in Power Systems
Modern Electric Power Systems, Wroclaw, Poland, 2010
- [82] Mohamed Boudiaf
Contribution de l'IPFC à la stabilisation des réseaux électriques
Thèse Doctorat en Génie Electrique, USTO Mohamed Boudiaf, Oran Algérie, 2014
- [83] A. P.Usha Rani, B. S.Rama Reddy
Modelling and Digital Simulation of Interline Power Flow Controller System
International Journal of Computer and Electrical Engineering, vol. 2, no.3, 2010, pp. 1793-8163
- [84] M. Zarghami, M. L. Crow, J. Sarangapani, Y. Liu, S. Atcitty
A Novel Approach to interarea Oscillation Damping by Unified Power Flow Controllers Utilizing Ultra capacitors
IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, no. 1,2010, pp 404-412

[85] R. Jayashri, R.P. Kumudini Devi

Effect of tuned unified power flow controller to mitigate the rotor speed instability of fixed-speed wind turbines

Renewable Energy, vol. 34, 2009, pp. 591–596

[86] R.H. Lasseter, S.G. Jalali,

Power Conditioning Systems for Superconductive Magnetic Energy Storage

IEEE Transactions on Energy Conversion, vol.6, no.3, 1991, p.381-387

[87] H. Mao, D. Boroyevich, F. C. Lee

Multi-Level 2-Quadrant Boost Choppers for Superconducting Magnetic Energy Storage

The Proceedings of the Eleventh Annual Applied Power Electronics Conference and Exposition, vol. 2, 1996, pp. 876-882

[88] NG SHEAN HUEI

Hybrid Wind and Photovoltaic (PV) Power Generation with Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)

Bachelor of Electrical Engineering, Universiti Teknologi, Malaysia, 2012